

INAIL

ATTI DEL CONVEGNO

SAFAP 2014

SICUREZZA ED AFFIDABILITÀ DELLE ATTREZZATURE A PRESSIONE

La gestione del rischio dalla costruzione all'esercizio

Progettazione - Fabbricazione - Esercizio - Diagnostica



Ricerca

Edizione 2014

INAIL

ATTI DEL CONVEGNO

SAFAP 2014

SICUREZZA ED AFFIDABILITÀ DELLE ATTREZZATURE A PRESSIONE

La gestione del rischio dalla costruzione all'esercizio

Progettazione - Fabbricazione - Esercizio - Diagnostica

Pubblicazione realizzata da

INAIL

Dipartimento Innovazioni Tecnologiche e Sicurezza degli Impianti,
Prodotti ed Insedimenti Antropici (DIT)

A cura di

Francesca Ceruti
Daniela Gaetana Cogliani

Contatti

INAIL – DIT

Via Alessandria, 220/E – 00198 Roma
dit@inail.it

www.inail.it

© 2014 INAIL

La pubblicazione viene distribuita gratuitamente e ne è quindi vietata la vendita nonché la riproduzione con qualsiasi mezzo.

È consentita solo la citazione con l'indicazione della fonte.

ISBN 978-88-7484-418-0

Comitato organizzatore

INAIL

**Dipartimento Innovazioni Tecnologiche e
sicurezza degli impianti, prodotti e insediamenti
antropici (DIT)**

Ing. Paolo Pittiglio

Direzione Centrale Ricerca

Dott. Alessandro Barletta

Segreteria scientifica

INAIL

Dipartimento Innovazioni Tecnologiche

Dott. Paolo Bragatto, Ing. Carlo De Petris,

Ing. Corrado Delle Site

Segreteria organizzativa

INAIL

Dipartimento Innovazioni Tecnologiche

Dott.ssa Daniela Gaetana Cogliani

Direzione Centrale Ricerca

Sig.ra Catia Paolini

Supporto tecnico ed informatico

INAIL

Dipartimento Innovazioni Tecnologiche

Ing. Emanuele Artenio, Dott.ssa Francesca Ceruti,

Ing. Lorian Ricciardi

Supporto amministrativo

INAIL

Direzione Centrale Ricerca

Ufficio Coordinamento gestionale

Dott. Pier Francesco Benvenuto,

Sig.ra Chiara Varese

Comitato scientifico

Consiglio Nazionale delle Ricerche

Prof. Ing. Luigi Nicolais

Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali

Dott.ssa Maria Teresa Palatucci

Ministero dello Sviluppo Economico

Ing. Vincenzo Correggia

Università degli Studi di Bologna

Prof. Ing. Valerio Cozzani

Università degli Studi di Genova

Prof.ssa Paola Girdinio

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Ing. Alberto Ricchiuti

Comitato Termotecnico Italiano

Prof. Ing. Giovanni Riva

Istituto Nazionale per l'Assicurazione contro gli Infortuni sul Lavoro

Ing. Ester Rotoli

Ing. Paolo Pittiglio

Dott. Alessandro Barletta

Ing. Giusto Tamigio

INDICE

Sessione Plenaria Tecnica

A. d'Alessandro, G. Ingui

L'accreditamento, l'autorizzazione ministeriale e la notifica su N.A.N.D.O. degli organismi di valutazione di conformità operanti nelle direttive europee di prodotto..... pag. 1

Sessione Progettazione e Costruzione 1

P. Di Lillo, L. Gaetani, L. Germoni, A. Masia

Analisi a creep e creep fatica per un surriscaldatore di vapore in acciaio austenitico..... pag. 15

E. Becherini, M. Mencacci, F. Zichichi

Verifica delle attrezzature a pressione per carichi diversi dalla pressione: Vento e Sisma.... pag. 26

N. Fazzi, G. Pitti, N. Palumbo

La certificazione di un SRMCR: l'esperienza dello Stabilimento Versalis Mantova..... pag. 38

A. Iacino

Uso del concetto di non peggioramento del coefficiente globale di sicurezza in un caso notevole di riparazione di attrezzatura a pressione art. 14 DM n. 329..... pag. 49

P. Traini, N. Palumbo, G. Pitti

La "Sound Engineering Practice" per la progettazione, la costruzione e la manutenzione dei degasatori termofisici: l'esperienza di Enipower Mantova S.p.A..... pag. 57

E. Di Ponzio, V. Galasso, R. Nacci, T. Ostuni

Gestione del rischio sovrappressione nelle industrie di processo. Tecnologie di progettazione e gestione delle torce industriali: priorità tra sicurezza industriale e tutela ambientale..... pag. 73

Sessione Progettazione e Costruzione 2

V. Annoscia, A. Altieri, N. Pecere

Utilizzo di norme nazionali in ambito PED..... pag. 84

V. De Lisio, F. P. Nigri, A. Morettini, A. Nuzzo

Utilizzo di sistemi strumentali di sicurezza nell'esercizio di impianti di processo..... pag. 93

T. Scalici, G. Gurnari

Le verifiche di funzionalità dei dispositivi di sicurezza, protezione e controllo sugli impianti di riscaldamento ad acqua calda..... pag. 107

G. A. Zuccarello, L. Monica, S. Carra, S. Cabassa, C. Mazzini

Valutazione e gestione del rischio sismico in impianti per stoccaggio di GPL: problematiche emergenti alla luce del recente terremoto in Emilia-Romagna..... pag. 116

D. Barbagallo, D. Zecchini

Applicazione del quadro normativo vigente sulle costruzioni antisismiche ai serbatoi criogenici..... pag. 126

E. Artenio, E. Pichini, L. Ricciardi

Problematiche tecniche, verifiche ed ispezioni relative agli impianti di innevamento..... pag. 135

Sessione Diagnostica

N. Altamura, G. de Gennaro, A. de Sandre, M. S. De Musso, A. Mele

Nucleazione di cricche per fatica. Metodi e Ricerca..... pag. 144

F. Bertoncini, C. De Petris, U. Giosafatto, M. Raugi

Monitoraggio ad onde guidate con sensori magnetostrittivi di tubazioni in esercizio..... pag. 153

G. Augugliaro, A. Demma, A. Galvagni, L. Sotgiu

Monitoraggio di tubazioni con onde guidate: efficacia diagnostica, limitazioni ed approcci di ottimizzazione del controllo..... pag. 164

A. Monici

Impiego della Tecnica di Emissione Acustica per la Verifica di corrosione dei fondi di serbatoi a pressione atmosferica..... pag. 174

G. Augugliaro, F. Brini, U. Giosafatto, C. Mennuti, P. Quaresima

UT Phased Array con scanner manuale in combinazione con il controllo radiografico su saldature di tubi di piccolo diametro e basso spessore. Esperienze maturate in campo..... pag. 183

G. Cardarilli, C. De Petris, L. Di Nunzio, C. Mennuti

Monitoraggio EA con tecnologia WSN ai fini dell'accertamento delle condizioni di stabilità o per la rivelazione di perdite di attrezzature a pressione..... pag. 192

Sessione Tecnologie di Sicurezza

P. Cioffi, G. Gabetta, R. Catalano, T. Naletova, F. Carpinelli, A. Montevecchi

Valutazione dello stato di conservazione ed efficienza delle tubazioni in impianti Eni – DICS..... pag. 201

F. De Marco, G. Berti

Elaborazioni statistiche di dati NDT-XRD da provini di ASTM A335 P92 saldato..... pag. 210

G. A. Zuccarello, L. Di Donato, R. Melloni, A.P. Bacchetta

La verifica d'integrità mediante ispezione visiva delle membrature interne di un generatore di vapore a tubi di fumo e applicazione del D.P.R. 177/2011..... pag. 219

G. Vaccaro, C. Bonfiglio

Utilizzo di vapore saturo nel processo di asciugatura delle bombole di acciaio in fase di ispezione periodica..... pag. 229

P. Addonizio, C. Piccolo, C. Tanzillo, M. M. La Veglia, M. Di Nardo, T. Murino, R. Riccardi, L. C. Santillo

Analisi dei rischi residui nell'utilizzo di bidoni GPL in ambito domestico: i rischi incendio ed esplosione..... pag. 238

L. Di Donato, M. Paolini, L. Ricciardi, M. Rizzo

Procedure di sicurezza, ai sensi del DPR 177/11, per le attività di saldatura all'interno del corpo cilindrico di un generatore di vapore di una centrale termoelettrica..... pag. 249

Sessione Integrità

A. Tonti, D. Lega, A. Antonini, A. Alvino

Analisi e caratterizzazione del danneggiamento per corrosione-carburizzazione di una tubazione in acciaio ASTM A213 gr. 91..... pag. 255

O. Borgia, L. Schoepflin

La gestione del ciclo di vita delle attrezzature in pressione: il progetto PELM..... pag. 263

A. Tonti, C. delle Site, D. Lega, A. Antonini, A. Alvino

Valutazione della vita residua di componenti eserciti in regime di scorrimento viscoso con il metodo Omega e la tecnica dello small punch. Esempi di applicazione..... pag. 270

L. Casiraghi, G. Billi

Applicazione di procedure Fitness for Service alla valutazione di integrità di componenti a pressione operanti ad alta temperatura..... pag. 280

A. Sala, L. Marini, E. Mantino, M. D'Arpino, G. Sferruzza

Valutazione degli effetti sulle parti in pressione principali degli impianti a ciclo combinato soggetti ad esercizio flessibile..... pag. 289

F. Giacobbe, V. Mancuso, A. Branca, M. Lanzani, C. Sampietri

Valutazione di integrità strutturale di generatori di vapore fabbricati ed installati da oltre 45 anni. Cenni ai principali meccanismi di danneggiamento Creep – Fatica ed utilizzo della metodologia FFS..... pag. 295

L. Scano

Analisi del ruolo degli stress secondari nel calcolo della vita residua a creep di tubazioni ad alta energia..... pag. 301

Sessione Atex

G. Chiofalo, F. D'Antonio, A. Scaglione

La gestione del rischio di esplosione sulle attrezzature a pressione: il Documento di Protezione Contro le Esplosioni..... pag. 311

P. Corbo, F. Olivieri

SIL, PL, EPL, categorie ovvero il livello di integrità della sicurezza funzionale applicata all'industria e al processo..... pag. 320

M. Giacobbo, M. Pettenuzzo

Applicazione di sistemi di protezione mediante sfogo dell'esplosione: apparecchi EPR, venting e limitazione degli effetti ad esso correlati..... pag. 328

A. Barberio

Ricognizione e studio iniziale per la determinazione delle zone pericolose dovute all'emissione di sostanze infiammabili attraverso l'ingegneria dei guasti e il calcolo probabilistico..... pag. 339

J. Geng, S. Murè, G. Camuncoli, M. Demichela

I fattori umani e organizzativi nella valutazione dei rischi di esposizione ad atmosfere esplosive..... pag. 349

D. Sallustio, G. Bartoli, N.M. Mendolicchio

Algoritmo per la verifica della protezione catodica della rete di trasporto distribuzione e stoccaggio del gas naturale in Italia e relativa compatibilità in zone classificate ATEX..... pag. 357

Sessione Analisi dei rischi

F. Di Rocco, F. Rossetti, A. F. Cosentini, C. Luciano, G. Argento

Dispositivi a manovra unica su autoclave..... pag. 366

R. Balistreri, M. G. Sassu, E. Piga

Oro verde: una conversione industriale "eco -compatibile"..... pag. 373

L. C. Santillo, M. Gallo, M. Di Nardo, L. Monica, M. Madonna, F. Giacobbe

Simulazione dinamica del processo di manutenzione basato sul rischio..... pag. 380

E. Bemporad, E. Artenio, S. Baldassarini, S. Berardi, P. Bragatto, A. Fortuni, A. Pirone, M. R. Vallerotonda

Invecchiamento delle attrezzature a pressione negli impianti soggetti alla direttiva Seveso: criteri di valutazione e gestione del rischio..... pag. 394

R. Iovene, B. Schwingenheuer, R. Vasile, M. Castagna, V. D'Alessandro, F. Vitucci

Esperimento GERDA: dimensionamento delle tubazioni di scarico e dei dispositivi di sicurezza del criostato..... pag. 404

A. Andolina, L. G. Faniuolo, A. Cagnoni

Cause incidentali e fattori gestionali nelle aziende a Rischio di Incidente Rilevante: una linea di indirizzo per armonizzare lo sviluppo del Sistema di Gestione con la tipologia di stabilimento..... pag. 413

V. Nastasi, G. Sferruzza, P. Amodeo, M. Bellissimo, D. Di Fonzo

Impatto del Regolamento CE 1272/2008 (CLP) sulla direttiva 2012/18/UE (Seveso III). Stabilimenti di soglia superiore (SS) e stabilimenti di soglia inferiore (SI). Criticità applicative sulle aziende della Regione Sicilia..... pag. 424

Sessione Esercizio

G. Gabetta, G. Astorino, M. Dossola, G. Giannotti, S. Di Carlo, M. Tolomio

Per un migliore utilizzo della conoscenza. Un data base di casistica..... pag. 440

S. Barassi, P. Bragatto, C. Delle Site

Casistica su danneggiamenti ed avarie nelle attrezzature a pressione: l'esperienza della UOI - ASL Varese..... pag. 450

P. Agnello, S. Ansaldi

Come estrarre conoscenza da incidenti e quasi incidenti per un'ispezione più efficace..... pag. 462

G. Giannelli, N. R. Giannoccaro, M. P. Marziliano, S. Festa, E. Zaccagnini, C. Pierdominici, P. Minotti, G. Botteri

Dispositivi di sicurezza e aperture a manovra unica..... pag. 472

G. Landucci, A. Tugnoli, V. Cozzani

Apparecchi in pressione esposti al fuoco: valutazione dell'efficacia delle protezioni passive. pag. 482

N. Bravi, E. Franchi Monolucido – Yankee Dryer. L'esercizio in sicurezza.....	<i>pag. 492</i>
---	-----------------

Workshop Normazione

F. Lidonnici I codici di progettazione sugli apparecchi a pressione in Italia.....	<i>pag. 502</i>
--	-----------------

G. Rondinella, A. Andolina La sorveglianza dei generatori di vapore esclusi dal campo di applicazione della UNI/TS 11325-3, il nuovo progetto di norma e lo stato dell'arte, una guida comparata all'adeguamento del parco caldaie a vapore e ad acqua surriscaldata.....	<i>pag. 508</i>
---	-----------------

Sessione Poster

D. Cionchi, A. Carro Esempio pratico di riparazione temporanea in raffineria: valutazione e intervento.....	<i>pag. 521</i>
---	-----------------

G. Argento, G. Vaccaro, C. Luciano Realizzazione di Checklist come strumento per il controllo della sicurezza degli impianti termici.....	<i>pag. 528</i>
---	-----------------

G. Vaccaro, G. Argento, R. Sunseri Quadro normativo e legislativo sull'utilizzazione delle attrezzature a pressione standard.....	<i>pag. 537</i>
---	-----------------

F. Moncini, F. Settineri, D. Tripaldi Esperienza operativa di intervento di taratura valvole di sicurezza su impianto in esercizio...	<i>pag. 543</i>
---	-----------------

D. Cerra, S. Perna, F. Taurasi Ambienti confinati, prevenzione e protezione per l'accesso nei generatori di vapore e serbatoi.....	<i>pag. 553</i>
--	-----------------

R. Lauri Impianti DeNO _x : il controllo dell'apporto di energia termica al reattore di idrolisi quale misura di sicurezza per garantirne l'integrità strutturale.....	<i>pag. 561</i>
--	-----------------

R. Mercurio, A. Turi, G. Vitale, G. Piva Procedura di rivalutazione della conformità delle a.p.t. (attrezzature a pressione trasportabili) immesse sul mercato prima della data di attuazione della direttiva 1999/36/CE (Tped 1999).....	<i>pag. 570</i>
---	-----------------

G. Battista, C. De Toro, M. Del gaudio, O. Di Donato, G. Ceglia La procedura di nuova installazione di un generatore di vapore. Un caso concreto.....	<i>pag. 580</i>
---	-----------------

F. Amaro, P. Amodeo, M. Bellissimo La valutazione del rischio di esplosione e gli impianti elettrici nelle sale di controllo delle cabine di riduzione e misura di gas metano all'interno delle quali risultano installati UPS e, più in generale, nei luoghi dove si effettua la ricarica di batterie di trazione e di batterie stazionarie.....	<i>pag. 590</i>
---	-----------------

F. Di Rocco, F. Rossetti, A. F. Cosentini Banco di verifica della taratura per VIC.....	<i>pag. 599</i>
---	-----------------

F. Rossetti, F. Di Rocco, A. F. Cosentini, C. Luciano Configurazione degli accessori nei recipienti in pressione ad uso medicale.....	pag. 607
G. Calvano, F. R. Trotta, M. Faiella, V. Vosa, A. Cozzolino, D. Salzano Rivalutazione dello studio del 2012. Corrosioni da correnti indotte su piping-caso pratico: metodologia e risultato 2014.....	pag. 616
P. Infortuna, F. Moncini, F. Settineri, S. Spinoso Studio di una procedura per la preparazione e l'esecuzione di una prova pneumatica in sostituzione della prova idraulica su un recipiente a pressione.....	pag. 622
M. Faiella, T. Pagliuso, G. Perone Pacifico, F. Razza Censimento, monitoraggio e adeguamento alle disposizioni del D.M. 329/04 delle apparecchiature a pressione.....	pag. 632
F. Badolato, R. Longo Problematiche di sicurezza negli impianti di riscaldamento a vaso aperto nelle centrali di decompressione di gas metano.....	pag. 641
F. Taurasi, G. Vaccaro Anomalie più frequenti riscontrate nelle attrezzature a pressione.....	pag. 647
D. Geraci, C. Balducci, M. Omicciolo Autoclavi sterilizzatrici: un sistema di gestione per la manutenzione degli aspetti di sicurezza (e funzionalità). Un caso studio c/o l'ASUR Area Vasta n. 4 di Fermo.....	pag. 654
M. Di Sivo, C. Cellucci, R. Iovene, A. D'Alessandro, A. Lanciotti, R. Tucceri, S. Verrocchio Fattore umano e stress nella manutenzione dei sistemi ad alta criticità.....	pag. 665
R. Iovene, S. Malvezzi, D. Moretti Analisi dei meccanismi di danno nei surriscaldatori di vapore all'interno di un termovalorizzatore.....	pag. 671
C. Valtolina, A. Fiodo, E. Carducci, E. Artenio I materiali utilizzati nella costruzione di forni industriali di steam cracking e reforming.....	pag. 681
D. Lega, A. Antonini, A. Alvino Trasformazioni di fase dell'acciaio gr.91.....	pag. 689
C. Delle Site, D. Lega, A. Antonini, A. Alvino INAIL & Failure Analysis: esaminare una rottura per accrescere sicurezza e affidabilità. Metodologie investigative ed esempi di applicazione presso i laboratori del Settore Ricerca Certificazione e Verifica.....	pag. 699
P. Amodeo, M. Bellissimo, V. Nastasi, G. Sunseri Studio per la redazione del documento di valutazione dei rischi di esplosione ai sensi della Direttiva 1999/92/CE (ATEX) recepita al Titolo XI del D.Lgs 81/08 in un deposito per lo stoccaggio e la movimentazione di idrocarburi liquidi.....	pag. 709
D. Tropiano, G. A. Zuccarello, M. Lombardi La Raccolta R ed. 2009 alla luce dell'utilizzo di nuove tecniche di progettazione, atte ad incrementare il livello di sicurezza nei medi e grandi impianti di Cogenerazione.....	pag. 718
C. Simeoni, P. Bragatto, A. Nebbioso, G. Saputi, F. Cipolloni, G. Morinelli Valutazioni statistiche sui lavoratori degli impianti a rischio di incidente rilevante.....	pag. 729

O. Di Donato, G. Battista, C. De Toro, M. Del Gaudio L'esame progetto e la verifica degli impianti termici. Un ausilio informatico.....	pag. 736
D. Di Fonzo, V. Nastasi, G. Sferruzza Modifica di un Impianto di Distribuzione dei Gas Medicinali. Analisi delle non conformità alle normative tecniche a seguito di evento incidentale accaduto presso una Struttura del SSN.....	pag. 746
A. Falla, R. Nicosia, F. Boella, A. De Palma, R. Acerboni, P. Morucchio Formazione del personale e certificazione delle competenze degli addetti alla manutenzione delle giunzioni flangiate imbullonate con interposta guarnizione.....	pag. 756
A. Polimeni, C. Micciché Impianti di cogenerazione. Sistemi energetici ad alta efficienza.....	pag. 763
I. Iannone, N. Palumbo, G. Gurnari Progettazione delle Protezioni per le Prove in Pressione di Valvole Industriali. Un Caso di Studio.....	pag. 770
M. Giuffrida, C. Grazioli, M. Platania, P. Sergi Apparecchiature a pressione trasportabili: il quadro attuale per le revisioni periodiche.....	pag. 777
P. Addonizio, C. Piccolo, T. Pagliuso, V. Vosa, G. Crispino, A. Modugno, C. Salemme La Centrale Termoelettrica della Tirreno Power s.p.a. di Napoli. Le attività di manutenzione e verifica. Analisi di una criticità.....	pag. 786
N. Altamura, G. de Gennaro, A. de Sandre, M. S. de Musso, A. Mele Mappatura delle tensioni su polmone di impianto aria compressa.....	pag. 796
D. Sgobba Problematiche relative al dimensionamento ed alla verifica dei dispositivi di sicurezza negli impianti contenenti fluidi comprimibili.....	pag. 804
E. Rabiti, L. Gaetani, L. Germoni, A. Masia Finite element analysis di un serbatoio tumulato per stoccaggio GPL.....	pag. 811
N. Palumbo, G. Gurnari Approccio Semplificato alla Valutazione degli Alberi di Guasto per gli Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante.....	pag. 819
N. Rizzo L'affidabilità dei sistemi di sicurezza in impianti con componenti riparabili. Cenni sulle metodologie di valutazione del rischio.....	pag. 833
R. Balistreri, F. Giacobbe SGS negli impianti a rischio di incidente rilevante e nei luoghi di lavoro: la sicurezza è "soddisfatta"?.....	pag. 846
P. Morucchio, R. Acerboni, A. De Palma, F. Rocchi, J. Longo, G. Mella, D. Sanzi, A. Tani Messa in servizio di attrezzature e insiemi: problematiche nell'installazione e documentali rilevate dall'entrata in vigore della PED e del D.M. 329/04.....	pag. 855
L. Gaetani, A. Masia, L. Germoni Analisi a fatica di un reattore chimico secondo gli approcci della parte 5 del codice ASME VIII div. 2.....	pag. 862

G. de Gennaro, N. Altamura, A. De Sandre, M. De Musso Rischio esplosione di polveri nell'industria: sistemi di isolamento e protezione.....	<i>pag. 871</i>
L. Greco, E. D'Amico, F. Boella Proposta di procedura per la gestione dell'esercizio, la manutenzione ordinaria o straordinaria, la sostituzione degli accessori di sicurezza a corredo di attrezzature o insiemi a pressione.....	<i>pag. 881</i>
V. Notari, A. Montanari, L. Pallavicini Anomalie delle attrezzature in pressione.....	<i>pag. 890</i>

L'accreditamento, l'autorizzazione ministeriale e la notifica su N.A.N.D.O. degli organismi di valutazione di conformità operanti nelle direttive europee di prodotto

A. d'Alessandro*, G. Inguì*

*Ministero dello Sviluppo Economico, Direzione Generale per il Mercato, la Concorrenza, il Consumatore, la Vigilanza e la Normativa Tecnica - Divisione XIV - Rapporti istituzionali per la gestione tecnica, organismi notificati e sistemi di accreditamento

Sommario

La presente memoria tratta l'accreditamento, l'autorizzazione ministeriale e la notifica degli Organismi notificati privilegiando l'aspetto giuridico-amministrativo. È evidenziato, infatti, il ruolo del Ministero dello Sviluppo Economico (DG MCCVNT, Div. XIV - *Rapporti istituzionali per la gestione tecnica, organismi notificati e sistemi di accreditamento*) nella funzione amministrativa di autorizzazione e notifica degli Organismi Notificati, nonché le competenze generali della Divisione in detto ambito e quelle peculiari dell'autorizzazione degli Organismi. Il documento offre una panoramica del sistema di accreditamento europeo con specifica trattazione di quello vigente in Italia, ripercorrendo anche le fasi delle deleghe di accreditamento cogente affidate dal Ministero ad Accredia (Organismo nazionale unico di accreditamento in Italia). Inoltre viene presentato sinteticamente l'iter di notifica alla Commissione europea degli organismi di certificazione sia che vi sia come presupposto l'accreditamento sia che detto accreditamento non ci sia. Infine viene richiamato il sistema informativo europeo N.A.N.D.O. (New Approach Notified and Designated Organisations), la piattaforma su cui la Commissione europea dà pubblicità degli Organismi notificati dagli Stati Membri.

1. Generalità

Le Direttive europee di prodotto, finalizzate alla libera circolazione delle merci nel mercato unico, prevedono che i prodotti immessi sul mercato siano conformi ai requisiti essenziali di sicurezza e di prestazione in esse prescritti. La valutazione di tale conformità, generalmente comportante una certificazione del prodotto e comunque l'apposizione della marcatura CE sullo stesso, viene eseguita da soggetti -gli Organismi di valutazione della conformità - specificamente individuati dalle Direttive e autorizzati dalle Autorità competenti, *ratione materiae*, degli Stati Membri (S.M.).

Gli Organismi notificati per ottenere l'autorizzazione all'esercizio dell'attività di valutazione della conformità devono possedere i requisiti previsti specificamente dalle singole Direttive, nonché i requisiti a carattere generale introdotti con il Regolamento (CE) n. 765/2008 che, nel porre norme in materia di accreditamento e vigilanza del mercato per quanto riguarda la commercializzazione dei prodotti, ha innovato la normativa comunitaria riguardo al riconoscimento e alla notifica degli Organismi, al sistema di accreditamento europeo e di quello interno ad ogni Stato membro (S.M.). Tra i requisiti fondamentali richiesti ad un Organismo vi è, quale presupposto all'autorizzazione e alla sua notifica alla Commissione europea, il riconoscimento tecnico effettuabile con una sola delle seguenti due modalità:

1. l'accreditamento effettuato da un ente di accreditamento nazionale a ciò designato dallo S.M. (paragrafo 1 dell'art. 5 del Reg. (CE) n.765/2008), modalità ritenuta preferenziale dalla Commissione europea in quanto in grado di garantire omogeneità di designazione degli Organismi nell'Unione europea;

2. il riconoscimento tecnico da parte della/e Autorità dello S.M. competente/i al rilascio dell'autorizzazione in ragione della specifica Direttiva comunitaria (paragrafo 2 dell'art. 5 del Reg. (CE) n.765/2008), nota anche come "procedura aggravata".

Pertanto, qualora lo S.M. abbia delegato il riconoscimento tecnico all'Organismo nazionale di accreditamento, l'Organismo prima di ottenere l'autorizzazione alla certificazione CE dovrà da questo essere accreditato. Diversamente, se la funzione di valutazione tecnica delle competenze degli Organismi resta in capo alle Amministrazioni competenti, esse eseguiranno il riconoscimento tecnico secondo modalità e principi definiti a livello europeo e analoghi a quelli utilizzati dagli Organismi nazionali di accreditamento.

Infine, affinché un Organismo autorizzato possa operare nell'intero territorio dell'Unione europea, il suo nominativo e gli ambiti di operatività devono essere comunicati dallo S.M. proponente alla Commissione europea, dando il via alla procedura di notifica. La Commissione provvederà a validare la predetta notifica, attribuendo all'Organismo un numero identificativo unico anche per il caso in cui l'Organismo venga autorizzato a rilasciare certificazioni con riferimento a più di una Direttiva europea.

2. L'accreditamento come presupposto al rilascio dell'autorizzazione ministeriale e alla notifica alla Commissione europea

2.1 L'accreditamento volontario e cogente

Per una migliore comprensione della materia occorre premettere che l'accreditamento, come definito dalla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17011:2005 al punto 3.1¹, è essenzialmente una attività di riconoscimento tecnico che si conclude con il rilascio del certificato di accreditamento.

L'attività di accreditamento, indicata nella norma tecnica citata, non differisce, nei principi, se l'accreditamento è rilasciato su base "volontaria" o "cogente", cioè imposto da disposizioni legislative o regolamentari (ambito regolato), né i certificati di accreditamento che conseguono si differenziano secondo queste due categorie; pur tuttavia detti aggettivi vengono ampiamente e utilmente utilizzati per individuare gli ambiti in cui il soggetto accreditato intende operare e in cui l'accreditamento ottenuto è efficace.

Nell'accreditamento "volontario" il soggetto accreditato richiede volontariamente all'Organismo di accreditamento il riconoscimento delle proprie competenze tecniche, ad es. al fine di dare spontaneamente dimostrazione e fiducia del proprio operato e delle proprie capacità al mercato o ad un gruppo o più gruppi di soggetti portatori di specifico interesse (stakeholder), mentre nell'accreditamento "cogente" l'accreditamento è un requisito legislativo obbligatorio, pre-requisito per lo svolgimento di determinate attività.

Dal primo gennaio 2010, con l'entrata in vigore del Regolamento (CE) N. 765/2008 del 9 luglio 2008, la Commissione europea ha impresso una decisa spinta all'utilizzo dell'accreditamento in ambito regolato, in particolare per il riconoscimento degli Organismi notificati.

Lo stesso Regolamento ha inoltre unificato l'accreditamento volontario e quello cogente sotto la titolarità di un unico Organismo di accreditamento operante in ogni singolo Stato membro. Lo Stato italiano ha designato come unico Organismo autorizzato a svolgere l'attività di accreditamento nel proprio territorio nazionale, ACCREDIA, Associazione senza scopo di lucro (D.M. del 22 dicembre 2009).

¹ Accreditamento: Attestazione di terza parte, relativa ad un organismo di valutazione della conformità, consistente in una dimostrazione formale della competenza dello stesso a svolgere specifici compiti di valutazione della conformità.

2.2 L'infrastruttura europea di accreditamento

Il sistema di accreditamento europeo, con le sue diramazioni a livello dei singoli SS.MM., si pone a garanzia di un servizio di interesse generale, nonché a beneficio dell'economia dell'Unione europea. Il sistema, mutuato dall'ambito volontario e per taluni aspetti coincidente con esso, ha una struttura piramidale, alla cui base vi sono soggetti certificati (ad es. società, enti e categorie di operatori economici), ad un livello superiore gli organismi di valutazione della conformità e i laboratori, accreditati dagli Organismi nazionali di accreditamento, i quali si posizionano su un gradino gerarchico superiore. Tali Organismi nazionali di accreditamento, operano in ogni Stato Membro in qualità di pubbliche autorità e costituiscono nell'UE, insieme alla Cooperazione europea per l'accreditamento (EA – European cooperation for Accreditation) di cui sono membri, l'infrastruttura europea di accreditamento prevista dal Regolamento (CE) N. 765/2008. Lo stesso Regolamento, all'art. 14, prevede a capo dell'infrastruttura europea di accreditamento un "Organismo riconosciuto" dalla Commissione europea. Tale organismo, è stato formalmente individuato dalla Commissione nell'EA, al quale la stessa potrà chiedere, ai sensi dell'articolo 13, di contribuire allo sviluppo, al mantenimento e all'attuazione dell'accreditamento nella UE.

Inoltre l'Organismo riconosciuto organizza le valutazioni *inter pares*² a cui sottoporre gli organismi nazionali di accreditamento, pubblica e comunica i risultati di dette valutazioni a tutti gli Stati membri ed alla Commissione e, su richiesta della Commissione stessa, ne codifica i criteri e le procedure ed elabora programmi settoriali di accreditamento. In definitiva l'EA è stato designato dalla Commissione europea per gestire l'infrastruttura europea di accreditamento e coordinarne le attività con un accordo con la Commissione europea (CE), previsto all'articolo 14 paragrafo 2 del Regolamento, "General Guidelines for the Cooperation between the European co-operation for Accreditation and the European Commission, the European Free Trade Association and the competent national authorities.". Queste linee guida, pubblicate il 21 maggio 2009 nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, incarnano l'impegno di EA, della Commissione europea, della Associazione europea di libero scambio (EFTA) e delle autorità nazionali competenti.

Dunque l'infrastruttura europea di accreditamento ha il suo vertice nell'EA, che assume la funzione di ultimo livello di controllo dei servizi di valutazione della conformità sia in ambito volontario che regolato. In riferimento al settore regolato l'EA ha emanato il documento, di applicazione obbligatoria per gli Organismi nazionali di accreditamento suoi membri, EA 2/17:2009 "*EA guidance on the horizontal requirements for the accreditation of conformity assessment bodies for notification purposes*" per la verifica di requisiti trasversali per le diverse tipologie di organismi di valutazione della conformità, requisiti ulteriori a quelli definiti nelle singole norme tecniche armonizzate.

L'infrastruttura si basa sui seguenti principi indicati nel citato Regolamento:

1. La Commissione europea individua e riconosce formalmente un Organismo, appunto l'Organismo riconosciuto, per contribuire allo sviluppo, al mantenimento e all'attuazione dell'accreditamento nella Comunità;
2. Ciascuno Stato membro, ove decida di avvalersene, designa un unico Organismo nazionale di accreditamento;
3. Lo Stato membro che ritenga che non abbia senso o non sia sostenibile avere un organismo nazionale di accreditamento o fornire certi servizi di accreditamento,

² "Valutazione inter pares": un processo di valutazione di un organismo nazionale di accreditamento eseguito da altri organismi nazionali di accreditamento conformemente ai requisiti del presente regolamento e, ove applicabili, ad altre specificazioni tecniche settoriali (da art. 2 "Definizioni" del Regolamento CE n. 765/2008).

- ricorre, quanto più possibile, all'Organismo nazionale di accreditamento di un altro Stato membro;
4. Qualora l'accREDITamento non sia effettuato direttamente dalle stesse autorità pubbliche, gli Stati membri incaricano il proprio Organismo nazionale di accREDITamento di effettuare l'accREDITamento quale attività di autorità pubblica e gli conferiscono un riconoscimento formale;
 5. Gli Organismi nazionali di accREDITamento controllano gli organismi di valutazione della conformità ai quali hanno rilasciato un certificato di accREDITamento.

L'EA, assumendo un ruolo formale e fondamentale della infrastruttura europea di accREDITamento e al fine di raggiungere una coerente e completa attuazione del Regolamento, ha sempre più consolidato i rapporti con la Commissione europea, ad es. partecipando ai *meetings* sull'accREDITamento tenuti dal "Senior Officials Group for Standardisation and Conformity Assessment Policy" (SOGS), alle riunioni del Inter-Service Steering Group della Commissione europea per l'accREDITamento. Inoltre per alcuni progetti specifici, la EA sta anche collaborando direttamente con le DG Ambiente, Clima, Trasporti, Salute e tutela dei consumatori, Agricoltura.

Similmente, all'interno di ogni singolo Stato membro, gli Organismi nazionali di accREDITamento consolidano più stretti rapporti con le autorità nazionali per l'accREDITamento, con quelle di regolazione del mercato e con le parti interessate affinché l'attuazione del Regolamento si realizzi pienamente a livello del singolo S.M., mantenendo e garantendo la massima fiducia nel sistema dell'accREDITamento quale modalità trasparente e indipendente del riconoscimento delle capacità tecniche dei soggetti accREDITati e di quelli certificati a beneficio dell'economia europea.

Nella tabella n. 1 sono elencati gli Organismi nazionali di accREDITamento 'Full Members' della European co-operation for Accreditation (EA), l'organizzazione europea degli Organismi nazionali di accREDITamento. I full-members sono gli Organismi di accREDITamento degli Stati Membri UE, di Stati appartenenti all'EFTA-EEA, di quelli candidati all'UE e quelli, geograficamente europei, che hanno sottoscritto con EA l'accordo di mutuo riconoscimento MRA (Svizzera).

La tabella n. 2 riporta l'elenco degli organismi nazionali associati in EA appartenenti agli Stati non rientranti nelle categorie degli Stati dei full Members.

Organismi di accREDITamento nazionali degli Stati Membri UE			
Austria	AKKREDITIERUNG AUSTRIA	Italy	ACCREDIA
Belgium	BELAC	Latvia	LATAK
Bulgaria	BAS Suspended for 6 months starting 17/07/2014	Lithuania	LA
Croatia	HAA Croatian Accreditation Agency	Luxembourg	OLAS
Cyprus	CYS-CYSAB (Cyprus Organization for the Promotion of Quality)	Malta	National Accreditation Board - Malta (NAB-Malta)
Czech Republic	CAI (Czech Accreditation Institute)	Netherlands	RVA (RvA)
Denmark	DANAK	Poland	PCA (Polish Centre for Accreditation)
Estonia	EAK	Portugal	IPAC (Instituto Português de Acreditação, I.P.)
Finland	FINAS	Romania	RENAR
France	COFRAC (Comité français d'accREDITation)	Slovakia	SNAS (Slovak National Accreditation Service)
Germany	DAkKS (Deutsche AkkREDITierungsstelle GmbH)	Slovenia	SA (Slovenian Accreditation (Slovenska akREDITacija))
Greece	ESYD	Spain	ENAC
Hungary	NAT	Sweden	SWEDAC

Ireland	INAB	United Kingdom	UKAS
Organismi di accreditamento nazionali degli Stati candidati a Membri UE			
Turkey	TURKAK (Turkish Accreditation Agency)	Serbia	ATS
Montenegro	ATCG	Repubblica di Macedonia	IARM
Organismi di accreditamento nazionali degli Stati, in Europa, sottoscrittori Mutual Recognition Agreements (MRA)			
Switzerland	SAS		
Organismi di accreditamento nazionali degli Stati EFTA-EEA			
Iceland	ISAC - Icelandic Board for Technical Accreditation	Norway	NA (Norsk Akkreditering)

Tabella n. 1 - *European co-operation for Accreditation: EA Full Members*

Albania DA, Directorate of Accreditation	Jordan JSMO, Jordan Standards and Metrology Organization
Algeria ALGERAC, Organisme algérien d'accréditation	Kosovo Under The Unsc Resolution 1244/1999 DAK, Accreditation Directorate of Kosovo under the UNSC Resolution 1244/1999
Belarus BSCA, Republican Unitary Enterprise	Morocco SEMAC - Moroccan Accreditation Service
Bosnia & Herzegovina BATA (BLA), Institute for Accreditation of Bosnia and Herzegovina	Republic Of Moldova MOLDAC (former CAECP), National Center of Accreditation of the republic of Moldova
Egypt EGAC, Egyptian Accreditation Body	Tunisia TUNAC (BLA), Tunisian Accreditation Council
Georgia GAC, Unified National Body on Accreditation -Accreditation Centre	Ukraine NAAU (BLA), National Accreditation Agency of Ukraine
Israël ISRAC (BLA), Israel Laboratory Accreditation Authority	

Tabella n. 2 - *European co-operation for Accreditation: EA Associate Members*

2.3 Il sistema di accreditamento in Italia in ambito cogente

Come l'infrastruttura europea di accreditamento, anche il sistema di accreditamento italiano in ambito regolato ha una struttura piramidale, con al proprio vertice l'Organismo nazionale di accreditamento, Accredia. All'Organismo nazionale di accreditamento seguono, andando verso la base della piramide, gli organismi notificati per le direttive di prodotto e i laboratori accreditati ed infine, base del sistema, i fabbricanti, i prodotti e il personale certificati nell'ambito della legislazione o regolamentazione europee e nazionali.

Per la designazione dell'Organismo nazionale italiano di accreditamento lo Stato italiano, nel rispetto del Regolamento (CE) n. 765/2008 e della legge n. 99/2009, ha dapprima fissato, con decreto interministeriale 22 dicembre 2009 "*Prescrizioni relative all'organizzazione ed al funzionamento dell'unico organismo nazionale italiano autorizzato a svolgere attività di accreditamento in conformità al regolamento (CE) n. 765/2008*" (GU n. 19 del 25-1-2010), i requisiti dell'Organismo unico nazionale e successivamente, con decreto interministeriale 22 dicembre 2009 "*Designazione di «Accredia» quale unico organismo nazionale italiano autorizzato a svolgere attività di accreditamento e vigilanza del mercato*" (GU n. 20 del 26-1-2010) ha designato a tale ruolo l'Associazione senza fini di lucro, dotata di personalità giuridica di diritto privato, "Accredia".

Da un punto di vista di gerarchia delle fonti dell'ordinamento giuridico italiano, le disposizioni per l'emanazione di detti decreti, nonché per l'istituzione dell'autorità nazionale per le attività di accreditamento avente anche il ruolo, per la materia, di punto nazionale di contatto con la Commissione europea, sono specificate all' *art. 4, comma 2 della legge 23 luglio 2009, n. 99*.

La stessa legge assegna al Ministero dello Sviluppo Economico, Direzione Generale per il Mercato, la Concorrenza, il Consumatore, la Vigilanza e la Normativa Tecnica (DG MCCVNT), le funzioni di autorità nazionale per le attività di accreditamento e di punto nazionale di contatto con la Commissione europea per la materia.

Pertanto in virtù di detti decreti, qualora le Autorità nazionali, competenti al rilascio delle autorizzazioni ai fini della certificazione CE di prodotto, abbiano formalizzato convenzioni o protocolli d'intesa con Accredia, il riconoscimento tecnico degli Organismi, ai fini dell'autorizzazione e della notifica alla Commissione europea, è eseguito dall'Organismo unico nazionale di accreditamento tramite il rilascio di un certificato di accreditamento. In tal caso le Autorità, preliminarmente al rilascio delle autorizzazioni alla certificazione, acquisiscono il certificato di accreditamento dell'Organismo istante ovvero, d'ufficio, la delibera di accreditamento del competente Comitato settoriale di accreditamento operante presso Accredia. Diversamente qualora lo Stato membro decida di non usare l'accREDITAMENTO, esso, contestualmente alla notifica, fornisce alla Commissione e agli altri Stati membri tutte le prove documentali necessarie a dimostrazione della competenza degli organismi di valutazione della conformità designati.

Lo Stato italiano deve comunque garantire, nei confronti dell'Unione europea, il buon funzionamento del sistema nazionale di accreditamento, nonché il corretto operato e il mantenimento nel tempo dei requisiti di Accredia.

A tal fine e nel rispetto del Regolamento (CE) n. 765/2008 e delle responsabilità che da esso discendono, è stata istituita presso l'autorità nazionale italiana per l'accREDITAMENTO (DG MCCVNT del Ministero dello Sviluppo Economico) una Commissione di sorveglianza su Accredia composta da rappresentanti dei Ministeri concertanti (art. 6 comma 2 del D.M. 22 dicembre 2009 sulla prescrizione dei requisiti dell'Organismo nazionale di accREDITAMENTO) che ha il compito di controllarne il mantenimento delle competenze, l'attività di accREDITAMENTO e di approvarne le tariffe.

Operativamente la Commissione interministeriale di sorveglianza su Accredia è supportata dalla Divisione XIV (DG MCCVNT) – *“Rapporti istituzionali per la gestione tecnica, organismi notificati e sistemi di accREDITAMENTO”* che ne è la Segreteria.

La Commissione è presieduta dal Ministero dello Sviluppo Economico, nello specifico dalla DG MCCVNT, ed è composta da rappresentanti di altri otto Ministeri che si riuniscono periodicamente presso la stessa Direzione Generale:

- Ministero dell'interno,
- Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali,
- Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare,
- Ministero delle infrastrutture e dei trasporti,
- Ministero del lavoro e delle politiche sociali,
- Ministero della salute,
- Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca,
- Ministero della difesa.

Con la costituzione della infrastruttura europea di accREDITAMENTO gli Organismi nazionali di accREDITAMENTO hanno avuto l'esigenza di individuare con EA una modalità di accREDITAMENTO cogente ampiamente riconosciuta dagli SS.MM ovvero modalità

equivalenti, dal punto di vista tecnico, nel rispetto dei requisiti richiesti dai moduli di valutazione della conformità. In riferimento a ciò EA ha approvato il metodo dell'«Approccio 1+», alternativo ad accreditamenti multipli per singola Direttiva di prodotto, ma il dibattito, anche a livello di Commissione europea è tutt'ora in corso.

Accredia per l'accREDITAMENTO degli Organismi in ambito regolato applica, così come altri Organismi nazionali nell'UE, l'«Approccio 1+». Con tale locuzione si intende l'accREDITAMENTO riferito ad una norma 'base', indicata con '1', integrata con i requisiti aggiuntivi di altre norme pertinenti, indicate con il '+'. Pertanto la valutazione così eseguita garantisce la completezza della conformità dell'Organismo ai requisiti fissati dalle Direttive specifiche, dal Regolamento (CE) n. 765/2008, dalla Decisione n. 768/2008 e dal documento EA 2/17:2009 precedentemente citato, nonché alle norme, i documenti e alle guide tecniche internazionali.

L'approccio 1+ è richiamato più volte:

- sin dal settembre 1999 nella Guida Blu (Cap. 6, par. 1) della Commissione europea, tabella 6/2 che stabilisce le norme tecniche applicabili;
- nel documento SOGS N612, CERTIF 2009-08 del 3 novembre 2009, con il quale la Commissione europea, tramite il SOGS (Senior Officials Group on Standardization and conformity assessment policy), ribadisce per ogni modulo di valutazione della conformità, nel principio dell'approccio 1+, quali sono le norme da applicare per accreditare gli organismi;
- nel rapporto del novembre 2010 del TFG³ "The choice of standards for accreditation of notified bodies", che conferma l' "approccio 1+" dove la EN 45011 (oggi EN ISO/IEC 17065) o la EN ISO/IEC 17020 sono assunte come norme base, a cui si aggiungono i requisiti di altre norme applicabili (v. tabella n. 3);
- nella nuova edizione della Guida Blu 2014 "The Blue Guide on the implementation of UE product rules" (v. tabella n. 4), che ad oggi sostituisce la Guida Blu del 1999.

Un confronto accurato tra le indicazioni della nuova Guida Blu e quelle dell'approccio 1+ rileva alcune lievi differenze, da ritenere non rilevanti e della cui effettivo peso si sta dibattendo, a livello europeo, presso i gruppi SOGS.

³ TFG: Task Force Group di esperti appartenenti a diversi NABs (National Accreditation Bodies), interno al Comitato HHC (Horizontal Harmonisation Committee) dell'EA (European co-operation for Accreditation).

One (1) plus (+) Model					
Module	Description	EN45011	ISO / IEC 17020	ISO / IEC 17021	ISO / IEC 17025
A	Internal production control	N/A	N/A	N/A	N/A
A1	Internal production control plus supervised product testing	1+ t	1+ t		1 + cd
A2	Internal production control plus supervised product checks at random intervals	1 +t	1 +t		1 + cd
B	EC type examination	1+ t	1+ t		
C	Conformity to type based on internal production control	N/A	N/A	N/A	N/A
C1	Conformity to type based on internal production control plus supervised product testing	1+ t	1+ t		1 + cd
C2	Conformity to type based on internal production control plus supervised product checks at random intervals	1+ t	1+ t		1 + cd
D	Conformity to type based on quality assurance of the production process	1 + qa	1 + qa	1 + pj	
D1	Quality assurance of the production process	1 +qa	1 +qa	1 + pj	
E	Conformity to type based on product quality assurance	1 +qa	1 +qa	1 + pj	
E1	Quality assurance of final product inspection and testing	1+ qa	1+ qa	1 + pj	
F	Conformity with type based on product verification	1 + t	1 + t		1+ cd
F1	Conformity based on product verification	1 + t	1 + t		1+ cd
G	Conformity based on unit verification	1 + t	1 + t		
H	Conformity based on full quality assurance	1 +qa	1 +qa	1 + pj	
H1	Conformity based on full quality assurance plus design examination	1+qa +t	1+qa +t	1 + pj + t	
Key					
1	The possible standards used for accreditation.				
+	Additional relevant requirements of the other relevant standards used for assessing the NB. These requirements are identified by performing a gap analysis using EA 2/17				
t	Additional relevant requirements of ISO 17025 if testing is required				
cd	capability of and procedures for judging and deciding based on results of tests, if the essential requirements are fulfilled and / or the harmonised standards have been applied. In this case additional relevant requirements of EN 45011 or ISO 17020 to be applied.				
pj	Ability to make professional judgements related to product requirements based on additional relevant requirements of EN 45011 or ISO 17020				
qa	Ability to assess and approve manufacturer's quality systems based on additional relevant requirements of ISO 17021				
Notes.					
1.		Where there is an overwhelming need among the members of EA for a single accreditation standard to be applied for a specific Directive, the EA has the option to agree a single standard for such a Directive on a case by case basis.			
2.		ISO / IEC 17024 is applied for accreditation of NBs for Directives requiring approval of personnel such as NDT and welding personnel under the Pressure Equipment Directive.			

Tabella n. 3 - EA/HHC, esplicitazione dell'approccio "1 +"

Module	EN Standard(s) applicable
A1, A2	EN ISO/IEC 17025 (+ability to decide on conformity), or EN ISO/IEC 17020 (EN ISO/IEC 17025 to be taken into account for testing required), or EN ISO/IEC 17065 (EN ISO/IEC 17025 to be taken into account for testing required)
B	EN ISO/IEC 17020 (EN ISO/IEC 17025 to be taken into account for testing required), or EN ISO/IEC 17065 (EN 17025 to be taken into account for testing required)
C1, C2	C1, C2 EN ISO/IEC 17025 (+ability to decide on conformity), or EN ISO/IEC 17020 (EN ISO/IEC 17025 to be taken into account for testing required), or EN ISO/IEC 17065 (EN ISO/IEC 17025 to be taken into account for testing required)
D, D1	EN ISO/IEC 17021 (+product related knowledge)
E, E1	EN ISO/IEC 17021(+product related knowledge)
F, F1	EN ISO/IEC 17025 (+ability to decide on conformity), or EN ISO/IEC 17020 (EN 17025 to be taken into account for testing required), or EN ISO/IEC 17065 (EN 17025 to be taken into account for testing required)
G	EN ISO/IEC 17020 (EN 17025 to be taken into account for testing required), or EN ISO/IEC 17065 (EN 17025 to be taken into account for testing required)
H	EN ISO/IEC 17021 (+product related knowledge)
H1	EN ISO/IEC 17021 (+product related knowledge) + EN ISO/IEC 17020 (EN ISO/IEC 17025 to be taken into account for testing required), or EN ISO/IEC 17021 (+product related knowledge) + EN ISO/IEC 17065 (EN ISO/IEC 17025 to be taken into account for testing required)

Tabella n. 4 – Norme armonizzate connesse ai vari moduli di valutazione della conformità

3. Il ruolo del Ministero dello Sviluppo Economico nel rilascio delle autorizzazioni agli Organismi di valutazione di conformità e nella loro notifica

3.1 Le funzioni amministrative autorizzatorie della Divisione XIV, DG MCCVNT del MiSE nell'ambito delle Direttive e Regolamenti europei di prodotto

Il Ministero dello Sviluppo Economico, nell'ambito delle direttive europee di prodotto di propria competenza, emana i decreti di autorizzazione agli Organismi e, in particolare la Divisione XIV "Rapporti istituzionali per la gestione tecnica, organismi notificati e sistemi di accreditamento" appartenente alla Direzione Generale per il Mercato, la Concorrenza, il Consumatore, la Vigilanza e la Normativa Tecnica (DG MCCVNT) svolge i relativi procedimenti amministrativi.

Altre competenze del MiSE incardinate nella Divisione XIV sono qui elencate non esaustivamente:

1. Autorità nazionale di notifica degli organismi autorizzati alla Commissione Europea a mezzo del sistema informativo europeo N.A.N.D.O. (New Approach Notified and Designated Organisations);
2. Segreteria della Commissione interministeriale di sorveglianza sull'Organismo unico italiano di accreditamento, ACCREDIA (art. 6 comma 2 del D.M. 22 dicembre 2009);
3. Gestione dei rapporti istituzionali con Accredia e associazioni di Organismi notificati;
4. Sorveglianza sugli Organismi notificati.

Più in generale la Divisione XIV provvede, tra le altre, al rilascio, al rinnovo, alla sospensione, alla revoca e al trasferimento della titolarità delle autorizzazioni, nonché tutte le azioni amministrative connesse. A seconda delle Direttive il MiSE opera con competenza esclusiva ovvero come Ministero capofila nei casi di decreti a più firme (v. tabella n. 5) e, nei casi residuali, come concertante (v. tabella n. 6).

Direttiva -Attuazione nazionale	Autorizzazione (rilascio, rinnovo, sospensione e revoca)	Vigilanza su Organismi	Notifica alla UE
Macchine 2006/42/CE, D.Lgs. 17/2010	MiSE di concerto con Min. Lavoro	MiSE +Min. Lavoro	MiSE
Ascensori 95/16/CE, DPR 162/1999, DPR 214/2010	MiSE sentito il Min. Lavoro	MiSE +Min. Lavoro	MiSE
Materiali da costruzione Reg. (UE) n. 305/2011	MiSE nell'ambito delle proprie competenze.	MiSE nell'ambito delle proprie competenze.	MiSE
(NAWI) strumenti per pesare a funzionamento non automatico 2009/23/CE, D. LGS. 517/1992, D. LGS. 40/1997	MiSE	MiSE	MiSE
Strumenti di misura (MID) 2004/22/CE, D. LGS. 22/2007, D. LGS. 28/2008	MiSE	MiSE	MiSE
Apparecchi a gas 2009/142/CE, DPR 661/1996	MiSE + MinInterno	MiSE + MinInterno	MiSE
Emissione acustica ambientale delle macchine 2000/14/CE, D. LGS. 262/2002	In alcuni casi MiSE (capofila) di concerto con MinAmbiente, altrimenti MinAmbiente con il concerto del MiSE	MinAmbiente	MiSE
Materiali per atmosfera potenzialmente esplosiva 94/9/CE, DPR 126/1998	MiSE	MiSE	MiSE
Bassa tensione 73/23/CEE 2006/95/CE, L. N. 791/1977	MiSE di concerto con Min. Lavoro	MiSE	MiSE
Giocattoli 2009/48/CE, D.LGS. N. 54/2011	MiSE	MiSE	MiSE
Rendimenti caldaie ad acqua calda alimentate con combustibili liquidi o gassosi 92/42/CEE, DPR 660/1996	MiSE	MiSE	MiSE
dispositivi di protezione individuale 89/686/CEE, 93/68/CEE, 93/95/CEE, 96/58/CE, D. LGS. 475/1992, D. LGS. 10/1997	MiSE e Min. del Lavoro e della previdenza sociale (codecisione)	MiSE+MLPS	MiSE
Attrezzature a pressione PED 97/23/CE, D. LGS. 93/2000	MiSE	MiSE	MiSE
imbarcazioni da diporto 94/25/CE, 2003/44/CE, D. LGS. 171/2005	MiSE di concerto con il Min. delle infrastrutture e trasporti	MiSE e Min. delle infrastrutture e trasporti	MiSE
Recipienti semplici a pressione 2009/105/CE, 93/68/CEE, D. LGS. 42/1997	MiSE + MinLavoro + Interno in casi specifici	Amministrazioni autorizzanti	MiSE

Tabella n. 5 – Direttive europee per le quali il Ministero dello Sviluppo Economico (Divisione XIV-DG MCCVNT) ha competenza esclusiva o di capofila nel rilascio delle autorizzazioni.

Direttiva -Attuazione	Autorizzazione Organismi, rinnovo, revoca e sospensione	Notifica alla UE
Compatibilità elettromagnetica 2004/108/CE, D. LGS. 194/2007	Competenza esclusiva MiSE. DG MCCVNT concertante con DG PGSR	MiSE
Esplosivi per usi civili 93/15/CE, D. LGS. 7/1997, DM 272/2002	MiSE concertante con MinInterno	MiSE
Emissione acustica ambientale delle macchine 2000/14/CE, D. LGS. 262/2002	Concertante con MinAmbiente (capofila). In alcuni casi MiSE (capofila) di concerto con MinAmbiente	MiSE
Impianti a fune adibiti al trasporto di persone 2000/9/CE, D. LGS. 210/2003	MiSE concertante con MinInfraTra	MiSE
Dispositivi medici 93/42/CEE, D. LGS. 46/1997, D. LGS. 95/1998	MiSE concertante con MinSalute	MiSE
Dispositivi medici impiantabili attivi 90/385/CEE, D. LGS. 507/1992	MiSE concertante con MinSalute	MiSE
Dispositivi medico-diagnostici in vitro 98/79/CE, D. LGS. 332/2000	MiSE concertante con MinSalute	MiSE

Tabella n. 6 – *Direttive europee per le quali il Ministero dello Sviluppo Economico (Divisione XIV-DG MCCVNT) è concertante nel rilascio delle autorizzazioni.*

La Divisione XIV svolge anche il ruolo di autorità di notifica alla Commissione europea non solo per le Direttive di cui alle tabelle n. 5 e n. 6, ma anche per altre gestite esclusivamente da altri Ministeri (ad es. “Attrezzature a pressione trasportabili” di competenza esclusiva del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti).

Delle Direttive europee di competenza esclusiva del MiSE, le seguenti sono state delegate ad Accredia, per il riconoscimento tecnico degli Organismi, tramite la Convenzione del 13 giugno 2011, rinnovata in data 17 luglio 2013 e valida dal 18 luglio 2013 sino a tutto il 17 luglio 2015. Quindi per queste Direttive l’istante dovrà ottenere l’accreditamento da parte di Accredia quale pre-requisito al rilascio dell’autorizzazione stessa:

Convenzione MiSE (DG MCCVNT)-ACCREDIA per

- DIRETTIVA 2009/48/CE - sicurezza dei giocattoli
- DIRETTIVA 2004/22/CE - MID strumenti di misura
- DIRETTIVA 92/42/CEE - rendimento delle caldaie ad acqua calda
- DIRETTIVA 97/23/CE - PED attrezzature a pressione
- DIRETTIVA 94/9/CE - ATEX
- DIRETTIVA 2004/108/CE - compatibilità elettromagnetica

Convenzione MiSE (DG PGSR)-ACCREDIA del 17/11/2011 rinnovata in data 06/02/2014 valida dal 07 febbraio 2014 sino a tutto il 06 febbraio 2016 per

- DIRETTIVA 1999/5/CE – Apparecchiature radio e terminali di telecomunicazione

Per le seguenti Direttive il Ministro dello Sviluppo Economico, in qualità di capofila per il rilascio delle relative autorizzazioni, e il Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali (MLPS), concertante, hanno sottoscritto con ACCREDIA la Convenzione del 22 giugno 2011, rinnovata in data 17 luglio 2013 e valida dal 18 luglio 2013 sino a tutto il 17 luglio 2015.

Convenzione MiSE-MLPS-ACCREDIA per

- DIRETTIVA 2006/42/CE - macchine (“concerto” con il MLPS)
- DIRETTIVA 2006/95/CE - materiale elettrico a BASSA TENSIONE (“concerto” con il MLPS)
- DIRETTIVA 95/16/CE - ascensori (“sentito” il MLPS)
- DIRETTIVA – DPI dispositivi di protezione individuale (codecisione MiSE-MLPS)

Come precedentemente descritto, in riferimento all’iter amministrativo autorizzatorio, possono esserci, conformemente alle disposizioni di cui al paragrafo 5 del Regolamento (CE) n.765/2008, due modalità per il riconoscimento tecnico degli Organismi istanti: la valutazione dei requisiti direttamente dall’autorità emanante; ovvero l’accreditamento, qualora l’autorità abbia delegato formalmente tale aspetto all’Organismo nazionale di accreditamento.

Schematicamente l’iter amministrativo autorizzatorio può essere sintetizzato nella fig. n. 1 nel caso in cui il riconoscimento tecnico dell’Organismo venga eseguito da Accredia (Direttive delegate) e nella fig. n. 2 nel caso in cui il riconoscimento tecnico dell’Organismo venga eseguito direttamente dal/i Ministero/i (Direttive non delegate ovvero la c.d. procedura “aggravata”).



Figura n. 1



Figura n. 2

Nel caso di notifica senza accreditamento l'istruttoria ministeriale è più complessa e prevede oltre all'esame di ricevibilità dell'istanza, un esame documentale e un audit presso la sede o le sedi dell'Organismo istante. Oltre alla modalità di riconoscimento tecnico dell'Organismo (accreditamento o procedura aggravata), altra differenza sostanziale tra i due iter è la notifica alla Commissione europea, che implica nella procedura "aggravata" un onere documentale maggiore da parte dello Stato membro, a dimostrazione dei requisiti e delle capacità dell'organismo autorizzato e, a regime, la garanzia di una periodica sorveglianza.

3.2 L'iter di notifica alla Commissione europea degli Organismi autorizzati

La Divisione XIV - *Rapporti istituzionali per la gestione tecnica, organismi notificati e sistemi di accreditamento*, DG MCCVNT del Ministero dello Sviluppo Economico, ha, tra gli altri, anche il ruolo di autorità di notifica nazionale.

La notifica è l'atto con cui uno Stato membro informa la Commissione europea e gli altri Stati membri che un Organismo, che soddisfa i pertinenti requisiti, è stato designato ad effettuare la valutazione di conformità in riferimento ad una direttiva. Lo Stato membro notificante è responsabile della notifica degli organismi notificati e della loro revoca.

La notifica alla Commissione europea degli Organismi autorizzati avviene tramite una ben determinata procedura completamente informatizzata, implementata sul sistema informativo europeo "N.A.N.D.O." (New Approach Notified and Designated Organisations) gestito dalla Commissione stessa.

Il sistema N.A.N.D.O. è, essenzialmente, un data-base a cui è possibile accedere anche da internet e contiene gli elenchi degli Organismi notificati, designati da (v. tabella n. 8):

- Stati membri dell'Unione europea;
- Paesi membri del EEA ⁴appartenenti a EFTA⁵;

⁴ EEA: European Economic Area, anche Spazio Economico Europeo (SEE).

- Paesi con i quali la Comunità europea ha concluso accordi di riconoscimento reciproco (MRA-Mutual Recognition Agreements);
- Paesi candidati a membri UE con cui sono stati sottoscritti i Protocolli degli Accordi della Comunità europea sulla valutazione della conformità e l'Accettazione di prodotti industriali (*PECA-Protocols to the Europe Agreements on Conformity Assessment and acceptance of industrial products*).

Per ciascun Organismo Notificato il sistema N.A.N.D.O. riporta il numero di identificazione, i dati anagrafici, i compiti per i quali è stato notificato (moduli di valutazione della conformità o procedure o allegati delle direttive), il tipo di riconoscimento tecnico (accreditamento o valutazione dell'autorità competente) e chi ha eseguito questo riconoscimento (per l'Italia, Accredia o il/i Ministero/i), nonché le scadenze delle notifiche stesse. Vi è inoltre una sezione degli Organismi revocati, scaduti o sospesi che rappresenta una sorta di storico delle notifiche di tutti gli Stati notificanti.

Stati dell'UE: Austria; Belgium; Bulgaria; Croatia; Cyprus; Czech Republic; Denmark; Estonia; Finland; France; Germany; Greece; Hungary; Ireland; Italy; Latvia; Lithuania; Luxembourg; Malta; Netherlands; Poland; Portugal; Romania; Slovakia; Slovenia; Spain; Sweden; United Kingdom.

Stati EFTA-EEA (SEE): Liechtenstein; Norway; Iceland.

Stati firmatari MRA: Australia; Canada; Israel; Japan; New Zealand; Switzerland; Japan; United States.

Stati candidati all'UE: Slovakia; Turkey

Tabella n. 8 - Stati notificanti su N.A.N.D.O.

La procedura di notifica si concretizza operativamente nelle seguenti fasi:

1. Inserimento, tramite accesso riservato allo S.M. (in questo caso per l'Italia la Divisione XIV, DG MCCVNT del Ministero dello Sviluppo Economico), della notifica con relativi dati dell'Organismo e, nel caso di procedura aggravata (par. 5.2 del Reg. n. 765/2008), ulteriore documentazione a supporto;
2. Inoltro alla Commissione europea per avvio fase conoscitiva-valutativa;
3. Inoltro della notifica italiana, da parte della Commissione, a tutti gli SS.MM.;
4. richieste di chiarimenti allo S.M. notificante (in questo caso, all'Italia) o eventuali obiezioni sulla notifica da parte della Commissione o degli SS.MM.;
5. Pubblicazione dell'Organismo su N.A.N.D.O. da parte della Commissione.

Nel caso in cui vi siano richieste di chiarimenti da parte della Commissione e degli SS.MM., viene avviata una corrispondenza specifica tra S.M. e i servizi della Commissione, al fine di dimostrare la correttezza e validità della notifica. La Commissione riceve e ritiene soddisfacenti i chiarimenti ricevuti, procede alla pubblicazione su N.A.N.D.O. dell'Organismo.

⁵ EFTA: European Free Trade Association, anche Associazione Europea di Libero Scambio (AELS).

Analisi a creep e creep fatica per un surriscaldatore di vapore in acciaio austenitico

P. Di Lillo*, L. Gaetani**, L. Germoni**, A. Masia**

*Walter Tosto Spa

**Eleo² Engineering S.r.l.

Sommario

Un surriscaldatore di vapore è un componente che opera ad elevate temperature in regime di *creep*.

Normalmente il componente non lavora in condizioni cicliche. A causa di malfunzionamenti, il componente oggetto del presente lavoro è stato soggetto a ripetute accensioni e spegnimenti. Il surriscaldatore ha riportato in campo un livello molto elevato di danneggiamento nella zona di giunzione tra la piastra tubiera e lo *shell* (alta deformazione e cricche nelle saldature).

Il design del componente è stato quindi riesaminato per valutare l'effetto della temperatura, pressione e carichi esterni sull'apparecchiatura con il metodo degli elementi finiti e con differenti approcci di valutazione dei modi di guasto di creep e creep-fatica: sono stati utilizzati l'approccio in accordo con la *subsection* NH dell'ASME III, un'analisi inelastica semplificata e un approccio a *creep* esplicito con un modello di creep. In questo lavoro è riportata una comparazione dei risultati ottenuti con i diversi metodi di analisi.

1. Nomenclatura

D_c	danneggiamento da creep
$\dot{\epsilon}_c$ e $\dot{\epsilon}_{0c}$	velocità di deformazione a creep e velocità iniziale di deformazione a creep
$A_0 \dots A_4$ $\dot{\epsilon}_{0c}$	coefficienti polinomiali stress-temperatura
$B_0 \dots B_4$ Ω	coefficienti polinomiali stress-temperatura
β	parametro triassialità del metodo Omega (= 1/3)
Ω , Ω_n e Ω_m	parametro Omega monoassiale, monoassiale corretto e multiassiale
p	pressione idrostatica
σ_1, σ_2 e σ_3	stresses principali
σ_e	stress di Von Mises
$K_t = \sigma_m / \sigma_e$	fattore di triassialità
n	esponente di Norton
t_r	tempo di rottura
T	temperatura
\mathcal{E}_{totale}	deformazione totale
$\mathcal{E}_{plastica}$	deformazione plastica
$\mathcal{E}_{creeptotale}, \mathcal{E}_{creep}$	deformazione a creep dopo 201117 ore e dopo 7822 ore
SSH	surriscaldatore di vapore
PT	piastra tubiera

2. Introduzione

Il surriscaldatore di vapore è un componente che opera ad elevate temperature (500°C-600°C) e bassa pressione interna.

Normalmente questi tipi di apparecchiature non operano in condizioni cicliche, quindi il design è focalizzato sui carichi primari ad elevata temperatura che sono generati dalla pressione e dalle connessioni esterne allo SSH e pertanto il surriscaldatore di vapore per il recuperatore di calore dell'impianto di stirene oggetto del presente lavoro è stato progettato *by formula*, in accordo all'ASME VIII Div.1 ed. 2010 add. 2011[1].

Il materiale austenitico (SS304) di progetto assicura un buon comportamento in regime di creep e durabilità alla temperatura operativa e di design dell'apparecchiatura, tuttavia l'eccessiva deformazione inelastica causata dalla temperatura, non necessariamente in condizioni cicliche, potrebbe portare ad una rottura prematura dello SSH. Ci sono differenti approcci per investigare il comportamento strutturale del componente: un'analisi elastica lineare con un fattore di correzione del creep, un'analisi elasto-plastica equivalente e un'analisi inelastica esplicita con un modello di creep.

L'apparecchiatura è stata progettata in sostituzione di un componente esistente, tuttavia la stessa è stata sostituita molto in anticipo alla vita prevista a causa dell'instaurarsi di una cricca profonda nella zona di saldatura tra la piastra tubiera con lo *shell* e con il *channel* e un grande accumulo di deformazione inelastica nella stessa zona (Figura 1).

Il design originale è stato investigato per capire se possono verificarsi potenziali rischi di rottura sulla base dei carichi in condizioni operative e di design che sono riportate in Tabella 1.

La struttura dello SSH prevede una piastra tubiera fissa d'ingresso e una piastra tubiera mobile d'uscita (Figura 2), la pressione nel corpo cilindrico sia lato *shell* sia lato *channel* è inferiore alla pressione atmosferica esterna mentre nel cono d'ingresso è posto un giunto di espansione che trasferisce i carichi allo SSH con i valori massimi riportati in Tabella 2.

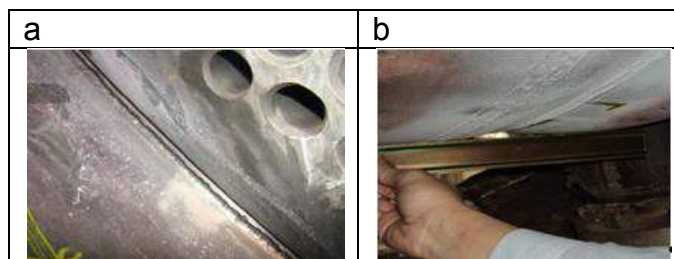


Figura 1: liquidi penetranti alla base della saldatura della piastra tubiera fissa (a) e deformazione permanente nella zona di saldatura alla base della piastra tubiera fissa (b)

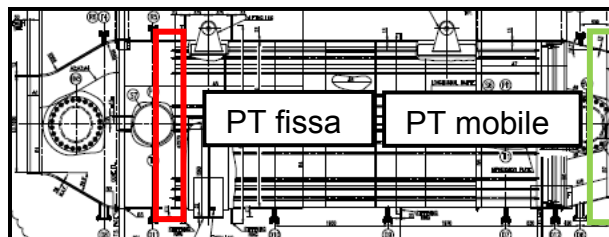


Figura 2: schema generale dello SSH

per l'applicabilità di altri test alternativi o per la non accettabilità dei risultati con test più avanzati (test No.B-2).

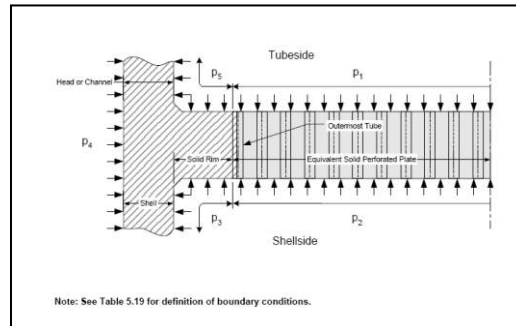


Figura 4: pressione applicata, lato channel e lato shell

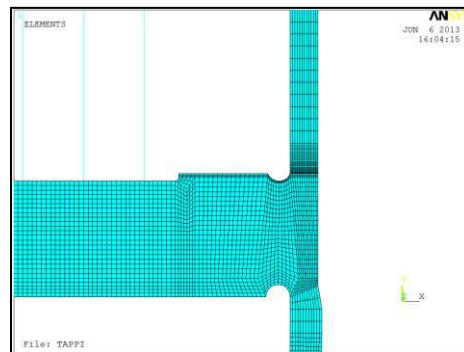


Figura 5: mesh del modello assialsimmetrico

Di seguito è riportata l'intera procedura in accordo al *Nonmandatory Appendix T* dell'ASME III Div.1; in Figura 6 è mostrato lo stress di Von Mises e la SCL nella zona di analisi.

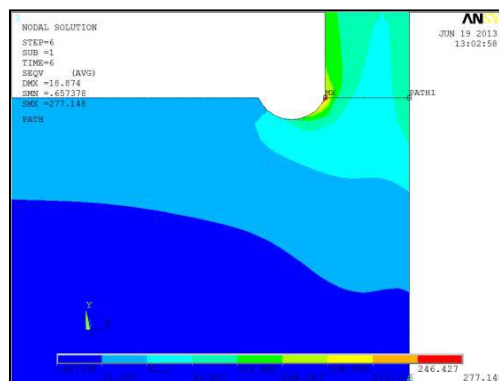


Figura 6: stress di Von Mises nella zona di giunzione tra shell e canne

Test No. A-1
$T_{max} = 569^{\circ}\text{C}$ (temperatura massima del ciclo)
$P_L = 12.75 \text{ MPa}$ (primary local membrane stress intensity)
$P_B = 16.42 \text{ MPa}$ (primary bending stress intensity)
$(Q_R)_{max} = 121.8 \text{ MPa}$ (secondary stress intensity range)
$S_{yh} (575^{\circ}\text{C}) = 104 \text{ MPa}$; $S_{yc} (20^{\circ}\text{C}) = 206.9 \text{ MPa}$; $S_y = (S_{yh} + S_{yc})/2 = 155.45 \text{ MPa}$
$X = (P_L + P_B/Kt) / S_y = (12.75 + 16.42/1.25) / 155.45 = 0.167$; $Y = (Q_R)_{max} / S_y = 121.8 / 155.45 = 0.784$
$S_a = 1.25 S_t = 1.25 \cdot 78 \text{ MPa} = 97.5 \text{ MPa}$ (S_t è stato preso conservativamente a 575°C e 10^4 ore dalla TABLE I-14.4A dell'ASME III Div.1 – NH in accordo al paragrafo T1332 (a) Nonmandatory Appendix T dell'ASME III Div.1)
$S_a / S_y = 0.627$
$X + Y = 0.167 + 0.784 = 0.951 > S_a / S_y = 0.627$
Test No. A-1 non è soddisfatto
Test No. A-2
Questo test non è applicabile perché la temperatura massima del ciclo è maggiore della temperatura applicabile riportata in Table T-1323 ASME III Div.1.
Test No. A-3
Questo test non è applicabile in accordo al paragrafo T-1324(a) Nonmandatory Appendix T dell'ASME III Div.1; l'SSH lavora in regime di creep per la maggior parte della sua vita totale, quindi $\sum_i(t_i/t_{id}) > 0.1$.

Test No. B-1
Questo test non è applicabile in accordo al paragrafo T-1331(a) Nonmandatory Appendix T dell'ASME III Div.1; in questo caso la struttura assialsimmetrica è soggetta a carichi non assialsimmetrici, inoltre il picco di stress termico attraverso la parete non è trascurabile.
Test No. B-2
$P_{Lt} = 94.63 \text{ MPa}$ (primary local membrane stress intensity, incluso membrane stress indotto da carico termico)
$X = (P_{Lt} + P_B/Kt) / S_y = (94.63 + 16.42/1.25) / 206.9 = 0.521$; $Y = (Q_R)_{max} / S_y = 121.8 / 206.9 = 0.589$
$Z = 0.65$ (dal diagramma in FIG. T-1332-2 Nonmandatory Appendix T ASME III Div.1)
$\sigma_c = Z \cdot S_{yc} = 134.5 \text{ MPa}$; $1.25 \cdot \sigma_c = 168 \text{ MPa}$
La deformazione risultante dalle curve isocrone medie stress-strain a 566°C (FIG T-1800-A-6) per un livello di stress di 168 MPa è molto superiore allo 0.5% nella saldatura.
Test No. B-2 non è soddisfatto

Test No. B-3
Questi tests non sono applicabili in accordo al paragrafo T-1331(c) Nonmandatory Appendix T dell'ASME III Div.1; la struttura assialsimmetrica è soggetta a carichi non assialsimmetrici, inoltre l'analisi include discontinuità strutturali locali.

4. Approccio con le curve isocrone stress- strain

Data l'intrinseca conservatività dell'approccio dell'ASME III, è stata eseguita un'analisi inelastica semplificata per confermare l'eventuale rischio di deformazione inelastica eccessiva.

In accordo a [5] e [6] un ragionevole approccio inelastico semplificato per verificare la deformazione inelastica è possibile utilizzando le curve isocrone del materiale come "pseudo curve *stress-strain*" a una determinata temperatura e considerando una determinata durata di vita.

Le curve isocrone (Figura 7) sono state quindi direttamente implementate in un modello di materiale elasto-plastico multilineare con curve dipendenti dalla temperatura considerando una vita di design dell'apparecchiatura pari a 300,000 ore; le curve isocrone sono ottenute dall'ASME III *subsection NH*.

I risultati di quest'analisi sono mostrati in Figura 8 e dimostrano che in nessuna parte della zona del Rim la deformazione è maggiore al valore massimo dell'1% (0.5% per le zone saldate) che è considerato come limite anche nell'approccio inelastico dell'ASME III *subsection NH*.

Questi risultati sono stati ottenuti con elementi del secondo ordine ma senza considerare i carichi non assialsimmetrici al giunto di espansione d'ingresso, inoltre, il materiale nella regione della PT perforata è elastico perché essa ha un comportamento anisotropo equivalente.

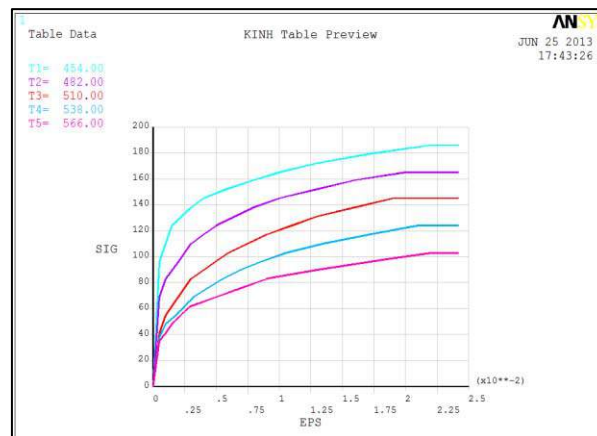


Figura 7: curve isocrone, ASME III subsection NH

L'analisi con ASME III e il metodo delle curve isocrone danno luogo a risultati contrastanti. Il primo approccio sembra essere conservativo, il secondo approccio non consente di fornire informazioni sull'accumulo del danno e di eventuali cicli termici se non introducendo delle correzioni che ne rendono l'applicabilità molto più difficile. Per questi motivi, è stato necessario eseguire un'analisi più accurata per capire se il design della PT è adatto per l'applicazione e possibilmente per capire la ragione dei guasti strutturali verificatisi in campo.

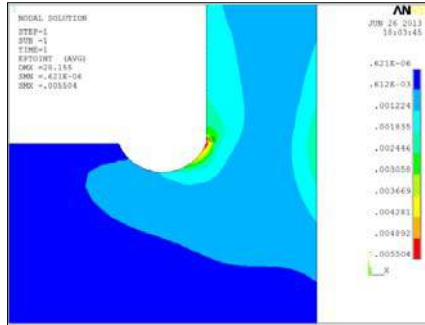


Figura 8: total mechanical strain intensity

5. Approccio inelastico esplicito con modello di creep

Per questa analisi è stato costruito un modello completo 3D (Figura 9) dello SSH considerando le parti rilevanti da analizzare; lo *shell* ad una certa distanza dalla connessione con la PT fissa e la sella di supporto sono stati modellati con elementi *shell* con un modello di materiale lineare. Le zone di analisi, cono d'ingresso, forgiato e la PT perforata sono stati modellati con elementi continui e con un modello di materiale a *creep*. Il modello di materiale usato nell'analisi è il modello Omega MPC di M. Prager [7].

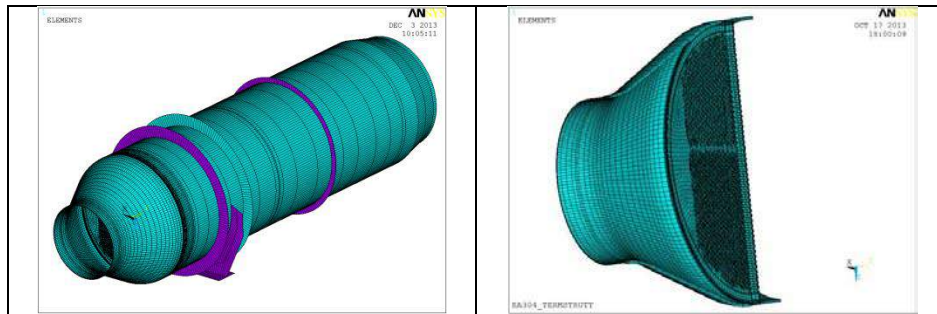


Figura 9: mesh del modello 3D e dettaglio della PT e connessione shell-channel

Il metodo Omega è basato sull'assunzione che, dopo la fase di creep primario (breve e trascurabile dal punto di vista ingegneristico), si registra un incremento continuo della velocità di deformazione $\dot{\epsilon}_c$, in accordo con l'equazione:

$$\dot{\epsilon}_c = \dot{\epsilon}_{0c} e^{\Omega_m \cdot t} \quad (1)$$

Durante la fase terziaria si consuma quasi l'intera vita dell'apparecchiatura-componente. Sulla base del modello proposto, la rottura per creep avviene quando la velocità di deformazione diventa infinita; il tempo di rottura è dato dall'equazione:

$$t_r = \frac{1}{\Omega_m \cdot \dot{\epsilon}_{0c}} \quad (2)$$

Infatti, Ω definisce la velocità di variazione della velocità di deformazione a creep con la variazione della deformazione a creep; ed è il coefficiente di danneggiamento totale che tiene in conto gli effetti di riduzione della capacità resistente della sezione, il meccanismo di danneggiamento e la costituzione microstrutturale del materiale.

In accordo all'API 579-1/ASME FFS [8], il metodo Omega viene implementato attraverso il set di equazioni da (1) a (13)

$$\log_{10} \dot{\epsilon}_{0c} = - \left\{ A_0 + \left(\frac{A_1 + A_2 \cdot S_l + A_3 \cdot S_l^2 + A_4 \cdot S_l^3}{460 + T} \right) \right\} \quad (3)$$

$$S_l = \log_{10} (\sigma_e) \quad (4)$$

$$\sigma_e = \frac{1}{\sqrt{2}} \left[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 \right]^{0.5} \quad (5)$$

$$D_c = \int_0^t \dot{D}_c dt \leq 1.0 \quad (6)$$

$$\dot{D}_c = \Omega_m \cdot \dot{\epsilon}_{0c} \quad (7)$$

$$\Omega_m = \Omega_n^{\delta+1} \quad (8)$$

$$\Omega_n = \max[(\Omega - n), 3.0] \quad (9)$$

$$\log_{10} \Omega = B_0 + \left(\frac{B_1 + B_2 \cdot S_l + B_3 \cdot S_l^2 + B_4 \cdot S_l^3}{460 + T} \right) \quad (10)$$

$$n = - \left(\frac{A_2 + 2 \cdot A_3 \cdot S_l + 3 \cdot A_4 \cdot S_l^2}{460 + T} \right) \quad (11)$$

$$\delta = \beta \left(\frac{3p}{\sigma_e} - 1 \right) \quad (12)$$

$$p = \frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{3} \quad (13)$$

Il metodo Omega permette di valutare direttamente la deformazione a creep e il danneggiamento da creep. Il modello è stato implementato nel software agli elementi finiti Ansys® con specifiche subroutines e attraverso l'implementazione di un modello di materiale a creep definito dall'utente.

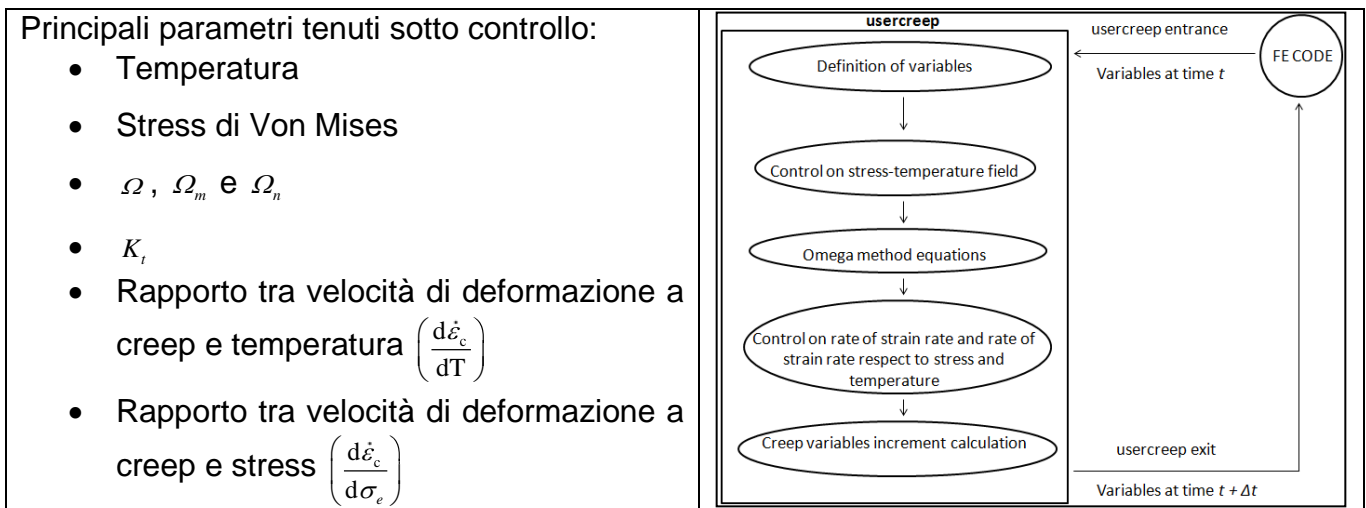


Figura 10: Schema della creep subroutine definita dall'utente

Sono stati applicati differenti cicli potenziali per simulare anche altre possibili condizioni operative al di fuori di quella effettiva prevista a progetto come riportato in Figura 11, perché un ulteriore *feedback* dal campo ha riferito che l'apparecchio preesistente aveva lavorato in maniera ciclica imprevista. Il profilo di temperatura durante la fase *steady-state* e i risultati di quest'analisi sono riassunti (per il primo ciclo) in Figura 13 e mostrano che l'apparecchiatura raggiunge un danneggiamento totale da creep del 90% dopo 201117 ore; per gli altri cicli (secondo e terzo) che simulano differenti condizioni operative con *start-up* e *shutdown*, i risultati in termini di danneggiamento a creep sono comparabili.

L'effetto dei differenti cicli analizzati mostra che non c'è incremento di deformazione plastica a causa dell'applicazione ripetuta dei carichi con diversi *dwelling tim* e, tuttavia, il danneggiamento da creep accumula già dopo il primo anno, circa il 3%. Questo risultato implica che in pratica non è ammesso un danneggiamento da fatica per l'apparecchiatura, quindi anche un "basso" numero di cicli di carico può portare a rotture premature nell'area di massimo danneggiamento a creep.

Come mostrato in Figura 13, il danneggiamento D_c accumulato dopo 7822 ore è il 3.5%; quindi la velocità media di danneggiamento risulta:

$$\dot{D}_c = \frac{\text{Danneggiamento a creep accumulato}}{\text{Tempo accumulato}} = \frac{0,035}{7822} = 4.475 \times 10^{-6} / \text{ore} \quad (14)$$

Considerando un danneggiamento a creep massimo D_c pari a 0.9 la massima vita a creep in assenza di fatica è calcolata come segue:

$$L_{\text{caf}} = \frac{0,9}{\dot{D}_c} = 201117 \text{ ore} \quad (15)$$

La deformazione totale accumulata dopo 201117 ore in approssimazione lineare di creep sarà dunque:

$$\varepsilon_{\text{totale}} = \varepsilon_{\text{plastica}} + \varepsilon_{\text{creep totale}} = 0.00125 + \frac{201117}{7822} * \varepsilon_{\text{creep}} = 0.00125 + \frac{201117}{7822} * 0.221 * 10^{-3} = 6.93 * 10^{-3} \quad (16)$$

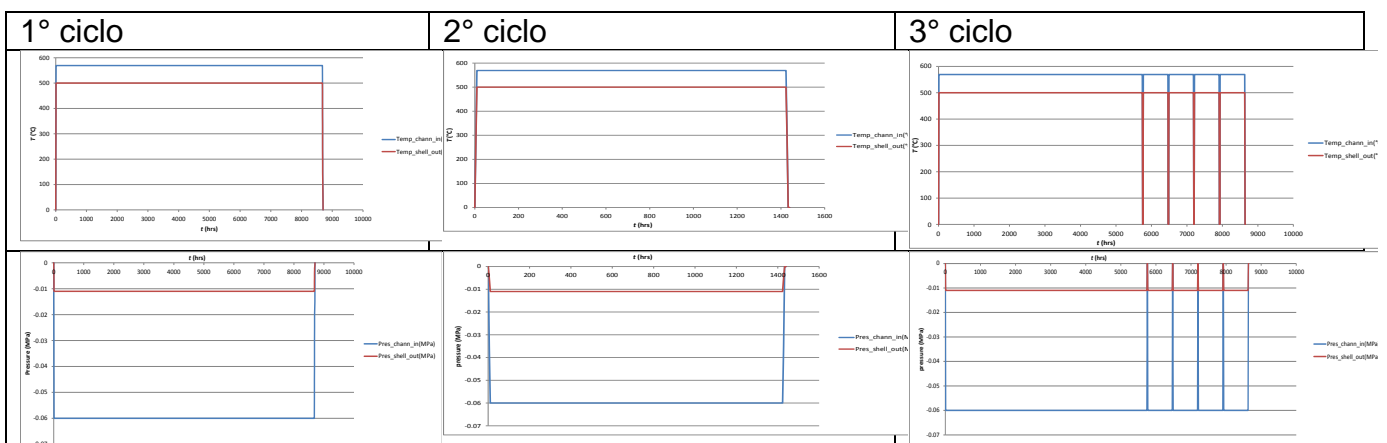


Figura 11: cicli di temperatura e pressione

Dopo 10 anni di funzionamento si ha un danneggiamento da *creep* pari al 38.9%. Dalla Figura T-1420-2 dell'ASME III *subsection* NH, si evince quindi che per avere la rottura del componente dopo 10 anni (tempo di vita della precedente installazione) a causa dell'interazione *creep*-fatica il rapporto tra il numero di cicli di funzionamento e il numero di cicli ammissibile (n/N_d) da fatica dovrebbe essere pari a 0.25 incompatibile con il danneggiamento misurato anche ipotizzando cicli di carico di accensione spegnimento non riconducibili a malfunzionamenti.

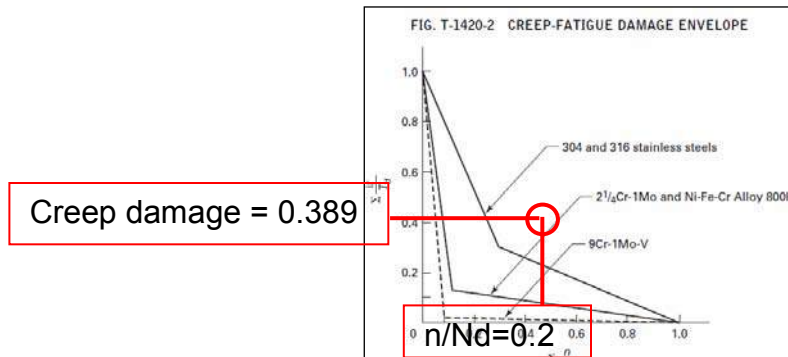


Figura 12: curva di danneggiamento creep-fatica

Come mostrato nelle Figura 13 comunque la zona di massima deformazione a *creep* è in buon accordo con quella di rottura e di deformazione plastica osservata nella installazione preesistente (Figura 1).

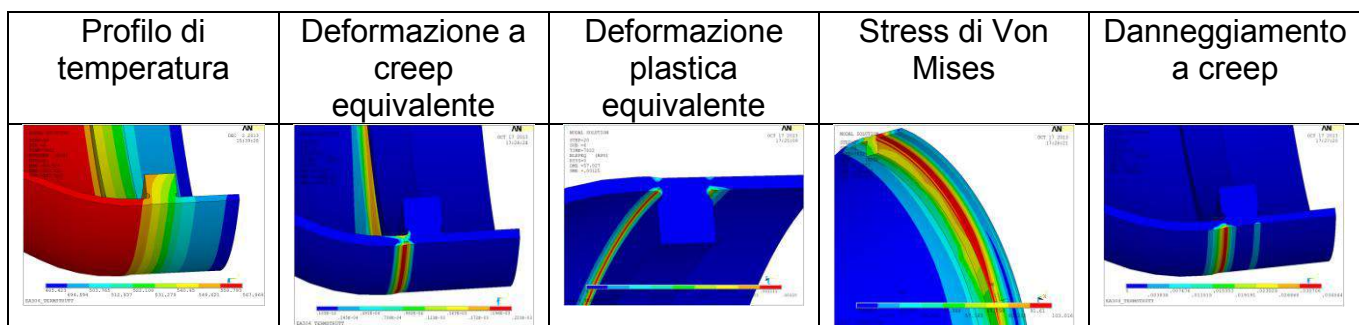


Figura 13: Ciclo 1-profilo di temperatura, deformazione creep e plastica equivalente, stress di Von Mises e danneggiamento da creep dopo 7822 ore

6. Conclusioni

Un surriscaldatore di vapore (SSH) è un componente che opera ad elevate temperature in regime di scorrimento viscoso.

Normalmente il componente non lavora in condizioni cicliche. A causa di malfunzionamenti, il componente è stato soggetto a ripetute accensioni e spegnimenti. Lo SSH ha riportato in campo un livello molto elevato di danneggiamento nella zona di giunzione tra la piastra tubiera e lo *shell* (alta deformazione e cricche nelle saldature).

Sono state eseguite diverse indagini per analizzare l'effetto della temperatura, pressione e carichi esterni sull'apparecchiatura con il metodo degli elementi finiti e con differenti approcci di valutazione del creep e creep-fatica: sono stati utilizzati l'approccio in accordo con la *subsection* NH dell'ASME III, un'analisi inelastica semplificata e un approccio inelastico

esplicito con un modello di creep. In Figura 14 è stata riportata una comparazione dei risultati ottenuti con i diversi metodi.

I risultati hanno mostrato che la vita di progetto prevista per l'apparecchiatura è pari a circa 200000 ore solamente se nessun danneggiamento da fatica è cumulato negli anni. Tuttavia, lo studio sui tre cicli analizzati ha stabilito che non occorre nessun danneggiamento critico da fatica con questo tipo di cicli, quindi sono necessarie condizioni di ciclo più severe per avere impatti significanti sulla vita residua. Gli approcci usati mostrano risultati non concordi; l'approccio esplicito consente una valutazione del danno oltre che della deformazione inelastica accumulata che è comunque superiore al valore limite posto da ASME e calcolata al 90% di danneggiamento a creep e risulta essere il più opportuno da implementare per questo tipo di analisi.

ASME III subsection NH	Curve isocrone	Approccio esplicito, metodo Omega
Test No. B-2	Analisi pseudo elasto-plastica	Danneggiamento a creep dopo 201117 ore = 90%
Deformazione totale > 0.5%	Deformazione totale < 0.5%	Deformazione totale (a 201117 ore) = 0.693%

Figura 14: comparazione dei risultati ottenuti con i diversi metodi

7. Bibliografia

- [1] ASME VIII Div.1 ed. 2010 add. 2011
- [2] ASME III Div.1 subsection NH, Ed.2010
- [3] "Ansys user's Manual", 2013
- [4] ASME VIII, Div.2, Ed. 2010 Add. 2011
- [5] Penny, R. K., Marriot, D. L., 1995, "Design for Creep", Chapman & Hall
- [6] M. Zhao, W. Koves, "The isochronous stress-strain method with multi-axial stress states and variable loading conditions", Proceedings of PVP2009 ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, July 26-30,2009, Prague, Czech Republic
- [7] Prager M. "Omega method - an engineering approach to life assessment". J Press Vess Technol Trans ASME 2000;122(3):273-80
- [8] API 579-1/ASME FFS-1, Fitness-For-Service, Ed.2007 Errata. 2009

Verifica delle attrezzature a pressione per carichi diversi dalla pressione: Vento e Sisma

E. Becherini*, M. Mencacci*, F. Zichichi**

*Enerconsulting S.r.l.

**INAIL – UOT CVR Bologna

Sommario

L'articolo si propone di dare nuovi spunti sui modus operandi atti alla progettazione per carichi diversi dalla pressione, nella fattispecie individuabili nel vento e sisma.

Trascurare o applicare non correttamente i carichi diversi dalla pressione sulle attrezzature, ove necessario, può rendere gli apparecchi a pressione non sicuri, in quanto gli stessi, sia localmente che alle volte in toto, possono risultare sottodimensionati. Si pensi per esempio alle colonne di raffineria [1].

Il calcolo meccanico di un'attrezzatura a pressione è di solito ben definibile da procedure estraibili dai Codici di Calcolo atti allo scopo.

Spesso invece è difficoltoso capire quando si deve considerare nella progettazione dei carichi derivanti dovuti al sisma ed al vento e, se del caso, integrare i codici di calcolo degli apparecchi a pressione con i codici di calcolo normalmente usati nelle costruzioni civili.

In sostanza, proporremo un excursus normativo ragionato per:

- capire quando si dovranno applicare i carichi dovuti al sisma ed al vento ad un apparecchio a pressione;
- capire come le norme per il dimensionamento meccanico indirizzino il calcolo statico sugli apparecchi e quindi come sovrapporre alla pressione interna ed esterna i carichi derivanti da vento e sisma.

1. Introduzione

Riferendosi ad un contesto sia europeo che internazionale è di notevole importanza considerare il fatto che sia la Direttiva 97/23/CE - PED, che la normativa americana ASME Boiler and Pressure Vessel Code [2] e molti altri codici extra europei, come ad esempio il Codice Australiano AS1210 [3], etc, impongono che il progetto di un apparecchio a pressione debba tener conto, se necessario, di carichi diversi dalla pressione, quali vento, sisma, carichi imposti sui bocchelli trasmessi dal piping collegato, neve, sollecitazioni dovute al traffico etc.

Infatti molto spesso nella verifica degli apparecchi a pressione sarebbero (sono) da considerare due tipologie di calcolo [4]:

- calcolo meccanico per la resistenza alla pressione (Mechanical Calculation);
- calcolo strutturale per i carichi diversi dalla pressione (Statical Calculation).

La parte inerente al Mechanical Calculation viene in questa sede tralasciata, trattandosi dei classici calcoli meccanici eseguiti tramite formule o mediante analisi FEM per il dimensionamento meccanico delle virole, fondi, aperture, tronchetti, etc, etc.. Il nostro focus invece si concentrerà sullo Statical Calculation inerente ai carichi da vento e sisma. La "traduzione tecnica" dell'Allegato 1 della Direttiva PED per gli apparecchi a pressione non sottoposti alla fiamma, la norma armonizzata EN 13445 [5], nella Parte 3 "Progettazione". Questa riporta, al paragrafo 5.3 i carichi che si debbono prendere in considerazione per una adeguata progettazione (Tabella 1):

Anche, il sopra citato codice americano ASME nella Sezione VIII Division 1 "Rules for Construction of Pressure Vessels" al paragrafo UG-22 "Loadings", impone che il progetto, sia eseguito tenendo presente, i carichi della Tabella 2.

In the design of a vessel the following actions shall be taken into account, where relevant:

- a) internal and/or external pressure;
- b) maximum static head of contained fluid under operating conditions;
- c) weight of the vessel;
- d) maximum weight of contents under operating conditions;
- e) weight of water under hydraulic pressure test conditions;
- f) wind, snow and ice loading;
- g) earthquake loading;
- h) other loads supported by or reacting on the vessel, including loads during transport and installation.
- j) shock loads caused by water hammer or surging of the vessel contents;
- k) bending moments caused by eccentricity of the centre of the working pressure relative to the neutral axis of the vessel;
- l) stresses caused by temperature differences including transient conditions and by differences in coefficients of thermal expansion;
- m) stresses caused by fluctuations of pressure, temperature, and external loads applied to the vessel;
- n) stresses caused by the decomposition of unstable fluids.

Tabella 1

UG-22 LOADINGS

The loadings to be considered in designing a vessel shall include those from:

(a) internal or external design pressure (as defined in UG-21);

(b) weight of the vessel and normal contents under operating or test conditions;

(c) superimposed static reactions from weight of attached equipment, such as motors, machinery, other vessels, piping, linings, and insulation;

(d) the attachment of:

(1) internals (see Nonmandatory Appendix D);

(2) vessel supports, such as lugs, rings, skirts, saddles, and legs (see Nonmandatory Appendix G);

(e) cyclic and dynamic reactions due to pressure or thermal variations, or from equipment mounted on a vessel, and mechanical loadings;

(f) wind, snow, and seismic reactions, where required;

(g) impact reactions such as those due to fluid shock;

(h) temperature gradients and differential thermal expansion;

(i) abnormal pressures, such as those caused by deflagration;

(j) test pressure and coincident static head acting during the test (see UG-99).

Tabella 2

E così anche nell'ingegneristicamente più spinto codice ASME Sezione VIII Division 2 "Rules for Construction of Pressure Vessels – Alternative Rules" (usato per alte pressioni, da 200 bar-g fino a 689,5 bar-g, al di là delle quali è consigliato usare l'ASME VIII Division

3) vengono indicati i “Design Loads” da considerare, sia per la metodologia di calcolo Design by Formule (Tabella 3), sia per la metodologia Design by Analysis (Tabella 4).

Design Load Parameter	Description
P	Internal or External Specified Design Pressure (see paragraph 4.1.5.2(a))
P_s	Static head from liquid or bulk materials (e.g. catalyst)
D	Dead weight of the vessel, contents, and appurtenances at the location of interest, including the following: <ul style="list-style-type: none"> • Weight of vessel including internals, supports (e.g. skirts, lugs, saddles, and legs), and appurtenances (e.g. platforms, ladders, etc.) • Weight of vessel contents under operating and test conditions • Refractory linings, insulation • Static reactions from the weight of attached equipment, such as motors, machinery, other vessels, and piping • Transportation loads (the static forces obtained as equivalent to the dynamic loads experienced during normal operation of a transport vessel [see paragraph 1.2.1.2(b)])
L	<ul style="list-style-type: none"> • Appurtenance Live loading • Effects of fluid flow, steady state or transient • Loads resulting from wave action
E	Earthquake loads (see ASCE 7 for the specific definition of the earthquake load, as applicable)
W	Wind Loads [see 4.1.5.3(b)]
S	Snow Loads
F	Loads due to Deflagration

Tabella 3

Loading Condition	Design Loads
Pressure Testing	<ol style="list-style-type: none"> (1) Dead load of component plus insulation, fireproofing, installed internals, platforms and other equipment supported from the component in the installed position. (2) Piping loads including pressure thrust (3) Applicable live loads excluding vibration and maintenance live loads. (4) Pressure and fluid loads (water) for testing and flushing equipment and piping unless a pneumatic test is specified. (5) Wind loads
Normal Operation	<ol style="list-style-type: none"> (1) Dead load of component plus insulation, refractory, fireproofing, installed internals, catalyst, packing, platforms and other equipment supported from the component in the installed position. (2) Piping loads including pressure thrust (3) Applicable live loads. (4) Pressure and fluid loading during normal operation. (5) Thermal loads.
Normal Operation plus Occasional (note: occasional loads are usually governed by wind and earthquake; however, other load types such as snow and ice loads may govern, see ASCE 7)	<ol style="list-style-type: none"> (1) Dead load of component plus insulation, refractory, fireproofing, installed internals, catalyst, packing, platforms and other equipment supported from the component in the installed (2) Piping loads including pressure thrust (3) Applicable live loads. (4) Pressure and fluid loading during normal operation. (5) Thermal loads. (6) Wind, earthquake or other occasional loads, whichever is greater. (7) Loads due to wave action.
Abnormal or Start up Operation plus Occasional (see note above)	<ol style="list-style-type: none"> (1) Dead load of component plus insulation, refractory, fireproofing, installed internals, catalyst, packing, platforms and other equipment supported from the component in the installed position. (2) Piping loads including pressure thrust (3) Applicable live loads. (4) Pressure and fluid loading associated with the abnormal or start up conditions. (5) Thermal loads. (6) Wind loads.

Tabella 4

Del resto non esiste nessuna regola europea o internazionale che guidi il progettista su quando e/o come poter ritenere trascurabili alcuni carichi rispetto ad altri (almeno che non sia evidente che alcuni di questi carichi non siano del tutto applicabili: un apparecchio fabbricato ad hoc ed installato in un capannone chiuso non sarà certamente soggetto a carichi da vento). Altresì molto spesso i Main Contractor inviano ai Fabbricanti dettagliate specifiche ove è possibile evincere in maniera univoca se alcuni carichi diversi dalla pressione siano da considerare o meno in fase di progetto: comunque appare chiaro che in tutti gli altri casi solo una attenta conoscenza del sito di installazione e quindi di tutte le condizioni al contorno (carichi del piping sui bocchelli, carichi sismici, carichi da vento, etc.) potranno far scaturire una vera analisi dei rischi che non si riduca ad una mera check list da compilare e possa veramente far comprendere quale carico sia applicabile e quale trascurabile. Si fa infine notare che nel calcolo strutturale sono spesso richieste anche le verifiche dei supporti dell'apparecchio (selle, gonne, mensole di supporto, etc.) oltre a scale passerelle, etc.

2. La trattazione dei codici di calcolo dei carichi diversi da pressione

Sia le Norme europee che il Codice ASME, come si è visto, obbligano a considerare i carichi da sisma e vento. Sia queste norme sia l'Eurocodice [6] EN 1990, seppure con qualche differenza, suddividono i carichi in:

- Carichi Permanenti (Dead Loads o Permanent Action) – G_k : che sono i carichi dovuti al peso della struttura, ivi compreso quello delle parti attaccate alla stessa (esternamente e/o internamente), etc.;
- Carichi variabili (Live Loads o Variable Action) - Q_k : che rappresentano i carichi variabili nel tempo come neve, vento, peso del personale manutentore munito di utensili, vibrazioni, etc.;
- Carichi eccezionali (Accidental Action o Exceptional Loads) – A: come quelli dovuti ad esplosioni, incendi, impatti, etc.;
- Sismici (Seismic Action) - E_E .

Pertanto, complessivamente, in un apparecchio a pressione possono coesistere molte azioni note a priori o prevedibili:

- pressione di progetto;
- temperatura di progetto;
- pressione esterna (vuoto);
- fatica;
- fatica termica;
- peso proprio;
- battente idrostatico;
- carico da neve;
- carico da vento;
- carico da ghiaccio;
- esplosioni;
- incendi;
- etc.

Tutti questi carichi dovranno essere determinati e quindi tra loro combinati, per trovare azioni globali. In vero, come peraltro intuibile, la maggiore difficoltà si riscontra nelle molteplici combinazioni di carico, che in un apparecchio a pressione si possono verificare e in quelle che è lecito considerare. A tal proposito, molte norme di calcolo, (ma non tutte), come a titolo di esempio, le AD Merkblätter [7] tedesche, piuttosto che le ASME VIII Div.2, indicano come si devono combinare tra loro i carichi. Lo stesso, dicasi per il calcolo delle sollecitazioni; ossia molte norme indicano come si debbano calcolare le sollecitazioni degli apparecchi assoggettati ad uno o più combinazioni di carico.

3. L'approccio delle Euronorm EN 13445

La ben nota norma armonizzata alla PED, EN 13445, nella parte terza, tratta i carichi diversi dalla pressione nel capitolo 16 "Additional non-pressure loads".

Le verifiche proposte in detto capitolo sono puntuali; nel senso che per ogni tipo di carico, tenendo ovviamente anche in considerazione contestualmente l'effetto dovuto alla pressione, accertano che le sollecitazioni o l'instabilità elastica (buckling) locale e/o globale siano ammissibili.

In altre parole detto capitolo permette la verifica delle sollecitazioni locali indotte localmente da carichi (o sommatorie algebriche di carichi) dovuti alla pressione ed azioni esterne (Dead loads, Live Loads, etc.) su fondi, virole, etc. dovuti, per esempio, a:

- orecchie di sollevamento (Lifting Lug);
- selle per apparecchi orizzontali (saddles);
- anelli di supporto (Ring supports);
- supporti a mensola (Brackets);
- gambe (Legs);
- gonne (Skirts);
- etc.

Nel paragrafo 16.14 viene introdotto lo studio di una analisi globale dell'apparecchio: ossia viene mostrato come determinare lo spessore minimo delle virole soggette ad una forza (od una sommatoria algebrica di forze) ed a un momento (od una sommatoria algebrica di momenti) in sezioni lontane dal punto di applicazione dei carichi, nonché da discontinuità geometriche.

La EN 13445/3 al capitolo 16, al momento però sembra essere restrittiva nel senso che:

- la verifica delle sollecitazioni locali è possibile solo se l'apparecchio ha una geometria simile a quella ipotizzata dalla norma;
- sia per le sollecitazioni locali, che per quelle globali, non viene chiarito come si debbano combinare le azioni, dando solo qualche cenno in questo senso.

Altro approccio suggerito dalla EN 13445 è quello innovativo, proposto nell'ANNEX B "Design by Analysis – Direct Route", che mutua i concetti di Stato Limite, che sono ad oggi presenti negli Eurocodici (e quindi in molte Leggi nazionali Europee, come per esempio in Italia il D.M. 14 gennaio 2008 chiamato anche NTC 2008 [8]).

Detto Annex B, introduce il concetto di Stato Limite Ultimo e Stato Limite di Servizio, ove definisce l'uno come condizione strutturale di un componente o del vessel associabile con un fenomeno d'esplosione o con il collasso o con altre forme di rottura, che possono pregiudicare la sicurezza delle persone; l'altro come una condizione strutturale oltre la quale l'uso funzionale dell'apparecchio non è più garantito.

Esempi di Stati Limite Ultimi sono:

- rotture dovute a grandi deformazioni plastiche;
- rotture dovute a fenomeni di fatica;
- rotture dovute all'instabilità dell'apparecchio o di sue parti;
- ribaltamenti dell'apparecchio;
- perdita di fluido potenzialmente letale;
- etc.

Esempi di Stati Limite di Servizio sono:

- deformazioni di parte dell'apparecchio, che causano il suo inutilizzo funzionale;
- perdita di fluido non pericoloso per l'uomo.

Cercando di spiegare nella maniera più sintetica e semplice possibile e scusandoci per le inevitabili semplificazioni; si può affermare che la metodologia di calcolo agli stati limite sposta il ragionamento dalle sollecitazioni ai carichi. In particolare, se nel caso dello studio delle sollecitazioni, si calcolano le sollecitazioni ideali (Tresca o Von Mises) dovute ai carichi agenti sull'apparecchio e si confrontano le stesse con una tensione ammissibile; nel

caso del calcolo agli stati limite si confronta un carico massimo (o meglio un' imposta combinazione di carichi) con un carico massimo sopportabile che è funzione del materiale in uso.

In altre parole, esisteranno azioni di design A_d , che saranno date da:

$A_d = \gamma_A A$ dove A è il valore caratteristico dell'azione e γ_A è il *coefficiente di sicurezza parziale applicabile al carico*.

Tali azioni saranno da confrontare con RM_d che è il valore di design del materiale:

$RM_d = RM / \gamma_R$ ove RM è il valore caratteristico del materiale usato e γ_R è il coefficiente di sicurezza parziale sul materiale in uso. Il valore RM del materiale è scelto in funzione dei dettami della norma tra (R_{eH} , $R_{p0.2/T}$, $R_{p1.0/T}$, $R_{m/T}$, etc.).

Il Paragrafo B.5.2.1. detta le verifiche, che sono da condurre con questa metodologia di calcolo (Tabella 5).

—	Gross Plastic Deformation Design Check (GPD-DC), see B.8.2;
—	Progressive Plastic Deformation Design Check (PD-DC), see B.8.3;
—	Instability Design Check (I-DC), see B.8.4;
—	Fatigue Design Check (F-DC), see B.8.5;
—	Static Equilibrium Design Check (SE-DC), see B.8.6.

Tabella 5

Mentre al Paragrafo B.5.2.2. la norma detta la procedura da seguire per il calcoli richiesti al punto B.5.2.1 (Tabella 6).

a)	At least all of the design checks listed in B.5.1 shall be considered, see NOTE in B.5.1;										
b)	For each design check all relevant load cases shall be considered;										
c)	For each design check / load case an appropriate application rule shall be selected, if the principle is not used directly;										
d)	For each design check / load case the fulfilment of the design check's principle shall be shown, directly or by usage of the selected application rule, and by carrying out the following steps: <ol style="list-style-type: none"> <tr> <td>1)</td> <td>Specification of design check / load case and corresponding actions;</td> </tr> <tr> <td>2)</td> <td>Determination of the actions' characteristic values, or characteristic functions;</td> </tr> <tr> <td>3)</td> <td>Calculation of the actions' design values, or design functions;</td> </tr> <tr> <td>4)</td> <td>Check of the fulfilment of the principle;</td> </tr> <tr> <td>5)</td> <td>Statement confirming whether or not the principle for the load case is fulfilled.</td> </tr> 	1)	Specification of design check / load case and corresponding actions;	2)	Determination of the actions' characteristic values, or characteristic functions;	3)	Calculation of the actions' design values, or design functions;	4)	Check of the fulfilment of the principle;	5)	Statement confirming whether or not the principle for the load case is fulfilled.
1)	Specification of design check / load case and corresponding actions;										
2)	Determination of the actions' characteristic values, or characteristic functions;										
3)	Calculation of the actions' design values, or design functions;										
4)	Check of the fulfilment of the principle;										
5)	Statement confirming whether or not the principle for the load case is fulfilled.										

Tabella 6

Le singole azioni, presenti in una combinazioni di carichi, possano avere effetti favorevoli o sfavorevoli (ad esempio nei vessels verticali soggetti al vento, la pressione tende a diminuire la sollecitazione assiale di compressione nelle virole sottovento e pertanto in caso di combinazione col vento ha un effetto favorevole). Ne consegue che per ogni design check (GPD, PD, etc), esistono coefficienti di sicurezza parziali diversi per le azioni favorevoli e per le azioni non favorevoli. Rimane il problema ancora non risolto, in quanto le norme non danno indicazioni precise, sul come eseguire le combinazioni dei carichi per l'analisi agli Stati limiti Ultimi e agli Stati limite di servizio. A questo proposito, possiamo per il momento ipotizzare di adoperare le combinazioni di carico imposte dagli eurocodici EN1990 (oppure le NTC 2008), stando attenti però al fatto che questi non sono nati per gli apparecchi a pressione, e quindi si dovrà sostituire e/o omettere o alcuni carichi (per esempio la precompressione del cemento armato).

Le soluzioni, che noi proponiamo, sono quindi le seguenti:

- utilizzare le combinazioni di carico degli Eurocodici, in Italia sono consigliabili le combinazioni dettate dalla NTC 2008 (vedi oltre);
- alla azione di precompressione sostituire quella della pressione;
- sostituire ai valori dei coefficienti parziali sui carichi e quindi sui materiali quelli prescritti dalla EN 13445 Parte 3 Annex B (vedi oltre);
- eseguire le analisi.

Le combinazioni inerenti gli Stati Limite Ultimi tralasciando gli stati limiti di Servizio indicati dalla EN 1990 sono:

Combinazione Fondamentale

$$\sum_{j \geq 1} \gamma_{G,j} G_{k,j} + \gamma_P P + \gamma_{Q,1} Q_{k,1} + \sum_{i > 1} \gamma_{Q,i} \psi_{0,i} Q_{k,i} \quad (1)$$

Combinazione per carichi Accidentali

$$\sum_{j \geq 1} G_{k,j} + P + A_d + (\psi_{1,1} \text{ or } \psi_{2,1}) Q_{k,1} + \sum_{i > 1} \psi_{2,i} Q_{k,i} \quad (2)$$

Combinazione per carichi Sismici

$$\sum_{j \geq 1} G_{k,j} + P + A_{Ed} + \sum_{i \geq 1} \psi_{2,i} Q_{k,i}$$

dove i simboli Ψ_0 , Ψ_1 e Ψ_2 sono fattori di combinazione per carichi variabili, che rispettivamente indicano condizioni saltuarie, frequenti quasi costanti, che l'EN 1990 all'ANNEX A1 mostra secondo la seguente tabella 7:

Action	ψ_0	ψ_1	ψ_2
Imposed loads in buildings, category (see EN 1991-1-1)			
Category A : domestic, residential areas	0,7	0,5	0,3
Category B : office areas	0,7	0,5	0,3
Category C : congregation areas	0,7	0,7	0,6
Category D : shopping areas	0,7	0,7	0,6
Category E : storage areas	1,0	0,9	0,8
Category F : traffic area, vehicle weight $\leq 30\text{kN}$	0,7	0,7	0,6
Category G : traffic area, $30\text{kN} < \text{vehicle weight} \leq 160\text{kN}$	0,7	0,5	0,3
Category H : roofs	0	0	0
Snow loads on buildings (see EN 1991-1-3)*			
Finland, Iceland, Norway, Sweden	0,70	0,50	0,20
Remainder of CEN Member States, for sites located at altitude $H > 1000$ m a.s.l.	0,70	0,50	0,20
Remainder of CEN Member States, for sites located at altitude $H \leq 1000$ m a.s.l.	0,50	0,20	0
Wind loads on buildings (see EN 1991-1-4)	0,6	0,2	0
Temperature (non-fire) in buildings (see EN 1991-1-5)	0,6	0,5	0
NOTE The ψ values may be set by the National annex.			
* For countries not mentioned below, see relevant local conditions.			

Tabella 7

È chiaro che il considerare numerose combinazioni di carico, che ogni design check impone, presuppongono in linea di massima l'uso di software agli elementi finiti.

Inoltre poichè la stessa norma in alcuni punti indirizza sul tipo di elemento da usare nella modellazione (Shell, Beam, Brick, etc.), è sottinteso che il software dovrà essere di "stampo meccanico", e di buon livello. Inoltre bisognerà avere la cautela di fare adoperare questi complessi strumenti software solo da tecnici specializzati, poichè altrimenti l'analisi potrebbe dare dei valori veramente molto falsati. I coefficienti parziali, da adoperare sui materiali γ_R sono funzione di ogni tipologia di design Check. Riportiamo per semplicità solo quelli inerenti alla GPD-DC nelle Operating Loads Cases (mancano i Test Cases), tabelle 8, 9. Concludendo la parte di calcolo inerente all'Annesso B della EN 13445, si possono

proporre due soluzioni. L'una estratta dalla bozza elaborata dal SG "Non Pressure Loads del WG "Design" CEN TC54 della proposta di norma "Static of Tall Vertical Vessel on Skirt" [9], che dovrebbe diventare il capitolo 22 della EN 13445. (Tabella 10), ove D sta per Dead Load, L sta per Live Load ed F sono i carichi trasmessi dal piping. L'altra elaborata dall'Ing. F.Lidonici [12], Tabella 11, cercando di trovare una combinazione di fattori, che portassero tali verifiche anche ad essere conformi alla NTC 2008 che in Italia, si ricorda, è obbligatoria per Legge nelle costruzioni Civili.

Action	Condition	Partial safety factor
Permanent	For actions with an unfavourable effect	$\gamma_G = 1,2$
Permanent	For actions with a favourable effect	$\gamma_G = 0,8$
Variable	For unbounded variable actions	$\gamma_Q = 1,5$
Variable	For bounded variable actions and limit values	$\gamma_Q = 1,0$
Pressure	For actions without a natural limit	$\gamma_P = 1,2$
Pressure	For actions with a natural limit, e.g. vacuum	$\gamma_P = 1,0$
Temperature ^a		$\gamma_T = 1,0$

Tabella 8

Material	RM	γ_R
Ferritic ¹ steel	R_{eH} or $R_{p0,2/T}$	1,25 for $\frac{R_{p0,2/T}}{R_{m/20}} \leq 0,8$ 1,5625 $\left(\frac{R_{p0,2/T}}{R_{m/20}}\right)$ otherwise
Austenitic steel (30% $\leq A_5 < 35\%$)	$R_{p1,0/T}$	1,25
Austenitic steel ($A_5 \geq 35\%$)	$R_{p1,0/T}$ (see note)	1,0 for $\frac{R_{p1,0/T}}{R_{m/T}} \leq 0,4$ $\frac{2,5R_{p1,0/T}}{R_{m/T}}$ for $0,4 < \frac{R_{p1,0/T}}{R_{m/T}} \leq 0,5$ 1,25 for $\frac{R_{p1,0/T}}{R_{m/T}} > 0,5$
Steel castings	$R_{p0,2/T}$	19/12 for $\frac{R_{p0,2/T}}{R_{m/20}} \leq 19/24$ $\frac{2R_{p0,2/T}}{R_{m/20}}$ otherwise

Tabella 9

Load Case	included Types of Loads	Load combination including weighting factors	Allowable tensile stress for shells	Allowable compressive stress for shells	Allowable tensile stress for anchor bolts	Explanations
LC1	Pi, Dmax, L, F, W	0,9 Pi & Dmax & L & F & 1,1 W	fd	$\sigma_{c,all}$	fd,anchor	Operation with internal pressure and wind
LC2	Pe, Dmax, L, F, W	Pe & Dmax & L & F & 1,1 W	fd	$\sigma_{c,all}$	fd,anchor	Operation with external pressure and wind
LC3	Dmax, L, W, F	Dmax & L & F & 1,1 W	fd	$\sigma_{c,all}$	fd,anchor	Operation without pressure but with wind
LC4	Dmax, W	Dmax & 1,1 W	fd	$\sigma_{c,all}$	fd,anchor	Shut down (no pressure, contents and thermal reaction)
LC5	Dmin, W	Dmin & 0,7 W	fd	$\sigma_{c,all}$	fd,anchor	Installation
LC6	Pi, Dmax, L, E	0,9 Pi & Dmax & L & E	f _{test}	$\sigma_{c,all, test}$	1,2 fd,anchor	Operation with internal pressure and earthquake
LC7	Pe, Dmax, L, E	Pe & Dmax & L & E	f _{test}	$\sigma_{c,all, test}$	1,2 fd,anchor	Operation with external pressure and earthquake
LC8	Dmax, L, E	Dmax & L & E	f _{test}	$\sigma_{c,all, test}$	1,2 fd,anchor	Operation without pressure but with earthquake
LC9	P _{test} , Dmax, L _{test} , W	P _{test} & Dmax & L _{test} & 0,6 W	f _{test}	$\sigma_{c,all, test}$	fd,anchor	Test with test pressure, test filling and wind

Tabella 10

Condizione	Combinaz. dei carichi	σ_{amm}	$\sigma_{c,amm}$	σ_{amm} bulloni	Osservazioni
1	$1,2P+1,2G+1,2H$	$1,2 f$	$1,2 f_c$	$1,2 f_b$	Press.interna, battente idr.
2	$1,2P+1,2G+1,2H+1,5W$	$1,2 f$	$1,2 f_c$	$1,2 f_b$	Press.interna, battente idr. e vento max.
2A	$1,2G+1,2H+1,5W$	$1,2 f$	$1,2 f_c$	$1,2 f_b$	Battente idr. e vento max
3	$P+G+H+E$	f_{test}	$f_{c, test}$	$0,84 f_{test, b}$	Press.interna, battente idr. e sisma
3A	$G+H+E$	f_{test}	$f_{c, test}$	$0,84 f_{test, b}$	Battente idr. e sisma
4	$P+1,2G+1,2H$	$1,2 f$	$1,2 f_c$	$1,2 f_b$	Press.esterna, battente idr.
5	$P+1,2G+1,2H+1,5W$	$1,2 f$	$1,2 f_c$	$1,2 f_b$	Press.esterna, battente idr. e vento max
6	$P+G+H+E$	f_{test}	$f_{c, test}$	$0,84 f_{test, b}$	Press.esterna, battente idr. e sisma
7	$P_{test}+G+H_{test}+1,5W_{test}$	f_{test}	$f_{c, test}$	$0,84 f_{test, b}$	Press.di prova, battente idr. e vento prova
8	$P_{test}+G+H_{test}+E_{test}$	f_{test}	$f_{c, test}$	$0,84 f_{test, b}$	Press.di prova, battente idr. e sisma prova
9	$G_{min}+1,5W$	$1,2 f$	$1,2 f_c$	$1,2 f_b$	Montaggio e vento massimo

(f_{amm} = soll.ammissibile in condizioni eccezionali e di prova – f_c = a compressione. $f_{...}$ = per bulloneria)

Tabella 11

Altra maniera di studiare in maniera più classica, ma comunque sempre molto impegnativa tecnicamente un apparecchio a pressione con combinazioni di carico con carichi da vento e sisma, deriva dall'Annex C della EN 13445 Parte 3 "Design By Analysis – Method Base on Stress categories". Tale metodo, usato anche da altre norme (esempio ASME VIII Div.2, AD Merkblätter, etc.), con a volte peculiari differenze, può essere usato in alternativa all' Annex B. Anche questa procedura dovrà essere eseguita con calcoli agli elementi finiti di tipo meccanico, con l'ausilio di software di buon livello e personale tecnico specializzato nell'uso. L'Annex C non dà informazioni nè sui carichi da usare (in caso di sisma e vento), nè tantomeno sulla loro combinazione e si basa sulla categorizzazione delle sollecitazioni [13],:

- Primary stress
- Secondary Stress
- Peak Stress

Trovate quindi le sollecitazioni, che interessano al progettista, suddivise come sopra riportato, attraverso linearizzazioni degli stress o altri accorgimenti; le stesse dovranno essere confrontate secondo la seguente tabella 12.

4. Cenni all'approccio delle norme americane ASME VIII Division 1 e Division 2

L'ASME VIII Div.1 sostanzialmente rimanda, senza citarli esplicitamente, a metodi ingegneristici consolidati (WRC 107/297 Bulletin, WRC 537 bulletin, Metodo Zick, Metodo Brownell & Young, etc.) in grado di calcolare le sollecitazioni dovute ai carichi non da pressione, ma con la clausola che, secondo quanto riportato alla U-2 (G) siano "as safe as", ossia che garantiscano lo stesso livello di sicurezza, il che viene normalmente interpretato dagli Authorized Inspector ASME nel senso che ogni sollecitazione valutata in ogni parte dell'apparecchio debba essere inferiore alla relativa sollecitazione ammissibile di confronto dell'ASME VIII Div.1. L'ASME VIII Div.2, come sopra riportato, norma molto più marcata da un punto di vista ingegneristico, consente due tipologie di analisi:

- Design by Formule (Parte 4)
- Design By Analysis (Parte 5)

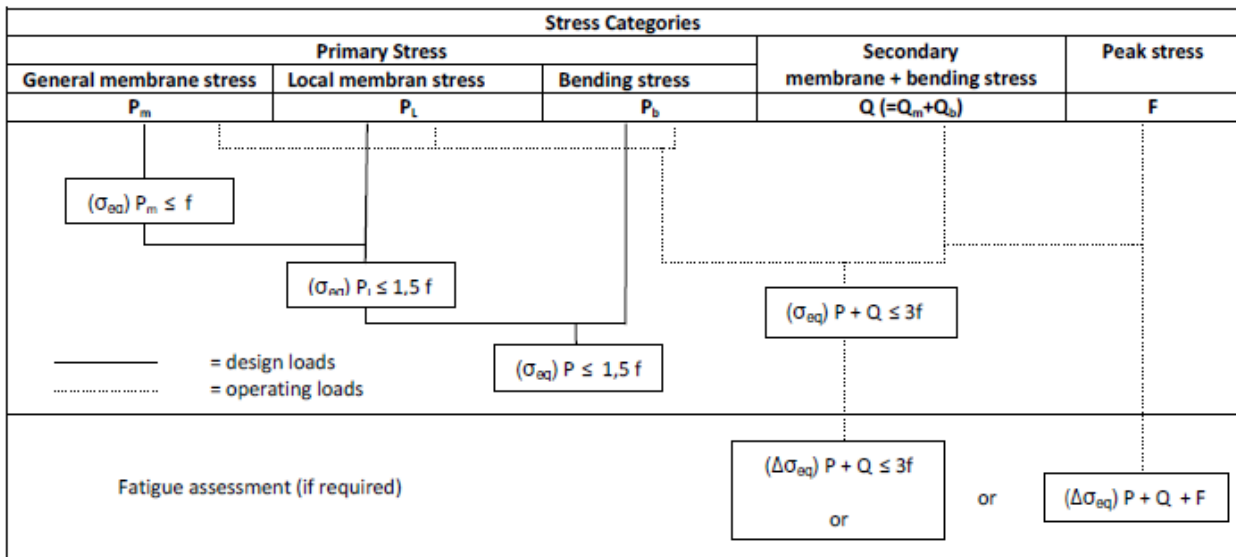


Tabella 12

Tralasciando la parte 4, la parte 5 è indirizzata ad un calcolo, che provvede ad analizzare le seguenti situazioni:

- Protection against Plastic Collapse
- Protection against local failure
- Protection against Collapse from Buckling
- Protection against failure from cyclic loading

Anche l'ASME VIII Div. 2 specifica tutti i carichi applicabili, che devono essere considerati (vedi tabelle 3 e 4) e come devono essere combinati se viene eseguita una analisi elastica, o se viene eseguita una Analisi Limite. Anche nell'uso della parte 5 della norma ASME VIII Div.2 è assolutamente necessario avere un buon strumento di calcolo agli elementi finiti e altresì personale tecnico analista esperto del settore e della metodologia.

5. Cenno alla Norma AD 2000 e ad altre norme internazionali

Come accennato, nell'ambito europeo, anche altri codici facenti parti della UE hanno revisionato le loro norme nazionali, per renderle coerenti ai dettami dei Requisiti Essenziali di Sicurezza richiesti dalla Direttiva PED. Entrando nel merito, quindi sia la AD Merkblatter tedesca che la norma inglese PD 5500 o la Francese CODAP, etc., sono state revisionate secondo quanto testè riportato. I carichi diversi della pressione nella norma AD Merkblatter tedesca, codice di calcolo abbastanza completo, sono contemplati e gestiti ai capitoli:

- S3/0 – General Verification of Stability of pressure vessel
- S3/1 – Vessel on Skirt Supports
- S3/2 - Verification of load-carryng capacity for horizontal vessel on saddles supports
- S3/3 - Vessel with domed ends on feet
- S3/4 - Vessel with support brackets
- S3/5 - Vessel with ring support

Tali capitoli riportano metodologie di calcolo atte al design sia degli apparecchi (sforzi agenti su virole, fondi, etc., dai supporti) sia dei supporti stessi in tutte le loro parti: gambe, selle, gonne, etc. I carichi, da tenere in considerazione nonchè la loro combinazione, sono riportati nella S3/0, ove viene anche riportata una tavola esplicativa riassuntiva (vedi Tabella13), ove i simboli riportati hanno il seguente significato:

- OC (Operating Case)
- TC (Test Case)
- IC (Installation Case)

➤ SC (Special Case)

Dalla tabella di cui sopra si vedono quali sono i carichi da considerare e le relative combinazioni nel caso del design operativo: peso dell'apparecchio e degli internals, pressione interna ed esterna, temperatura di design, carichi esterni (esempio: forze o momenti trasmessi dai bocchelli alla struttura, etc.), Live Loads (carichi su piattaforme, etc.), carico del vento e della neve. Nei carichi di test sono considerati il peso dell'apparecchio e degli internals, pressione interna o esterna di prova, il vento. Omettendo gli installation case, si nota che negli Special Case (segnatamente nel caso di carico sismico), saranno da considerare il peso proprio, la pressione interna o esterna, e quelli sismici. Altresì è importante evidenziare come negli Special Cases, l'ammissibile di riferimento sia maggiorato di una volta e mezza. Si nota che vento e terremoto non vengono mai combinati (e questo in genere avviene sempre a prescindere dalla norma). Al momento la AD Merkblatter indica che, le norme dalle quali evincere i carichi da vento sono le DIN (in futuro probabilmente gli Eurocodici). Speciali precauzioni sono richieste nella verifica della stabilità alla compressione (buckling), ove si rimanda alle DIN 18800 [14], (in futuro probabilmente agli Eurocodici). Altro modo per verificare gli apparecchi, anche da un punto di vista statico, è quello basato su analisi DBA, ove la AD Merkblatter al Capitolo S4 indirizza ad una analisi lineare elastica con classificazione delle sollecitazioni. Infine si sottolinea, come già accennato prima, che anche altre norme come la PD 5500[15], la CODAP[16], etc., riportano metodologie per poter tener conto in maniera integrata dei carichi diversi dalla pressione come il sisma ed il vento.

Load case ¹⁾ in accordance with 4.2	Load in accordance with									Permissible design stress in accordance		
	4.1.4.1	4.1.4.2			4.1.4.3	4.1.4.4	4.1.4.5	4.1.4.6	4.1.4.8	4.1.4.9	Pressure vessel	Supporting elements
	Inherent load	Internal pressure	Vacuum or external pressure	Local pressure build-up	Temperature ²⁾	External loads and load moments (static, dynamic)	Live loads	Wind loads ³⁾	Snow loads ³⁾	Dynamic loads ³⁾ , earthquakes		
OC 1	x	x			x	x	x	x	x		f	f
OC 2	x		x	x	x	x	x	x	x			
...												
TC 1	x	x						x			f _p	1,1 · f
TC 2	x		x					x				
...												
IC 1	x					x		x			f _M	1,1 · f
IC 2	x					x		x				
...												
SC 1	x	x				x				x	f _S	1,5 · f
SC 2	x		x			x				x		
...												

¹⁾ The load cases given here are examples of allocations and are to be accordingly given for the particular application case.
²⁾ The associated temperature is generally decisive for determining the permissible stresses. Additional thermal stresses shall be allowed for the load cases shown with a cross in this column.
³⁾ The details for load superposition contained in the relevant DIN standards can be taken into account.

Tabella 13

6. Bibliografia

- [1] Process Equipment Design, "Brownell & Young", Jhon Willey & Sons, 1959
- [2] Boiler and Pressure Vessel Code, The American Society of Mechanical Engineers, New York, U.S.A., 2013
- [3] Pressure Vessel, AS1210, Standards Australia International LTd, Sidney, Australia, 2010
- [4] Chemical Engineering Design Vol. 6, R.K. Sinnott, Elsevier, 2005
- [5] EN 13445 Parte 3, Recipienti a pressione non esposti a fiamma, CEN, Bruxelles, 2012
- [6] Antonio Cirillo Il Manuale dell'Ingegnere per il Calcolo Strutturale Tomo 1 e Tomo 2, *Sistemi Editoriali Se, Napoli, 2012*
- [7] AD 2000 Code, Technical Rules for Pressure Vessels, Beuth Verlag GmbH, Berlin, Germany, 2014
- [8] Il Manuale dell'Ingegnere per il Calcolo Strutturale Tomo 1 e Tomo 2, Antonio Cirillo, *Sistemi Editoriali Se, Napoli, 2012*
- [9] Static of Tall vertical Vessels on Skirt , CEN, Lyon, 2012
- [10] Progettazione apparecchi a pressione e scambiatori di calore, Ing. Fernando Lidonnici, Sant'Ambrogio Servizi Industriali S.r.l., Milano 2012
- [11] Pressure Vessel Design, Springers, Donatello Annaratone, Berlino, 2007
- [12] DIN 18800 Stahlbauten, Stabilitätsfalle, Schalenbeulen, DIN Deutsches Institut für Normung, Germany, 2010
- [13] PD 5500 "Specification for Unfired, fusion welded pressure vessel", BSI Group, England, 2012
- [14] Codap Division 1 e Division 2, "Code de Construction des Appareils a Pression non Soumis a l'action de la flamme", SNCT Publications, Parigi, Francia, 2010

La certificazione di un SRMCR: l'esperienza dello Stabilimento Versalis Mantova

N. Fazzi*, G. Pitti*, N. Palumbo**

*Versalis S.p.A. – Stabilimento di Mantova

**INAIL - UOT CVR Brescia

Sommario

Il recepimento italiano della PED tramite il D.Lgs. 93/2000, ha permesso di utilizzare come accessori di sicurezza a protezione di attrezzature a pressione i “dispositivi di misurazione, controllo e regolazione per la sicurezza” (Safety Related Measurement Control and Regulation).

Nel 2013 l'impianto stirene monomero ST40 dello Stabilimento Versalis di Mantova è stato oggetto di manutenzione. In tale occasione sono state sostituite una serie di attrezzature a pressione della Sezione Deidrogenazione.

Per aumentare il loro livello di protezione si è deciso di certificare PED quattro dispositivi SRMCR, utilizzando i principi esposti nelle norme IEC 61508 e IEC 61511.

Questa memoria descrive lo studio preparatorio, l'iter certificativo PED dei dispositivi SRMC a protezione di tali attrezzature a pressione e la loro acquisizione in sede della Verifica di Messa in Servizio con INAIL.

1. Gli impianti adiabatici per la produzione di stirene

1.1. Descrizione della sezione “Deidrogenazione dell'etilbenzene” dell'impianto ST40

L'impianto ST40 produce Stirene Monomero (SM), impiegando le materie prime Etilene e Benzene, con un processo continuo che si compone sostanzialmente di due sezioni principali: Etilbenzene e Stirene Monomero.

In particolare, la sezione Stirene è la parte dell'impianto dove avviene la trasformazione dell'etilbenzene (EB) in SM, realizzando la reazione $C_6H_5C_2H_5 \rightarrow C_6H_5C_2H_3 + H_2 - 31,1 \text{ kcal/mole}$, con un processo di tipo adiabatico frazionato in tre stadi di reazione.

Ciascuno stadio di deidrogenazione avviene su un letto fisso di catalizzatore della reazione, composto da ossidi di ferro attivati con sali di potassio e di altri metalli presenti in piccole quantità; le condizioni richieste dalla termodinamica della reazione comportano temperature di esercizio elevate (600°C ca. all'ingresso dei letti catalitici) e pressioni il più basse possibile (0,9 BarA ca. in ingresso al primo reattore, decrescente fino a 0,5 BarA ca. in uscita dal terzo). L'EB viene miscelato con vapor d'acqua, a sua volta surriscaldato in fasi successive. La presenza del vapor d'acqua nella miscela serve a diversi scopi:

- fornire la quantità di calore necessaria alla reazione endotermica per ciascuno stadio;
- diminuire la pressione parziale dell'EB, favorendo così lo spostamento dell'equilibrio verso la formazione di SM;
- prolungare la vita del letto catalitico mediante asportazione del carbone formatosi per cracking termico degli idrocarburi presenti.

Flusso EB-Miscela Deidrogenata di Reazione DRM

L'EB è alimentato alla sezione in due flussi:

- flusso di EB in fase liquida, proveniente dal serbatoio di stoccaggio di reparto, che viene vaporizzato mediante riscaldamento nel kettle E407 e miscelato con una piccola portata di vapor d'acqua (vapore primario);
- flusso di EB in fase gas, proveniente direttamente dalla colonna della sezione Etilbenzene che lo ha purificato dopo la sintesi da Etilene e Benzene.

I flussi sono riuniti per essere inviati nella zona convettiva superiore del forno B401, dove la miscela viene surriscaldata, quindi viene addizionata al grosso del flusso di vapor d'acqua (vapore principale), che viene prima riscaldato nello scambiatore E401, miscelandoli subito prima dell'ingresso nel primo reattore R401.

La miscela di reazione (DRM) in uscita dal reattore R401, costituita da una parte di SM risultante da una prima conversione dell'EB, passa poi nello scambiatore E402 dove viene nuovamente riscaldata prima di entrare nel secondo reattore di deidrogenazione R402, in cui si verifica la conversione di altro EB in SM. Il flusso in uscita viene, quindi, scaldato nello scambiatore E403 ed entra nel terzo reattore di deidrogenazione R403, dove viene effettuata l'ulteriore conversione di EB in SM.

L'effluente da R403, alla temperatura di 540°C e pressione di 0,5 BarA ca., è costituito, quindi, da vapor d'acqua e DRM, cioè una miscela di EB non convertito, SM, toluene (TOL), benzene (BZ) e prodotti altobollenti (TAR) formati per cracking termico, oltre all'off-gas (OG), cioè idrogeno di reazione, anidride carbonica ed ossido di carbonio formati per la reazione di produzione di gas d'acqua, e pochi idrocarburi leggeri (principalmente metano ed etano) formati per cracking termico dell'EB.

Tale miscela viene raffreddata fino a circa 150°C nello scambiatore E404, da classificarsi come generatore di vapore a sorgente termica diversa dal fuoco in quanto recupera il calore per produrre vapore d'acqua a 17 bar surriscaldato a 480 °C, utilizzato per azionare i motori a turbina che muovono i compressori dell'off-gas prima di essere ricircolato al forno B401 ed immesso nel circuito del vapore principale.

La miscela, infine, viene raffreddata fino a 60°C ca. nello scambiatore ad acqua di raffreddamento E405.

Il condensato liquido così ottenuto viene raccolto nel serbatoio D402, in cui si separano la fase acquosa dalla fase organica: quest'ultima viene inviata alla sezione di purificazione, per separare tra loro i vari componenti fino ad ottenere lo SM praticamente puro (99,80%); la fase acquosa, satura d'organico, viene inviata ad una colonna per "striappare" con vapore gli idrocarburi disciolti.

Dei vari prodotti separati, il BZ viene riciclato alla sezione Etilbenzene, l'EB è riciclato al circuito della carica della sezione di deidrogenazione, lo SM inviato agli utilizzi previsti, mentre l'acqua purificata è inviata al circuito delle acque reflue.

Il gas incondensato in E405 viene aspirato dal compressore P471, che ha lo scopo di realizzare un primo stadio di compressione che consenta di mantenere la pressione sub-atmosferica sugli stadi reazione, quindi viene sottoposto ad un secondo stadio di compressione per inviarlo in rete ad una pressione di 2,5 BarG, utilizzando il compressore P472. Il gas compresso è sottoposto a lavaggio con polietilbenzene (PEB) nell'assorbitore C407A e, così purificato, viene inviato ad altro impianto per essere utilizzato come materia prima, mentre i componenti organici leggeri, assorbiti nel PEB e da esso estratti in C407B, ritornano al D402.

Flusso principale vapore d'acqua

Il vapore d'acqua, prelevato dalla rete di distribuzione dello stabilimento, segue il seguente percorso:

- entra nella sezione al 1° passo del forno B401 per essere surriscaldato a circa 800°C,
- passa nel lato mantello dello scambiatore E402 per pre-riscaldare la miscela di reazione in alimentazione al reattore R402,
- esce da E402 ed passa nel lato mantello dello scambiatore E401 per pre-riscaldare la miscela di reazione in alimentazione al reattore R401,
- esce da E401 ed entra nel 2° passo del forno B401 per essere nuovamente surriscaldato alla temperatura di circa 800 °C,
- entra nel lato mantello dello scambiatore E403, dove pre-riscalda la miscela di reazione in alimentazione al reattore R403,
- dall'uscita dello scambiatore E403 il vapore entra nel lato tubi di E401 e, quindi, si miscela con l'EB, contenete già il vapore primario, per entrare nel reattore R401.

Mediante gli scambi termici così realizzati tra i vari flussi, il calore fornito al vapore nei due passaggi nel forno B401 dalla combustione di gas miscelato, viene trasmesso alle correnti in ingresso ai tre stadi di reazione, regolandone le temperature in ingresso a 600 °C ca. e reintegrando il calore assorbito per la trasformazione dell'EB in SM.

1.2. Attrezzature a pressione ed accessori di sicurezza

Le attrezzature a pressione presenti in queste tipologie di impianti sono di dimensioni notevoli e sono realizzate con materiali pregiati (inox e leghe di nichel). I tradizionali dispositivi di sicurezza (valvole di sicurezza, dischi a frattura prestabilita e guardie idrauliche) posti a protezioni di tali attrezzature non sempre sono tecnicamente applicabili.

Infatti, date le elevate temperature e le bassissime pressioni di esercizio, le attrezzature vengono fabbricate con basse pressioni di progetto; pertanto le valvole di sicurezza non sono tecnicamente applicabili. L'alternativa sono i dischi di rottura, dimensionati con basse pressioni di frattura e con scarico all'atmosfera (non convogliato).

A Mantova, per tali impianti, si è adottata la soluzione di proteggere le attrezzature a pressione con un "tandem" di dispositivi di sicurezza costituito da dischi a frattura prestabilita e guardia idraulica.

A loro volta, i dischi a frattura prestabilita con scarico atmosferico, possono essere fonte di eventi indesiderati (p.e. rotture intempestive con fermata conseguente), tanto da rendere necessaria l'adozione di dispositivi di protezione di tipo elettrostrumentale per ridurre la frequenza di accadimento di detti eventi.

Questa serie di considerazioni ha portato alla decisione di utilizzare gli SRMCR a protezione di alcune attrezzature, al posto dei dischi a frattura prestabilita. Lo scopo è stato quello di evitare l'alimentazione di fluidi, realizzando l'isolamento delle cause esterne di sovrappressione e delle fonti di riscaldamento, anziché depressurizzare l'impianto attraverso i dispositivi ad azione diretta. Infatti:

- anziché scaricare vapore d'acqua dai dischi a frattura prestabilita, vengono chiusi tutti gli ingressi (le alimentazioni del vapor d'acqua e dell'etilbenzene); così facendo si interrompe anche la produzione di offgas;
- l'esistenza del forno per il surriscaldamento di vapor d'acqua, comporta la possibilità di superare la temperatura di progetto delle attrezzature a pressione facenti parte dell'impianto; ciò richiede l'adozione di un sistema limitatore della temperatura che interviene interrompendo la fonte di riscaldamento esterno (gas combustibile al forno).

2. Descrizione degli SRMCR della sezione deidrogenazione impianto ST40

2.1. Il processo di definizione dei dispositivi

I dispositivi SRMCR svolgono la funzione di sicurezza analoga ai dispositivi ad azione diretta, operando in modo indipendente dagli strumenti di regolazione dei parametri di processo o da altri accessori.

Il processo dall'analisi dei rischi alla sua definizione è stato svolto nel seguente modo:

- a) *HAZOP* – Conducendo l'analisi HAZOP per la sezione deidrogenazione di ST40 è stato determinato che i dispositivi di protezione necessari sono un blocco di alta pressione per tutta la sezione ed un blocco di altissima temperatura per ogni reattore.
- b) *SIL allocation* – Si è poi determinato il livello di affidabilità da richiedere ai dispositivi precedentemente individuati, mediante la SIL allocation per le attrezzature a pressione della sezione deidrogenazione; il livello richiesto sia per la pressione che per la temperatura è stato individuato come SIL 2.
- c) *SIL verification* – Infine i sistemi di sicurezza SRMCR sono stati realizzati assemblando dei componenti con un livello SIL adeguato, in modo da raggiungere il livello SIL calcolato per le intere catene. Il valore di SIL calcolato per le catene deve essere non inferiore a quello determinato nella stessa analisi dei rischi nella fase di SIL allocation. Nel calcolo finale della catena entrano i parametri affidabilistici forniti dai costruttori dei singoli componenti (fattori lambda), oltre ad altri parametri che riguardano la catena (in particolare la periodicità del test del dispositivo).

2.2. Dispositivo PSHH458ABC

Il loop strumentale PSHH458ABC ha la funzione di assicurare il blocco della sezione deidrogenazione ST40, con intercettazione dei flussi di alimentazione alle attrezzature a pressione della sezione deidrogenazione, in condizioni tali da garantire che non venga superata la pressione di progetto di tutte le apparecchiature. La catena costituente il blocco risulta composta da:

- 1) 3 pressostati, settati per intervenire alla pressione, in incremento, di 2,05 bar ass., sigle PS458A, PS458B, PS458C, installati in ingresso al lato mantello dello scambiatore E403;
- 2) cavi di trasmissione dei segnali, di alimentazione elettrica degli strumenti e relative junction box per il collegamento delle varie tratte di cavi;
- 3) sistema PLC, comprensivo delle barriere di separazione galvanica per la generazione delle correnti elettriche di alimentazione dei pressostati e dei sistemi attuatori e delle schede elettroniche di input ed output dei segnali, con funzione di logic-solver per elaborare la logica con voting 2oo3 dei singoli pressostati ad ottenere il blocco PSHH458ABC e trasmettere le segnalazioni ed i comandi agli attuatori in caso di incremento della pressione;
- 4) sistema attuatore del blocco: comprende la valvola ed il suo motore, su cui agisce il PLC per intercettare i flussi, sigle XV3026 (chiude), XV3022 (chiude), HV0602 (chiude), XV3023 (chiude).

In caso d'intervento del blocco, la pressione di 2,05 bar ass. (valore di taratura del PSHH458ABC) decrescerà procedendo da E403 verso R401, in considerazione del fatto che il dispositivo agisce chiudendo gli ingressi ed azzerando le portate di vapore ed etilbenzene alimentati nella sezione deidrogenazione.

2.3. Dispositivo TSHH435ABC

Il loop strumentale TSHH435ABC ha la funzione di assicurare il blocco della fonte di riscaldamento, con intercettazione del gas combustibile al forno B401 (II passo), in condizioni tali da garantire che non venga superata la temperatura di progetto nel reattore R401. La catena costituente il blocco risulta composta da:

- 1) 3 rilevatori (indicatori di temperatura con soglia), settati per intervenire alla temperatura, in incremento, di 660 °C, sigle TS435A, TS435B e TS435C, installati in ingresso al reattore R401;
- 2) cavi di trasmissione dei segnali, di alimentazione elettrica degli strumenti e relative junction box per il collegamento delle varie tratte di cavi;
- 3) sistema PLC, comprensivo delle barriere di separazione galvanica per la generazione delle correnti elettriche di alimentazione, dei sistemi attuatori, delle schede elettroniche di input ed output dei segnali e delle soglie, con funzione di logic-solver per elaborare la logica con voting 2oo3 dei singoli segnali di temperatura ad ottenere il blocco TSHH435ABC e trasmettere le segnalazioni ed i comandi agli attuatori in caso di incremento della temperatura;
- 4) sistema attuatore del blocco, comprendente la valvola ed il suo motore, su cui agisce il PLC per intercettare il flusso del gas combustibile, sigla XV402 (chiude).

2.4. Dispositivo TSHH445ABC

Il loop strumentale TSHH445ABC ha la funzione di assicurare il blocco della fonte di riscaldamento, con intercettazione del gas combustibile al forno B401 (I passo), in condizioni tali da garantire che non venga superata la temperatura di progetto nel reattore R402. La catena costituente il blocco risulta composta da:

- 1) 3 rilevatori (indicatori di temperatura con soglia), settati per intervenire alla temperatura, in incremento, di 660 °C, sigle TS445A, TS445B e TS445C, installati in ingresso al reattore R402;
- 2) cavi di trasmissione dei segnali, di alimentazione elettrica degli strumenti e relative junction box per il collegamento delle varie tratte di cavi;
- 3) sistema PLC, comprensivo delle barriere di separazione galvanica per la generazione delle correnti elettriche di alimentazione, dei sistemi attuatori, delle schede elettroniche di input ed output dei segnali e delle soglie, con funzione di logic-solver per elaborare la logica con voting 2oo3 dei singoli segnali di temperatura ad ottenere il blocco TSHH445ABC e trasmettere le segnalazioni ed i comandi agli attuatori in caso di incremento della temperatura;
- 4) sistema attuatore del blocco, comprendente la valvola ed il suo motore, su cui agisce il PLC per intercettare il flusso del gas combustibile, sigla XV400 (chiude).

2.5. Dispositivo TSHH452ABC

Il loop strumentale TSHH452ABC ha la funzione di assicurare il blocco della fonte di riscaldamento, con intercettazione del gas combustibile al forno B401 (II passo), in condizioni tali da garantire che non venga superata la temperatura di progetto nel reattore R403. La catena costituente il blocco risulta composta da:

- 1) 3 rilevatori (indicatori di temperatura con soglia), settati per intervenire alla temperatura, in incremento, di 660 °C, sigle TS452A, TS452B e TS452C, installati in ingresso al reattore R403;

- 2) cavi di trasmissione dei segnali, di alimentazione elettrica degli strumenti e relative junction box per il collegamento delle varie tratte di cavi;
- 3) sistema PLC, comprensivo delle barriere di separazione galvanica per la generazione delle correnti elettriche di alimentazione, dei sistemi attuatori, delle schede elettroniche di input ed output dei segnali e delle soglie, con funzione di logic-solver per elaborare la logica con voting 2oo3 dei singoli segnali di temperatura ad ottenere il blocco TSHH452ABC e trasmettere le segnalazioni ed i comandi agli attuatori in caso di incremento della temperatura;
- 4) sistema attuatore del blocco, comprendente la valvola ed il suo motore, su cui agisce il PLC per intercettare il flusso del gas combustibile, sigla XV402 (chiude).

3. Il processo certificativo degli SRMCR

L'Utilizzatore Versalis, una volta progettati i loop, ha individuato in IMPES (l'installatore dei vari componenti costituenti i dispositivi) la ditta che assumesse la figura di Fabbricante.

Il Fabbricante ha richiesto all'Organismo Notificato CEC la marcatura CE dell'SRMCR.

Al fine del rilascio del Certificato di verifica CE da parte del CEC, il Fabbricante ha prodotto:

- il progetto (precedentemente preparato dall'Utilizzatore Versalis),
- l'analisi del rischio (precedentemente preparata dall'Utilizzatore Versalis),
- lo studio di affidabilità del dispositivo (a cura dell'IIS Service).

L'Analisi del Rischio e lo studio di affidabilità del dispositivo sono state raggruppate in un unico documento prodotto da IIS Service applicando le norme IEC 61508 (come richiesto dalla norma armonizzata EN 764-7) e IEC61511.

Dopo essere stati realizzati ed installati sul luogo d'impianto, i dispositivi SRMCR hanno subito un collaudo iniziale consistente in una verifica funzionale dell'intera catena ad impianto fermo con la presenza dell'Organismo Notificato CEC.

A seguito del buon esito della verifica, il CEC ha rilasciato il Verbale di sopralluogo ed emesso il Certificato di Verifica CE. Con questi documenti, il Fabbricante IMPES ha emesso la dichiarazione di conformità CE ed apposto il marchio CE sulla targa degli SRMCR.

All'Utilizzatore Versalis, il Fabbricante IMPES ha fornito il raccoglitore PED comprendente:

- domanda di certificazione all'O.N.
- descrizione del dispositivo
- schema logico del dispositivo
- analisi del rischio e caratteristiche di affidabilità
- certificati dei componenti del dispositivo
- verifiche di funzionamento del loop di blocco
- manuale d'uso e manutenzione
- dichiarazione di conformità
- certificato di conformità dell'O.N.
- verbale di sopralluogo dell'O.N.

4. Verifiche, interventi manutentivi, gestione dei guasti e delle modifiche

4.1. Verifica di funzionalità degli SRMCR

Conformemente al D.M. 329/2004, la verifica di funzionalità degli accessori di sicurezza viene eseguita "con adeguati sistemi di simulazione che riproducano le possibili variazioni del

parametro di esercizio in prova come previsto nel manuale di istruzioni operative del componente nel contesto dell'“impianto cui è destinato”.

In riferimento al tipo di verifica ed alla periodicità di verifica, abbiamo:

- verifica di funzionamento biennale, con l'impianto in marcia in occasione della verifica periodica di funzionamento ASL, consistente nel *Partial Stroke Test* delle valvole e nella taratura dei pressostati e dei rilevatori di temperatura;
- prova funzionale dell'“intero loop triennale, in occasione della fermata d'impianto per manutenzione. (*Full Stroke Test*).

Dallo studio di affidabilità condotto sui dispositivi deriva anche una periodicità di verifica degli stessi, che concorre a determinare il livello di SIL. Tale periodicità è congruente con le periodicità di verifica indicate nel D.M. 329/2004; infatti dall'analisi è risultata necessaria una periodicità di verifica triennale per raggiungere il livello SIL2 richiesto ai dispositivi.

4.1.1. Verifica di funzionamento (*Partial Stroke Test*)

Tra le prescrizioni contenute nel manuale d'uso si evidenzia l'effettuazione di un test biennale, allo scopo di ottemperare alle periodicità indicate nel D.M. 329/2004 per le attrezzature a pressione protette da tali dispositivi.

Questo test consiste nella verifica della taratura degli elementi primari e nella verifica dell'efficienza dei sistemi attuatori.

I pressostati ed i rilevatori di temperatura/soglie vengono tarati singolarmente e gli esiti della verifica sono, assieme alla scheda tecnica identificativa di ciascuno di essi, raccolti nell'ambito del sistema informatico per il controllo Allarmi e Blocchi.

Contestualmente, ogni singolo sistema attuatore viene testato mediante l'attivazione della funzione di “*Partial Stroke Test*”, che consiste nel registrare i dati di funzionamento in chiusura parziale (al 15 % della corsa) ed elaborarli simulando la chiusura totale con il software “*Valve-link*” della Emerson (fornitore dei posizionatori delle valvole pneumatiche del loop, utilizzato da tecnici Versalis con apposita licenza d'uso).

Lo stesso software “*Valve-link*” registra ed elabora, utilizzando opportuni algoritmi, i dati relativi ai tempi e ai valori di apertura delle valvole, fornendo un report dei dati sensibili per il test (in forma di grafico) e l'evidenza del suo esito; anche questi report son raccolti ed archiviati assieme ai report di taratura dei dispositivi.

Tutte le operazioni sopra descritte sono effettuabili con impianto in marcia e non comportano la disattivazione del dispositivo di blocco.

4.1.2. Prova funzionale dell'intero loop (*Full Stroke Test*)

In occasione della fermata dell'impianto e con frequenza minima triennale, oltre alla manutenzione ciclica e preventiva dei vari componenti del loop, secondo quanto indicato nei relativi manuali, viene effettuata una prova funzionale dell'intero loop, ovvero facendo intervenire due dei tre pressostati e due dei tre sensori di temperatura/soglie e registrando l'avvenuta chiusura di tutti gli attuatori. Le modalità operative per tale prova di funzionamento sono contenute nell'apposita scheda del sistema informatico per il controllo Allarmi e Blocchi; la chiusura delle valvole sarà, in questo caso, registrata dal sistema “*Valve-link*” nel report relativo al “*Full Stroke Test*”, caratterizzato da diagrammi dell'intera corsa della valvola. Entrambi i report vengono archiviati contestualmente.

Questa modalità di prova del loop viene effettuata, oltre che al collaudo iniziale del loop e in occasione delle fermate triennali dell'impianto, ogni qual volta venissero effettuate modifiche di qualunque tipo sul loop o i suoi componenti o venissero registrati esiti negativi nei *Partial Stroke Test* dei sistemi attuatori.

4.2. Interventi manutentivi, gestione dei guasti e gestione delle modifiche

Ai fini di una corretta manutenzione, atta a preservare le funzioni per le quali il loop è stato progettato, quanto riportato all'interno del Manuale è integrato con quanto prescritto dai diversi costruttori dei singoli componenti costituenti il loop di protezione ivi compreso il software a corredo. Gli interventi manutentivi vengono svolti da personale specializzato ed adeguatamente qualificato.

In caso di guasto, se lo stesso inibisce una o più funzioni per le quali il loop è stato progettato, vengono avviate tutte le procedure di arresto dell'impianto per l'intera durata dell'intervento di riparazione/sostituzione del loop o di una sua parte. Il tempo necessario per il ripristino della piena funzionalità del loop MTTR (*Mean Time To Repair*) è stato adottato essere di 8 ore in sede di calcolo del SIL della SIF; ne consegue che l'assetto organizzativo della funzione preposta alla riparazione del loop e la disponibilità delle parti di ricambio sono tali da rispettare tale tempistica di riparazione.

In caso di modifiche, se le stesse comportano una variazione di una o più funzioni per le quali il loop è stato progettato, l'SRMCR sarà sottoposto a nuovo iter certificativo che ne attesti il corretto funzionamento nella nuova configurazione.

5. Conclusioni

La Direttiva PED ha legittimato l'impiego di accessori di sicurezza del tipo SRMCR (Safety Related Measurement Control and Regulation). Tali dispositivi sono stati installati in un impianto per la produzione di stirene monomero, conseguendo il duplice vantaggio di elevare il livello di protezione e di aumentare la produttività dell'impianto. I benefici ottenuti ripagano ampiamente il maggiore impegno necessario per la gestione degli SMCR, rispetto ai dispositivi tradizionali.

6. Allegati

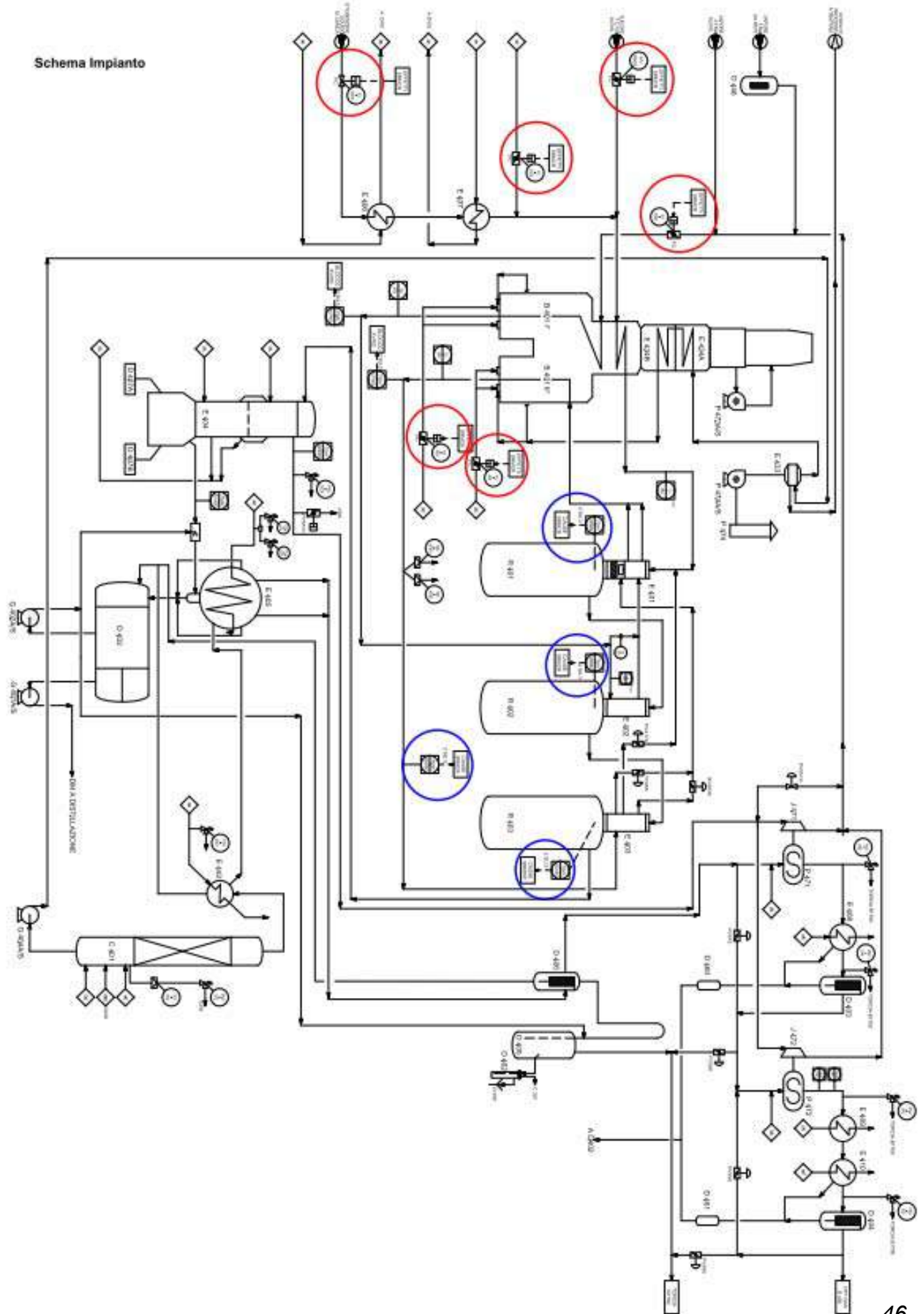
Schema d'impianto

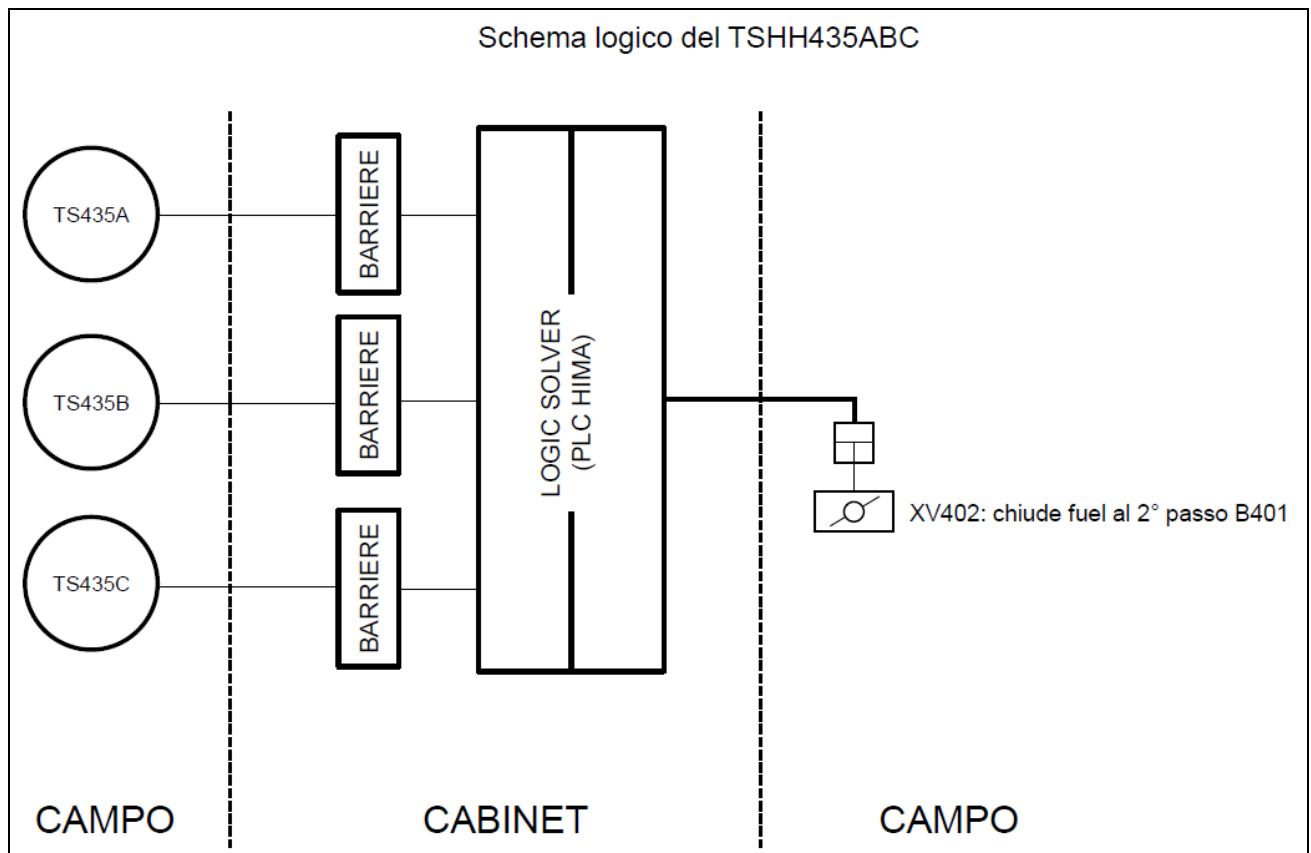
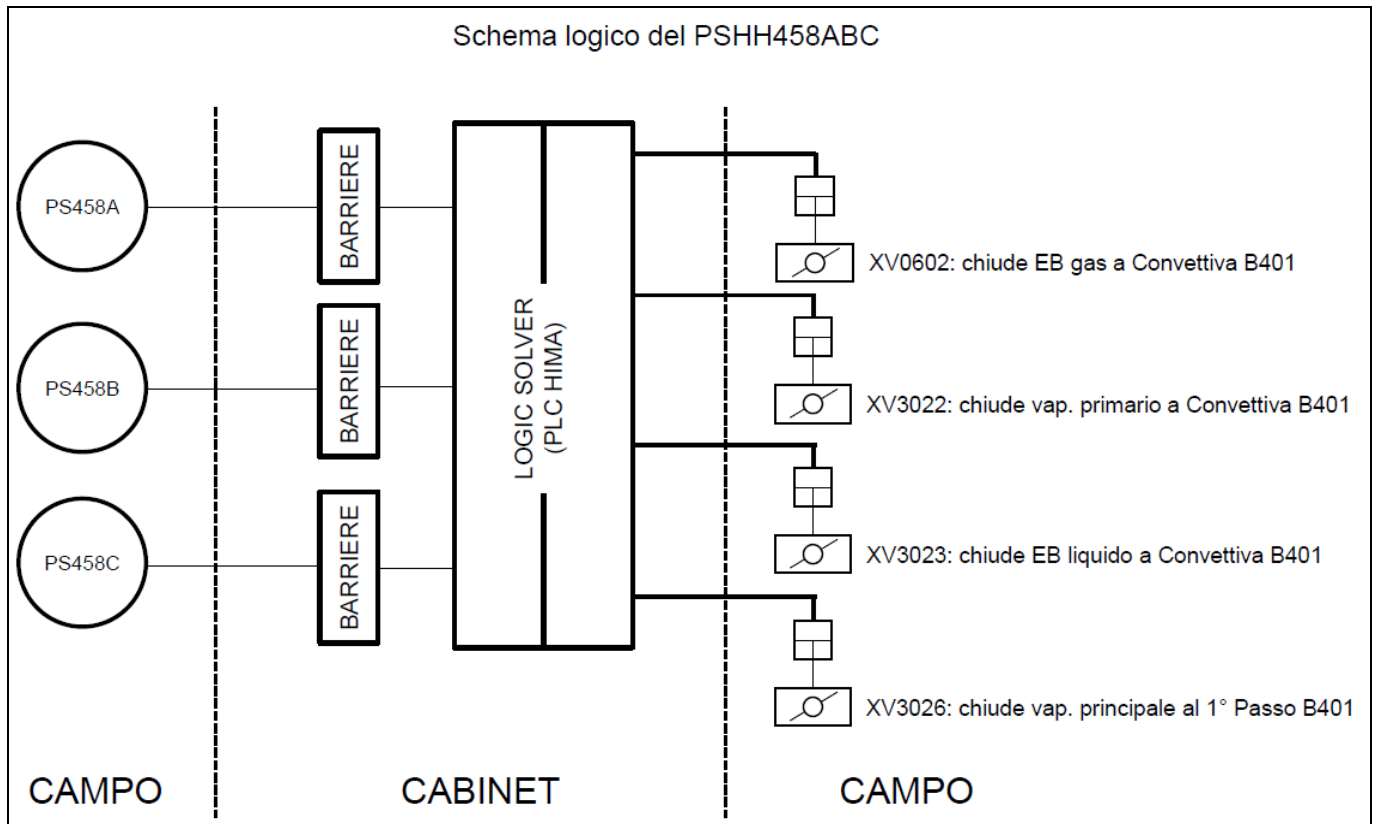
Schema logico dei dispositivi

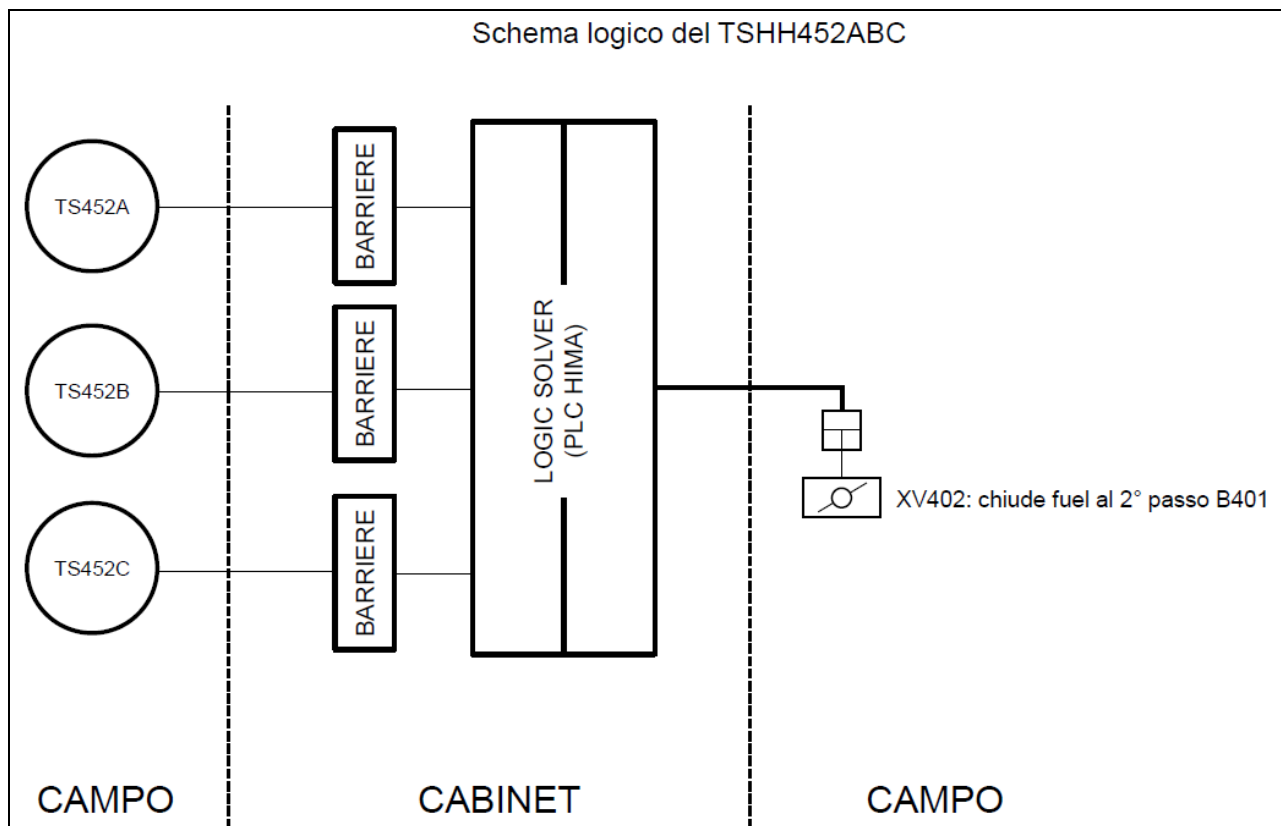
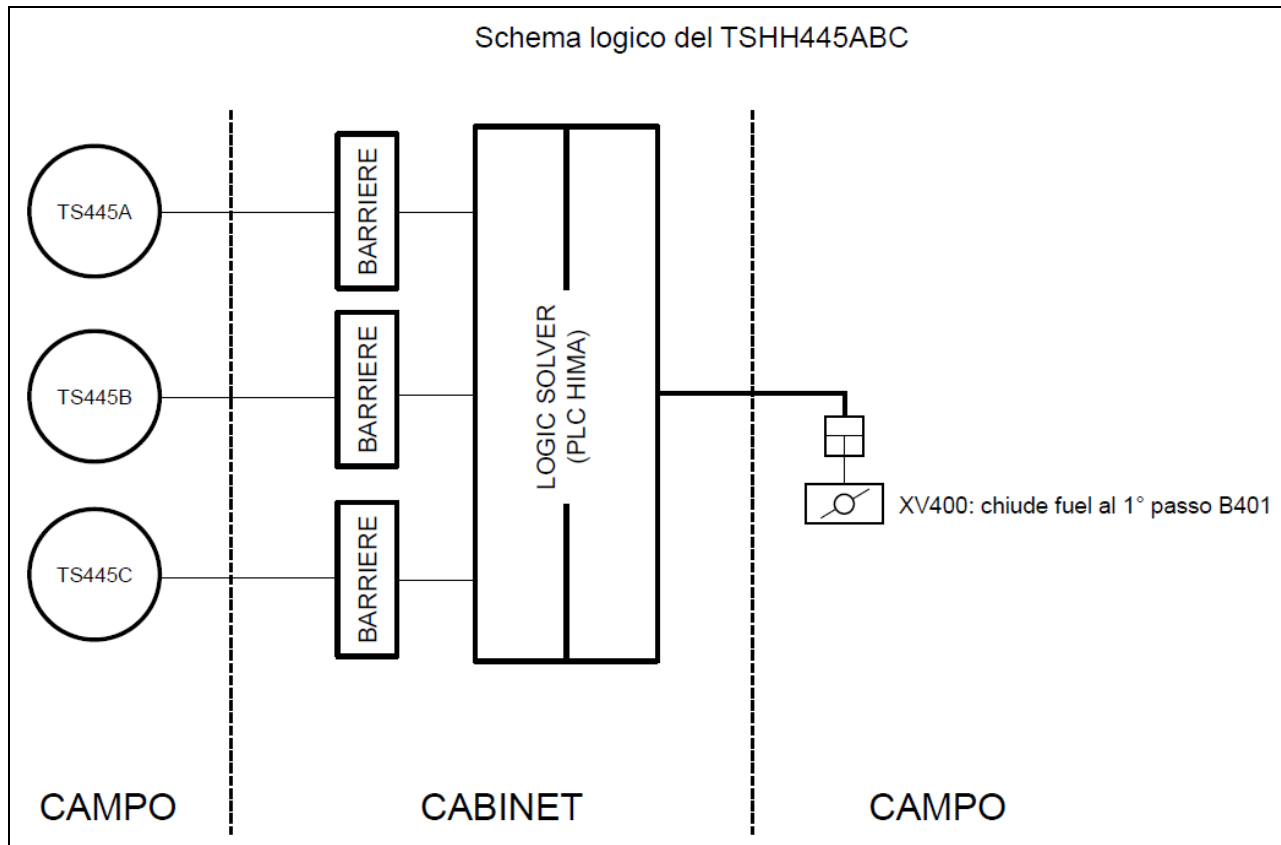
Bibliografia

- [1] D. Lgs. 25 febbraio 2000, n. 93: "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione"
- [2] D.M. 1 dicembre 2004, n.329: "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93"
- [3] D.M. 11 aprile 2011: "Disciplina delle modalità di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all'All. VII del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, nonché i criteri per l'abilitazione dei soggetti di cui all'articolo 71, comma 13, del medesimo decreto legislativo"
- [4] UNI EN 764-7: "Sistemi di sicurezza per attrezzature a pressione non esposte a fiamma"
- [5] IEC 61508: "Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems"
- [6] IEC 61511: "Functional safety of safety instrumented systems for the process industry sector"
- [7] UNI/TS 11325-6: "Messa in servizio delle attrezzature e degli insiemi a pressione"

Schema Impianto







Uso del concetto di non peggioramento del coefficiente globale di sicurezza in un caso notevole di riparazione di attrezzatura a pressione art. 14 DM n. 329

A. Iacino*

*Studio di Ingegneria Antonino Iacino

Sommario

La circolare ISPESL 14/05 è stata emessa allo scopo di servire da linea guida per le riparazioni di attrezzature a pressione art. 14 DM 329/04, in attesa della emanazione delle Specifiche tecniche a riguardo, previste dall'art. 3 del decreto. Tali specifiche non sono ancora state pubblicate e la circolare 14/05, pur non avendo valenza di legge, continua ad essere comunque un riferimento tecnico utile per i soggetti coinvolti.

Un argomento fondamentale della circolare ISPESL riguarda la valutazione di un intervento come "riparazione", rientrante quindi nell'art. 14 DM 329/04, oppure come "modifica importante", richiedente una riomologazione PED dell'attrezzatura.

Nei casi complessi, in cui le modifiche da apportare non sono semplicemente classificabili quali riparazioni, ma dove la riomologazione PED dell'attrezzatura solleva gravi problematiche di tipo tecnico, la suddetta circolare contempla la valutazione "caso per caso". Il riparatore è tenuto a dimostrare che la modifica da apportare non comporta un peggioramento del *Coefficiente Globale di Sicurezza* originario dell'attrezzatura.

A tale scopo l'utente o il riparatore delegato dovranno produrre una relazione tecnica dettagliata, da inoltrare al Dipartimento territoriale INAIL, il quale dovrà acquisire il parere positivo da parte di INAIL DCC.

Nel presente articolo si vogliono esporre i dettagli relativi ad un caso notevole di riparazione come esempio di valutazione "caso per caso", effettuata su un'importante attrezzatura a pressione in esercizio presso una raffineria di petrolio.

1. Definizione del Coefficiente Globale di Sicurezza per una attrezzatura a pressione

Dalla circolare ISPESL 14/05 si ha la seguente definizione del coefficiente di sicurezza globale: *"Per una membratura il coefficiente di sicurezza globale è dato dal rapporto fra la sollecitazione massima ammissibile del materiale nel punto più sollecitato e la sollecitazione totale effettiva (risultante dalla sommatoria delle sollecitazioni di varia natura) nel punto stesso alla massima temperatura e pressione di esercizio."* In altre parole, una qualsiasi membratura di un'attrezzatura a pressione, a valle di un intervento non dovrà risultare meno sicura della configurazione precedente, conservando almeno gli stessi margini di sicurezza (sovradimensionamento) del progetto originario.

A seconda del tipo di intervento, l'analisi da effettuare per il ricavo ed il confronto dei coefficienti di sicurezza globali può presentarsi complessa ed articolata e può comportare la ricerca di soluzioni specifiche per incrementare la stabilità delle membrature interessate. Ad esempio, nel caso dell'allargamento di un bocchello esistente, potrebbe non bastare aumentare la compensazione dell'apertura, inserendo una piastra di rinforzo, senza andare poi a valutare l'effetto degli stress secondari tra questa e la membratura principale. Il tipo di analisi più appropriata per un simile confronto è certamente ad elementi finiti, basata ad esempio sul metodo di categorizzazione degli stress, con cui può essere rappresentata la distribuzione degli stessi sulla membratura nelle varie combinazioni di carico, considerando anche tutti i fattori esterni applicabili, quali carichi esterni non da pressione, carichi dovuti agli interni, carichi ciclici, gradienti termici, sisma, vento ecc.

Il confronto dovrà essere effettuato comparando la distribuzione non solo degli stress primari membranali, ma anche locali e secondari e di picco nel caso fatica oligociclica. È ovvio che un'analisi di questo genere possa essere condotta solo su attrezzature complesse o quando sussistono delle condizioni particolari, quali ad esempio l'impossibilità ad effettuare una riomologazione per mancanza o inadeguatezza della documentazione originaria di costruzione, oppure per la non rispondenza alle normative attualmente vigenti (possibili esempi: valori di resilienza dei materiali utilizzati non rispondenti ai requisiti minimi della direttiva PED, oppure mancata verifica al sisma in accordo alle norme tecniche per le costruzioni di cui al D.M. 14 gennaio 2008, ecc.).

2. Esempio di caso notevole di riparazione caso per caso in accordo alla circolare 14/05

Il reattore FCCU di cui alla figura 1 è un'attrezzatura a pressione immatricolata ANCC del 1970, su cui è stato previsto un revamping consistente nella sostituzione dei cicloni interni con altri di una nuova tipologia, più efficienti. Per realizzare ciò è necessario effettuare una serie di modifiche sulle membrature a pressione, illustrate in figura 1:

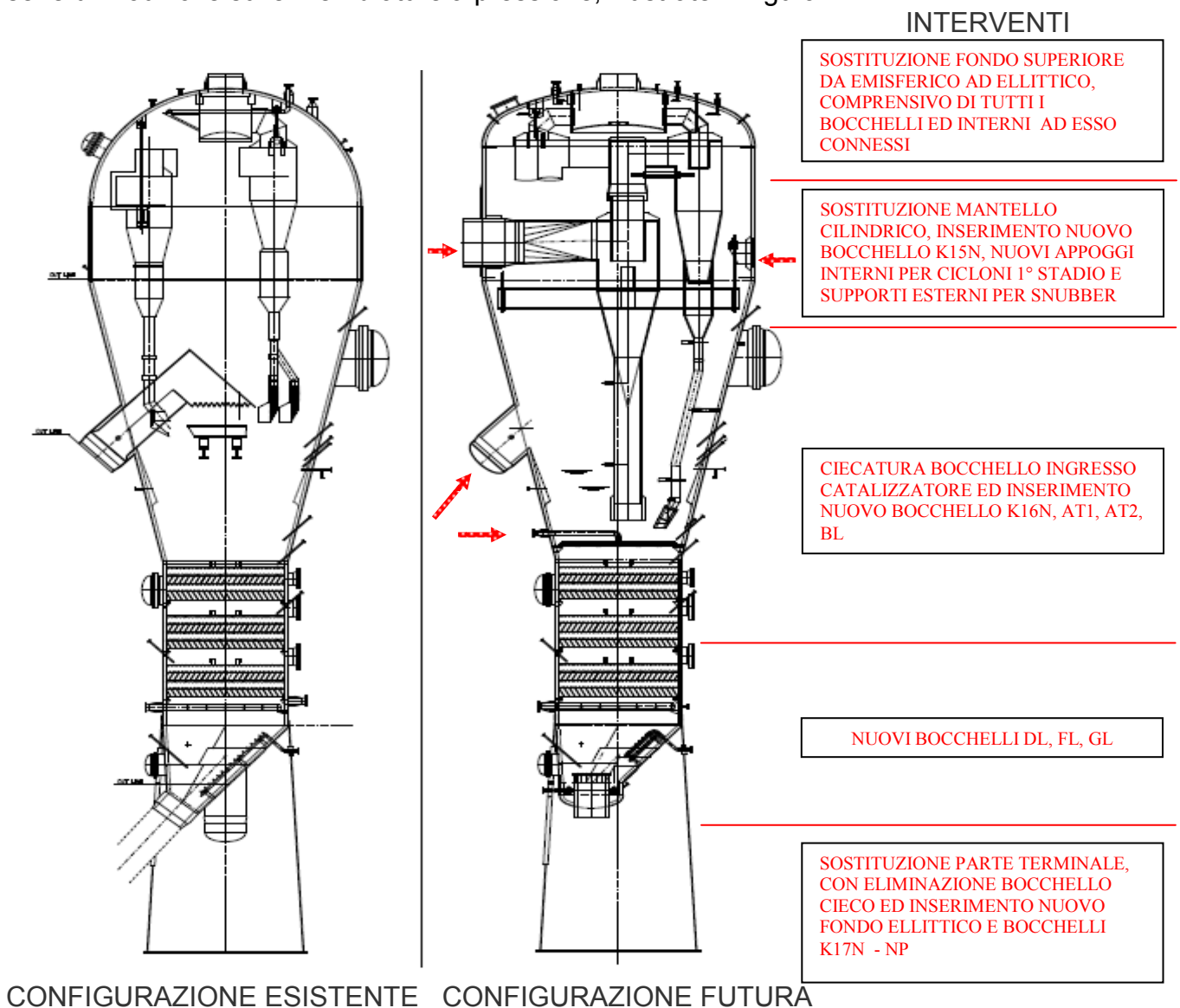


Figura 1 – visualizzazione delle membrature oggetto di intervento

In seguito agli interventi non cambiano le condizioni di progetto dell'attrezzatura (pressione e temperatura), non si registra una variazione significativa di volume, né si avrà incremento di peso o spostamento del baricentro dell'apparecchiatura, tale da comprometterne la stabilità.

Nella determinazione delle sollecitazioni totali effettive si è tenuto conto della pressione, dei carichi esterni e delle azioni dovute alle dilatazioni termiche, sia nella configurazione attuale, che in quella futura prevista. I rapporti con i relativi ammissibili nelle due configurazioni sono stati confrontati, avendo avuto cura di rinforzare adeguatamente le nuove membrature, incrementando il coefficiente globale di sicurezza oltre quello delle analoghe membrature della configurazione esistente.

L'analisi è stata effettuata con metodo numerico agli elementi finiti, secondo le prescrizioni delle VSR.7.A ed. 1999, con l'ausilio di software commerciali ad elementi finiti. Nel seguito vengono illustrati alcuni dettagli significativi dell'analisi su due membrature: il fondo superiore e il mantello cilindrico superiore.

2.1 Plenum Chamber su Fondo superiore

Le varianti più significative da apportare sono il cambio di tipologia di fondo da emisferica ad ellittica 2:1 e l'aumento di diametro della plenum chamber, saldata sotto il bocchello centrale.

La Plenum Chamber è sostanzialmente una membratura interna non sottoposta a pressione differenziale, formata da un cilindro saldato al fondo superiore del reattore e chiusa da un fondo sagomato in basso. Su di essa si inseriscono le uscite dei cicloni.

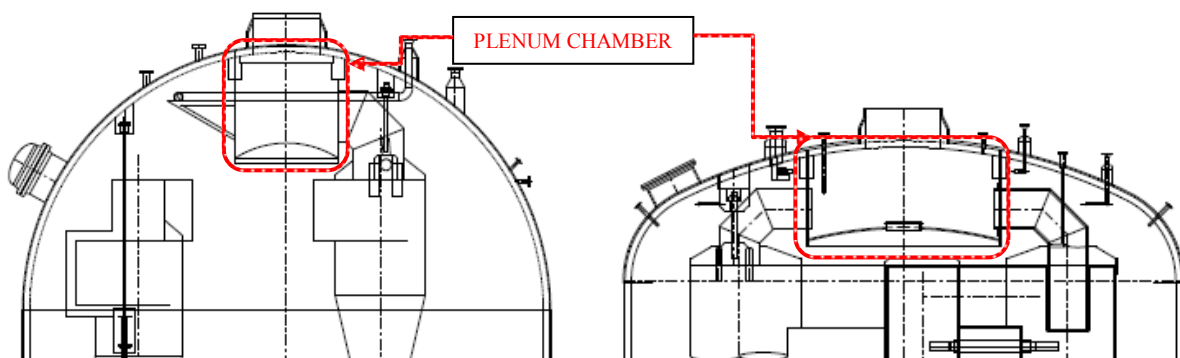


Figura 2 – dettagli fondo superiore esistente e configurazione futura

Essendo la parte alta della Plenum Chamber refrattariata per uno spessore di 102 mm, sarà presente un gradiente termico che farà dilatare maggiormente la parte bassa rispetto alla parte refrattariata della stessa e al fondo del reattore, generando un momento sulla giunzione plenum-fondo reattore.

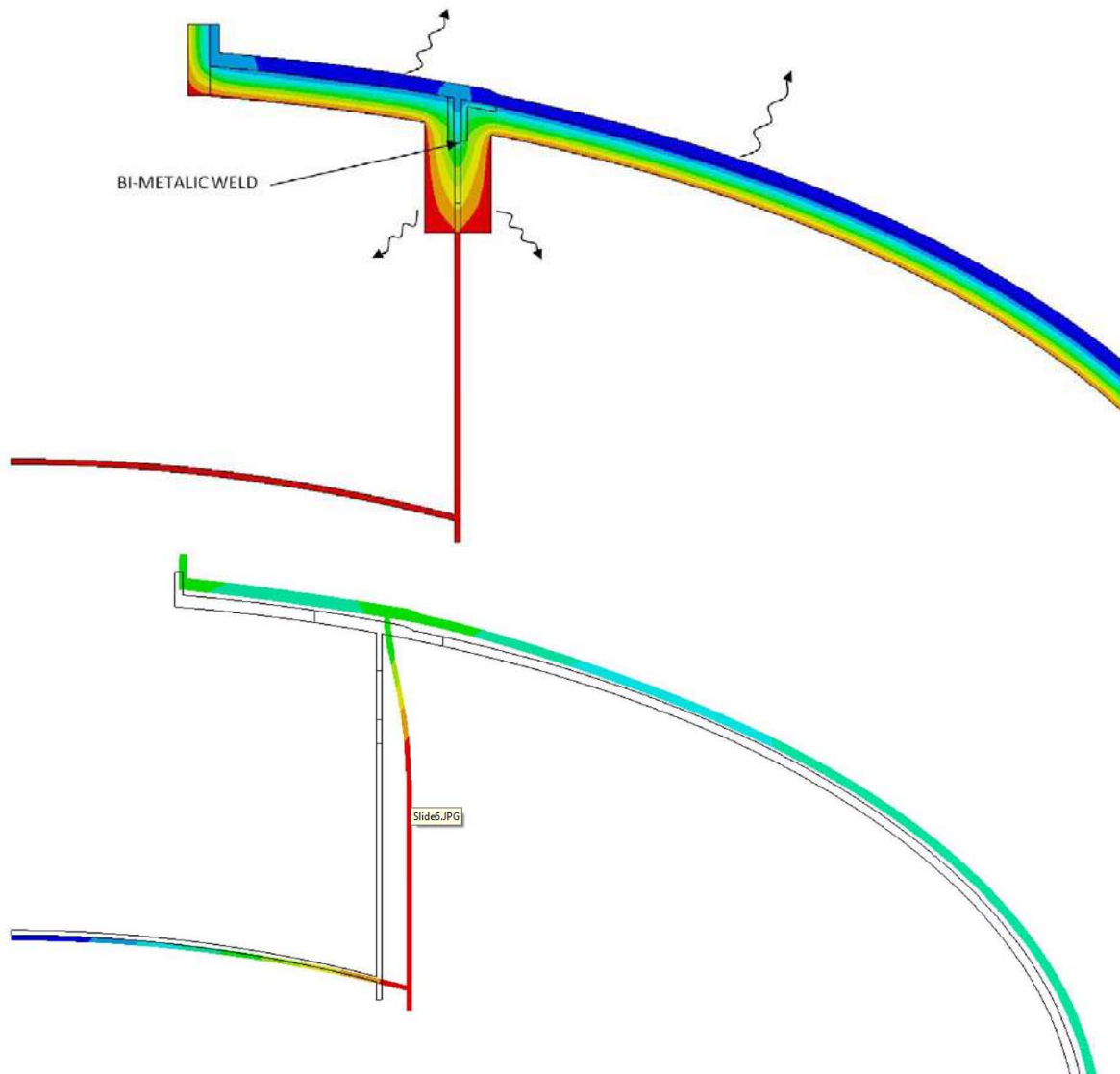


Figura 3 – dettaglio plenum chamber, gradienti di temperatura e deformata

Data la vicinanza del bocchello centrale, in particolare nella configurazione attuale, sul quale gravano dei carichi esterni indotti da tubazione, è stato necessario produrre un modello tridimensionale, per valutare le possibili interazioni.

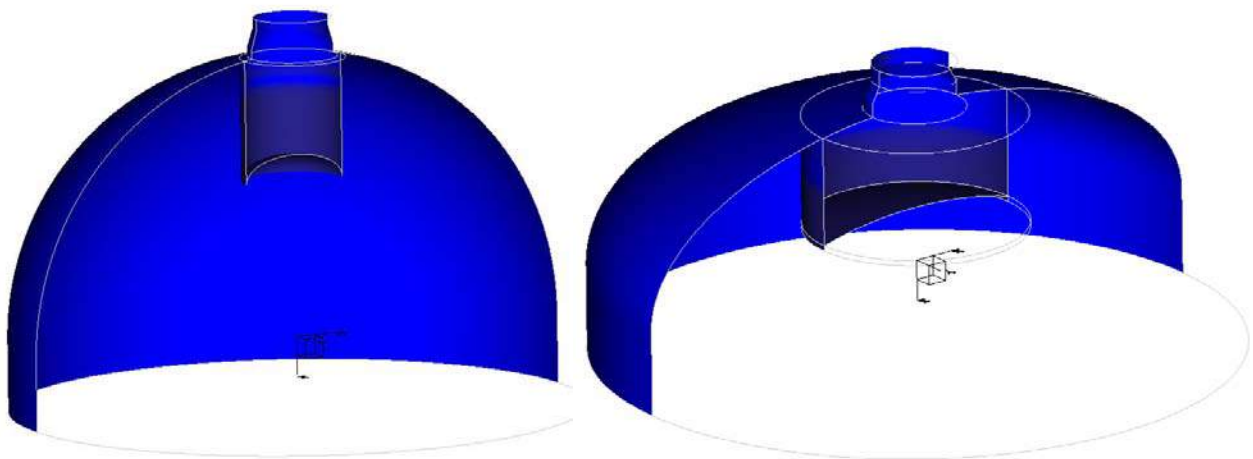


Figura 4 – Modelli FEM utilizzati

Lo stress primario massimo si rileva alla giunzione bocchello-mantello

Config. Esistente: 222 MPa Ammissibile: $1,5xf = 205,8 \text{ N/mm}^2$ C.G.F. = $205,8/222 = 0,93$

Config. Nuova: 138,2 MPa Ammissibile: $1,5xf = 207,5 \text{ N/mm}^2$ C.G.F. = $207,5/138,2 = 1,5$

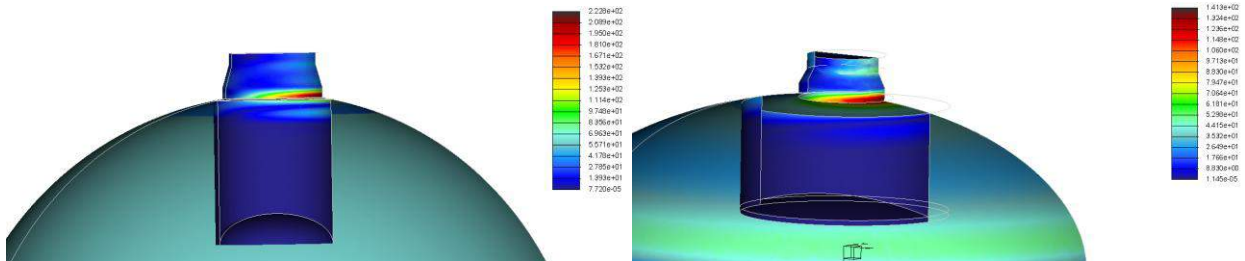


Figura 5 – Stress primari PI (carichi su bocchello 1N + pressione) a confronto

Per quanto riguarda gli stress primari locali + secondari massimi

Config. Esistente: 312 MPa Ammissibile: $3xf = 524,5 \text{ N/mm}^2$ C.G.F. = $662/524,5 = 0,79$

Config. Nuova: 256 MPa Ammissibile: $3xf = 513,8 \text{ N/mm}^2$ C.G.F. = $462/513,8 = 1,11$

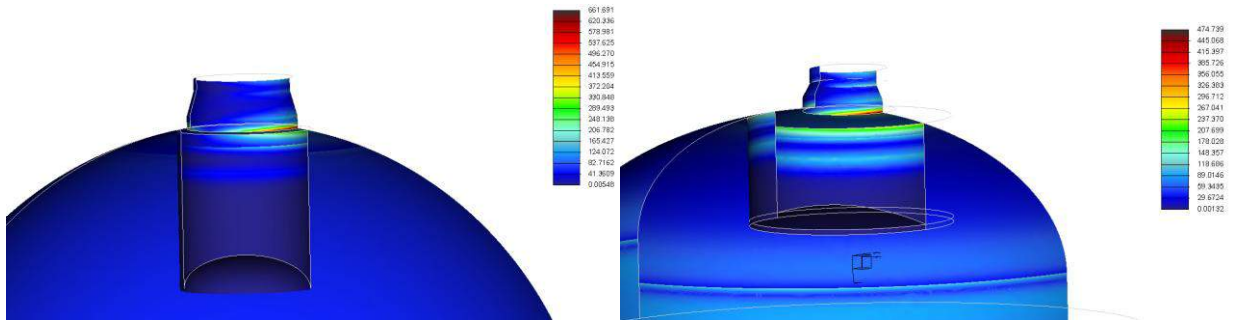


Figura 6 – Stress secondari PI+Pb+Q (carichi su bocchello 1N + pressione + temperatura) a confronto

L'analisi agli elementi finiti ha rilevato un coefficiente globale di sicurezza inferiore all'unità sulla configurazione esistente. Ciò non è imputabile ad un errore di progettazione originario, ma quanto alla limitatezza del codice di progetto adottato all'epoca della costruzione.

Sono stati considerati solo i carichi primari membranali dovuti alla pressione, con una verifica del bocchello a carichi esterni secondo WRC 107. In realtà, la saldatura della plenum al fondo è troppo vicina al bocchello, perché gli stress secondari non vadano a sommarsi a quelli presenti sull'intersezione bocchello-fondo. Il WRC 107 poi, in diversi casi si è rivelato uno strumento poco affidabile, conducendo a risultati sia sovra che sottostimati.

È improbabile, comunque, che tale anomalia abbia potuto mettere a repentaglio la sicurezza dell'attrezzatura, visti i margini residui. Si consideri che il limite di due terzi dello snervamento per l'ammissibile è un buon margine di sicurezza ed in più, il valore di snervamento reale dei materiali è sempre maggiore del minimo tabellato.

I carichi esterni indotti dalla tubazione sono stati ricavati supponendo un ancoraggio perfettamente rigido sul bocchello. Tenendo, invece, conto della flessibilità dello stesso, i carichi reali applicati risulterebbero inferiori.

Infine, si può escludere anche il rischio di danneggiamento per fatica a basso numero di cicli LCF, dovuta allo snervamento localizzato a causa degli stress secondari. La cupola è stata già sostituita diverse volte durante la vita dell'attrezzatura e il numero di cicli a cui è sottoposta è veramente molto basso.

Nonostante ciò, l'intervento di riparazione è stata un'occasione per sanare tale situazione, riportando il coefficiente globale di sicurezza oltre l'unità. Le variazioni principali da apportate sono state:

- Ispessimento del nuovo fondo da 17 mm a 39 mm
- Variazione delle dimensioni della dollar plate a rinforzo del bocchello centrale da sp. 30 mm e Ø 3000 a sp. 50 mm e Ø 3300
- Ispessimento del bocchello centrale, senza variazione di geometria
- Cambio metallurgia dei nuovi componenti da Fe 510 2KW UNI5869 a P355NH EN10028-3

2.2 Nuova apertura su Mantello cilindrico superiore

Un altro caso interessante riguarda il mantello cilindrico superiore del reattore. Nella conformazione originaria la membratura si presenta assolutamente priva di aperture, mentre in quella nuova dovrà essere inserito un bocchello passante di notevoli dimensioni, con carichi non da pressione applicati sia sulla parte interna che esterna.

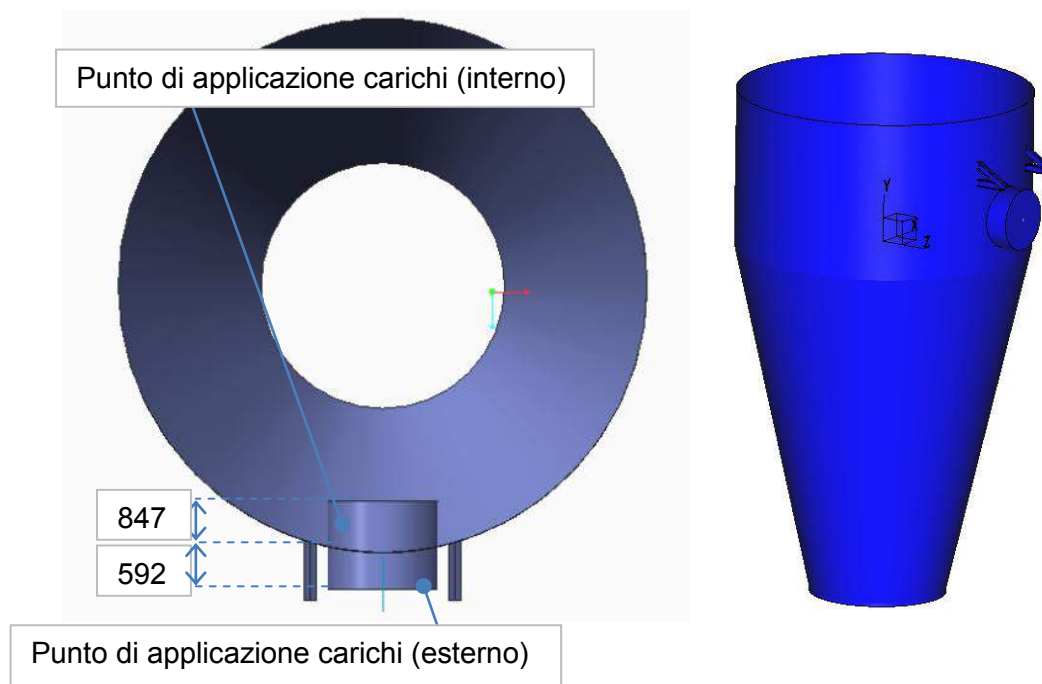


Figura 7 – Nuovo bocchello su mantello cilindrico superiore reattore FCCU

Qui devono essere confrontate due conformazioni differenti: una membratura cilindrica liscia, che presenta solo stress generali primari di membrana, con una più complessa, in cui sono presenti discontinuità, con applicazione di carichi esterni e termici.

Il confronto va indubbiamente eseguito sulla base degli stress primari, anche se di diversa natura. Gli stress primari generali e locali di membrana e flessionali della nuova configurazione dovranno risultare quindi non superiori agli stress primari di membrana originari: $P_m + P_l + P_b \leq P_m$ (esistente).

Ciò è stato possibile adottando un materiale con caratteristiche meccaniche superiori e ispessendo attorno al nuovo bocchello una porzione di virola (detta Dollar Plate), da 18 mm originari a 60 mm, avendo cura di raccordare opportunamente gli spigoli ed

arrotondare i vertici.

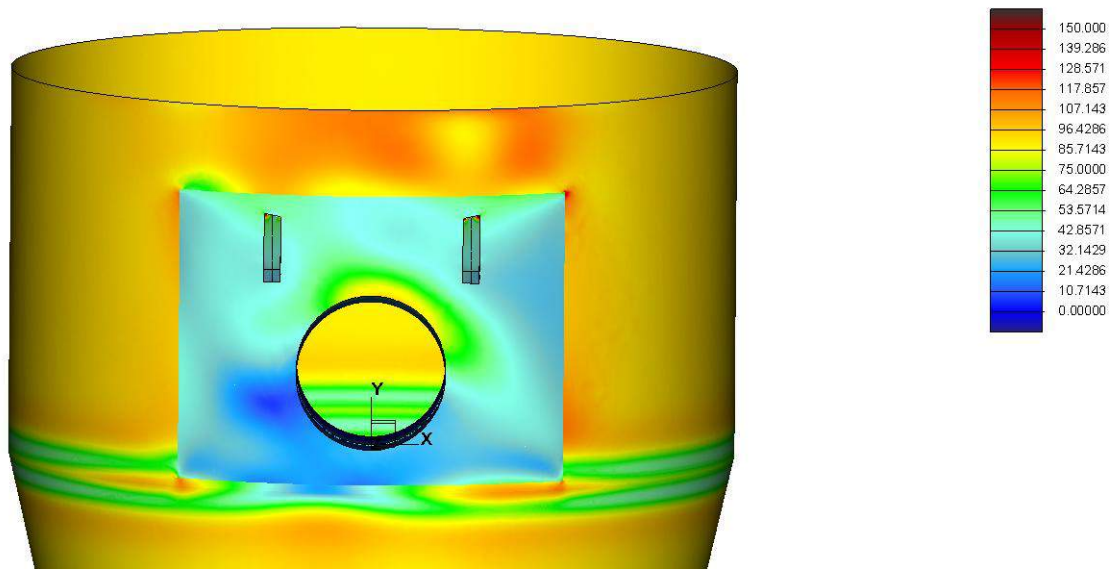


Figura 8 – Porzione di virola ispessita sul nuovo mantello cilindrico superiore

Il risultato è stato un coefficiente di sicurezza globale che ha subito un incremento da 1,67 a 2,35.

Sugli stress secondari non può essere invece effettuato alcun confronto, risultando questi assenti nella conformazione originaria. La circolare ISPESL 14/05 non entra nello specifico, ma lascia la possibilità di utilizzare anche altri criteri di valutazione. Assumendo come principio di base il non peggioramento della sicurezza dell'attrezzatura, in ogni condizione, nel caso presente ciò può essere osservato facendo in maniera tale che gli stress secondari risultino ininfluenti sulla nuova configurazione.

Quando gli stress P_I+P_b+Q superano lo snervamento, si verifica una deformazione plastica locale che porta ad una redistribuzione dello stato tensionale. Poiché gli stress secondari sono localizzati ed autolimitanti e non conducono al collasso della membratura, essi sono permessi dai codici di progetto (ad esempio le VSR.7.A.). Solo nel caso di superamento di due volte lo snervamento o, tre volte l'ammissibile, si assiste ad accumulo di deformazioni, il cosiddetto ratcheting, che può condurre a danneggiamento a fatica a basso numero di cicli (Low Cycle Fatigue).

Quantunque ammesso dal codice di progetto, si è avuto cura qui di non fare superare alla somma degli stress P_I+P_b+Q in nessun punto il limite di snervamento del materiale. In tale maniera le deformazioni rientrano tutte in campo elastico, senza alcun riassetto permanente dello stato tensionale interno.

Gli stress secondari sono così ininfluenti sulla stabilità dell'attrezzatura: ciò è stato realizzato ottenendo un coefficiente di sicurezza globale per gli stress primari locali + secondari massimi ≥ 2 .

3. Conclusioni

Il concetto di non peggioramento del coefficiente di sicurezza globale, per le valutazioni caso per caso, rappresenta un significativo criterio oggettivo per la valutazione di un intervento di riparazione per i casi particolari.

Se non si ha variazione dei dati di progetto: pressione, temperatura, tipo di fluido; se non si hanno incrementi significativi di volume e pesi, cambio di destinazione d'uso e

prescrizioni particolari del fabbricante, tale concetto può essere utile per valutare e classificare il tipo di intervento.

Nei casi in cui tale concetto non è pienamente applicabile, il principio generale di non peggioramento della sicurezza dell'attrezzatura a pressione, può servire da guida per intraprendere delle scelte tecniche congruenti e in linea con i requisiti di sicurezza.

Bisogna comunque tenere in considerazione che il criterio della valutazione "caso per caso" può essere utilizzato solo in circostanze particolari, per attrezzature complesse, considerato l'approccio tecnico tutt'altro che semplice, ed in ogni caso solo dopo approvazione formale da parte di INAIL.

Tale procedura permette di affrontare in modo efficace particolari problematiche complesse e permette ai tecnici di effettuare mirate valutazioni strutturali.

4. Bibliografia

- [1]ISPESL lettera circolare n. 14/05 "Applicazione del D.M. 329/04 di attuazione dell'Art 19 del D. Lgs. 93/2000. Chiarimenti e precisazioni sulle "Riparazioni"
- [2]ISPESL Raccolta VSR 1995 ed. 1999 + addendum CTI
- [3]D.M. 01/12/2004 n. 329 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi"
- [4] Guida Pratica alla direttiva PED sui sistemi in pressione – Edizione ISPESL – Anno 2004
- [4]Linee Guida Regionali in applicazione del D.M. n.329/2004 in materia di attrezzature a pressione (Regione Lombardia - Decreto Direzione Generale Sanità n.12544/2005)

La “*Sound Engineering Practice*” per la progettazione, la costruzione e la manutenzione dei degasatori termofisici: l’esperienza di Enipower Mantova S.p.A.

P. Traini*, N. Palumbo**, G. Pitti***

*Enipower Mantova S.p.A.

**INAIL - UOT CVR Brescia

***Versalis S.p.A. Stabilimento di Mantova

Sommario

Dal punto di vista operativo, il Degasatore di un Generatore di Vapore (in particolare per un Generatore di Vapore a Recupero – GVR) rappresenta uno dei componenti più critici, in quanto dalla sua buona funzionalità dipende l’affidabilità dell’intero generatore.

L’elevata concentrazione di ossigeno e la variabilità dei carichi, sia termici che pressori, attribuiscono all’apparecchio una spiccata suscettibilità a fenomeni di corrosione-fatica (*corrosion fatigue cracking*). In seguito all’esperienza occorsa ad entrambi i degasatori dei GVR dell’Enipower Mantova, irrimediabilmente danneggiatisi dopo alcuni anni di esercizio, la stessa società ha intrapreso tutte le azioni finalizzate alla loro sostituzione, con due nuovi degasatori fabbricati secondo la “*Sound Engineering Practice*”, e quindi con un livello di affidabilità superiore.

La presente trattazione comprende la rilevazione e riparazione dei difetti, le indagini in campo ed in laboratorio per l’individuazione delle cause della “*failure*”, la ricerca di soluzioni in campo bibliografico e lo sviluppo delle nuove procedure di fabbricazione e controllo, sino all’acquisizione ed installazione delle nuove membrature a pressione e alla redazione di una pratica di controllo periodico *ad hoc*.

Il “*case history*” si conclude con una sintetica illustrazione dell’iter certificativo intrapreso, mediante pratica di riparazione con INAIL, per la costruzione e sostituzione di una membratura a pressione inserita in un insieme marcato CE secondo il D. Lgs. n. 93/2000.

Legenda

GVR: Generatore di Vapore a recupero

HRSG: Heat Recovery Steam Generator

CC: Ciclo Combinato

CCBP: Corpo cilindrico di Bassa Pressione

TV: Turbina a Vapore

TG: Turbina a Gas

CND: Controllo non Distruttivo

MT: Magnetic Test

VT: Visual Test

RT: Radiographic Test

HT: Hardness Test

UT: Ultrasonic Test

MB: Materiale Base

ZF: Zona fusa

ZTA: Zona Termicamente Alterata

EDS: Energy Dispersive X-ray Analysis

SAW: Submerged Arc Welding

SMAW: Shielded Metal Arc Welding

GTAW: Gas Tungsten Arc Welding

TT: Trattamento Termico

PWHT: Post Welding Heat Treatment

SHT: Simulated Heat Treatment

1. Introduzione

Lo stabilimento produttivo Enipower Mantova S.p.A. è costituito, oltre che da una centrale termica tradizionale a combustione tangenziale del 1971, alimentata da gas naturale, con turbina a vapore in contropressione da 56 MW elettrici in condizioni di esercizio nominali; anche da due Cicli Combinati fabbricati e marchiati CE secondo il D. Lgs. n. 93/2000 come Insiemi e denunciati nel 2005 con Dichiarazione di Messa in Servizio ai sensi dell'art. 6, comma 1, del D.M. 329/04. I Cicli Combinati generano, in funzionamento di piena condensazione, 380 MW elettrici ciascuno. Ogni Ciclo Combinato è costituito da una turbina a gas, alimentata da gas naturale, da 258 MW elettrici in condizioni ISO, da un Generatore di Vapore a Recupero (GVR o HRSG) a tre livelli di pressione (bassa, media ed alta), con surriscaldatore di media pressione ed attraversamento fumi orizzontale, da una turbina a vapore a tre stadi da 130 MW elettrici e da un condensatore ad aria (Air Cooled Condenser). Entrambi i cicli combinati lavorano in assetto cogenerativo, esportando vapore surriscaldato, per uso industriale, verso la rete vapore dell'attiguo stabilimento petrolchimico Versalis S.p.A., e per uso civile, verso la rete di teleriscaldamento della città di Mantova. A completamento delle centrali a ciclo combinato, ci sono poi i servizi ausiliari composti principalmente dalla stazione di filtrazione e riduzione di pressione del gas naturale per la combustione delle turbine a gas; dal sistema di stoccaggio e pompaggio dell'acqua demineralizzata di reintegro dei cicli; dal sistema di compressione e stoccaggio dell'aria servizi e strumenti; del sistema a torri del tipo WET DRY per il raffreddamento dell'acqua a ciclo chiuso delle utenze di ciclo da raffreddare; dal sistema di piping di distribuzione del vapore surriscaldato a bassa e a media pressione. La figura 1 riporta in sintesi lo schema di un Ciclo Combinato, con la rappresentazione degli elementi principali che lo costituiscono (ad esclusione dei sistemi ausiliari).

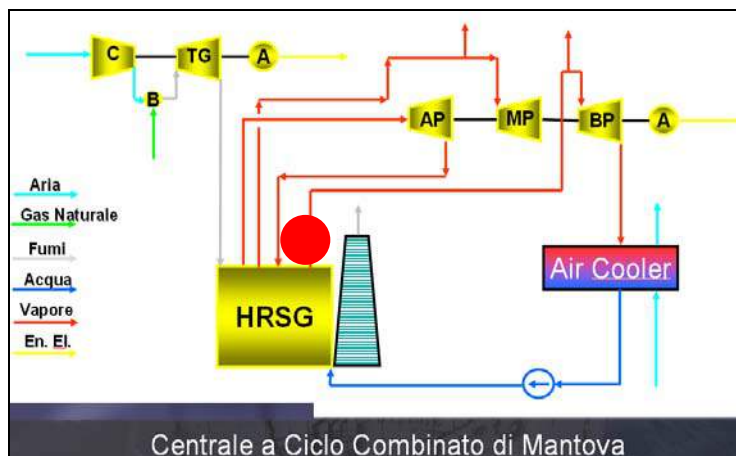


Figura 1 – Schema del Ciclo Combinato

Il ciclo combinato, come noto, unisce, sfruttandone la sinergia al fine di aumentare il rendimento globale di ciclo, due cicli, quello gas di Brayton-Joule (turbina a gas) e quello vapore di Rankine-Mollier (generatore, turbina a vapore e condensatore ad aria). La figura 2 rappresenta graficamente la sovrapposizione dei due cicli suddetti.

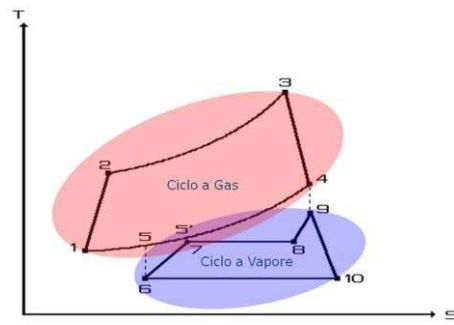


Figura 2 – Rappresentazione “teorica” del ciclo combinato

All'interno del ciclo vapore, il GVR rappresenta il cuore del ciclo combinato, in quanto sfruttando la potenza termica dei fumi di scarico dalla TG, lo stesso genera poi all'interno di attrezzature a pressione (tubi e recipienti) il vapore surriscaldato per la generazione di potenza della TV e per l'esportazione verso utenze che ne sfruttino la potenza termica per fini impiantistici (petrolchimico e teleriscaldamento). Uno degli elementi più critici del GVR è poi il degasatore, un recipiente sottoposto a pressione interna che ha lo scopo di liberare l'acqua di reintegro dall'ossigeno e da altri gas disciolti in essa, la cui presenza comprometterebbe l'integrità delle membrane poste a valle.

La presente trattazione riguarda le rotture occorse sui due degasatori posti all'interno dei Generatori di Vapore a Recupero, la loro analisi e la conseguente sostituzione con degasatori nuovi, con progetto rivisitato e migliorato, dal punto di vista della progettazione e fabbricazione, al fine di ridurre al minimo la probabilità di rottura future. Nella figura 1, è stata evidenziata con un cerchio rosso la posizione della membratura a pressione oggetto della presente trattazione all'interno del ciclo combinato.

2. Il filone tecnico dell'intervento di sostituzione

Nei paragrafi successivi, verrà ripercorsa la vicenda dal punto di vista della trattazione tecnica, con l'individuazione e la scelta delle migliori soluzioni ingegneristiche intraprese per l'acquisto dei nuovi degasatori, col fine di raggiungere un livello globale di sicurezza ed affidabilità superiore agli originari.

2.1 Descrizione del funzionamento di un degasatore all'interno di un GVR

Come già accennato nell'introduzione, il degasatore assolve ad una funzione essenziale dal punto di vista dell'affidabilità dell'intero GVR, in quanto costituisce, dopo l'economizzatore di bassa pressione fabbricato però in acciaio inossidabile, la prima ed unica barriera per la degasazione dell'acqua di alimentazione.

Il degasatore dei GVR dell'Enipower Mantova, a differenza di altre tipologie, è del tipo orizzontale *spray and tray*, posto fisicamente ed in collegamento col serbatoio orizzontale di stoccaggio dell'acqua, altrimenti detto corpo cilindrico di bassa pressione (CCBP). Nella figura 3 sono rappresentate quattro tipologie di degasatori con evidenziata quella in argomento, mentre nella figura 4 è illustrato il principio di funzionamento del degasatore.

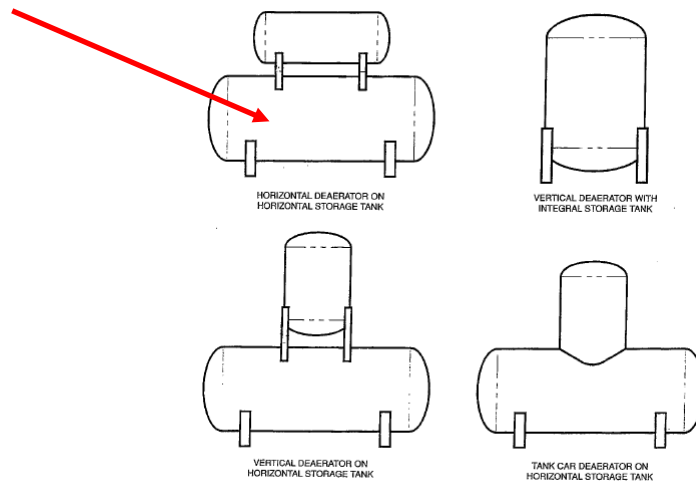


Figura 3 – Diverse tipologie di degasatori termofisici

L'acqua di alimentazione (costituita dal condensato e dall'acqua demineralizzata di reintegro), ricca di ossigeno (con valori medi di 7 ppm) entra nel bocchello A del degasatore (fig. 4), a temperatura prossima a quella del fluido in esso contenuto ed in equilibrio termodinamico con la sua pressione (condizioni di saturazione). Dopo essere stata finemente atomizzata da ugelli spruzzatori (*sprays*) e frazionata da vaschette distributrici (*trays*), che sono degli elementi posti all'interno del vessel in un box di alloggiamento in acciaio inossidabile, l'acqua incontra il vapore autoprodotta dal CCBP, posto appunto sotto il degasatore ed in equilibrio termodinamico con esso mediante i bocchelli K1 e K2 (fig. 4). Il vapore riscalda l'acqua di alimentazione sino alla temperatura di saturazione. L'ossigeno ed i gas disciolti, per effetto sia dell'aumento di temperatura del condensato (in seguito alla condensazione del vapore), sia della diminuzione della tensione superficiale del liquido (leggi di Raoult e Henry), sia dello strappaggio meccanico effettuato dal vapore di degassaggio, tendono ad abbandonare la fase liquida e a concentrarsi nella fase vapore. Gli sfiati F1 ed F2 (fig. 4) espellono l'ossigeno ed i gas concentratisi nel vapore, il bocchello J (fig. 4) è invece attraversato dall'acqua degassata, che va ad alimentare il recipiente di accumulo, ossia il CCBP. Livelli accettabili di ossigeno disciolto all'interno dell'acqua del CCBP sono pari a qualche ppb.

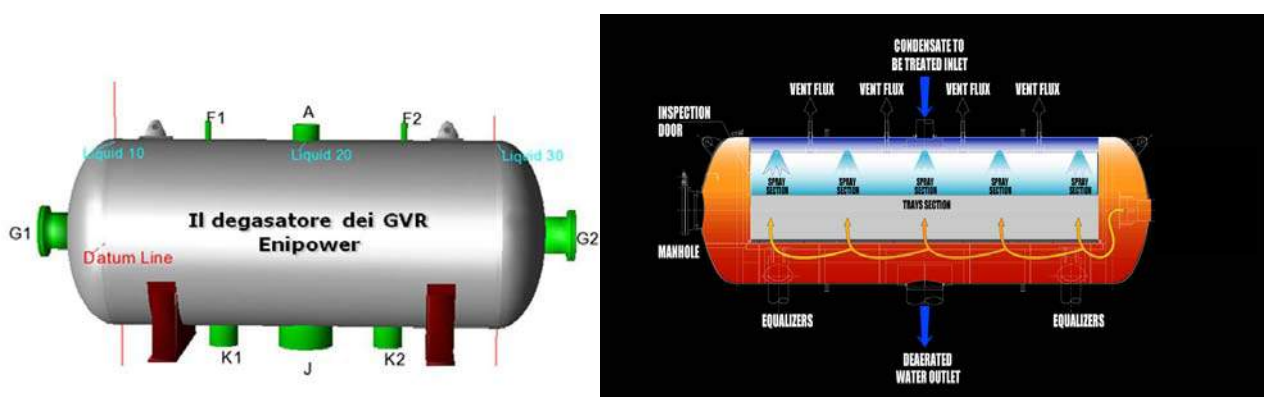


Figura 4 – Principio di funzionamento dei degasatori dell'Enipower Mantova

2.2 Le rotture, la natura e la possibile causa delle cricche: esiti della failure analysis

Dopo non molti anni di esercizio, su entrambi i degasatori dei GVR, sono state rilevate durante la marcia dell'impianto delle perdite di fluido verso l'esterno. La fermata repentina degli impianti e l'effettuazione di indagini non distruttive mediante magnetoscopie nella zona delle perdite (fig. 5), hanno rilevato la presenza di fessurazioni passanti (cricche) in

corrispondenza sia di saldature tra componenti interni e mantello, sia di saldature di composizione del recipiente stesso (fondi-virole e virole-virole).



Figura 5 – Individuazione mediante controlli MT delle cricche sulla superficie interna

Al fine di permettere la ripartenza degli impianti in tempi brevi, ma garantendo comunque un recupero dell'affidabilità del componente, su entrambi i degasatori, con uno spiegamento di risorse umane notevole tra operatori CND, meccanici, saldatori qualificati, ispettori di impianto, tecnici di saldatura e funzionari INAIL di competenza territoriale (UOT di Brescia), sono state effettuate le seguenti operazioni:

- smontaggio di tutti i componenti interni del recipiente per garantire l'accessibilità totale delle saldature e della superficie interna del vessel;
- ispezione visiva accurata dello stato di conservazione dell'apparecchio. Questo risultava in buono stato generale, ma presentava in alcune zone delle aree sottoposte ad uno stato di corrosione generalizzata a forma di pitting (fig. 6);



Figura 6 – Zona dei fondi con evidenti pits di corrosione

- esecuzione di controlli magnetoscopici a tappeto sulle saldature. Tali controlli hanno rilevato la presenza di numerose cricche, tutte in corrispondenza di saldature, sia a piena penetrazione per quelle di composizione del mantello, sia ad angolo per quelle di collegamento tra elementi interni e mantello. In particolare, per le saldature di composizione del mantello, le cricche risultavano tutte ortogonali alla direzione della saldatura (da MB-ZTA a ZTA-MB), con morfologia rettilinea e con scarse e brevi ramificazioni, molto sottili (fig. 5);
- esecuzione di controlli spessimetrici agli ultrasuoni del mantello e dei fondi. Tali controlli non hanno rilevato valori di spessore inferiori a quello di fabbricazione;
- per le saldature non accessibili dall'interno per impedimenti fisici di componenti meccanici non asportabili, esecuzione dall'esterno, previa scoibentazione, di controlli

difettoscopici ad ultrasuoni e di controlli superficiali magnetoscopici. Tali controlli hanno rilevato, sempre in corrispondenza delle saldature, numerosi difetti, riconducibili a cricche, tutte con innesco che partiva dall'interno del recipiente, parecchie anche molto profonde, alcune già passanti per l'intero spessore;

- riparazione di tutte le cricche mediante asportazione di materiale e ovviamente con esso del difetto nella sua completezza, riporto di saldatura e controllo finale.

Le attività di riparazione di cui sopra sono state effettuate mediante la preparazione di procedure tecniche e WPS dedicate, a mezzo di presentazione e approvazione di progetto di riparazione a cura dell'INAIL UOT di Brescia. Parallelamente alle attività di "recupero" del recipiente, al fine di comprendere le origini, le cause ed i meccanismi che hanno indotto una "failure" così repentina, estesa e grave e di preparare le azioni future di un intervento risolutivo, sono stati prelevati n. 2 campioni di materiale ("barchette") di saldatura contenenti le cricche. Tali campioni, il primo contenente il residuo di saldatura tra virola ed un profilo angolare interno, il secondo una porzione di saldatura tra fondo e fasciame, sono stati oggetto di un'approfondita "failure analysis" di laboratorio. Nella figura 7 sono rappresentati i provini analizzati.

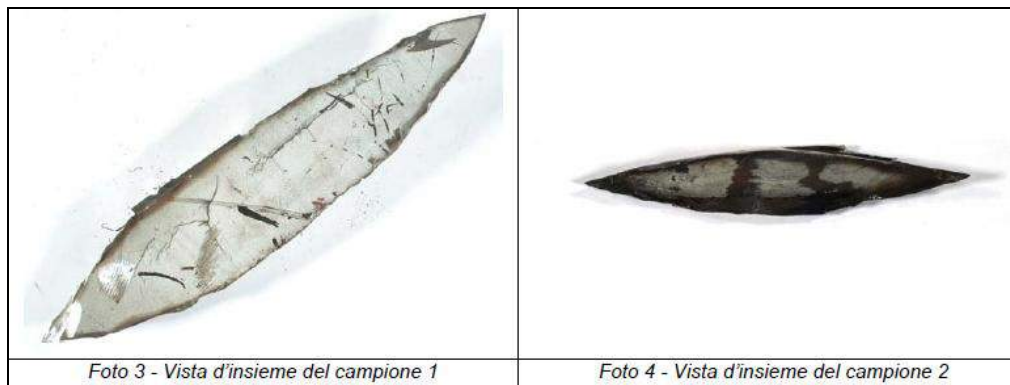


Figura 7 – Campione n. 1 di saldatura tra mantello e profilato ad L e campione n. 2 di saldatura tra fondo e mantello

Le analisi effettuate sui testimoni di saldatura prelevati sono state le seguenti:

- a) Esame visivo. Questo ha evidenziato su entrambi i campioni la presenza di cricche. Per il primo campione, era presente una cricca principale rettilinea con la presenza di ramificazioni ortogonali (fig. 8); per il secondo la morfologia della cricca principale era la stessa del primo campione, con assenza però di ramificazioni (fig. 9).

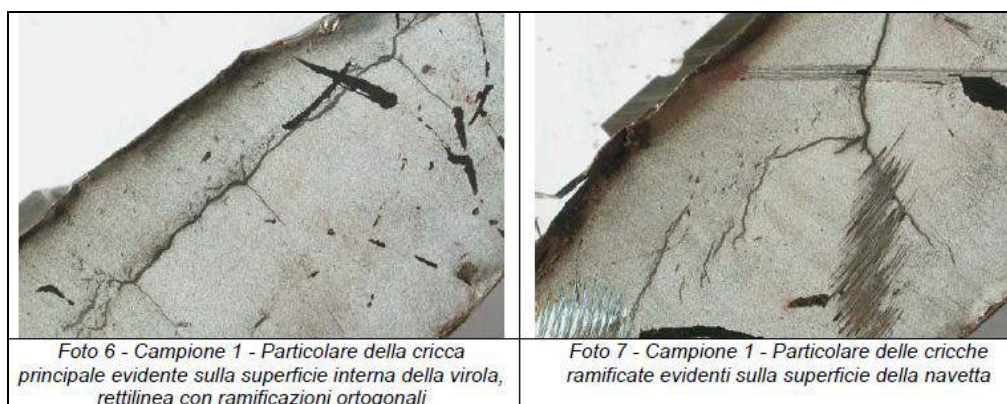


Figura 8 – Particolare del campione n. 1



Figura 9 - Particolare del campione n. 2

- b) Analisi chimica. Questa ha confermato la compatibilità del materiale del campione con il materiale di fabbricazione delle lamiere, acciaio P355 NH di cui alla norma EN 10028-3.
- c) Esame micrografico. L'osservazione al microscopio ottico sulle sezioni M1-1 e M1-2 del campione 1, sezione M2 del campione 2 (fig. 10), ha permesso di rilevare quanto segue:
- Presenza di cricche con andamento rettilineo ed ortogonale alla superficie interna alla virola, aventi pareti ossidate e brevi ramificazioni, con innesco sulla superficie interna.
 - Presenza di brevi inneschi e cavità isolate sulla superficie interna della virola.
 - Microstruttura del materiale base della virola costituita da grani di ferrite e isole di perlite a bande, esente da anomalie.

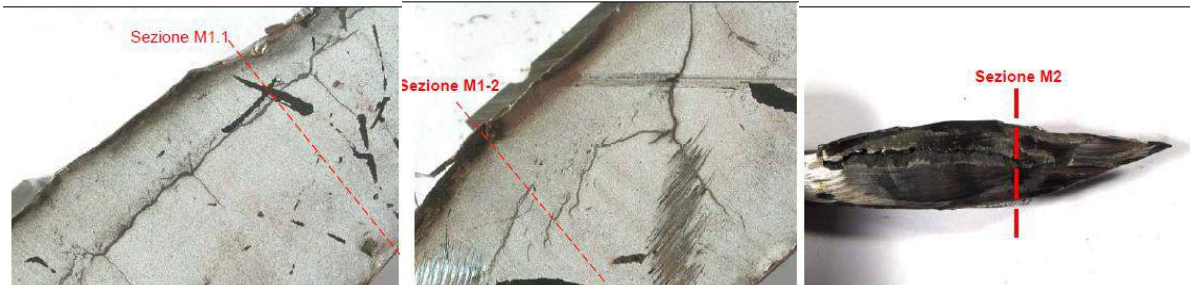


Figura 10 – Sezioni dei campioni per gli esami micrografici

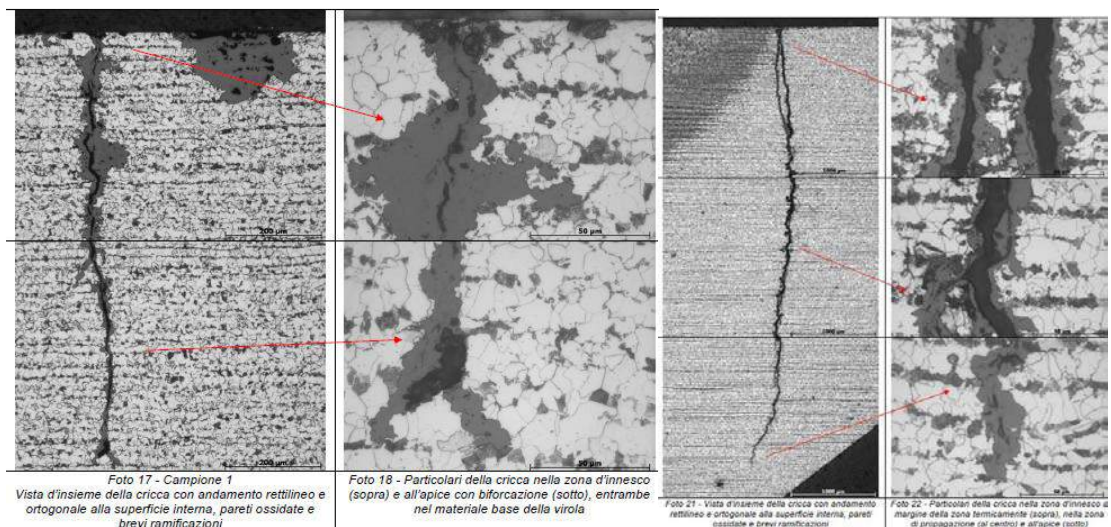


Figura 11 – Esami micrografici delle cricche

- d) Prove di microdurezza. I valori di microdurezza in prossimità delle cricche risultavano compatibili con la composizione chimica dei materiali e le microstrutture rilevate. I valori riscontrati, in ZTA con valori medi di 250 HV0,3, erano compatibili con una situazione di assenza di trattamento termico in fase di costruzione.
- e) Esame al microscopio elettronico a scansione e analisi EDS. Tale esame ha permesso di osservare a maggiore ingrandimento le rotture presenti e già individuate dagli esami precedenti. L'analisi chimica qualitativa, eseguita tramite sonda EDS, sulla superficie delle cricche ha rilevato la presenza di elementi riconducibili a prodotti di ossidazione del materiale base della virola: ferro, manganese, ossigeno, silicio e carbonio.

Alla luce dei risultati ottenuti dalle indagini di laboratorio, eseguite sui campioni prelevati, si è potuto concludere che i danneggiamenti rilevati erano da ricondurre a fenomeni di corrosione-fatica (o rottura assistita dalla corrosione), con innesco sulla superficie interna del componente. La morfologia delle cricche, osservate all'esame micrografico, con andamento rettilineo ed ortogonale alla superficie interna, aventi pareti ossidate e ramificazioni con brevi inneschi di cricche e cavità isolate, sono tipiche dei fenomeni di corrosione/fatica nell'ambiente di esercizio. Tali fenomeni si originano per l'effetto combinato di sollecitazioni meccaniche e di un certo potenziale di corrosione/ossidazione dell'ambiente. La localizzazione del fenomeno può essere guidata sia dalla presenza delle tensioni residue di saldatura (andamento ortogonale delle rotture rispetto al giunto), sia da locali fattori di forma che favoriscono l'effetto di intaglio (andamento longitudinale delle rotture sovente nella zona a maggiore concentrazione di tensione). La collocazione dei danneggiamenti in direzione parallela ai cordoni di saldatura tra mantello e profilati meccanici interni, è indicativa proprio della zona dove si sono concentrate le sollecitazioni cicliche per effetto della variazione di forma. La collocazione dei danneggiamenti in corrispondenza delle saldature fondi-fasciame e tra le virole stesse, è indicativa, altresì, dell'influenza delle tensioni residue di saldatura. Dalle durezze rilevate e dal fascicolo tecnico dell'apparecchio, il recipiente non era stato infatti sottoposto a trattamento termico di distensione. Tipicamente nell'innesco e propagazione del fenomeno contribuiscono anche sollecitazioni indotte dalle condizioni di lavoro del degasatore, eventualmente correlate a fluttuazioni di pressione durante l'esercizio, a locali condizioni di *flashing* dell'acqua di alimentazione, all'avviamento e/o alla fermata, e/o ad instabilità superficiali del liquido (p.e. Kelvin-Helmholtz) o a fenomeni di colpo di ariete. Sebbene ritenuta secondaria rispetto all'azione meccanica, la componente corrosiva può essere ricondotta all'azione dell'ossigeno presente nell'acqua in grado di innescare la nucleazione di piccole cavità (con locale effetto di concentrazione di tensione).

In conclusione i risultati delle indagini sia di campo che di laboratorio hanno evidenziato la povertà ingegneristica con cui erano stati fabbricati i degasatori, sia in termini progettuali (scarsa cura nella scelta dei materiali, nella preparazione delle specifiche di saldatura, nella cura dei dettagli di fabbricazione), sia in termini di fabbricazione (esclusione del recipiente dal trattamento termico post saldatura, utilizzo di procedimenti di saldatura non idonei, scarsa preparazione dei cianfrini).

2.3 I riferimenti della letteratura tecnica in materia di progettazione e fabbricazione dei degasatori

La letteratura tecnica ed i *"case histories"* a livello internazionale consultati sull'argomento sono risultati sin da subito ricchi di materiale, di spunti e di esperienze proficue.

Ad esempio il WTIA (Welding Technology Institute of Australia) nel 1998 aveva pubblicato una guida tecnica dal titolo *"Deaerator Cracking"* scaturita dai risultati di investigazioni ed indagini effettuate dopo una serie di gravi incidenti legati a rotture di recipienti di stoccaggio di acqua ed in particolare di degasatori in territorio australiano e non. Tali raccomandazioni tecniche avevano lo scopo di individuare i punti salienti da rispettare nel

caso di progettazione, fabbricazione, controllo, ispezione ed esercizio di degasatori, al fine di minimizzarne i rischi di rottura e di aumentarne il livello globale di affidabilità.

Ancor prima delle raccomandazioni del WTIA, tra gli atti di una American Power Conference, si annovera una memoria dal titolo *“Deareator corrosion: an overview of design, operation, experience and R&D”* che evidenziava come il 30% dei degasatori dell’industria di generazione di potenza di natura fossile, fossero oggetto di cricche attribuibili a corrosione/fatica e/o *stress corrosion*. La memoria si concludeva con una serie di raccomandazioni in ambito ispettivo, progettuale e di costruzione, al fine di capire le cause e di tentare di arginare il problema.

Nel 2003 l’Heat Exchange Institute, e nello specifico la sezione Degasatori, aveva pubblicato la settima edizione di una specifica tecnica, dal titolo *“Standards and typical specifications for tray type deareators”* avente lo scopo di individuare le *“best practices”* per la progettazione e la fabbricazione di degasatori del tipo *trays* (appunto dello stesso tipo dei degasatori Enipower Mantova). La suddetta specifica annoverava tra le organizzazioni che avevano contribuito alla emanazione della settima edizione, l’ANSI, l’ASME, l’ASTM e il NACE. Particolare credito veniva dato allo standard RPO 590 del NACE, la cui ultima edizione è quella del 2007, dal titolo significativo ed emblematico *“Prevention, Detection, and Correction of Deaerator Cracking”*. In ultimo, anche in ambito europeo, il CEOC (European Confederation of Control, Inspection and Prevention Organisations) aveva pubblicato le raccomandazioni tecniche in materia degasatori dal titolo *“Avoiding cracks in feedwater vessels, including deaerators”*.

Illustrare dettagliatamente i contenuti della letteratura scientifica e tecnica su citata sarebbe compito arduo in questa sede, ma un filo conduttore ripercorre la stessa, i cui contenuti verranno descritti nei paragrafi seguenti e sono stati la base per le scelte tecniche intraprese per l’acquisto dei nuovi degasatori. Tale filo conduttore è quello che ogni organizzazione, sia scientifica che tecnico-industriale, ha tentato di stendere al fine di poter individuare in sede di progettazione e costruzione dei degasatori, gli elementi salienti e maggiormente significativi nella scelta dei materiali, delle soluzioni progettuali, delle pratiche e procedure di fabbricazione e di controllo.

Dal suddetto filo conduttore, è nata la *“Specifica generale per la costruzione ed il controllo di degasatori in acciaio al carbonio in servizio su circuiti vapore di bassa pressione in impianti a Ciclo Combinato”*. La specifica citata è stata alla base dell’acquisto dei due nuovi degasatori dell’Enipower Mantova.

2.4 La nuova specifica tecnica di costruzione ed il nuovo progetto: differenze col vecchio

Individuando ed utilizzando gli spunti tecnici e tecnologici ritenuti maggiormente significativi all’interno della letteratura scientifica in materia di degasatori di cui al paragrafo 2.3, il nuovo progetto, esaustivamente rappresentato dalla nuova specifica tecnica *“Specifica generale per la costruzione ed il controllo di degasatori in acciaio al carbonio in servizio su circuiti vapore di bassa pressione in impianti a Ciclo Combinato”* ha le seguenti caratteristiche principali:

- Quale materiale per le lamiere è stato scelto il P275 NH invece del P355 NH, secondo la EN 10028-3. La motivazione di tale scelta nasce sia dalle raccomandazioni del NACE che da quelle del WTIA. Infatti nelle prime si legge che *“4.5.4 A minimum specified tensile strength not exceeding 483 MPa (70 ksi) for weld filler metal and base metal shall be specified”*. Negli atti del WTIA è riportato invece, in sintonia con il NACE, che *“5.1 Future deaerators should be designed and constructed to AS 1210 (Ref 9). At the design stage low operating stresses should be specified to reduce the risk of corrosion fatigue and stress corrosion cracking. It is also recommended that the specified maximum tensile strength of the steel and welding consumables should not exceed 490 MPa”*. Per tale motivo la scelta è caduta su un acciaio, sia per le lamiere (in P275 NH) che per i materiali d’apporto (E6018 secondo AWS A5.1 per il processo

ad elettrodo rivestito SMAW e F6P5-EL12 secondo SFA/AWS A5.17 per il processo ad arco sommerso SAW), meno resistente ma che garantisse una migliore saldabilità e soprattutto minori tensioni residue post saldatura. La tabella seguente evidenzia le caratteristiche del nuovo materiale, il P275 NH, compatibili con i requisiti del NACE e del WTIA.

Materiale lamiere	Reh min(s<16 mm)	Rm (s<16 mm) min – max	A min
	MPa	MPa	%
P355 NH (vecchio)	355	490 – 630	22
P275 NH (nuovo)	275	390 – 510	24
WTIA	-	Rm max < 490 MPa	-
NACE	-	Rm min < 483 MPa	-

Tabella 1 – Confronto tra il P355 NH ed il P275 NH

- È stato prescritto ed eseguito, a fabbricazione ultimata e dopo il completamento di tutte le saldature sul mantello, un trattamento termico di distensione in forno in un'unica soluzione. A trattamento termico ultimato, i valori di durezza misurati in ZF non hanno superato i 200 HB.
- È stato inserito un sovra spessore di corrosione di 1,5 mm, originariamente non previsto.
- I collegamenti tra mantello e fondi, e tra le virole del mantello, sono stati realizzati mediante giunti a V, saldature testa a testa e a piena penetrazione, eseguite con ripresa a rovescio. Tutte le saldature realizzate sono state rasate, prima del trattamento termico, a filo del materiale base sia sul lato interno che su quello esterno.
- Il procedimento GTAW (prima passata a TIG) è stato utilizzato solo laddove impossibile la ripresa al rovescio, questo per minimizzare le tensioni residue post saldatura. Se utilizzato per giunti accessibili dall'interno, prima della ripresa al rovescio la passata a TIG è stata sempre asportata.
- Il procedimento a filo continuo è stato consentito solo per le saldature di composizione di componenti esterni e/o interni (selle, appoggi, carpenteria, ecc.) e mai per saldature sia interne che esterne sul mantello.
- Il collegamento mediante saldatura tra i componenti meccanici interni (*attachments*) ed il mantello non è mai stato effettuato direttamente tra loro, ma mediante *pads* di transizione. Le saldature tra i *pads* ed il mantello sono state realizzate esclusivamente mediante procedimento manuale SMAW ad elettrodo rivestito.
- La differenza geometrica tra lembi di spessore diverso è stata compensata mediante opportuna rastremazione secondo la raccolta S rev. 1995 ed. 1999 fascicolo S.3, come ad esempio la rastremazione tra il colletto dei fondi e le virole. Questo al fine di minimizzare il fattore di concentrazione degli sforzi dovuto ad eccessive discontinuità geometriche.
- È stata imposta al Fabbricante l'emissione di specifiche di saldatura (WPS) ad hoc per ogni procedimento utilizzato e riferito ad ognuno dei giunti da realizzare. I saggi saldati per la qualifica dei procedimenti, oltre ad utilizzare lo stesso materiale base e d'apporto di fabbricazione, hanno subito due trattamenti termici "simulati", SHT1 (n. 1 TT) e SHT2 (n. 3 TT), di cui l'SHT1 in forno insieme al degasatore. Anche il materiale base ed i fondi, post TT di normalizzazione, sono stati sottoposti ai due TT "simulati", garantendo dopo gli stessi, i requisiti minimi da procedura.

- Oltre ai saggi saldati per le qualifiche dei procedimenti di saldatura, sono stati predisposti dei talloni di saldatura per il controllo della produzione delle saldature secondo il codice di riferimento per la costruzione.
- I degasatori sono stati sottoposti prima e dopo il TT, a controlli non distruttivi quali VT generale, RT e UT al 100% di tutti i giunti saldati di testa e UT al 100% di tutti i giunti a T saldati a piena penetrazione, MT al 100%, lato interno ed esterno, di tutti i giunti saldati di composizione del vessel e delle saldature degli attacchi permanenti, interni ed esterni; HT interni ed esterni su tutti i giunti saldati di composizione del vessel con il limite di 200 HB in ZF.
- I degasatori sono stati sottoposti a prova idraulica finale e a ispezione di pre-servizio prima della spedizione. L'ispezione di pre-servizio ha avuto lo scopo di fare il punto zero dell'apparecchio, definendo lo stato strutturale alla costruzione, da utilizzare come termine di confronto nelle future ispezioni in servizio. Le tecniche di indagine da usare in servizio dovranno essere le stesse del pre-servizio, in quanto l'uso di tecniche di indagine analoghe consente di definire l'origine dei difetti, l'omogeneità e confrontabilità dei risultati. Oltre ai CND eseguiti in fase di fabbricazione, sono stati effettuati rilievi spessimetrici ad ultrasuoni e rilievi di durezza post saldature.
- È stata effettuata una prova aggiuntiva di trazione "a caldo" (250°C) di un provino di saldatura per verificarne la rispondenza ai requisiti minimi di resistenza secondo il codice, anche durante le reali condizioni di esercizio.
- Al fine di consentire dall'interno il massimo dell'accessibilità delle saldature del vessel, per future ispezioni e controlli, il box di alloggiamento delle vaschette di distribuzione (*trays*) dell'acqua di alimentazione è stato frazionato in molteplici portine di ispezione, imbullonate e non saldate (fig. 12).



Figura 12 – Box interno al degasatore di alloggiamento degli ugelli e delle vaschette

- Il collegamento tra il box suddetto e i profilati metallici di sostegno saldati al mantello tramite *pads* è stato realizzato mediante accoppiamenti meccanici (viti) e non saldature, per permettere ai componenti meccanici interni, di diverso materiale/massa metallica e quindi differente coefficiente di dilatazione termica, di dilatare in maniera relativa rispetto alla membratura principale, senza sottoporla a stress aggiuntivi.
- Le saldature longitudinali L1 ed L2 (fig. 13) sono state collocate, rispetto alla sezione circolare del recipiente, in posizioni tali da poter essere facilmente ispezionabili in futuro dall'interno, tramite lo smontaggio di portine di ispezione del box, all'uopo predisposte.

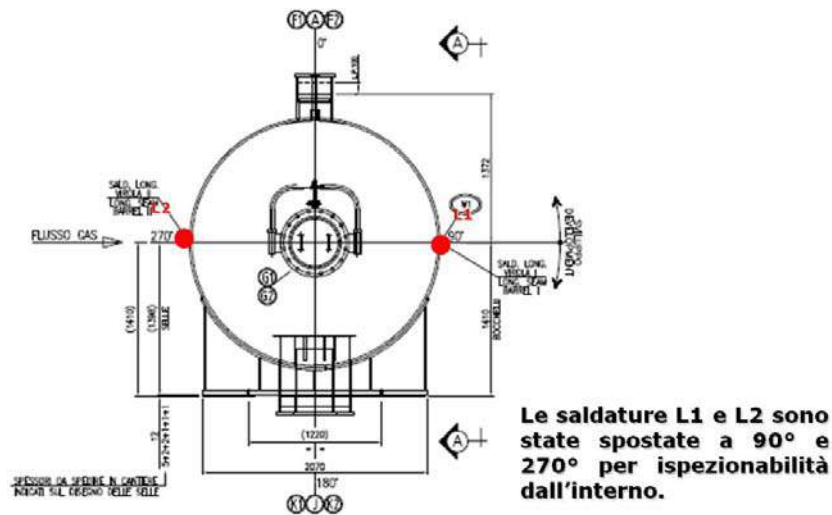


Figura 13 – Ottimizzazione della posizione delle saldature longitudinali ai fini ispettivi

- È stato raddoppiato lo sfiato del vapore di degassaggio, ricco di ossigeno, al fine di consentire con maggiore velocità l'espulsione dell'ossigeno dal recipiente e quindi minimizzare le zone ed i tempi di permanenza dello stesso all'interno (bocchelli F1 e F2 di fig. 14).

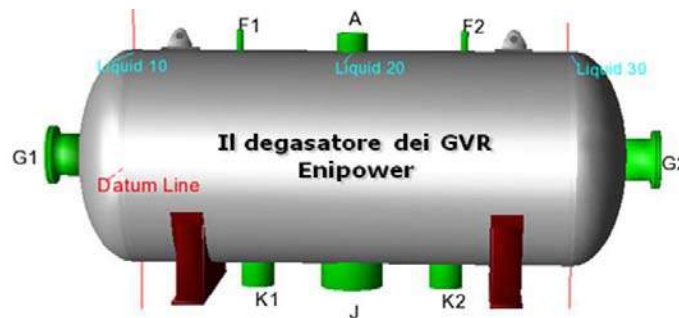


Figura 14 – Il degasatore dell'Enipower Mantova

L'elenco degli *improvements* su menzionati, relativi al nuovo progetto rispetto all'originale, si riferisce solo ad alcuni punti, ma sicuramente i principali, che si sono voluti evidenziare, in ambito di progettazione, costruzione, ispezione e controllo. L'obiettivo che ci si è sin da subito prefissato è stato quello di coniugare, traendo spunto dalla letteratura scientifica su citata, una su tutte le raccomandazioni del NACE SP0590-2007, gli aspetti tecnici essenziali che avrebbero potuto contribuire ad una soluzione di successo, dalla fase di specifica tecnica, passando per quella progettuale e di fabbricazione, sino ad arrivare al controllo finale. Tutto quanto sopra al fine di acquistare un recipiente a pressione avente un coefficiente di sicurezza globale superiore all'originario.

Compito altrettanto arduo è stato individuare l'iter certificativo e normativo più consono nell'ambito legislativo nazionale, in materia di costruzione, riparazione ed esercizio di attrezzature a pressione. I paragrafi che seguono ripercorreranno le scelte fatte, e le motivazioni alla base delle stesse.

3. Il filone normativo per la costruzione, certificazione ed installazione dei nuovi degasatori

I vecchi degasatori erano inseriti all'interno dei GVR come membrane a pressione non marcate CE secondo la direttiva PED, ma progettati secondo la raccolta ISPESL VSG ed. 1999 rev. 95 e costruiti ed omologati nel 2003 mediante il VERB01 dell'ISPESL.

Al fine di poter essere commercializzato, a sua volta il GVR, composto oltre che dal degasatore anche da altre membrane a pressione marcate CE e non, tra loro collegate per costituire un tutt'uno integrato e funzionale, è stato nella sua interezza sottoposto ad una procedura globale di valutazione di conformità alla direttiva PED, per essere poi marcato CE, come Insieme, mediante l'avvallo di un Organismo Notificato. La figura 15 rappresenta quanto sopra riepilogato. Al momento della richiesta di approvvigionamento dei nuovi degasatori, a qualche anno dalla dichiarazione di messa in servizio degli insiemi GVR di appartenenza, e quindi al momento della selezione dell'iter certificativo da intraprendere, il fabbricante dell'insieme GVR non era più esistente.

Con le premesse su fatte, la domanda postaci è stata la seguente: la sostituzione dei due degasatori con altrettanti, aventi stessa temperatura e pressione di progetto, stesso fluido, stesso tipo, stessa destinazione d'uso, ma con diverso materiale dei fondi e del mantello, con il TT finale post saldature e con le migliorie illustrate nei paragrafi precedenti, rappresenta, ai sensi dell'art. 14 del D.M. 329 del 2004, una riparazione o una modifica.

Al fine di intraprendere la strada legislativamente più idonea, è stato letto approfonditamente il materiale normativo e certificativo a disposizione:

- Manuale d'uso e manutenzione dell'insieme GVR;
- Art. 14 del D.M. 329 del 2004;
- Guideline 1/3 della direttiva europea PED;
- Lettera circolare dell'ISPESL n. 14/05 dal titolo "Applicazione del D.M. 329/04 di attuazione dell'Art 19 del D. Lgs. 93/2000 – Chiarimenti e precisazioni sulle "Riparazioni";
- Lettera circolare dell'ISPESL n. 161/07 dal titolo "Procedura specifica per la riparazione, mediante sostituzione di membrane di ricambio, di una attrezzatura a pressione – Rifer. Circolare ISPESL n. 14/05";
- Raccolta ISPESL VSG ed. 1999 rev. 95.

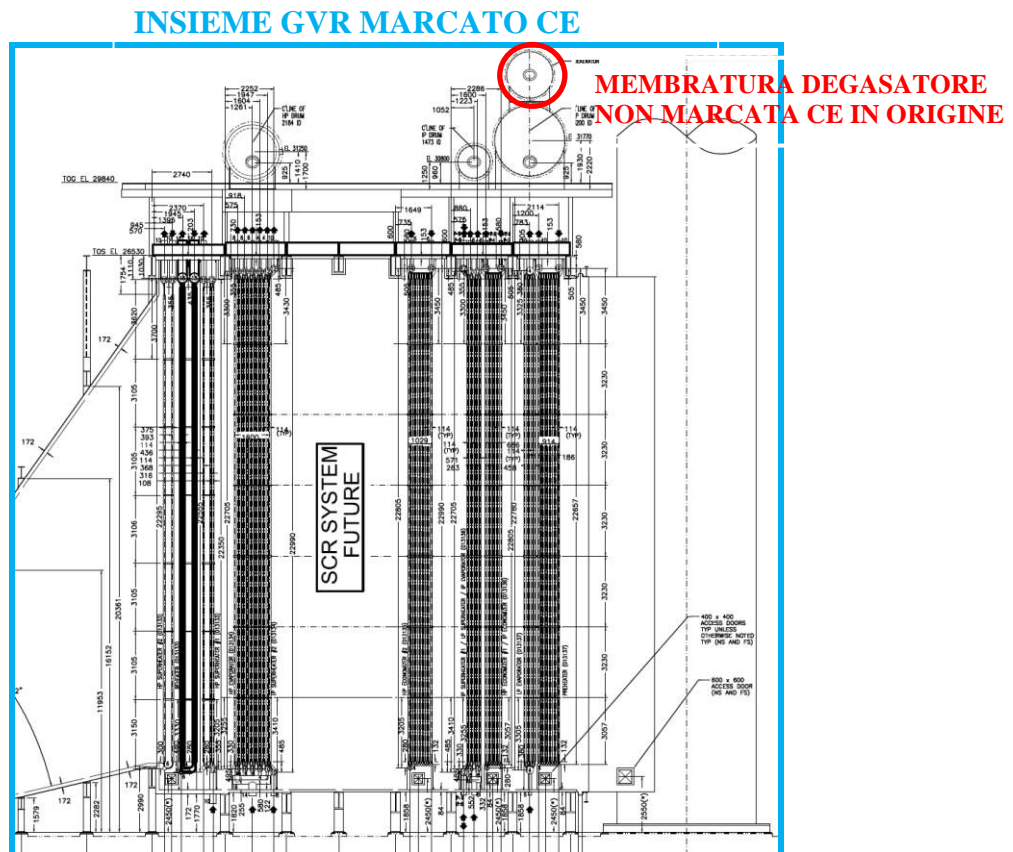


Figura 15 – Rappresentazione grafica della certificazione CE dell'insieme GVR

Dalla lettura attenta del comma 1, art. 14 del D.M. 329 del 2004, che riprende fedelmente i concetti espressi dalla Guideline 1/3 della direttiva PED, per quanto per certo si possa asserire che i nuovi degasatori avrebbero avuto invariati i dati di progetto, la destinazione d'uso, il tipo ed il fluido, comunque, come già spiegato, per fini migliorativi, sarebbe stato cambiato il materiale.

La Guideline 1/3 rimanda, laddove si dovessero creare situazioni “border line” tra riparazione e modifica, ad un esame caso per caso: “*This has to be assessed on a case by case basis*”.

La circolare ISPESL n.14/05 è invece più puntuale perché, scrive che: “*In presenza di casi diversi o più complessi [...] Per la progettazione occorre individuare un elemento di riferimento preciso che possa permettere la valutazione della variazione o meno della progettazione. Un criterio di valutazione potrebbe essere il seguente:*

*Poiché il fabbricante originario ha progettato e costruito la attrezzatura basandosi su **coefficienti di sicurezza globali** da lui determinati e rispettati, e per i quali ha ritenuto di poter assumere e garantire la responsabilità della costruzione stessa, se l'Utente (o il Riparatore all'uopo delegato) dimostra che la modifica apportata non ha comportato il peggioramento del coefficiente di sicurezza globale ed originario della membratura modificata (e del resto della attrezzatura) in tal caso avrà dimostrato che si è in presenza di una modifica non importante, e perciò di una “riparazione”.*

Per una membratura il coefficiente di sicurezza globale è dato dal rapporto fra la sollecitazione massima ammissibile del materiale (determinata dal fabbricante) nel punto più sollecitato e la sollecitazione totale effettiva (risultante dalla sommatoria delle sollecitazioni di varia natura determinate dal fabbricante stesso) nel punto stesso alla massima temperatura e pressione di esercizio.

Per queste valutazioni “caso per caso”, il Dipartimento territoriale Ispesl dovrà acquisire il parere positivo del DOM prima della approvazione; è necessario infatti che le valutazioni particolari di riparazioni siano conosciute, recepite e divulgate dal DOM a tutti i Dipartimenti Ispesl per una omogenea valutazione dei casi”.

Al fine allora di dimostrare che la sostituzione della nuova membratura a pressione “degasatore” rientrasse nell'ambito di una riparazione e non di una modifica, è stato predisposto un criterio di progettazione che, utilizzando lo stesso codice di calcolo della membratura originaria (VSG ed. 95 senza le raccomandazioni del CTI in ambito PED), in ogni punto della membratura, ed in ogni condizione (di progetto e di prova idraulica), definisse uno spessore minimo resistente tale per cui il coefficiente globale di sicurezza fosse quantomeno uguale all'originario, mai inferiore.

In realtà è stato usato un coefficiente di utilizzo, sempre inferiore a quello originario, pari all'inverso del coefficiente di sicurezza e così definito:

- per fasciami e fondi

$$F_U = \frac{f_a}{f}$$

ove:

F_U fattore di utilizzo;

f_a sollecitazione effettiva;

f sollecitazione ammissibile.

- per le penetrazioni:

$$F_U = \frac{F_P}{F_R}$$

ove:

F_U fattore di utilizzo;

F_P valore della forza generata dalla pressione in corrispondenza della derivazione;

F_R valore della possibile forza resistente massima ammissibile da parte delle membrature interessate.

Alla luce del nuovo progetto di riparazione, lo spessore minimo delle nuove lamiere è risultato essere pari a 21,7 mm contro i 15 mm del degasatore originario (fig. 16).

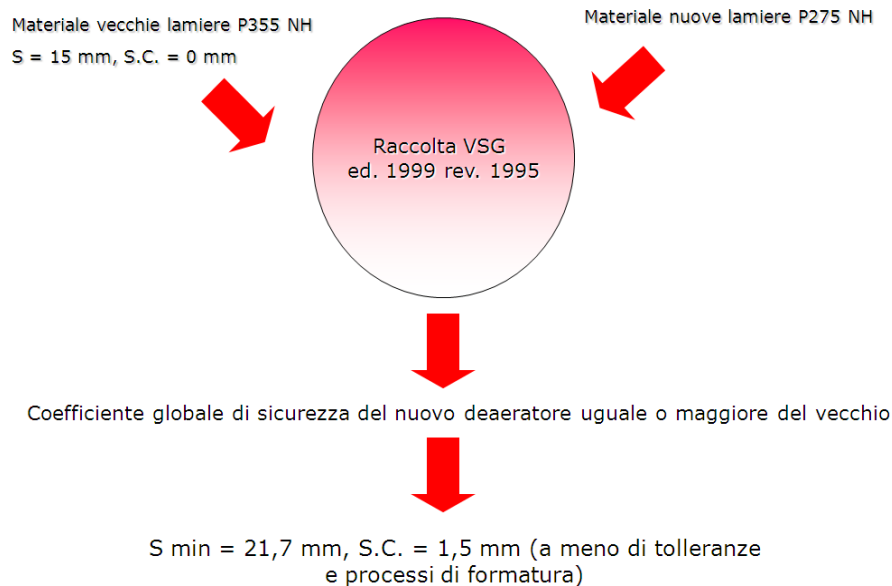


Figura 16 – Rappresentazione grafica del coefficiente globale di sicurezza

Il progetto di riparazione, a mezzo di una valutazione particolare da parte del dipartimento INAIL ex ISPESL di Brescia, è stato sottoposto ad approvazione del D.C.C. dell'INAIL ex ISPESL di Roma. L'esito del parere del D.C.C. è stato positivo.

In definitiva le due nuove membrature sono state fabbricate e collaudate, mediante il VERB01 dall'INAIL di competenza delle sedi dei fornitori, ed installate mediante pratica di riparazione con l'INAIL di competenza territoriale dell'utilizzatore, lasciando invariata la dichiarazione di conformità CE dell'insieme GVR di appartenenza e seguendo i dettami dell'art. 14 del D.M. 329/04 e le indicazioni delle circolari ISPESL n. 14/05 e 161/07.

4. Conclusioni

I nuovi degasatori sono stati installati il primo sul CC1 in ottobre 2012, l'altro sul CC2 in marzo 2013. Dopo 1 anno di esercizio, entrambi non hanno mostrato alcuna difettologia sulle saldature esaminate agli MT, e all'esame VT generale sono risultati in ottimo stato di conservazione. Per quanto il fenomeno di corrosione-fatiga su altri impianti della flotta Enipower S.p.A. ha cominciato a palesarsi molto repentinamente, è prematuro affermare che il fenomeno non si manifesti più. E' indubbio però che lo sforzo di indagine profuso nell'individuazione delle soluzioni migliori tra quelle proposte dalla letteratura scientifica mondiale in materia di costruzione ed esercizio di degasatori, abbia portato ad installare una membratura più affidabile di quella originaria di cui però solo il tempo, giudice supremo, ne emetterà la sentenza definitiva. Delle risorse impiegate per raggiungere l'obiettivo prefisso di un prodotto di livello di qualità ed affidabilità superiore, una quota parte considerevole è stata usata per individuare, all'interno della legislazione nazionale vigente in materia, la strada da percorrere per la certificazione ed il collaudo a norma di legge dei due nuovi degasatori.

Bibliografia

- [1] Decreto Ministeriale n. 329 del 01/12/2004 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93."
- [2] Guideline 1/3 della Direttiva 97/23/CE del 29 maggio 1997 per il ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri in materia di attrezzature a pressione.
- [3] Lettera circolare dell'ISPESL n. 14/05 "Applicazione del D.M. 329/04 di attuazione dell'Art 19 del D. Lgs. 93/2000 – Chiarimenti e precisazioni sulle "Riparazioni".
- [4] Lettera circolare dell'ISPESL n. 161/07 "Procedura specifica per la riparazione, mediante sostituzione di membrature di ricambio, di una attrezzatura a pressione – Rifer. Circolare ISPESL n. 14/05".
- [5] Raccolta ISPESL S revisione 1995 "Specificazioni tecniche applicative del Decreto Ministeriale 21 novembre 1972 per l'impiego della saldatura nella costruzione e riparazione degli apparecchi e sistemi in pressione", edizione 1999.
- [6] Raccolta ISPESL M revisione 1995 "Specificazioni tecniche applicative del Decreto Ministeriale 21 novembre 1972 per l'impiego dei materiali nella costruzione e riparazione degli apparecchi e sistemi in pressione", edizione 1999.
- [7] Raccolta ISPESL VSG revisione 1995 "Specificazioni tecniche applicative del Decreto Ministeriale 21 novembre 1972 per la verifica di stabilità per i generatori di vapore d'acqua", edizione 1999.
- [8] P.A. Andreini, F. Pierini, "La conduzione dei generatori di vapore", 2008.
- [9] NACE INTERNATIONAL, SP0590 "Prevention, Detection, and Correction of Deaerator Cracking", Houston, 2007.
- [10] WTIA, Guidance Note GN 001, "Deaerator Cracking", Lidcombe, 1998.
- [11] HEI, Inc. "Standards and typical specifications for tray type deaerators", Cleveland, 2003.
- [12] CEOC, R 66/CEOC/CP 88 Def, "Avoiding cracks in feedwater vessels, including deaerators", Bruxelles, 1988.
- [13] AMERICAN POWER CONFERENCE, "Deaerator corrosion: an overview of design, operation, experience and R&D".
- [14] IIS Service, SER0372S, "Specificazione generale per la costruzione ed il controllo di degasatori in acciaio al carbonio in servizio su circuiti vapore di bassa pressione in impianti a Ciclo Combinato", Genova, 2011.
- [15] C. Fossati, C. Sampietri, "Verifiche di progetto e verifica dei fattori di sicurezza rispetto al precedente del nuovo degasatore 31-V-004 del corpo cilindrico di bassa pressione", Varese, 2011.

Gestione del rischio sovrappressione nelle industrie di processo. Tecnologie di progettazione e gestione delle torce industriali: priorità tra sicurezza industriale e tutela ambientale

E. Di Ponzio*, V. Galasso*, R. Nacci**, T. Ostuni**

*INAIL - UOT CVR Taranto

**BASELL POLIOLEFINE ITALIA S.r.l. - Stabilimento di Brindisi

Premessa

La sicurezza degli impianti industriali di processo per quanto riguarda il rischio sovrappressione è normalmente affidata a sistemi di protezione che prevedono dispositivi di limitazione diretta della pressione (valvole di sicurezza e dischi di rottura) e sistemi attivi di scarico (CSPRS). In ogni caso è prevista, durante il verificarsi di condizioni anomale e/o di emergenza, la riduzione dell'energia immagazzinata nell'impianto, mediante lo scarico del fluido in un sistema di recupero o in un sistema di sicurezza, per l'allontanamento e/o la combustione del fluido; quali sono le torce. Queste ultime, anche quando non operano in condizioni di normale esercizio o di manutenzione, provocano emissioni in atmosfera e sono rigidamente regolamentate dal D.Lgs 152/06 e s.m.i., esteso, a seguito delle modifiche introdotte dal D.Lgs 128/10, anche alle sole torce di sicurezza che intervengono nelle fasi di emergenza, ed ultimamente modificato dal D.Lgs 46/14.

Nella presente memoria, si propongono, per un complesso industriale dove sono presenti e/o utilizzati fluidi infiammabili, le modalità da seguire nella determinazione delle condizioni di emergenza e sicurezza che richiedono la presenza di una torcia. Si analizzano inoltre le migliori tecnologie disponibili ad oggi per la realizzazione e/o l'ottimizzazione del sistema torcia, nel rispetto degli obiettivi di tutela ambientale fissati dalle norme.

1. Aspetti di sicurezza e ambientali delle torce

1.1 La torcia come sistema di sicurezza

Negli impianti di processo la gestione del rischio sovrappressione è un aspetto fondamentale per la sicurezza dello stabilimento. La probabilità che si verifichi un accumulo di energia e la magnitudo dell'evento incidentale, rappresentato dallo scoppio che ne potrebbe derivare, impongono di individuare sistemi e/o dispositivi dedicati alla gestione di tale rischio, nel rispetto della normativa speciale, sull'utilizzo delle attrezzature a pressione e della normativa generale riguardante la salute e la sicurezza sui luoghi di lavoro.

In questo senso la torcia svolge un ruolo determinante e allo stato attuale insostituibile nel sistema di sicurezza di un insediamento industriale.

Le Norme API -521 e ISO 23251 definiscono la torcia come il dispositivo o il sistema che consente di trattare gas e vapori in maniera sicura e compatibile con l'ambiente attraverso la loro combustione.

La torcia, in quanto parte integrante del sistema di sicurezza di un impianto industriale, non deve intervenire nel normale esercizio in quanto per lo stesso intervengono, in modo automatico o manuale, i dispositivi di controllo e regolazione dedicati.

1.2 Aspetti ambientali della torcia

Prima degli anni 80, il trattamento dei gas in torcia nel normale esercizio, parlando in termini generali, rappresentava una perdita di prodotto che in passato poteva anche essere contemplata e valutata sotto il profilo economico, ma che oggi, con la maggiore

sensibilità e consapevolezza maturata nei confronti dell'ambiente e della tutela della salute dei cittadini, non può più essere accettata.

Inoltre, è indiscutibile che la torcia costituisce una immagine, percepita negativamente, e definisce uno degli aspetti di impatto ambientale con i quali gli stabilimenti industriali si confrontano con il territorio.

1.3 La normativa vigente

Già in una circolare del 1978, il Ministero del Lavoro, recependo gli indirizzi di carattere comunitario, si era preoccupato degli aspetti legati ai pericoli derivanti dallo scarico nell'ambiente di fluidi pericolosi provenienti dai dispositivi di sicurezza e prescriveva all'ANCC (ente preposto all'epoca alla sorveglianza degli apparecchi a pressione) l'obbligo di verificare l'ottemperanza alle indicazioni previste nella circolare e di coordinarsi con le autorità competenti in caso di rilascio di fluidi pericolosi in ambiente esterno.

A seguito di tale circolare, l'ANCC uniformava, con l'emanazione della circolare tecnica n. 13/79 del 22/03/1979, l'attività di vigilanza agli aspetti di igiene del lavoro e di tutela dell'ambiente dall'inquinamento atmosferico mediante la classificazione degli scarichi dai dispositivi di sicurezza da effettuare in occasione delle verifiche per tutti i fluidi diversi dall'aria e dal vapor d'acqua. Ciò al fine di predisporre mappe di rischio da sottoporre agli altri enti competenti.

Successivamente, già con il DPR 203/88 ed in seguito con il D.Lgs. n. 152/06 "*Norme in materia ambientale*", le emissioni in atmosfera delle torce di sicurezza e degli impianti di emergenza erano escluse dall'obbligo di autorizzazione, ai sensi dell'art. 269, comma 14 lettera i).

La deroga in parola non si applicava "*in caso di emissione di sostanze cancerogene, tossiche per la riproduzione o mutagene o di sostanze di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate, come individuate dalla parte II dell'Allegato I alla parte quinta del presente decreto*".

La normativa effettuava di fatto una distinzione tra le torce di sicurezza, necessarie in caso di intervento dei sistemi di sicurezza in condizioni di emergenza o in caso di avviamento o di fermata dell'impianto, e le torce definite di processo, che invece costituivano un sistema di combustione di gas utilizzato nelle condizioni di normale esercizio o di manutenzione ordinaria dell'impianto, e pertanto assoggettato al regime di autorizzazione.

A partire dal 26 agosto, data di entrata in vigore del D.Lgs. 128/10 che ha modificato il D.Lgs. 152/06, tra gli impianti esclusi dall'obbligo di autorizzazione riportati nell'Allegato IV parte I di cui all'art. 272, comma 1, non sono compresi più gli impianti di emergenza e sicurezza, che costituiscono di fatto una emissione di tipo convogliato da autorizzare al fine di minimizzare l'impatto complessivo sul territorio.

Tale aspetto è stato ancora più enfatizzato con l'emanazione del D.Lgs 46/14 che, recependo le direttive europee e attuando altri atti dell'Unione europea, sostituisce l'articolo 29-*undecies* del D.Lgs 152/06 imponendo al gestore, in caso di immediato ed imprevisto incidente od evento, di dare immediata informativa alle autorità competenti ed adottare le misure necessarie a limitare le conseguenze ambientali. Inoltre l'autorità competente potrà diffidare il gestore affinché adotti ogni misura complementare per limitare le conseguenze ambientali e prevenire ulteriori eventuali incidenti o imprevisti. La non adozione di tali misure complementari sarà sanzionata da parte delle autorità competenti.

2. La tecnologia della torcia

Di seguito vengono discusse alcune soluzioni tecniche disponibili per minimizzare gli scarichi verso le torce e ridurre il loro impatto ambientale.

2.1 La funzione della torcia

La torcia è destinata a bruciare le correnti gassose provenienti da:

- scarichi di valvole di sicurezza e dei dischi di rottura
- scarichi da dispositivi di depressurizzazione rapida
- scarichi a seguito di intervento di sistemi di blocco di emergenza
- scarichi di gas provenienti da bonifica di apparecchiature e/o durante le operazioni di avviamento e/o fermata degli impianti per assicurare la sicurezza.

Data l'estrema variabilità della composizione e della portata di tutti gli scarichi in torcia, è determinante, per poter effettuare il corretto dimensionamento del sistema, identificare e caratterizzare le potenziali fonti di scarico verso la torcia.

Un fattore determinante nel dimensionamento delle torce non è solo la quantità di gas da bruciare, ma anche la sua composizione che può influenzare le dimensioni della torcia stessa o la tipologia dei suoi bruciatori.

È chiaro che in fase di progettazione, si considereranno le condizioni più gravose a cui la torcia potrebbe essere sottoposta durante il suo funzionamento; vale a dire la portata di picco che la torcia dovrà essere in grado di trattare senza subire danni strutturali o perdere in prestazioni.

Resta, comunque fondamentale che la torcia assicuri le sue ottimali prestazioni anche quando si troverà a gestire portate di gas ben più basse di quelle di progetto.

Per rispettare le normative in campo di inquinamento atmosferico, è peraltro necessario dotare la torcia di un sistema di campionamento del gas e di un misuratore della portata.

Le caratteristiche del misuratore di portata e dei campionatori del gas devono essere conformi a quanto indicato da ISPRA nelle sue linee guida, per le modalità di attuazione dei Piani di Monitoraggio e Controllo (PMC).

Scopo di tali sistemi di monitoraggio è quello di fornire le condizioni operative di funzionamento delle torce nel momento in cui si verifica l'evento di scarico, consentendo di determinare le caratteristiche chimico-fisiche della corrente gassosa che, confrontate con le condizioni di progetto della torcia, permettono di verificare/dimostrare l'efficace combustione dei gas. In aggiunta ai sistemi di monitoraggio, viene anche richiesto un sistema di videoregistrazione della torcia in continuo. Tutto ciò al fine di fornire le evidenze agli enti di controllo preposti.

2.2 Dimensionamento della torcia

La determinazione dei parametri per un corretto dimensionamento della torcia passa attraverso le seguenti fasi:

1. con l'ausilio dei P&I, individuare, per ogni unità di un impianto, tutti i circuiti che possono contribuire allo scarico di gas verso la torcia;
2. individuare, per ogni circuito le attrezzature installate e i relativi dispositivi di sicurezza (valvole di sicurezza, dischi di rottura, etc.) per cui è previsto lo scarico in torcia;
3. determinare, tramite metodologie di analisi del rischio, le possibili cause di intervento per ogni dispositivo individuato per effetto della sovrappressione (vedi Tabella 1);
4. determinare, per ogni possibile causa esaminata, la portata di scarico del dispositivo e le caratteristiche del fluido scaricato quali ad esempio la composizione, lo stato fisico, la temperatura, etc.;
5. determinare, per ogni possibile ipotesi di intervento, la portata complessiva di fluido inviata alla torcia. È importante precisare che la massima portata da scaricare in torcia individuata non è necessariamente pari alla somma delle singole portate di scarico per cui sono state dimensionate le relative valvole di sicurezza. Con

riferimento alla figura 1, la portata massima per il dimensionamento della torcia sarà data da:

$$Q_{torcia} = MAX \left\{ \sum_{i=1}^n Q_{i1}, \sum_{i=1}^n Q_{i2}, \dots, \sum_{i=1}^n Q_{in}, \dots, \sum_{i=1}^n Q_{im} \right\} \quad (1)$$

6. definire, per ogni circuito esaminato e ogni scenario individuato, la frequenza attesa di intervento, usando ratei di guasto disponibili presso banche dati riconosciute a livello internazionale o ottenute da statistiche o fonti storiche delle società (quando disponibili). Si può così stabilire lo scenario che determina l'impatto maggiore sulla torcia, sia in termini di portata che di frequenza attesa di intervento.

PRINCIPALI CAUSE DI SOVRAPPRESSIONE	ESEMPI
Scambio di calore con l'ambiente esterno	<ul style="list-style-type: none"> • incendio esterno • variazioni della temperatura esterna
Riscaldamento interno o esterno	<ul style="list-style-type: none"> • guasto del circuito o del sistema di raffreddamento; • errore nel dosaggio dei reagenti; • errore nella sequenza di carico; • anomalie nella reazione (eccessiva alimentazione e/o caricamento del catalizzatore, mancato trasferimento di inibitore, etc.) • eccessivo riscaldamento per: <ul style="list-style-type: none"> ○ reazioni incontrollate, ○ reazioni secondarie ignote ○ reazioni primarie esotermiche, ○ reazioni di polimerizzazione, ○ reazioni di decomposizione, ○ reazioni di contaminazione da agenti esterni ○ etc.
Espansione termica	Trasformazioni chimico-fisiche delle miscele
Vaporizzazione rapida	Aggiunta di un fluido volatile
Condizioni esplosive	<ul style="list-style-type: none"> • formazioni di miscele esplosive • esplosioni da fluidi instabili
Mancanza delle utilities	Elettricità, azoto, aria strumenti, vapore, acqua di raffreddamento
Malfunzionamento di macchine o attrezzature utilizzate nel processo	<ul style="list-style-type: none"> • sensori installati in campo • controllori • valvole di carico, scarico, intercettazione • computer di controllo processo • strumenti analitici • agitatori • scambiatori di calore • pompe • compressori
Errori umani	<ul style="list-style-type: none"> • errata chiusura di valvole • errato o mancato intervento operativo • errata esecuzione di procedure di esercizio o di manutenzione • errata esecuzione o scarsa conoscenza delle procedure da attuare in condizioni di emergenza

Tabella 1 – Principali cause di sovrappressione nelle attrezzature a pressione

La metodologia descritta, unitamente ad una analisi delle frequenze di accadimento degli eventi di scarico, consente di definire una **matrice di scarichi in torcia** (definiti per tipologia di evento, portata di picco massimo dello scarico e quantità massima scaricata) che sarà sottoposta all'autorizzazione dell'ente di controllo (autorizzazioni AIA).

Come già espresso in precedenza, è importante ribadire che la massima portata da scaricare in torcia non è sempre pari alla somma delle singole portate di scarico per cui sono state dimensionate le valvole di sicurezza, ma si deve assumere la massima tra le portate di scarico individuate.

In funzione delle condizioni di processo e dei possibili scenari ipotizzati, si valuterà di considerare la somma di tutte le portate massime individuate per ogni singola valvola di sicurezza o di assumere solo una o solo alcune di queste portate massime quali fattori determinati per la progettazione della torcia.

Dispositivo di sicurezza	Causa di sovrappressione						Causa dimensionante
	Causa 1	Causa 2	-----	Causa j	-----	Causa m	
PSV1	Q_{11}	Q_{12}	-----	Q_{1j}	-----	Q_{1m}	MAX (Q_{1j}) con $j=1, \dots, m$
PSV2	Q_{21}	Q_{22}	-----	Q_{2j}	-----	Q_{2m}	MAX (Q_{2j}) con $j=1, \dots, m$
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
PSVi	Q_{i1}	Q_{i2}	-----	Q_{ij}	-----	Q_{im}	MAX (Q_{ij}) con $j=1, \dots, m$
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
PSVn	Q_{n1}	Q_{n2}	-----	Q_{nj}	-----	Q_{nm}	MAX (Q_{nj}) con $j=1, \dots, m$
Portata totale da scaricare in torcia	$\sum_{i=1}^n Q_{i1}$	$\sum_{i=1}^n Q_{i2}$	-----	$\sum_{i=1}^n Q_{ij}$	-----	$\sum_{i=1}^n Q_{im}$	

Figura 1 – Determinazione della portata di scarico di una torcia di sicurezza

2.3 Ottimizzazione della portata di scarico della torcia

Per quanto riguarda la portata da bruciare, abbiamo già analizzato come essa è determinata dallo scenario più gravoso previsto e può o meno dipendere dall' *hold up* dell'impianto. Per diminuire il valore di portata da inviare alla torcia, si può intervenire su alcuni aspetti, quali il corretto dimensionamento del separatore di liquido (quando il processo lo prevede) a corredo del sistema di blow down e dello stesso blow down per consentire un accumulo di gas tale da modulare opportunamente la corrente gassosa inviata in torcia, migliorando anche le prestazioni della stessa. Il suddetto separatore di liquido evita il trascinarsi di fase liquida, con conseguenze gravi anche per la sicurezza e non solo per le prestazioni della torcia.

2.4 Ottimizzazione della frequenza di intervento della torcia

Nell'ottica della compatibilità ambientale, è evidente che non si può prescindere anche dalla stima del tempo e dalla frequenza attesa di intervento delle torce, che se elevati rendono necessaria l'adozione di migliori tecnologie disponibili per la realizzazione di impianti e torce, di opportuni piani di manutenzione e di quant'altro possa assicurare un'alta affidabilità delle macchine e delle installazioni.

Per quanto riguarda la probabilità di intervento occorre inoltre ricordare che il normale esercizio dell'impianto e le situazioni anomale non devono prevedere l'intervento dei dispositivi di sicurezza, la cui azione deve essere determinante e prevista soltanto per condizioni di emergenza. Affinché tali condizioni non si verifichino, occorre considerare l'utilizzo, in fase di progettazione, di tutti i dispositivi di prevenzione e di regolazione che, in maniera automatica o tramite l'intervento dell'operatore, consentono il ripristino delle condizioni normali di esercizio.

Il D.M. 329/04 prevede una classificazione dei dispositivi di protezione che si discosta dalle definizioni classiche che si ritrovano nella letteratura di analisi del rischio, comprendendo anche i dispositivi di prevenzione del rischio e escludendo soltanto i dispositivi di regolazione. In tale logica, una categorizzazione utile si ritrova invece nella norma armonizzata europea UNI EN 764/7 "Sistemi di sicurezza per attrezzature non esposte a fiamma", dove per dispositivi e sistemi di limitazione si intendono:

- sistemi di regolazione, che regolano o controllano un determinato parametro per mantenere il funzionamento entro limiti predeterminati; sono azionati manualmente o automaticamente e sono dispositivi MCR (Measurement, Control and Regulation System), quali controllori di: pressione, temperatura, livello, etc
- sistemi di monitoraggio, che controllano un determinato parametro richiamando l'attenzione su quelli che superano i limiti di esercizio normali pur restando al disotto dei valori limite determinati tramite l'analisi del pericolo. Anche questi sono dispositivi MCR (Measurement, Control and Regulation System), quali controllori indicatori, ed allarmati per: pressione, temperatura, livello, etc . che consentono di attivare manualmente od automaticamente le correzioni e/o gli interventi al fine di mantenere l'attrezzatura entro i limiti ammissibili.
- sistemi di sicurezza: sistemi ed accessori di sicurezza ed altri dispositivi di protezione atti ad evitare che i parametri di processo superino i valori limite ultimi determinati mediante l'analisi del rischio, garantendo l'eliminazione o l'adeguato controllo dei rischi seguenti:
 - lesioni alle persone;
 - danni all'ambiente;
 - danni alle proprietà.

I primi due sistemi si configurano come dispositivi di prevenzione e impediscono il raggiungere di condizioni che possono determinare anomalie del processo sino a provocare un incidente, intervenendo in condizioni di normale esercizio.

I sistemi di sicurezza invece intervengono in condizioni di emergenza e riportano i parametri di processo entro i limiti di progetto dell'impianto, impedendo che si arrivi all'incidente. E' importante che l'intervento di tali dispositivi sia efficace ed affidabile anche nelle condizioni anomale ipotizzate per il loro intervento.

Tra questi sistemi figurano le valvole di sicurezza, i dischi di rottura, i dispositivi SRMCR, che fungono da protezione di base per l'attrezzatura. Tutti i dispositivi di sicurezza devono soddisfare i R.E.S. (requisiti essenziali di sicurezza) relativi al punto 2.11 dell'Allegato 1 della PED (Pressure Equipment Directive).

2.11.1. Gli accessori di sicurezza devono:

- *essere progettati e costruiti in modo da essere affidabili e adatti al loro uso previsto e da tener conto, se del caso, dei requisiti in materia di manutenzione e di prova dei dispositivi stessi*
- *essere indipendenti da altre funzioni, a meno che la loro funzione di sicurezza possa essere intaccata dalle altre funzioni*
- *essere conformi ai principi di progettazione appropriati per ottenere una protezione adeguata ed affidabile. Detti principi comprendono segnatamente un sistema "fail-safe", un sistema a ridondanza, la diversità e un sistema di autocontrollo.*

2.5 I dispositivi SRMCR per la riduzione della frequenza di intervento della torcia

I dispositivi SRMCR (Safety Related Measurement, Control and Regulation System) sono definiti come sistemi che, per mezzo di un'attrezzatura di controllo automatica funzionante indipendentemente da altre funzioni di controllo del processo, evitano che i parametri di esercizio superino i limiti ammissibili dell'attrezzatura a pressione. Tali dispositivi possono essere di natura meccanica, elettrica, elettromeccanica o elettronica e sono normalmente costituiti da un sensore, una logica di controllo e un attuatore finale, inseriti in una catena di sicurezza per svolgere una o più funzioni di sicurezza strumentale (SIF).

È importante rilevare che, se fabbricati come dispositivi di sicurezza ai sensi della Direttiva PED, risultano classificati in IV categoria e definiti sistemi di sicurezza strumentale (SIS).

I dispositivi SRMCR sono fabbricati secondo le norme CEI EN 61508 e CEI EN 61511 e garantiscono un livello di prestazione definito dal SIL (Safety Integrated Level), funzione della corrispondente probabilità media di guasto (PFD).

I sistemi di allarme e blocco, qualora progettati come dispositivi SRMCR e classificati come accessori di sicurezza ai sensi della PED, garantiscono, in virtù di tale classificazione, la protezione delle attrezzature dell'impianto ai sensi delle norme vigenti, non comportando per il loro intervento necessariamente lo scarico del fluido contenuto verso la torcia.

Generalmente, l'intervento dei dispositivi SRMCR consiste nell'isolamento delle attrezzature che proteggono o delle sorgenti di pressione, permettendo le correzioni dei parametri di processo che, deviando dalle normali condizioni di esercizio, determinano situazioni anomale o di emergenza. In una logica generale, essi possono anche determinare lo scarico di fluidi in serbatoi di recupero, per il successivo riutilizzo.

I dispositivi SRMCR devono essere installati dal fabbricante o dall'utilizzatore secondo le indicazioni riportate nei disegni e nelle specifiche di installazione rilasciate dal fabbricante, in modo da garantire il raggiungimento dei requisiti funzionali di progetto tramite una procedura di validazione del SIS che prende il nome di procedure SAT (Site Acceptance Test); deve inoltre essere possibile comprovare le condizioni di funzionamento, tramite verifica funzionale da effettuare secondo le periodicità indicate dal fabbricante.

Da quanto sopra illustrato, appare evidente come la probabilità di attivazione di una torcia venga ridotta in una prima fase dall'intervento dei sistemi di controllo e regolazione, sia automatici che manuali, ed in una seconda fase, determinante ai fini della gestione dell'emergenza, dall'intervento dei SRMCR.

È tuttavia evidente come i dispositivi di limitazione diretta della pressione, sia pure con gli accorgimenti previsti per ridurre la probabilità di intervento, siano comunque considerati determinanti e indispensabili, pur se con un livello SIL di prestazione minore dei SRMCR, nella gestione dell'impianto in condizioni di emergenza.

Resta comunque necessario prevedere sempre una torcia quale ultima sistema di sicurezza.

3. Requisiti essenziali delle torce

Un sistema di blow down con convogliamento a torcia è in genere costituito dai seguenti elementi:

- collettore di convogliamento degli scarichi;
- serbatoio di separazione gas-liquido eventualmente equipaggiato con pompa di estrazione del liquido e/o compressore per il recupero del gas;
- guardia idraulica;
- camino, provvisto di bruciatori e bruciatori pilota con relativo sistema di accensione;
- impianto di alimentazione combustibile per i bruciatori pilota e alimentazione vapore.

Descriviamo i singoli elementi indicati evidenziandone caratteristiche e peculiarità.

3.1 Collettore di convogliamento degli scarichi

Il collettore di convogliamento degli scarichi verso la torcia deve essere realizzato in maniera da non presentare tratti in contropendenza, per evitare sacche di liquido, e deve essere in diretto collegamento con gli scarichi delle valvole di sicurezza. Qualora presenti, eventuali intercetti a monte di valvole di sicurezza, devono essere normalmente aperti e piombati in sede di verifica di messa in servizio; ciò allo scopo di evitare la possibilità di eventuali sovrappressioni.

Quando possibile, tutti gli scarichi devono essere convogliati separatamente ad un unico collettore principale collegato al sistema torcia.

Sia i collettori all'interno degli impianti produttivi, che quello principale di adduzione alla torcia devono essere costantemente mantenuti in lieve sovrappressione al fine di evitare la possibilità di ingresso di aria che potrebbe portare alla formazione di miscele infiammabili. Tale sovrappressione può essere ottenuta con gli stessi gas di processo o mediante azoto. Se necessario si può prevedere l'installazione di un dispositivo per la misurazione in continuo dell'ossigeno.

3.2 Serbatoio di separazione gas-liquido con pompa di estrazione e/o compressore

Il separatore gas-liquido serve per raccogliere il liquido che accompagna il gas evitandone il trascinarsi in torcia. Tale serbatoio prende anche il nome di knock-out drum.

Lo scarico da valvole di sicurezza di fluidi che si trovano allo stato vapore, può portare, all'interno del collettore di torcia, ad una condensazione di parte del fluido. Tale liquido, raccolto sul fondo del separatore, deve essere allontanato, a mezzo di una pompa di estrazione (o altro sistema equivalente), garantendo un costante controllo del livello. Un livello troppo alto potrebbe causare il trascinarsi di liquido in torcia con spegnimento dei piloti, perdite delle prestazioni, ricaduta di gas incombusti al suolo ed in casi estremi danneggiamento della torcia stessa.

Quando è possibile, il gas presente nella parte alta del separatore può essere recuperato da un compressore e, previo trattamento e stoccaggio, utilizzato come gas combustibile per lo stabilimento o per gli stessi piloti. Tale soluzione è certamente possibile per gli stabilimenti in cui sono installati gasometri.

3.3 Guardia idraulica

La guardia idraulica è una barriera fisica tra il gas contenuto nel collettore di torcia ed il camino. Ottenuta per mezzo di un liquido (quasi sempre acqua), evita che depressioni nel collettore possano portare ad un flusso inverso di aria, che entrando nel collettore di torcia potrebbe portare alla formazione di miscele esplosive.

Una corretta progettazione della guardia idraulica permette anche di ottenere un livello più basso del rumore prodotto dalla combustione in quanto consente di meglio modulare la portata variabile che si scarica in torcia. Alla guardia idraulica deve essere garantito un costante e corretto livello di liquido per evitarne il suo svuotamento che potrebbe avvenire per effetto sifone o anche per trascinarsi da parte della corrente gassosa. È necessario un controllo di livello di tipo automatico.

3.4 Camino, bruciatori, bruciatori pilota e vapore.

Si tratta di elementi che variano a seconda della tipologia di torce: torce elevate (stack flare) o torce a terra (ground flare).

Il camino della fiaccola è un elemento fondamentale nel caso delle torce elevate. È costituito da un tratto di tubazione verticale, la cui altezza è funzione sia della massima velocità del gas da scaricare che dell'irraggiamento al suolo.

L'installazione di una torcia elevata vincola il lay-out dell'impianto e obbliga a mantenere un'area di rispetto, per tener conto dell'irraggiamento della fiamma verso il suolo, legato alla geometria del camino ed agli agenti atmosferici quali irraggiamento solare e venti dominanti. Ciò vale non solo per strutture ed impianti, ma soprattutto per i lavoratori.

Secondo le norme API 521 il massimo valore di irraggiamento per aree nelle quali sono previste operazioni di emergenza da parte di operatori dotati di idonei DPI è pari a $6,31 \text{ kW/m}^2$ ma per un tempo di soli 8-10 secondi.

Allo scopo di prevenire situazioni di pericolo, le torce elevate sono costruite considerando all'intorno un'area di rispetto determinata in modo da assicurare al suo interno un valore di irraggiamento massimo di $1,58 \text{ kW/m}^2$ che rappresenta un valore di radiazione termica a cui una persona, equipaggiata con opportuni DPI, può essere continuamente esposta. La restrizione all'ingresso delle aree soggette a possibile irraggiamento è utile anche per la determinazione delle vie di fuga in caso di emergenza. In tal caso si può considerare la soglia di $1,4 \text{ kW/m}^2$ come limite entro il quale una persona anche non protetta non subisce danni.

I camini non richiedono la presenza di bruciatori per il gas essendo lo stesso terminale di torcia (TIP) il bruciatore. Sono, invece, equipaggiati, nella parte terminale, con bruciatori pilota (in numero variabile), che sono costantemente alimentati con gas combustibile per assicurare la presenza continua di fiamma quale fonte di innesco per il gas che deve essere bruciato. L'alimentazione di combustibile ai piloti, può essere ridondata per garantire tale continuità.

Inoltre è fondamentale avere un sistema automatico di rilevazione della presenza di fiamma ai piloti (effettuato mediante misure di temperatura) che sia anche in grado di riaccendere automaticamente il pilota stesso in caso di spegnimento. Tali sistemi (in genere accenditori elettronici ad alta energia) possono essere corredati di un sistema di accensione manuale di scorta detto **palla di fuoco**.

Le torce elevate prevedono anche un sistema di adduzione vapore che, fornendo una spinta addizionale al gas, migliora la turbolenza dello stesso e consente una migliore miscelazione con l'aria ed una migliore l'efficienza della combustione, che avverrà in assenza di fumo (smokeless). Questa alimentazione di vapore viene effettuata nella parte terminale della torcia (TIP) ed è molto importante quando si devono bruciare idrocarburi più pesanti del metano.

Il rapporto tra vapore alimentato e gas da bruciare varia con il tipo di TIP installato ed è un dato che viene definito dal costruttore della torcia. In alcune torce questa miscelazione viene ottenuta insufflando aria nella parte terminale del TIP.

A differenza delle torce elevate, quelle a terra (ground flare) non hanno un camino, ma una serie di bruciatori che, opportunamente distribuiti, ricevono il gas da bruciare attraverso ugelli che generano una turbolenza naturale, favorendo la miscelazione aria/combustibile e la combustione in assenza di fumo (smokeless).

Anche per queste torce è fondamentale la presenza di bruciatori piloti (in genere in numero maggiore rispetto alle torce elevate) alimentati con gas combustibile per assicurare la continua presenza di fiamma. Anche in questo caso l'alimentazione di combustibile ai piloti può essere ridondata.

Tutti i sistemi di controllo e monitoraggio delle torce, devono essere sempre visibili ed allarmati nelle sale di controllo degli impianti.

4. Confronto tra le torce

Nel seguito si illustrano le peculiarità dei due tipi di torcia: quella elevata (stack flare) e quella a terra (ground flare).

4.1 Torcia elevata

È il tipo di torcia più conosciuto. Opportunamente progettata, consente la combustione di grandi quantitativi di gas, sia a portata fissa che a portata variabile. Presenta lo svantaggio di produrre rumore. Dal punto di vista ambientale può produrre nerofumo quando, per anomalia sulla portata del vapore o per le condizioni meteorologiche, la miscelazione aria/gas non è ottimale in caso di portate molto elevate. La torcia elevata presenta un alto impatto visivo sul territorio.

4.2 Torcia a terra

Rappresenta ad oggi una delle BAT (Best Available Technique) per quanto attiene le torce. Opportunamente progettata, consente la combustione di grandi quantitativi di gas sia a portata fissa che a portata variabile. In quanto provvista di apposite schermature, ma anche per la vicinanza al suolo dei bruciatori, non è influenzata dalle condizioni atmosferiche e quindi, da un punto di vista ambientale, consente di poter realizzare sempre una ottimale miscelazione aria/gas che la rende smokeless con una elevata efficienza. Rispetto alla torcia elevata ha un minore impatto acustico, riduce l'irraggiamento nell'area circostante e presenta ovviamente un basso impatto visivo sul territorio.

È chiaro che la gestione di tale tipo di torcia deve essere tale da garantire sempre la corretta combustione dei gas, perché in caso contrario questi potrebbero accumularsi al suolo (idrocarburi più pesanti dell'aria) con ovvi rischi.

Si ritiene utile menzionare in questa sede, in merito alle BAT riguardanti gli aspetti ambientali, una tipologia delle torce a terra, denominata termossidatore, caratterizzata da ridotta portata di gas da trattare, che, pur non potendo gestire situazioni di emergenza e sicurezza, è ottimale per processi produttivi che prevedono uno scarico continuo nelle normali condizioni operative. L'installazione dei termossidatori segue un iter autorizzativo diverso rispetto alle torce, trattandosi di emissioni continue, per le quali devono essere previsti sistemi di controllo più sofisticati (SME). In genere di dimensioni ridotte e costruite con schermature realizzate con materiale refrattario, possono raggiungere temperature interne alla camera di combustione molto elevate ottenendo una combustione completa, una bassa produzione di NO_x ed un basso livello di irraggiamento. La loro peculiarità è quella di non poter gestire situazioni di emergenza e sicurezza (portate elevate).

5. Conclusioni

La torcia costituisce un efficace e tipico sistema di abbattimento di gas non recuperabili o di gas rilasciati dall'impianto in quantità notevole per improvvise situazioni di emergenza e/o di sicurezza. Il suo intervento provoca emissioni di prodotti di combustione e con eventuale presenza di fumo.

Per una gestione ottimale delle torce è necessario operare nel rispetto delle seguenti condizioni:

- utilizzo solo in caso di situazioni di emergenza, di sicurezza in fase di avviamento e fermata degli impianti e per tutti gli altri casi previsti ed autorizzabili dagli enti di controllo. In alcuni casi si è osservato che rivalutando gli assetti operativi e/o impiantistici si è potuto ridurre o anche evitare l'intervento delle torce;

- controllo della combustione mediante l'utilizzo di fluido ausiliario (vapore o aria) per ottimizzare la miscelazione aria/gas ed ottenere una combustione smokeless;
- riduzione della quantità di gas da bruciare attraverso un sistema di recupero del gas, quando possibile;
- riduzione della probabilità di intervento della torcia, mediante l'applicazione di procedure, alto livello di professionalità degli operatori, miglioramento continuo dell'affidabilità degli impianti e/o l'installazione di dispositivi di protezione (sia di controllo che di sicurezza) che evitino l'invio di gas alla torcia.

Al fine di dimostrare la corretta funzionalità delle torce e per la verifica del rispetto della sicurezza, della salute dei lavoratori, della popolazione e della tutela ambientale, sarà prevista inoltre l'installazione di un sistema di misurazione della portata, della composizione del gas inviato in torcia e di videoregistrazione.

5. Bibliografia

- [1] D.Lgs. Governo n° 93 del 25/02/2000 "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione"
- [2] Decreto Ministeriale n° 329 del 01/12/2004 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93"
- [3] Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale"
- [4] Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128 "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69"
- [5] Decreto Legislativo 4 marzo 2014, n. 46 "Attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)"
- [6] UNI/TS 11325-6 "Messa in servizio e utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione – Messa in servizio delle attrezzature e degli insiemi a pressione"
- [7] UNI EN 764-7 "Attrezzature a pressione – Sistemi di sicurezza per attrezzature a pressione non esposte a fiamma"
- [8] CEI EN 61508 "Sicurezza funzionale dei sistemi elettrici, elettronici ed elettrotecnici programmabili per applicazioni di sicurezza"
- [9] CEI EN 61511 "Sicurezza funzionale – Sistemi strumentali di sicurezza per il settore dell'industria di processo"
- [10] API STANDARD 521: "Pressure relieving and depressuring Systems"
- [11] Circolare ANCC n. 13/79 "Modalità e limiti di intervento dell'ANCC nel caso di interazione con l'ambiente di fluidi pericolosi provenienti dagli scarichi dei dispositivi di sicurezza degli apparecchi a pressione"
- [12] R. F. Stapelberg: Handbook of Reliability, Availability, Maintainability and safety in Engineering Design, 2009, Springer, Cap. 5

Utilizzo di norme nazionali in ambito PED

V. Annoscia*, A. Altieri**, N. Pecere***

*ICE S.p.A.

**Arpa Puglia

***2S.I. Software e Servizi per l'Ingegneria S.r.l.

1. Introduzione

È a tutti ben noto che la direttiva europea 97/23/CE, PED (Pressure Equipment Directive), non impone l'utilizzo di norme tecniche per la progettazione e la costruzione di attrezzature a pressione; è invece obbligatorio il rispetto dei Requisiti Essenziali di Sicurezza (R.E.S.) previsti dall'allegato I della predetta direttiva.

L'utilizzo dei R.E.S. impone ai fabbricanti di effettuare un'analisi e una valutazione dei rischi connessi all'utilizzo delle attrezzature, in tutte le fasi della loro vita, cosa non prevista dal codice ASME, Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), che impone invece l'utilizzo di ben determinati codici, in relazione alla tipologia delle attrezzature (sulla stessa linea sono impostati i codici nazionali, tra i quali quelli ISPEL).

Le norme tecniche connesse alla PED, le Norme Armonizzate (N.A.), non sono obbligatorie, ma danno diritto alla presunzione di conformità.

Questa impostazione, per così dire generica, è stata giustificata dalla considerazione che l'adeguamento normativo, dato il carattere plurinazionale dei comitati tecnici (gruppi di lavoro), sia prevedibilmente lungo, in base alla esperienza delle direttive precedenti il Nuovo Approccio e quindi per eliminare il rischio di avere norme non al passo con l'evoluzione tecnologica.

Il Nuovo Approccio è nato per ovviare ai problemi riscontrati con le direttive precedenti, tuttavia non si vedono contraddizioni nel mantenere l'impostazione del Nuovo Approccio con l'obbligatorietà delle N.A., che seguono un loro percorso di aderenza alle variazioni tecnologiche.

Le Norme Armonizzate tutto sommato sembrano abbastanza adeguate, anche se non seguono la velocità di adeguamento ad esempio di ASME (le cui revisioni annuali, spesso, hanno un carattere più formale che sostanziale); ma se le N. A. non sono abbastanza veloci nel loro processo di revisione, qual è l'alternativa? L' utilizzo di ASME? Allora ASME diventa il codice tecnico PED.

Se i processi di revisione sono lenti, la soluzione è rivedere tali processi e rendere obbligatorie le N. A.

L'utilizzo di una norma non armonizzata impone la valutazione della conformità ai R.E.S., quindi di valutare eventuali adeguamenti necessari.

Gli adeguamenti sono quelli necessari per rispondere ai R.E.S., cioè essenzialmente di carattere procedurale, salvo alcune indicazioni di carattere numerico, che, sostanzialmente, non modificano le impostazioni progettuali.

Le Norme Armonizzate vanno però oltre il semplice rispetto dei R.E.S., entrando in maniera puntuale su tutti gli aspetti concernenti la progettazione, la fabbricazione e la protezione delle attrezzature a pressione e gli insiemi.

L'aspetto del calcolo non è, comunque, il più critico per quello che concerne l'uso dell'una o dell'altra norma, in quanto le formule di calcolo derivano tutte da analoghe fonti tecnico-scientifiche di analisi delle sollecitazioni indotte dalla pressione e/o da altre azioni esterne (temperatura, carichi indotti da tubazioni, fatica, ecc.); possono cambiare i coefficienti di sicurezza, le modalità di calcolo delle tensioni massime ammissibili, ecc., ma senza inficiare in maniera clamorosa la resistenza delle membrature, perlomeno se facciamo riferimento a Paesi con consolidata cultura industriale.

Dal presente lavoro si vuole sottolineare che possono esserci, invece, delle notevoli differenze nel corpus normativo che garantiscono la “qualità” della costruzione, cioè, ad esempio, le modalità di valutazione dei materiali, la garanzia delle caratteristiche degli stessi, le modalità di certificazione, di classificazione; differenze di certificazione dei giunti saldati, di qualifica degli stessi e dei saldatori (anche se per questi ultimi aspetti, caso unico che rinforza la nostra opinione, le N.A. sono sostanzialmente obbligatorie, vedasi il punto 3.1.2. dell'allegato I), nell'approccio alla verifica per fatica, scorrimento viscoso, la protezione delle attrezzature, gli insiemi, ecc.

Non si può a priori dire se una norma sia più economica dell'altra, perché oltre i costi di materiale dipendenti, a parità di tutto, dallo spessore (che spesso è meno restrittivo per EN 13445 rispetto ad ASME VIII Div. 1), occorre mettere in conto i costi dovuti ad altri aspetti normativi, ad esempio i trattamenti termici, i talloni di saldatura, i controlli supplementari sulla fornitura di materiali, ecc.

C'è da dire che ASME, normalmente, è più conservativa perché impone un valore della tensione massima ammissibile più basso rispetto a quello utilizzato dal codice europeo EN 13445, almeno finché l'effetto della temperatura non diviene sensibile sulla riduzione del valore a caldo dello snervamento.

2. Confronto fra i vari codici per il calcolo delle sollecitazioni massime ammissibili per attrezzature a pressione

In questo paragrafo si procede ad un confronto tra i vari codici per il calcolo delle sollecitazioni massime ammissibili attraverso un esempio applicativo.

Consideriamo un acciaio, con i seguenti requisiti: UTS = 70 000 psi (482 MPa) Yield 38000 psi (262 MPa). Si sono valutate tre importanti caratteristiche:

1. limite di proporzionalità Yield Point 0.2% allungamento;
2. limite di rottura (UTS);
3. duttilità = Yield / UTS, deve essere almeno 1.0.

Un'altra caratteristica su cui focalizzare l'attenzione è la seguente: “Creep” per le alte temperature sulla base delle caratteristiche del materiale indicate sopra.

Per ASME Section VIII Division 1

$S = \text{più piccolo fra: } UTS / 3.5 \text{ or Yield} / 1.5 = 20\,000 \text{ psi (138 MPa)}$

Per ASME VIII Div. 2

$S_m = \text{più piccolo di: } UTS / 2.4 \text{ or Yield} / 1.5 = 25\,300 \text{ psi (174 MPa)}$

Per EN 13445

$f = \text{più piccolo di: } UTS / 2.4 \text{ or Yield} / 1.5 = 25\,300 \text{ psi (174 MPa)}$

Con le caratteristiche di materiale indicate, ASME VIII Div. 1 è il codice con più alto margine di sicurezza.

Un'altra differenza importante fra ASME VIII Div. 1 ed EN 13445 è quella relativa al valore di prova idraulica, che in PED è pari a 1,43 Ps o 1,25 PS f_0/f_t (il più alto), mentre in ASME VIII Div. 1 è 1,3 PS f_0/f_t .

Il valore della pressione di prova idraulica in PED è un R.E.S. e va quindi applicato anche con utilizzo di ASME, con tutto quello che comporta in termini di pressione di progetto.

Una categoria particolare è quella relativa ai giunti saldati non sottoposti a controlli non distruttivi, aventi un modulo di efficienza pari a 0,7 (Testing Group 4 in EN 13445).

Il valore $z = 0,7$ per il modulo di efficienza delle saldature è un R.E.S., deve cioè essere rispettato anche utilizzando codici diversi dalla N. A.

Anche ASME VIII Div. 1, omologa della EN 13445 per quanto riguarda le attrezzature a pressione non esposte alla fiamma, prevede la possibilità di fabbricare con assenza di controlli non distruttivi, con modulo di efficienza 0,7.

Per questa tipologia di attrezzatura, la EN 13445 (come del resto la VSR) impone tuttavia requisiti aggiuntivi e ristretti limiti di condizioni progettuali, che ritroviamo sia nella parte 3 che nella parte 5, come stabilito dalla norma stessa.

EN 13445-3:2009 (E) Issue 2 (2010-07)
5.4.3 Vessels of testing group 4
Pressure vessels to testing group 4, as defined in EN 13445-5:2009, are intended for predominantly non-cyclic operation and <i>calculation temperatures below the creep range</i> . They are limited for operation up to 500 full pressure cycles or equivalent full pressure cycles.

Fig. 1 - EN 13445/3: limiti per il Testing Group 4

z	1	0,85	0,7
Testing Group	1, 2	3	4

Fig. 2 - EN 13445/3: valori di z nei vari Testing Groups

Steel designation	Normal operating load cases ^{a b}	Testing and exceptional load cases ^{b c}
Steels other than austenitic, as per 6.2 $A < 30\%$ ^d	$f_d = \min\left(\frac{R_{p0,2/T}}{1,5}; \frac{R_{m/20}}{2,4}\right)$	$f_{test} = \left(\frac{R_{p0,2/T_{test}}}{1,05}\right)$
Steels other than austenitic, as per 6.3: Alternative route $A < 30\%$ ^d	$f_d = \min\left(\frac{R_{p0,2/T}}{1,5}; \frac{R_{m/20}}{1,875}\right)$	$f_{test} = \left(\frac{R_{p0,2/T_{test}}}{1,05}\right)$
Austenitic steels as per 6.4 $30\% \leq A < 35\%$ ^d	$f_d = \left(\frac{R_{p1,0/T}}{1,5}\right)$	$f_{test} = \left(\frac{R_{p1,0/T_{test}}}{1,05}\right)$
Austenitic steels as per 6.5 $A \geq 35\%$ ^d	$f_d = \max\left[\left(\frac{R_{p1,0/T}}{1,5}\right); \min\left(\frac{R_{p1,0/T}}{1,2}; \frac{R_{m/T}}{3}\right)\right]$	$f_{test} = \max\left[\left(\frac{R_{p1,0/T_{test}}}{1,05}\right); \left(\frac{R_{m/T_{test}}}{2}\right)\right]$
Cast steels as per 6.6	$f_d = \min\left(\frac{R_{p0,2/T}}{1,9}; \frac{R_{m/20}}{3}\right)$	$f_{test} = \left(\frac{R_{p0,2/T_{test}}}{1,33}\right)$

^a For testing group 4 the nominal design stress shall be multiplied by 0,9.
^b Yield strength R_{eH} may be used in lieu of $R_{p0,2}$ if the latter is not available from the material standard.
^c See 5.3.2 and 6.1.2
^d For definition of rupture elongation, see EN 13445-2:2009, Clause 4.

Fig. 3 - EN 13445/3: Sollecitazioni massime ammissibili

6.1.3 The maximum values of the nominal design stress for normal operating and testing load cases shall be determined from the material properties as specified in 6.1.5 and the safety factors given in 6.2 to 6.5. The formulae for deriving the maximum values of nominal design stresses are given in Table 6-1.

For testing group 4 vessels, the maximum value of the nominal design stress for the normal operating load cases shall be multiplied by 0,9.

Fig. 4 - EN 13445/3: riduzione della sollecitazione per il Testing Group 4

Dalle norme citate è importante notare che per il Testing Group 4 f_d deve essere moltiplicato per 0,9.

Per quanto riguarda la parte 5 della EN 13445, si fa riferimento ai limiti di condizioni di seguito riportati.

EN 13445-5:2002 (E) Issue 1 (2002-05)							
Table 6.6.1-1 — Testing groups for steel pressure vessels							
Requirements	Testing group ^a						
	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4 ^{b,j}
Permitted materials ^g	1 to 10	1.1, 1.2, 8.1	8.2, 9.1, 9.2, 9.3, 10	1.1, 1.2, 8.1	8.2, 9.1, 9.2, 10	1.1, 1.2, 8.1	1.1, 8.1
Extent of NDT for governing welded joints ^{e,n}	100 %	100 %	100 % - 10% ^d	100 % - 10% ^d	25 %	10 %	0 %
NDT of other welds	Defined for each type of weld in Table 6.6.2-1						
Joint coefficient	1	1	1	1	0,85	0,85	0,7
Maximum thickness for which specific materials are permitted	Unlimited ^f	Unlimited ^f	30 mm for groups 9.1, 9.2 16 mm for groups 9.3, 8.2 ^l , 10	50 mm for groups 1.1, 8.1 30 mm for group 1.2	30 mm for groups 9.2, 9.1 16 mm for groups 8.2, 10	50 mm for groups 1.1, 8.1 30 mm for group 1.2	12 mm for groups 1.1, 8.1
Welding process	Unlimited ^f	Unlimited ^f	Fully mechanical welding only ^c		Unlimited ^f	Unlimited ^f	Unlimited ^f
Service temperature range	Unlimited ^f	Unlimited ^f	Unlimited ^f	Unlimited ^f	Unlimited ^f		Limited to (-10 to +200) °C for group 1.1 (-50 to +300) °C for group 8.1

^a All testing groups shall require 100 % visual inspection to the maximum extent possible
^b Testing group 4 shall be applicable only for:
- Group 2 fluids; and
- $P_S \leq 20$ bar; and
- $P_S V \leq 20\,000$ bar-L above 100 °C; or
- $P_S V \leq 50\,000$ bar-L if temperature is equal or less than 100 °C;
- higher pressure test (See clause 10);
- maximum number of full pressure cycle less than 500;
- lower level of nominal design stress (See EN 13445-3).
^c Fully mechanised and/or automatic welding process (See EN 1418:1997).
^d First figure: initially, second figure: after satisfactory experience. For definition of "satisfactory experience", see 6.6.1.1.4
^e Testing details are given in Table 6.6.2-1
^f Unlimited means no additional restriction due to testing. The limitations mentioned in the table are limitations imposed by testing. Other limitations given in the various clauses of the standard (such as design, or material limitations, etc.) shall also be taken into account.
^g See EN 13445-2 for permitted materials.
^h The percentage relates to the percentage of welds of each individual vessel
^l 30 mm for group 8.2 material is allowed if delta ferrite containing welding consumables are used for depositing filling passes up to but not including the capping run.
^j Limited to single compartment vessels and single material group.

Fig. 5 - EN 13445/5: limiti di applicabilità per il Testing Group 4

EN 13445-5:2002 (E)
Issue 1 (2002-05)

10.2.3.3 Standard hydrostatic test

10.2.3.3.1 For a vessel according to testing group 1, 2 and 3 the test pressure shall be not less than that determined by the following:

$$P_t = 1,25 \cdot P_s \cdot \frac{f_a}{f_t} \quad (10.2.3.3.1-1)$$

or

$$P_t = 1,43 \cdot P_s \quad (10.2.3.3.1-2)$$

whichever is the greater, provided that for each component of the pressure vessel the test pressure shall be limited to such a level that it does not generate a design stress greater than that given in EN 13445-3 for testing conditions,

where

P_t is the test pressure;

P_s is the maximum allowable pressure of the vessel;

f_a is the nominal design stress for design conditions at test temperature;

f_t is the nominal design stress for design conditions at the maximum allowable temperature;

P_t and P_s , f_a and f_t shall have consistent units.

The ratio $\frac{f_a}{f_t}$ to be used shall be the greatest ratio of those permitted based on the material for the main pressure envelope elements.

The applied test pressure shall include the amount of any static head acting in service and in testing at the point under consideration (see Annex F). However, the static pressure caused by the content of the vessel during service and/or testing does not need to be taken into account if it does not increase the stress in the wall by more than 5 %.

10.2.3.3.2 For testing group 4 vessels the test pressure shall not be less than that determined by the following equations :

For materials of the Group 1.1:

if $c < 1$ mm

and (measured peaking + 0,5 · excess weld) $\leq 0,5 \cdot e_{\min}$

$$P_t = 2,2 \cdot P_s \cdot \frac{f_a}{f_t} \cdot \frac{e_{\min}}{e_{\min} - c} \quad (10.2.3.3.2-1)$$

EN 13445-5:2002 (E)
Issue 1 (2002-05)

or

if $c \geq 1 \text{ mm}$
and (measured peaking + 0,5 excess weld) $\leq 0,75 \cdot e_{\min}$
and measured peaking $\leq 0,5 \cdot e_{\min}$
and measured excess weld $\leq 0,75 \cdot e_{\min}$

$$P_t = 2,0 \cdot P_s \cdot \frac{f_a}{f_t} \cdot \frac{e_{\min}}{e_{\min} - c} \quad (10.2.3.3.2-2)$$

where

e_{\min} is the minimum possible fabrication thickness of the section under consideration, as indicated on the drawings, see 5.2.3 of EN 13445-3:2002.

c is the corrosion allowance, as indicated on the drawings

For other symbols see 10.2.3.3.1.

The peaking may be measured after the hydrostatic test and the excessive weld may be measured after grinding if applied before the hydrostatic test.

For materials of the Group 8.1:

$$P_t = 1,85 \cdot P_s \cdot \frac{f_a}{f_t} \quad (10.2.3.3.2-9)$$

if (measured peaking + 0,5 excess weld) $\leq 0,5 \cdot e_{\min}$ (10.2.3.3.2-10)

The applied test pressure shall include the amount of any static head acting in service and in testing at the point under consideration (see Annex F). However, the static pressure caused by the content of the vessel during service and/or testing does not need to be taken into account if it does not increase the stress in the wall by more than 5 %.

For vessels constructed using testing group 4, the maximum allowable stress in the test conditions (see EN 13445-3:2002, clause 6) shall not be exceeded. This may require an increase in the relevant thicknesses or dimensions (e.g. vessel wall thickness, flange, bolt diameter, etc.). In no circumstances, shall the hydrostatic test pressure be reduced from that specified above.

10.2.3.3.3 In the case of multi-compartment vessels each chamber, when designed as separate vessels, shall be tested independently with the appropriate standard test pressure without support from pressure in any adjoining chamber.

If the common elements are designed for a larger differential pressure than the design pressure of the adjacent chambers, the test pressure shall subject the common elements to at least their design differential pressure as well as meeting the requirements for each independent chamber.

For vessels with common dividing walls designed for the maximum differential pressure that can possibly occur during start up, operation and shutdown, and where the differential pressure is less than the higher pressure in the adjacent chambers, then the common elements shall be subjected to a test pressure calculated in accordance with 10.2.3.3.1 with P_s replaced by the differential pressure. The test pressure of pressure equipment made of several communicating compartments shall be the lower bound of the test pressures of the various compartments.

39

Fig. 6 - EN 13445/5 pressione di prova idraulica

Come si evince dalle norme a cui si è fatto riferimento nelle precedenti figure, ovvero dalle EN 13445-3 e EN 13445-5, l'utilizzo del Testing Group 4, con modulo di efficienza 0,7 (assenza di controlli non distruttivi) è fortemente scoraggiato dalla stessa EN 13445, sia perché è riservato ad attrezzature con severi limiti progettuali (cioè di bassa pericolosità), sia perché fortemente penalizzato nella valutazione dello spessore minimo necessario, tramite la riduzione al 90% della f_d e l'imposizione di più severe condizioni di prova; questo comporta un notevole aumento dello spessore, che, normalmente, non è compensato dal risparmio ottenuto con l'assenza di NDT.

In ASME non risulta che ci siano misure altrettanto severe (a parte il coefficiente $z = 0,7$), né limiti per l'utilizzo di tale tipologia di attrezzature.

Altre notevoli differenze esistono nell'utilizzo del codice ASME, ma le stesse possono essere superate applicando i R.E.S. e imponendo ad esempio delle precise richieste nell'effettuare gli ordini di acquisto dei materiali (esempio la garanzia delle caratteristiche a caldo dei materiali, la resilienza, ecc.).

3. Esempi di calcolo

In questo paragrafo si prende in considerazione una verifica di una virola sottoposta a pressione interna in accordo con EN 13445-3 2009 par. 7, confrontandola con una verifica della stessa in condizioni di prova idraulica.

Si riporta un esempio di calcolo di una virola cilindrica con modulo di efficienza di giunzione $z = 0,7$ senza utilizzo della clausola sulla prova idraulica e con utilizzo della stessa.

Verifica di una virola sottoposta a pressione interna (*Thickness of shell under internal Pressure*). I dati di progetto sono di seguito riportati:

D_i = Diametro interno apparecchio (Internal diameter) = mm 1414

e_n = Spessore apparecchio (Nominal thickness) = mm 8

P_d = Pressione di progetto (Design pressure) = MPa 0,8

T_d = Temperatura di progetto (Design Temperature) = °C 200

Mat. = Materiale della virola (shell material) = A516gr70

P_d = Battente dell'apparecchio (Liquid head) = Mpa 0

c = Sovrasspessore di corrosione (corrosion allowance) = mm 0,00

Z = Efficienza delle saldature (weld joint coefficient) = 0,7

δe = Tolleranza sul fasciame (possible negative tollerance) = mm 0,4

$$e = \frac{P \times [D_i + (2xc)]}{2 \times f \times z - P} + c + \delta e \quad (1)$$

Dalla formula (1) si procede al calcolo dello spessore, valutando i dati di seguito riportati.

Materiale delle virole (ASTM A 516 gr 70)

$R_{p\ 0,2/t}$ = 225,51MPa min. valore di tensione allo 0,2% e temp. progetto (min. 0,2% proof strenght at design temp.)

R_m = 485,00MPa minimo valore di rottura (minimun tensile strenght)

$R_{p\ 0,2/20}$ = 260,00MPa min. valore di tensione allo 0,2% e temp. ambiente (min. 0,2% proof strenght at Ambient temp.).

f = $\min ([R_{p0,2/t} / 1.5] ; [R_m/2.4]) = 150,34$ MPa

f_i = $[R_{p0,2/20} / 1.05] = 247,62$ MPa

P_d = Pressione di progetto (Design pressure) = 0,80 MPa

Pb= Battente dell'apparecchio (Liquid head) = 0 MPa

P= Pressione di calcolo (Total design Pressure) = 0,80 MPa

Quindi, applicando la formula (1), si calcola lo spessore che risulta il seguente:

e = Spessore calcolato (required thickness) = **5,82 mm** (con $t' > t$; $e_n > e$)

Verifica di una viola in condizioni di prova idraulica (*Test condition verification - Hydrostatic test*). Si procede al calcolo con i seguenti valori:

Pi = Pressione di prova idraulica (*Hydrostatic test pressure*) = 1,15 MPa

Facendo riferimento alle EN 13445-5 par. 10.2.3.3.2 - For Testing Group 4 e calcolando Pi, risulta:

Pi = $2,2 \cdot PS \cdot fa / ft \cdot e_{min} / (e_{min} - c) = 2,029186$ bar (considerando $e_i = 8,725472$ mm, se $c < 1$ mm).

$$e = \frac{P \times D_i}{2 \times f_i \times z - P_i} + \delta e \quad (2)$$

Quindi, applicando la formula (2), si calcola lo spessore che risulta il seguente:

e_i = Spessore di calcolo (*required thickness*) = **5,13 mm** (con $t' > t$; $e_n > e$)

Dall'esempio su riportato si vede che l'imposizione sulla prova idraulica comporta la necessità di uno spessore maggiore di $8,73/5,13 = 1,70$ cioè del 70% in più rispetto a quello previsto in prova idraulica senza tale condizione e maggiore di $8,73/5,82 = 1,5$ cioè del 50% rispetto a quello di calcolo in condizioni di esercizio, richiedendo quindi l'utilizzo di una lamiera di spessore maggiore rispetto a quella prevista di 8 mm.

Ripetendo la verifica con $z = 0,85$ (controlli non distruttivi a spot), avremmo uno spessore minimo necessario di 4,86 mm in condizioni di esercizio e di 4,30 mm in prova idraulica; l'aumento di spessore sarebbe quindi: $8,73/4,86 = 1,80 = 80\%$ con un grande aggravio di costi per il materiale, senz'altro non conveniente.

Questo requisito di prova idraulica non è un R.E.S., quindi non deve essere rispettato da un fabbricante che scelga di utilizzare ASME. Al contrario del valore standard di prova idraulica, che è un R.E.S., pertanto, deve essere rispettato.

L'utilizzo del Testing Group 4 è uno dei punti di maggiore attrito fra EN 13445 ed ASME VIII Div. 1.

4. Conclusioni

Dall'esempio applicativo e dai calcoli eseguiti, quello che si vuole evidenziare è che la differenza abissale nell'utilizzo del Testing Group 4 non va contro i R.E.S.

Di conseguenza tutti i problemi che sorgono nella valutazione secondo la direttiva PED di attrezzature a pressione sarebbero superati se, al pari del codice ASME, anche la direttiva PED fosse un codice costruttivo, cioè legato a ben precise norme tecniche.

5. Bibliografia

- [1] Directive 97/23/EC of the European Parliament and of the Council of 29 May 1997 on the approximation of the laws of the Member States concerning pressure equipment.
- [2] ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section VIII Division 1, The American Society of Mechanical Engineers, 2013 Edition.
- [3] ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section VIII Division 2, The American Society of Mechanical Engineers, 2013 Edition.
- [4] European Committee for Standardization (CEN), EN 13445-3: 2009 Unfired Pressure Vessels, Part 3: Design.
- [5] European Committee for Standardization (CEN), EN 13445-5: 2009 Unfired Pressure Vessels - Part 5: Inspection and testing.

Utilizzo di sistemi strumentali di sicurezza nell'esercizio di impianti di processo

V. De Lisio*, F. P. Nigri**, A. Morettini***, A. Nuzzo**

*TPALL Università del Molise – Campobasso

**INAIL – UOT RCV Bari

***INAIL – UOT RCV Campobasso

1. La sicurezza funzionale

La sicurezza funzionale poggia su due presupposti inscindibili: l'effettuazione di una funzione di sicurezza e la salvaguardia dell'integrità di tale funzione. In altri termini, due sono i requisiti che caratterizzano un sistema di sicurezza strumentale: l'attitudine del sistema a eseguire una funzione di sicurezza e l'affidabilità di tale funzione, espressa dalla probabilità che questa funzione di sicurezza sia eseguita correttamente. Più alto sarà il livello di integrità della sicurezza, più bassa sarà la probabilità di accadimento di un evento pericoloso. La funzione di sicurezza è, dunque, l'azione intrapresa da un SIS - *Safety Instruments System*, in caso di richiesta di intervento, allo scopo di portare l'impianto di processo verso una condizione di funzionamento sicura. Il livello di integrità della funzione di sicurezza è, invece, una misura idonea a quantificare la prestazione complessiva del sistema strumentale. Tale unità di misura, definita *SIL - Safety Integrity Level*, permette di determinare il potenziale rischio per persone, attrezzature e ambiente in caso di malfunzionamento o fallimento del sistema strumentale. Il *SIL* è definito come la probabilità che ha un sistema strumentale di svolgere in maniera soddisfacente una funzione di sicurezza (*Safety Instrumented Function - SIF*) in tutte le condizioni fissate, entro un determinato intervallo di tempo (punto 3.5.2 della IEC 61508 - parte 4). Sono stati introdotti quattro livelli discreti del *SIL*, da uno a quattro, ciascuno dei quali definisce una misura quantitativa della necessaria riduzione del rischio e quindi il grado di affidabilità che il sistema di sicurezza deve raggiungere per garantire tale riduzione. Più alto è il *SIL*, minore è la probabilità di guasto del sistema strumentale, nel senso che migliori sono le sue prestazioni in termini di affidabilità complessiva. È noto che i pericoli più significativi legati alle attrezzature inserite in impianti di processo possono essere individuati tramite l'analisi dei rischi, attività che segue tutto il ciclo di vita di un impianto. Uno dei metodi di analisi più utilizzati è lo "studio di pericolo e operabilità" (*HAZOP*) che esamina l'intero processo prendendo in considerazione ogni singola unità dell'impianto. È innanzitutto necessario conoscere il significato di "rischio accettabile", inteso come soglia di rischio che un'organizzazione accetta in rapporto allo sviluppo della tecnologia che le consente di raggiungere un determinato obiettivo in termini di produttività.

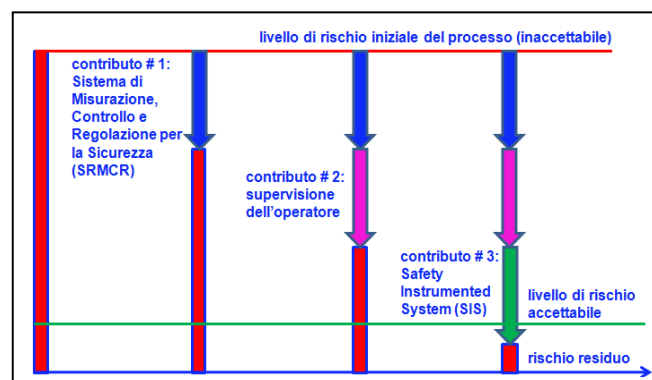


Figura 1

La conoscenza della soglia di rischio accettabile è necessaria per valutare la prestazione da richiedere a una funzione di sicurezza (*Safety Instrumented Function - SIF*) e quindi risalire al corrispondente valore del *SIL*. Si intuisce che il *SIL* è legato alla probabilità di guasto dei singoli componenti e che, pertanto, la sua valutazione trae origine da calcoli di affidabilità basati sulla conoscenza dei “ratei dei guasti pericolosi” dei singoli componenti della catena di sicurezza adottata.

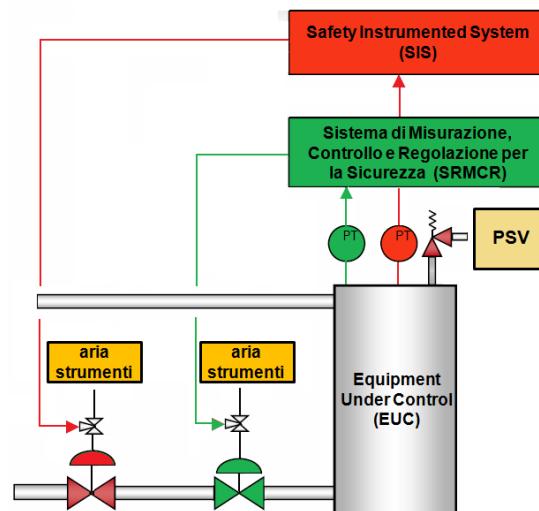


Figura 2

2. Guasti sicuri e guasti pericolosi

Il controllo di un processo produttivo critico, tipico di aziende a rischio di incidente rilevante, richiede sempre un'azione di monitoraggio, e cioè una copertura diagnostica mirata a garantire la disponibilità della funzione di sicurezza in caso di richiesta. Assicurare la disponibilità della funzione di sicurezza comporta un beneficio duplice:

- 1) protegge l'impianto di processo e determina condizioni di sicurezza per l'uomo e per l'ambiente;
- 2) garantisce la continuità della produzione evitando la perdita di prodotti coinvolti nel processo produttivo.

La disponibilità della funzione di sicurezza è l'obiettivo principale della sicurezza funzionale che si può riguardare come quella parte della sicurezza complessiva di un impianto di processo che dipende dal corretto funzionamento di un sistema strumentale di sicurezza (SIS). Una funzione di sicurezza è appositamente progettata per assicurare l'intervento del SIS quando un evento pericoloso si verifica. Ogni funzione di sicurezza è caratterizzata da un livello di integrità della sicurezza (*SIL*). Il *SIL* rappresenta la probabilità che il sistema strumentale di sicurezza esegua la sua specifica funzione di sicurezza in un dato intervallo di tempo. In altre parole, il *SIL* esprime numericamente tale livello di integrità rispondendo alla domanda: “Quale è la probabilità che il sistema strumentale di sicurezza sia affetto da un guasto in caso di richiesta?”. È importante comprendere che gli unici tipi di guasto da considerare sono quelli che possono essere di detrimento per le funzioni di sicurezza di un sistema strumentale. In merito, la norma EN 62061 “Sicurezza del macchinario - Sicurezza funzionale dei sistemi di comando”, che deriva dalla norma EN 61508, distingue due soli tipi di guasto: guasti sicuri (safe) e guasti pericolosi (dangerous). Per comprendere il significato di “guasto sicuro” si può considerare il caso molto semplice di un fusibile che si brucia: è altamente probabile che il guasto del fusibile comporti l'interruzione del circuito che il fusibile è destinato a proteggere. Questa semplice considerazione fa riguardare il guasto del fusibile come un “guasto sicuro”.

Introduciamo alcune definizioni. La norma UNI 9910 – “Terminologia sulla fidatezza e qualità del servizio” definisce “l’affidabilità di un componente” come la probabilità matematica che esso adempia alla sua funzione specifica in un dato ambiente, e cioè in determinate condizioni, in un certo intervallo di tempo. La stessa norma definisce il “guasto” come l’evento indesiderato che cambia un componente “operativo” in “non operativo” e comporta la cessazione dell’attitudine del componente a eseguire la sua funzione specifica.

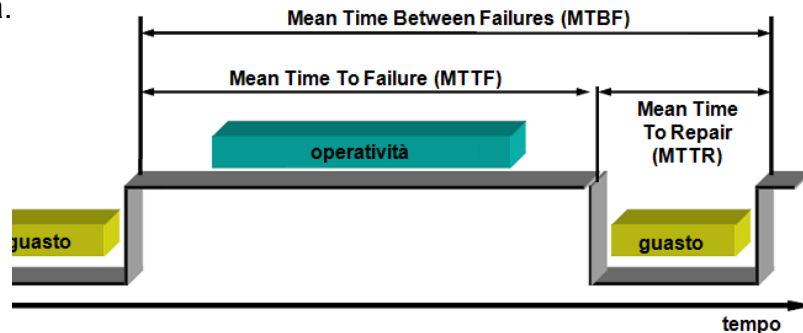


Figura 3

Con queste premesse si intuisce che l’operatività o disponibilità (*Availability*) di un componente è una funzione del tempo $A(t)$, espressa dalla seguente relazione:

$$A(t) = \text{MTTF} / (\text{MTTF} + \text{MTTR}) = \text{MTTF} / \text{MTBF} \quad (1)$$

dove:

MTTF (Mean Time To Failure) è il tempo medio di operatività;

MTTR (Mean Time To Repair) è il tempo medio di riparazione;

MTBF (Mean Time Between Failures) è il tempo medio fra due guasti consecutivi.

Esaminiamo brevemente i termini riportati nella relazione funzionale (1).

MTTR è una misura del tempo occorrente per riparare un componente dopo un guasto ed è quindi importante che sia il più breve possibile. È utile mettere MTTR in relazione con μ (Repair Rate) che rappresenta il tasso di riparazione:

$$\text{MTTR} = 1 / \mu \quad (2)$$

MTBF è applicabile solo a componenti riparabili in seguito a un guasto, nel senso che poggia sull’ipotesi che il componente in esame “ritorni pienamente operativo” dopo la riparazione. L’importanza di MTTF è stata di recente messa in risalto dalla Norma EN 13849-1 “Sicurezza del macchinario - Parti dei sistemi di comando legate alla sicurezza”. Il suo calcolo è basato sulla stima del rateo di guasto (Failure Rate) del componente, nel senso che rappresenta il reciproco del rateo di guasto totale del componente:

$$\text{MTTF} = 1 / (\text{Failure Rate}) = 1 / \lambda_{\text{total}} \quad (3)$$

I ratei di guasto di molti componenti sono pubblicati dalla letteratura tecnica oppure resi disponibili dai fabbricanti nei manuali di uso e manutenzione.

Il rateo di guasto totale, a sua volta, è la somma di due ratei di guasto:

$\lambda_{\text{total}} = \lambda_s + \lambda_D$, con λ_s = rateo dei guasti sicuri e λ_D = rateo dei guasti pericolosi.

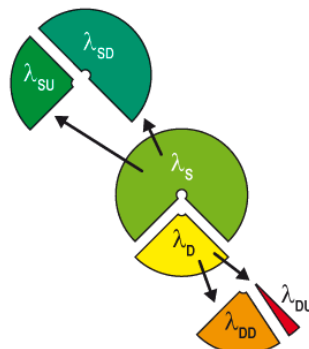


Figura 4

L'esame della figura 4 consente di introdurre ulteriori ratei di guasto:

λ_{SD} = rateo dei guasti sicuri rilevati

λ_{SU} = rateo dei guasti sicuri non rilevati

λ_{DD} = rateo dei guasti pericolosi rilevati

λ_{DU} = rateo dei guasti pericolosi non rilevati

$$\text{Safe Failure Fraction} = \text{SFF} = [(\lambda_s + \lambda_{DD}) / \lambda_{\text{total}}] \quad (4)$$

SFF è la somma del tasso di guasti "sicuri" più il tasso di guasti pericolosi rilevati che viene divisa per la somma del tasso di guasti "sicuri" più il tasso di guasti pericolosi rilevati e non rilevati. In altri termini, SFF è la percentuale di guasti sicuri ($\lambda_{\text{safe}} + \lambda_{\text{dangerous detectable}}$) in relazione al numero di guasti complessivi (λ_{total}). Maggiore è il valore di SFF, minore è la probabilità di accadimento di un guasto pericoloso non rilevato (dangerous undetectable). Realizzare un SIS caratterizzato da un valore elevato di SFF equivale a ridurre la probabilità che esso sia affetto da guasto pericoloso non rilevabile. La maggior parte dei dispositivi elettronici con funzione di sicurezza è concepita con funzioni di ridondanza e monitoraggio. Pertanto, in virtù delle elevate capacità di copertura diagnostica garantite oggi dai fabbricanti, è abbastanza facile trovare in commercio componenti con funzioni di sicurezza caratterizzati da un SFF superiore al 90%. I valori di SFF sono normalmente forniti dai costruttori.

3. Probability of Failure on Demand (PFD) e Probability of Failure per Hour (PFH)

La norma EN 61508 introduce il concetto di *PFD = Probability of Failure on Demand* (probabilità di guasto su richiesta). La *PFD* esprime la probabilità che il sistema strumentale possa non funzionare correttamente quando una richiesta di intervento viene effettuata. In altre parole, rappresenta la probabilità che un *SIS* possa non eseguire la sua funzione di sicurezza quando il processo lo richiede. Lo standard EN 61508 riconosce due diverse modalità di funzionamento: "*Low demand mode of operation*" e "*High demand mode of operation*". In quest'ultimo caso, si preferisce fare riferimento non alla *PFD* ma piuttosto alla *PFH (Probability of a dangerous Failure per Hour = probabilità di un guasto pericoloso per ora)* dal momento che le funzioni legate alla sicurezza richiedono di essere monitorate in modo pressoché continuo e il numero di malfunzionamenti pericolosi tollerati non può mai essere, anche nel peggiore dei casi, maggiore di uno ogni 10 anni, e cioè un guasto ogni 100000 ore di funzionamento.

Safety Integrity Level SIL	Low demand mode of operation PFD (probabilità di guasto pericoloso in caso di richiesta)	High demand mode of operation PFH (probabilità di guasto pericoloso per ora)	Risk Reduction Factor RRF
SIL4	$10^{-4} < \text{PFD} \leq 10^{-5}$	$10^{-8} < \text{PFH} \leq 10^{-9}$	10000 ÷ 100000
SIL3	$10^{-3} < \text{PFD} \leq 10^{-4}$	$10^{-7} < \text{PFH} \leq 10^{-8}$	1000 ÷ 10000
SIL2	$10^{-2} < \text{PFD} \leq 10^{-3}$	$10^{-6} < \text{PFH} \leq 10^{-7}$	100 ÷ 1000
SIL1	$10^{-1} < \text{PFD} \leq 10^{-2}$	$10^{-5} < \text{PFH} \leq 10^{-6}$	10 ÷ 100

Tabella 1

L'uso della tabella consente di stabilire che un sistema strumentale di sicurezza al quale si richiede una *PFD* (probabilità di guasto pericoloso in caso di richiesta) uguale a 10^{-2} necessita almeno di un *SIL2*.

C'è un nesso tra il *SIL* e i test effettuati in campo per verificare la disponibilità della funzione di sicurezza. Nel corso del tempo i componenti sono inevitabilmente soggetti a usura e la probabilità di guasti aumenta. Per mantenere il *SIL* al livello iniziale, è necessario eseguire test di prova. La figura seguente mostra che *PF_D*, e quindi la probabilità che si abbia un guasto su richiesta, aumenta in funzione del tempo. Ciò inevitabilmente equivale a un decadimento delle prestazioni del sistema strumentale e quindi alla riduzione del *SIL* da 2 a 1. L'effettuazione di test di prova consente di riportare il *SIL* al livello iniziale.

La seguente relazione funzionale lega il valore medio di *PF_D* (*PF_D_{AVE}*) al "rateo dei guasti pericolosi non rilevati λ_{du} ", all'ampiezza dell'intervallo del test *T_p* e al tempo medio di riparazione *MTTR*:

$$PF_{D_{AVE}} = \frac{1}{2} \times [\lambda_{du} \times (T_p + MTTR)] \quad (5)$$

dove λ_{du} rappresenta il "rateo dei guasti pericolosi non rilevati".

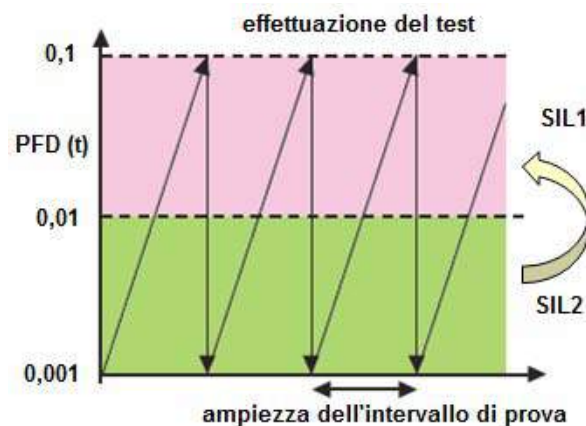


Figura 5

Un'attenta analisi di questa relazione funzionale indica che mediamente un guasto pericoloso rimane inosservato per un intervallo di tempo la cui ampiezza è la metà dell'intervallo di prova *T_p*. Come si vede, il monitoraggio sul campo di un sistema di sicurezza strumentale influisce notevolmente sulle sue prestazioni. Non a caso il "controllo operativo" rappresenta un elemento essenziale del sistema di gestione della sicurezza (SGS) la cui adozione nell'industria di processo non è affatto una novità essendo esplicitamente prevista dalla direttiva Seveso per la prevenzione degli incidenti rilevanti. Il controllo operativo dei sistemi di sicurezza strumentale dimostra che l'efficacia della sicurezza funzionale non si decide solo in sede di progetto o di realizzazione dell'impianto di processo ma anche attraverso un corretto controllo operativo durante tutto il ciclo di vita dell'impianto. Nell'ambito del sistema di gestione della sicurezza, sono considerati indicatori positivi del "controllo operativo" il numero delle ispezioni tecniche di controllo dei sistemi di sicurezza strumentale, le risorse destinate alla manutenzione programmata, la percentuale di ore di manutenzione preventiva rispetto alle ore di manutenzione totale (preventiva + correttiva).

4.1 Independent Protection Layers (IPL) applicate al caso di un impianto di stoccaggio di GPL

È noto che la sicurezza di un'attrezzatura in pressione possa essere conseguita attraverso una combinazione di dispositivi di protezione e accessori di sicurezza, quali le valvole di sicurezza, atti a impedire il superamento dei limiti ammissibili caratteristici dell'attrezzatura. È meno noto il fatto che, negli impianti di processo, il raggiungimento di

un livello di sicurezza accettabile sia ormai strettamente correlato all'impiego combinato di differenti strati (layers) di protezione.



Figura 6

In un impianto di processo, è in genere il sistema di controllo (*BPCS*) a mantenere il processo entro limiti di funzionamento sicuri. Il sistema controlla il processo in modo continuo, impedendo che si verifichino variazioni delle variabili di processo dovute all'influenza di fattori di disturbo esterni. Questi sistemi, per mezzo di un'attrezzatura di controllo automatico funzionante indipendentemente da altre funzioni di controllo del processo, evitano che i parametri di esercizio superino i limiti ammissibili di pressione e temperatura. Il decreto ministeriale 1 dicembre 2004, n°329, si riferisce a tali sistemi utilizzando l'acronimo *SRMCR*, preso in prestito dalla norma UNI-EN 764-7 "Sistemi di sicurezza per attrezzature a pressione non esposte a fiamma". L'acronimo definisce, come si è detto in precedenza, i *Sistemi di Misurazione, Controllo e Regolazione per la Sicurezza*. Anche se la IEC 61508 ha ormai assunto lo status di norma armonizzata, non è obbligatoria la progettazione di un *SRMCR* utilizzando i principi in essa esposti, e cioè garantendo al *SRMCR* un *SIL* idoneo per lo svolgimento della sua specifica funzione di sicurezza. Attualmente, ci si limita a richiedere che il *SRMCR* sia caratterizzato da "sicurezza attiva". In altre parole, in caso di rottura dell'elemento sensibile del singolo componente del *SRMCR*, il circuito elettrico si interrompe automaticamente e non è più possibile riattivare l'impianto di processo. Nel caso in cui il *SRMCR* non riesca a mantenere il processo nei limiti di sicurezza previsti, scatta un allarme che richiede l'intervento di un operatore. Quest'ultimo ha la capacità di sovrintendere l'intero processo, apportando le regolazioni necessarie per riportare le variabili di processo nella normale condizione di controllo automatizzato. Questa procedura, tuttavia, potrebbe non garantire il raggiungimento di un livello di sicurezza accettabile e ciò è di fondamentale importanza, alla base della sicurezza funzionale. In altri termini, l'operatore potrebbe non intervenire per un malore o un'assenza intempestiva dal luogo di impianto. Ebbene, nel caso in cui l'operatore non intervenga per riportare il processo nei limiti di funzionamento sicuri, la sicurezza funzionale assicura l'intervento di un sistema di sicurezza indipendente rappresentato, appunto, da un sistema di sicurezza strumentale (*SIS*). Con queste premesse ci si propone di affrontare lo studio di un caso concreto che fa riferimento a un settore molto tradizionale e standardizzato da un punto di vista tecnologico: un deposito di GPL con capacità di stoccaggio superiore a 50 tonnellate. Per semplicità si concentra l'attenzione su un deposito di GPL la cui attività consiste nello stoccaggio, imbottigliamento e movimentazione del gas che viene normalmente commercializzato sia in piccoli recipienti per uso domestico e artigianale, sia in piccoli serbatoi la cui capacità non eccede in genere i 5 metri cubi. Nel deposito non avvengono processi di trasformazione chimica ma unicamente attività di carico e scarico, nonché di

imbottigliamento. Il GPL, costituito da propano, butano e relative miscele, viene conferito all'interno del deposito tramite "veicoli cisterna" per essere poi introdotto in grandi serbatoi di stoccaggio tramite "operazioni a ciclo chiuso" che prevengono la dispersione del gas nell'atmosfera. Il prodotto in uscita è movimentato tramite piccole autocisterne oppure mediante autocarri predisposti per il trasporto di bombole che vengono composte in apposite "gabbie" metalliche. Data la capacità di stoccaggio del deposito preso in esame, rappresentata da quattro serbatoi di 200 metri cubi ciascuno, il gestore ha prodotto il Rapporto di Sicurezza prescritto dall'art. 8 del D.Lgs. 334/99. Gli standard progettuali e gestionali del deposito prevedono, per ogni possibile deviazione dalle condizioni normali di funzionamento, sistemi correttivi manuali e automatici che possono essere riassunti così come descritto nel seguito.

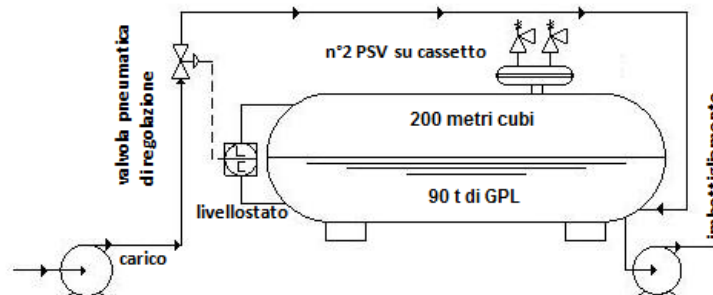


Figura 7

4.2 Misure di prevenzione e di mitigazione adottate

Nel seguito si preferisce operare una netta distinzione fra misure di prevenzione e misure di mitigazione. Un'ulteriore distinzione riguarda le misure "propriamente impiantistiche" e quelle approntate ai fini antincendio. Gli obblighi che scaturiscono dall'applicazione del D. Lgs. 334/99 contribuiscono efficacemente a una corretta gestione del deposito attraverso la formazione e l'addestramento del personale "in situ", in accordo al dettato del decreto del Ministero dell'Ambiente 16 marzo 1998. Il personale addetto all'emergenza è periodicamente addestrato con prove di estinzione incendi e di evacuazione. Il manuale contenente le procedure operative è parte integrante del documento della politica aziendale di prevenzione degli incidenti rilevanti, oggetto di approvazione da parte di una commissione ministeriale nel corso delle ispezioni condotte in stabilimento ai sensi dell'art. 25 del D.Lgs. 334/99.

	Misure impiantistiche	Misure adottate ai fini antincendio
Misure di prevenzione	Sistemi di allarme e blocco per alto livello del fluido nei serbatoi	Coibentazione delle membrature dei serbatoi
	Bracci di carico/scarico interamente metallici	Sistemi di rilevamento di gas/incendi tramite sensori installati in zone operative
	Presenza continua dell'operatore in sala controllo durante le operazioni di carico/scarico	Impianto antincendio provvisto di vasca di riserva idrica + doppio sistema di pompaggio
Misure di mitigazione	N°2 valvole di sicurezza su cassetto di disimpegno	Attivazione automatica del sistema di irrorazione a pioggia
	Convogliamento di eventuali perdite verso luoghi sicuri	Idranti fissi + mezzi mobili di estinzione incendi

Tabella 2

Le contromisure da adottare per minimizzare il rischio rappresentato da un grande serbatoio di GPL sono direttamente proporzionali alla gravità del pericolo per persone, ambiente o beni. La riduzione del rischio richiesta è in genere ottenuta abbinando tutte le misure di prevenzione e mitigazione conosciute. Si richiede ovviamente che il rischio

residuo non superi il rischio tollerabile. Il settore del GPL ha sempre avuto una grande importanza in Italia dato il numero dei grandi depositi che da soli rappresentano una parte rilevante degli stabilimenti soggetti agli obblighi del D. Lgs. 334/99. Si tratta di un settore molto standardizzato da un punto di vista tecnologico che può contare su regole tecniche e metodiche per la valutazione dei rischi molto ben dettagliate. Il metodo ad indici, per esempio, reso obbligatorio dal D.M. 15 maggio 1996, stabilisce i criteri di analisi dei rapporti di sicurezza dei depositi di GPL. Di recente, però, vi è un altro standard tecnico a disposizione di chi si appresta alla valutazione del rischio di un grande deposito di GPL e allo studio della sua compatibilità con il territorio circostante. Tale standard tecnico è rappresentato dalla nuova edizione della norma UNI 10617, pubblicata nel 2009, relativa ai requisiti dei sistemi di gestione della sicurezza ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti, che consente di definire nei dettagli le misure di prevenzione da adottare per gli stabilimenti caratterizzati da un rischio potenziale rilevante.

Alcuni dei principali punti qualificanti della norma UNI 10617-2009 sono di seguito riportati:

- 1) individuazione dei parametri operativi critici connessi con gli scenari incidentali di processo (top events) con l'utilizzo del metodo Hazop;
- 2) adozione dei principi di sicurezza intrinseca quali ad esempio la sostituzione di sostanze pericolose con altre meno pericolose e la riduzione delle quantità presenti;
- 3) adozione di matrici di rischio per la valutazione della accettabilità dei rischi e per la definizione di eventuali piani di riduzione degli stessi attraverso modifiche dell'impianto o delle condizioni di processo;
- 4) definizione delle attività di ispezione e dei controlli periodici delle linee e delle apparecchiature critiche basate sulla tecnica RBI (Risk Based Inspection);
- 5) analisi di affidabilità per i sistemi di allarme e blocco automatico e conseguente definizione del SIL (Safety Integrity Level) secondo le norme CEI EN 61508 e CEI EN 61511.

Per conseguire il livello di sicurezza richiesto nei depositi di GPL che ricadono nel campo di applicazione del D. Lgs. 334/99, si può utilizzare anche lo standard tecnico EN 61508, il cui obiettivo è controllare i sistemi strumentali di sicurezza limitandone la probabilità di guasti pericolosi in un modo ben definito. Ciò equivale a dire che, in uno stabilimento a rischio di incidente rilevante, i componenti dei sistemi di protezione devono funzionare in modo tale che il sistema si mantenga sempre in uno stato di sicurezza o si porti verso uno stato di sicurezza in caso di guasto.

Ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti, l'approccio gestionale della sicurezza culmina nell'adozione dei piani di emergenza, interno ed esterno, che rientrano negli obblighi che il D. Lgs. 334/99 pone in capo al gestore di uno stabilimento a rischio di incidente rilevante al quale si applicano le disposizioni contenute nell'art. 8 del decreto. Poiché lo scopo principale di questo lavoro è aiutare il gestore a dimostrare l'allineamento fra le valutazioni teoriche di sicurezza e la realtà tecnica e gestionale del suo impianto, si ritiene sufficiente concentrare l'attenzione sui punti 1) e 5) sopra evidenziati.

4.3 Applicazione del metodo Hazop per la determinazione dello scenario incidentale più gravoso

Il metodo Hazop è uno dei più adottati per identificare i rischi di un impianto. Consente di rivedere in modo sistematico il processo al fine di identificare le potenziali deviazioni rispetto all'intento progettuale, esaminando le possibili cause e valutando le conseguenze di tali deviazioni. Il metodo prevede una suddivisione logica dell'impianto in "nodi". Le potenziali deviazioni sono individuate considerando i parametri caratteristici del componente, combinati con "parole guida" in grado di descrivere le deviazioni stesse, e

cioè gli scostamenti dell'impianto dalle condizioni di progetto. L'analisi storica relativa a grandi depositi di GPL evidenzia la probabilità dei seguenti scenari incidentali:

- 1) collasso termico del serbatoio (BLEVE);
- 2) flash fire dovuto a rilasci e perdite di contenimento durante operazioni di carico/scarico;
- 3) cedimento catastrofico a freddo del serbatoio.

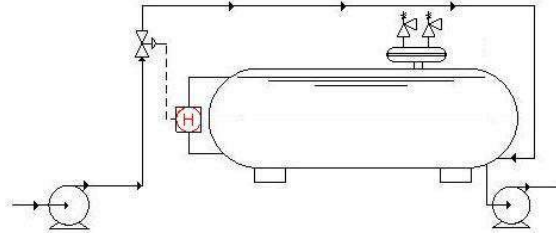


Figura 8

Le misure impiantistiche e gestionali del deposito consentono di rendere remoti i primi due scenari incidentali. Risulta credibile il solo cedimento a freddo del serbatoio dovuto a un aumento incontrollato della sua pressione interna poiché il blocco in apertura dello stelo della valvola pneumatica di regolazione del flusso di GPL è un guasto pericoloso che può rimanere non rilevato.



Figura 9

Nodo: serbatoio di GPL (200m³) contenente all'incirca 90 t di GPL.

Anomalia: blocco in apertura dello stelo della valvola pneumatica di regolazione del flusso di GPL.

Conseguenza: aumento del livello del GPL all'interno del serbatoio; aumento di pressione all'interno del serbatoio. Parola guida: alto livello.

Per questa possibile deviazione dalle condizioni normali di funzionamento, sono previsti i seguenti strati (layers) di protezione indipendenti IPL (Independent Protection Layer):

- 1) livellostato, parte integrante del Basic Process Control System (BPCS);
- 2) sistema di allarme collegato alla sala controllo;
- 3) n° 2 valvole di sicurezza installate su cassetto di disimpegno, con scarico in candela (PSV-1, PSV-2)

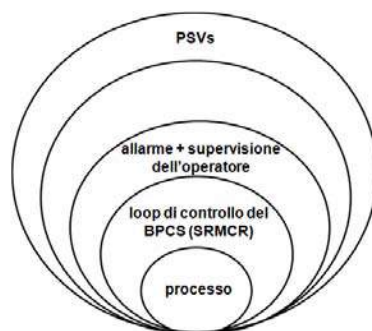


Figura 10

Scenario incidentale maggiormente probabile: cedimento a freddo del serbatoio.

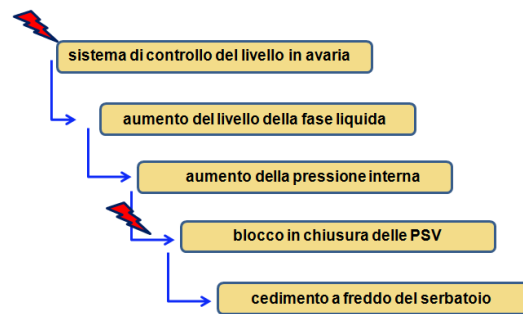


Figura 11

Consideriamo la probabilità dell'evento iniziale (sovrappressione per blocco in apertura dello stelo della valvola di regolazione del flusso di GPL): probabilità dell'evento iniziale = 1/yr (un solo evento in un anno). Occorre calcolare la probabilità che ogni strato di protezione indipendente (IPL) intervenga correttamente impedendo il verificarsi dello scenario incidentale. Come si determina tale probabilità?

È possibile fare riferimento alle probabilità di guasto su richiesta (PFD) dei vari strati di protezione.

- 1) IPL1- loop di controllo del Basic Process Control System (BPCS): PFD1 = 0.01;
- 2) IPL2 - risposta dell'operatore alle condizioni di emergenza: PFD2 = 0.1;
- 3) IPL3 - valvola di sicurezza: PFD3 = 0.1.

Poiché le valvole di sicurezza installate sul cassetto di disimpegno sono due (ridondanza), si può ritenere PFD3 = 0.01.

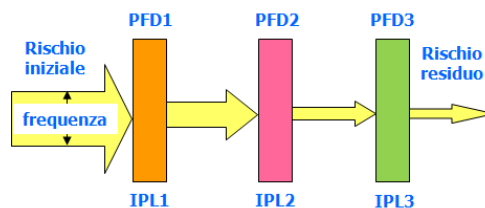
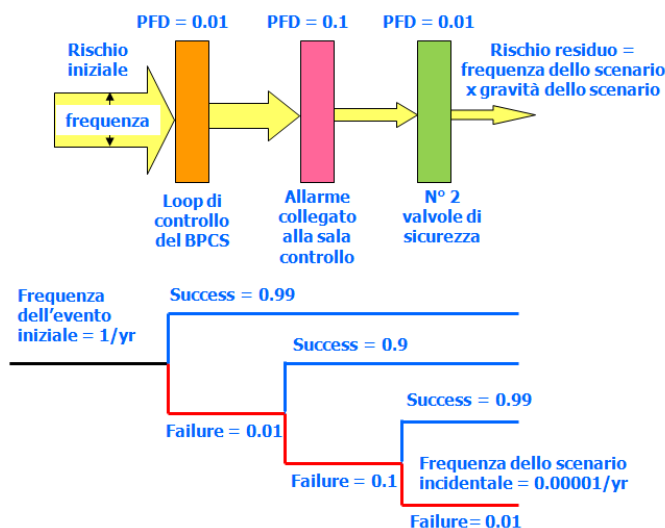


Figura 12

La teoria dell'affidabilità ci ricorda che, solo se i vari strati di protezione sono indipendenti, la probabilità che si verifichi lo scenario incidentale prospettato è data dal prodotto delle probabilità di fallimento dei singoli strati.



$$\text{Probability consequence} = \prod_{i=1}^n (PFD)_i$$

Figura 13

5. Applicazione delle teorie affidabilistiche in accordo allo standard EN 61508

La capacità di un sistema strumentale di consentire il rilevamento dei guasti riveste un ruolo molto importante ai fini della sicurezza impiantistica. Nella prima parte della trattazione, si è già operata una distinzione fra guasti sicuri e guasti pericolosi. In particolare, si è visto che i “guasti pericolosi non rilevabili” determinano una perdita inaccettabile della funzione di sicurezza (SIF) e pertanto devono essere ridotti al minimo adottando misure adeguate. Contro i “guasti pericolosi non rilevabili”, il gestore dello stabilimento può mettere in campo l’esecuzione di test funzionali. In altri termini, è buona norma che la funzione di sicurezza (SIF) di un sistema strumentale di sicurezza (SIS) sia adeguatamente verificata con cadenze appropriate. Il gestore dello stabilimento è responsabile della scelta del tipo di test e della frequenza di esecuzione dei test, che devono essere condotti in modo da dimostrare la piena funzionalità del sistema strumentale di sicurezza in relazione a tutti i dispositivi che lo compongono. Fatta questa ulteriore precisazione, riprendiamo il filo del discorso facendo osservare che l’introduzione del “fattore di riduzione del rischio” consente di semplificare la trattazione.

Risk Reduction Factor (RRF) = $1/(PFD)$

Safety Integrity Level (SIL)	Probability of Failure on Demand (PFD)	Risk Reduction Factor (RRF=1/PFD)
SIL4	$10^{-4} < PFD \leq 10^{-5}$	$10000 \leq RRF < 100000$
SIL3	$10^{-3} < PFD \leq 10^{-4}$	$1000 \leq RRF < 10000$
SIL2	$10^{-2} < PFD \leq 10^{-3}$	$100 \leq RRF < 1000$
SIL1	$10^{-1} < PFD \leq 10^{-2}$	$10 \leq RRF < 100$

L’introduzione del “fattore di riduzione del rischio” consente infatti di abbinare a ogni layer, del quale sia nota la PFD, il corrispondente valore di RRF, indicativo della capacità di quel dato layer di contribuire più o meno efficacemente alla riduzione globale del rischio.

IPL	PFD	PFD	RRF
Loop di controllo del BPCS	0.01	1.0E-2	100
Allarme + operatore	0.1	1.0E-1	10
PSVs	0.01	1.0E-2	100

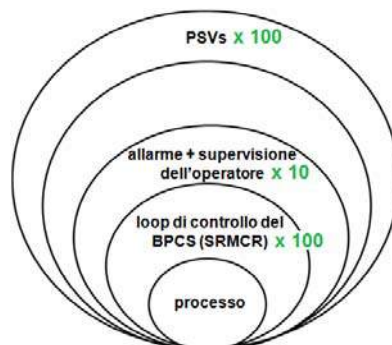


Figura 14

Il complesso degli strati di protezione indipendenti IPL installati garantisce un fattore totale di riduzione del rischio “RRF totale” = 1.0×10^5 . Si intuisce che il gestore dello stabilimento raggiunge il suo obiettivo prioritario di prevenzione e controllo degli incidenti rilevanti se la riduzione totale del rischio comporta un rischio residuo in ogni caso non superiore al rischio tollerabile. Il valore del rischio tollerabile dipende dalla policy aziendale ed è specificato nel “documento della politica”.

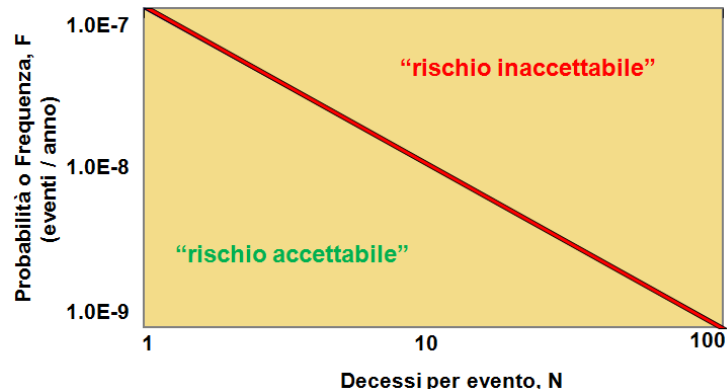


Figura 15

In tale documento il gestore si impegna infatti a perseguire costantemente la riduzione degli incidenti rilevanti conservando l'efficacia e l'efficienza dei sistemi di sicurezza, anche attraverso attività di formazione e addestramento del personale, sensibilizzazione delle ditte appaltatrici operanti nell'ambito aziendale e programmi mirati di manutenzione. Per semplicità di trattazione, supponiamo che la policy aziendale ritenga accettabile un solo decesso ogni dieci milioni di “eventi indesiderati” per anno, laddove per “evento indesiderato” si intende lo scenario incidentale ipotizzato: cedimento a freddo del serbatoio conseguente a una sovrappressione interna. Si ha bisogno di introdurre, intorno al processo, un ulteriore “layer” di protezione in grado di assicurare un fattore di riduzione del rischio “RRF” dato dal seguente rapporto:

$$\text{RRF}_{\text{layer addizionale}} = (1.0 \times 10^7) / (1.0 \times 10^5) = 10^2$$

Il “layer addizionale” deve essere in grado di garantire l'effettuazione di una funzione di sicurezza “SIF” caratterizzata da SIL2

Layer addizionale: blocco automatico del flusso di GPL per altissimo livello della fase liquida nel serbatoio e simultaneo arresto del motore elettrico della pompa di alimentazione del serbatoio.

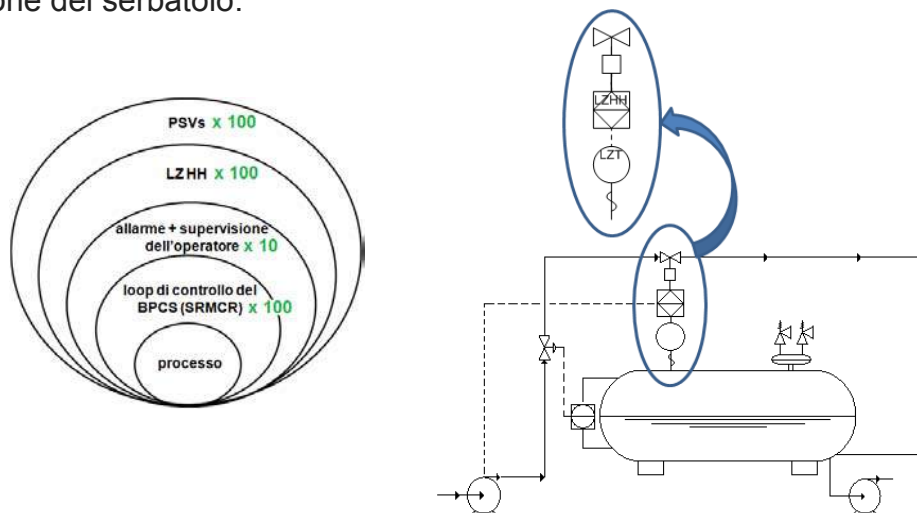


Figura 16

Naturalmente, il gestore è tenuto ad adottare misure supplementari per assicurare che il SIL richiesto sia mantenuto nel tempo. Come si è detto, un'eccellente misura supplementare è costituita dai test di verifica che il gestore intende inizialmente effettuare con cadenza annuale.

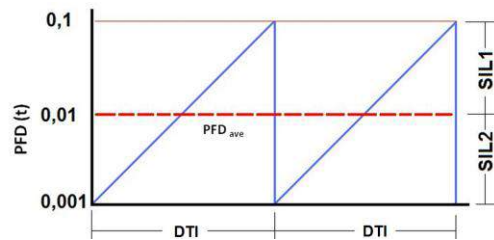


Figura 17

DTI (Diagnostic Test Interval) = 1 anno = 1 yr (year)

$$PFD_{average} = \lambda_{DU} DTI / 2$$

dove λ_{DU} = Dangerous Undetected failure rate (rateo dei guasti pericolosi non rilevabili).

Rateo dei guasti pericolosi non rilevati dei diversi componenti del SIS:

- valvola: $\lambda_{DU} = 1/10yr = 0.1 \text{ yr}^{-1}$
- PLC: $\lambda_{DU} = 1/1000yr = 0.001 \text{ yr}^{-1}$
- sensore: $\lambda_{DU} = 1/100yr = 0.01 \text{ yr}^{-1}$

Calcolo della $PFD_{average}$ dei singoli componenti del SIS

- $PFD_{ave} = \lambda_{DU} \times DTI / 2$
- $PFD_{ave} = 0.1 \times (1 / 2) = 0.05$ (valvola)
- $PFD_{ave} = 0.001 \times (1 / 2) = 0.0005$ (PLC)
- $PFD_{ave} = 0.01 \times (1 / 2) = 0.005$ (sensore)
- Total $PFD_{ave} = 0.05 + 0.0005 + 0.005 = 0.0555$
- $SIL_{calculated} = 1$ corrispondente a un PFD_{ave} range = $0.01 \div 0.1$
- $SIL_{required} = 2 > SIL_{calculated} = 1$ inaccettabile!

Come si può risolvere il problema?

Riducendo sensibilmente l'intervallo dei test diagnostici (DTI)

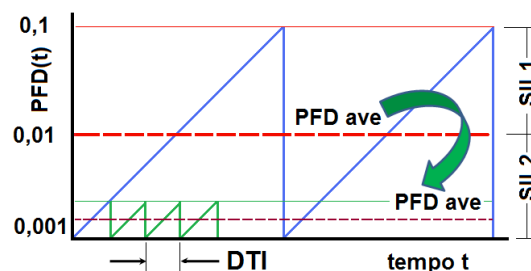


Figura 18

- Intervallo dei test diagnostici DTI = 2 mesi
- Rateo dei guasti pericolosi non rilevati dei diversi componenti del SIS:
 - valvola: $\lambda_{DU} = 1/10y = 0.1 \text{ yr}^{-1}$
 - PLC: $\lambda_{DU} = 1/1000y = 0.001 \text{ yr}^{-1}$
 - sensore: $\lambda_{DU} = 1/100y = 0.01 \text{ yr}^{-1}$
- $PFD_{ave} = \lambda_{DU} \times DTI / 2$
- $PFD_{ave} = 0.1 \times [(2/12) / 2] = 0.008$ (valvola)
- $PFD_{ave} = 0.001 \times [(2/12) / 2] = 0.00008$ (PLC)
- $PFD_{ave} = 0.01 \times [(2/12) / 2] = 0.0008$ (sensore)
- Total $PFD_{ave} = 0.008 + 0.00008 + 0.0008 = 0.00888$
- $SIL_{calculated} = 2$ corrispondente a un PFD_{ave} range = $0.001 \div 0.01$
- $SIL_{required} = 2 = SIL_{calculated}$ OK!

Le operazioni di test devono essere condotte una volta al bimestre!

Se ciò non fosse possibile per problemi organizzativi oppure di costo, non resta che duplicare la valvola di blocco, e cioè non resta che utilizzarne due in parallelo, riportando l'intervallo di test dei componenti del SIS a un intero anno.

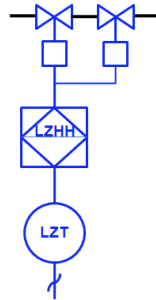


Figura 19

- Intervallo di test = 12 mesi = 1 anno
- Rateo dei guasti pericolosi non rilevati dei diversi componenti del SIS:
 - valvola: $\lambda_{DU} = 1/10y = 0.1 \text{ yr}^{-1}$
 - PLC: $\lambda_{DU} = 1/1000y = 0.001 \text{ yr}^{-1}$
 - sensore: $\lambda_{DU} = 1/100y = 0.01 \text{ yr}^{-1}$
- n° 2 valvole in parallelo realizzano di fatto un'architettura definita "1oo2":
- $PFD_{ave} = (0.1 \times 1 / 2)^2$ (valvole in parallelo)
- $PFD_{ave} = 0.0025$ (valvole in parallelo)
- $PFD_{ave} = 0.001 \times (1 / 2) = 0.0005$ (PLC)
- $PFD_{ave} = 0.01 \times (1 / 2) = 0.005$ (sensore)
- Total $PFD_{ave} = 0.0025 + 0.0005 + 0.005 = 0.0080$
- $SIL_{calculated} = 2$ corrispondent a un PFD_{ave} range = 0.001 – 0.01
- $SIL_{required} = 2 = SIL_{calculated}$ OK!

6. Conclusioni

Il presente lavoro ha inteso sottolineare l'importanza dell'applicazione della "sicurezza funzionale nell'industria di processo". Normalmente, in un impianto di processo la riduzione del rischio è ottenuta abbinando tutte le misure di prevenzione e protezione conosciute. L'applicazione di tali misure si rivela efficace allorquando il rischio residuo non supera il rischio tollerabile. L'esigenza di una gestione diversa della sicurezza nell'industria di processo nasce dopo l'incidente di Seveso, avvenuto nel 1976, che provocò la fuoriuscita di una quantità di gas tossico assai nociva per l'ambiente e la popolazione. Da allora, la Direttiva 96/82/CE ha definito in maniera puntuale gli obblighi previsti per gli stabilimenti caratterizzati da un rischio potenziale rilevante (Direttiva Seveso II). In Italia, la direttiva Seveso II è stata recepita con il D. Lgs. 334/99. In questo contesto, abbiamo pensato di operare una distinzione tra accessori di sicurezza in senso generale, così come definiti dalla direttiva PED per esempio, e sistemi di sicurezza sviluppati e progettati specificamente per funzioni di sicurezza. In quest'ultimo caso si parla di sistemi strumentali di sicurezza (SIS) ed è diventato indispensabile adeguarsi alla EN 61508 che è diventata un punto di riferimento imprescindibile per la definizione di tecnologie all'avanguardia nel campo della sicurezza funzionale.

Bibliografia

- [1] Control system safety evaluation and reliability - Williams M. Goble – ISA
- [2] Reliability Engineering, Theory and Practice - A. Birolini – Springer
- [3] Functional Safety - Endress + Hauser

Le verifiche di funzionalità dei dispositivi di sicurezza, protezione e controllo sugli impianti di riscaldamento ad acqua calda

T. Scalici*, G. Gurnari**

*INAIL – UOT CVR Brescia

**INAIL – UOT CVR Udine

Sommario

L'iter verificativo degli impianti termici delineato dal D.M. 1/12/1975 si conclude con l'effettuazione degli "accertamenti di conformità al progetto approvato". L'articolo 22 del D.M. citato prevede la prova pratica sull'impianto finalizzata ad "una verifica dello stato di efficienza dei dispositivi di sicurezza, di protezione e di controllo".

Nella presente memoria si propongono le modalità operative per verificare lo stato di efficienza di tali dispositivi, direttamente sull'impianto.

1. Introduzione

I dispositivi di sicurezza, di protezione e di controllo (di seguito indicati con DSPC) installati negli impianti termici svolgono differenti funzioni finalizzate a proteggere l'impianto dai rischi di sovratemperatura e sovrappressione che porterebbero al cedimento dei vari componenti dell'impianto, con possibili danni a persone/cose.

Pertanto, per il mantenimento delle condizioni di sicurezza dell'impianto cui i DSPC sono asserviti, è necessario effettuare periodicamente la verifica dello stato di efficienza di tali dispositivi. Verificare l'efficienza di un DSPC installato su un impianto di riscaldamento ad acqua calda significa non solo accertare la sua funzionalità, ma anche verificare la sua corretta taratura (cioè la funzionalità sotto l'aspetto della sicurezza).

I DSPC richiamati nella presente trattazione sono quelli installati sugli impianti di riscaldamento ad acqua calda di cui alla Raccolta R - Ed. 2009 (Specificazioni Tecniche Applicative D.M. 1/12/1975). In particolare, si prenderanno in esame i dispositivi installati sugli impianti di riscaldamento che rappresentano la maggioranza di quelli oggetto di verifica istituzionale INAIL: impianti con generatori di calore alimentati con combustibili gassosi e liquidi, e con scambiatori di calore. Le definizioni dei vari DSPC, in relazione alla funzione svolta sugli impianti termici, e le rispettive condizioni di efficienza da rispettare a garanzia dei requisiti di sicurezza, sono riportate nella Raccolta R nonché nelle norme UNI e nei manuali d'uso dei fabbricanti dei dispositivi.

Dal punto di vista normativo, la prova di funzionalità dei DSPC costituisce un adempimento obbligatorio da parte dei soggetti titolari delle verifiche periodiche quinquennali (art. 22 D.M. 1/12/1975; art.9 D.M. 329/2004 e Allegato II D.M. 11 aprile 2011 in attuazione dell'art. 71 del D.Lgs. 81/2008) mentre rientra come attività facoltativa, da parte dell'INAIL, in occasione della verifica di impianto, dopo l'approvazione del progetto (Raccolta R – Ed. 2009 - CAP. R.4.A. punto 2.1 lettera j). Tuttavia, quando l'intervallo di tempo che intercorre tra la denuncia e il sopralluogo sul luogo d'impianto supera la periodicità di legge, si ritiene comunque necessario condurre la prova pratica dei DSPC, anche in sede di verifica d'impianto.

Le modalità di prova previste dalle suddette norme consistono in: verifiche su banco di prova, sistemi di simulazione che riproducano le possibili variazioni del parametro di esercizio in prova oppure, ove non pregiudizievole per le condizioni di esercizio, intervento in opera.

La presente memoria si propone di fornire agli "addetti ai lavori", soggetti istituzionali e non, comunque coinvolti nell'attività di verifica degli impianti di riscaldamento ad acqua

calda come in precedenza individuati, un supporto operativo per l'effettuazione, da parte di personale qualificato, della verifica dei DSPC direttamente sull'impianto in funzione o no. Come di seguito esposto, le prove dei DSPC sono generalmente condotte senza la necessità di rimuovere gli stessi dalla loro sede di installazione ed effettuate manualmente e/o mediante strumenti e attrezzature di facile reperibilità. Nei casi di difficoltà di verifica con generatore di calore in funzione (p. es. generatori modulari) si suggerisce una prova sostitutiva di efficienza fuori dall'impianto.

Le modalità di prova dei dispositivi per l'accertamento dell'efficienza sono state schematizzate facendo riferimento ai seguenti aspetti: 1) condizione di funzionamento o no del generatore di calore 2) strumentazione di controllo da utilizzare e 3) istruzioni operative per effettuare la verifica. In presenza di tipologie di dispositivi da provare per la prima volta, è necessario consultare il manuale d'uso del dispositivo stesso.

Anche se non previsto dalla Raccolta R, viene qui proposto di estendere il controllo dei dispositivi di protezione anche al dispositivo contro la mancanza di fiamma per bruciatori a gas, seguendo la modalità di prova mostrata nel paragrafo 2.2.7.

2. Prove di Efficienza dei Dispositivi di Sicurezza Protezione e Controllo

2.1 Dispositivi Di Sicurezza

Dispositivi automatici destinati ad impedire che siano superati i valori limiti prefissati di pressione e temperatura dell'acqua.

(Valvola di Intercettazione del Combustibile, Valvola di Scarico Termico e Valvola di Sicurezza).

2.1.1 Prova di Efficienza Valvola di Intercettazione del Combustibile (VIC)

Prima modalità

- 1) Generatore di calore in funzione.
- 2) Strumento di controllo: Termometro posto nel pozzetto di prova sulla mandata del generatore.
- 3) Si bypassano elettricamente i termostati di regolazione e di blocco.

Si intercettano mandata e ritorno in modo da elevare rapidamente la temperatura nel circuito del generatore.

All'intervento della VIC, con arresto del bruciatore, si verifica che la temperatura raggiunta sia contenuta nei limiti di tolleranza riportati sul certificato di accettazione del dispositivo.

La prova si conclude facendo abbassare la temperatura nel circuito in esame e riarmando manualmente il dispositivo in prova.

Alcuni generatori di calore, per bypassare i termostati suddetti, consentono di tenere premuto manualmente un pulsante di prova posto sul quadro comandi della caldaia, fino all'intervento della VIC.

Seconda modalità

- 1) Generatore di calore in funzione.
- 2) Strumento di controllo: Termometro posto nel pozzetto di prova sulla mandata del generatore.
- 3) Si sfilano dal corpo caldaia i bulbi dei termostati di regolazione e di blocco, lasciandoli a temperatura ambiente affinché il bruciatore rimanga in funzione.

Si intercetta la mandata e il ritorno in modo da elevare rapidamente la temperatura nel circuito del generatore.



All'intervento della VIC, con arresto del bruciatore, si verifica che la temperatura raggiunta sia contenuta nei limiti di tolleranza riportati sul certificato di accettazione del dispositivo.

La prova si conclude facendo abbassare la temperatura nel circuito in esame e riarmando manualmente il dispositivo in prova.

Terza modalità

- 1) Generatore di calore in funzione.
- 2) Strumento di controllo: Termometro posto nel pozzetto di prova sulla mandata del generatore.
- 3) Si chiudono parzialmente le valvole di mandata e ritorno del generatore e, agendo sul termostato di regolazione, si imposta il valore della temperatura al massimo. All'intervento del termostato di regolazione, si chiudono completamente e rapidamente le valvole di intercettazione sulla mandata e ritorno in modo da far salire la temperatura per inerzia termica del fluido termovettore. Si accerta, in sequenza, l'intervento del termostato di blocco, tramite segnalazione sul quadro comandi, e quindi della VIC, generalmente tramite indicazione sul dispositivo della variazione di posizione dell'otturatore.

La prova si conclude facendo abbassare la temperatura nel circuito in esame e riarmando manualmente il termostato di blocco e la VIC.

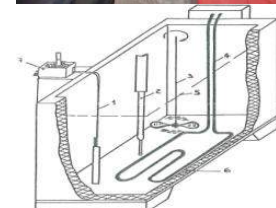
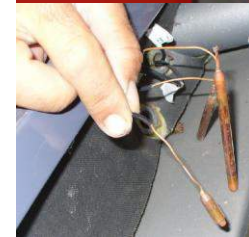
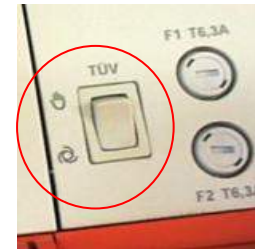
In questo caso, non c'è sempre (dipende dalle caratteristiche costruttive del dispositivo) il riscontro dell'esatta temperatura di intervento e il buon esito della prova si ha in particolare con caldaie in ghisa o con caldaie aventi grandi contenuti d'acqua.

In tutte le modalità sopra descritte è necessario accertare che sia garantita la circolazione dell'acqua in caldaia (nel circuito del generatore). Per i generatori di calore tradizionali, tale condizione può essere realizzata mediante pompa di ricircolo (anticondensa) e flussostato.

Quarta modalità (fuori dall'impianto)

- 1) Generatore di calore spento.
- 2) Strumento di controllo: Termometro posto nel contenitore di prova.
- 3) Si sfilava l'elemento sensibile della VIC dalla sua sede di installazione e si inserisce, insieme al termometro di controllo, in un contenitore con buona conducibilità termica (p. es. pentolino) contenente acqua che viene riscaldata da una fonte di calore esterna (p. es. fornello da campeggio). All'intervento della VIC si verifica che la temperatura raggiunta sia contenuta nei limiti di tolleranza riportati sul certificato di accettazione del dispositivo. La prova si conclude facendo abbassare la temperatura del bulbo, togliendo lo stesso dal contenitore, e riarmando manualmente il dispositivo in prova.

In commercio si possono trovare apparecchiature di prova (calibratori di temperatura, vasche termostatiche) nei quali è possibile inserire l'elemento sensibile e verificare il dispositivo.



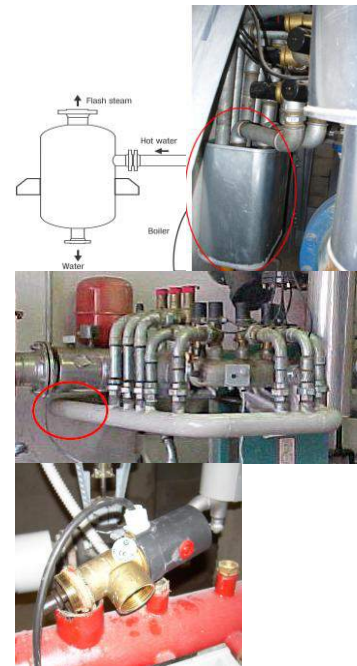
2.1.2 Prova di Efficienza Valvola di Scarico Termico (VST)

Prima modalità

- 1) Generatore di calore in funzione.
- 2) Strumento di controllo: Termometro posto nel pozzetto di prova sulla mandata del generatore.
- 3) Si segue la prima o seconda modalità di prova come descritte per la VIC. Considerando che, al valore di taratura, la VST si apre totalmente e repentinamente; tale prova può comportare notevoli rischi all'operatore, pertanto prima di procedere si deve verificare la tubazione di scarico (convogliamento in flash vessel, luogo sicuro, etc.).

Seconda modalità

- 1) Generatore di calore spento.
- 2) Strumento di controllo: Termometro posto nel contenitore di prova.
- 3) Si segue la quarta modalità di prova come descritto per la VIC, smontando la VST e inserendo l'elemento sensibile in un opportuno apparecchio di prova.



2.1.3 Prova di Efficienza Valvola di Sicurezza (VS)

Prima modalità

- 1) Generatore di calore spento.
- 2) Strumento di controllo: Manometro posto nella flangia di controllo.
- 3) Si spengono le pompe di circolazione, poi si esclude il generatore di calore dal resto dell'impianto mediante le intercettazioni poste tra mandata e ritorno. Si apre il by-pass del gruppo di riempimento, facendo aumentare la pressione dell'acqua all'interno circuito del generatore fino a quando la VS inizierà ad aprirsi. Il valore di pressione indicato dal manometro di controllo dovrà corrispondere al valore di taratura riportato sul certificato di accettazione della VS.

La prova si conclude accertando che con la diminuzione di pressione la VS si richiuda completamente.

Nel caso non si riuscisse ad elevare la pressione mediante il gruppo di carico si potrà immettere acqua tramite pompa manuale.

Seconda modalità

- 1) Generatore di calore spento.
- 2) Strumento di controllo: Manometro posto nella flangia di controllo.
- 3) Si collega la valvola di precarica dell'aria del vaso di espansione dedicato al generatore, ad un compressore o pompa per biciclette. Si aumenta la pressione di precarica dell'aria nel vaso del circuito del generatore fino a quando la VS inizierà ad aprirsi. Si accerta che il valore di pressione lato acqua, indicato dal manometro di controllo corrisponda al valore di taratura riportato



sul certificato di accettazione della VS.

La prova si conclude accertando che con la diminuzione di pressione la VS si richiuda completamente.

Relativamente alla stima della quantità di aria da immettere nel vaso di espansione per la prova di intervento della VS mediante pompa da bicicletta, si veda l'appendice allegata alla presente memoria.

NOTA:

È importante verificare lo stato di conservazione del dispositivo poiché, come si vede in foto, un impianto senza trattamento dell'acqua può provocare depositi sulla VS che non solo rischiano di farla intervenire in ritardo, ma ne determinano anche la mancata chiusura. Pertanto è necessario agire periodicamente sulla manopola per liberare la sede da incrostazioni.



2.2 Dispositivi di Protezione

Dispositivi destinati a proteggere il generatore prima dell'entrata in funzione dei dispositivi di sicurezza (Termostato di Regolazione, Termostato di Blocco, Dispositivo di Protezione Livello Minimo, Pressostato di Blocco, Dispositivo di Protezione Pressione Minima, Flussostato e Dispositivo di Protezione contro la Mancanza di Fiamma).

2.2.1 Prova di Efficienza Termostato di Regolazione (TR)

- 1) Generatore di calore in funzione.
- 2) Strumento di controllo: Termometro posto nel pozzetto di prova sulla mandata del generatore.
- 3) Agendo manualmente sulla manopola del termostato, si diminuisce e aumenta il valore di temperatura, per verificare lo spegnimento e l'accensione del bruciatore alla temperatura prefissata.



2.2.2 Prova di Efficienza Termostato di Blocco (TB)

- 1) Generatore di calore in funzione.
- 2) Strumento di controllo: Termometro posto nel pozzetto di prova sulla mandata del generatore.
- 3) Si fa riferimento alle modalità descritte per la valvola di intercettazione del combustibile, considerando che il dispositivo da escludere nella prova è il solo termostato di regolazione.



2.2.3 Prova di Efficienza Dispositivo di Protezione Livello Minimo (Livellostato di Minima)

- 1) Generatore di calore spento.
- 2) Strumento di controllo: Manometro posto nella flangia di controllo.
- 3) Si esclude il generatore di calore dal resto dell'impianto e si apre il rubinetto posto sul fondo fino al raggiungimento del livello minimo. Tramite lo strumento di controllo si rileva la pressione di intervento (m.c.a).

La prova si conclude facendo aumentare il livello sopra la soglia di intervento e riarmando manualmente il dispositivo in prova.

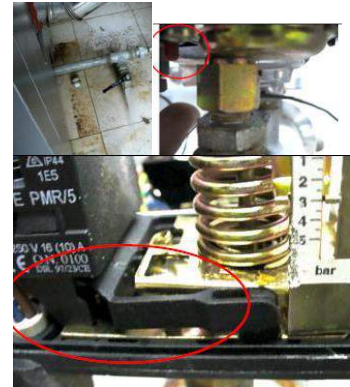


2.2.4 Prova di Efficienza Pressostato di Blocco (PB)

- 1) Generatore di calore spento.
- 2) Strumento di controllo: Manometro posto nella flangia di controllo.
- 3) Si fa riferimento alle modalità descritte per la valvola di sicurezza.

La prova si conclude facendo abbassare la pressione nel circuito del generatore e riarmando manualmente il dispositivo in prova.

Prima di accertare la taratura è consigliabile verificare il collegamento elettrico simulando uno sgancio del contatto tramite utensile.



2.2.5 Prova di Efficienza Dispositivo di Protezione Pressione Minima (Pressostato di Minima)

- 1) Generatore di calore spento.
- 2) Strumento di controllo: Manometro posto nella flangia di controllo.
- 3) Si esclude il generatore di calore dal resto dell'impianto e si apre il rubinetto posto sul fondo fino al raggiungimento della pressione di taratura del dispositivo. Tramite lo strumento di controllo si rileva la pressione di intervento.

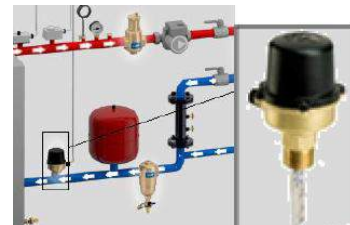
La prova si conclude facendo aumentare la pressione sopra la soglia di intervento e riarmando manualmente il dispositivo in prova.

Per svuotare la caldaia si può aprire manualmente la valvola di sicurezza.



2.2.6 Flussostato

- 1) Generatore di calore in funzione.
- 2) Strumento di controllo: N.A.
- 3) Si intercettano manualmente le valvole nel tratto di tubazione dove è installato il dispositivo e si accerta lo spegnimento del bruciatore.



2.2.7 Prova di Efficienza Dispositivo di Protezione contro la Mancanza di Fiamma

Sonda a Elettrodo di Ionizzazione

- 1) Generatore di calore in funzione.
- 2) Strumento di controllo: N.A.
- 3) Si controlla che scollegando elettricamente l'elettrodo di ionizzazione o sistema equivalente, si verifichi un arresto di blocco del bruciatore;

Sonda a Fotocellula

- 1) Generatore di calore in funzione.
- 2) Strumento di controllo: N.A.
- 3) Si controlla che oscurando la cellula si verifichi un arresto di blocco del bruciatore;



2.3 Dispositivi di Controllo

Dispositivi atti a consentire la misura dei parametri di esercizio (Termometro e Manometro)

2.3.1 Prova di Efficienza Termometro

- 1) Generatore di calore in funzione.
 - 2) Strumento di controllo: Termometro posto nel pozzetto di prova sulla mandata del generatore.
 - 3) Si inserisce il capillare del termometro di controllo nel pozzetto di prova del generatore di calore.
- L'efficienza del termometro installato, si ha quando la lettura fornita da quest'ultimo non si discosta più di 2°C rispetto al termometro di controllo in positivo o in negativo.



2.3.2 Prova di Efficienza Manometro

- 1) Generatore di calore spento.
 - 2) Strumento di controllo: Manometro posto nella flangia di controllo.
 - 3) Si collega il manometro di controllo nella flangia del manometro installato, e si ruota il rubinetto per consentire la lettura contemporanea di entrambi i manometri.
- L'efficienza del manometro installato, si ha quando la differenza tra la lettura del manometro e quella dello strumento di controllo non può discostarsi di oltre il 5%, in positivo o in negativo, del valore di fondo scala del manometro controllato.



3. Conclusioni

Le modalità operative per la verifica dell'efficienza dei DSPC proposte in questa memoria sono di agevole esecuzione ed risultano esaustive per l'accertamento delle condizioni di sicurezza degli impianti termici. La loro efficacia è altresì confermata dall'esperienza acquisita in campo nell'attività di verifica istituzionale degli autori.

Appendice

Stima della quantità di aria da immettere in un vaso di espansione per la prova di intervento della valvola di sicurezza mediante pompa da bicicletta.

Dato un vaso di espansione per impianto di riscaldamento, siano con riferimento alla figura sotto riportata:

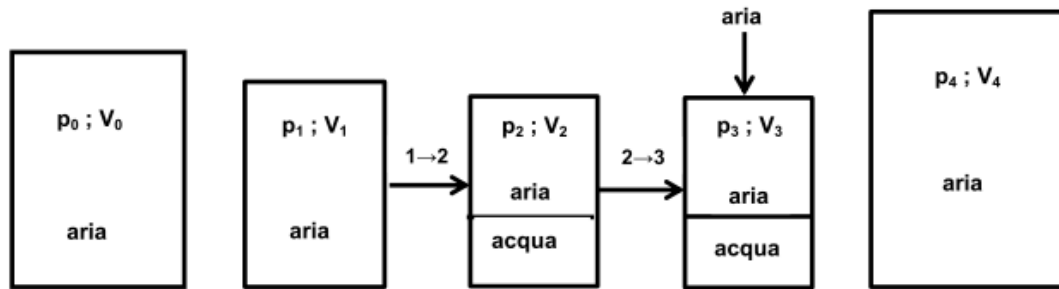
p_1 e V_1 la pressione iniziale e il volume di aria nel vaso a freddo;

p_2 e V_2 la pressione e il volume di aria dopo l'ingresso di acqua nel vaso dovuta all'espansione;

p_3 e V_3 la pressione e il volume di aria dopo l'ingresso di acqua nel vaso dovuta all'espansione e l'immissione di aria esterna;

p_0 e V_0 la pressione p_1 e il volume V_1 riportati alla pressione atmosferica;

p_4 e V_4 la pressione p_3 e il volume V_3 riportati alla pressione atmosferica;



Inoltre, trattandosi di una stima, si assume che le trasformazioni siano isoterme, seppure tale condizione non corrisponde alla realtà.

Applicando la legge della trasformazione isoterma alla compressione dell'aria dovuta all'ingresso di acqua (1→2) si ha:

$$p_1 \cdot V_1 = p_2 \cdot V_2$$

e quindi:

$$V_2 = \frac{p_1 \cdot V_1}{p_2}$$

Con l'immissione di aria nel vaso si ha un aumento di pressione rimanendo costante il volume ($V_3=V_2$), si tratta di una trasformazione con ingresso di materia (2→3).

A questo punto non resta che riportare i volumi V_1 e V_3 alle condizioni atmosferiche, con le seguenti relazioni; scritte considerando come isoterme le due trasformazioni.

$$V_0 = \frac{p_1 \cdot V_1}{p_0}$$

$$V_4 = \frac{p_3 \cdot V_3}{p_4}$$

Ovviamente p_0 e p_4 sono pari alla pressione atmosferica che si assume pari a $1 \text{ bar}_{\text{ass}}$.

E' ora possibile ricavare il volume di aria, a pressione atmosferica, da immettere nel vaso per aumentare la pressione dal valore iniziale p_1 al valore finale p_3 con l'espressione:

$$\Delta V = V_4 - V_0$$

Fatta questa premessa, si passa ai valori numerici risultanti da una prova condotta su un impianto in esercizio al fine di provare l'intervento della valvola di sicurezza per mezzo di una pompa da bicicletta.

Dati $p_1=1,5 \text{ bar}_{\text{rel}}$; $V_1=150 \text{ L}$; $p_2=3 \text{ bar}_{\text{rel}}$; $p_3=3,5 \text{ bar}_{\text{rel}}$, si ottiene:

$$V_2 = \frac{p_1 \cdot V_1}{p_2} = \frac{2,5 \cdot 150}{4} \cong 94 \text{ L}$$

E ancora:

$$V_0 = \frac{p_1 \cdot V_1}{p_0} = \frac{2,5 \cdot 150}{1} = 375 \text{ L}$$

e

$$V_4 = \frac{p_3 \cdot V_3}{p_4} = \frac{4,5 \cdot 94}{1} = 423 \text{ L}$$

Infine

$$\Delta V = V_4 - V_0 = 423 - 375 = 48 \text{ L}$$

Quindi, dal calcolo si ottiene un volume di aria da immettere pari a 48 litri.

Nella prova è stata utilizzata una pompa con volume di 0,25 litri, che corrisponde al volume di ciascuna pompata, pertanto il numero di pompate teoricamente necessarie è:

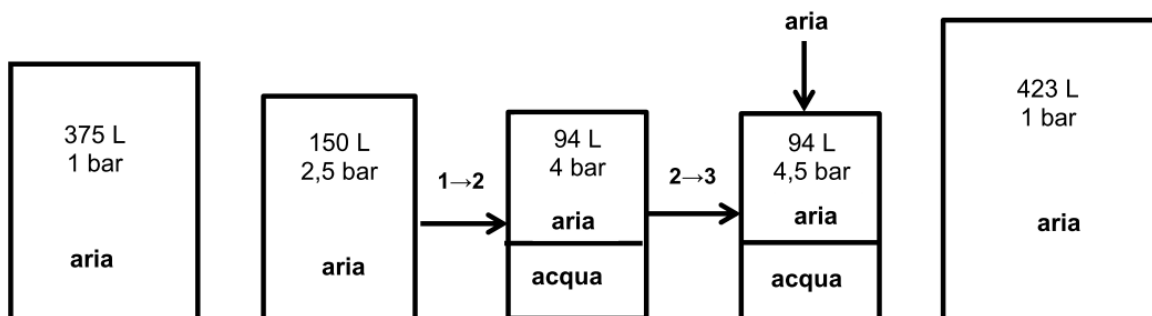
$$\text{numero pompate teoriche} = 48 / 0,25 = 192$$

Poiché sono state conteggiate 260 pompate, ne risulta un volume di aria immessa pari a $260 \times 0,25 = 65$ litri.

Una valutazione dell'efficienza della pompa è desumibile dal rapporto tra il numero di pompate teorico e quello effettivo, oppure tra i volumi.

$$\text{efficienza pompa} = 192 / 260 = 74\%$$

che sembra un valore ragionevole per una pompa da bicicletta.



4. Bibliografia

- [1]D.M. 1/12/1975 “Titolo II Generatori di calore per impianti di riscaldamento ad acqua calda sotto pressione con temperatura non superiore a quella di ebollizione a pressione atmosferica”
- [2]Raccolta R - Ed. 2009 “Specificazioni tecniche applicative del Titolo II del DM 1.12.75”
- [3]D.M. 329/2004 “Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all’articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93”
- [4]D.M. 11 aprile 2011 “Disciplina delle modalità di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all’All. VII del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81,”
- [5]UNI 10412-1: 2006 “Impianti di riscaldamento ad acqua calda - Requisiti di sicurezza”
- [6]UNI 8364-3: 2007 “Impianti di riscaldamento Parte 3: Controllo e manutenzione”
- [7]UNI 9317:1989 “Impianti di riscaldamento Conduzione e controllo”

Ringraziamenti

Si ringrazia l’ing. Natale Palumbo dell’INAIL - UOT CVR Brescia per avere collaborato alla stesura della presente memoria.

Valutazione e gestione del rischio sismico in impianti per stoccaggio di GPL: problematiche emergenti alla luce del recente terremoto in Emilia-Romagna

G.A. Zuccarello*, L. Monica**, S. Carra***, S. Cabassa***, C. Mazzini****

*INAIL - UOT CVR Bologna

**INAIL - DIT

***INAIL - DIT / CERIT di Parma

****ARPA Emilia Romagna CTR-RIR

Sommario

Negli ultimi anni l'intensificarsi dell'attività sismica sul territorio italiano (ben simboleggiata dall'inaspettata intensità del terremoto avvenuto in Emilia-Romagna nel 2012) ha posto in evidenza la necessità di approfondire il concetto di rischio sismico negli impianti a rischio di incidente rilevante, inclusi quelli dedicati allo stoccaggio di grandi quantità di GPL. Diverse verifiche sul campo hanno messo in evidenza come nella pratica industriale già si effettuino misurazioni vibrazionali allo scopo di avviare tempestivamente procedure di emergenza in caso di scossa tellurica, ma ciò ancora avviene senza opportuna regolamentazione comune. Il presente lavoro - attraverso un'analisi di normative e studi scientifici presenti in letteratura - intende aprire una strada per fornire indicazioni tecniche di validità generale che possano essere utili per individuare opportune modalità di monitoraggio real-time dell'evento e di gestione dell'emergenza, anche attraverso un'opportuna conoscenza del comportamento dinamico dei sistemi in studio.

1. Il caso emiliano: esigenze del contesto industriale e normative

Il recente manifestarsi di intense attività sismiche sul territorio italiano (come quella dell'Emilia-Romana nel 2012) invita a valutare e gestire in modo sempre più attento il rischio sismico negli impianti a rischio di incidente rilevante (RIR), specie dopo che, in seguito all'applicazione della Direttiva Seveso II (D.Lgs. 334/1999 e D.Lgs. 238/2005), il punto di vista si è esteso oltre il singolo stabilimento, andando a toccare il territorio e contesto ambientale adiacente, ma anche e soprattutto in attesa del recepimento della nuova Direttiva Comunitaria in materia Seveso, che tra le innovazioni impone esplicitamente ai Gestori delle aziende RIR "l'identificazione e l'analisi dei rischi e i metodi di prevenzione anche per cause naturali come terremoti ed inondazioni".

Secondo una rilevazione effettuata a luglio 2014 sono presenti in Italia 548 stabilimenti soggetti all'art. 6 del D.Lgs. 334/99 e s.m.i. (cosiddette attività a soglia bassa) e 590 stabilimenti soggetti all'art. 8 dello stesso decreto (attività a soglia alta). Di questi, rispettivamente 32 e 61 sono siti in Emilia Romagna, di cui 10 e 6 classificati come Depositi di GPL (Fig.1) per la presenza di una quantità di gas di petrolio liquefatto estremamente infiammabile superiore alle soglie indicate nel Decreto. In essi sono presenti 60 serbatoi, di cui 50 cilindrici orizzontali interamente tumulati, 1 interrato (ancorato a fondazioni in calcestruzzo armate) interamente ricoperto da materiale apposito, 8 cilindrici orizzontali coibentati fuori terra ed 1 sferico coibentato fuori terra. Più precisamente le aziende che sono caratterizzate da serbatoi coibentati sono tre, una soggetta all'art.6 e due soggette all'art.8 con rispettivamente 2 serbatoi da 150 m³ ciascuno, 6 serbatoi da 110 m³ (cilindrici orizzontali) ed un serbatoio sferico da 1000 m³.

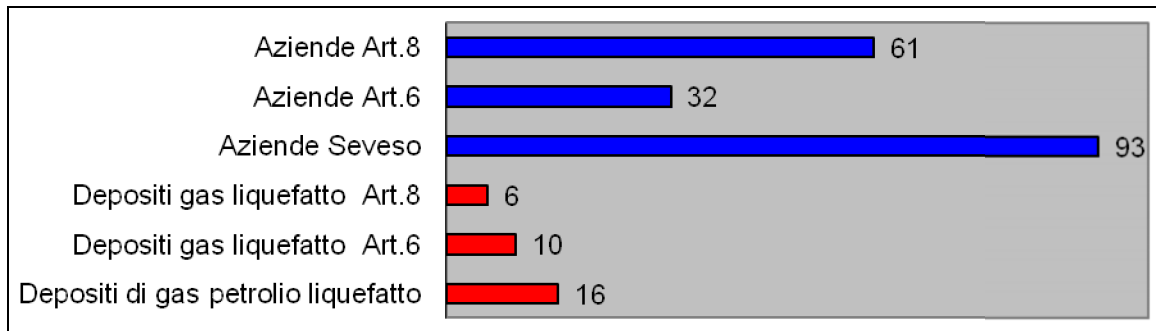


Fig. 1. Aziende Seveso in Emilia Romagna

Pertanto sempre più emerge la necessità – nel mondo industriale e nei contesti adiacenti - di valutare il rischio sismico in modo sistematico, anche laddove la storia recente non riporti eventi numerosi e/o catastrofici e la probabilità di simili eventi sia bassa, individuando soluzioni, migliorie ed interventi di validità generale.

La normativa nazionale introduce, in materia di valutazione del rischio sismico, il concetto di “probabilità di accadimento” (Ordinanza P.C.M. 3274/2003, Ordinanza P.C.M. 3519/2006), infatti si parla di intervalli di accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire alle quattro zone sismiche in cui il territorio italiano è classificato dal 2003 in poi. In base a tale suddivisione, l’Emilia-Romagna risulta una delle regioni con maggior numero di impianti RIR nelle tre zone a maggior rischio sismico. I metodi probabilistici di valutazione della pericolosità sismica sono però attualmente oggetto di discussioni ed altre metodologie – basate su modelli fisici - vengono proposte (vd. metodo NDSHA [1]).

Le novità introdotte con l’ordinanza 3274 sono state pienamente recepite e ulteriormente affinate nelle recenti Norme Tecniche delle Costruzioni (NTC) del 2008, ma sussiste comunque un vuoto normativo in termini di progettazione antisismica dei serbatoi, nel senso che molti metodi esistenti non sono cogenti [2] e le prescrizioni tecniche vigenti sono poche e prevalentemente rivolte al mondo dell’edilizia civile.

I tempi di realizzazione ed i costi connessi alla riprogettazione degli impianti con l’eventuale introduzione di sistemi antisismici – pur rappresentando una soluzione ottimale – rappresentano un ostacolo al loro sistematico utilizzo nei contesti industriali, dove spesso risulta più pratico individuare strumenti per gestire prontamente l’emergenza una volta che essa si verifichi. In tale ottica, manca però comunque una regolamentazione comune che permetta, per esempio, di effettuare un monitoraggio vibrazionale adeguato in situ, che consenta, in caso di scossa tellurica, l’avvio tempestivo delle procedure di emergenza, inclusa la sospensione dell’attività, ma solo se necessaria.

Il tema del rischio sismico ha assunto ulteriore rilievo quando, dopo il sisma del 2012, è stato aperto un tavolo di discussione ipotizzando che le scosse potessero essere state provocate da perforazioni realizzate nelle settimane precedenti.

In particolare, è sotto accusa l’iniezione di liquidi in pressione che, se effettuata in territori con faglie sismiche attive, potrebbe avere un peso nella generazione di questi eventi. La fratturazione idraulica, o fracking, consiste proprio nel pompare acqua e additivi chimici ad alta pressione nel sottosuolo, in modo da frantumare le rocce scistose liberando il petrolio e il gas che vi sono imprigionati. Dalla recente ricerca emerge comunque che non è tanto il fracking, quanto la successiva iniezione di liquidi di scarto il fattore che aumenta il pericolo di terremoti [3].

Dopo il sisma emiliano, una commissione tecnico-scientifica (ICHESE) è stata incaricata di valutare le possibili relazioni tra attività di esplorazione per idrocarburi ed aumento dell’attività sismica, arrivando a supporre che l’attività umana possa aver fornito un contributo allo sforzo tettonico che già agiva sul sistema di faglie [4]. Le recenti ulteriori

conseguenti attività di monitoraggio e verifica svolte – relativamente al centro petrolifero denominato “Cavone” (attivo nella reiniezione di acqua di processo) - in collaborazione con docenti statunitensi e successivamente validate da INGV (rapporto del 18 Luglio 2014), hanno stabilito l’assenza di correlazione tra l’estrazione di idrocarburi ed il sisma emiliano. Molti però sono ancora i dubbi, anche relativi alla validità scientifica di questa ulteriore indagine, ed il dibattito è aperto.

2. La progettazione anti-sismica dei serbatoi

2.1 I danneggiamenti più comuni dovuti ai sismi

Un serbatoio si considera collassato quando si hanno danni al mantello e/o alle giunzioni tra le parti che provocano la perdita totale del contenuto, ma spesso si hanno danneggiamenti gravi anche senza arrivare al vero e proprio collasso.

È necessario distinguere il caso di serbatoi per GPL (tipicamente cilindrici orizzontali o sferici) da quello dei più comuni serbatoi cilindrici ad asse verticale,

Nel caso dei cilindrici ad asse verticale (spesso non in pressione ed utilizzati per diversi prodotti petroliferi), un comune incidente è lo sviluppo di gocce in corrispondenza delle saldature base-mantello del serbatoio, come risultato di deformazioni a “piede di elefante”, dato dall’instabilità per compressione (buckling) del mantello stesso. Esistono anche casi di ribaltamento e di rottura delle coperture (specie i tetti galleggianti) dei serbatoi dovuti ai movimenti ondosi di pelo libero (sloshing, cfr. Cap.3) dei liquidi infiammabili contenuti [2]. I serbatoi semplicemente poggiati a terra su ghiaia sono sensibili a cedimenti del terreno e liquefazione (cfr. Par. 2.3) e soggetti al rischio di forti oscillazioni (rocking). In altri casi, il momento ribaltante può causare un parziale sollevamento delle piastre di base (uplifting), con possibile rottura delle pareti del serbatoio e/o delle tubazioni [1].



Fig. 2. Serbatoio sferico

In effetti una causa piuttosto comune di danno è la rottura di connessioni corte di tubature, a causa della loro incapacità di accompagnare la rotazione o lo scivolamento dei serbatoi durante i severi scuotimenti del terreno. Possono esserci danni specie se le tubazioni sono sovravincolate.

Negli impianti di stoccaggio di GPL in pressione, tipicamente si utilizzano invece serbatoi sferici (sfere Horton, Fig.2) e serbatoi cilindrici ad asse orizzontale (Fig.3). I primi sono costituiti dalla sfera, da una struttura reticolare di sostegno ad essa saldata e da una fondazione [5]. Nei serbatoi cilindrici orizzontali sono presenti selle di sostegno in acciaio o calcestruzzo (in genere due), sostenute da una fondazione.

Nel caso di serbatoi sferici, i più vulnerabili sono gli appoggi, così come lo sono le selle per quelli cilindrici orizzontali, dato che il collasso strutturale del corpo del serbatoio in sé è reso meno probabile dalla rigidità garantita dalla progettazione per funzionamento in pressione. I piloni delle sfere possono collassare in quanto sottoposti ad enormi momenti flessionali oppure per buckling. Danni gravi sono infine quelli alle attrezzature (valvole di sicurezza, indicatori di livello, etc.) la cui salvaguardia è fondamentale per il funzionamento in sicurezza.



Fig. 3. Serbatoio cilindrico orizzontale

2.2. Criteri di progettazione antisismica e dispositivi di protezione

La progettazione antisismica dei serbatoi in Italia fa in genere riferimento sia alle NTC 2008 che, soprattutto, agli Eurocodici (specie l'Eurocodice 8, UNI EN 1998-4 (ed. 2006)), seppur esse siano pensate prevalentemente per opere di ingegneria civile.

Per ogni nodo del reticolo sismico nazionale, le NTC permettono di calcolare le azioni sismiche in funzione di un tempo di ritorno (TR), calcolato a partire da un periodo di riferimento VR (vita nominale moltiplicata per un coefficiente d'uso) in funzione della probabilità di superamento stabilita per ogni Stato Limite [6].

Gli Eurocodici prendono in considerazione il valore di riferimento di picco (PGA) dell'accelerazione del terreno di riferimento, scelto dalle autorità nazionali per ogni zona sismica, corrispondente al periodo di ritorno di riferimento dell'azione sismica per il requisito di non-collasso (o equivalente probabilità di riferimento di superamento in 50 anni) scelto dalle autorità nazionali. Per periodi di ritorno diversi da quello di riferimento l'accelerazione di riferimento viene moltiplicata per un fattore di importanza dipendente dalla Classe di Importanza della costruzione.

Per gli impianti RIR, però, è consigliabile adottare Stati Limite più appropriati rispetto ai classici "S.L. di danno" e "S. L. Ultimo", ossia l'"Operational Basis Earthquake" (OBE), fino al quale va garantito il funzionamento dell'impianto in sicurezza, e il "Safe Shutdown Earthquake" (SSE), corrispondente al sisma più violento possibile, dove deve essere garantita la sicurezza di popolazione ed operatori.

Secondo gli Eurocodici, gli effetti idrodinamici dei liquidi contenuti nei tanks di stoccaggio (cfr. Cap.3) possono essere valutati o con metodo analitico, abbinato ad analisi ad elementi finiti, o tramite un modello semplificato (Spring Mass Model).

Al fine della valutazione della massima azione inerziale agente per effetto del sisma sull'oggetto in studio, è possibile sintetizzare la risposta ad un assegnato terremoto mediante un grafico, denominato spettro di risposta elastico, costruito riportando come ascissa il periodo di vibrazione e come ordinata la pseudoaccelerazione massima. In esso potranno essere riportate più curve, ciascuna corrispondente ad un diverso valore dello smorzamento viscoso. Dallo spettro elastico si ottiene poi quello di progetto applicando un opportuno fattore di struttura.

Nel caso di serbatoi sferici, si può calcolare il periodo come quello di un oscillatore semplice, usando come massa quella data da massa della sfera, massa del gas liquido e semi-massa delle strutture di sostegno. La rigidità può essere calcolata considerando il guscio rigido e ipotizzando che l'elasticità risieda solo nei sostegni.

Per i serbatoi cilindrici ad asse orizzontale su selle devono essere calcolati il periodo di vibrazione orizzontale assiale, quello orizzontale ortogonale e quello verticale. Essi rappresentano infatti un caso particolare per complessità di analisi e di verifica per azioni sismiche. Gli Eurocodici non prevedono apparecchiature cilindriche ad asse orizzontale, ad esclusione dell'EC 8-4 che fornisce però solamente un metodo di calcolo approssimato per gli effetti idrodinamici dei liquidi contenuti.

In molti casi è possibile installare dispositivi di protezione sismica, realizzabili attraverso diverse tecnologie, a cui si fa qui solo cenno. Gli isolatori sismici, dotati di elevata rigidità nei confronti dei carichi verticali e deformabili sotto l'azione delle forze orizzontali, determinano un disaccoppiamento tra il moto della sottostruttura ancorata al terreno e quello della sovrastruttura che viene sottoposta ad azioni sismiche ridotte. Nei serbatoi sferici su colonne risulta comunque difficoltoso l'uso dell'isolamento sismico ed in genere si preferisce rinforzarli con controventi rigidi, tranne in alcune recenti realizzazioni (Svizzera) dove il serbatoio sferico è posto direttamente su di una base al di sotto della quale è possibile inserire gli isolatori. Alcuni studi hanno inoltre ipotizzato l'uso di dissipatori energetici, in particolare smorzatori non lineari a fluido viscoso, nel caso di isolamento di sfere già esistenti, al posto dei sostegni tradizionali. Per serbatoi ad asse

orizzontale, è stata anche mostrata l'efficacia dell'uso di isolatori costituiti da strati alterni di acciaio e gomma.

Ulteriori specifiche soluzioni possono poi essere dedicate esclusivamente alla riduzione del fenomeno dello sloshing, come diaframmi anulari installati sotto la superficie liquida o pareti divisorie verticali di superficie variabile.

2.3 Problematiche connesse a tubazioni e sistemi interrati

In caso di sisma, le tubazioni sono tra gli elementi impiantistici più vulnerabili, siano esse interrate o meno. I punti più sensibili di una tubazione, oltre a curve e raccordi, sono in genere i punti di collegamento alle attrezzature (valvole, smorzatori, strumentazioni), che rappresentano punti di variazione di resistenza o di concentrazione di massa. I punti di discontinuità sono facilmente soggetti a formazione di cricche, anche in normali condizioni di servizio.

Possono inoltre nascere sovrappressioni e depressioni nella tubazione, in presenza di fluido in moto, con possibile innesco di instabilità assiale. Nel caso di uso di dispositivi di isolamento sismico, con spostamento relativo terreno - serbatoio isolato, occorre poi dotare di giunti di dilatazione le tubazioni in ingresso e uscita [1].

Le tubazioni non interrate sono usualmente sistemate in gruppi paralleli supportati da rack, con conseguente nascita di sollecitazioni flessionali in caso di spostamenti relativi appoggi - rack. Le tubazioni possono peraltro collegare apparecchiature caratterizzate da diverse risposte dinamiche al sisma. Le tubazioni fuori terra sono particolarmente esposte all'effetto domino, ma almeno i danneggiamenti sono facilmente individuabili.

Ancor più vulnerabili sono le tubazioni interrate, che possono essere sottoposte contemporaneamente a diversi input sismici in punti differenti e nelle quali un danneggiamento non viene individuato facilmente. Nel passaggio dal terreno all'esterno, è necessario che vengano compensati gli spostamenti relativi tubazioni-terreno, per esempio inserendo raccordi flessibili. In alcuni casi specifici, poi, la possibile scelta di utilizzare materiali particolarmente resistenti alla corrosione ma fragili può incrementare il rischio di rotture anche in caso di sismi moderati [7].

In caso di terremoto, le condotte interrate si comportano come una trave a sezione circolare e le azioni da valutare possono essere originate da deformazioni permanenti (dovute ad attraversamento di frane o faglie) o da deformazioni elastiche dovute al transito delle onde sismiche o alla liquefazione, intesa come la perdita di resistenza a taglio (come in un liquido) in terreni saturi non coesivi a causa dell'incremento delle pressioni interstiziali conseguenti all'eccitazione sismica [8]. Tra i codici internazionali più utili per la verifica sismica delle condotte interrate, oltre all'Eurocodice, si ricordano le statunitensi ASCE (1984) e FEMA 233 (1992), le indiane IITK - GSDMA (2007), le giapponesi JSCE (2000). La liquefazione può anche causare, per esempio, il collasso di pali di sostegno per serbatoi sopraelevati. Il rischio può essere ridotto pre-trattando i terreni ("ground improvement"). È stata pubblicata infine, nel 2000, ad opera del Servizio Sismico Nazionale, una "Proposta di linee guida per la verifica sismica di strutture interrate destinate alla sistemazione di impianti tecnologici", che fornisce indicazioni per la definizione delle prestazioni richieste, delle azioni di riferimento e per il calcolo delle sollecitazioni nelle strutture interrate per impianti tecnologici.

3. Il comportamento dinamico dei serbatoi in presenza di interazione fluido-struttura: lo sloshing

Per effetto delle vibrazioni innescate dal sisma nei serbatoi, si possono creare, all'interfaccia liquido-gas, onde superficiali a bassa frequenza che possono avere effetti significativi sulla risposta dinamica del sistema e dunque sull'integrità dello stesso: si tratta



Fig. 4. Sloshing in un serbatoio cilindrico

del fenomeno dello *sloshing* (Fig. 4). Negli ultimi anni diversi modelli meccanici sono stati proposti per l'analisi semplificata del fenomeno, utilizzando un sistema equivalente di masse e molle concentrate. I codici per la progettazione si rifanno a questi modelli meccanici per valutare la risposta sismica di un serbatoio. Uno dei primi studi fu quello di Housner (1963) che presentò una soluzione per gli effetti idrodinamici in serbatoi cilindrici verticali e rettangolari indeformabili, rimasta

alla base di molte normative, tra cui l'americana API 650 per i cilindri verticali. Negli anni successivi, si iniziò ad includere l'effetto della flessibilità delle pareti (ad opera di Veletsos (1984), per esempio), fino ad arrivare al modello ulteriormente semplificato di Malhotra (2000), a cui si rifà anche l'attuale Eurocodice. Il concetto di base è quello di distinguere una massa di liquido "impulsiva", rigidamente collegata al serbatoio, ed una massa di liquido "convettiva" (di sloshing), connessa al serbatoio attraverso molle elastiche.

Relativamente al caso dei serbatoi in pressione sferici e cilindrici orizzontali coibentati, la letteratura scientifica è meno ricca e solo alcune normative, per esempio l'Eurocodice, danno limitate indicazioni specifiche. La letteratura scientifica più recente ha iniziato però ad approfondire anche tali due casistiche. Recentemente [9] è stato proposto un metodo matematico unificato per l'analisi dello sloshing in tali tipologie di serbatoi in caso di movimento del terreno in direzione orizzontale, tramite una soluzione variazionale per sloshing lineare, realizzata con procedura semi-analitica, in quanto le due geometrie considerate – a differenza di quanto accade per serbatoi verticali e rettangolari – impediscono di utilizzare funzioni armoniche ortogonali per rappresentare il potenziale di sloshing e dunque di sviluppare l'intero calcolo per via analitica. È stato mostrato che le frequenze di sloshing tendono all'infinito per serbatoio completamente pieno, quando lo sloshing diventa trascurabile in quanto la massa impulsiva è dominante, e che l'utilizzo del solo primo "modo" di sloshing consente di ottenere risultati comunque accurati.

Lo studio è stato poi esteso valutando anche il caso di eccitazione longitudinale (oltre che trasversale) dei cilindri orizzontali, considerandoli deformabili solo nel caso di cilindri particolarmente lunghi e supportati alle due estremità; in molti casi, invece, dove in genere il rapporto raggio/spessore è minore di 80, al fine di resistere alle alte pressioni interne, è ragionevole ipotizzare pareti indeformabili. Nel caso di serbatoi sferici, è stata inclusa nel modello anche la flessibilità data dai supporti. La validità del modello è stata infine confermata anche tramite modellazione ad elementi finiti.

4. La gestione dell'emergenza in Italia e all'estero

In caso di impianti preesistenti, non sempre è possibile effettuare una riprogettazione dei serbatoi o inserire dispositivi antisismici. È importante quindi individuare criteri e metodologie, di validità comune, che permettano di gestire l'emergenza in modo tempestivo ("early warning", EW) qualora essa si verifichi. Il quadro internazionale fornisce interessanti spunti in tal senso e la stessa ONU ne suggerisce l'implementazione a livello globale [10] per la gestione dei rischi di origine naturale.

4.1 Procedure di "early-warning": i casi francese, giapponese e la situazione in Italia

Nel mondo, il tipo di impianto a maggior rischio di incidente con conseguenze particolarmente gravose è quello nucleare, per il quale la normativa antisismica è in

genere più severa, dunque da tale ambito è consigliabile prender spunto per adottare misure di sicurezza più cautelative anche per i nostri impianti RIR.

Il Giappone, per esempio, è il paese più avanzato in termini di sistemi di EW, di cui un utilizzo efficiente si è avuto durante il sisma di dicembre 2012, quando l'allarme era già arrivato alla gente comune tramite televisione, radio e sms circa 6s prima che fosse avvertita la scossa vera e propria. Il sistema è basato sulla misura immediata delle cosiddette "onde P", che viaggiano velocemente ma non danneggiano significativamente la superficie: la misura delle onde P permette di prevedere con anticipo l'arrivo delle cosiddette "onde S", molto più lente nel propagarsi, ma più devastanti. Viene inoltre stimata l'ampiezza delle onde S, in modo da far scattare l'emergenza solo se effettivamente necessario. Un sistema analogo è in via di implementazione negli USA e sistemi simili, seppur meno sofisticati, sono stati implementati in Messico, Taiwan, Turchia e Romania.

In diverse aree industriali giapponesi, gli impianti sono stati dotati di terminali EW che ricevono le informazioni dal sistema centrale nazionale e, se necessario, possono dunque intervenire con l'evacuazione dei lavoratori, lo stop delle linee o, in caso di serbatoi di sostanze pericolose, lo shutdown tramite apposite valvole [11].

In generale sono possibili due differenti configurazioni di EW: (i) regionale e (ii) on-site [12]. La prima prevede la misura dei segnali in una rete di stazioni prossime all'epicentro, con successiva stima, tramite leggi empiriche, degli effetti del sisma a distanze maggiori dove sono dislocati i siti di interesse (es: impianti industriali). Il secondo metodo è invece adatto quando tali siti sono vicini alla zona potenzialmente epicentro: la misura della prima porzione dell'onda P permette di predire i successivi spostamenti nello stesso punto e di fornire un livello di allerta locale.

In Europa, un paese che produce energia nucleare e che dedica molta attenzione alla problematica antisismica è la Francia, dove non esiste un vero e proprio sistema di EW, ma gli impianti sono dotati di strumentazione atta a misurare le scosse in corso e bloccare quindi alcune attività. In particolare, esiste una normativa (la RFS 1.3.b del 1984) che, seppur datata, dà indicazioni sulle strumentazioni da utilizzare per un corretto monitoraggio sismico. L'approccio è sicuramente corretto - in Italia manca una chiara indicazione di questo tipo - ma una recente indagine effettuata dalla Commissione Europea (volta a valutare lo stato di sicurezza degli impianti nucleari e a suggerire eventuali migliorie) [13] ha richiesto la revisione di tale normativa, in quanto ritenuta non più aderente allo stato dell'arte.

In Italia esistono due principali reti sismiche: la Rete Nazionale Sismometrica Centralizzata, gestita dall'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia, e la Rete Accelerometrica Nazionale, gestita dal Dipartimento della Protezione Civile. Vengono effettuati il monitoraggio sismometrico, accelerometrico e geodetico attraverso reti GPS. Il loro utilizzo è finalizzato soprattutto alla costruzione degli scenari di danno post-sisma, alla conoscenza del movimento associato alle faglie attive o alla produzione di spettri di riferimento per le normative, ma non esiste per ora una normativa specifica relativa alla creazione di un sistema complesso di EW.

Anche le modalità tecniche per la realizzazione di impianti elettrici soggetti a rischio sismico in edifici strategici, in relazione al problema della continuità di servizio e alla affidabilità degli impianti, non sono regolamentate. Tra i vari suggerimenti a riguardo spicca quello del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, che propone una serie di misure per la tutela della funzionalità delle apparecchiature elettriche [2].

Da segnalare però che nella zona dell'Irpinia è iniziato già dal 2009 il testing di un sistema di EW denominato PRESTo (Probabilistic and Evolutionary early warning SysTem), peraltro analizzato anche nell'ambito del recente progetto europeo "REAKT" dedicato alla riduzione del rischio sismico in real-time [12, 14]. In PRESTo vengono combinati i concetti

di configurazione regionale ed on-line, arrivando ad una previsione più robusta dei potenziali danni sismici, utilizzando parametri di spostamento del terreno sia misurati che predetti. A partire dalla misura delle onde-P tramite accelerometri triassiali, specifici algoritmi permettono di ottenere dati sismici che poi, unitamente alle loro incertezze, vengono inviati ai siti di interesse prima dell'arrivo dell'onda distruttiva. La realizzazione del codice in linguaggio di programmazione C++ permette una grande velocità di trattamento del segnale, elemento chiave per il corretto funzionamento di un sistema di EW in real-time.

4.2 Monitoraggio sismico e gestione dell'emergenza: sensori, algoritmi, procedure

Nel monitoraggio sismico di un sito, sia esso all'interno o meno di un vero sistema EW, importante è la scelta di strumenti ed attrezzature adeguati allo stato dell'arte.

Nel mondo, come sensori vengono utilizzati soprattutto accelerometri, preferibilmente triassiali, o sensori di velocità (per es. geofoni), calcolando poi gli spostamenti tramite integrazione. Negli USA, in genere, i sensori di velocità e di accelerazione coesistono, cosicché i secondi intervengono qualora i primi vadano in saturazione per sismi di grande intensità. È consigliabile utilizzare numerosi sensori, sia per migliorare l'affidabilità del sistema sia per evitare falsi allarmi dovuti a vibrazioni locali. Essi possono essere dislocati più o meno in prossimità del componente di interesse, anche a seconda che si voglia tener conto o meno dell'interazione suolo-struttura e delle amplificazioni strutturali di vibrazioni locali.

Tra i tipi di accelerometri più utilizzati esistono i cosiddetti "force-balanced", nei quali una massa, soggetta al moto, viene richiamata alla sua posizione iniziale, consumando un'energia che è rappresentativa del movimento del suolo.

In tempi recenti, però, è emersa la possibilità di utilizzare accelerometri MEMS (Micro Electro-Mechanical Systems, gli stessi che si trovano nei nostri telefoni cellulari) nelle misure sismiche, che appaiono oggi come una delle soluzioni più appetibili, combinando efficacia, economicità e semplicità d'utilizzo. Essi sembrano infatti aver acquisito ormai sensibilità di misura, range di utilizzo e livelli di rumore che, seppur non ancora paragonabili a quelli degli accelerometri più tradizionali, li rendono effettivamente utilizzabili nell'acquisizione di moti sismici significativi. Un recente studio [15] riporta i risultati di alcuni test effettuati su un MEMS (normalmente installato sull'iPhone 4), utilizzando una tavola vibrante e confrontando le sue performance con quelle di un accelerometro "force-balanced", dimostrando come entrambi abbiano un'ottima risposta nel range di interesse di un sisma (0.2-20Hz). Altre ricerche giapponesi [16], confermano la validità dell'uso dei MEMS per applicazioni sismiche, in alternativa anche ai geofoni, pur ponendo l'accento sulla necessità di incrementarne ancora sensibilità ed operatività a bassissima frequenza.

Negli ultimi anni, è emersa anche la possibilità di utilizzare i sistemi GPS ad alta velocità per rilevare gli spostamenti del terreno, per i sismi più intensi, dato che alcuni sospettano che il metodo delle P-wave sia affetto da errore nella stima della magnitudo. Il valore calcolato infatti non va subito a convergenza ed inoltre i sensori tradizionali possono essere soggetti a saturazione del segnale o a perdita di informazioni in frequenza per i necessari filtri. Un recente studio [17] analizza tale possibilità applicandola al sistema di EW californiano, in cui il GPS sembra ottenere una stima migliore della magnitudo, seppur in ritardo rispetto al metodo delle onde P. L'abbinamento dei due metodi potrebbe dunque fornire un'informazione allo stesso tempo tempestiva e più affidabile.

Nelle parti interrate, inoltre, possono essere usati sensori come celle di pressione (costituite in genere da un piatto riempito con olio disaerato e collegato ad un trasduttore di pressione), installate nel terreno o sulla superficie di contatto terreno-struttura.

Riguardo ai serbatoi, la letteratura riporta poi diverse metodologie utilizzabili per la misura sperimentale dello sloshing, in genere testate su modelli in scala e riempiti con acqua. In alcuni casi il moto ondoso è stato misurato rilevando, mediante trasduttori di spostamento laser, il moto di due galleggianti. In altri, l'introduzione di un colorante (vernice) nel liquido, con conseguente effetto "riflettente", ha permesso ad un laser a triangolazione di misurare direttamente lo spostamento verticale del pelo libero [18].

I sensori devono essere in grado di misurare lunghi periodi, data la bassa frequenza dei "modi" di sloshing. In parallelo, gli spostamenti e le deformazioni delle pareti dei serbatoi possono essere misurati rispettivamente con trasduttori laser di spostamento e "strain-gauges" (ossia estensimetri, basati sul principio per cui la resistenza elettrica di un materiale varia con la deformazione). La pressione indotta dall'azione sismica può essere poi misurata da trasduttori di pressione. In caso di aree con liquefazione, i movimenti verticali del terreno possono essere valutati tramite misure aeree ad alta risoluzione, sfruttando per esempio il moderno telerilevamento tramite tecnologia laser "LiDAR" (light detection and ranging). Un recente documento [19] riassume le disposizioni della normativa francese in termini di sicurezza antisismica degli impianti RIR e nucleari, specie per quanto riguarda strumentazioni di misura e messa in opera di sistemi automatizzati.

Ne emerge che i sensori devono essere associati ad unità di analisi ed acquisizione in grado di alimentarli, effettuare la conversione analogico/digitale, filtrare i segnali, analizzarli e registrarli (in continuo o solo in caso di eventi significativi). Tali sistemi di controllo digitali devono essere accuratamente scelti e gestiti, dato che essi stessi aggiungono un elemento di rischio (malfunzionamenti software, danni fisici alle apparecchiature) rispetto agli strumenti analogici più tradizionali [1]. La realizzazione di un dispositivo di messa in sicurezza automatizzato si completa poi associando a sensori e logiche di controllo i necessari attuatori, che permettono di intervenire sul sistema. Essi possono essere costituiti, per esempio, da: (i) valvole "a tutto o niente" con servomotore; (ii) macchine rotanti (pompe, compressori, etc.); (iii) valvole di regolazione.

È importante, infine, che il tempo compreso tra il rilevamento dell'evento sismico e la messa in sicurezza degli impianti sia compatibile con i tempi del verificarsi di effetti avversi indesiderati. In generale è opportuno cercare di minimizzare le seguenti componenti: (i) tempo di rilevamento (in caso di strumenti sismici, in genere dell'ordine di qualche secondo); (ii) il tempo di trattamento dell'informazione da parte della logica di controllo; (iii) tempo di reazione dell'attuatore (molto variabile, istantaneo per un'alimentazione elettrica, di decine di secondi per grandi valvole).

Conclusioni

La conoscenza del comportamento dinamico dei serbatoi di stoccaggio di liquidi pericolosi (GPL in particolare) e di quello delle attrezzature e delle tubazioni ad essi connesse è fondamentale al fine di effettuare una corretta valutazione e gestione del rischio sismico negli impianti RIR. Nasce di conseguenza la possibilità di effettuare in maniera corretta un monitoraggio sismico che permetta un pronto intervento ed una corretta gestione dell'emergenza. Anche la possibilità che si verifichino fenomeni dinamici complessi (per es. lo sloshing) deve essere tenuto in conto. L'esperienza del recente sisma in Emilia-Romagna ci insegna che possono verificarsi eventi anche ritenuti "improbabili", da affrontarsi comunque al meglio.

Le modalità di monitoraggio ed intervento automatizzato dovrebbero essere regolamentate secondo criteri e procedure comuni di "early warning", come già accade in alcuni contesti esteri. Un'attenzione particolare deve essere rivolta alla scelta di strumenti ed attrezzature adeguati allo stato dell'arte. Le procedure devono essere ottimizzate in termini di scelta e posizionamento dei sensori, efficacia degli algoritmi di controllo ed affidabilità della trasmissione real-time dei segnali.

Bibliografia

- [1] P. Clemente, A. Martelli: "Sicurezza sismica degli impianti chimici a rischio di incidente rilevante", Enea, Glis, Giornata di studio del 7 Febbraio 2013.
- [2] F. Dattilo et altri: "Le attività a rischio di incidente rilevante in Italia", Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, 2013.
- [3] K.M. Keranen et altri: "Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: links between wastewater injection and the 2011 M_w 5.7 earthquake sequence", *Geology*, vol. 41(6), 2013, pp.699-702.
- [4] ICHESE, "Report on the Hydrocarbon Exploration and Seismicity in Emilia Region", International Commission on Hydrocarbon Exploration and Seismicity in the Emilia Region, 2014.
- [5] G. Petrangeli: "La verifica sismica di serbatoi di gas di petrolio liquefatto", negli Atti del *Convegno VGR Valutazione e Gestione del Rischio negli Insediamenti Civili ed Industriali*, Pisa, 24-26 Ottobre 2000.
- [6] G. Brunelli, F. Borgognoni: "Verifica sismica delle apparecchiature industriali di processo", Societa' Italiana Costruzioni Industriali, 2013.
- [7] V. Ciampi et altri: "Passive control for seismic protection of critical components in industrial process plants", negli Atti del *13th World Conference on Earthquake Engineering*, Vancouver, B.C., Canada, Agosto 2004.
- [8] G.M. Calvi, R. Nascimbene: "Progettare i gusci: acciaio, cemento armato e precompresso: piastre, serbatoi, cupole, paraboloidi e condotte: gravità, instabilità e azioni sismiche", IUSS press, Pavia, 2011.
- [9] L.A. Patkas, S.A. Karamanos: "Variational solutions for externally induced sloshing in horizontal-cylindrical and spherical vessels", *Journal of Engineering Mechanics*, vol. 133, 2007, pp. 641-655.
- [10] ONU, "Global survey of early warning systems", 2006.
- [11] K. Masaki, S. Kurahashi, K. Irikura: "Development of alarm network using Earthquake Early Warnig", negli Atti della *14th World Conference on Earthquake Engineering*, October 12-17, 2008, Beijing, China.
- [12] P. Gasparini et altri: "Procedures for real-time earthquake risk reduction of industrial plants and infrastructures", negli Atti della *15th World Conference on Earthquake Engineering*, Lisboa, 2012.
- [13] European Nuclear Safety Regulators Group, ENSREG, "Stress tests performed on European nuclear power plants: France", 2012.
- [14] A. Zollo et altri, "An integrated regional and on-site earthquake early warning system for Southern Italy: concepts, methodologies and performances", Chapter 7 in "Early Warning for Geological Disasters", Springer, Berlin, 2014, pp.117-137.
- [15] A. D'Alessandro, G. D'Anna, R. D'Anna: "The suitability of low cost 3 axes mems accelerometer in strong motion seismology: tests on the LIS331DLH (iPhone 4) accelerometer", negli Atti del *Convegno Gruppo Nazionale di Geofisica della Terra Solida, GNGTS*, Potenza, 2012.
- [16] T. Aizawa et altri: "Application of MEMS accelerometer to geophysics", *Int. J. of the Japanese committee for rock mechanics*, vol. 4(2), 2008, pp.1-4.
- [17] M. Allen, A. Ziv: "Application of real time GPS to earthquake early warning", *Geophysical Research Letters*, vol.38(16), 2011.
- [18] S. Carra, M. Amabili, R. Garziera: "Experimental study of large amplitude vibrations of a thin plate in contact with sloshing liquids", *Journal of Fluids and Structures*, Vol. 42, 2013, pp. 88-111.
- [19] Union des Industries Chimiques, Association Française du Génie Parasismique, "Mise en sécurité d'une installation sur sollicitation sismique, version provisoire", France, 2014.

Applicazione del quadro normativo vigente sulle costruzioni antisismiche ai serbatoi criogenici

D. Barbagallo*, D. Zecchini*

*Gruppo di Lavoro Normativa Antisismica - Assogastecnici/Federchimica

Sommario

Nell'ambito delle attività di Assogastecnici, Associazione Nazionale Imprese Gas Tecnici, Speciali e Medicinali, facente parte di Federchimica, Federazione Nazionale delle Imprese Chimiche, un Gruppo di Lavoro composto da tecnici esperti si è posto l'obiettivo di verificare il quadro normativo antisismico e di identificare la metodologia di applicazione dello stesso al mondo dei serbatoi criogenici la cui peculiarità è legata ad un'elevata mobilità sul territorio e a collocazioni che ne condizionano i relativi scenari incidentali (ad esempio nei casi di stabilimenti a rischio incidente rilevante o di strutture ospedaliere).

Dopo una breve esposizione della normativa vigente con specifico riferimento alla fornitura di gas mediante messa a disposizione di serbatoi presso il sito dell'utilizzatore, il presente Articolo intende esporre le valutazioni degli esperti circa l'individuazione delle specifiche tecniche e delle analisi sulla sicurezza antisismica necessarie per una corretta e completa analisi dell'idoneità del serbatoio all'installazione in un sito specifico.

Con riguardo poi ai serbatoi di vecchia fabbricazione – ovvero antecedenti l'entrata in vigore delle nuove disposizioni costruttive dettate dalla Direttiva PED - è inoltre proposta una metodologia di analisi su modelli-tipo, con l'obiettivo di stabilire le possibili risposte alle sollecitazioni sismiche di una famiglia di serbatoi nelle diverse aree del territorio nazionale, in relazione all'attuale mappa di pericolosità sismica.

1. Introduzione

Tra le principali tipologie di fornitura tipiche dell'attività delle imprese produttrici di gas tecnici, speciali e medicinali (d'ora in poi "imprese produttrici") vi è quella praticata mettendo a disposizione dei propri clienti, utilizzatori del prodotto nella sua fase gassosa o liquida (d'ora in poi "utilizzatori del gas"), le attrezzature necessarie allo stoccaggio e all'erogazione del prodotto quali serbatoi criogenici e vaporizzatori (d'ora in poi "impianti criogenici o "impianti") di cui curano il periodico riempimento e la manutenzione, ordinaria e straordinaria.

Salvo particolari casi, la tipologia contrattuale cui ci si avvale per la fornitura di gas prevede il ricorso alla locazione dell'impianto di cui agli artt. 1571 e seguenti del Codice Civile, i.e. alla sezione dedicata alla locazione. In quanto locatore di un bene, l'impresa produttrice è tenuta a mantenere tale bene idoneo all'"uso convenuto" per tutta la durata del contratto e, nell'"idoneità all'uso", è compresa la conformità del bene locato alle normative emanate nel tempo dal legislatore.

Poiché il serbatoio è collocato nel sito produttivo dell'utilizzatore del gas, in capo alle imprese produttrici sorgono obblighi di cooperazione e coordinamento con lo stesso, che, in veste di Datore di lavoro (ai fini del Decreto Legislativo 81/2008 "Attuazione dell'art. 1 della L. 3.08.2007 n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"), è tenuto ad una valutazione dei rischi.

In particolare, con riguardo alla normativa antisismica, al sito produttivo dell'utilizzatore del gas si applicano le disposizioni richiamate dal Decreto Ministeriale del 14.01.2008 "Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni" (qui di seguito "NTC 2008").

Premesso che all'interno delle NTC 2008 è corretto ricondurre i serbatoi agli "impianti o elementi non strutturali", con riferimento agli edifici già esistenti all'entrata in vigore delle

NTC 2008, il proprietario è tenuto ad una serie di adempimenti e verifiche su tutto ciò che insiste sul proprio sito, quand'anche di proprietà di terzi, come è appunto il caso dei serbatoi in questione.

2. Le verifiche antisismiche

L'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 distingue due diversi contesti per i quali vale l'obbligo di verifica antisismica: edifici strategici per fini di protezione civile e opere che possono assumere rilevanza in caso di collasso.

Tali edifici sono meglio definiti dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3685 del 21 ottobre 2003 che individua, tra gli stessi, le strutture e i presidi ospedalieri e le attività produttive a rischio di incidente rilevante.

Nelle disposizioni sopra citate e nei relativi chiarimenti successivi è precisato che, mentre la verifica è obbligatoria, l'intervento di adeguamento non lo è, ma deve essere programmato.

In aggiunta alle prescrizioni previste dalla normativa antisismica citata, è importante rilevare che, nell'ambito nella valutazione dei rischi per la sicurezza sul luogo di lavoro secondo il Decreto Lgs. n. 81/2008, il datore di lavoro possa valutare opportuno e/o necessario acquisire informazioni sulla vulnerabilità sismica dell'impianto criogenico installato nel suo sito produttivo.

2.1. Elementi non strutturali e impianti: verifiche e adeguamento

Per quanto attiene l'ambito di nostro interesse, spetta all'utilizzatore del gas, in quanto proprietario del sito, procedere ad effettuare tutte le necessarie verifiche.

La Circolare n. 617 del 2 febbraio 2009 "Istruzioni per l'applicazione Nuove Norme Tecniche Costruzioni di cui al Decreto Ministeriale 14 gennaio 2008" (paragrafo C8A.9.1.) individua i componenti non strutturali che richiedono una valutazione sismica.

Componente	Vulnerabilità	Importanza	Costo & interruzione per l'adeguamento	Valutazione/ Adeguamento se esistenti nelle zone (2)				Ancoraggi se nuovi nelle zone (2,3)					
				1	2	3	4	1	2	3	4		
Serbatoi di ossigeno	Alta	Alta	Basso										

Tabella 1 – Alcuni componenti non strutturali che richiedono una valutazione sismica (estratto di Tabella C8A.9.1 della Circolare n. 617)

La Tabella C8A.9.1 illustra alcune raccomandazioni non esaustive per specifici componenti e sistemi non strutturali, per lo più presenti in complessi ospedalieri. Sebbene la Tabella riporti esclusivamente la dicitura "serbatoi di ossigeno", si ritiene corretto considerare alla stessa stregua di tali serbatoi, anche quelli contenenti qualsiasi tipo di gas. Le raccomandazioni sono fornite sia per le installazioni già esistenti che per quelle nuove. Esse dipendono sia dal tipo di componente o di sistema che dalla zona sismica in cui si trova l'opera.

In generale, si richiede una maggiore priorità di adeguamento antisismico per i sistemi che presentano un'elevata vulnerabilità, una grande importanza, un basso costo di adeguamento sismico e una limitata interruzione dei servizi necessaria per portare a termine l'adeguamento. I sistemi a bassa vulnerabilità, o di poca importanza, od il cui adeguamento è gravoso e comporta un rilevante tempo di interruzione del servizio in termini, sono da adeguare se installati nelle zone 1 e 2.

Premesso quanto sopra, un'attività di controllo e verifica dell'edificio esistente, ai sensi della normativa antisismica, dovrebbe tenere in considerazione diversi dati tra i quali quelli contenuti nell'analisi geologica del territorio, quelli relativi alla tipologia costruttiva/stato della piazzola sui cui l'impianto criogenico è installato e, non ultimi, le informazioni relative agli ancoraggi, tutti dati di cui solo il proprietario del sito può disporre.

Si consideri inoltre che un serbatoio criogenico:

- non è assimilabile ad un semplice serbatoio di stoccaggio fisso costruito sul sito, né tantomeno ad un'opera edile;
- è un'apparecchiatura complessa, idonea ad un servizio temporaneo per periodi la cui durata dipende dall'andamento del consumo del prodotto in esso contenuto e che può essere soggetto a frequenti sostituzioni con altri serbatoi di diversa configurazione e capacità.

Di conseguenza i serbatoi non devono essere ricompresi nel collaudo statico della struttura di supporto.

3. Tipologie di serbatoi e installazioni

Chiarita la fonte dell'obbligo per i proprietari di alcune tipologie di edifici e opere infrastrutturali di effettuare specifiche verifiche antisismiche che comprendono anche le opere non strutturali e gli impianti, è possibile che le imprese produttrici di gas, proprietarie dei serbatoi, siano chiamate a fornire una Relazione Tecnica contenente la documentazione per un'adeguata descrizione e caratterizzazione dei serbatoi criogenici di stoccaggio da installare o già installati. Prima di entrare nel merito dei contenuti di tale Relazione, è opportuno ricordare le diverse tipologie di serbatoi presenti nei siti degli utilizzatori.

Le imprese produttrici dispongono di un parco serbatoi in Italia che in base all'anno di fabbricazione si possono distinguere come segue.

Serbatoi non marcati CE

Serbatoi criogenici fabbricati prima del 30 maggio 2002, data in cui è entrato in vigore il D. Lgs. n. 93/2000, Decreto di recepimento della Direttiva PED, dotati di libretto matricolare in cui si attesta la costruzione in conformità alle norme ISPEL (ex Decreto Ministeriale 1927). I serbatoi sono stati progettati secondo alcune Circolari specifiche e secondo la raccolta VSR ISPEL. Tali norme di progettazione non prevedevano alcuna procedure di verifica della conformità relativamente al rischio sismico.

Per tale categoria di serbatoi i dati necessari alla stesura della Relazione Tecnica potrebbero non essere più reperibili presso il fabbricante. In tal caso si dovrà ricorrere a una soluzione alternativa. Il presente Articolo contiene una proposta metodologica basata su criteri di modellazione e analisi antisismica di serbatoi prototipo in grado di fornire le necessarie valutazioni di idoneità strutturale.

Serbatoi marcati CE

Serbatoi criogenici fabbricati in conformità alla Direttiva PED, recepita in Italia con D. Lgs. n. 93/2000. Per tali serbatoi, su cui è apposta la marcatura CE, il fabbricante ha dovuto valutare il rischio sismico al fine di poterne garantire la sicura installazione. La marcatura CE e la relativa dichiarazione di conformità consentono di affermare la legittimità della cessione a qualsiasi titolo dell'apparecchiatura su tutto il territorio dell'Unione europea. La valutazione sismica è fatta secondo gli Eurocodici al fine di garantirne la libera circolazione all'interno dell'Unione.

In altre parole, libretto matricolare per i serbatoi immessi sul mercato prima del 2002 e marcatura CE per i serbatoi costruiti dal 2002 in poi, sono i presupposti per la legittima immissione sul mercato italiano di entrambe le tipologie di serbatoio.

4. La Relazione Tecnica per l'utilizzatore

Sulla base delle diverse tipologie di serbatoio, è possibile distinguere due modelli di Relazione Tecnica:

- uno idoneo alla trattazione di serbatoi costruiti dopo l'anno 2002, conformemente alle disposizioni del complesso normativo PED, marcati CE;
- l'altro idoneo alla trattazione di serbatoi costruiti antecedentemente all'entrata in vigore del D.Lgs. n. 93/2000, anche se di tali serbatoi non è oggi possibile acquisire dai fabbricanti, in parte o in toto, la documentazione costruttiva.

Per quanto concerne i serbatoi marcati CE, la Relazione Tecnica potrà avvalersi della citazione della norma o del codice a cui il fabbricante ha fatto riferimento nella valutazione di rischi prevista dalla PED, ma non potrà in alcun modo contenere le valutazioni effettuate dal fabbricante in sede di progettazione e facenti parte del fascicolo tecnico PED, in quanto tale documentazione fa parte dello specifico know how del fabbricante.

Diverso il caso dei serbatoi non marcati CE, per i quali risulta chiara la necessità di trovare una modalità di valutazione delle caratteristiche strutturali nei casi in cui non si disponga di tutte le informazioni di natura tecnica e costruttiva. Di conseguenza, a fianco dell'individuazione di alcune ipotesi di calcolo per parametri critici, la Relazione Tecnica per l'utilizzatore potrà essere realizzata adottando una metodologia basata sull'identificazione di famiglie omogenee di serbatoi rappresentate da un serbatoio-prototipo sul quali operare le opportune valutazioni di idoneità, così come descritto nel successivo capitolo.

5. Proposte metodologica per la valutazione della vulnerabilità sismica dei serbatoi di fabbricazione ante-PED

L'approccio normativo vigente comporta la necessità di valutare la vulnerabilità sismica dei serbatoi criogenici presenti sul territorio nazionale, installati e da installare, in impianti esistenti o in impianti di futura realizzazione.

In altri termini, si tratta di stabilire se un serbatoio criogenico è installabile ovunque sul territorio nazionale o solo in alcune zone.

Come illustrato nel capitolo precedente, la procedura per la verifica di un serbatoio non marcato CE per PED (impresso sul mercato prima dell'anno 2002) si differenzia da quella da adottare per un serbatoio marcato CE per il quale è sufficiente la citazione della norma o del codice a cui il fabbricante ha fatto riferimento nella valutazione di rischi prevista dalla PED.

Per quanto concerne i serbatoi ante-PED, invece, è necessario individuare una modalità di valutazione delle caratteristiche strutturali nel caso non si disponesse della totalità delle informazioni tecnico-costruttive. A tal scopo sarà necessario stabilire alcune ipotesi di calcolo per quanto riguarda alcuni valori determinanti per l'analisi di vulnerabilità sismica.

5.1 Ipotesi di calcolo su parametri critici

Materiali da costruzione

Ai fini dell'analisi sismica, in mancanza del certificato attestante il materiale da costruzione del serbatoio esterno, si ritiene cautelativo assumere che i recipienti esterni siano costruiti in acciaio al carbonio da costruzione con minime caratteristiche meccaniche (S235JR).

Analogamente, per il serbatoio interno, si può assumere che il materiale da costruzione sia del tipo ASTM A312 Tp 304.

Informazioni e dati tecnici sulla configurazione e le condizioni dei componenti strutturali e sulle caratteristiche dei materiali da costruzione, determinano il Livello di Conoscenza a cui corrisponde un coefficiente (Fattore di Confidenza) da considerare nelle valutazioni di resistenza alle sollecitazioni. L'adozione di un valore opportunamente scelto per tale coefficiente consente la valutazione prudenziale anche di serbatoi in uso da molti anni e per i quali non sono più esaustivamente disponibili informazioni e dati delle parti non ispezionabili.

Materiale di isolamento

Fattore decisamente rilevante ai fini della stabilità strutturale è il materiale di isolamento dell'intercapedine (perlite), il cui contributo nel trasferire le azioni sismiche dal serbatoio interno a quello esterno può determinare una migliore risposta statica e dinamica al sisma. Nel corso dei prossimi mesi Assogastecnici, promuoverà un'attività di ricerca apposita per misurarne gli effetti di smorzamento.

Grado e fluido di riempimento

Per quanto concerne il grado di riempimento del serbatoio, parametro significativo per il dimensionamento e la verifica del comportamento alle sollecitazioni sismiche, ci si conforma alle indicazioni delle NTC 2008 per le categorie di azioni variabili E (ambiente ad uso industriale), coerenti con la norma UNI EN1991-4:2006.

Si ritiene, pertanto, che il grado di riempimento possa essere considerato pari a non più dell'80% della capacità utile (variabile tra il 90 e il 95% della capacità geometrica).

Come fluido criogenico di riempimento del serbatoio, viene considerato l'argon, avente il maggiore peso specifico tra i fluidi autorizzati.

Classi e coefficienti d'uso

Per quanto concerne la classe d'uso, è possibile operare un distinguo a seconda dei siti di installazione dei serbatoi criogenici:

Stabilimenti industriali

I serbatoi sono da considerarsi appartenenti alla:

caso a) classe d'uso IV con coefficiente $C_U=2$,
se installati presso gli stabilimenti classificati come a Rischio di Incidente Rilevante

caso b) classe d'uso II, con coefficiente $C_U=1$
se installati presso stabilimenti industriali non classificati come a Rischio di Incidente Rilevante

Strutture ospedaliere

I serbatoi sono da considerarsi appartenenti alla:

caso a) classe d'uso IV con coefficiente $C_U=2$
come previsto dalla Circolare n. 617 (Tabella C8A.9.1), ad esclusione delle condizioni previste dal successivo caso b).

caso b) In considerazione della pluralità delle fonti di ossigeno medicinale costituenti la Centrale di stoccaggio, nonché la varietà dell'ubicazione delle stesse, così come stabilito dalla norma UNI EN ISO 7396-1 armonizzata alla Direttiva 93/42/CEE, si ritiene che, nella valutazione complessiva del rischio di interruzione del servizio, lo stesso non sia compromesso dal cedimento del serbatoio criogenico. In tal caso, con riferimento alla sopracitata Tabella C8A.9.1, sia Vulnerabilità sia Importanza possono considerarsi "basse"

e, con riferimento alla classe e al coefficiente d'uso, i serbatoi possono considerarsi appartenenti alla:

classe d'uso II, con coefficiente $C_U=1$

Vita nominale

Si può considerare che un serbatoio criogenico non rimane normalmente installato presso lo stesso sito per più di 15 anni. Di conseguenza, per i succitati casi a) e b) si può calcolare:

caso a)

$$V_{R_{SC(a)}} = V_{N(a)} \times C_{U(a)} = 30 \text{ anni} \quad (1)$$

caso b)

$$V_{R_{SC(b)}} = V_{N(b)} \times C_{U(b)} = 15 \text{ anni} \quad (2)$$

Prendendo in considerazione il valore minimo della vita di riferimento previsto dalla norma di 35 anni, è ragionevole adottare una vita di riferimento di 35 anni per tutte le casistiche, indipendentemente dalla classe d'uso.

Stati limite di riferimento

Per le classi d'uso I e II, gli stati SLE (Stati Limite di Esercizio) si considerano soddisfatti se è verificato il rispetto di SLD (Stati Limite di Danno) e gli stati SLU (Stati Limite Ultimo) si considerano soddisfatti se risulta verificato il rispetto di SLV (Stati Limite di salvaguardia della Vita). Per tale stato limite si assume una probabilità di superamento P_{VR} del 10%.

In base alla formula del Tempo di ritorno del sisma:

$$T_R = \frac{-V_R}{\ln(1-P_{VR})} \quad (3)$$

si assume tale valore pari a 332 anni.

Elementi topografici e geologici

Nel nuovo complesso normativo l'azione sismica è valutata a partire dalla "pericolosità sismica di base" in condizioni ideali del sito di riferimento rigido con superficie orizzontale. L'azione sismica¹, è parametrizzata su 10.751 punti topografici e per 9 valori del periodo di ritorno T_R (30, 50, 72, 101, 140, 201, 475, 975, 2475 anni).

Nota il tempo di ritorno T_R , e il punto topografico, la forma spettrale risulta definita su suolo di riferimento rigido orizzontale.

Le condizioni del sito di riferimento rigido non corrispondono, in generale, a quelle effettive, pertanto, si deve tener conto delle condizioni stratigrafiche e topografiche del territorio italiano.

In modo conservativo si può assumere una categoria di sottosuolo di tipo D² e categoria topografica T1³.

¹ Definita con i parametri:

a_g [g] accelerazione orizzontale massima del terreno

F_0 [-] valore massimo del fattore di amplificazione dello spettro di accelerazione orizzontale

T_c^* [s] periodo di inizio del tratto a velocità costante dello spettro di accelerazione orizzontale

² Definito dalla Tabella 3.2.II delle NTC 2008: Depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o di terreni a grana fina scarsamente consistenti, con spessori superiori a 30 m, caratterizzati da un graduale miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di $V_{s,30}$ inferiori a 180 m/s (ovvero $N_{SPT,30} < 15$ nei terreni a grana grossa e $c_{u,30} < 70$ kPa nei terreni a grana fina)

Parametro	Disposizione vigente	Proposta
Materiali da costruzione delle membrature e gambe del serbatoio esterno	da certificato	da certificato o, se non disponibile, S235JR
Materiali da costruzione delle membrature e supporti del serbatoio interno	da certificato	da certificato o, se non disponibile, ASTM A312 Tp 304 (XCrNi18-10)
Livello di conoscenza LC	1 – 2 - 3	3
Fattore di confidenza FC	1,35 – 1,2 – 1	1
Materiale di isolamento intercapedine recipienti interno/esterno	-	Perlite / 130 kg/m ³
Contributo strutturale della perlite di riempimento dell'intercapedine	-	Significativo (da determinarsi sperimentalmente)
Riempimento serbatoio interno (% capacità utile)	80% (100%)	80%
Fluido criogenico di riempimento	-	Argon
Classe e coefficiente d'uso per installazioni in insediamenti industriali ordinari	/	II / 1
Classe e coefficiente d'uso per installazioni in insediamenti industriali R.I.R.	IV / 2	IV / 2
Classe e coefficiente d'uso per installazioni in strutture ospedaliere ante Direttiva 93/42/CE	IV / 2	IV / 2
Classe e coefficiente d'uso per installazioni in strutture ospedaliere post Direttiva 93/42/CE	IV / 2	II / 1
Vita nominale VN	minimo 35 anni	sempre 35 anni
Stato Limite di Riferimento	SLO – SLD – SLV – SLC	SLV
Probabilità di superamento nel periodo di riferimento e PVR %	81% - 63% - 10% - 5%	10%
Tempo di ritorno del sisma	$T_R = \frac{-V_R}{\ln(1 - P_{VR})}$	332 anni
Categoria sottosuolo	da indagine geologica	D
Fattore topografico	da verifiche in sito	T1

Tabella 2 – Proposte di parametri critici

5.2 Proposta metodologica per la valutazione sismica: l'individuazione di serbatoi-prototipo rappresentativi di famiglie omogenee

Sempre con riferimento ai serbatoi fabbricati prima dell'entrata in vigore della Direttiva PED, si consideri quanto segue:

³ Definito dalla Tabella 3.2.IV delle NTC 2008: Superficie pianeggiante, pendii e rilievi isolati con inclinazione media $\leq 15^\circ$

- i serbatoi costituenti l'insieme di interesse, sono classificabili in un numero contenuto di famiglie omogenee;
- ogni famiglia, sotto il profilo del rischio sismico, può essere esaustivamente rappresentata da un serbatoio prototipo;
- di ciascun prototipo si possono definire tutte le caratteristiche dimensionali e "dimensionanti", prudenzialmente assumibili per effettuare la verifica alle sollecitazioni.

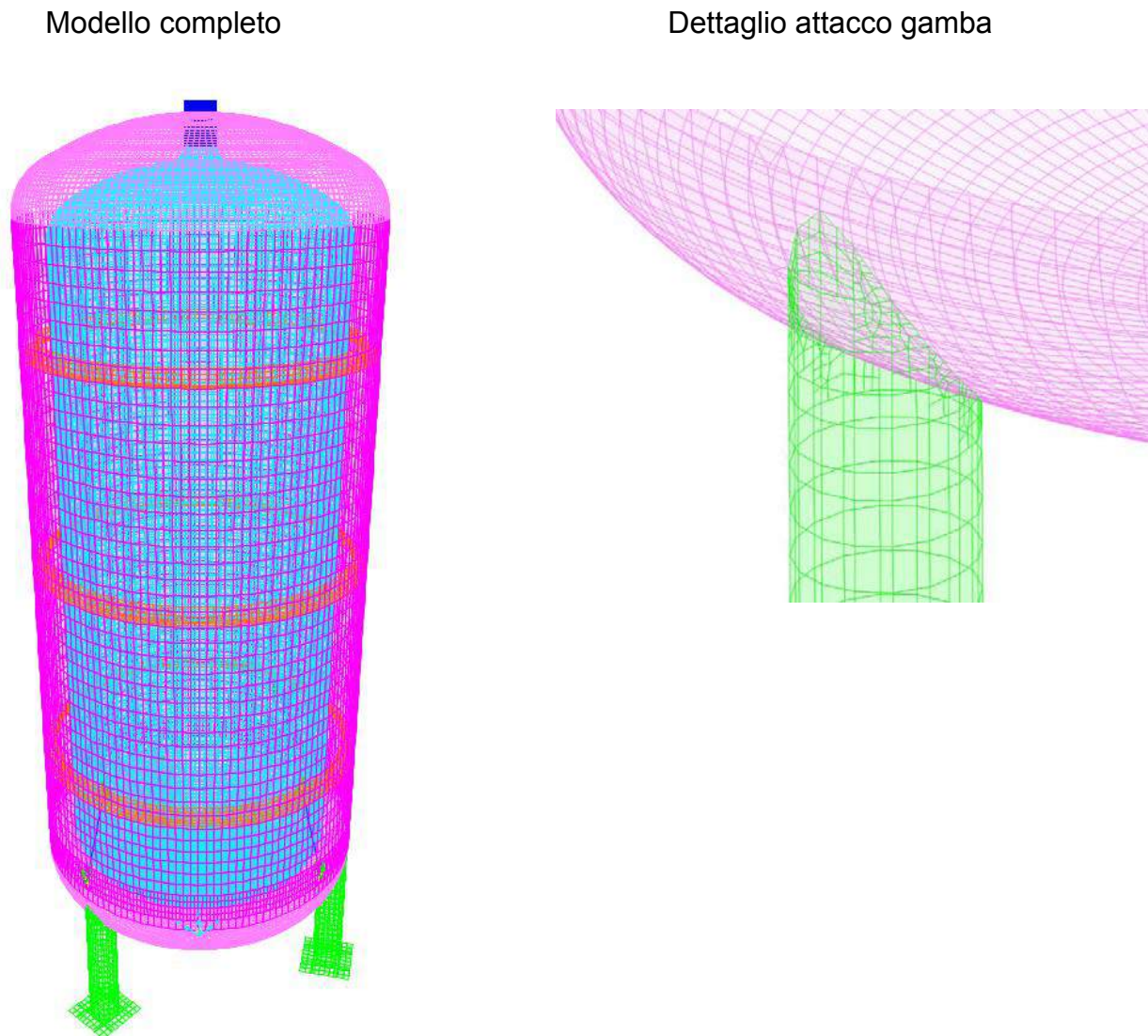


Figura 1 – Modellazione del serbatoio

Il "parco serbatoi criogenici" presente in Italia può essere suddiviso in famiglie secondo i seguenti criteri:

- anno di costruzione: periodo 1960 ÷ 2014
- fabbricante
- capacità nominale da 750 a 50000
- valori della pressione nominale: da 2 a 37 barg
- in base ai gas di stoccaggio autorizzati (O₂, N₂, Ar, CO₂, N₂O)

Ciascuna famiglia è rappresentata esaustivamente da un serbatoio prototipo le cui caratteristiche dimensionali e costruttive sono state prudenzialmente determinate sulla

base delle caratteristiche ricorrenti dei serbatoi appartenenti alla particolare famiglia (ad esempio la tipologia della gamba di sostegno).

Di conseguenza, la valutazione di vulnerabilità sismica può essere condotta su prototipi rappresentativi di famiglie il cui comportamento può ritenersi omogeneo alla sollecitazione sismica.

Una tale impostazione metodologica consente di:

- effettuare un numero di valutazioni limitato ai singoli prototipi rappresentativi della famiglia di riferimento
- redigere una Relazione Tecnica in grado di valutare anche serbatoi non marcati CE
- verificare l'idoneità del serbatoio rispetto alla sua attuale ubicazione o ad una nuova collocazione geografica.

6. Conclusioni

L'analisi della normativa in vigore permette di individuare negli utilizzatori del gas, in quanto proprietari dei siti, i destinatari di obblighi di verifica antisismica, anche se limitatamente ad alcune tipologie di edifici, tra cui le strutture ospedaliere e i siti industriali a rischio di incidente rilevante. Va peraltro tenuto in considerazione che la normativa inquadra i serbatoi nelle parti non strutturali.

Per i serbatoi fabbricati successivamente l'entrata in vigore della Direttiva PED, o comunque installati in un insieme PED (come definito dalla Direttiva stessa), la marcatura CE sostituisce ogni altra valutazione sull'idoneità sismica del serbatoio alle normative applicabili su tutto il territorio comunitario.

Per i serbatoi non marcati CE, per i quali generalmente non si dispone di tutte le informazioni tecnico-strutturali, si propone una metodologia basata su criteri di modellazione e analisi antisismica di serbatoi prototipo.

Nell'ambito di Assogastecnici sono stati condivisi i criteri per la suddetta modellazione, pervenendo ad una proposta di parametri critici che rappresentano correttamente le peculiarità dei serbatoi criogenici presenti sul territorio italiano.

Bibliografia

- [1] Maurizio Zadra: "Valutazioni di sicurezza" per la "*Linea Guida Assogastecnici Normativa Antisismica - Strumenti interpretativi e criteri di adeguamento per i serbatoi criogenici di stoccaggio*", 2014
- [2] Assogastecnici: "*Linea Guida Assogastecnici Normativa Antisismica - Strumenti interpretativi e criteri di adeguamento per i serbatoi criogenici di stoccaggio*", 2014
- [3] E. Leoni, F. Rossi: "Aspetti critici per la verifica sismica secondo le NTC dei serbatoi criogenici in pressione", negli atti della Conferenza SAFAP 2010, pp. 47-56, Venezia, 2010

Problematiche tecniche, verifiche ed ispezioni relative agli impianti di innevamento

E. Artenio*, E. Pichini*, L. Ricciardi*

*INAIL - DIT

Sommario

Con il termine impianto di innevamento si definiscono una o più attrezzature preposte alla produzione di “neve tecnica”, avente caratteristiche simili alla neve “naturale”. Negli ultimi anni gli impianti per produrre neve artificiale hanno avuto sempre più larga diffusione, in ragione soprattutto dei recenti cambiamenti climatici e della volontà dei gestori degli impianti di garantire piste perfette lungo tutto l’arco della stagione sciistica. I “generatori di neve” possono essere costituiti sia da un’apparecchiatura trasportabile, sia da una lancia collegata stabilmente agli impianti di approvvigionamento di acqua ed aria compressa. In quest’ultimo caso l’impianto è costituito da una serie di impianti di servizio che servono ad alimentare il generatore con acqua ed aria alle pressioni e temperature ottimali per la produzione di neve. Si può distinguere tra due tipi di generatori: a ventola e a lancia. La scelta di un generatore rispetto all’altro dipende essenzialmente dalla tipologia di pista, e dalle condizioni meteorologiche tipiche della località. Le tubazioni che, dalla stazione di pompaggio dell’acqua e di compressione dell’aria, si diramano ai vari generatori di neve, sono poste sottoterra, a profondità variabili che generalmente non superano i 2 m. Le linee hanno dei tracciati che coprono lunghezze importanti, con sviluppi complessivi di diversi km, intervallati da pozzetti per le utenze. Gli ambienti in cui queste installazioni sono inserite si caratterizzano per essere frequentati, anche intensamente, da persone di tutte le età e ciò dovrebbe indurre ad aumentare il livello di l’attenzione per ridurre al minimo i rischi in prossimità dei luoghi dove si svolgono attività ludico/ricreative. Da questo consegue la necessità di valutare, per le diverse possibili soluzioni impiantistiche, se tali impianti rientrino nelle categorie per cui sono previste verifiche periodiche.

1 Introduzione

Durante la stagione invernale ed in caso di mancanza di neve naturale, per poter aprire all’utenza le piste da sci, è necessario ricorrere all’innnevamento artificiale.

La neve è un tipo di precipitazione atmosferica costituita dall’aggregazione di minuscoli cristalli a simmetria esagonale di acqua allo stato solido. Il fiocco di neve risulta, pertanto, composto da materiale granulare che può essere compattato se sottoposto a pressione.

Il cristallo di neve si forma nelle zone di atmosfera ad alta concentrazione di vapore acqueo. Quando la temperatura dell’aria si abbassa fino al valore di condensazione del vapore, inizia la formazione di piccole gocce d’acqua attorno a dei *nuclei di condensazione* (generalmente polveri molto fini, pollini e sali sospesi in atmosfera). Se, invece, la temperatura dell’aria si abbassa fino alla temperatura di solidificazione dell’acqua, allora è possibile la formazione di minuscoli cristalli di ghiaccio attorno a *nuclei di congelamento* (soprattutto polveri di caolinite). La concentrazione di cristalli di ghiaccio in aria aumenta al diminuire della temperatura dell’aria. I cristalli di ghiaccio si accrescono sia con la migrazione e la sublimazione di molecole d’acqua surraffreddate (tale fenomeno avviene poiché, a parità di temperatura, la tensione di vapore dell’acqua è maggiore di quella del ghiaccio), sia mediante lo scontro con altre gocce d’acqua durante la discesa (in questo caso l’acqua brina sulla superficie del cristallo, conferendogli la caratteristica forma sferica). La forma finale del cristallo che arriva a terra è conferita da diversi fattori, come la temperatura e umidità dell’aria e le correnti ascensionali. In generale più l’aria è calda, maggiori saranno le dimensioni del cristallo. Per l’instaurarsi della precipitazione nevosa

diventa discriminante il campo termico di tutti gli strati atmosferici compresi tra la nube e il suolo; la neve attecchisce al suolo a temperature inferiori ai 2 °C. Il manto nevoso ottenuto ha densità variabile tra i 50 kg/m² e i 300 kg/m².

La neve artificiale presenta caratteristiche simili alla neve naturale, anche se con cristalli di dimensioni inferiori e di forma più tondeggianti. La neve artificiale è prodotta attraverso l'utilizzo di particolari generatori solo quando le condizioni climatiche ambientali e al suolo lo consentono. I generatori, comunemente definiti *cannoni sparaneve*, possono essere a ventola (impianti a bassa pressione) o a lance (impianti sia a bassa che ad alta pressione). La pressione a cui si fa riferimento è quella dell'aria compressa.

Esistono anche altre tipologie di generatori di neve come i cannoni criogenici (raffreddamento ad azoto liquido) e i cosiddetti cannoni a ghiaccio (impianto frigorifero che produce ghiaccio che viene poi tritato); entrambe le attrezzature possono produrre neve anche a temperature più elevate rispetto agli impianti di bassa e alta pressione, tuttavia essi presentano costi troppo elevati per essere impiegati nell'innevamento di piste e pertanto si usano solo nel caso di particolari eventi, come spettacoli e riprese cinematografiche.

La neve prodotta per l'innevamento delle piste da sci è anche definita neve tecnica.

Attualmente gran parte delle stazioni sciistiche italiane dispongono di impianti di innnevamento artificiale e la neve viene prodotta non solo per ovviare a carenze di innnevamento naturale, ma anche per prolungare la stagione sciistica.

2 Il processo di produzione della neve tecnica

La produzione di neve artificiale prevede l'utilizzo di acqua, aria ed energia. Il processo di produzione simula quello che avviene in natura e si effettua con la sospensione in aria fredda di germi di nucleazione e di goccioline di acqua finemente nebulizzata. Nel caso di produzione di neve tecnica per l'innevamento di piste da sci, il parametro fondamentale per la fattibilità del processo è la temperatura dell'aria ambiente; in particolare è necessario considerare la *temperatura di bulbo umido* (T_{bu}). Poiché quest'ultima dipende dalle condizioni ambientali, per produrre neve è possibile operare su due parametri: la quantità di germi di nucleazione immessi in aria, attraverso i cosiddetti *nucleatori* e il grado di nebulizzazione dell'acqua. La T_{bu} si ottiene misurando la temperatura dell'aria umida ambientale facendo uso di un termometro a mercurio, il cui bulbo viene avvolto in una garza imbevuta d'acqua (bulbo umido), poi investita da una corrente d'aria; parte dell'acqua contenuta nella garza evapora, sottraendo calore al mercurio del termometro e restituendo una temperatura inferiore a quella che darebbe lo stesso termometro se rimanesse a bulbo asciutto (T_{ba}). Pertanto, solo se l'aria ambiente si trova nelle condizioni di umidità relativa pari al 100% (aria satura di vapore d'acqua), le due suddette temperature coincidono. Più è bassa l'umidità dell'aria e più bassa risulterà la T_{bu} rispetto alla temperatura effettiva dell'aria; in questo caso è più facile che l'acqua evapori dalla superficie stessa della goccia e la raffreddi; viceversa, più è alta l'umidità dell'aria, maggiore sarà l'abbassamento di temperatura necessario a formare i cristalli di neve dalle goccioline d'acqua. Il processo è ottimale con temperature dell'aria inferiori a - 4°C, umidità inferiore all'80% e temperatura massima dell'acqua pari a 2°C; per temperature dell'aria superiori a quella indicata, la produzione di neve diventa più difficoltosa e soprattutto troppo costosa. In caso di temperature troppo elevate per l'innevamento, si può ricorrere ad additivi che innalzano la temperatura di solidificazione dell'acqua; è molto frequente l'impiego di miscele a base di un batteri, inertizzati e liofilizzati, di *Pseudomonas Syringae*. Quest'ultimo funge da nucleo di cristallizzazione, rendendo possibile l'innevamento anche a temperature attorno ai -3°C e con ridotto consumo di energia ed acqua.

In generale i cannoni sparaneve lavorano con una T_{bu} impostata -5°C . Per valori di temperatura più elevati si ottiene neve troppo “bagnata”.

I generatori di neve sono talvolta dotati di piccole stazioni meteo in grado di trasmettere con continuità la T_{bu} alla centrale di controllo. Poiché ricavare la T_{bu} dalla temperatura dell'aria e dalla sua umidità relativa dal *diagramma psicrometrico di Mollier* non è semplice ed intuitivo, spesso si ricorre a metodi semplificati di calcolo o a tabelle come quella in figura 1.

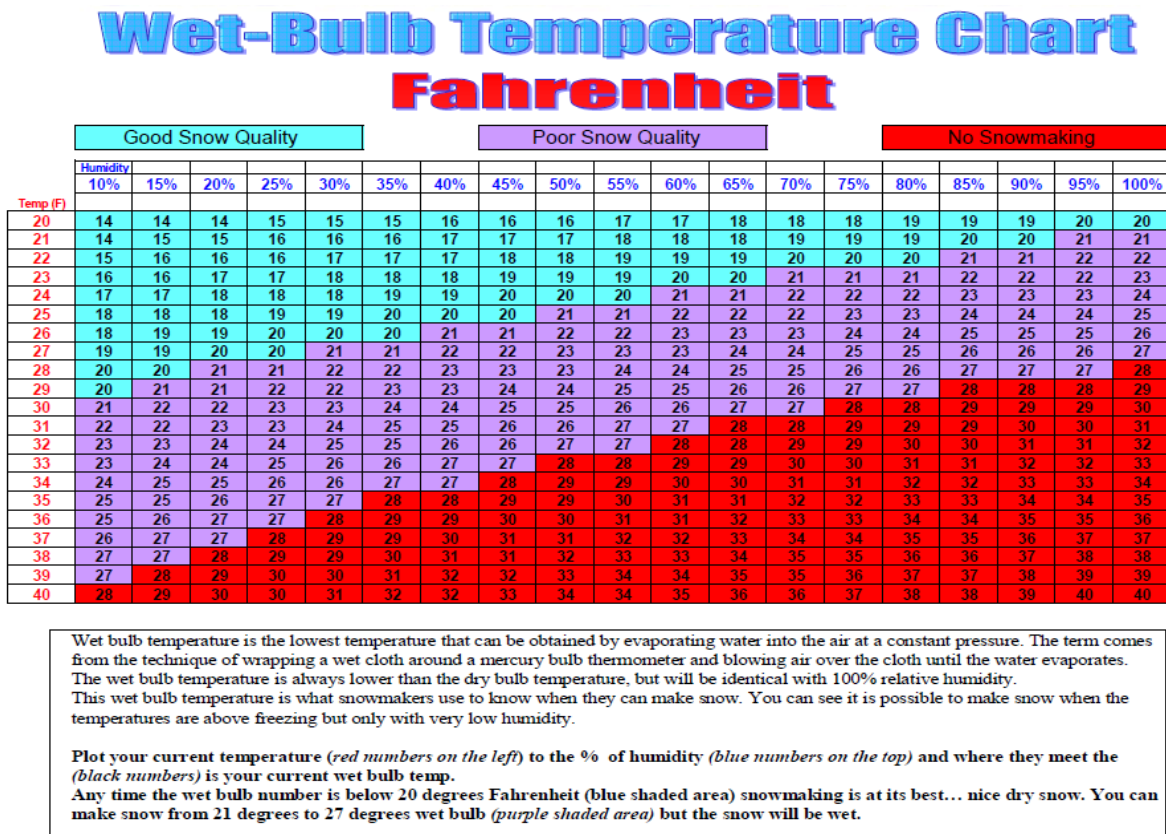


Figura 1: Influenza della temperatura di bulbo umido sulla qualità della neve ¹

3 Gli impianti di innevamento

Gli impianti di innevamento consistono in un sistema complesso di adduzione di aria e acqua pressurizzate. Dalle piste sono generalmente visibili solo i generatori di neve, posizionati presso le aree dove si trovano i pozzetti di prelievo dell'acqua e dell'aria (se si usa aria compressa centralizzata). Gli impianti veri e propri sono realizzati attraverso l'unione di diversi utenze di servizio con i generatori di neve. In particolare, per la fornitura di acqua sono necessari:

- Sistema/bacino di captazione ed eventuali serbatoi;
- Pompe;
- Tubazioni;
- Pozzetti di prelievo;

per l'aria (in caso di utilizzo di aria compressa centralizzata):

¹ <http://www.snowathome.com>

- Tubazioni;
- Compressori;
- torri di raffreddamento (eventuali);

per la produzione di neve:

- generatori di neve a bassa o alta pressione.

Per attuare il processo è necessario disporre inoltre di energia elettrica e di almeno una stazione meteorologica.

Le attrezzature e la strumentazione ad esse collegata sono progettati per operare in condizioni climatiche gravose o per essere adeguatamente protetti. Nei pozzetti, realizzati in calcestruzzo o PE, sono alloggiati gli strumenti e i collegamenti per il rifornimento di corrente, acqua ed aria.

Nei sistemi a bassa pressione si utilizza un compressore a secco (per evitare la contaminazione della neve con olio lubrificante) con potenze fino a 5 kw e con pressione dell'aria attorno a 4 bar.

Per produrre ingenti quantità di neve è necessario disporre di una notevole riserva d'acqua (per 1 m³ di neve servono almeno 500 l d'acqua!). In generale si attinge l'acqua da bacini come laghi, fiumi o sorgenti. Per disporre di grossi quantitativi d'acqua, da utilizzare in tempi brevi, si ricorre alla costruzione di bacini artificiali di raccolta. Quando l'acqua a disposizione ha temperature non idonee all'innevamento, si costruiscono torri di raffreddamento.

L'acqua captata è poi condotta fino ai generatori di neve attraverso apposite tubazioni collegate a stazioni di pompaggio.

L'aria compressa, quando non è prodotta localmente, è trasportata attraverso tubazioni collegate a stazioni di compressione. Nelle stazioni di compressione l'aria viene compressa fino a circa 6 bar e raffreddata fino alla temperatura ottimale per la produzione di neve tecnica.

3.1 Le tipologie di generatori di neve tecnica

I generatori di neve si distinguono secondo le diverse tecniche di nucleazione del cristallo e i tempi di permanenza del fiocco in aria. In generale è possibile classificare i tipi di generatore in:

- generatori a bassa pressione (ventole e lance);
- generatori ad alta pressione (lance).

I componenti principali di un generatore di neve sono i nucleatori e gli ugelli per l'acqua, per i sistemi a bassa pressione ogni cannone è poi munito di piccolo compressore per l'aria. Negli impianti a bassa pressione la corrente d'aria è spinta da una girante o da un piccolo compressore (circa 4 Kw), mentre in quelli ad alta pressione l'aria è trasportata, fino alle aste, attraverso linee di aria compressa collegate a stazioni di compressione (compressori con potenze fino a 400 Kw). Pertanto la prima soluzione impiantistica garantisce consumi energetici inferiori. In generale i sistemi ad altra pressione hanno prestazioni superiori con possibilità di innevare elevate superfici e con condizioni atmosferiche anche meno favorevoli.

3.1.1 Generatori a ventola

I cannoni a bassa pressione (figura 2) sono attrezzature, con struttura mobile o fissa (macchina mobile o ad installazione fissa su lift), e si contraddistinguono dagli altri generatori da neve per la presenza di un ventilatore per l'aria. Essi sono costituiti da un

corpo cilindrico, lungo attorno al metro, che racchiude la turbina. La ventola è posta a una delle estremità del cilindro, mentre, nella parte opposta vengono alloggiati circolarmente i nucleatori e gli ugelli. La ventola opera il trasporto dei germi di nucleazione e delle particelle di acqua nebulizzata dagli ugelli, a grande distanza, fino anche a cinquanta metri in assenza di vento contrario. Il numero di ugelli e i fori di uscita possono essere regolati in modo da poter operare in svariate condizioni atmosferiche. Ogni dispositivo è munito di compressore proprio (in genere da pochi Kw) posto alla base del corpo cilindrico. L'unico inconveniente di cui potrebbe soffrire la qualità di neve prodotta è il surriscaldamento dell'attrezzatura dovuta alla presenza del compressore e del motore del ventilatore. I vantaggi nell'utilizzo di questi cannoni sono, invece, la trasportabilità (per metterle in esercizio basta un collegamento elettrico e un allaccio idraulico) e la modularità dei parametri di utilizzo.



Figura 2: Generatore a ventola²

3.1.2 Generatori ad alta pressione

I generatori ad alta pressione sono realizzati con una testa cilindrica o sferica posta all'estremità di un'asta alta fino a 8 metri (figura 3). La testa è l'organo in cui vengono mescolati l'acqua nebulizzata e l'aria (con pressioni in genere comprese tra 6 e 10 bar) prodotta da una stazione di compressione centralizzata, posta a servizio di una serie di lance di innevamento. I sistemi ad alta pressione sfruttano l'espansione dell'aria compressa in atmosfera per il raffreddamento dell'acqua, consentendo di operare a temperature superiori rispetto a quelle dei generatori a bassa pressione.

Questo tipo di generatori devono essere collegati alle sole reti idrica e di aria compressa (l'energia elettrica serve solo presso la stazione di compressione). Il consumo energetico (di gran lunga superiore rispetto alle soluzioni con generatori a bassa pressione) è legato alla produzione centralizzata di aria compressa (compressori con potenze fino a 400 kw che devono alimentare una linea lunga diversi km). Ogni generatore è collegato alla rete di alimentazione attraverso un pozzetto che contiene sia valvole e tubazioni aria compressa sia i collegamenti alla rete idrica.

² <http://www.technoalpin.com>



Figura 3: Asta ad alta pressione³

3.1.3 Cannoni a lancia a bassa pressione

Le lance a bassa pressione sono costruttivamente analoghe (aste di 6 - 10 m con testa di nucleazione/nebulizzazione) a quelle operanti ad alta pressione, ma non presentano l'inconveniente di dover essere collegate ad una stazione di compressione; esse, infatti, stanno prendendo sempre più piede grazie ai ridotti consumi di installazione (non necessitano di tubazioni per aria compressa) e di gestione (minori costi energetici).

Ogni lancia è dotata di un piccolo compressore (4 - 5 Kw) posto alla base dell'asta (se la struttura è mobile) oppure ospitato dal pozzetto di collegamento alle utenze idrica ed elettrica (lancia fissa).



Figura 4: Lancia a bassa pressione⁴

4 Verifiche ed ispezioni

Dall'analisi delle diverse tipologie impiantistiche emerge che le attrezzature a pressione utilizzate per la produzione di neve tecnica sono essenzialmente: compressori locali che alimentano i generatori a ventola e le lance, compressori di elevata potenza a servizio della rete centralizzata di aria compressa, tubazioni. La maggior parte delle macchine installate prevede l'uso di compressori di aria privi di serbatoio locale, montati nel gruppo assemblato del generatore di neve stesso, facendo così rientrare il generatore di neve

³ <http://www.technoalpin.com>

⁴ <http://www.technoalpin.com>

nella classificazione degli “apparecchi semplici”. Nei singoli casi in cui i generatori non siano dotati di compressore d’aria locale, si utilizza aria compressa generata e fornita da un compressore centrale. I compressori di aria centralizzata utilizzati dai costruttori di impianti di innevamento sono generalmente caratterizzati da pressioni massime pari a 10 bar e da un prodotto pressione x volume attorno a 5000 bar*litro; pertanto tali attrezzature sono soggette alla denuncia di messa in servizio, ma sono escluse dai controlli di verifica della messa in servizio (art. 5 del DM 329/2004) e dall’obbligo di verifiche periodiche (art. 8 DM 329/2004). Lo stesso dicasi per le tubazioni di collegamento compressore – generatori di neve. In impianti con parametri di carico (pressione massima ammissibile, diametri delle tubazioni) più elevati è necessario valutare, caso per caso, la possibile esclusione da verifiche.

A titolo esemplificativo si è preso in esame un impianto operante con lance ad alta pressione. Come detto solo questa tipologia di impianti opera con tubazioni di aria compressa, mentre le altre soluzioni costruttive utilizzano compressori montati localmente sull’attrezzatura. L’impianto esaminato è costituito da lance collegate ad una rete aria compressa realizzata mediante tubazioni con diametri esterni compresi fra 75 e 180 mm, poste ad una profondità di circa 1,5 m, con un tracciato che copre una lunghezza complessiva di circa 9 Km; la rete è intervallata da pozzetti in calcestruzzo dotati di valvole on/off. La pressione di esercizio massima del compressore è pari a 8,5 bar ed è escluso dai controlli di verifica della messa in servizio.

Per quanto riguarda le tubazioni interrate, poiché esse hanno $DN > 32$ e $PS \cdot DN > 1000$ bar, sono certamente soggette alla PED e sarà pertanto necessario individuare la categoria di rischio di appartenenza. Trattandosi di aria compressa, si opera con un fluido non pericoloso, quindi appartenente al gruppo 2 (art.9, comma 2 del D.Lgs.93/2000). Per verificare la categoria di rischio di appartenenza è necessario avvalersi della tabella 7 dell’allegato II del D.Lgs.93/2000, come mostrato nella tabella sottostante (tabella 1).

Stato fisico del fluido	RECIPIENTI				CALDAIE	TUBAZIONI			
	GAS		LIQUIDI			GAS		LIQUIDI	
Gruppo del fluido	1	2	1	2		1	2	1	2
Tabella	TAB 1	TAB 2	TAB 3	TAB 4	TAB 5	TAB 6	TAB 7	TAB 8	TAB 9

Tabella 1: Tabella per la determinazione delle categorie di rischio secondo D.Lgs.93/2000

Secondo la tabella 7, che, per comodità è riportata sotto (tabella 2), le tubazioni in esame appartengono alla I categoria di rischio.

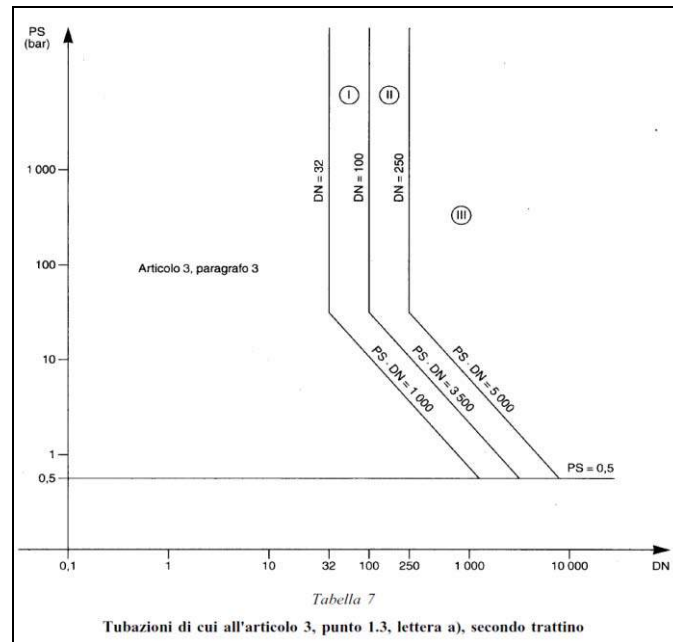


Tabella 1: Tabella 7 per la determinazione delle categorie di rischio delle tubazioni contenenti fluidi non pericolosi, secondo D.Lgs.93/2000

Per verificare o meno l'assoggettabilità alle verifiche periodiche è necessario consultare l'allegato VII (tabella 3) del D.Lgs.81/2008 che disciplina il tipo di controllo e la sua periodicità.

Apparecchi di sollevamento materiali con portata superiore a 200 Kg, non azionati a mano, di tipo fisso, con modalità di utilizzo regolare e anno di fabbricazione antecedente 10 anni	Verifiche biennali
Apparecchi di sollevamento materiali con portata superiore a 200 Kg, non azionati a mano, di tipo fisso, con modalità di utilizzo regolare e anno di fabbricazione non antecedente 10 anni	Verifiche triennali
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 1 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Recipienti/insiemi classificati in III e IV categoria, recipienti contenenti gas instabili appartenenti alla categoria dalla I alla IV, forni per le industrie chimiche e affini, generatori e recipienti per liquidi surriscaldati diversi dall'acqua.	Verifica di funzionamento: biennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 1 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Recipienti/insiemi classificati in I e II categoria.	Verifica di funzionamento: quadriennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 1 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Tubazioni per gas, vapori e liquidi surriscaldati classificati nella I, II e III categoria	Verifica di funzionamento: quinquennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 1 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Tubazioni per liquidi classificati nella I, II e III categoria	Verifica di funzionamento: quinquennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 1 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Recipienti per liquidi appartenenti alla I, II e III categoria.	Verifica di funzionamento: quinquennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 2 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Recipienti/insiemi contenenti gas compressi, liquefatti e disciolti o vapori diversi dal vapor d'acqua classificati in III e IV categoria e recipienti di vapore d'acqua e d'acqua surriscaldata appartenenti alle categorie dalla I alla IV	Verifica di funzionamento: triennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 2 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Recipienti/insiemi contenenti gas compressi, liquefatti e disciolti o vapori diversi dal vapor d'acqua classificati in I e II categoria	Verifica di funzionamento: quadriennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 2 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Generatori di vapor d'acqua.	Verifica di funzionamento: biennale Visita interna: biennale Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 2 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Tubazioni gas, vapori e liquidi surriscaldati classificati nella III categoria, aventi $TS \leq 350$ °C	Verifica di integrità: decennale
Attrezzature/insiemi contenenti fluidi del gruppo 2 (D.lgs. 93/2000 art. 3) Tubazioni gas, vapori e liquidi surriscaldati classificati nella III categoria, aventi $TS > 350$ °C	Verifica di funzionamento: quinquennale Verifica di integrità: decennale
Generatori di calore alimentati da combustibile solido, liquido o gassoso per impianti centrali di riscaldamento utilizzanti acqua calda sotto pressione con temperatura dell'acqua non superiore alla temperatura di ebollizione alla pressione atmosferica, aventi potenzialità globale dei focolai superiore a 116 kW	Verifica quinquennale

Tabella 3: Allegato VII del D.Lgs.81/2008

Gli elementi discriminanti le diverse tipologia di verifica sono: il tipo di fluido trattato, il tipo di attrezzatura a pressione e la categoria di rischio di appartenenza; nel caso in esame, trattandosi di tubazioni veicolanti aria compressa (gruppo 2), appartenenti alla I categoria, con $TS \leq 350$ °C, non è prevista alcuna verifica.

5 Conclusioni

Vista la grande varietà di impianti e di soluzioni tecniche adottabili, non è possibile realizzare una casistica completa, ma di volta in volta è necessario procedere come nell'esempio sopra riportato. In considerazione del crescente numero di installazioni per lo svolgimento di attività ludico/ricreative e di gestori e operatori per i quali il settore "sport, svago, divertimento" è ambiente di lavoro, consapevoli del fatto che proprio tale settore sempre più rappresenta risorsa economica e possibilità di impiego, ci si augura che l'attenzione e le analisi qui proposte possano estendersi anche ad altre tipologie di impianti. L'obiettivo è quello di favorire il diffondersi della cultura della sicurezza in quegli ambienti e per quelle attività la cui frequentazione e pratica sono per loro natura "spensierate", affinché la spensieratezza non si aggiunga ai rischi ai quali gestori, operatori e frequentatori sono esposti.

6 Bibliografia

- [1] Alan S. Foust, Leonard A. Wenzel, Curtis W. Clump, Luis Maus, L. Bryce Andersen: "I principi delle operazioni unitarie", Ambrosiana, 1967
- [2] CIPRA International: "Innevamento artificiale nelle Alpi", alpMedia approfondimenti, 2004
- [3] <http://it.wikipedia.org/wiki/Soprafusione>
- [4] <http://www.neveitalia.it>
- [5] Fellin L., Zeni R. Tesi "Tecniche costruttive per impianti di innevamento artificiale", Università degli studi di Padova - Facoltà di Ingegneria - Corso di Laurea in Ingegneria Elettrotecnica, A. A. 2010/2011
- [6] <http://www.technoalpin.com>
- [7] <http://www.snowathome.com>

Si ringrazia l'azienda TechnoAlpin per la fornitura di specifiche tecniche e materiale fotografico inerente gli impianti di innevamento.

Nucleazione di cricche per fatica. Metodi e Ricerca

N. Altamura*, G. de Gennaro*, A. de Sandre*, M. S. De Musso*, A. Mele**

*INAIL - UOT CVR Bari

**INAIL - UOT CVR Taranto

Sommario

Con l'applicazione della Direttiva 97/23/CE e la recentissima introduzione della Direttiva 2014/68/CE (15 Maggio 2014), si sono lentamente assimilati i due metodi per la verifica a fatica proposti dalla EN 13445.3 ai capitoli 17 e 18, rispettivamente "Metodo Semplificato" e "Metodo Analitico". Entrambi i metodi però possono risultare penalizzanti per un calcolo corretto della vita a fatica "lenta" generata dai processi produttivi; a volte possono addirittura essere fuorvianti rispetto alle reali potenzialità di uno specifico materiale o configurazione geometrica.

Tali metodi quindi, possono risultare inaccettabili quando si tratta di stimare la vita di apparecchi molto costosi, pertanto nella presente memoria si propone principalmente il meccanismo di nucleazione delle cricche e la spinta verso un maggior utilizzo dei metodi C.N.D. per percepire le reali condizioni delle zone più sollecitate e lo sviluppo delle cricche eventualmente rilevate.

Allo scopo, per studiare le curve cicliche (softening), risulta indispensabile l'utilizzo di tecniche di ricerca delle aree più sollecitate attraverso i metodi FEM, con la particolarità di approfondire l'applicazione di studi "Non Lineari" dell'andamento tensioni-deformazioni e confrontarli con i metodi alternativi approssimati di Neuber o di Molsky-GlinKa.

1. Introduzione

Solitamente si tende a trascurare i piccoli effetti dovuti alle variazioni di tensioni causate da oscillazioni di pressioni e temperature non sempre preventivabili nella vita produttiva di un'attrezzatura o insieme in pressione; solo quando si ha una dichiarata oscillazione di "processo" si tende a valutare l'effetto fatica. Dalle verifiche effettuate sul campo spesso si sono notate due situazioni esattamente opposte: apparecchi "non" calcolati a fatica che lavorano a fatica e evidenziano i difetti causati da fenomeni di "fatigue-corrosion"; apparecchi calcolati a fatica ma che allo "scadere" della vita stimata denotano una perfetta forma.

È quindi evidente come l'esclusione da una progettazione a fatica non può dipendere da assunzioni progettuali, soprattutto quando vi è il rischio di un esercizio non esattamente aderente agli intenti iniziali.

Esiste evidentemente una relazione qualitativa e quantitativa tra lo stato tensionale e l'orientamento dei CRETTEI che si formano fra i grani del materiale metallico durante i carichi ciclici.

La formazione dei cretti è fondamentale per spiegare i valori delle tensioni limite di fatica dei metalli; è in funzione di questo fenomeno di "nucleazione" che si può adottare la teoria di propagazione di Paris – Erdogan e le limitazioni dovute all'effetto "CHIUSURA", visibile più per i grossi cretti che per quelli piccoli.

La stabilità di una cricca non si può giudicare solo dalle dimensioni della stessa, ma anche dalla situazione metallografica dell'intorno, con particolare attenzione agli apici e il loro grado di plasticizzazione.

La presenza di micro e macro difetti può accelerare la formazione di un cretto, ma non necessariamente è all'origine dello stesso; da ciò l'ipotesi di osservare il fattore tempo nelle fasi di carico e scarico al contrario di quanto indicato solitamente dai codici e norme

di calcolo, che escludono la frequenza di carico dai parametri presi in considerazione, favorendo un'attenzione esclusiva al dualismo "tensione-numero dei cicli".

Dallo studio diventa importante giudicare l'effetto "energetico" del ciclo di carico e soprattutto la stabilizzazione di quest'ultimo. Ciò comporta una nuova visione della progettazione a fatica e dello studio della stessa in fase di esercizio; una visione che prevede la contemporanea attenzione sui seguenti tre studi:

- studio del ciclo di carico reale;
- studio agli elementi finiti dei punti più sollecitati e dei loro contorni;
- studio dei CND appropriati.

2. Approccio parametrico

Già dagli studi di Wohler si capì che, se nell'ambito di un ciclo di fatica σ_{\max} e σ_{\min} sono i valori di massimo e minimo della tensione variabile, diventano di fondamentale importanza le due relazioni:

- $\sigma_{\max} - \sigma_{\min} = R$: detto intervallo di tensione;
- $\sigma_m = \frac{1}{2} (\sigma_{\max} + \sigma_{\min})$: detta tensione media.

Conoscendo le curve di Wohler in cui si conoscono le tensioni di rottura a fatica in funzione del numero dei cicli, l'utilizzo dei due parametri fu sintetizzato dalle curve mostrate in figura 1. Nella figura i valori di entrambi i parametri sono riferiti alla tensione di rottura per fatica. Infatti quando la tensione è costante (non vi è oscillazione) la $R = 0$ e la $\sigma_m = 1$ o al 100% della tensione di rottura per fatica: questa è la condizione in cui non ci

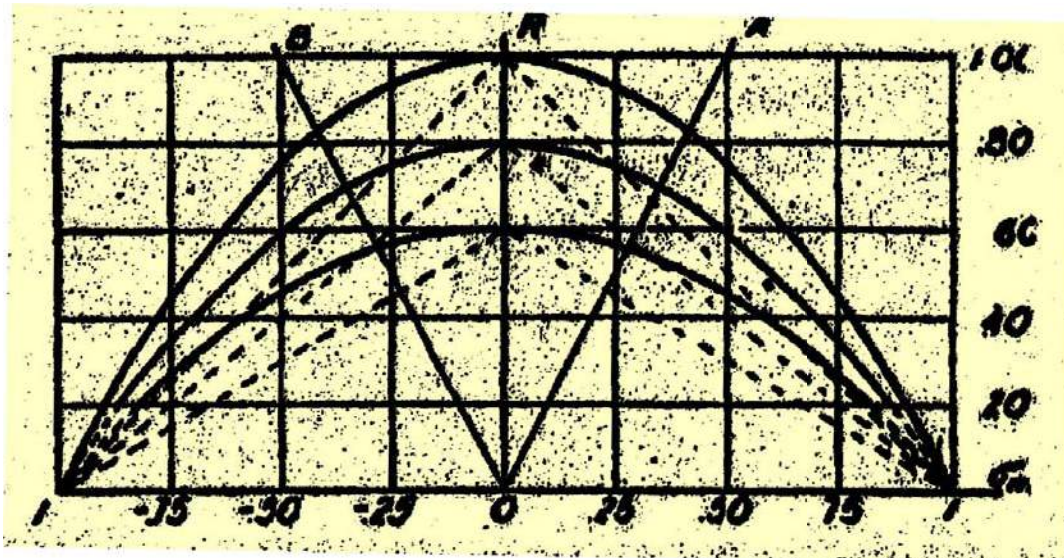


Figura 1 - diagramma della variazione $R-\sigma_m$

possono essere assolutamente oscillazioni; quando invece la tensione si inverte in modo simmetrico, azione di trazione e compressione, la $\sigma_m = 0$ o al 0% σ_r e la R è pari al 100% di σ_r : questa è la situazione di massimo vantaggio in cui si sfruttano tutte le potenzialità del materiale per un numero di cicli pari a quelli corrispondenti alla tensione di rottura così come indicati nelle curve di Wohler.

Tra queste due situazioni limite la funzione $R-\sigma_m$ può essere lineare (tratteggiata), parabolica o mista. Nella figura 1 sono indicate le aree in cui non si ha più inversione delle

tensioni: se sono entrambe positive di trazione l'area è a destra della linea OA, mentre se sono entrambe negative di compressione l'area è a sinistra della linea OB.

Nell'ambito degli apparecchi in pressione il ΔP non è causato da pressioni invertite ma da una P_{max} e una P_{min} di lavoro sempre positive; in particolare sono soventi i casi in cui $P_{min}=0$ bar o, al minimo $P_{min}=-1$ bar. Ciò evidentemente non esclude zone dell'apparecchio in cui è presente una forte inversione di tensione e quindi una limitazione nel numero dei cicli, ma come accennato molto dipende la materiale e dal reale andamento delle curve della figura 1.

Quanto sopra dimostra che un approccio parametrico non è sufficiente a spiegare il meccanismo di formazione del cretto e il successivo studio, pertanto le ricerche hanno mostrato attenzione a meccanismi più articolati ed approfonditi, distinguendo innanzitutto la fatica "veloce" da quella "lenta". È quest'ultima quella che appartiene agli apparecchi in pressione, dandogli una particolare connotazione rispetto ai "componenti meccanici" sottoposti a carichi ciclici "veloci" e quindi più facilmente inquadrabili all'interno di un approccio parametrico.

3. Effetto di "mutuo scorrimento"

L'idea di partenza è quella di capire come si può concentrare l'energia necessaria a rompere i legami chimici nei piani cristallini presenti in un grano o fra grani in assenza di altre cause che non siano riconducibili al carico ciclico.

Dalla metallurgia si apprende elementarmente che la presenza di dislocazioni favorisce l'accumulo di energia che sommata a quella applicata dall'esterno produce la rottura dei legami chimici e la formazione dei cretti.

L'attenzione quindi si sposta sull'aumento delle dislocazioni in un piano cristallino e su come questo può avvenire anche attraverso i carichi ciclici. Una ipotesi è quella dell'effetto di mutuo scorrimento.

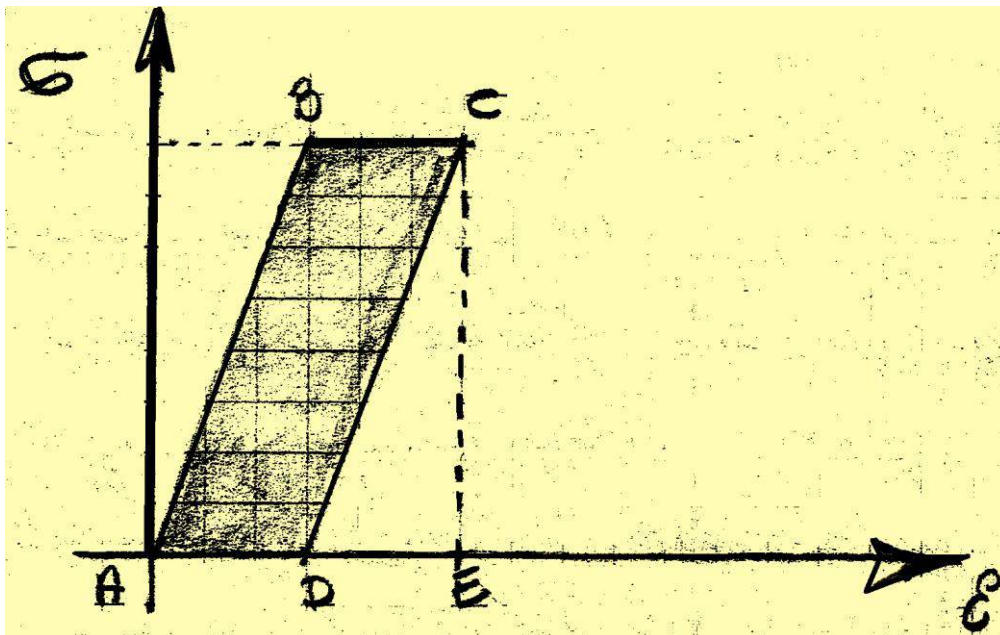


Figura 2 - Diagramma σ - ϵ nel caso elastico reale

Dalla Figura 2, quando il carico avviene lentamente partendo dal punto A fino al punto B, ben al di sotto del limite della proporzionalità, una volta arrestata la crescita del carico, si assiste ad una piccola deformazione ϵ , rappresentata dal tratto BC.

La successiva fase di scarico lungo CD avviene ovviamente fino ad avere un carico nullo sul provino. Il provino recupera la ε iniziale “ritirandosi” lungo DA. In questa situazione di carico tutte le deformazioni, quelle “immediate” e quelle “ritardate” sono recuperate perché si tratta sempre di deformazioni elastiche.

Se consideriamo lo stesso ciclo sul piano di Claperyon PV (al posto di σ e ε), avremo che il tratto AB è adiabatico con l'aumento di volume sia nel tratto AB che BC; pertanto dal 1° principio della termodinamica si ha:

$$dQ = dU + pdv \quad (1)$$

dove:

Q = Calore

U = Energia Interna

v = Volume;

p = Pressione

ponendo $dQ = 0$ si avrà:

$$0 = dU + pdv \quad (2)$$

$$dU = - pdv \quad (3)$$

Siccome dv è positivo avremo che dU è negativa, ciò implica una diminuzione della temperatura. Nella fase di scarico dv è negativa implicando una dU positiva e quindi un aumento della temperatura. Alla fine del ciclo la temperatura rimane uguale a quella iniziale, ma a causa della irreversibilità del ciclo nel provino rimane immagazzinata rappresentata dall'area ABCD. Questa energia immagazzinata, se non è in grado di “uscire” attraverso la trasmissione di calore, aumenta e sposta le dislocazioni all'interno dei cristalli, rendendo il provino più debole. A questo punto è chiaro che una prova di fatica non può prescindere dal fattore “tempo” e quindi dalla rapidità dei cicli di carico e scarico. Questa ipotesi si accentua quando la fase di carico e scarico avviene con apporto e sottrazione di calore grazie ai cicli termici di lavoro con aumento e diminuzione di temperatura. Quando un corpo si trova in un determinato stato termodinamico, tutte le parti che lo compongono si trovano nelle medesime condizioni termodinamiche (di pressione, di temperatura, ecc.); tutti i grani sono in equilibrio tra loro e con il mezzo esterno. Se si vuole “provocare” una trasformazione termodinamica, cioè il passaggio da uno stato di equilibrio ad un altro, occorre creare un equilibrio tra le diverse parti del corpo per almeno una delle grandezze che definiscono lo stato, portandolo da una temperatura T_i a una T_f , occorre metterlo a contatto con un corpo più caldo, rompendo quindi l'equilibrio termico con l'esterno. Lungo la zona di contatto vi sarà una differenza più o meno grande tra la temperatura dei due corpi, ma anche nell'interno del corpo che precedentemente si trovava in equilibrio vengono a stabilirsi temperature differenti in funzione della distanza dal corpo riscaldante. Ciò avverrà fino a quando tutto il corpo riscaldato non raggiungerà un nuovo stato di equilibrio termico, cioè fino a quando i grani non si saranno ricollocati in nuove posizioni.

È evidente allora come non si possa rappresentare la trasformazione che porta il corpo da una temperatura iniziale T_i a una finale T_f attraverso una linea, ma al contrario mediante un “fuso” o “striscia”.

Questa striscia sarà tanto più vicina alla linea tanto quanto riduciamo gli squilibri interni, cioè tanto più la trasformazione è “LENTA” e quindi “REVERSIBILE”.

L'effetto “tempo” è in sostanza riassumibile con l'orientamento favorevole o sfavorevole dei cristalli presenti all'interno dei grani. Questo orientamento produce delle tensioni residue che nel tentativo di autoridursi fanno “scorrere” ulteriormente i grani anche dopo la rimozione dei carichi; ma questo abbassamento di energia comunque non è sufficiente a

ridurre il movimento delle dislocazioni, perché come visto, si crea un ciclo che accumula comunque energia. Se nella Figura 2 la fase di carico AB fosse infinitamente lenta, la fase di scarico CD ricalcherebbe la linea AB evitando l'accumulo di energia e anche le deformazioni ritardate.

Nel caso di carichi superiori alla tensione nominale di snervamento il ciclo di Figura 2 si deforma con presenza di deformazioni plastiche ε_p e aumento dell'energia accumulata e quindi aumento della migrazione e formazione delle dislocazioni con incremento di zona con maggiore energia. L'effetto è quello di un abbassamento localizzato della tensione di snervamento a causa di un incrudimento inesorabile e crescente ad ogni ciclo fino ad una fase di stabilizzazione.

Da quanto sopra è evidente che l'oscillazione della sollecitazione produce delle conseguenze che non possono prescindere dal fattore tempo. Quando si parla di FATICA LENTA l'insorgenza delle cricche è solitamente legata alla deformazione plastica che incorre nel ciclo.

Un esempio è dato nel caso di sollecitazione monoassiale.

Per i metalli generalmente vale la relazione:

$$\sqrt{\varepsilon_p \cdot N} = C \quad (4)$$

dove

N = numero dei cicli a rottura

ε_p = componente plastica della deformazione ciclica

C = costante che dipende dal materiale data dalla relazione

$$C = \frac{1}{2} \ln \left(1 + \frac{\Delta A}{A} \right) \quad (5)$$

In cui ΔA è la riduzione dell'area della sezione del provino misurata dopo la rottura.

$$1) \quad N = \frac{C}{\sqrt{\varepsilon_p}} = \frac{1}{\sqrt{\varepsilon_p}} \ln \left(1 + \frac{\Delta A}{A} \right) \quad (6)$$

Significa che il numero massimo dei cicli è proporzionale alla metà del logaritmo naturale avente come limite $\ln 2$ cioè $\ln(1+1)$, che si ha quando la rottura avviene con la riduzione totale della sezione (quindi per materiale molto duttile).

È chiaro che ai valori del numeratore vicini a $\frac{1}{2} \ln 2$ corrispondono alti valori di ε_p . Quando però non abbiamo più una situazione di sforzo assiale, ma uno stato piano sia di tensione che di deformazione, si possono innescare dei fenomeni di trascinamento.

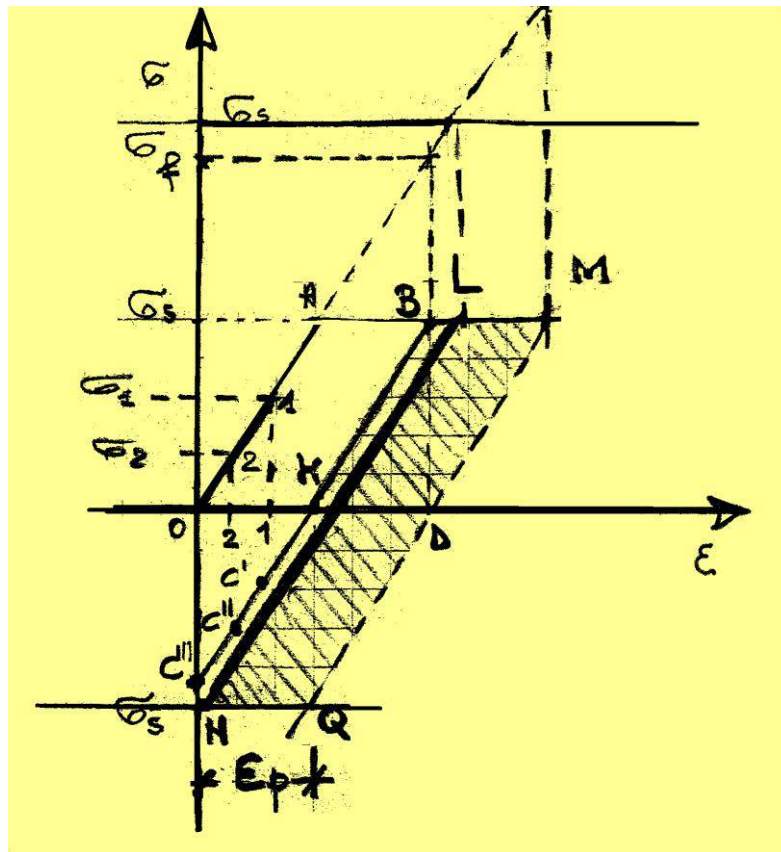


Figura 3 - Diagramma σ - ε nel caso elastico plastico ideale

Prendiamo a riferimento il comportamento di un materiale elastico-perfettamente plastico con tendenza ad un comportamento simmetrico rispetto alla posizione di riposo.

Ove si forma una deformazione \overline{OD} data da una componente elastica ed una plastica (sul tratto AB) si può ipotizzare una corrispondenza "fittizia" con una tensione σ_f .

Rilassando il materiale, il percorso \overline{BK} è parallelo a \overline{OA} a dimostrazione che il modulo elastico rimane costante.

Questo comportamento produce una deformazione plastica \overline{OK} che rimarrebbe tale se la fibra fosse "isolata"; ma così non è. Intorno alla fibra in questione ci sono tante altre fibre parallele che, a causa della distribuzione delle tensioni, non si sono elasticizzate ma sono rimaste con una σ ben lontana dalla σ_s ; in particolare

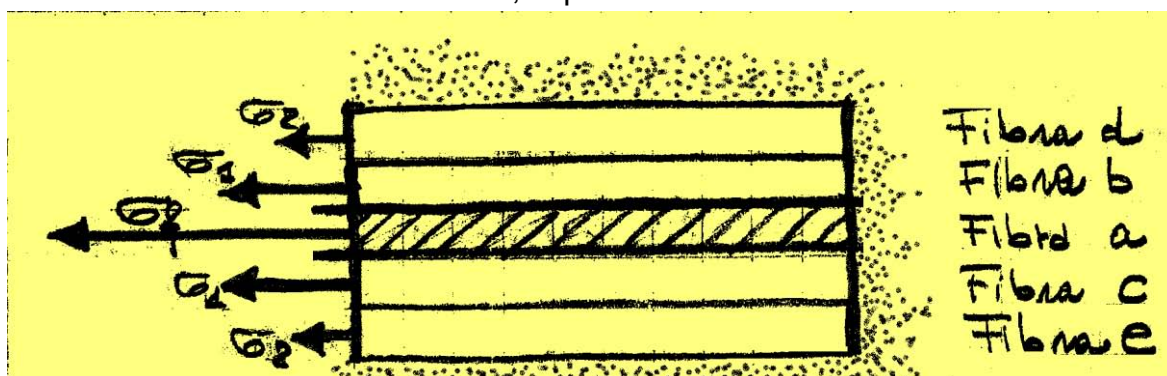


Figura 4 - Schema di un intorno di fibra elasticizzata

Guardando le figure 3 e 4 si può pensare che le fibre “b” e “c” siano sottoposte ad una σ_1 , mentre le fibre “d” e “e” siano “tirate” con una σ_2 . Ovviamente discende che le prime fibre (b e c) saranno deformate in modo da avere una ε_{01} , mentre le seconde una ε_{02} .

Ora, se il processo di scarico avvenisse molto lentamente, cioè dando tutto ai grani, reticoli e dislocazioni di organizzarsi in un nuovo equilibrio, il rientro delle deformazioni ε_{01} , ε_{02} e ε_{0k} relativa alla fibra “a” avverrebbe contemporaneamente senza creare tensioni tra le fibre.

Al contrario, con un rientro veloce, pur rimanendo costante il modulo E relativo ad ogni fibra, ciascuna ridurrà la ε con velocità diversa. È evidente che la fibra “a” essendo la più deformata, ma anche la più indebolita, rientrerà più rapidamente delle altre, raggiungendo il punto “k” prima che le altre quattro fibre (“b”, “c”, “e”, “d”) raggiungano il punto “O”.

Ciò inizialmente comporta delle tensioni (autotensioni) nei piani trasversali al senso di allungamento tra le fibre. Queste tensioni si annulleranno a discapito della fibra “a” più “debole”. Infatti, affinché avvenga l’annullamento totale delle tensioni nei piani trasversali, si devono annullare completamente σ_1 e σ_2 e quindi ε_{01} e ε_{02} ; quando ciò avverrà il punto “k” si ritroverà nel segmento \overline{KC} : potrà essere C’, C”, oppure proprio C”. In questa nuova situazione la fibra “a” sarà “schiacciata” cioè compressa.

Al secondo ciclo di applicazione del carico la fibra “a” sarà rappresentata, ad esempio, dal tratto $\overline{C''B}$, comportandosi come se fosse privilegiata, cioè come se il suo tratto elastico si fosse esteso. Questo privilegio evidentemente non può durare all’infinito ma raggiunge il suo limite quando la tensione della fibra “a” eguaglia $2\sigma_s$, cioè il doppio della σ di snervamento. In questa situazione limite la fibra “a” nel primo ciclo esegue il percorso OAL, successivamente ripercorre ciclicamente il tratto LN.

Se invece, il primo ciclo si muove sul tratto OAM, cioè la tensione $\sigma > 2\sigma_s$, si avrà una plasticizzazione \overline{QN} anche in fase di compressione.

In quest’ultimo caso, si ripercorrerebbe la traiettoria NLMQ che racchiude un ciclo di isteresi pericoloso. Infatti è quest’energia che porta la fibra alla rottura in qualsiasi momento poiché genera instabilità ed indeterminazione.

Si crea quindi una situazione di instabilità, con accumulo eccezionale di dislocazioni e forte indebolimento della fibra. È in questo modo che si spiega come in zone (e non punti) di apparecchi in pressione in cui la somma delle tensioni generali di membrana, tensioni primarie flessionali e tensioni secondarie (come quelle termiche) debba essere necessariamente inferiore di $2\sigma_s$.

In queste zone è quindi ammessa la plasticizzazione in tensione, ma questa non deve superare il tratto \overline{AL} della figura 3.

4. Nucleazione della cricca

Il grafico della figura 3 è una schematizzazione deviante dall’ipotesi di utilizzare un materiale elastico perfettamente plastico. Il comportamento reale dei materiali si avvicina a quello della figura 5.

Dopo il 1° ciclo di snervamento ottenuto con $\sigma > \sigma_s$, percorrendo il grafico ABC, lo scarico avviene lungo una “curva” CD che origina le auto tensioni viste sopra; la fase elastica si sposta in basso nel punto D.

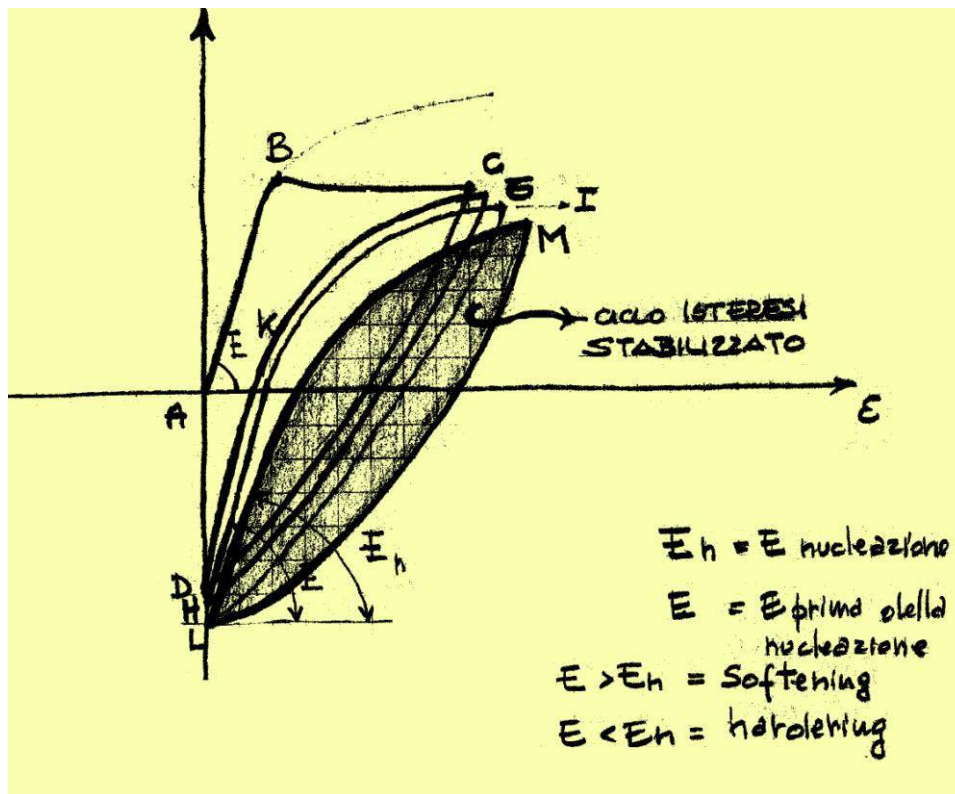


Figura 5 - Diagramma σ - ϵ con ciclo isteresi stabilizzato

Ricaricando il materiale dal punto D si percorre un tratto linearmente proporzionale DK a cui segue un tratto tendente ad un andamento logaritmico compreso tra $\ln \epsilon$ e $\ln(1 + \epsilon)$, per giungere al punto "G", più basso del punto C da cui riparte, in fase di scarico, la curva GH con andamento esponenziale. Durante i cicli successivi di carico e scarico il diagramma si sposta verso il basso fino a quando non si muove più, dando vita al "ciclo di isteresi stabilizzato". Da questo momento in poi verrà sempre ripercorso tale ciclo nelle fasi di carico e scarico. I punti C-G-I-M, dimostrano come la σ_s si riduce fino ad una stabilizzazione. In definitiva, ciò che si stabilizza è il quadro di plasticizzazione intorno al punto più sollecitato: qui i grani si sono tutti deformati e hanno realizzato tutti gli scorrimenti possibili; a questo punto non è possibile plasticizzare più la zona; ciò significa che non possono più entrare altre dislocazioni.

Questa situazione determina due conseguenze importanti:

- 1) inizio plasticizzazione zone adiacenti;
- 2) inizio formazione cricca (nucleazione) nella zona interessata.

Anche l'evolversi delle due conseguenze dipende dalla frequenza dei cicli e quindi dal fattore "tempo".

Frequenze alte o medio alte comportano una prevalenza della nucleazione con scarsa plasticizzazione dalle zone adiacenti. È evidente che cicli con tempi più lunghi fanno prevalere la prima conseguenza con un "ritardo" della nucleazione della cricca a tutto vantaggio della continuità geometrica del materiale.

5. Conclusioni

Il fenomeno affaticante va seguito non solo durante la fase progettuale ma soprattutto durante la fase di esercizio degli apparecchi in pressione. Ad un calcolo "indicativo" proposto dalla EN 13445 deve seguire una campagna di attività che si potrà riassumere in:

- CND delle aree critiche;

- ricalcolo delle previsioni di nucleazione;
- determinazione della vita residua dell'apparecchio.

L'attività di CND dovrà verificare periodicamente (Appendice M della EN 13445):

- dimensione e forma dei grani originari e durante il tempo di esercizio;
- orientamento dei grani rispetto alle tensioni;
- stato degli spazi intergranulari e presenza di precipitati e formazione di cavità;
- presenza dei difetti originati dalla fabbricazione della lamiera e dalla sua successiva lavorazione e saldatura;
- stato ossidativo o corrosivo dei grani e dei loro bordi.

Il ricalcolo della previsione di nucleazione potrà eseguirsi alla luce dei risultati dei CND mediante tre metodi da confrontare con i risultati di un'analisi FEM mirata allo studio dei punti critici: 1) metodo della deformazione o di Coffin-Manson; 2) metodo dell'energia di deformazione o di Molsky-Glinka; 3) metodo del calore disperso.

Tutti i metodi pretendono la costruzione del ciclo di isteresi stabilizzato al fine di determinare l'energia specifica di plasticizzazione. Man mano che i cicli avanzano e l'esercizio dell'apparecchio procede, il ciclo di isteresi diventa sempre più "stretto", indicando la fine della plasticizzazione nell'area critica ed un inizio di plasticizzazione nelle aree limitrofe attraverso la trasmissione di calore e conseguente immigrazione delle dislocazioni per la nucleazione della cricca e successivo sviluppo.

Dalla nascita della cricca si dovrà seguire l'andamento della stessa in relazione alla geometria ed allo stato dei grani per ipotizzare il successivo fenomeno di stabilizzazione con chiusura degli apici.

Bibliografia

- [1] Adelina Barruto: "Meccanica della Frattura", Hoepli, Milano, 2006.
- [2] Paolo Rugarli: "Calcolo Strutturale con gli Elementi Finiti", EPC Libri, Roma, 2004.
- [3] Stephen P. Timoshenko: "Scienza delle Costruzioni", Edilibri Andrea Viglongo & C. Editori, Torino, 1970.
- [4] Giuseppe Mulè: "Fondamenti della Norma : Categorizzazione delle sollecitazioni e definizioni dei relativi limiti ammissibili", ANCC, Roma, 1977.
- [5] N. Altamura, G. de Gennaro, D. Sallustio, M. S. De Musso, Sandra Manca: "Confronto fra metodi di progettazione "FEM" e "by formula" di un'autoclave destinata all'industria alimentare e ripercussione sulle verifiche di esercizio", SAFAP 2012, Napoli.
- [6] Sergio Reale, Piergiorgio Malesani: "Incidenti ed avarie. Linee guida per la valutazione di incidenti ed avarie attraverso la metodologia della meccanica della frattura", Dipartimento di meccanica e Tecnologie Industriali dell'Università di Firenze, Firenze, 2001.

Monitoraggio ad onde guidate con sensori magnetostrittivi di tubazioni in esercizio

F. Bertoncini*, C. De Petris**, U. Giosafatto***, M. Raugi*

*DESTEC - Università di Pisa

**INAIL - DIT

***CND Service S.r.l.

Sommario

In letteratura vengono spesso evidenziati i vantaggi che il monitoraggio di tubazioni è in grado di offrire in termini di esercizio in sicurezza degli impianti di produzione e di processo [1]. Nello specifico caso del monitoraggio con onde guidate (OG) si può sottolineare che tale tecnica permette lo *screening* su lunghe distanze delle tubazioni utilizzando un numero limitato di punti di accesso. La tecnica OG [2], applicabile a tubazioni in esercizio anche non direttamente accessibili perché interrate e/oppure rivestite [3, 4], è in grado infatti di identificare discontinuità come quelle dovute a difetti e a zone di corrosione generalizzata o localizzata in punti distanti decine di metri dal punto di applicazione di ciascun sensore di misura. I benefici in termini economici e di versatilità d'uso legati alla tecnica OG diventano particolarmente significativi utilizzando sensori magnetostrittivi, vista la buona combinazione dell'efficienza di trasduzione con il costo contenuto, la facilità e robustezza di installazione, l'impiego per temperature estreme di esercizio anche inferiori a $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$ o superiori a $+250\text{ }^{\circ}\text{C}$.

In questa memoria l'interesse è rivolto alla messa a punto e alla verifica di particolari e specifiche soluzioni installative di sonde magnetostrittive in grado di ottimizzarne l'uso per il monitoraggio. Particolare attenzione è inoltre rivolta a verificare la ripetibilità nel tempo dei segnali di monitoraggio e la stabilità delle misure rispetto alla variazione nel tempo di parametri come l'efficienza della sonda magnetostrittiva di monitoraggio, la temperatura della tubazione e la temperatura dell'ambiente in cui la tubazione è installata.

Allo scopo è iniziata nel mese di maggio 2014 una campagna di prove di laboratorio e di prove sul campo su una tubazione in esercizio presso un sito petrolchimico. L'attività è attualmente in corso; la memoria presenta quindi alcuni risultati, da considerare preliminari, relativi alla:

- identificazione del segnale di monitoraggio per variazioni dello stato di integrità della tubazione,
- verifica dell'influenza della temperatura ambiente sui segnali di monitoraggio,
- installazione di due differenti tipologie di sonda magnetostrittiva per il monitoraggio,
- analisi dei dati di monitoraggio ad oggi acquisiti presso il sito petrolchimico.

Tutte le misure sono state eseguite utilizzando il Sistema di diagnostica MsS® 2020 D-SWRI – Texas (USA).

1. Sonda magnetostrittiva per onde guidate

Gli elementi base del sistema di diagnostica ad onde guidate utilizzato per l'ispezione delle tubazioni, con riferimento a sensori di tipo magnetostrittivo, sono mostrati in Fig. 1. Le onde ultrasoniche guidate sono onde elastiche generate sotto forma di impulsi dal sensore applicato localmente su un tratto esterno della tubazione da ispezionare; la propagazione dell'onda avviene utilizzando la tubazione stessa come struttura guidante. In presenza di corrosione e/o difetti si genera un'onda riflessa che il sensore è in grado di rilevare fino a distanze dell'ordine delle decine di metri dal punto della tubazione in cui è applicato il sensore stesso. L'effettivo *range* di ispezione della tubazione dipende in generale dalle dimensioni del difetto che si vuole rilevare e dalla tubazione considerata

(presenza o meno di rivestimento e dal tipo di rivestimento, profondità di interrimento, stato della tubazione, numero di giunzioni, gomiti, diramazioni etc. presenti).

Il sensore magnetostrittivo (MsS, Magnetostrictive strip Sensor) è costituito da strisce di materiale magnetostrittivo (cobalto o nichel) incollate alla tubazione da ispezionare (Fig. 1 (b)) sulle quali sono avvolte spire elettriche (cavo a nastro, Fig. 1 (c)) collegate al sistema di trasduzione rappresentato in Fig. 1 (a).

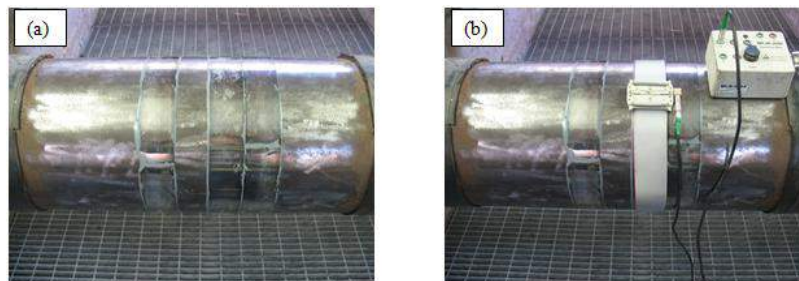
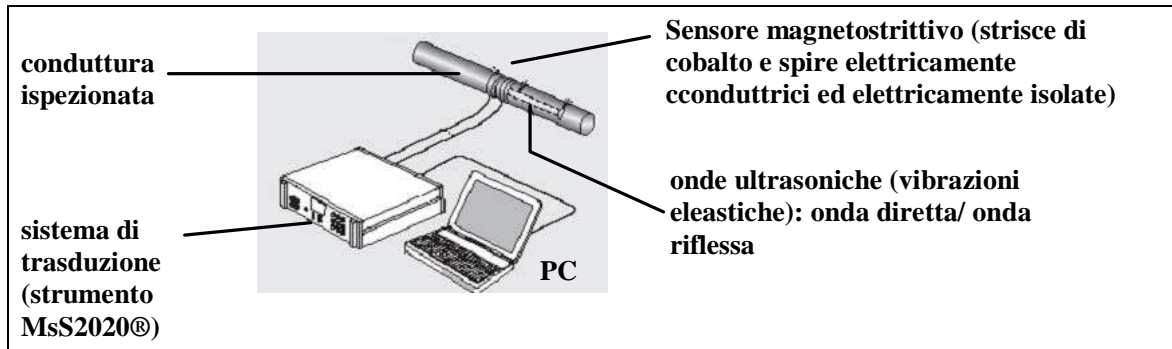


Fig. 1 - Configurazione base del sistema di ispezione OG con sonda magnetostrittiva

Le possibili tipologie di installazione del sensore magnetostrittivo sono mostrate in Fig. 2 (disegni non in scala): (a) configurazione su tubazione nuda, (b) configurazione su tubazione rivestita con striscia-bobina accoppiate, (c) configurazione su tubazione rivestita con striscia-bobina disaccoppiate.

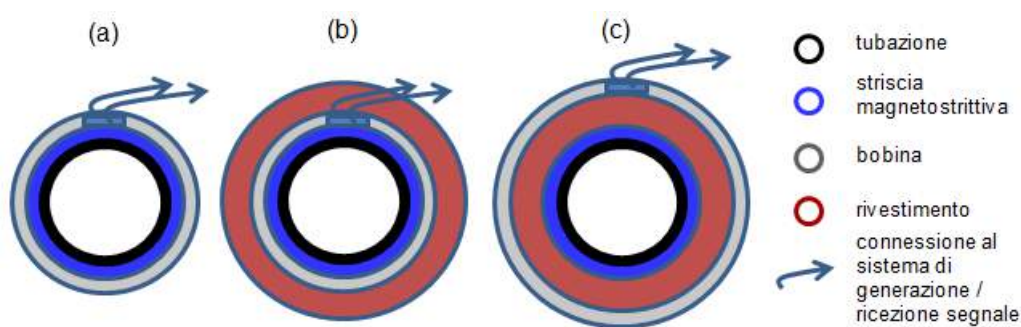


Fig. 2 – Possibili tipologie di installazione della sonda magnetostrittiva

Precedenti lavori [2 – 6] hanno mostrato, attraverso specifiche prove sperimentali di laboratorio e *set up* di installazione, che:

(a) la sonda magnetostrittiva può utilmente essere installata [5] su tubazioni a temperatura relativamente bassa (fino a $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$) o alta (fino a $+250\text{ }^{\circ}\text{C}$) ovvero per temperature che possono essere considerate estreme se confrontate con quelle ordinarie di applicazione della tecnica ad onde guidate; in questi casi si utilizza la configurazione con striscia e bobina disaccoppiate per la presenza dell'isolante termico (cfr. Fig. 2(c));

(b) utilizzando basse frequenze (dell'ordine di 10 kHz) e sensori magnetostrittivi ottimizzati [6], è possibile ispezionare tratti relativamente lunghi di tubazioni rivestite e interrato, in condizioni cioè severe per ciò che riguarda l'applicazione della tecnica OG vista l'elevata attenuazione dell'onda guidata durante la propagazione [7].

L'uso specifico della sonda magnetostrittiva per il monitoraggio di tubazioni in esercizio a temperatura ambiente è oggetto di questo lavoro. Due sono i possibili metodi [GW Analysis] di installazione ed utilizzo della sonda:

1. metodo *strip monitoring*: sulla tubazione è permanentemente installata la striscia magnetostrittiva opportunamente protetta dagli agenti atmosferici con vernici epossidiche; solo al momento della misura è applicata la bobina di trasduzione (cfr. Fig. 2(c)). Si tratta di un metodo di monitoraggio relativamente semplice ed economico, applicabile quando la tubazione è facilmente accessibile,
2. metodo *probe monitoring*: sulla tubazione è permanentemente installata sia la striscia magnetostrittiva che la bobina di trasduzione opportunamente protette dagli agenti atmosferici con vernici epossidiche. Il metodo può convenientemente essere utilizzato quando la tubazione non è facilmente accessibile perché interrata, oppure in quota, oppure con rivestimento protettivo o affogata nella muratura oppure perché installata in ambienti a rischio specifico.

I due differenti tipi di installazione per l'applicazione specifica della sonda magnetostrittiva su una tubazione in esercizio presso il sito petrolchimico sono mostrati nel Par. 3.

2. Prove di laboratorio

Sono state eseguite, presso i laboratori DESTEC, due prove finalizzate a valutare l'effetto sul segnale di monitoraggio determinato:

1. dalla presenza sulla tubazione di un foro di entità crescente,
2. dalla variazione della temperatura ambiente.

Le prove sono di seguito motivate e descritte.

2.1 Prova n°1. Misura su tubo con foro parziale e con foro passante

La prova scaturisce dall'idea che il monitoraggio di una tubazione possa essere utilizzato non solo per il controllo di integrità della condotta da agenti interni alla tubazione stessa come ad esempio la corrosione, ma anche per individuare zone di "spillamento" abusivo di prodotto. Sempre più spesso, infatti, gli oleodotti sono soggetti a manomissioni solitamente realizzati forando a freddo la tubazione ed inserendo nell'oleodotto punti di prelievo con tubi di diametro 1/2" o 1". In questo caso un sistema di monitoraggio ad onde guidate con sensori magnetostrittivi potrebbe risultare affidabile e a costi contenuti per la pratica dell'azione di sorveglianza.

La prova di laboratorio è stata condotta come illustrato in Fig. 3 e descritto nella Tab. 1.

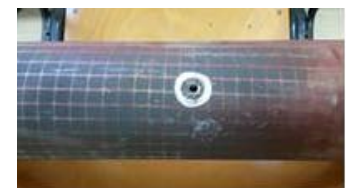
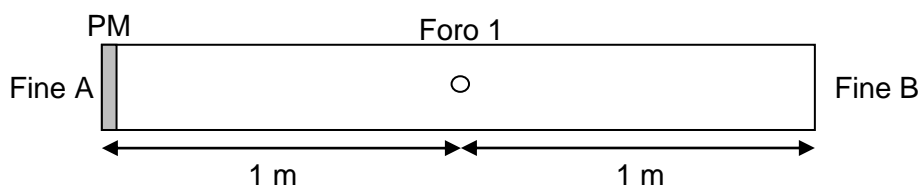


Fig. 3 – Geometria della Prova di laboratorio n°1

Tubo	Diametro: DN100. Spessore: 3 mm. Lunghezza: 2m.
Foro	Diametro: 2,5 cm (1 pollice)
Sonda magnetostriativa	Cobalto. Accoppiante su tubo: cera.
Modalità di test	<i>Pulse echo</i>
Frequenza di test [kHz]	32, 64
Guadagno strumento	Coarse 10; fine: 0.
Frequenza di campionamento	3 MHz

Tab. 1. Parametri della Prova di laboratorio n° 1: “Foro passante”

Come atteso, i risultati ottenuti, mostrati in Fig. 4, evidenziano come l'ampiezza del segnale riflesso dal foro aumenti all'aumentare della estensione del foro.

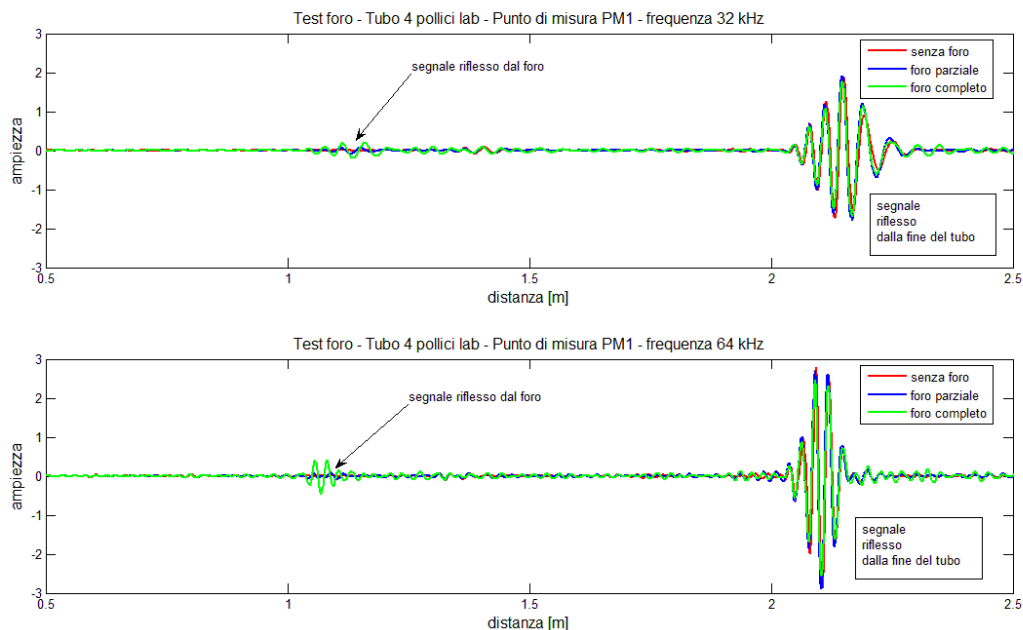


Fig. 4 – Misure su tubo con foro parziale e completo

2.2 Prova n° 2. Misura su tubo parzialmente riscaldato

La prova è stata effettuata con lo scopo di valutare qualitativamente l'influenza della variazione della temperatura ambiente sul segnale di monitoraggio. Allo scopo è stato realizzato – su un tubo da 8 pollici, lungo 5 m, non rivestito – il *set up* di misura illustrato in Fig. 5. La variazione della temperatura ambiente è simulata con il riscaldamento di un tratto di tubo di circa 60 cm mediante una sorgente di calore (stufa elettrica da 1500 W) posta nelle vicinanze del tubo stesso. Sul tubo è installata la sonda magnetostriativa collegata allo strumento MS2020D. Prove preliminari a temperatura ambiente di 20 °C mostrano la stabilità e la ripetibilità del segnale misurato, sia alimentando il sistema da rete, sia con gruppo UPS.

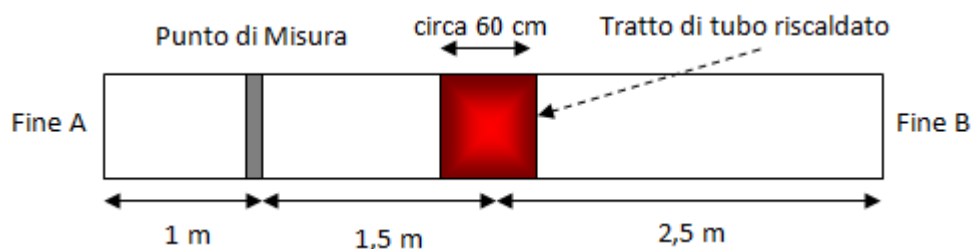


Fig. 5 – Geometria della prova di laboratorio n° 2

La prova è condotta come di seguito descritto:

- si segue il ciclo di riscaldamento - raffreddamento mostrato in Fig. 6,
- si eseguono misure ogni 5 minuti. Prima misura: $t_1 = 0$; Seconda misura $t_2 = 5$ min;; Undicesima misura $t_{11} = 50$ min.

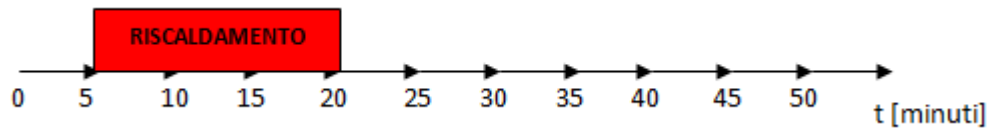


Fig. 6 – Ciclo di riscaldamento e raffreddamento del tubo

I risultati delle misure, eseguite in modalità *pulse-echo*, sono mostrati nella Fig. 7, relativa alla terza riflessione dalla fine A del tubo.

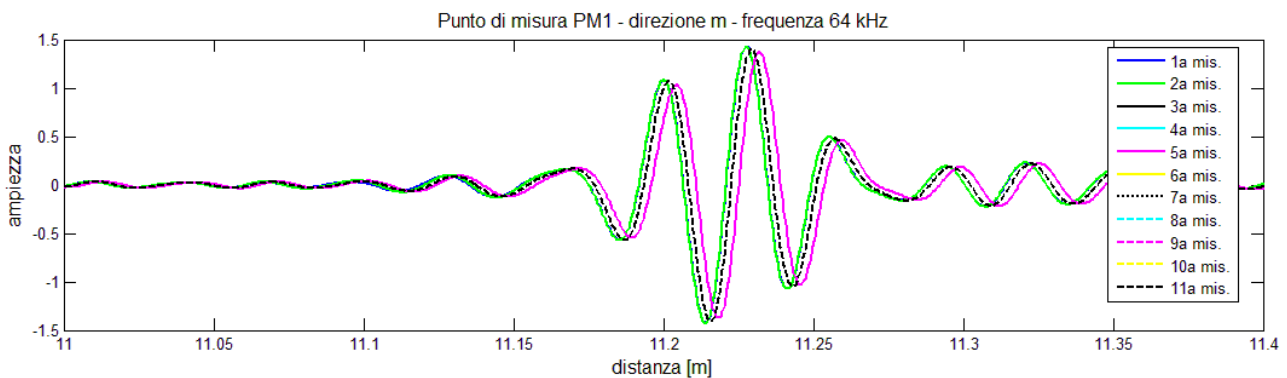


Fig. 7 – Misure su tubo durante il ciclo di riscaldamento – raffreddamento

Con riferimento a tale figura, preso come riferimento il segnale misurato a temperatura ambiente (1°, 2° misura), le deviazioni misurate mostrano uno sfasamento crescente all'aumentare della temperatura del tratto di tubo interessato dal riscaldamento (5° misura). Lo sfasamento diminuisce una volta che, eliminata la sorgente di calore, il tubo inizia a raffreddarsi tornando a temperatura prossima a quella ambiente (11° misura).

Analoghi risultati si hanno per le altre riflessioni sia dalla estremità A che dalla B del tubo. Le variazioni dell'istante di arrivo del segnale (*arrival time*) riflesso al variare dalla temperatura concordano con quanto già osservato in [5].

Tale fenomeno può *in primis* essere messo in relazione con la dipendenza dalla temperatura del modulo di Young [8] del materiale costitutivo del tubo attraverso il quale l'onda guidata si propaga. Da tale parametro dipendono infatti non solo le proprietà elastiche del tubo e quindi l'ampiezza della deformazione elastica ma anche la velocità di propagazione dell'onda guidata. Questa ipotesi di analisi dei risultati ottenuti richiede ulteriori approfondimenti sia teorici che sperimentali.

3. Prove in campo

Nel mese di maggio 2014 è iniziata una campagna di monitoraggio ad onde guidate con l'installazione di 2 sensori magnetostrittivi in modalità *probe* e *strip monitoring* (cfr. Par. 1) su una tubazione da 6 pollici in esercizio presso un sito petrolchimico.

Sulla tubazione (cfr. Fig. 8) adibita al trasporto di fluido a temperatura ambiente, era già stato precedentemente installato un sensore piezoelettrico, anch'esso utilizzato per il monitoraggio ad onde guidate. Entrambe le attività di monitoraggio sono attualmente in corso.

Di seguito, dopo aver illustrato alcune immagini relative all'installazione dei sensori magnetostrittivi, si analizzano i dati relativi alle prime 4 misure eseguite con il sensore magnetostrittivo PM1 installato in modalità *probe monitoring*.

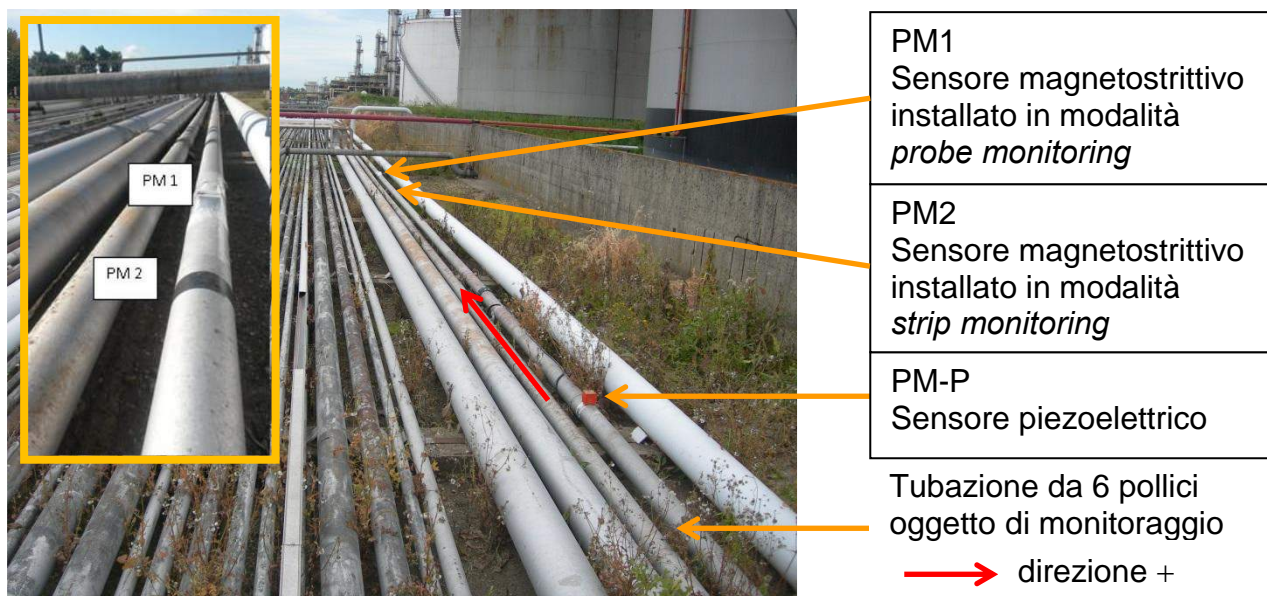


Fig. 8 – Tubazione oggetto di monitoraggio e posizione dei sensori ad onde guidate

3.1 Installazione dei sensori magnetostrittivi per monitoraggio

Alcune immagini relative all'installazione dei sensori magnetostrittivi di monitoraggio sono mostrate in Fig. 9. In particolare si ha:

- nei riquadri (a), (b), (c) rispettivamente l'applicazione della colla epossidica, l'installazione sul tubo e la magnetizzazione della striscia di cobalto,
- nei riquadri (d), (e) rispettivamente la preparazione dell'avvolgimento del sensore PM1 e la sua protezione con vernice epossidica,
- nel riquadro (f) il sensore PM2 nella fase di acquisizione dati.

Da osservare che l'avvolgimento relativo a PM1 rimane permanentemente installato sulla tubazione, mentre l'avvolgimento relativo a PM2 è rimosso una volta terminata la misura. Più in dettaglio, con riferimento alla Fig. 2, per PM1 si ha la configurazione su tubazione rivestita con striscia-avvolgimento accoppiati, per PM2 si ha la configurazione su tubazione rivestita con striscia-bobina disaccoppiate. Vantaggi e svantaggi delle due differenti tipologie di installazione sono descritti nel Par. 1.





Fig. 9 – Installazione dei sensori magnetostrittivi

3.2 Analisi preliminare dei dati acquisiti con il sensore magnetostrittivo PM1

I parametri relativi alla misura con il sensore PM1 sulla tubazione da 6 pollici oggetto di monitoraggio (cfr. Fig. 8) sono elencati in Tab. 2.

<i>Impostazioni di misura</i>	<i>Misure eseguite maggio-agosto 2014</i>
Modalità di test: <i>Pulse echo</i>	1° misura: 19 maggio pomeriggio
Frequenza di test [kHz]: 32, 64	2° misura: 8 luglio mattina
Guadagno strumento: Coarse 10; fine: 0.	3° misura: 8 luglio pomeriggio
Frequenza di campionamento [MHz]: 3, 1.5, 0.75	4° misura: 1 agosto mattina

Tab. 2. Parametri relativi alla misura “PM1”

I risultati della prima misura sono mostrati in Fig. 10, relativamente alle due frequenze di test (32, 64 kHz) e alle due direzioni di ispezione (direzione +, curva rossa; direzione –, curva blu avendo assunto come direzione positiva di ispezione quella che va da PM-P a PM1). L'asse delle distanze di Fig. 10, derivante dalla conversione tempo – spazio del segnale misurato, è calibrato con la distanza della prima saldatura dal punto di misura: $d = (c_{T0}/2) \cdot t$ con $c_{T0} = 3165 \text{ m/s}$. I segnali ottenuti sono compatibili con la geometria della tubazione rappresentata in Fig. 11 in quanto tutte le saldature di giunzione tra un tubo e l'altro presenti lungo la tubazione – comprese quelle associabili alla curva posta a 70 m dal punto di misura in direzione positiva – sono identificabili nei segnali misurati.

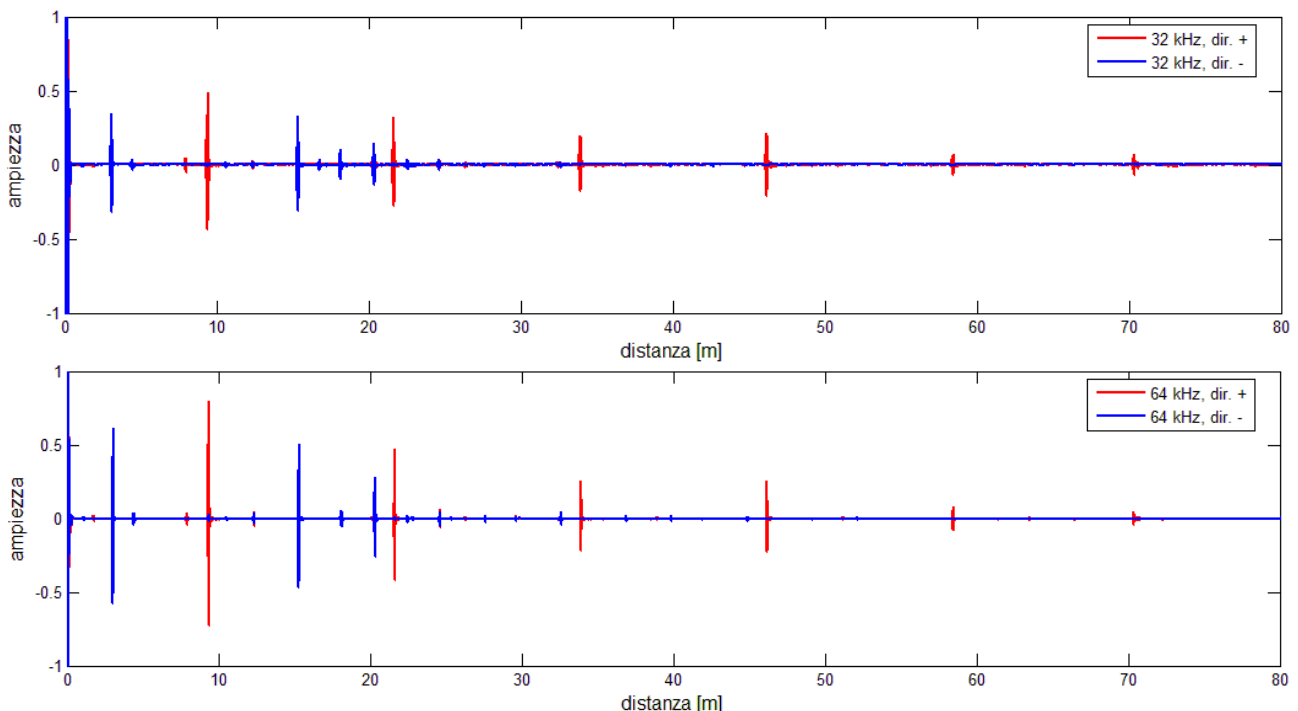


Fig. 10 – Segnali relativi a PM1: 1° misura

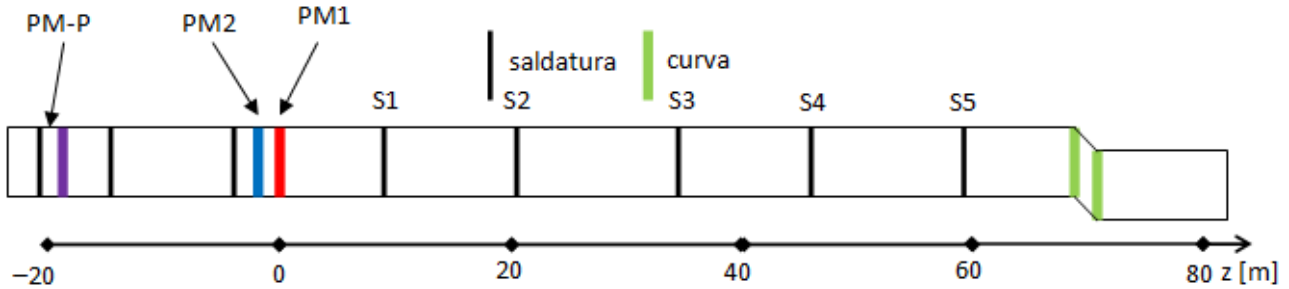


Fig. 11 – Geometria della tubazione in un intorno di PM1

I segnali relativi alle misure successive mostrano la sostanziale stabilità per quanto riguarda l'ampiezza della riflessione dalle saldature rispetto alla prima misura, ma uno sfasamento relativo crescente con la distanza della saldatura dal punto di misura.

Relativamente alla direzione positiva di ispezione e alla frequenza di test 32 kHz questo comportamento è evidenziato nella Fig. 12 e nei dettagli di Fig. 13 relativi alle saldature S1, S3, S5. Analogo comportamento si ha per la direzione negativa di ispezione e per la frequenza di test 64 kHz in direzione sia positiva che negativa.

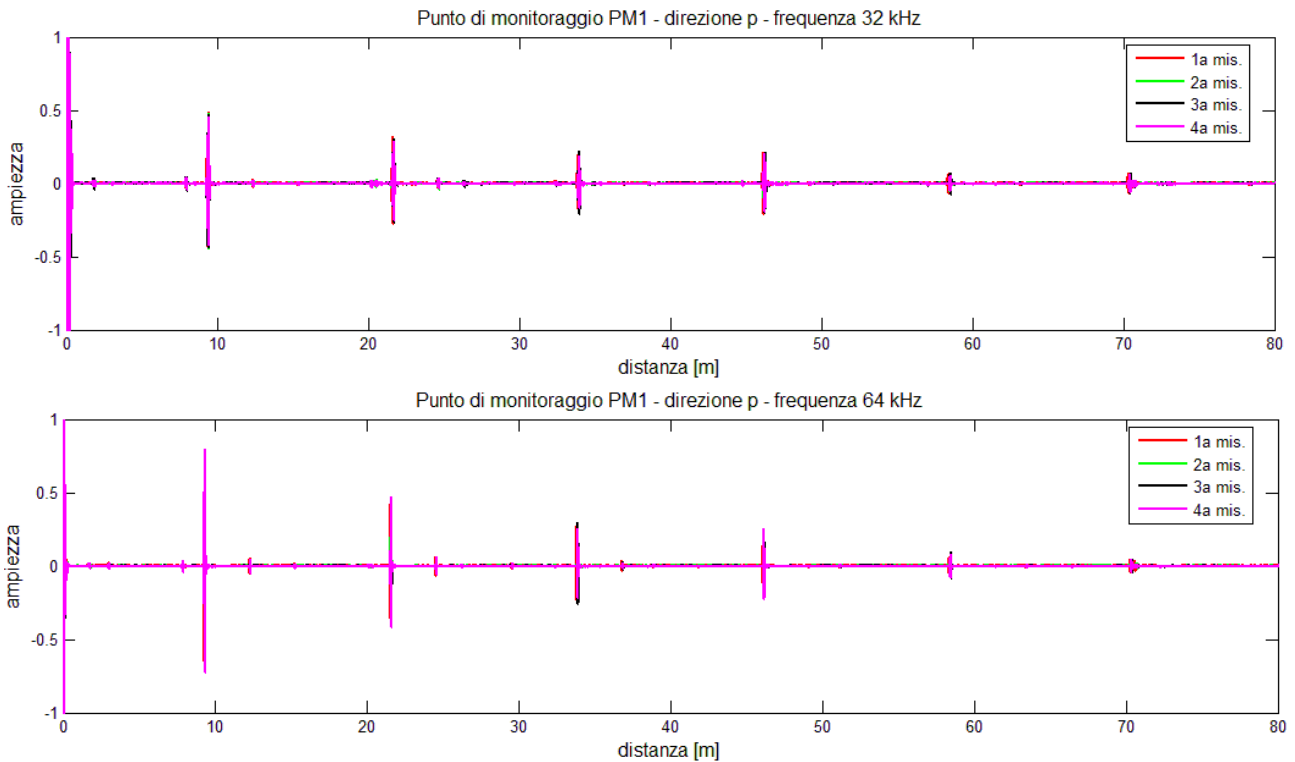


Fig. 12 – Confronto fra le misure. Direzione +, frequenza 32 kHz, 64 kHz

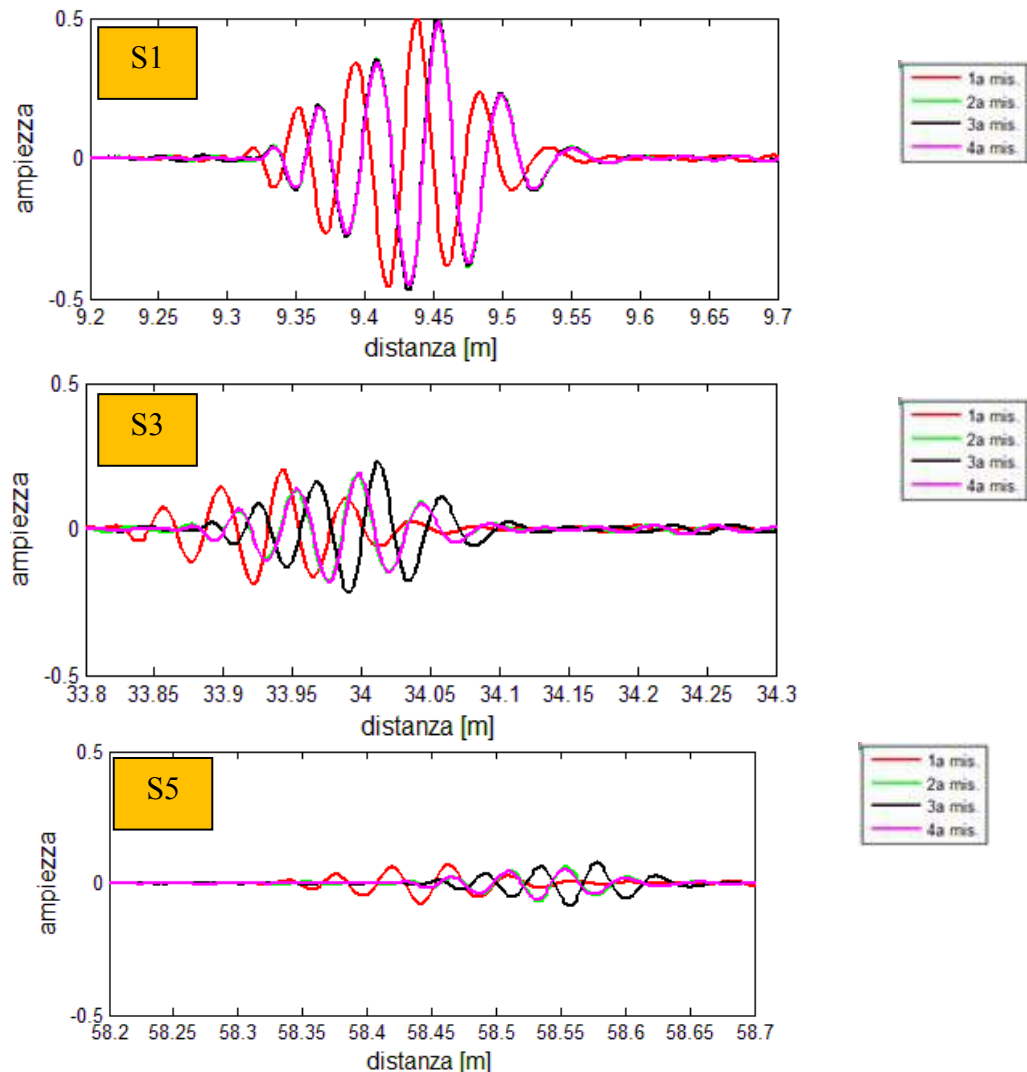


Fig. 13 – Confronto tra le misure. Direzione +, frequenza 32 kHz. Dettagli relativi alle saldature S1, S3, S5

Gli sfasamenti osservati sono qualitativamente analoghi a quelli evidenziati nella prova di laboratorio n° 2 relativa al ciclo di riscaldamento / raffreddamento di un tubo campione (cfr. Par. 2.2)¹. Tenendo conto di questa analogia di comportamento e di comportamenti similari evidenziati in [9], dopo aver più volte verificato la stabilità della misura su un arco temporale dell'ordine delle decine di minuti, è plausibile formulare l'ipotesi che le differenze osservate tra i vari segnali misurati siano riconducibili a differenze di velocità dell'onda guidata dovute alle differenze di temperatura della tubazione in differenti condizioni ambientali. Calcolando la velocità dell'onda guidata come $c_T(m, n) = 2d_m/t_{m,n}$ dove $m = 1, 2, \dots, 5$ è il numero d'ordine della saldatura (cfr. Fig. 11) e $t_{m,n}$ l'istante di arrivo dell'impulso riflesso dalla saldatura m , valutato in corrispondenza della misura $n = 1, 2, \dots, 4$ si ottiene il grafico di Fig. 14. Le differenti velocità dell'onda guidata risultanti da tale grafico sono compatibili con gli sfasamenti osservati in Fig. 13. Il grafico di Fig. 14 evidenzia anche la dipendenza della velocità calcolata dalla saldatura considerata. Tale dipendenza deve essere investigata. È perciò evidente che, nell'analisi dei dati di monitoraggio e nell'ipotesi che la risposta di una saldatura non cambi, occorre

¹ La prova di laboratorio è stata effettuata dopo la seconda misura eseguita in raffineria, dalla quale è risultato subito evidente lo sfasamento tra i segnali corrispondenti alla prima e alla seconda misura.

necessariamente compensare gli sfasamenti eventualmente registrati tra una misura e l'altra attraverso l'introduzione di un modello correttivo opportunamente validato.

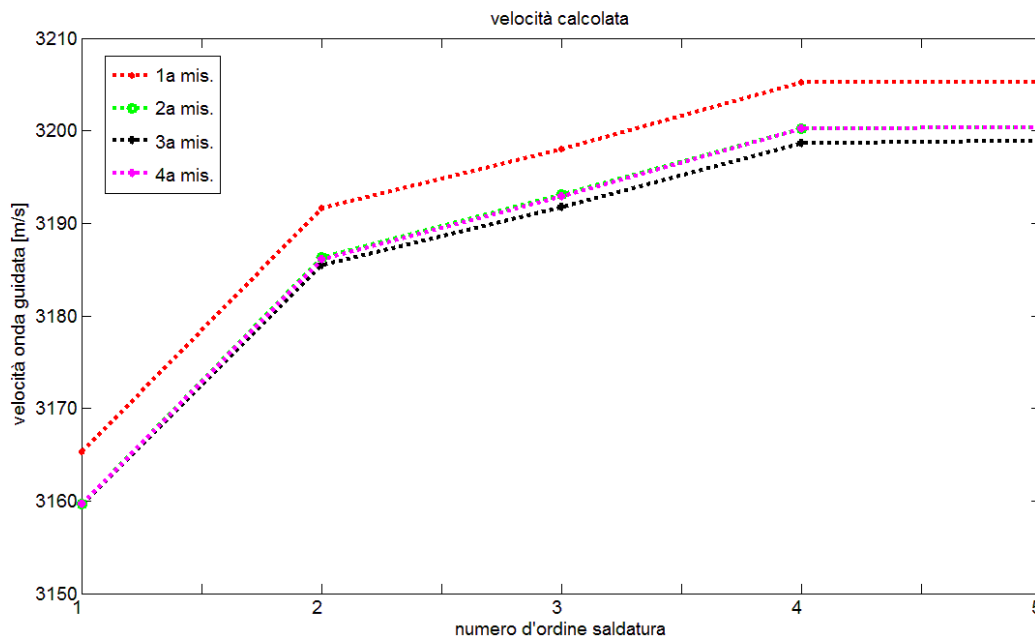


Fig. 14 – Velocità calcolata dell'onda guidata

4. Conclusioni

L'attività di monitoraggio ad onde guidate con sensori magnetostrittivi, iniziata nel mese di maggio 2014 e che si protrarrà al 2015, prevede l'acquisizione e l'elaborazione dei dati di monitoraggio di una tubazione in esercizio presso il sito petrolchimico adibita al trasporto di prodotto a temperatura ambiente. La ricerca è finalizzata a individuare strategie di analisi dei dati di monitoraggio in grado di evidenziare eventuali variazioni nello stato di integrità della tubazione. E' altresì obiettivo verificare la stabilità o l'eventuale dipendenza dei dati acquisiti non solo da fattori intrinseci al metodo di monitoraggio come l'efficienza e la stabilità del sensore magnetostrittivo, ma anche da quelli ambientali non direttamente connessi alla tubazione monitorata.

Installati sulla tubazione due sensori magnetostrittivi, l'uno in configurazione *strip monitoring*, l'altro in configurazione *probe monitoring*, sono stati acquisiti i primi dati di monitoraggio. L'analisi preliminare di tali dati evidenzia la dipendenza da fattori non direttamente riconducibili allo stato intrinseco della tubazione. Sulla base di specifiche prove di laboratorio e prove pregresse condotte a "temperature estreme" è stata formulata l'ipotesi che i dati di monitoraggio possano dipendere in modo relativamente sensibile dalla temperatura ambiente. Tale ipotesi deve essere ulteriormente verificata e validata. Ne deriva che debbano essere sviluppate opportune strategie di analisi interpretativa per compensare dipendenza e variabilità dei dati di monitoraggio da fattori "esterni" alla tubazione monitorata.

5. Bibliografia

- [1] J. Heerings, N. Trimborn, A. den Herder: "Inspection Effectiveness and its Effect on the Integrity of Pipework", Proceedings ECNDT 2006, 9th European Conference on NDT, Berlin, September 25-29 2006.
- [2] F. Bertoncini, M. Raugi, F. Turcu: "Ispezione e monitoraggio di condutture a pressione basati sulla tecnica di ad onde guidate", Atti della Conferenza SAFAP 2008, Cagliari, 13-14 giugno 2008.
- [3] F. Bertoncini, G. Nardoni, M. Raugi, F. Turcu: "Test sperimentali sulle potenzialità delle onde guidate nel rilevamento dei difetti presenti in tubazioni rivestite con poliuretano o bitume", Atti della Conferenza Nazionale sulle Prove non Distruttive Monitoraggio Diagnostica, Firenze, 26-28 ottobre 2011.
- [4] F. Bertoncini, G. De Lorenzo, G. Giunta, M. Raugi, F. Turcu: "Effect of attenuation on inspection range and sensitivity in Long-Range Guided Wave NDT of coated and buried pipes", NDT.net, November 2010.
- [5] F. Bertoncini, M. Raugi, E. Taddei, P. Taddei, F. Turcu: "Monitoraggio ad onde guidate di impianti a pressione e in esercizio a temperature estreme: prove sperimentali", Atti della Conferenza SAFAP 2012, Napoli, 14-15 giugno 2012.
- [6] F. Bertoncini, R. Crudeli, U. Giosafatto, M. Raugi, F. Turcu: "Ispezione ad onde guidate di tubazioni con rivestimenti fortemente attenuanti e/o interrati", Atti della Conferenza SAFAP 2012, Napoli, 14-15 giugno 2012.
- [7] H. Kwun, S.Y. Kim, M.S. Choi, S.M. Walker: "Torsional guided-wave attenuation in coal-tar-enamel coated, buried piping", NDT&E International, 37, pag. 663–665, 2004.
- [8] Young Modulus of Elasticity for Metals and Alloys - Engineering ToolBox in http://www.engineeringtoolbox.com/young-modulus-d_773.html.
- [9] A. Demma, C. De Petris, A. Galvagni, U. Giosafatto: "Monitoraggio di tubazioni con onde guidate: efficacia diagnostica, limitazioni ed approccio di ottimizzazione del controllo", Atti del 15° Congresso AIPnd, Trieste, 2013.

Monitoraggio di tubazioni con onde guidate: efficacia diagnostica, limitazioni ed approcci di ottimizzazione del controllo

G. Augugliaro*, A. Demma**, A. Galvagni***, L. Sotgiu****

*INAIL – DIT

**A3 monitoring L.t.d.

***Imperial College, Department of Mechanical Engineering

****CND Service S.r.l.

Sommario

Il metodo ad onde guidate per il controllo di tubazioni è da tempo universalmente utilizzato come approccio di *screening* in quanto rapido, economico ed efficace.

Recentemente sono stati messi a punto sistemi di monitoraggio basati su tale controllo che potrebbero consentire una ulteriore riduzione dei costi di ispezione se orientati ad applicazioni su tratti di problematica accessibilità attraverso il miglioramento della *performance* in termini di sensibilità non solo strumentale, ma anche attraverso strumenti avanzati di analisi e processamento dei segnali. Questo lavoro, evidenziando le problematiche connesse all'interpretazione dei dati di acquisizione del monitoraggio con onde guidate, introduce uno specifico approccio di analisi validato su un caso-studio relativo ad una installazione presso un impianto industriale. Inoltre viene studiata la stabilità dei risultati al variare delle condizioni di lavoro e a seconda del tipo di *hardware* utilizzato per la trasduzione.

1 Introduzione

L'attività ispettiva delle tubazioni per uso industriale nel nostro paese viene, nella storia più recente regolamentata dal dispositivo di legge D.M. 329/2004 che prevede, con decorrenza 19 gennaio 2008, la riqualificazione di tutte le tubazioni rientranti nel campo di applicazione dello stesso dispositivo. Per tale ragione, ai sensi dell'art. 3 del decreto, fu elaborata in ambito CTI/UNI una specifica tecnica [1] dedicata al controllo di queste tubazioni secondo procedure strutturate dal punto di vista metodologico e delle tempistiche.

Già nell'ambito della specifica viene assunto il concetto di "monitoraggio" che è sicuramente, per alcune circostanze, una soluzione dallo straordinario valore aggiunto, sia per quanto concerne l'esercizio in sicurezza dell'impianto, sia della sua economia di gestione, soprattutto per specifiche applicazioni.

Peraltro l'INAIL ha sempre dimostrato una particolare attenzione agli approcci diagnostici innovativi di attrezzature a pressione tanto che, anche per il metodo Onde Guidate ha elaborato una specifica linea guida [2] e partecipato allo sviluppo normativo nazionale [3] ed internazionale [4] sul metodo ad Onde Guidate.

Proprio sulla base di queste iniziative l'INAIL, mantenendo la collaborazione con altre realtà autorevoli del mondo accademico nazionale ed internazionale e società di servizio tra le più competenti nel settore a livello nazionale ed internazionale [5-8], ha avviato un'attività di ricerca sul monitoraggio delle tubazioni con il metodo di Onde Guidate finalizzata alla messa a punto di pratiche orientate all'incremento dell'efficacia di rilevazione diagnostica (sensibilità) di avanzamento dei processi corrosivi per rendere più flessibili gli intervalli temporali di verifica periodica con significativa riduzione dei disagi di produzione e contrazione dei relativi costi di gestione.

Il lavoro illustra i primi importanti risultati di un caso studio su tubazione industriale installata presso un sito petrolchimico, fornendo importanti indicazioni dell'approccio interpretativo dei dati acquisiti nei primi quindici mesi di attività ed evidenziando la capacità

di discriminare le circostanze dovute alle inevitabili lacune del sistema strumentale e/o dell'installazione determinate dalla incapacità di mantenere costanti le caratteristiche iniziali da quelle, invece, di rivelazione del fenomeno corrosivo in atto, anche tenue.

È evidente che la vantaggiosità del monitoraggio di tubazioni con metodo ad Onde Guidate viene amplificata per alcune specifiche applicazioni, giustificandone il costo e l'impegno strumentale di gestione. Sicuramente l'installazione permanente di un anello o di una fascia ad Onde Guidate trova maggiore giustificazione su tratti di tubazione la cui accessibilità nel tempo è compromessa (tratti interrati, sottopasso, coibentazione, etc), oppure quando si renda necessario valutare il *rate* di corrosione per analisi basate su R.B.I, o ancora quando si ha comunque l'obiettivo di ottimizzare le *performance* diagnostiche attraverso l'incremento della sensibilità.

2 Difficoltà pratiche della implementazione

La implementazione di una strategia di monitoraggio richiede una serie di accorgimenti tecnici e studi di fattibilità tecnico/economici per valutare la convenienza del monitoraggio rispetto alla normale ispezione ad intervalli di tempo regolari.

Dal punto di vista tecnico i requisiti di seguito elencati son quelli che devono essere almeno assunti ai fini dell'analisi:

- 1) il sistema deve resistere molti anni a varie condizioni ambientali:
 - a. tipo di ambiente,
 - b. temperatura ambiente,
 - c. temperatura superficie di contatto,
 - d. umidità,
 - e. esposizione a raggi UV,
- 2) il sistema deve garantire stabilità nel tempo,
- 3) l'alimentazione dei sensori deve essere assicurata in maniera semplice,
- 4) il risultato deve offrire una migliore *performance* rispetto alle metodologie ispettive tradizionalmente utilizzate in termini di sensibilità.

Nello studio di fattibilità tecnico/economico si devono sicuramente almeno considerare e valutare i seguenti aspetti:

- 1) struttura *target* e relativo meccanismo di danneggiamento,
- 2) durevolezza del sistema di monitoraggio,
- 3) sensibilità del sistema al tipo di danneggiamento,
- 4) comparazione dei costi d'ispezione (considerando sistema ispettivo con sensibilità equivalente ed includendo costi di accesso alla struttura da ispezionare).

La stabilità dei risultati è un requisito fondamentale per qualsiasi tecnologia di monitoraggio. Questa può essere ottenuta riducendo la possibilità di variazione di prestazione del sistema di trasduzione. Allo stesso tempo, è evidente che se fosse possibile misurare le variazioni attese nel tempo in relazione alla condizione del sistema di trasduzione, si potrebbe più correttamente interpretare il dato strumentale sulla base di valutazioni di variazione di sensibilità al danneggiamento per lo stesso intervallo temporale, come di seguito meglio descritto.

La Figura 1 mostra un esempio di monitoraggio con Onde Guidate. Come in modalità *screening*, il *display* "A-scan" ha un asse orizzontale che mostra la distanza di eventuali riflettori dal trasduttore e un asse verticale che mostra la loro ampiezza. L'asse orizzontale mostra sia direzione negativa che positiva corrispondenti alle due direzioni di propagazione lungo il tubo dalla posizione del trasduttore.

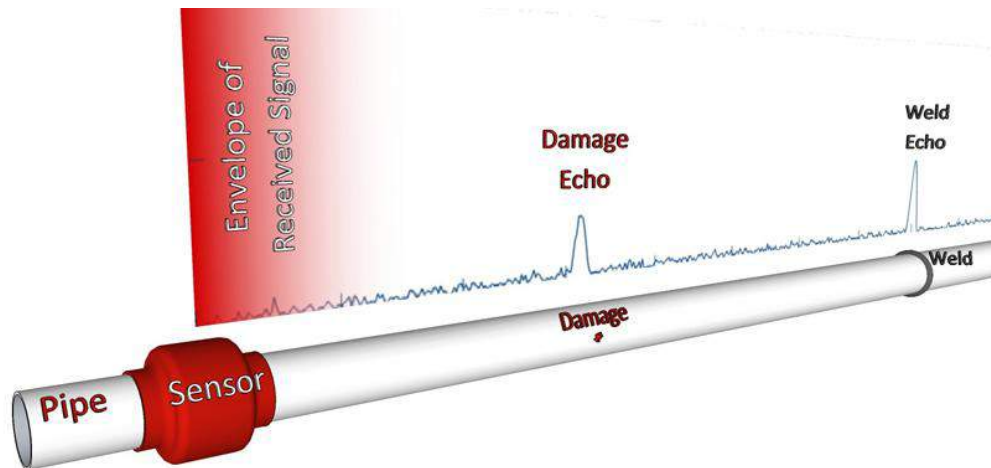


Figura 1 Esempio di risultato A-scan utilizzando un sensore ad Onde Guidate su una tubazione con saldatura e difetto

La Figura 2 mostra un risultato del monitoraggio ad onde guidate ottenuto su acquisizioni discretizzate nel tempo.

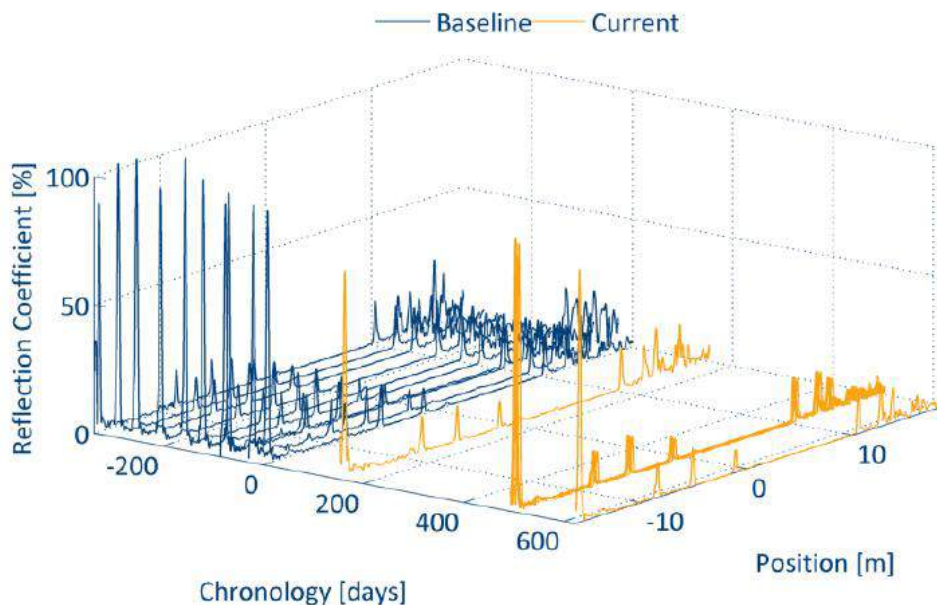


Figura 2 Esempio di un risultato ad onde guidate in 3D. I risultati cambiano nel tempo malgrado non vi siano danneggiamenti in atto

In questo caso i tre assi sono distanza/ampiezza/tempo. Si osservi che questi dati rivelano effettive variazioni nel tempo la cui genesi non è però imputabile all'evoluzione del danneggiamento. Ciò è semplicemente dimostrabile dal fatto che l'ampiezza dell'eco ottenuta da una stessa saldatura varia nel tempo, fenomeno, questo, che sotto il profilo fisico non trova alcuna spiegazione se non in una deriva del sistema di acquisizione. La Figura 4 riporta un'analisi aggiuntiva effettuata sui dati di *baseline* della stessa saldatura mostrata in Figura 3.

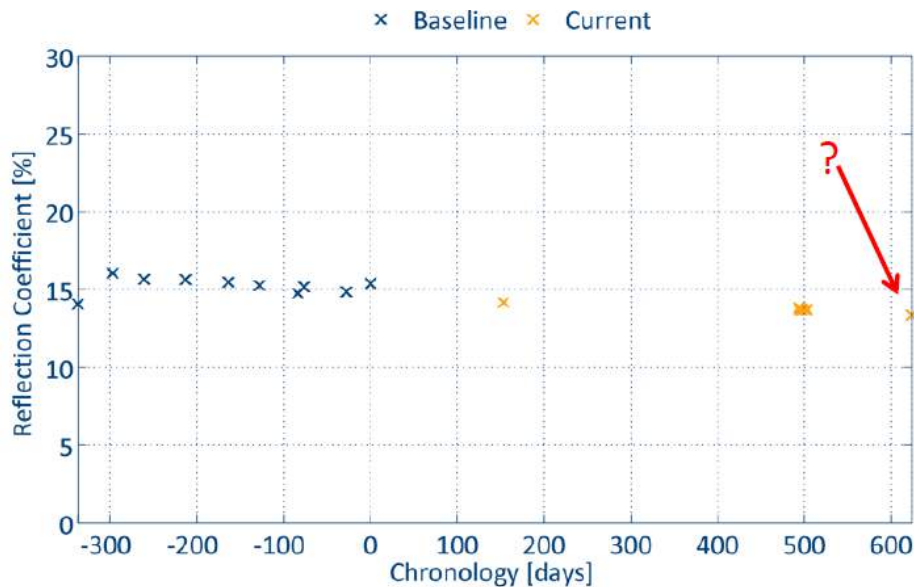


Figura 3 Esempio di un risultato ad onde guidate relativo all'eco di una saldatura. La ampiezza dell'eco cambia nel tempo malgrado non vi siano danneggiamenti in atto

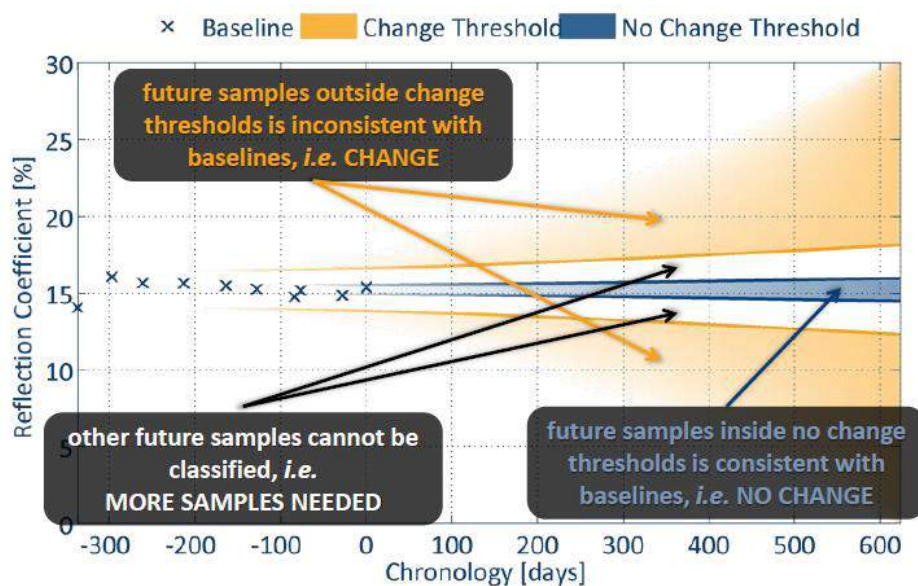


Figura 4 Esempio di applicazione dell' algoritmo di analisi sequenziale sviluppato da A. Galvagni presso Imperial College ad un risultato ad onde guidate relativo all'eco di una saldatura. È così possibile distinguere variazioni dovute a danneggiamenti reali da variazioni dovute a sensore o condizioni ambientali

L'algoritmo di analisi sequenziale sviluppato presso l'Imperial College da A. Galvagni [6] permette di definire se il dato relativo ad una posizione ispezionata è affetto da danneggiamento o meno con un predefinito livello di confidenza. Per esempio, in Figura 4, usando i dati di *baseline* indicati con un marcatore (croce), si possono definire 3 aree di interesse:

- un'area nella quale non vi è danneggiamento o semplicemente non è identificabile con monitoraggio ad onde guidate (per esempio una cricca assiale). Questa area è blu in Figura 4;
- un'area nella quale è presente danneggiamento. Questa area è gialla in Figura 4;

- un'area nella quale non è possibile determinare se il cambiamento di valore della misura è dovuto a danneggiamento o meno. Per misurazioni che ricadono in questa area potrebbe essere richiesto effettuare ulteriori misurazioni per determinare se vi è un danneggiamento (le curve convergono aumentando il numero di misure effettuate). Questa area è bianca in Figura 4.

3 Caso studio

A seguito di un'installazione di un sistema di monitoraggio permanente con trasduzione di tipo piezoelettrica in un sito industriale in Italia, gli autori hanno studiato in dettaglio il comportamento del sistema al variare del tempo. La Figura 5 mostra l'allestimento strumentale della tubazione monitorata con il sistema di monitoraggio ad Onde Guidate installato.



Figura 5 Allestimento strumentale del sistema di monitoraggio ad Onde Guidate connesso in maniera permanente ad una tubazione di un impianto petrolchimico in Italia

La Figura 6 mostra tre risultati di monitoraggio sovrapposti (Dic 2012, Gen 2013, Mag 2013). I picchi alti e regolari sono relativi a saldature circonferenziali, gli altri picchi sono invece dovuti a presenza di supporti. Si possono notare, a partire dai risultati illustrati in Figura 6 e relativamente ad un intervallo temporale di soli cinque mesi, alcune variazioni del segnale nel tempo. La misura è relativa ad una scansione condotta da una singola posizione per un tratto ispezionato di circa 150 metri. In questo caso il limite della scansione è determinato dalla presenza di curve alla fine del *range* sia in direzione positiva che negativa. E' inoltre da notare il fatto che in direzione negativa la tubazione attraversa un sottopasso di circa 10 metri. Questo sottopasso è di difficile accesso per cui l'approccio ad onde guidate si rivela, in questo caso, particolarmente utile ed efficace per monitorare aree difficilmente accessibili.

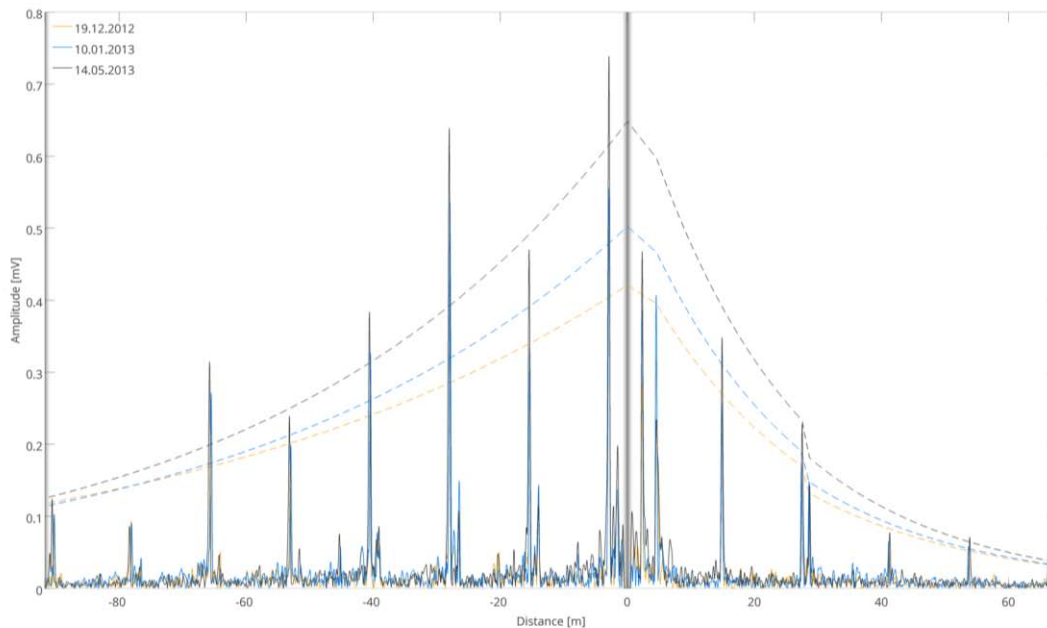


Figura 6 Risultato del monitoraggio su tre misure disponibili

La Figura 7, invece, evidenzia la variazione dell'eco di una saldatura nel tempo: dal Gennaio 2013 al Febbraio 2014. La variazione in questo caso è determinata da fattori non legati a danneggiamento come ad esempio variazione di temperatura o delle condizioni di contatto dei singoli sensori nel tempo.

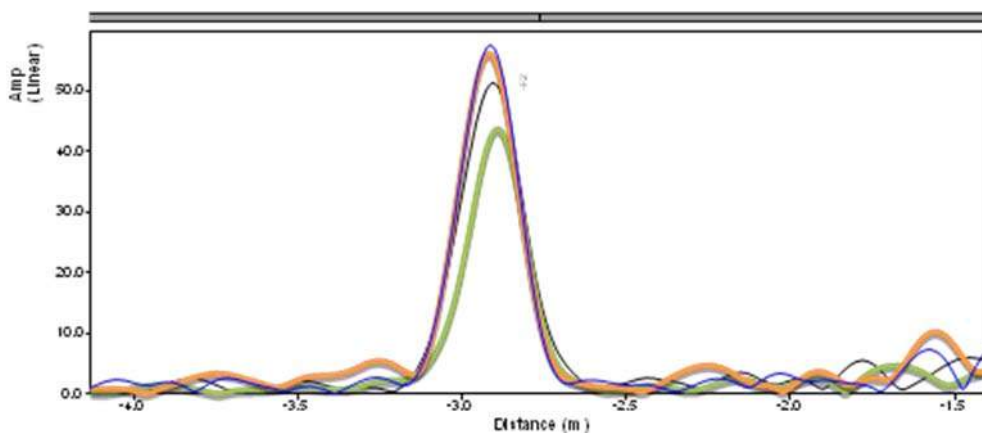


Figura 7 Risultato del monitoraggio con zoom su una saldatura nella parte negativa del test. Nella figura sono mostrati i risultati delle acquisizioni effettuate nel Green Jan 2013, Orange May 2013, Blu July 2013, Black Feb 2014

La Figura 8 mostra un altro degli effetti che si possono notare nel monitoraggio con Onde Guidate. Malgrado il tubo non sia danneggiato la risposta della tubazione in tempi differenti potrebbe essere differente anche semplicemente per variazione della temperatura del *test*. La risposta di ricoprimenti bituminosi infatti cambia notevolmente al variare della temperatura ed è appunto questo effetto che possiamo notare in Figura 8. Sul lato positivo del *test*, a partire da circa 5 metri si può notare un forte cambiamento di attenuazione tra due letture. Cosicché la curva DAC relativa ai due risultati varia notevolmente sul lato positivo dopo 5 metri mentre rimane quasi invariata sul resto del tubo.

Una ulteriore osservazione è legata alla stabilità nel tempo dell'*hardware*. La curva in blu e quella in nero in Figura 8 corrispondono rispettivamente a rilievi di monitoraggio acquisiti

nel gennaio 2013 e maggio 2014. Questi dati si riferiscono ad una stessa frequenza dell'onda eccitante pari a circa 30 kHz. A questa frequenza la risposta dell'*hardware* risulta molto simile nelle due acquisizioni. La Figura 9 mostra invece i risultati ottenuti a frequenze inferiori sempre relativi alle stesse acquisizioni descritte in Figura 8.

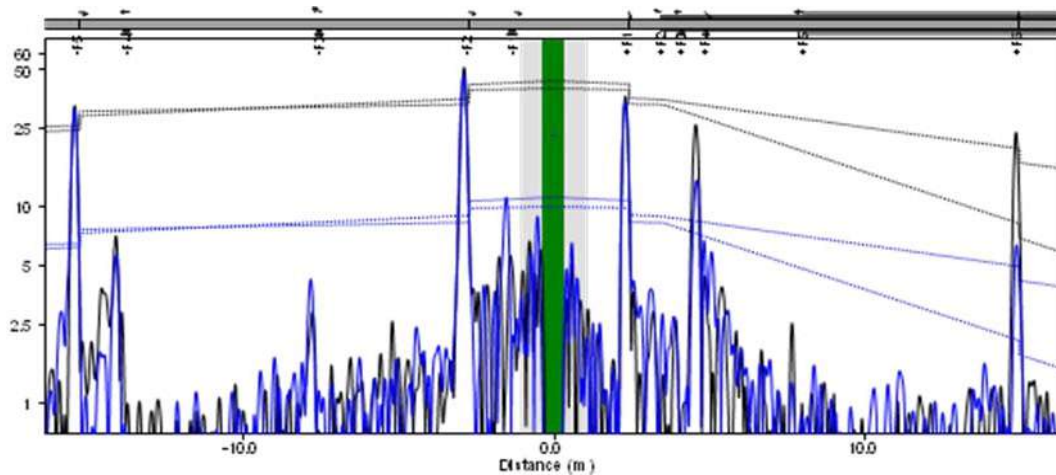


Figura 8 Confronto tra due risultati in tempi differenti per onda eccitante a 30 kHz. La curva DAC varia notevolmente a partire da circa 5m sul lato positivo del test. Per semplicità di visione sono mostrati i soli i modi torsionali. Curva nera riferita al gennaio 2013, curva blu riferita al maggio 2014

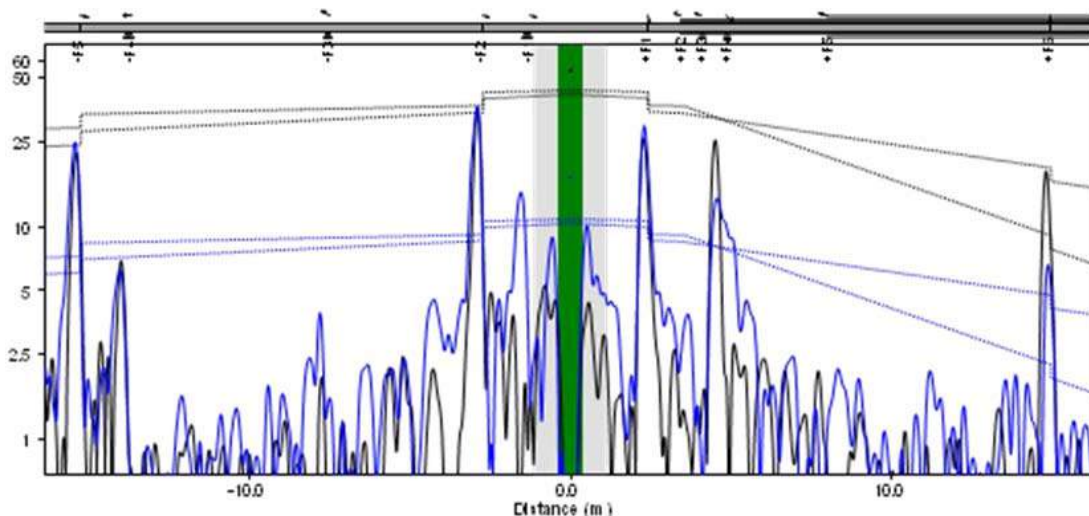


Figura 9 Stesse condizioni di misura della Figura 8 per onda eccitante a 25 kHz. Curva nera riferita al gennaio 2013, curva blu riferita al maggio 2014

Questi dati ottenuti a frequenze di circa 25 kHz mostrano una degradazione del rapporto segnale/rumore dovuta all'*hardware* utilizzato. Infatti, è possibile notare in Figura 9 come i picchi di rumore blu relativi all'acquisizione più recente effettuata nel 2014 siano più alti dei picchi neri.

La Figura 10 mostra come l'algorithmo statistico di analisi sequenziale possa interpretare il risultato del sistema permanente ad onde guidate e le sue variazioni nel tempo.

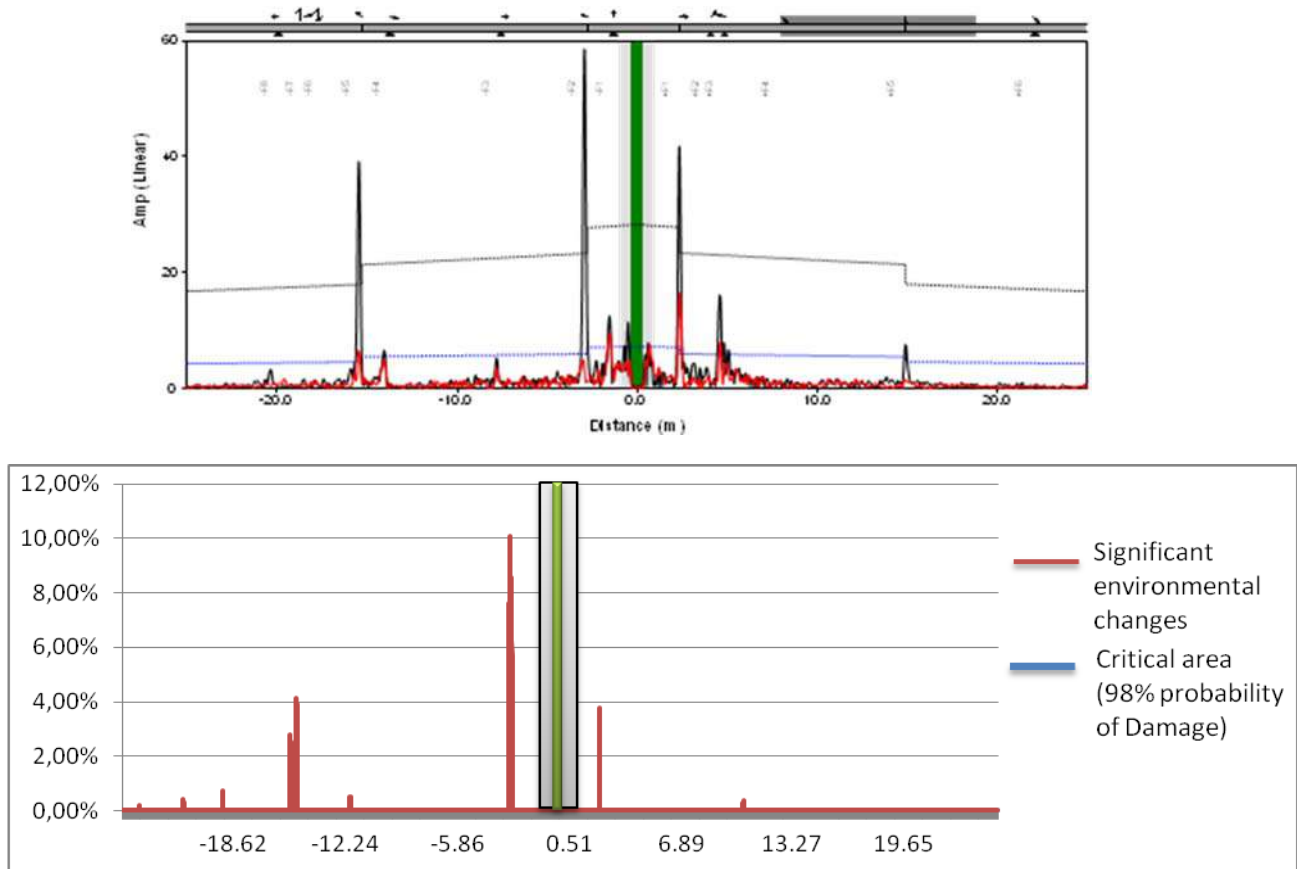


Figura 10 Risultato del monitoraggio. Nel grafico in alto è riportata l'acquisizione del luglio 2014 con evidenziate le posizioni dei supporti appoggio. Nel grafico in basso, invece, viene mostrato il risultato della computazione software di analisi sequenziale in termini di danneggiamento o variazione ambientale.

In particolare l'analisi consente di localizzare „*Critical areas*’ (corrispondenti a 98% di probabilità di danno). In questo caso non era presente alcuna area critica.

Si evidenziano casi di „*Significant environmental changes*“. E' da notare che i punti relativi a cambiamenti sono tutti in corrispondenza ai supporti o saldature della tubazione, effetto giustificabile dall'effetto di variazione della temperatura.

Allo stesso tempo è evidente che un operatore non potrebbe apprezzare né l'entità, né la natura di questi cambiamenti nel tempo, per cui utilizzando l'algoritmo di analisi sequenziale si evitano inutili false chiamate che porterebbero ad elevare notevolmente i costi del monitoraggio nel caso in cui si decidesse di verificare ognuno di questi cambiamenti evidenziati.

La Figura 11 mostra un altro sistema di monitoraggio ad onde guidate utilizzato in una diversa applicazione in sito industriale. La Figura 12 mostra due risultati ad un anno di differenza l'uno dall'altro acquisiti per le stesse frequenze dell'onda eccitante mostrate in Figura 9 (curva blu relativa al risultato iniziale, curva nera risultato dopo un anno).

Dalla comparazione delle curve è possibile registrare una maggiore stabilità nel tempo per quest'altro sistema anche alle basse frequenze. Gli autori ritengono che la motivazione per questa differenza di *performance* sia dovuta ad un minore dipendenza del sistema in Figura 11 dalle variazioni di temperatura (che potrebbero indurre degradazioni del contatto e quindi del rapporto segnale/rumore).

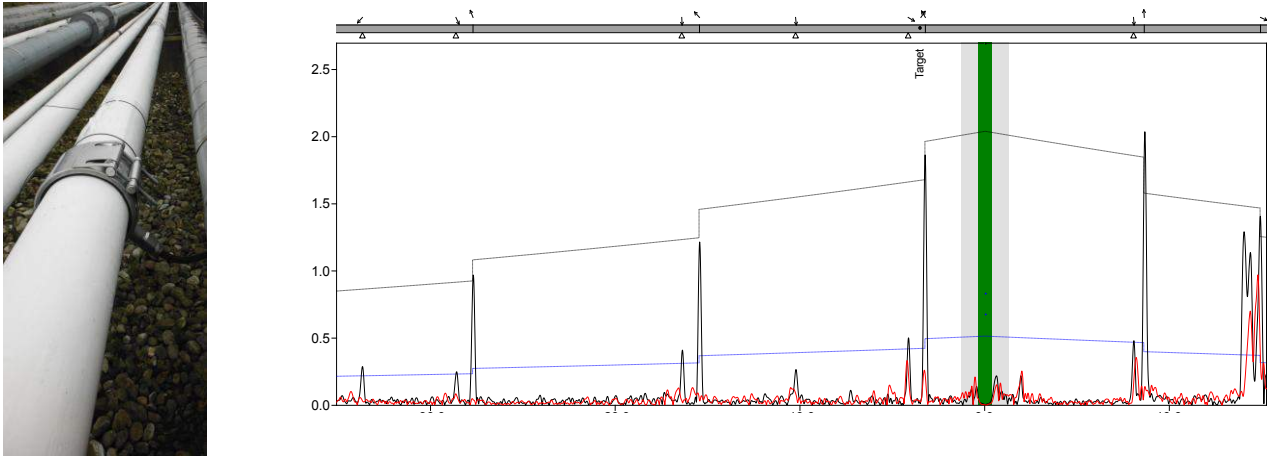


Figura 11 Applicazione di un sistema di monitoraggio presso diverso sito industriale. Vista dell'applicazione e risultato dell'acquisizione rilevata a conclusione dell'installazione

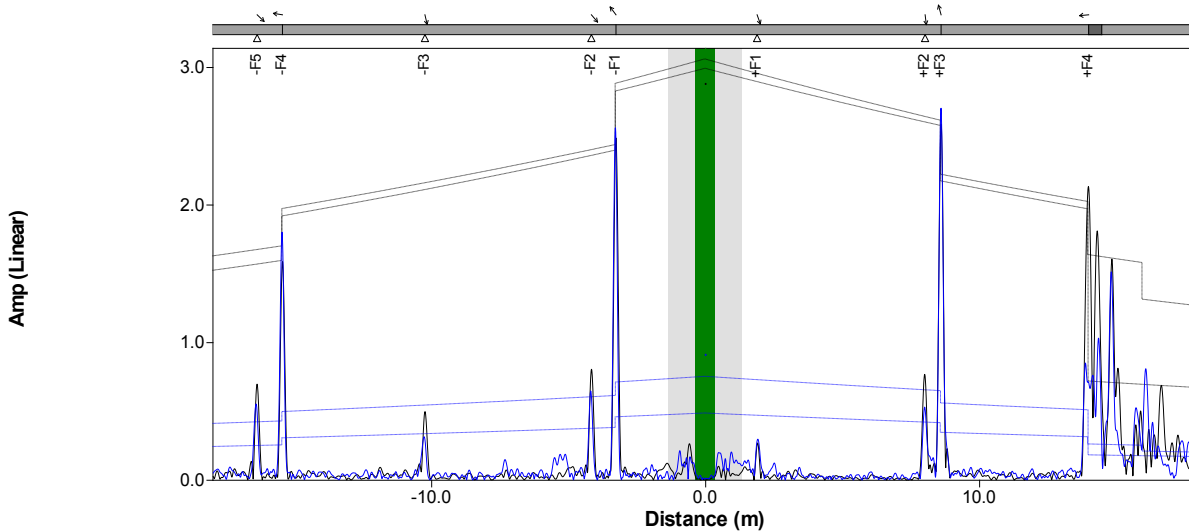


Figura 12 Confronto tra due risultati ad un anno di distanza per onda eccitante a 25 kHz. Curva blu più recente, curva nera meno recente

4 Ulteriori accorgimenti tecnici

Poiché il funzionamento di un tal sistema di monitoraggio segue comunque la fisica delle onde guidate, potrebbe essere necessario utilizzare una strategia che implementi sistemi ibridi (per esempio UT e GW) in relazione alla tipologia di difetto di cui si intende seguire l'evoluzione. Questo approccio è di sicuro vantaggio diagnostico e le ragioni pratiche sono intuibili. Un sistema di questo tipo è immediatamente riconducibile alla filosofia della specifica tecnica UNI/TS 11325-1 [1] che ammette proprio la combinazione di metodi di controllo non distruttivo di tipo volumetrico e di dettaglio in ragione delle finalità della rilevazione attesa. Nel concreto, si riportano di seguito due esempi pratici:

- 1) se il *target* della ispezione è una difettologia del tipo corrosione di linea di crudo che alimenta una raffineria, la corrosione interna si troverà preferenzialmente alle ore 6 e potrebbe interessare grandi lunghezze di tubo. Poiché le onde guidate sono essenzialmente sensibili alle differenze di sezione trasversale tra la sezione trasversale di installazione dell'anello di trasduzione e quelle di tubo ad alcuni metri (o decine di metri), una corrosione di tal tipo potrebbe non essere rivelabile se non si utilizza un metodo di dettaglio complementare dello spessore ad ultrasuoni standard

sempre secondo modalità di monitoraggio. Questa opportunità è comunque compatibile con le modalità ispettive previste dalla UNI/TS 11325-1 [1],

- 2) nel caso in cui invece il *target* della ispezione sia il monitoraggio nel tempo di un difetto già accertato (per esempio difetto esterno riparato con materiali compositi), può essere superfluo il monitoraggio con un metodo di dettaglio complementare in quanto sono note le caratteristiche di riferimento e rispetto a quelle valutare il mutamento di forma.

5 Conclusioni

Il caso studio presentato dimostra, ancora una volta, l'importanza di svolgere una attenta e sistematica analisi interpretativa dei dati sperimentali acquisiti dai sistemi dedicati ad Onde Guidate ai fini della valutazione dello stato di conservazione di tubazioni in ambito industriali. Viene dimostrato che il sistema strumentale è comunque soggetto a fenomeni di deriva che se non correttamente filtrati conducono a valutazioni devianti in termini di accettabilità. Le cause sono certamente imputabili a fenomeni concorrenti del sistema strumentale che non vale qui la pena indagare ma che, se non discriminati ed elusi potrebbero indurre l'operatore a "false chiamate" per effetti non propriamente riconducibili ai fenomeni di danneggiamento attesi o prevedibili. L'approccio di analisi interpretativa sinteticamente descritto dimostra come l'analisi sequenziale di tipo statistico permette di distinguere cambiamenti dovuti a variazioni ambientali e/o del sistema di monitoraggio da variazioni dovute al danneggiamento. Viene inoltre dimostrato che la combinazione di approcci diagnostici di monitoraggio tra loro complementari basati su metodi di *screening* e di dettaglio è indispensabile per lo studio della progressione di alcune fenomenologie di danno che potrebbero risultare addirittura "invisibili". Per tale ragione la tecnologia corrente sta sviluppando sistemi integrati di rilevamento e di analisi interpretativa dei dati basati sul *match* delle acquisizioni in funzione del tempo. È altresì evidente che solo una diffusione su larga scala di questo modo innovativo di intendere il controllo non distruttivo può condurre ad una sensibile riduzione del rapporto costo/benefici.

Bibliografia

- [1] UNI/TS 11325-1 Attrezzature a pressione, Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione. Parte 1: Valutazione dello stato di conservazione ed efficienza delle tubazioni in esercizio ai fini della riqualificazione periodica d'integrità
- [2] ISPESL Linea guida "Controllo ad onde guidate di tubazioni", Ottobre 2008.
- [3] UNI/TS 11317 Prove non distruttive - Controllo di tubazioni in acciaio fuori terra mediante onde guidate a propagazione assiale
- [4] ISO/TC 044/SC 05 N 464, IIW proposal for route II Non-destructive testing - Long range Inspection of above ground pipelines and plant piping using guided wave testing with axial propagation
- [5] VM Nunez Ledesma, V.M., E. Perez Baruch, A. Demma, M.J.S. Lowe, "Guided wave testing of an immersed gas pipeline", *Materials Evaluation*, Vol. 67, pp.102-115, 2009.
- [6] Demma, A., P. Cawley, M.J.S. Lowe, A.G. Roosenbrand and B. Pavlakovic, "The reflection of guided waves from notches in pipes: a guide for interpreting corrosion measurements", *NDT & E International*, Vol. 37, pp.167-180, 2004.
- [7] De Petris C., Anastasi S., Marino M., Demma A., Giosafatto U., "Rilevazione di stati corrosive su tubazioni industriali con il metodo onde guidate", AIPND 2011 Firenze
- [8] A. Galvagni, P. Cawley, M. J. S. Lowe, "Monitoring of Corrosion in Pipelines Using Guided Waves and Permanently Installed Transducers," *J. Acoust. Soc. Am.*, vol. 132, p. 1932, 2012.

Impiego della Tecnica di Emissione Acustica per la Verifica di corrosione dei fondi di serbatoi a pressione atmosferica

A. Monici*

*ETS Sistemi Industriali S.r.l. - BUSINESS PARTNER BUREAU VERITAS

Sommario

La verifica della corrosione dei fondi dei serbatoi a pressione atmosferica a fondo piatto è una delle attività di manutenzione preventiva che maggiormente interessa qualsiasi stabilimento o deposito di prodotti di raffinazione petrolchimica, deposito carburanti, stoccaggio materie prime o semilavorati in forma liquida, etc.

In termini di impegno economico e di fermo impianto l'onere per tale verifica è elevato, pur trattandosi di una verifica che non necessariamente comporterà un intervento manutentivo immediato.

La tecnica di Emissione Acustica, sempre più impiegata in ambito NDT e di Condition Monitoring, permette un intervento esecutivo del test di circa 4 ore e fornisce in tempo reale una situazione particolareggiata dello stato del fondo. Tutto questo agendo dall'esterno, senza necessità di svuotare il serbatoio o di gravose azioni di bonifica.

L'attività viene svolta in riferimento alle varie normative. In particolare la Norma EN 15856:2010 [1] è la European Normative specifica per l'impiego della Tecnica di Emissione Acustica per la rivelazione di corrosione all'interno di strutture metalliche riempite di liquido.

In questo contributo presenteremo l'origine e lo stato dell'arte di questo metodo, un esempio circa la metodologia di classificazione in base ai risultati ottenuti ed all'esperienza maturata comparando anche i relativi costi e benefici con altre tecniche tradizionali di controllo.

1. Introduzione

La fase di controllo con i metodi tradizionali, per ciascun serbatoio di stoccaggio atmosferico con fondo piatto, implica che siano attivate tutte le seguenti fasi:

- Svuotamento
- Bonifica
- Certificazione da parte del Perito Chimico
- Controllo mediante Floor Map e altri metodi tradizionali
- Eventuale intervento manutentivo
- Ripristino funzionalità del Serbatoio.

Mediamente tutto questo comporta un fermo del deposito di almeno 15 giorni, oltre ai costi di intervento. Ottimizzando al massimo, il solo intervento di controllo comporta comunque un fermo del serbatoio di almeno 4-6 giorni.

Acoustic Emission Testing (EA nella abbreviazione in italiano) è un importante metodo di prova non distruttiva per la valutazione strutturale. L'EA è un fenomeno fisico che nasce dalle onde di stress generate da un rapido rilascio di energia di una sorgente locale del materiale. Tale sorgente può essere una cricca, una tensocorrosione, un cedimento strutturale, etc.

In particolare, il metodo EA è impiegato per il rilevamento e la valutazione dei possibili difetti del manufatto sottoposto a stress.

Esso ha avuto negli ultimi anni una enorme evoluzione sia di strumentazione che di normative ed applicazioni ed oggi è utilizzato nella valutazione di impianti petrolchimici e

di processo, materiali e sistemi per le costruzioni civili, siderurgia, materiali per l'industria aeronautica e navale, materiali e sistemi compositi, etc.

L'applicazione della tecnica di emissione acustica nella prova di qualifica di serbatoi a pressione atmosferica a fondo piatto, comporta una sostanziale riduzione della tempistica di verifica, poiché, come vedremo nel dettaglio nei paragrafi successivi:

- non occorre svuotare il serbatoio, anzi dovrà essere pieno del fluido normalmente contenuto;
- non occorre di conseguenza alcuna bonifica interna o certificazione del perito chimico per l'accesso;
- azioni preparatorie (rimozione coibentazioni, preparazione superfici, etc.) possono essere eseguite durante il normale funzionamento poiché tutto il ciclo di controllo avviene dall'esterno;
- ridotta tempistica di fermo serbatoio;
- immediato riavvio del ciclo produttivo a fine collaudo senza necessità di riprogrammazione del carico (fase che spesso nei collaudi tradizionali comporta un ulteriore tempo di fermo sia per la fase di carico che per l'attesa stessa del nuovo prodotto da immettere).

2. La Tecnica

L'Emissione Acustica (EA) si riferisce alla generazione di onde elastiche transitorie prodotte da un'improvvisa redistribuzione dello stato tensionale in un materiale. Quando una struttura è sottoposta a uno stimolo esterno (cambiamento di pressione, carico o temperatura), le sorgenti localizzate innescano il rilascio di energia, sotto forma di onde tensionali, che si propagano fino alla superficie e vengono registrate dai sensori.

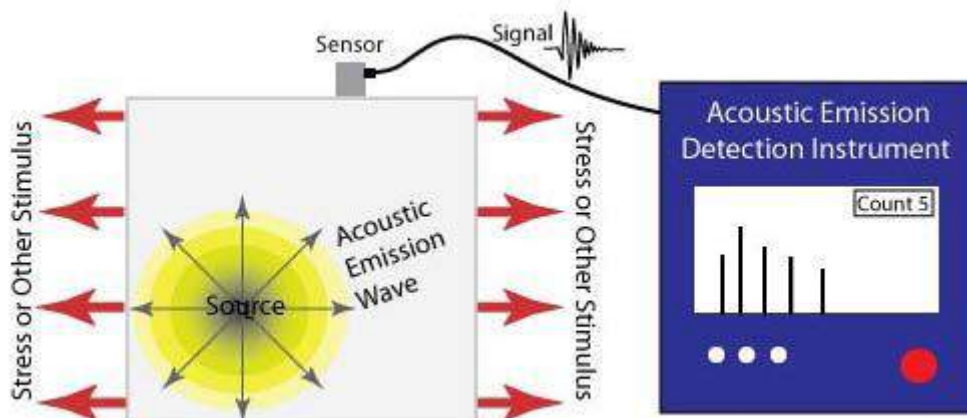


Figura 1 - Schema EA

Con la giusta attrezzatura e configurazione possono essere identificati movimenti dell'ordine del nanometro (10^{-9} m, unità di misura delle lunghezze su scala atomica). Le sorgenti di EA sono varie, dagli eventi naturali come i terremoti e frane, all'innescio e crescita di una cricca, ai movimenti di dislocazione e scorrimento, alla fusione e alle trasformazioni di fase nei metalli. Nei compositi, la cricatura della matrice, la rottura delle fibre e il fenomeno di debonding contribuiscono alle emissioni acustiche.

Il rilevamento e l'analisi dei segnali di EA possono fornire preziose informazioni circa l'origine e l'importanza di una discontinuità in un materiale [2]. A causa della versatilità del Test di EA, le applicazioni industriali sono molteplici, quali la stima dell'integrità strutturale, il rilevamento di difetti, le prove di tenuta o il monitoraggio della qualità della saldatura; inoltre, è ampiamente utilizzato come strumento di ricerca.

L'emissione acustica si distingue dalle altre tecniche di controllo non distruttive (NDT) principalmente per due aspetti:

- 1- La prima differenza riguarda l'origine del segnale. Invece di fornire energia all'oggetto in esame, i test di emissione acustica "ascoltano" semplicemente l'energia liberata dall'oggetto. Le prove di EA sono spesso eseguite su strutture durante il loro funzionamento, in quanto questa condizione fornisce i carichi adeguati per la moltiplicazione dei difetti e l'insorgere delle emissioni acustiche.
- 2- La seconda differenza è che i test di emissione acustica trattano i cambiamenti o i processi dinamici all'interno di un materiale. Ciò è particolarmente importante perché sono evidenziate solamente le funzioni attive, per esempio la crescita di cricche. La capacità di discernere tra sviluppo e stazionarietà di un difetto è una caratteristica molto significativa. Tuttavia, c'è la possibilità che tutti i difetti passino inosservati se il carico non è sufficiente a causare un evento acustico.

Altri vantaggi della EA comprendono la possibilità di eseguire una veloce e completa ispezione volumetrica e localizzazione della zona danneggiata tramite sensori multipli, il montaggio permanente del sensore per il controllo di processo, etc [3].

I sensori di emissione acustica rispondono dunque al moto dinamico che è causato da un evento di EA.

Il numero e il tipo dei sensori sono da scegliersi in considerazione del livello di disturbo acustico di fondo, dell'attenuazione acustica del materiale e della configurazione di prova, oltreché della dimensione e geometria del componente attualmente in collaudo.

Ci sono, infine, una serie di norme e di linee guida sia in abito europeo (EN) che americano (ASME Code) che descrivono i test di EA e l'applicazione delle procedure come le American Society for Testing and Materials (ASTM).

Nel caso dei serbatoi di stoccaggio a fondo piatto a pressione atmosferica, sfruttando il principio della colonna d'acqua, il fondo del serbatoio è sottoposto alla pressione della colonna di liquido contenuto già di per sé in tutti i suoi punti e con una intensità dipendente dall'altezza del liquido stesso.

Basandosi su questo principio e sfruttando la sensibilità della strumentazione e il principio di localizzazione, con il metodo di Emissione Acustica si riesce a localizzare e quantificare in termini di posizione ed intensità del segnale emesso le eventuali aree danneggiate sul fondo del serbatoio, catalogarle e classificarle in base ad appropriate procedure e criteri con l'aiuto di specifiche normative di riferimento.

La procedura —semplificata" da mettere in atto consiste nelle seguenti fasi, di cui al paragrafo 3 daremo maggiori dettagli operativi. Poiché impiegheremo la normativa [1], per una più lineare discussione delle varie attività, nella tabella 1 seguente ciascuna fase verrà riferita anche al punto della [1] che la prende in considerazione.

Fase	Descrizione	Punto della Norma [1]	Note
1	Fermo Impianto di 24 ore	5.2	L'impianto dovrà essere fermato con tutte le valvole chiuse, agitatori, pompe o altri macchinari ad esso connesso spenti e in sicurezza per evitare riavvii automatici, rimosse eventuali interferenze esterne (tipica è l'erbaccia a contatto con il serbatoio...)
2	Localizzazione delle sorgenti attive	5.4	Una nota importante della norma [1] è che in caso di Tank Floor Inspection devono essere utilizzate due file di sensori e verificata la propagazione attraverso il liquido.

3	Posizione dei sensori	7.1	I sensori devono essere minimo 6 per ciascuna fila e disposti ad una distanza massima di 13 m.
4	Posizionamento dei sensori	7.1	La prima fila dei sensori deve essere posta ad 1 metro dal fondo; la seconda tra 4 e 6 metri dalla prima e ad 1 metro sotto il livello del liquido. Scopo della seconda fila è di essere attivata come “Guard Sensors” per eliminare i rumori provenienti dall’altro. In Figura 2 un tipico posizionamento.
5	Verifica di calibrazione del sistema	7.2 – 7.3 – 7.4 – 7.5	La catena di acquisizione del singolo sensore, singolarmente e successivamente in gruppo, deve essere verificata e rientrare nei parametri impostati.
6	Esecuzione del test	7.6 – 5.6 -6	Con ciclo minimo di 1 ora, meglio se ripetuto per 2 o 3 volte, devono essere acquisiti al minimo i parametri riportati nei paragrafi della [1] indicati a lato.
7	Valutazione del grado di qualifica del serbatoio	8	I vari dati acquisiti devono essere elaborati in rispetto al punto 8 della norma [1] ed in base alle proprie procedure interne di valutazione.

Tabella 1 – Descrizione delle fasi principali del collaudo



Figura 2– Posizionamento dei sensori

3. Le condizioni al contorno da rispettare e verificare

3.1 Condizioni di informazione preliminare

3.1.1 informazioni Serbatoio

Identificazione, produttore, anno di produzione, numero di serie, la capacità, l'altezza, diametro, isolamento termico, i prodotti contenuti in passato, tipo di tetto, tipo di fondale, fondazione, rivestimento interno, installazioni interne, protezione catodica, storia del

serbatoio, compreso NDT e riparazioni, schemi di montaggio con sufficienti dettagli della struttura.

3.1.2 Le condizioni al contorno attuali

La temperatura, l'altezza di riempimento, il prodotto attualmente contenuto, il livello degli eventuali fanghi o fondo acqua, le condizioni atmosferiche (eventuale presenza di vento, pioggia (che impediscono il collaudo), etc.

La temperatura massima non deve superare quella prescritta dal costruttore dei sensori utilizzati altrimenti la prova sarà considerata non valida. Come guida, i sensori standard sono normalmente in grado di arrivare fino a 80 ° C.

In caso di temperature vicine o sotto 0°C, l'inizio del congelamento dell'acqua e/o delle parti umide a contatto con il serbatoio danno origine al rumore da ghiaccio. Questa situazione, seppur consentita dalla strumentazione in uso (in base alle specifiche del costruttore stesso) dovrebbe essere in ogni modo evitata per non falsare i risultati.

3.2 Condizioni superficiali

Se necessario, la superficie della parete del serbatoio a contatto con i sensori deve essere pulita per garantire la massima efficienza di accoppiamento acustico. Lo spessore di vernice o vernice che non è legata alla superficie metallica o peggio, vernice danneggiata, riducono la sensibilità ed accrescono il livello di rumore. In tali casi, la vernice deve essere rimossa tra il sensore e la superficie di prova e quella risultante danneggiata almeno nella circonferenza includente i sensori.

Nel caso di serbatoi coibentati, l'isolante deve essere rimosso in zone predefinite per consentire che i sensori vengano collegati sulla parete del serbatoio. Un buco quadrato di lunghezza 200-300mm o di un foro circolare di diametro di 200mm è richiesto ad ogni posizione del sensore.

3.3 Potenziali fonti di interferenza di rumore esterne e interne

Un certo numero di sorgenti di rumore comuni può essere rilevato e dovrebbe essere valutato prima della prova serbatoio. Gli esempi che seguono sono solo alcuni possibili verifiche per la riduzione di rumore o la sua completa eliminazione.

3.3.1 Rumore proveniente da tubazioni in esercizio adiacenti il serbatoio in test e ad esso collegate tramite strutture metalliche o civili, tee di derivazione, etc.

Un rapido controllo dei tubi di collegamento con una unità di EA portatile o uno dei sensori della stazione di lavoro rivelerà il livello di rumore nel serbatoio proveniente da piping di collegamento, strutture, etc. Le misure devono essere prese sul serbatoio e ad una certa distanza lungo le tubazioni per fornire informazioni efficaci circa il rumore circostante.

Il rumore di processo può includere eventuali attività del sito che possono inficiare la prova (caso tipico le pompe in funzione su altri tank ma con collegamenti sui piping coinvolgenti il serbatoio in prova). Se non si può attendere la fine dell'attività o non si è in grado di fermare la sorgente di rumore, una volta identificata può essere rimossa tramite la stazione di collaudo di EA mediante l'apposizione di un sensore di guardia; in sua mancanza o impossibilità di collegarlo, è necessaria la valutazione di un tempo di prova più adatto da pianificare. Modifiche dei processi imprevisti di tanto in tanto si verificano durante un test e la loro identificazione e valutazione sono indispensabili per la corretta valutazione e qualifica finale del serbatoio. A tale scopo la scelta di più di un semplice ciclo di acquisizione è fondamentale specie in presenza di tali casi e l'esperienza del personale, supportata anche nel punto 4 della norma [1] è a garanzia delle scelte fatte.

3.3.2 Perdite dalle valvole

I trafileamenti eventuali delle valvole che non riescono a chiudere completamente le tubazioni di ingresso/uscita occasionalmente producono rumore, ma il rumore può essere ridotto o eliminato chiudendo un'altra valvola downstream (se il trafileamento è elevato) o con un ulteriore sensore di guardia nelle immediate vicinanze della valvola (se la distanza consente di eseguire comunque il collaudo senza che l'eventuale segnale di attività proveniente dal serbatoio venga prima sentito, e quindi annullato, da tale sensore). L'emissione acustica è tra l'altro comunemente impiegata per controllare la bontà di tenuta interna delle valvole quando sono chiuse e in presenza di una pressione.

Se una valvola perde prodotto all'interno o all'esterno del serbatoio ci possono essere anche associati ulteriore rumore di circolazione del prodotto nel serbatoio con ulteriore aumento del livello di rumore del serbatoio stesso.

3.3.3 Floating del tetto galleggiante e degli scarichi dei tetti

I serbatoi a tetto galleggiante hanno scarichi che richiedono molte ore per drenare completamente l'acqua piovana dal tetto. Un buon controllo è l'ispezione visiva preliminare del tetto quindi vedere se vi è una raccolta di acqua in uno dei canali di scolo. Le valvole alla base del serbatoio sono spesso chiuse per evitare fuoriuscita del prodotto in caso di rottura dei piping (spesso flessibili) ma in alcuni casi sono normalmente aperti per ridurre il rischio di deposito di acqua piovana. Una corretta valutazione del livello di rumore introdotto dal tetto galleggiante e dai suoi accessori è indispensabile anche se la seconda fila di sensori posta a circa 5 metri dalla prima e in funzione —“guardia” ne riduce l'effetto in fase di acquisizione.

3.3.4 Sorgenti di rumore ambientale

Vento e pioggia generano rumore sul serbatoio. Il vento muoverà la struttura ed in particolare l'eventuale tetto galleggiante e la sua scaletta spesso con base su rulli. La riga superiore di sensori aiuterà nella rimozione efficace di questo tipo di rumore in alcuni casi, ma l'azione migliore è quella di raccogliere dati di test quando le condizioni meteorologiche sono favorevoli.

4. Esempio di valutazione

Pur non entrando nel dettaglio della procedura operativa e delle strumentazioni di EA impiegate, una panoramica generale sul tipico processo di valutazione prevede la creazione di un software (o libreria) dedicata allo scopo e che i produttori di strumentazione hanno già predisposto nelle loro varie versioni per agevolare il lavoro del tecnico.

In prima istanza, una tipica acquisizione, con le fasi di calibrazione già eseguite, appare come in Figura 3, dalla quale si possono iniziare a rilevare alcune informazioni:

- 1- Diametro del serbatoio in esame 10 metri
- 2- Numero sensori impiegati su ciascuna fila 6
- 3- Sensori sulla prima fila numerati da 1 a 6 (Nella realtà, nel report finale, occorre riportare anche i riferimenti geometrici del serbatoio, passi d'uomo, posizione scaletta, indicazione del Nord geografico, etc. in maniera da evitare false interpretazioni sulla posizione dei difetti)
- 4- Nella zona dei sensori 3-4-5-6 viene riscontrata una elevata attività giusto a ridosso della parete e del trincarino di fondo.

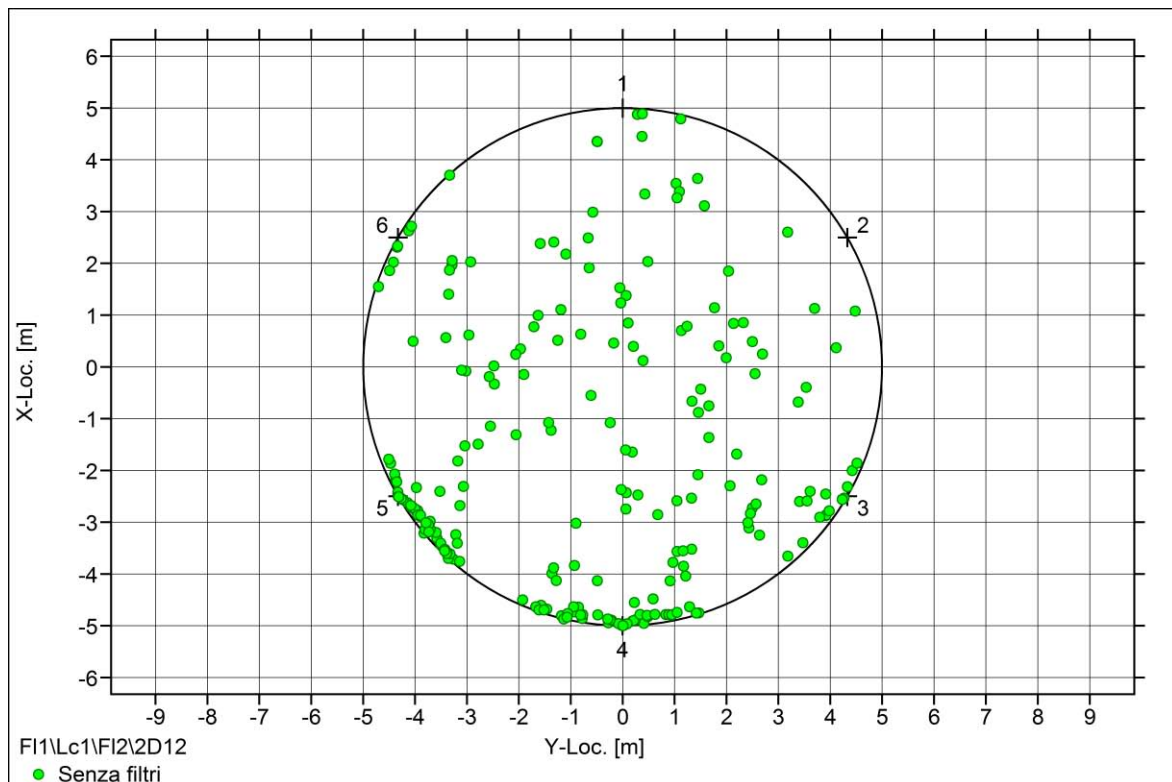


Figura 3- Acquisizione non ancora elaborata allo scopo della qualifica del serbatoio

Al fine di selezionare e quantificare le attività di emissione acustica riscontrate, si utilizza la funzionalità di Cluster, già prevista dalla normativa ed inclusa in genere in tutti i software di EA; una schermata tipica è quella indicata in Figura 4 con indicati in differenti colori i vari gradi di criticità considerati (dal verde con 5 eventi/cluster al rosso con più di 160 eventi/cluster).

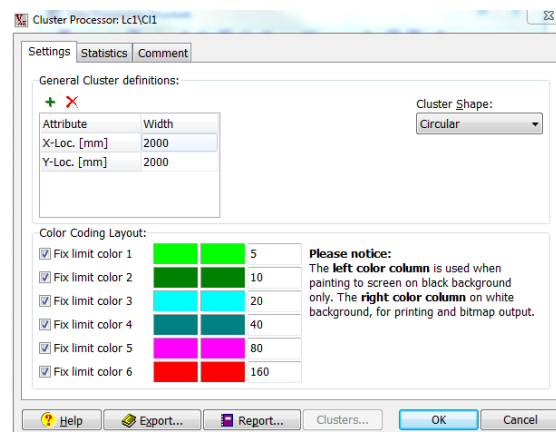


Figura 4 – Esempio di tabella Cluster

Nel caso in esempio, la classifica è stata fatta in base ad una definizione di cluster più restrigente per coprire la qualifica da "Very Minor Corrosion" fino a "Severe Corrosion" colore viola con 5 gradi di qualifica. Partendo con una qualifica di 5 anni per la Very Minor Corrosion per la prossima verifica, viene data una gradazione di colori con intervalli di tempo sempre più ridotti in base alle risultanze e riscontri con altri metodi affinati in questi anni. In particolare in Tabella 2 vengono presentati i vari criteri in base alla classifica ottenuta.

Grado di qualifica	Periodo per il Re-Test	Colore Cluster
A – VERY MINOR CORROSION	5 ANNI	
B – MINOR CORROSION	4 ANNI	
C – INTERMEDIATE CORROSION	3 ANNI	
D – ACTIVE CORROSION	1 ANNO	
E – SEVERE CORROSION	INTERNAL INSPECTION	

Tabella 2 – Esempio di Criterio di qualifica del Fondo del Serbatoio

In figura 5 viene riportata l'acquisizione di figura 3 ma con il criterio di clusterizzazione attivato.

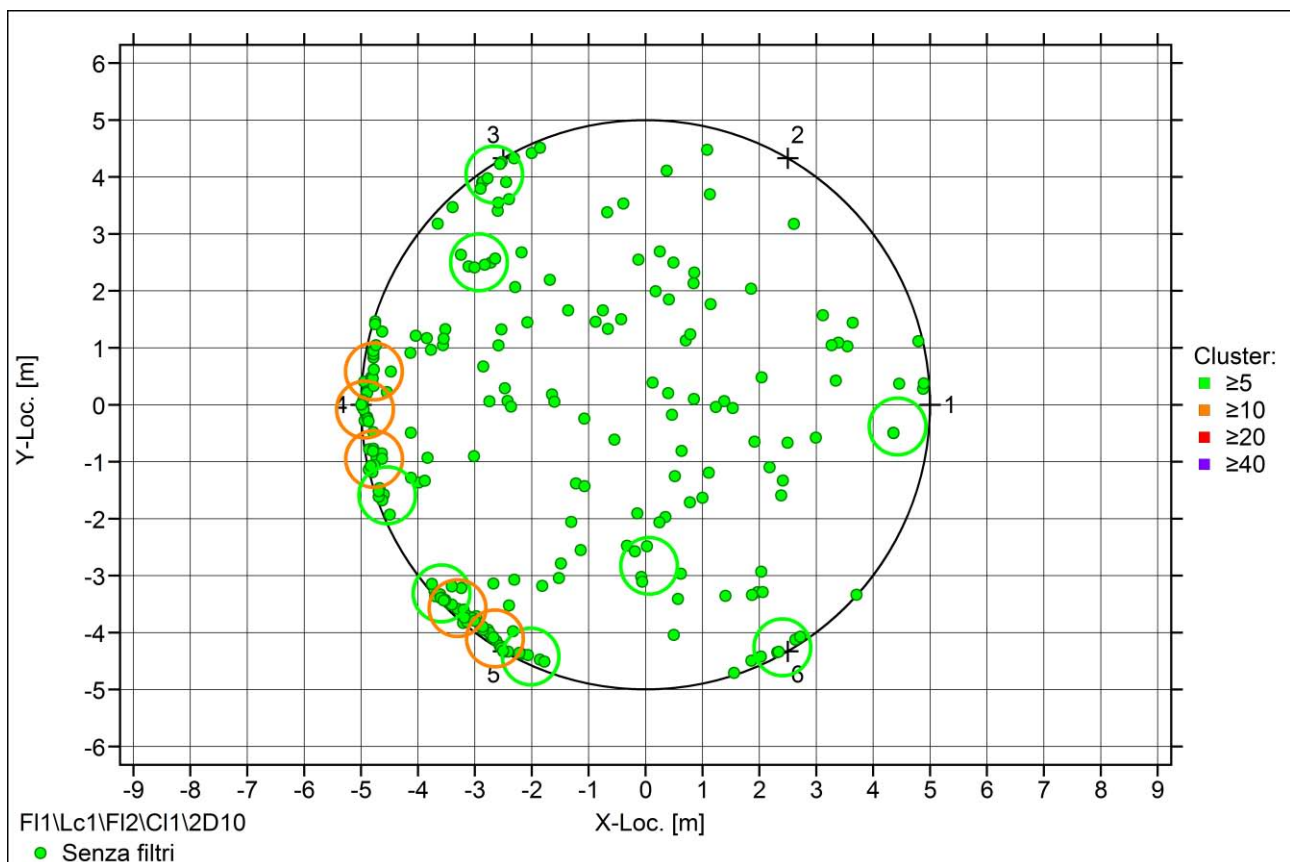


Figura 5 – Identificazione tramite procedura di Cluster

Dalla figura 5 sono rilevati 3 cluster di colore arancio nella zona del sensore 4 e 2 dello stesso colore adiacenti al sensore 5. Una verifica ispettiva successiva dopo un ulteriore ciclo di acquisizione ha riscontrato attività di lieve corrosione nella zona del trincarino sotto tale sensore e per una lunghezza di circa 70 cm su una pregressa riparazione e giudicata compatibile con il successivo ricollaudato tra 3 anni e una attività di dilatazione termica della flangia del passo d'uomo vicino al sensore 5 e che nel secondo ciclo è scomparsa. L'attività generale con gli eventi riscontrati durante l'ora di acquisizione va comunque valutata nella sua interezza e una ulteriore classificazione viene fatta in base alla media di eventi per m² di fondo. Dalla figura 3, dividendo i 235 eventi conteggiati da una apposita funzione per l'area del fondo si hanno circa 0,76 eventi/m². Questo indice, se minore di 1, normalmente viene riscontrato sperimentalmente come una generica attività corrosiva di minore rilevanza e può essere assunto come bontà del serbatoio nel suo complesso. In

effetti, a parte la zona riscontrata vicino al sensore 4, la distribuzione degli eventi di EA nell'area del serbatoio risulta abbastanza omogenea e di poca entità e successivi controlli visivi e mediante Ultrasuoni hanno confermato tale risultato.

5. Conclusioni

Il metodo di emissione acustica si dimostra uno strumento potente e con costi fortemente concorrenziali per la verifica dei fondi di serbatoi a pressione atmosferica. Esso è largamente impiegato dalle principali compagnie di deposito di prodotti petroliferi e sta contribuendo anche in Italia alla diffusione del concetto di Condition Monitoring e di valutazione Risk Based Investigation con notevoli risparmi in termini di tempi e costi, oltre che maggior attenzione al complesso insieme di sicurezza e Structural Health Monitoring, basato su indici di qualifica e relative tempistiche e criteri di intervento [4].

6. Bibliografia

- [1] EN 15856:2010, Non-destructive testing — Acoustic Emission — General principles of AE testing for the detection of corrosion within metallic surrounding filled with liquid.
- [2] American Society for Non destructive Testing – Non Destructive Testing Handbook – Acoustic Emission Testing, Vol. 6, 2011
- [3] T.J. Holroyd - The application of AE in Condition Monitoring – BINDT Organised CM2005 Conference, Cambridge, 2005
- [4] A. Monici: Condition Monitoring of complex petrochemical system through acoustic emission evaluation. 2014 International Refining & Petrochemical Conference, Verona, 2014.

UT Phased Array con scanner manuale in combinazione con il controllo radiografico su saldature di tubi di piccolo diametro e basso spessore. Esperienze maturate in campo

G. Augugliaro*, F. Brini*, U. Giosafatto**, C. Mennuti*, P. Quaresima*

*INAIL – DIT

**CND Service srl

Sommario

Il controllo ad ultrasuoni con tecnica *Phased Array* (UT-PA) ha raggiunto ormai un notevole grado di “maturità” su saldature di componenti ad elevato spessore. L’innovazione tecnologica consente oggi all’industria la disponibilità di attrezzature per effettuare questo tipo di controllo anche su tubazioni di piccolo diametro e basso spessore. Il lavoro illustra la metodologia, il percorso sperimentale e le esperienze maturate nel controllo UT-PA sulle saldature di tubazioni in acciaio legato con spessori tra 4 e 10 mm, e diametri compresi tra 30 e 60 mm utilizzando attrezzature specifiche. Infine, vengono rappresentati i primi risultati della sperimentazione in campo eseguita su saldature di diverso diametro, spessore e materiale.

1 La tecnica *Phased Array*

La tecnica UT-PA convenzionale (indicata anche come “manuale”) è nota e praticata da decenni. Essa permette di evidenziare e dimensionare difetti presenti nello spessore della zona ispezionata; la prerogativa del controllo è la possibilità di focalizzare elettronicamente il fascio di ultrasuoni e creare leggi focali che consentano la scansione con diversi angoli di incidenza (*range* tipico d’ispezione tra 45° e 70°).

Ovviamente la tecnica manuale è dipendente dall’esperienza e dall’abilità dell’operatore. Per ovviare a queste deficienze, è stato recentemente maturato un ulteriore sviluppo tecnologico che consente l’utilizzo di sistemi semi-automatici denominati *Automated Ultrasonic Testing* (AUT) che nel concreto, permettono una scansione con un *encoder* lineare consentendo il controllo più veloce, la registrazione delle immagini con la posizione e la dimensione delle indicazioni rilevate, ed una misura teoricamente riproducibile.

2 La problematica

Un saldatore qualificato riesce a realizzare mediamente 20 saldature di tubi del fascio tipo rappresentato in fig. 1 durante un turno di lavoro. Peraltro, in fase di fabbricazione più operatori possono lavorare in parallelo a breve distanza sullo stesso scambiatore ottenendo una *performance* di produzione molto elevata. E’ quindi del tutto evidente che i controlli non distruttivi condotti sulle saldature debbano possedere caratteristiche di elevata efficienza diagnostica e pari velocità di esecuzione. Sotto questo profilo, quindi, il controllo radiografico, tradizionalmente previsto, non concilia assolutamente tali esigenze per ovvi motivi di ingombro, rapidità e tutela della salute degli addetti. Infatti, il controllo RT in fase di esecuzione inibisce il lavoro contemporaneo degli altri operatori di saldatura e non consente la progressione continua delle stesse attività di saldatura, per ragioni d’interferenza, se prima non sia stata verificata l’accettabilità del giunto precedente.



Fig. 1 – Vista della fase di esecuzione di saldature dei raccordi di un fascio tubiero

Inoltre, a volte, per inaccessibilità o per la specificità delle tecniche radiografiche utilizzate (per controllare questa tipologia di saldatura solitamente si utilizza la tecnica con proiezione ellittica), viene effettuata una sola esposizione anziché due come opportuno (ASME V, art. 2, T-271.2). E' quindi elevato il rischio di non rilevabilità di discontinuità sulla vista per circa il 50% dello sviluppo del cordone, dove per altro è più probabile la loro concentrazione per la difficile accessibilità dell'operatore in esecuzione del processo di saldatura. Nella fig. 2 si riporta il tipico caso di indicazioni difficilmente rilevabili con una sola esposizione.

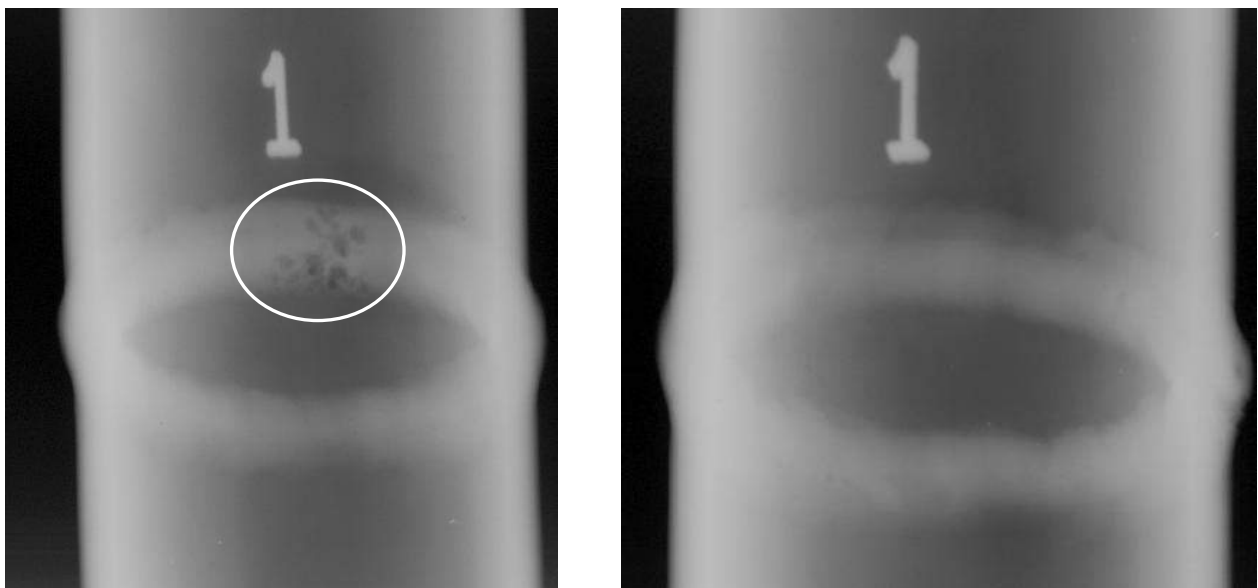


Fig. 2 – Radiografie di giunti saldati di tubi in doppia parete

3 Normativa di riferimento

Il codice dominante per la disciplina del controllo per la saldatura in costruzione è l'ASME. Nello specifico quelle relative alle tubazioni di alimentazione fanno riferimento alla sezione ASME B31.1, mentre per quelle di processo alla B31.3. Entrambe le sezioni ammettono l'utilizzo degli ultrasuoni in generale, e in particolare la tecnica AUT. Nell'ASME B31.1, nello specifico, viene presentato un *Code Case* 179 [1] che fa riferimento ad un procedimento AUT con richiamo ai criteri di accettabilità di lavorazione. La sezione B31.3, invece, propone il *Code Case* 181 [2], che, sia pur facendo riferimento a processi AUT, richiama concetti di meccanica della frattura per quanto concerne i criteri di accettabilità.

I codici che prevedono l'AUT in ASME hanno caratteristiche simili per alcuni aspetti. Nello specifico richiedono:

- calibrazione completa;
- una scansione con *encoder* con registrazione dei dati,
- una procedura scritta o un Piano di Scansione per mostrare la copertura,
- alcuni vincoli su parametri come la velocità di scansione, sovrapposizione del fascio,
- operatori qualificati.

I codici d'ispezioni per tubi di piccolo diametro sono solitamente derivati dal *Code Case* ASME 2235-9 [3], che permette di utilizzare gli ultrasuoni in alternativa alla radiografia.

Rimane la limitazione che, in ogni caso, tutta la normativa ASME dedicata, le prove e i *Code Case* prevedono l'applicabilità del controllo PA in sostituzione del controllo RT solo per spessori da 13 mm in su.

4 Attività sperimentale

Per le ragioni sinteticamente illustrate, è stata avviata una attività di ricerca allo scopo di verificare e validare il controllo PA su giunti saldati di tubi in acciai al carbonio basso legati (tipo T12, 22 e 24) e/o martensitici di ultima generazione (tipo P91 e P92) di piccolo diametro e spessori minimi da 4 mm.

La procedura di riferimento prevede l'utilizzo di due sonde PA a profilo basso per realizzare un *focusing* ottimizzato per la rilevazione di discontinuità in tubi con pareti sottili. Nel dettaglio, le sonde utilizzate sono dotate delle seguenti principali caratteristiche tecniche:

- frequenza di 7,5 MHz,
- 16 elementi con *pitch* di 0,5 mm,
- altezza sonda 10 mm, abbinabili a zoccoli sagomati per diametri tra 20 e 114,3 mm,
- angolo rifratto nominale di 60°.

Lo scopo principale del lavoro è quello di verificare la sensibilità delle sonde utilizzate e la potenzialità diagnostica della tecnica PA su spessori minori di 13 mm per gli acciai su menzionati in carbonio basso legati e/o martensitici di ultima generazione, per poi utilizzarla in campo.

L'automatizzazione della tecnica è stata realizzata con uno *scanner* semiautomatico di produzione *Olympus* noto con il nome commerciale di COBRA. L'appellativo del sistema è tratto, come rilevabile dall'osservazione del dispositivo, dalla sua configurazione che lo rende molto simile per aspetto al rivestimento del rettale che lo richiama. Esso consente l'allestimento di una sonda molto sottile dalle caratteristiche su indicate e con un ingombro radiale assolutamente contenuto. Questa caratteristica lo rende particolarmente efficace per il controllo di saldature su tubi affiancati con *gap*, come in questo caso, fortemente ridotto (12 mm di luce). E' stata verificata una buona capacità di adattamento delle due sonde contrapposte e degli *encoder* alla superficie dei tubi.



Fig. 3 – Vista dello scanner automatizzato COBRA della Olympus e di dettaglio delle sonde PA impiegate nel corso dell'attività di qualificazione della metodica

4.1 Campioni con incisione

Per i tubi di piccolo spessore, la difficoltà maggiore per l'utilizzo dell'AUT è il numero di blocchi di calibrazione richiesti. Per tale motivo, per verificare il sistema, sono stati realizzati due campioni con difetti realizzati per elettroerosione con le seguenti caratteristiche:

Campione (a) rappresentato in fig. 3a

- Acciaio grado P91
- diametro 61 mm
- spessore 4 mm
- incisione interna: lunghezza = $5 \pm 0,10$ mm; larghezza= $0,15 \pm 0,02$ mm; profondità= $0,40 \pm 0,05$ mm;
- incisione esterna: lunghezza = $5 \pm 0,10$ mm; larghezza= $0,15 \pm 0,02$ mm; profondità= $0,40 \pm 0,05$ mm (inclinato di 30° rispetto l'asse di saldatura);

Campione (b) rappresentato in fig. 3b

- Acciaio grado P11
- diametro 57 mm
- spessore 4 mm
- incisione interna: lunghezza = $5 \pm 0,10$ mm; larghezza= $0,20 \pm 0,03$ mm; profondità= $0,50 \pm 0,03$ mm (inclinato di 30° rispetto l'asse di saldatura);
- incisione esterna: lunghezza = $5 \pm 0,10$ mm; larghezza= $0,20 \pm 0,03$ mm; profondità= $0,50 \pm 0,03$ mm (inclinato di 30° rispetto l'asse di saldatura);

Questi campioni sono stati sottoposti preventivamente a controlli radiografici con approcci simili a quelli realizzabili in campo, ovvero con proiezione ellittica, ed in posizione tale che l'incisione fosse disposta nella posizione più sfavorevole per la rilevazione. La fig. 4 riporta l'immagine radiografica ottenuta per il campione (b) di tubo in questione, utilizzando un tubo radiogeno da 160 kV e con esposizione a singola parete, dalla quale l'incisione per elettroerosione risulta ben evidenziabile.

Lo stesso campione è stato quindi indagato con la sonda PA da 7,5 MHz in dotazione al sistema COBRA ottenendo le viste S-scan riportate nelle figg. 5 e 6. L'S-scan permette un'immediata individuazione delle eventuali indicazioni grazie alla *palette* dei colori che è correlata all'ampiezza del segnale misurato. Ovviamente la *palette* può essere

personalizzata per tenere conto della soglia di rilevazione stabilita nella procedura. Per il caso specifico, con colore rosso sono evidenziate le indicazioni non accettabili. L'ultima prova con i campioni indicati è stata realizzata con l'AUT, ed il risultato è visualizzato nella fig. 7. In tutti i casi, sia con la tecnica PA che con la AUT, l'indicazione ottenuta porta ad evidenziare la presenza di un difetto.

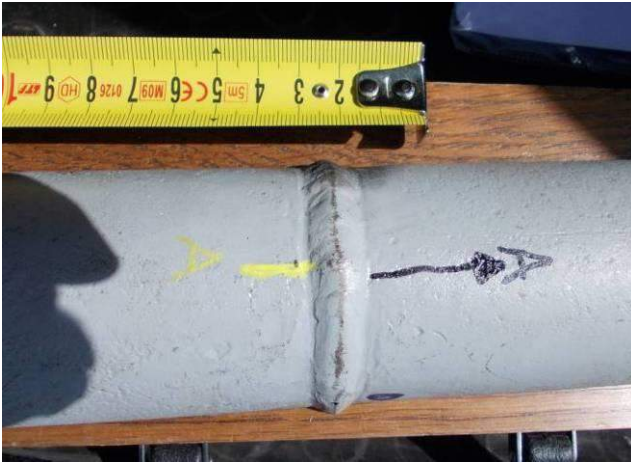


Fig. 3a - Campione (a) utilizzato per la verifica della sensibilità



Fig. 3b - Campione (b) utilizzato per la verifica della sensibilità

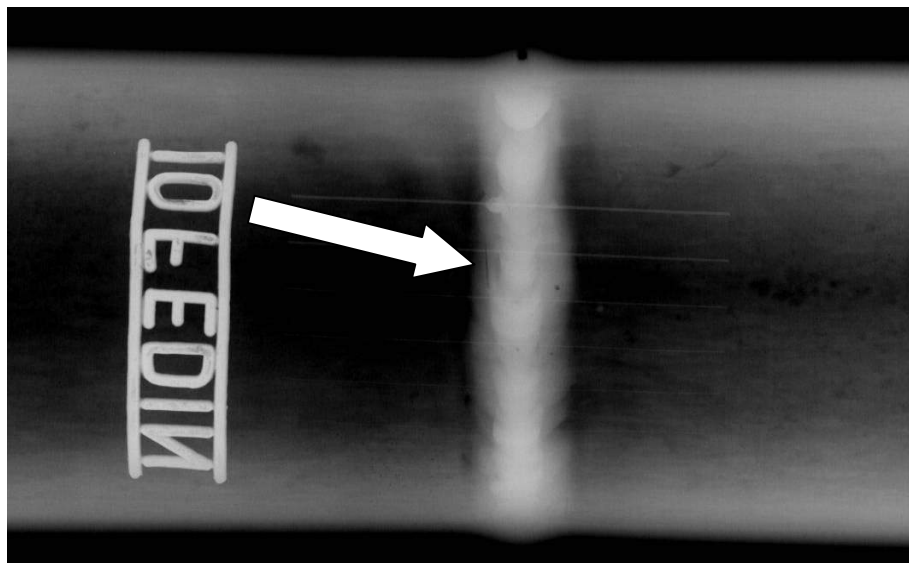


Fig. 4 - Immagine radiografica del campione (b) con incisione da elettroerosione

4.2 Campioni con difetti reali

Per verificare l'affidabilità diagnostica della tecnica AUT ai fini della qualificazione, sono stati realizzati tre campioni con difetti reali:

- nido di tarli e soffiature (campione A1);
- insellamento (campione A2);
- mancanza di fusione (campione A3).

Su questi campioni sono state effettuate alcune radiografie al fine di creare un termine di paragone oggettivo circa la loro posizione, forma, dimensione ed orientamento.

Le immagini radiografiche delle figg. 8a e 8b (realizzate con proiezione ellittica, doppia esposizione) identificano i difetti nei tre campioni. Dall'analisi delle immagini di fig. 8b è facilmente riscontrabile come la proiezione del tubo ruotato di 90° rispetto a quella

precedente di fig. 8a renda impossibile individuare i difetti se questi non sono disposti a vantaggio dell'osservazione.

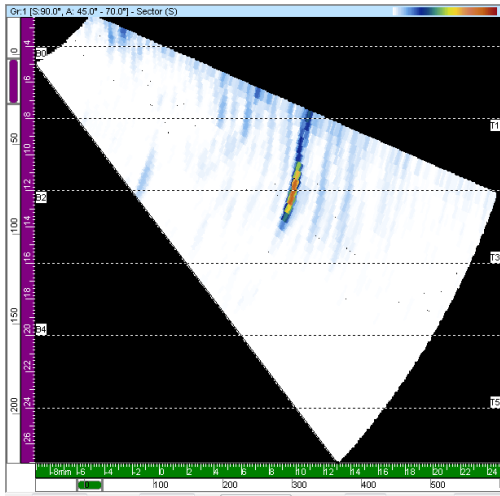


Fig. 5a - Acquisizione PA incisione interna



Fig. 5b - Incisione interna

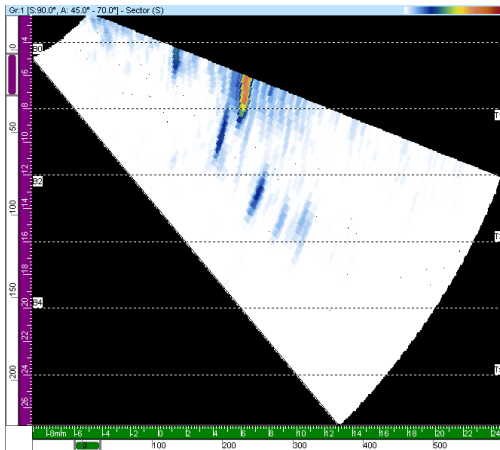


Fig. 6a - Acquisizione PA incisione esterna



Fig. 6b - Incisione esterna

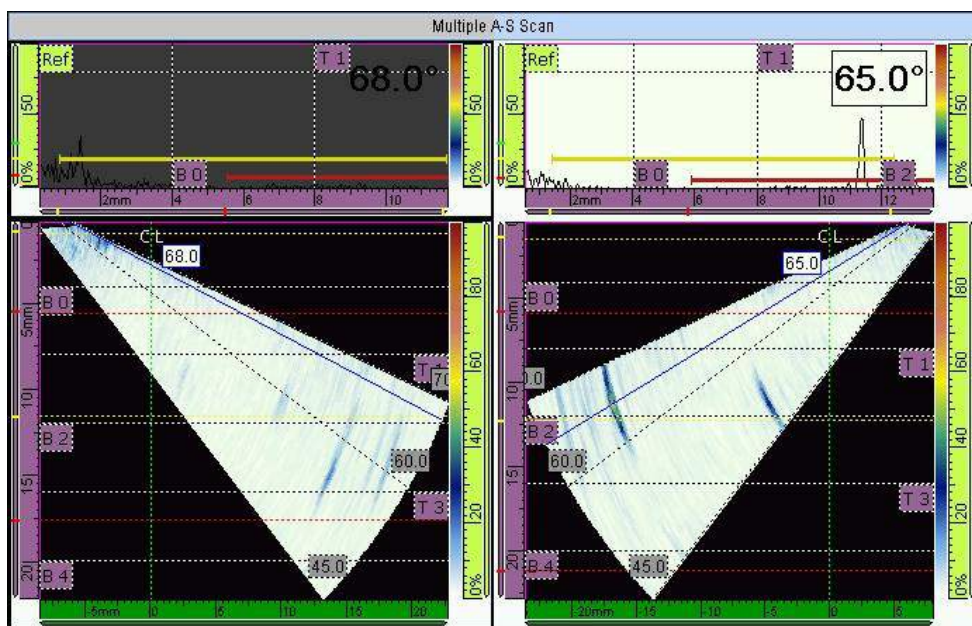


Fig. 7- Incisione da elettroerosione rilevata con il sistema AUT

Le prove con le sonde PA effettuate su questi campioni hanno, di contro, palesato la presenza di difetti, a prescindere dalla loro connotazione ed indipendentemente dalla loro collocazione radiale. In particolare le figg. 9, 10 e 11 evidenziano le immagini settoriali (S-scan) ottenute con tecnica PA ed i relativi C-scan acquisiti con la stessa tecnica assistita AUT prodotta dall'utilizzazione dello scanner semiautomatico COBRA.

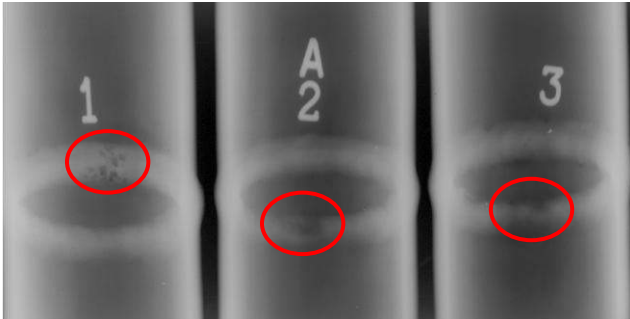


Fig. 8a – Immagine radiografica del tubo in prima proiezione

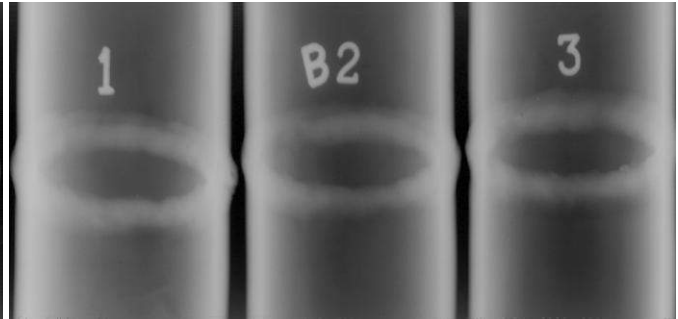


Fig. 8b – Immagine radiografica del tubo in seconda proiezione (ruotata di 90° rispetto alla precedente)

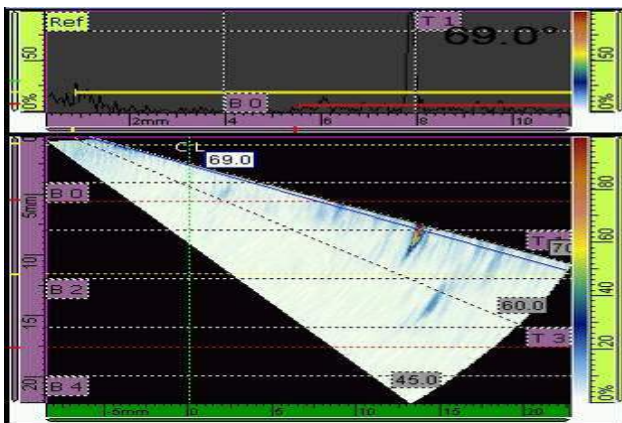


Fig. 9a – A-scan e S-scan con tecnica PA sul campione A1

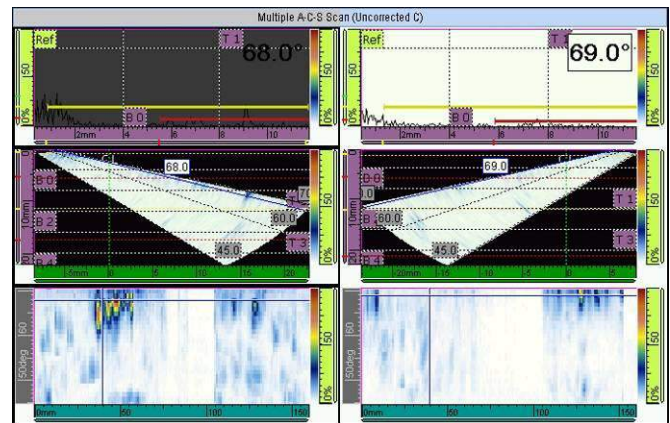


Fig. 9b – A-scan, S-scan e C-scan con tecnica PA AUT sul campione A1

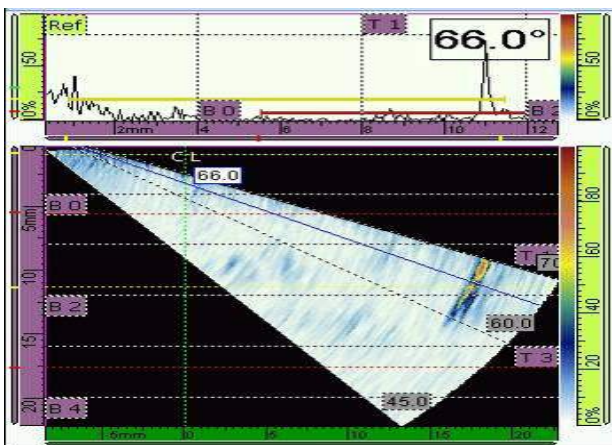


Fig. 10a – A-scan e S-scan con tecnica PA sul campione A2

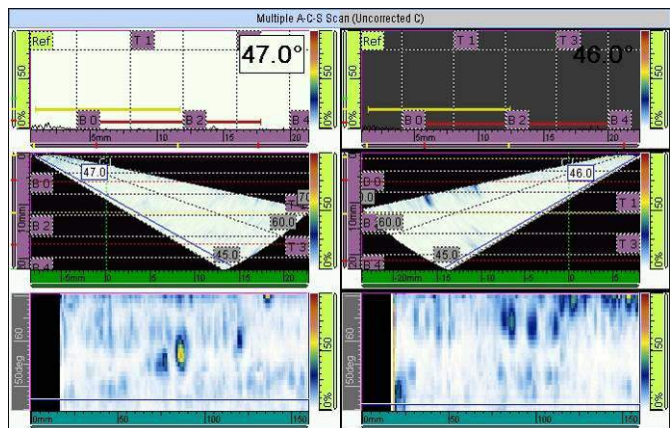


Fig. 10b – A-scan, S-scan e C-scan con tecnica PA AUT sul campione A2

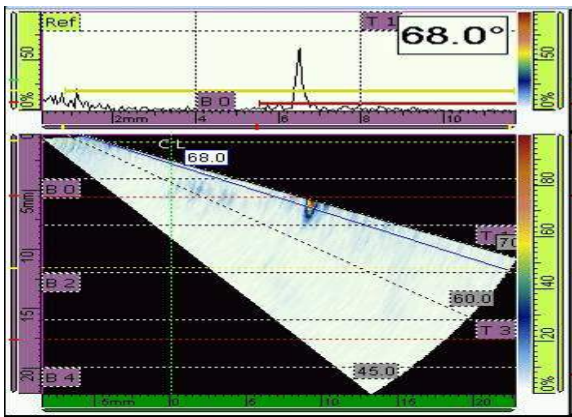


Fig. 11a – A-scan e S-scan con tecnica PA sul campione A3

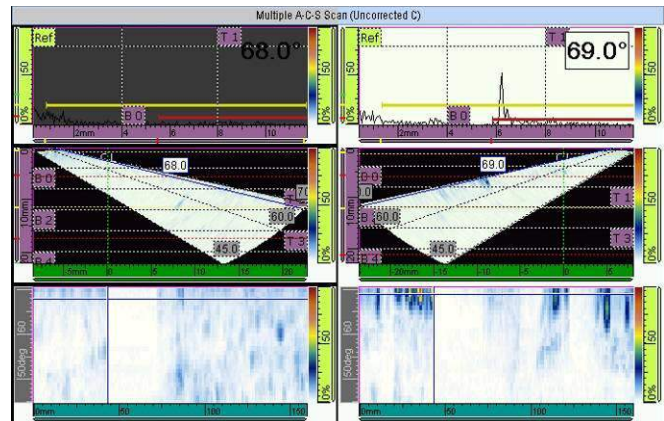


Fig. 11b – A-scan, S-scan e C-scan con tecnica PA AUT sul campione A3

4.3 Campagna sperimentale in campo

Il controllo mediante scanner manuale “cobra” è stato eseguito durante la realizzazione di saldature su tubi di piccolo diametro e basso spessore in diverse tipologie di materiale durante attività manutentive presso vari impianti del territorio nazionale (vedi tabella 1):

Località	Anno	Diam [mm]	Spessore [mm]	Materiale	Saldature controllate con PA	Saldature verificate con RT dopo PA	RIP
Sito 1	2012	57	4	A209T1A	957	110	30
Sito 2	2012	63,5	4,6	P22	1175		23
Sito 3	2013	56	3,6	T24	76	1	1
Sito 4	2013	51	5	T24	1	1	1
Sito 5	2014	33,7	5,6	13CrMo44	36		
Sito 6	2013	44,5	8,8	16Mo3	21		
Sito 7	2013	33,7	5,6	13CrMo44	12		
Sito 8	2013	51	14,5	P22	22		
Sito 9	2014	44,5	4,3/7,1	10CrMo9-10/X10CrMoVNb9-1	200		
Sito 10	2014	55	5,5/7	P22	127		
Sito 11	2014	63,5	4,6	P22	1692	18	18
TOTALE					4319	130	73

Tab. 1: riepilogo delle saldature controllate nei vari impianti sul territorio italiano

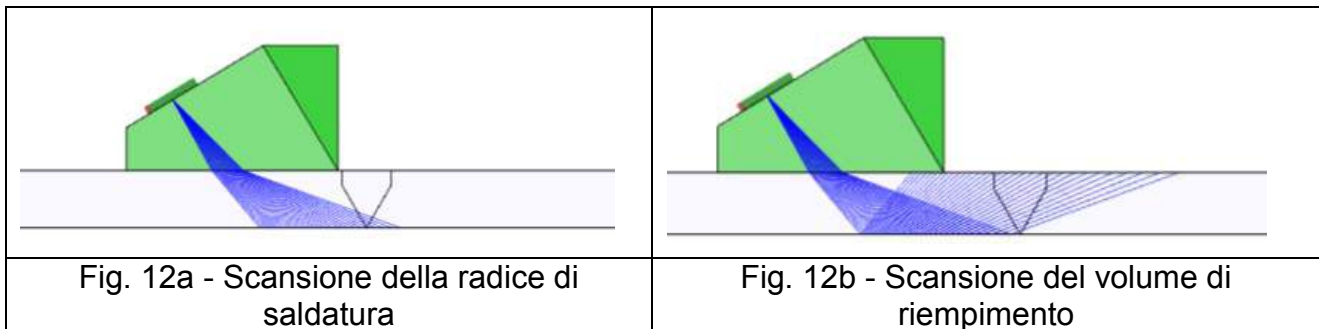
Il consuntivo delle prove eseguite è di seguito sinteticamente riportato:

- Totale saldature controllate con Phased Array: 4319;
- Saldature controllate con RT a seguito controllo PA: 130;
- Totale saldature riparate dopo controllo PA e verifica RT: 73.

4.4 Applicazione su acciai austenitici

La variazione strutturale causata da saldature su acciai austenitici crea delle microstrutture a “grano grosso” che risultano difficilmente ispezionabili con controlli ad ultrasuoni, sfruttando la tecnologia *Phased Array*. Con la strumentazione disponibile sul mercato è necessario eseguire una doppia scansione utilizzando il COBRA: la prima consente la

valutazione della parte bassa della saldatura, la seconda garantisce la valutazione del volume di riempimento (vedi *scanning plan* di seguito: figg. 12a e 12b).



5 Conclusioni

L'esperienza acquisita su acciai ferritici martensitici [8] ha dimostrato l'efficacia diagnostica della tecnica PA AUT che consente la puntuale rilevazione di difetti di diversa natura tipicamente generati nel processo di saldatura, la cui individuazione risulterebbe altrimenti estremamente difficile con il controllo radiografico normalmente eseguito durante le costruzioni. Le evidenze diagnostiche sono state validate utilizzando il controllo radiografico su un campione di circa il 3 % delle saldature.

Per altro, solitamente durante una "costruzione" sono previsti controlli radiografici in percentuali variabili tra il 5% e il 10%; su queste percentuali, il campione avrebbe riguardato 220 e 430 saldature. Diversamente il controllo PA ha garantito una migliore qualità del lavoro finale, in quanto le saldature sono state controllate al 100%.

La successiva sperimentazione dell'applicazione del controllo PA AUT sarà eseguita durante la realizzazione di saldature di acciai austenitici (ad es. Super304H), volta alla stesura di Specifiche Tecniche di controllo che indichino le modalità operative e i criteri di accettabilità.

Bibliografia

- [1] ASME 2006, ASME B31.1 Code Case 179, "Use of ultrasonic examination in lieu of radiography for B31.1 applications in materials $\frac{1}{2}$ " or less in wall thickness", June 28, 2006.
- [2] ASME 2007, ASME B31.3 Code Case 181, "Use of Alternative Ultrasonic Examination Acceptance Criteria in ASME B31.3", January 23, 2007
- [3] ASME 2010, Code Cases: Boilers and pressure vessels. Code case 2235-9 "Use of ultrasonic examination in lieu of radiography, Section I; Section VIII, Division 1 and 2; and Section XII". July 1, 2010.
- [4] ASME Section V Article 4, "Ultrasonic Examination Methods for Welds," American Society of Mechanical Engineers, 2007 Edition, July 1, 2007.
- [5] ASME Section V Article 4, "Code Cases 2541, 2557 and 2558 for manual inspections; 2599 and 2600 for encoded linear scanning". American Society of Mechanical Engineers, 2007 Edition, July 1, 2007.
- [6] E. A. Ginzel and M. Moles, "S-scan Coverage with Phased Arrays", Materials Evaluation, August 2008, page 810.
- [7] Portable Phased Array Thickness Inspection, Eric Sjerne and Michael Moles, www.ndt.net – 7th MENDT - Middle East Nondestructive Testing Conference & Exhibition-2009.
- [8] F. Brini; G. Casciato; C. De Petris; U. Giosafatto; C. Mennuti "Controlli con tecnica UT Phased Array su saldature di tubi di piccolo diametro e spessore" SAFAP 2012

Monitoraggio EA con tecnologia WSN ai fini dell'accertamento delle condizioni di stabilità o per la rivelazione di perdite di attrezzature a pressione

G. Cardarilli*, C. De Petris**, L. Di Nunzio*, C. Mennuti**

*Università di Roma – Tor Vergata Dipartimento di Ingegneria Elettronica

**INAIL - DIT

Sommario

Nell'ambito del controllo e della diagnostica delle attrezzature a pressione, nuove tecniche basate sul monitoraggio dei segnali di Emissione Acustica (EA) appaiono più vantaggiose rispetto al controllo puntuale tradizionalmente eseguito in un determinato momento di vita dell'attrezzatura. Infatti il monitoraggio, in combinazione con una rete *Wireless Sensor Network* (WSN) in grado di trasmettere i dati in tempo reale, può fornire informazioni utili sullo "stato di salute" dell'attrezzatura, componente o elemento monitorato e, nel caso di eventuali ed incipienti criticità, allertare immediatamente il personale preposto alla sorveglianza e/o manutenzione. Questo tipo di approccio, oltre a consentire la gestione a distanza (telegestione) del sistema, è evidentemente implementabile ed integrabile con altre metodiche diagnostiche, per esempio la misura spessimetrica delle membrane mediante sonde ultrasonore o, ancora, nel caso di tubazioni, il monitoraggio con la metodica basata sulle onde guidate.

L'analisi sistematica dei dati raccolti e dei parametri operativi dell'attrezzatura monitorata concorrono così alla gestione ottimale degli aspetti connessi con la sicurezza della stessa attrezzatura, componente o elemento.

Nel presente lavoro vengono illustrati i risultati preliminari di un'attività di ricerca del Laboratorio Controlli non Distruttivi Centro Ricerca INAIL di Monte Porzio Catone (RM) finalizzata al monitoraggio delle condizioni di stabilità e tenuta di serbatoi per lo stoccaggio di fluidi pericolosi mediante tecniche di controllo basate sul metodo di Emissione Acustica. La finalità del monitoraggio è evidentemente quella di diagnosticare, attraverso l'analisi interpretativa fondata su modelli validati, incipienti fenomeni di instabilità strutturale dell'attrezzatura a pressione o rilevazione di perdite di prodotto, cause determinanti di possibili eventi catastrofici.

1. Introduzione

L'Emissione Acustica (EA) è un metodo di controllo non distruttivo ormai ampiamente diffuso ed utilizzato per la rilevazione di discontinuità in strutture metalliche. Va comunque sottolineato che la pratica diagnostica è prevalentemente di tipo discreto per test condotti durante la prova idraulica o pneumatica di attrezzature a pressione, sia in fase di fabbricazione, sia di verifica d'esercizio. Del resto la normativa internazionale CEN ed ISO, ma anche ASME ed ASNT regolamentano questi approcci secondo diverse casistiche ed applicazioni. E' altresì evidente che la rapida evoluzione tecnologica della strumentazione dedicata e la relativa ampia diffusione concorrono ad abbattere i costi complessivi della prova di Emissione Acustica a parità di obiettivi rendendola, per altro, estremamente interessante per applicazioni di monitoraggio di attrezzature in servizio. Infatti, la "sorveglianza globale" in continuo delle strutture o loro componenti per la precoce rilevazione di cricche attive o di danneggiamenti in fase evolutiva consente di condurre analisi sull'accertamento di vita del danno (*life damage assessment*) ed indirizzare, conseguentemente, i successivi controlli non distruttivi per la verifica del danneggiamento o il dimensionamento della cricca. Proprio queste considerazioni evidenziano la vantaggiosità di quest'approccio che in ambito industriale, con particolare riferimento a

quello chimico e petrol-chimico, concorre ad evitare fermate (*shut-down*) straordinarie degli impianti, oltre a quelle già pianificate, con costi d'intervento di riparazione e di mancata produzione che assumono estrema rilevanza. A ciò si aggiunga, ma non è certo secondaria, la questione dell'esercizio in sicurezza delle attrezzature o dell'impianto nella sua complessità visto che la tempestività dei sistemi diagnostici garantiscono interventi di allerta precoci, prevenendo eventi di complesso ripristino se non di carattere catastrofico.

Gli obiettivi del monitoraggio EA di una attrezzatura, linea o componente di un impianto a pressione sono, sotto il profilo tecnico, la rilevazione, localizzazione, caratterizzazione delle sorgenti di Emissione Acustica ai fini della valutazione dell'integrità strutturale basata su analisi interpretative dei segnali acquisiti ed opportunamente processati.

Le sorgenti EA sono quelle che si attivano durante il normale funzionamento dell'impianto senza l'applicazione di ulteriori sollecitazioni o nel caso ancor più evidente di una perdita o trafileamento dovuti a rottura strutturale o malfunzionamento di collegamenti o elementi annessi all'impianto.

L'implementazione di una tecnologia WSN per la trasmissione dei dati amplifica enormemente tali vantaggi permettendo il monitoraggio in remoto di innumerevoli tipologie di impianti ed installazioni industriali. Ciò costituirebbe, attraverso l'ottimizzazione del Piano dei Controlli, un contributo formidabile alla gestione in sicurezza degli impianti monitorati.

Nel settore civile sono peraltro molteplici le applicazioni basate su tali tecniche diagnostiche, sia nell'ambito delle strutture metalliche ed in C.A. [1], [2], [3] sia in quello delle strutture in muratura [4], [5].

2. Sistema di monitoraggio EA

2.1 Configurazione

La configurazione base del sistema di monitoraggio EA basato su rete WSN è la seguente:

- Rilevamento e amplificazione segnale,
- Processamento segnale,
- Invio (modalità *wireless*) del segnale,
- *Data storage* ed analisi dei dati,
- *Data display*

2.2 Sensori

La trasduzione del fenomeno di propagazione di onde elastiche in segnale elettrico avviene mediante opportuni sensori, la cui selezione è principalmente basata sui seguenti elementi:

- materiale costitutivo dell'attrezzatura/linea/componente;
- finitura e/o rivestimento superficiale;
- fluido contenuto e parametri operativi (temperatura e pressione);
- condizioni al contorno (es.: ambiente).
- rumore di fondo.

In particolare, il rumore di fondo (*background noise*) contribuisce a determinare la frequenza del sensore, che dovrebbe essere abbastanza alta da evitare interferenze. Questo requisito va comunque reso compatibile con la ricerca della massima sensibilità nel rapporto segnale/disturbo e minimizzando le limitazioni connesse agli effetti di attenuazione, che richiede campi di frequenze sufficientemente basse.

Negli ambienti dove il *background noise* è elevato si possono utilizzare due tipologie di sensori con caratteristiche tali da minimizzare l'interferenza:

1. quella del sensore differenziale che opera eliminando i transienti elettrici spuri (dovuti al *noise*) introdotti nel sistema, aumentando di conseguenza il rapporto segnale/rumore,
2. quella del sensore "sintonizzato induttivamente" (*inductively tuned*) che opera sulla forma d'onda della risposta a determinate frequenze selezionate.

Le due tipologie di sensori possono essere usate separatamente o contemporaneamente. Come mostrato nella Figura 1, il segnale rilevato dal sensore deve essere preamplificato; il preamplificatore può essere integrato nel sensore oppure esterno.

2.3 Wireless Sensor Network

2.3.1 Considerazioni generali

Gli attuali metodi diagnostici basati sulla tecnica della Emissione Acustica prevedono l'utilizzo di appositi sensori convenzionalmente interconnessi mediante cavi grazie ai quali vengono trasportate, al sistema di acquisizione e processamento, sia l'informazione sia l'alimentazione. Al fine di rendere i controlli più rapidi e disporre di maggiore flessibilità, sarebbe tuttavia molto efficace mettere a punto una strategia che consenta l'eliminazione di tali cablaggi in favore di tecnologie *wireless*. Allo stato attuale, per poter risolvere i problemi di sincronizzazione del segnale (operazione indispensabile ai fini della localizzazione), il nodo sensore è costituito da uno o più sensori collegati via cavo ad una centralina che a sua volta comunica in modalità *wireless* con il *gateway*.

L'obiettivo di questa attività è proprio quello di progettare e realizzare una configurazione *Wireless Sensor Network (WSN)* per l'acquisizione, l'elaborazione e la trasmissione a distanza dei dati acquisiti dai sensori di Emissione Acustica.

La struttura della *WSN* proposta per questo tipo di applicazione è mostrata in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**¹, ed è essenzialmente costituita dai seguenti componenti:

- **Nodi sensori *wireless***
Svolgono le funzionalità di acquisizione, digitalizzazione ed elaborazione dei dati provenienti dall'elemento sensibile e di trasmissione dei risultati di elaborazione verso i *gateway*.
- **Gateway**
Raccolgono i dati provenienti dai sensori e li inviano verso il server.
- **Server**
Raccolgono i dati dai Gateway e li rendono disponibili sulla rete per l'accesso da remoto.

Spesso, se le dimensioni della rete sono ridotte, è possibile che il *server* svolga anche le funzionalità del *gateway*.

È opportuno osservare che i *gateway* e i *server*, normalmente utilizzati nelle attuali reti di telecomunicazione, possono essere utilizzati, con poche modifiche, nelle *WSN*. Viceversa, allo stato attuale, non esiste alcun sensore per controlli basati sul metodo di Emissione Acustica in grado di supportare la trasmissione *wireless*.

Uno dei parametri principali di un nodo sensore senza fili è il consumo di potenza che dovrebbe essere il più contenuto possibile al fine di non scaricare le batterie troppo rapidamente e quindi poterle sostituire con una più bassa frequenza. Per questo motivo, la trasmissione tra nodo sensore e *gateway* dovrà avvenire facendo uso di una tecnologia trasmissiva *low power*. Tale vincolo esclude l'utilizzo di protocolli veloci in termini di numero di bit trasferiti al secondo (a rate elevati corrispondono consumi energetici elevati) a vantaggio di sistemi più semplici in grado di consumare circa 10 mA garantendo un *rate* fino a 2 Mbps. L'utilizzo di un sistema trasmissivo a basso *rate* non consente la trasmissione dell'intero segnale proveniente dal sensore ma solamente il trasferimento delle caratteristiche generali del segnale necessarie per l'analisi. Sarà necessario quindi

munire il nodo di un sistema di DSP (*Digital Signal Processing*) in grado di estrarre tali *features*.

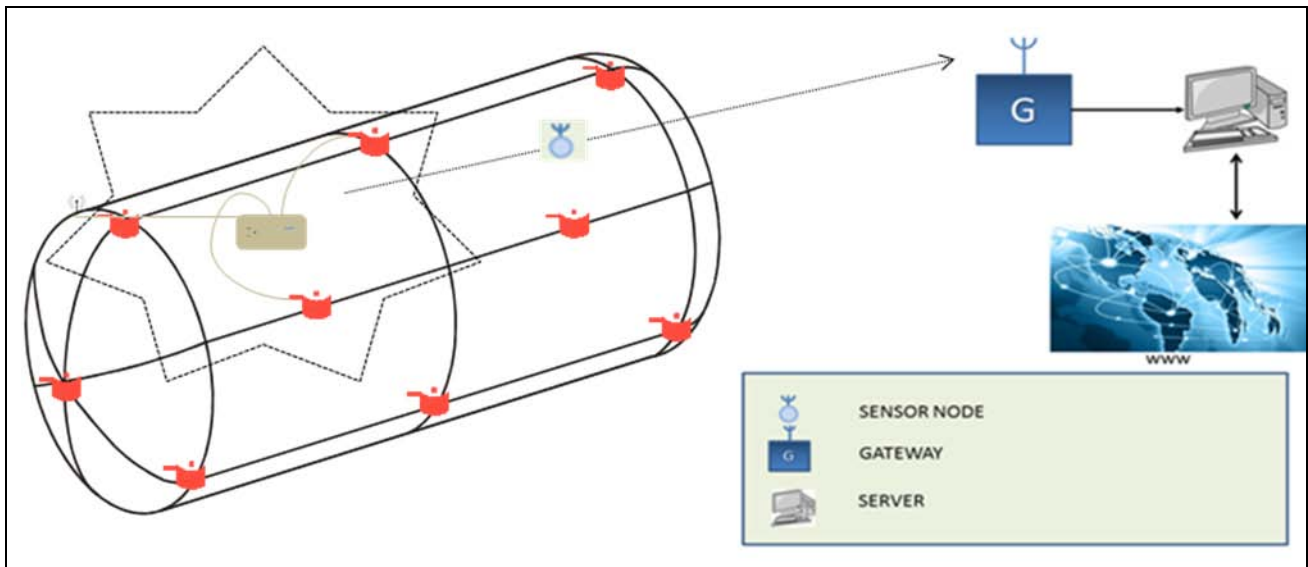


Fig. 1 – Wireless Sensor Network

2.3.2 *Nodo sensore wireless*

Gli attuali sensori utilizzati nell'ambito dell'Emissione Acustica differiscono tra loro per diverse caratteristiche tra cui la banda del segnale trasmesso. Tali bande possono arrivare in alcuni dispositivi fino al MHz.

Il sensore utilizzato nel lavoro proposto è il *Vallen VS75-SIC* (Fig. 2) caratterizzato da una banda di emissione 25 – 80 kHz.



Fig. 2 – Sensore EA Vallen VS75-SIC

Tutti i circuiti realizzati, successivamente illustrati, sono stati progettati per essere compatibili con tale banda. Tuttavia, l'utilizzo di una componentistica sviluppata specificamente renderà possibile, in futuro, la realizzazione di nodi compatibili con tutti i sensori reperibili in commercio.

Rete di condizionamento

Al fine di poter campionare correttamente il segnale fornito dal sensore è indispensabile introdurre una rete di condizionamento analogica tra esso e l'ADC. Tale rete è costituita da uno stadio ad alta impedenza di ingresso seguito da uno stadio ad alto guadagno (per adattare il livello), un traslatore di livello (per inserire un offset che rende il segnale unipolare), ed infine il *driver* dell'ADC (Fig. 3).

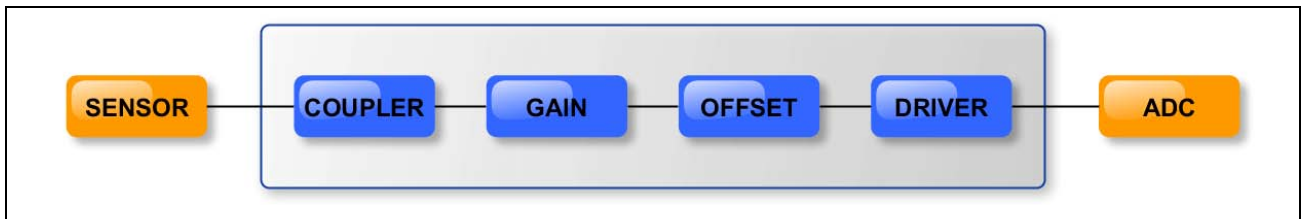


Fig. 3 – Schema a blocchi della rete di condizionamento analogica

Lo schema della rete di condizionamento è mostrata in Fig. 4. Essa è costituita da un amplificatore per strumentazione con alimentazione singola, al cui differenziale di uscita viene aggiunto un *offset* tramite R7. Il circuito rappresentato nella parte bassa della figura serve per fornire il valore di traslazione in tensione, ottenuto a partire dal riferimento del convertitore tramite un *buffer* ed una batteria di condensatori che rendono più stabile il riferimento di tensione.

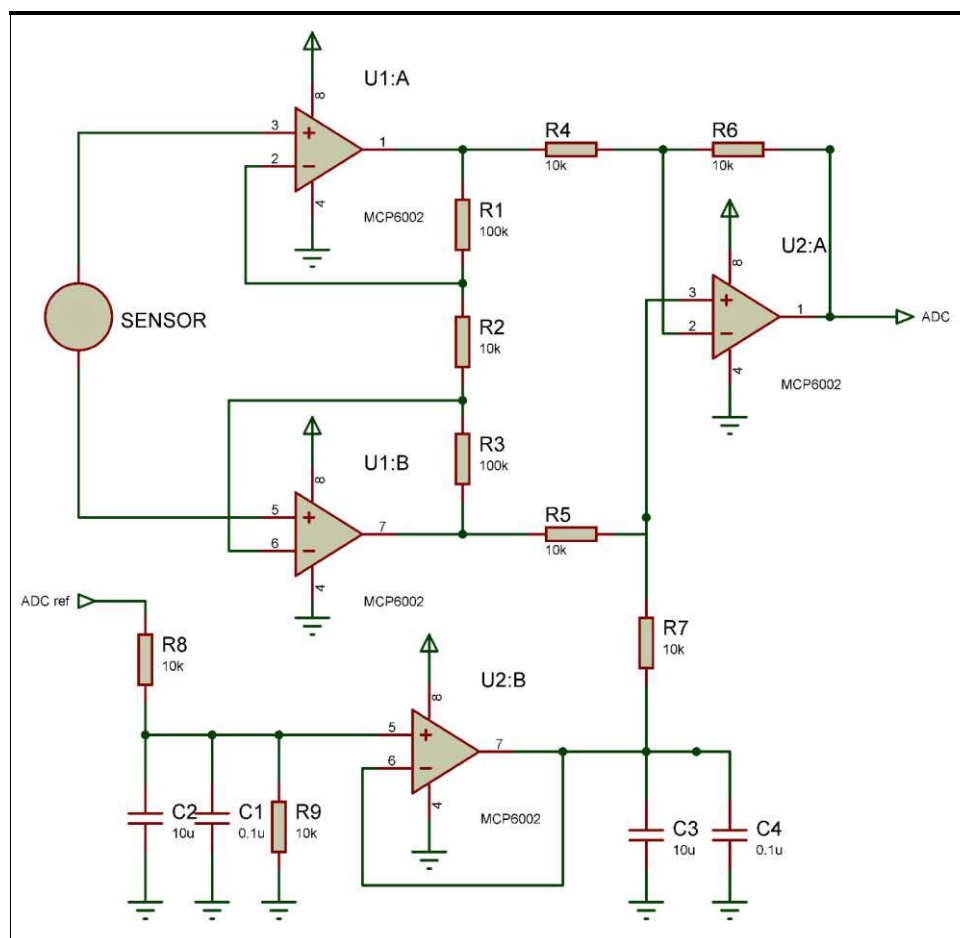


Fig. 4 – Rete di condizionamento analogica

DSP e trasmissione

Per la caratterizzazione ed analisi del segnale mediante la tecnica basata sul metodo EA sono state prese in considerazione, per ogni *hits*, le seguenti *features* fondamentali:

- Valore massimo del segnale (ampiezza)
- Passaggi per lo zero
- Energia
- Durata

L'elaborazione dei dati per l'estrazione delle *features* è implementata su FPGA *Xilinx SPARTAN 3*. La scelta di usare una FPGA è dettata dal parallelismo dell'algoritmo e dalla necessità di poter rilevare in *real time* la successione di più eventi consecutivi. I circuiti digitali per il DSP sono stati progettati utilizzando il *tool XILINX System Generator*.

Stima del valore massimo

La rilevazione del valore massimo viene effettuata per mezzo di un circuito in cui l'*i*-esimo campione proveniente dall'ADC viene confrontato con il valore massimo provvisorio (settato inizialmente a zero) che si trova memorizzato in un registro. Se tale valore risulta inferiore esso viene scartato viceversa se superiore viene memorizzato nel registro al posto del vecchio riferimento.

Opportuni segnali di controllo assicurano il *reset* del registro contenente il massimo quando il segnale acustico si attenua sotto una certa soglia o quando un nuovo segnale si presenta al convertitore.

Passaggi per lo zero

Il numero di attraversamenti per lo zero viene stimato partendo dal presupposto che in corrispondenza di tale evento il segnale cambi segno. Da tale considerazione emerge che tale parametro può essere stimato (per una rappresentazione in complemento a due) abilitando un contatore ad ogni variazione del MSB (*Most Significant Bit*) detto anche *bit* di segno.

Energia

L'energia di un segnale discreto è definita dalla seguente relazione:

$$\mathcal{E}_x = \sum_{n=-\infty}^{+\infty} |x[n]|^2$$

Nel caso di segnali reali l'operazione di modulo può essere omessa e la stima dell'energia può essere effettuata da un moltiplicatore (utilizzato per il calcolo del quadrato) seguito da integratore.

Durata temporale

Per il calcolo della durata temporale del segnale è necessario stabilire per quanto tempo l'involuppo del segnale è all'interno di un *range* prefissato.

La rivelazione dell'involuppo viene realizzata per mezzo di un filtro FIR (*Finite Impulse Response*) passa basso con decimazione la cui Risposta in Frequenza è mostrata in Fig. 5.

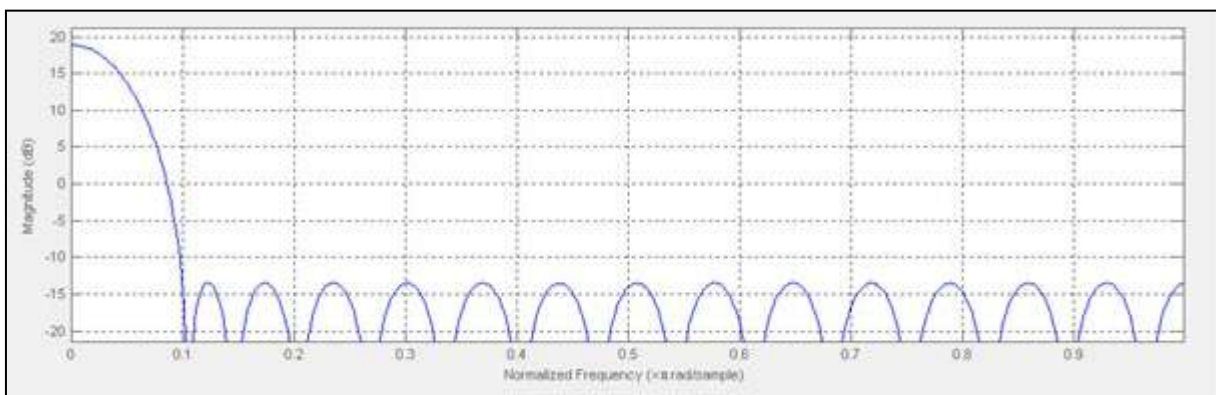


Fig. 5 – Risposta in frequenza del filtro per la rivelazione dell'involuppo

Una volta ottenuto l'involuppo del segnale è possibile stabilirne la durata abilitando e disabilitando un contatore nel periodo di tempo nel quale il segnale risulti avere un'ampiezza contenuta in un certo intervallo.

Trasmissione Wireless

Le informazioni relative al valore massimo del segnale, al numero di passaggi per lo zero, all'energia e alla durata temporale vengono inviate al trasmettitore per mezzo di un'interfaccia SPI (*Serial Peripheral Interface*).

2.3.3 Gateway/server

Se la distanza tra i sensori è di pochi metri non vi è alcuna necessità di disporre sia di un *server* che di diversi *gateway* poiché un unico *gateway* può provvedere sia a raccogliere i dati da tutti i sensori che a inoltrarli in rete.

Nel caso specifico, essendo l'obiettivo quello di dimostrare la possibilità di introdurre la tecnologia *wireless* nel monitoraggio EA di attrezzature in pressione e non quello di creare una rete complessa in termini di numero e localizzazione di nodi, è stato realizzato un unico *gateway/server*.

Ciò non toglie che dislocando i sensori su un'area più estesa il numero di *gateway* può essere aumentato senza alcuna complicazione.

Il *gateway/server* è costituito da una scheda basata su microprocessore *Raspberry* e un trasmettitore, configurato come ricevitore, che si scambiano dati tramite interfaccia SPI.

Ogni volta che un nodo sensore rivela un segnale acustico esso lo elabora e il risultato di tale elaborazione viene trasmesso al *server/gateway* il quale a sua volta invia al nodo sensore una notifica di ricezione e provvede a presentare in rete i dati tramite sito web.

Qualora il nodo sensore non dovesse ricevere tale notifica provvederebbe nuovamente alla trasmissione del messaggio.

In Fig. 6 è riportato uno *screenshot* del sistema di visualizzazione dati fornito dal *gateway/server*. Esso è accessibile da pc, *smartphone* e più in generale da qualsiasi dispositivo che abbia accesso alla rete.

DATE	TIME	DEVICE	E
2014-07-24	15:37:24	0	31
2014-07-24	15:37:33	0	32
2014-07-24	15:37:43	1	32
2014-07-24	15:37:53	0	32
2014-07-24	15:38:04	0	32
2014-07-24	15:45:06	0	31
2014-07-24	15:45:18	3	32
2014-07-24	15:45:33	0	32
2014-07-24	15:45:45	2	31
2014-07-24	15:45:55	0	32
2014-07-24	15:46:19	0	32
2014-07-24	15:46:34	2	31
2014-07-24	15:46:46	0	32
2014-07-24	15:46:56	0	32

Fig. 6 interfaccia web per l'analisi dei dati provenienti da sensore

3. Criteri di accettabilità e normativa

Dal punto di vista normativo l'art. 13 dell'ASME Code 2010 "*Continuous Acoustic Emission Monitoring*" nelle "*Mandatory Appendices*" [6] definisce alcuni criteri di accettabilità. Tali criteri si basano essenzialmente sui seguenti parametri:

- *count rate* (conteggi);
- numero di *hits* con ampiezza superiore a specifici valori;
- MARSE o ampiezza;
- attività acustica in funzione del carico.

Nella sperimentazione avviata dal Laboratorio Controlli non Distruttivi dell'INAIL, oltre ai parametri sopra citati, vengono monitorati anche i seguenti parametri:

- hit cumulati per ogni canale;
- energia cumulata di tutti i canali;
- numero di hit più rappresentativi (definito come il numero di hit la cui energia totale è pari ad almeno il 50% dell'energia cumulata);
- hit rate.

Anche a livello europeo, il CEN/TC 138 WG 7 ha *in progress* un'attività di messa a punto di uno standard per il rilevamento di perdite su attrezzature a pressione (*In service AE monitoring of metallic pressure equipment and other structures – General requirement*).

Conclusioni

Il monitoraggio delle installazioni industriali ai fini della verifica delle condizioni di stabilità e/o per la rivelazione di perdite, riveste un ruolo fondamentale nell'ottica di gestione in sicurezza delle attrezzature, componenti, linee di processo, ecc. Ciò è ancora più vero in un contesto di estensione della vita utile delle installazioni a causa della necessità del contenimento dei costi da un lato e della salvaguardia della sicurezza e ambiente dall'altro. Pertanto diventa estremamente interessante la disponibilità di un sistema innovativo di monitoraggio basato sul metodo di Emissione Acustica, con tecnologia WSN e costi di esercizio compatibili, in grado di essere gestito sia *on-site* sia via *web*.

Il Laboratorio Controlli non Distruttivi dell'INAIL settore Ricerca, Certificazione e Verifica, nell'ambito del Piano di Attività della Ricerca 2013 – 2015, ha iniziato una ricerca sul "*Monitoraggio delle condizioni di stabilità e tenuta di serbatoi (a pressione o atmosferici) per lo stoccaggio di fluidi pericolosi mediante tecniche basate sul metodo di Emissione Acustica*". Gli obiettivi dell'attività sono quelli di sviluppare e mettere a punto tecniche di installazione permanente di sensori EA sulle membrature di serbatoi, e di realizzare una *Wireless Sensor Network* (WSN) che consenta la trasmissione *wireless* e l'elaborazione dei dati EA per analisi sia *on-line* sia *off-line*, mirata all'accertamento delle condizioni di stabilità e alla definizione di criteri di accettabilità sulla base di una campagna sperimentale di validazione.

Viene dimostrata, attraverso l'attività svolta, la fattibilità di un sistema dedicato fondato sulla progettazione di un nodo per l'acquisizione e la trasmissione *wireless* di segnali acquisiti da sensori per rilevazione di Emissione Acustica.

Bibliografia

- [1] Christian U. Grosse, Steven D. Glaser and Markus Krüger “*Initial development of wireless acoustic emission sensor Motes for civil infrastructure state monitoring*” Smart Structures and Systems, Vol. 6, No. 3 (2010) 197-209.
- [2] Ha-Won Song, Velu Saraswathy “*Corrosion Monitoring of Reinforced Concrete Structures – A Review*” Int. J. Electrochem. Sci., 2 (2007) 1- 28.
- [3] Dong-Jin Yoon, Sang-II Lee, Chi-Yeop Kim and Dae-Cheol Seo “*Acoustic Emission Diagnosis System and Wireless Monitoring for Damage Assessment of Concrete Structures*”. NDT for Safety – November 07–09, 2007, Prague, Czech Republic.
- [4] C. Colla, E. Gabrielli, G. Nardoni, M. Maggioni. “*Un caso di studio per l’utilizzo del metodo dell’Emissione Acustica su materiale lapideo*”. Il Giornale delle Prove non Distruttive Monitoraggio Diagnostica 1/2008.
- [5] G. Mannara, M Autiero, N. Barbatì, N. Ciancia, S. Infante *Campagna sperimentale su ponti ferroviari in muratura per l’individuazione di stati fessurativi con reti wireless di sensori accelerometrici MEMS. Atti del Convegno AIPND Roma – 2009* .
- [6] ASME Code 2010 “*Continuous Acoustic Emission Monitoring*” – “*Mandatory Appendices*”.

Valutazione dello stato di conservazione ed efficienza delle tubazioni in impianti Eni – DICS

P.Cioffi*, G.Gabetta*, R. Catalano*, T. Naletova*, F.Carpinelli*, A.Montevecchi*

*Eni S.p.A. Upstream and Technical Services

Sommario

Il distretto Centro Settentrionale di eni S.p.A. (di seguito DICS) ha presentato ad ISPESL nel 2008 la denuncia delle attrezzature rientranti nelle prescrizioni dell'art. 16 D.M.329/2004. La denuncia comprende:

- a) una descrizione sintetica del recipiente o della tubazione;
- b) la classificazione della attrezzatura secondo i fluidi e le categorie previste dalla PED;
- c) una valutazione sullo stato di conservazione ed efficienza della attrezzatura.

La documentazione, preparata nel 2008 e revisionata nel 2013 dopo l'entrata in vigore della norma UNI 11325-1, riguardava le tubazioni installate presso:

- 1 centro olio e le aree pozzo ad esso afferenti;
- 60 strutture offshore installate nel mar Adriatico;
- 1 centrale a gas che tratta il gas proveniente da pozzi onshore;
- 5 centrali che trattano il gas proveniente dalle suddette piattaforme.

Eni S.p.A. si è dotata di una istruzione tecnica per l'esecuzione dei controlli sulle attrezzature a pressione; ha messo a punto una metodologia per la stesura delle relazioni che riguardano i meccanismi di danno; ha effettuato i controlli necessari a verificare lo stato di conservazione delle sue tubazioni e, dove necessario, ha eseguito le verifiche di stabilità mediante Tecnico Abilitato esterno.

Eni ha inoltre utilizzato l'esperienza accumulata nella gestione dei propri impianti per considerazioni mirate a valutare lo stato di efficienza delle sue tubazioni.

Queste considerazioni sono state recentemente confermate da una nuova campagna di ispezioni realizzata per ottemperare a prescrizioni imposte dall'ente di controllo.

In questo lavoro sono presentati alcuni casi significativi che illustrano l'approccio utilizzato.

1. Introduzione

L'articolo 16 del DM 329/04 [1] chiede di denunciare i recipienti per liquidi e le tubazioni in esercizio alla data del 12/2/2005, commercializzati prima del 30/5/02 e mai assoggettati in precedenza ad omologazioni o controlli di legge [2].

Con riferimento alla classificazione disposta dal Decreto PED (D.Lgs 93/2000), si richiede quindi di censire le attrezzature in pressione e di definirne lo stato di conservazione e di efficienza. In particolare bisogna denunciare:

- I recipienti per liquidi del gruppo 1 ricadenti in categoria I, II, e III;
- Le tubazioni che trasportano fluidi del gruppo 1 ricadenti in I, II e III categoria, indipendentemente dallo stato fisico del fluido;
- Le tubazioni che trasportano fluidi del gruppo 2 allo stato gassoso ricadenti in III categoria.

La denuncia all'ISPESL deve contenere:

- a) una descrizione sintetica del recipiente o della tubazione (impianto, identificazione, condizioni di esercizio, fluido, dimensioni, accessori di sicurezza);
- b) la classificazione della attrezzatura secondo i fluidi e le categorie previste dal decreto legislativo n. 93/2000;

c) una valutazione sullo stato di conservazione ed efficienza della attrezzatura.

A seguito della denuncia dell'utilizzatore, il soggetto preposto alla verifica periodica effettua un intervento di riqualificazione periodica sull'attrezzatura denunciata.

Eni S.p.A., con la collaborazione del proprio Ispettorato degli Utilizzatori (IUE) [3], ha messo a punto una metodologia di intervento dotandosi di una Istruzione Tecnica dettagliata. Il metodo è stato applicato alle attrezzature situate in impianti di trattamento gestiti da DICS. In questo articolo si descrive la metodologia e si analizzano i risultati ottenuti.

2. Metodo di lavoro

L'invecchiamento di un componente di impianto non dipende soltanto dalla sua età; è una definizione che riguarda le sue condizioni e se queste cambiano nel tempo. Quindi l'impianto invecchia se agiscono dei meccanismi di deterioramento del materiale, ovvero dei meccanismi di danno [4]. L'analisi dei meccanismi di danno è parte integrante della denuncia delle attrezzature a pressione secondo l'art. 16 del DM 329/04 e ha lo scopo di identificare gli eventuali meccanismi di danno noti e prevedibili, al fine di accertare lo stato di conservazione delle attrezzature in pressione, fino alla successiva verifica periodica di integrità.

I meccanismi di danno noti e prevedibili, individuati dall'analisi dei processi di natura meccanica, termica e chimica che possono produrre degrado strutturale [5], sono stati identificati sulla base delle condizioni di esposizione esterne e interne, in relazione al tipo di fluido convogliato e alle modalità di trasferimento.

L'analisi ha consentito di evidenziare le zone e/o componenti delle attrezzature dove è ipotizzabile l'azione dei meccanismi individuati e di identificare le modalità di prevenzione e riduzione del danno. Sulla base dell'analisi dei meccanismi di danno e a seguito di una ispezione visiva generale delle attrezzature a pressione viene prodotto il piano dei controlli.

I metodi CND comunemente utilizzati da eni sono:

- esame visivo condotto direttamente sulla superficie della tubazione come controllo di screening,
- spessimetria di tipo UT come controllo di dettaglio.

Nel piano dei controlli vengono indicati:

1. i componenti di tubazioni/recipienti da sottoporre ad ispezione visiva generale;
2. le modalità di esecuzione del controllo visivo;
3. la localizzazione e il numero minimo dei punti di misura per ciascun componente da sottoporre a controllo spessi metrico;
4. il grado di estensione minimo dei controlli di dettaglio in funzione del gruppo del fluido e della categorizzazione prevista dal D.Lgs n. 93/2000 della tubazione.

Poiché l'istruzione tecnica di eni è antecedente alla norma UNI-TS 11325-1, la metodologia utilizzata ha punti in comune con quanto richiesto dalla norma, ma anche diversità che sono indicate in dettaglio nelle tabelle che seguono.

In Tabella 1 si riporta il confronto relativo all'estensione minima dei controlli di dettaglio, da cui risulta che, ad ulteriore garanzia della qualità del controllo e dell'attenzione posta da eni agli aspetti di safety, i livelli di estensione dei controlli sono stati fissati dalla Company superiori a quelli previsti dalla norma UNI-TS-11325-1.

Gruppo fluido	Attrezzatura	Categoria	estensione minima dei controlli Istruzione Tecnica Eni	estensione minima dei controlli UNI-TS 11325-1
1	tubazioni	I	10%	5%
1	tubazioni	II	15%	10%
1	tubazioni	III	20%	15%
2	tubazioni	III	20%	10%

Tabella 1 – estensione minima dei controlli di dettaglio

In Tabella 2 si riporta il confronto per quanto riguarda la selezione dei punti di misura delle spessimetrie.

Componente	Istruzione tecnica ENI		UNI-TS 11325-1
	DN ≤ 150 mm	DN < 150 mm	
tratti di tubazioni rettilinea	su almeno n°1 sezione almeno n° 2 punti a 180° (generatrice superiore e inferiore)	su almeno n°1 sezione almeno 4 punti a 90°	sezioni circolari con almeno 4 punti a 90°
curve	2 punti su estradosso	almeno 3 punti equidistanti su estradosso	Almeno: - 3 punti equidistanti su estradosso - 1 punto su ciascun fianco per la mediana - 1 punto su intradosso
riduzioni	su n°1 sezione circolare n°2 punti su generatrice inferiore e superiore	su n°1 sezione circolare n°4 punti a 90°	1 sezione circolare (4 punti a 90°) al centro della riduzione
fondelli	n°1 punto al centro del fondo	4 punti equidistanti su sezione verticale del fondello	3 punti equidistanti su sezione verticale del fondello
stacchi (inclusi dreni e sfiati)	su n°1 sezione circolare n°2 punti	su n°1 sezione circolare n°4 punti a 90°	1 sezione circolare (4 punti a 90°)
tratti morti di tubazione	su n°1 sezione circolare n°2 punti a 180° generatrice inferiore e superiore	su almeno 2 sezione circolare 4 punti a 90°	almeno 1 sezione circolare (4 punti a 90°)

Tabella 2 – selezione punti di misura

I risultati delle ispezioni e dei controlli non distruttivi hanno permesso di confrontare le previsioni con lo stato effettivo dei componenti.

3. Risultati

A seguito dell'aggiornamento dell'anagrafica linee richiesto dall'art 16 DM 329/2004, DICS ha censito le attrezzature installate presso:

- 1 centro olio e le aree pozzo ad esso afferenti;
- 60 strutture offshore installate nel mar Adriatico;
- 1 centrale a gas che tratta il gas proveniente da pozzi onshore;
- 5 centrali che trattano il gas proveniente dalle suddette piattaforme.

In totale si è trattato di 1763 linee, di cui:

- 381 installate in impianti a terra adibiti al trattamento di olio e gas naturale;
- 1382 installati in impianti onshore e offshore adibiti al trattamento di gas naturale.

3.1 Analisi dei meccanismi di danno

Per ogni impianto esaminato, sono state individuate le condizioni operative attuali e storiche, e sulla base di questi dati è stato eseguito lo studio dei possibili meccanismi di danno.

Più in dettaglio, sono stati raccolti i seguenti dati:

- dati dimensionali e costruttivi dei materiali costituenti la tubazione ricavati da documenti di fabbricazione e dalle specifiche di linea;
- fluidi di processo convogliati: analisi chimiche, stato fisico e modalità di trasferimento;
- metodi di prevenzione del danno adottati all'atto della fabbricazione e dell'installazione;
- sollecitazioni generalizzate e/o localizzate;
- dati operativi delle condizioni di esercizio;
- dati storici di operatività;
- esperienza di esercizio, manutenzione e controllo di famiglie di tubazioni simili.

I criteri di protezione contro i fenomeni corrosivi si basano essenzialmente sulla scelta di materiali idonei, secondo quanto previsto dalle norme di buona tecnica.

Tutte le attrezzature a pressione, che rientrano nell'ambito della denuncia di cui all'art. 16 del DM 329/04, sono state progettate e costruite secondo le norme e le raccomandazioni internazionali riconosciute e il dimensionamento dei loro sovrassessori di corrosione risulta eseguito rispettando le specifiche di linea appositamente preparate in funzione del tipo di prodotto e delle condizioni di progetto.

3.2 Attività Ispettive

DICS ha effettuato una campagna di controlli spessimetrici su tutte le tubazioni denunciate nel periodo ottobre 2008/febbraio 2009. Al fine di effettuare la verifica tecnica di conservazione dell'integrità strutturale delle tubazioni, si è tenuto conto:

- dei dati di progetto e/o fabbricazione della tubazione (specifiche di linea),
- della rispondenza a requisiti dimensionali minimi (spessori) desumibili dalla documentazione di progetto e/o di fabbricazione della tubazione

e si è conseguentemente adottato il criterio di accettabilità del risultato delle ispezioni come riportato in Tabella 3 e graficamente in Figura 1.

Risultato dei controlli	Criterio Stabilito
$S_{rilevato} \leq S_{minimo}$	LINEA NON CONFORME
$S_{minimo} \leq S_{rilevato} \leq S_{nominale} - 0.1S_{nominale}$	LINEA CONFORME con prescrizioni
$S_{rilevato} \geq S_{nominale} - 0.1S_{nominale}$	LINEA CONFORME

Tabella 3 – verifica tecnica di conservazione: criterio di accettabilità

dove con spessore minimo si intende il valore:

$$S_{minimo} = S_{nominale} - 0.1S_{nominale} - \text{Corrosion Allowance} \quad (1)$$

Tenendo conto dei criteri di accettabilità sopra indicati, presso gli impianti DICS sono state trovate:

- 80 tubazioni non conformi
- 125 tubazioni conformi con prescrizione
- 1558 tubazioni conformi

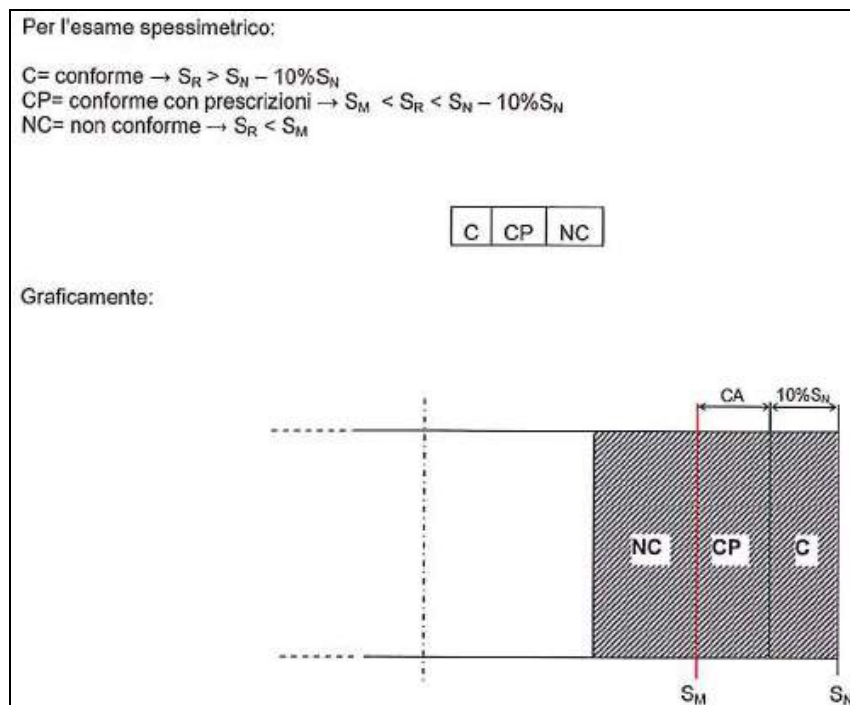


Fig 1 – Accettabilità esame spessimetrico

3.3 Verifiche di stabilità ed esercibilità delle attrezzature a pressione

Per le linee risultate non conformi o conformi con prescrizione in accordo a quanto detto al paragrafo precedente, è stata condotta la verifica di stabilità in accordo alla normativa ASME B31.3. Per tutte le tubazioni oggetto di denuncia secondo art 16, i calcoli di stabilità eseguiti hanno evidenziato che lo spessore residuo è comunque tale da garantire la stabilità della tubazione alle condizioni massime ammissibili di utilizzo. Questo anche in ragione del fatto che i parametri di produzione attuali sono notevolmente ridimensionati rispetto alle condizioni di design a causa della naturale depletion dei giacimenti.

La rispondenza di queste verifiche ai requisiti dimensionali minimi richiesti per la stabilità comporta l'esito positivo della valutazione dello stato di conservazione.

Inoltre, tenuto conto del fatto che:

1. in fase di design sono stati selezionati materiali idonei al trasporto dei fluidi prodotti,
2. presso gli impianti DICS esiste un sistema di monitoraggio e gestione della corrosione interna che permette di tenere questo fenomeno sotto controllo,
3. che le condizioni fluidodinamiche degli effluenti gassosi sono tali da poter ritenere trascurabile il fenomeno della corrosione-erosione,
4. l'utilizzo di biocidi rende trascurabile il fenomeno della corrosione microbiologica,
5. il controllo e la manutenzione ordinaria su supporti, valvole, flange e il ripristino, ove necessario, del rivestimento protettivo rende trascurabile l'evolvere nel tempo di corrosione esterna,
6. la valutazione dello stato di conservazione e delle verifiche tecniche realizzate per le criticità riscontrate ha dato esito positivo,

eni ha considerato accettabile come intervallo temporale tra ispezioni successive un arco di tempo pari a 10 anni.

4. Un esempio: la centrale di Rubicone

La Centrale di Rubicone fa parte del Distretto Centro Settentrionale di eni, le cui attività operative rientrano nell'ambito dell'esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi; in particolare gli impianti ricevono e trattano il gas proveniente da 11 piattaforme situate in Adriatico. Nella Centrale di Rubicone si trovano 42 linee in esercizio. Il materiale di costruzione è acciaio al carbonio dei seguenti gradi:

- ASTM A106 gr.B;
- API 5L X52;
- API 5L gr.B.

Il trattamento del gas è un processo semplice basato esclusivamente su processi fisici di separazione liquido-gas e non chimici. Non sono presenti in impianto processi che sviluppano reazioni esotermiche e di pressione. Sulle piattaforme i liquidi vengono separati e, dopo adeguata ulteriore separazione, l'acqua è scaricata a mare, mentre gli eventuali ulteriori liquidi presenti vengono recuperati e inviati in centrale. Dopo la separazione e l'eventuale compressione e raffreddamento il gas viene inviato all'impianto a terra. In centrale il gas è dapprima separato dai liquidi in corrispondenza dello *slug catcher* e successivamente disidratato, per essere inviato alla rete di distribuzione. I liquidi risultanti dal processo di separazione vengono opportunamente trattati.

4.1 Meccanismi di danno

Al fine di individuare i meccanismi di danno potenzialmente attivi presso gli impianti oggetto del presente studio, si è fatto riferimento alla normativa API RP571, "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry".

Considerando le condizioni di esercizio, i materiali e i fluidi presenti, nelle tabelle che seguono sono stati elencati i meccanismi potenzialmente attivi, classificabili come:

- meccanismi di corrosione interna con perdita di spessore uniforme o localizzata – Tabella 4;
- meccanismi corrosione esterna – Tabella 5;
- meccanismi di danno meccanico e metallurgico – Tabella 6.

Poiché non sono presenti linee interratoe soggette alla denuncia secondo art.16, i meccanismi di corrosione esterna tipici delle linee interratoe non sono stati considerati. Inoltre, sono stati trascurati anche i meccanismi che prevedono la presenza di una fase di acqua condensata, poiché, se presente, questa è trattenuta in corrispondenza dei separatori o dello *slug-catcher*.

Meccanismo	parametri	materiali suscettibili	modalità di prevenzione e riduzione
Corrosione-erosione	. velocità fluido trasportato, . materiale	acciai al carbonio CRA	impiego di materiali adatti, azioni sulla velocità di flusso

Tabella 4. Meccanismi di corrosione interna con perdita di spessore uniforme o localizzata e meccanismi di tenso corrosione

Meccanismo	parametri	materiali suscettibili	modalità di prevenzione e riduzione
Corrosione Atmosferica	. geometria, . tipo di atmosfera (industriale, marina, rurale,...), . umidità, . temperatura, . presenza di sali, solfuri e depositi, . presenza di rivestimento	acciai al carbonio e basso legati	impiego di pittura.
Corrosione sotto coibente	. tipo di atmosfera, . tipologia e stato del rivestimento, . umidità, . temperatura, . presenza di cloruri o di SO ₂	acciai al carbonio e basso legati, CRA, in particolare inossidabili della serie 300 e duplex.	impiego di pittura.

Tabella 5. Meccanismi di corrosione esterna

Meccanismo	Parametri	Materiali suscettibili	Modalità di prevenzione e riduzione
fatica indotta da vibrazioni	. geometria, . livello di tensione, . numero di cicli, . caratteristiche del materiale	tutti i materiali strutturali	impiego di supporti e smorzatori.

Tabella 6. Meccanismi di danno meccanico

4.2 Verifica dello stato di conservazione

La verifica dello stato di conservazione delle linee è stata svolta secondo la procedura esposta al paragrafo 3. Si tratta di verificare i requisiti dimensionali minimi richiesti per la stabilità strutturale della tubazione alle condizioni di esercizio. Il risultato di questa verifica per la centrale di Rubicone è stato il seguente:

- a) N° 31 linee conformi
- b) N° 5 linee conformi con prescrizione
- c) N° 6 linee non conformi

Per sanare le criticità sopra evidenziate sono state implementate alcune azioni. In particolare:

- Per le linee risultate conformi con prescrizione al controllo UT (5 linee), è stata condotta la verifica di stabilità in accordo alla normativa ASME B31.3. Il calcolo di stabilità ha evidenziato che lo spessore residuo è comunque tale da garantire la stabilità alle condizioni massime ammissibili di utilizzo. Il report di queste analisi, debitamente firmato da Tecnico Abilitato, è disponibile presso l'impianto.
- Per le linee risultate non conformi al controllo UT è stata condotta la verifica di stabilità in accordo alla normativa ASME B31.3. Il calcolo di stabilità ha evidenziato, per tutte le linee, che lo spessore residuo è comunque tale da garantire la stabilità alle condizioni massime ammissibili di utilizzo. Il report di queste analisi, debitamente firmato da Tecnico Abilitato, è disponibile presso l'impianto.

4.3 Valutazione dello stato di efficienza

Eni S.p.A. considera accettabile come intervallo temporale tra ispezione successive un arco di tempo pari a 10 anni, tenuto conto dei risultati dell'esame della documentazione e dei controlli eseguiti sulle tubazioni della centrale Rubicone.

In particolare si è tenuto conto delle seguenti considerazioni:

1. i materiali selezionati in fase di progettazione sono idonei al trasporto dei fluidi prodotti;
2. l'assenza di acqua condensata nelle tubazioni, e di conseguenza anche di microorganismi, rende trascurabile il rischio che si possano manifestare fenomeni di corrosione interna e di corrosione microbiologica;
3. le condizioni fluidodinamiche degli effluenti gassosi sono tali da poter ritenere trascurabile il fenomeno della corrosione-erosione;
4. il controllo e la manutenzione ordinaria su supporti, valvole, flange, e il ripristino, ove necessario, del rivestimento protettivo rende trascurabile l'evolvere della corrosione esterna nel tempo;
5. la valutazione dello stato di conservazione e delle verifiche tecniche realizzate per le criticità riscontrate ha dato esito positivo.

In base alle considerazioni sopra riportate, è stato quindi possibile concludere che le linee della centrale Rubicone, ispezionate secondo le procedure interne eni, possono essere esercite in sicurezza per il periodo indicato negli Allegati A e B del D.M. 329/04 (pari a 10 anni), a partire dalla data di riferimento di valutazione dello stato di conservazione (DRVC) indicata per ogni singola attrezzatura.

A seguito di quanto prescritto dall'ente di controllo ad inizio 2014, DICS ha provveduto ad effettuare una nuova campagna di spessimetrie ai fini della validazione delle considerazioni sopra esposte.

In accordo a quanto prescritto, le linee risultate non conformi o conformi con prescrizione nel 2008 sono state oggetto di nuovi controlli UT.

Avendo a disposizione due misure di spessore per ciascuna posizione (dicembre 2008 e maggio 2014), è stato possibile calcolare la velocità di corrosione. I valori di velocità di corrosione risultanti sono mediamente pari a 0,02 mm/anno, con valori massimi pari a 0,055 mm/anno. Nella maggior parte delle osservazioni si è rilevato uno spessore pari a quello misurato nel 2008, dando quindi luogo ad una velocità di corrosione estremamente trascurabile.

Tenuto conto della velocità di corrosione calcolata, è stata inoltre effettuata una stima dello spessore residuo al termine del periodo indicato negli Allegati A e B del D.M. 329/04 (pari a 10 anni), a partire dalla data di riferimento di valutazione dello stato di conservazione (DRVC) indicata per ogni singola attrezzatura. Le variazioni di spessore risultano trascurabili (dell'ordine dell'1% rispetto ai valori misurati nel 2008) e pertanto le condizioni di stabilità risultano confermate anche al 2018.

In conclusione la recente campagna ispettiva ha confermato l'esercibilità in sicurezza delle attrezzature denunciate secondo art 16. DM 329/2004 fino al 2018.

5. Conclusioni

In questo articolo è stata descritta l'attività portata avanti da eni S.p.A. per ottemperare alle prescrizioni dell'art. 16 D.M.329/2004. La denuncia presentata per le attrezzature del Distretto Centro Settentrionale (DICS) comprende circa 1800 tubazioni, che fanno parte di:

- 1 centro olio e le aree pozzo ad esso afferenti;
- 60 strutture offshore installate nel mar Adriatico;
- 1 centrale a gas che tratta il gas proveniente da pozzi onshore;
- 5 centrali che trattano il gas proveniente dalle suddette piattaforme.

La Istruzione Tecnica per l'esecuzione dei controlli sulle attrezzature a pressione di cui eni si è dotata è antecedente alla norma UNI-TS 11325-1; sono stati quindi descritti i punti in comune e le differenze tra le due procedure, evidenziando che l'approccio eni è in alcuni casi più conservativo di quanto richiesto dalla norma.

La procedura seguita, che riguarda lo studio dei meccanismi di danno, la stesura e l'esecuzione dei controlli per verificare lo stato di conservazione delle tubazioni e, dove necessario, l'esecuzione delle verifiche di stabilità, è stata descritta e illustrata con un esempio che riguarda la Centrale di Rubicone.

In questi adempimenti, Eni ha utilizzato al meglio l'esperienza accumulata nella gestione dei propri impianti; la campagna di ispezioni portata a termine ha permesso di confermare l'esercibilità in sicurezza delle attrezzature denunciate.

Ringraziamenti

Gli autori ringraziano Cesare Torrieri di D'Appolonia e Maria Elena Gennaro di Venezia Tecnologie per la preziosa collaborazione.

Bibliografia

-
- [1] Decreto Ministeriale n°329 del 01/12/2004, "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93" emanato da: Ministro delle Attività Produttive e pubblicato su: Gazz. Uff. Suppl. Ordin. n°22 del 28/01/200
 - [2] A.Fugazzi, "Il nuovo regolamento attuativo dell'art. 19 ed il suo impatto sugli Utilizzatori ed i Fabbricanti", presentazione al CEC, 2 Marzo 2005
 - [3] Ispettorato degli Utilizzatori Eni, "Specifiche attività IUE – Adempimenti Art.16 del D.M. 329/04", 10/07/2009
 - [4] Managing Ageing Plants, HSE Book RR823, www.hse.gov.uk
 - [5] C. Fossati, "Procedure d'indagine e meccanismi di danno", Corso Failure Analysis AIM, Milano, 30 Settembre e 1 – 7 – 8 Ottobre 2009

Elaborazioni statistiche di dati NDT-XRD da provini di ASTM A335 P92 saldato

F. De Marco*, G. Berti**

*XRD-Tools S.r.l.

**Università di Pisa

Sommario

Il lavoro descrive un approccio statistico come seguito di un'attività pluriennale sulla Diffrazione a raggi X con il prototipo DIFROB¹. Sono identificati alcuni parametri statistici a cui è possibile riferirsi per una successiva classificazione delle qualità delle saldature.

1. Introduzione

Il presente lavoro riporta gli esiti di un'analisi statistica su provini di acciaio ASTM 335 P92 come fase avanzata di uno studio che ha visto la partecipazione ai convegni SAFAP sin dal 2006 [1,2,3,4].

Nel 2006 è stata presentata la metodica Diffrazione a raggi x (DRX) nella sua applicazione come metodo non distruttivo; la tecnologia, allora innovativa, utilizzata per la trasformazione della DRX da metodica distruttiva, da eseguire in laboratorio, a metodica non distruttiva, da utilizzare campo, ha richiesto numerosi passaggi prima di arrivare alla sua maturità. Le prime prove indicavano una certa potenzialità nel risolvere i problemi cogenti relativi agli acciai e materiali affini [1].

Nel successivo convegno del 2008 l'obiettivo dell'applicazione per la determinazione precoce dei fenomeni a creep è stata messa nel mirino. La descrizione fenomenologica è stata sintetizzata ed alcune prove, ancora preliminari e parziali sulla capacità d'indagine del fenomeno, sono state presentate mediante i risultati ottenuti da provini saldati [2]. In generale la saldatura presenta fenomeni specifici dovuti al metodo di saldatura, al tipo di materiale e al successivo processo di rilassamento. Questi interventi e le relative reazioni sono diverse dal fenomeno di creep; tuttavia sono indicativi della reologia con cui il reticolo dei materiali metallici e degli acciai, in particolare, risponde. Proprio quelle saldature e quei provini hanno fornito risultati che indicavano la bontà della strada intrapresa.

Nel convegno del 2010 questa via è stata approfondita e corroborata dalla coerenza dei risultati ottenuti dagli stessi provini esaminati a mesi di distanza; interessa sottolineare la capacità di distinguere effetti microstrutturali di piccola entità e la capacità di estrarli dal fondo del segnale. La reologia alla saldatura, come effetto di tensione residua e di manifestazione di variazione dell'effetto microstrutturale, ha definitivamente identificato il metodo e la tecnologia come adatta per la determinazione precoce dei fenomeni a creep [3].

Nel 2012, in concomitanza con il centenario della scoperta della diffrazione raggi X da parte di Van Laue ed allievi, è stato presentato l'avvio di una sperimentazione finalmente indirizzata al creep e la comparazione con una metodica che opera ad un livello di scala superiore, la micro-durezza [4].

Nel corso di quest'attività il gruppo dell'Università di Pisa, in collaborazione con il gruppo, allora ISPEL, e UNI ha condotto attività parallele raggiungendo significativi risultati nello sviluppo normativo, tuttora in corso. [5], [6]. Inoltre l'ampliamento dei campi di applicazione della metodica, il cui esempio è riportato nel lavoro presentato nel 2008 [7], indica l'ampia potenzialità di applicazione e la lungimiranza dell'apertura verso questa tecnologia.

¹Strumento INAIL (ex ISPEL), realizzato da Università di Pisa su contratto ISPEL 42/98 e operante all'epoca presso il Laboratorio di Ricerca e Sviluppo XRD Università di Pisa, Via S. Maria, 24.

Questa lungimiranza è stata premiata nel 2014, anno internazionale della Cristallografia, di cui la Diffrazione a raggi x è il braccio sperimentale, dai risultati presentati sia a European Collaborative Creep Conference (Roma-Maggio 2014) [8], [9], sia in questo Convegno su Sicurezza e Affidabilità delle Attrezzature a Pressione (Roma – Ottobre 2014)..

2. Metodologia e tecnologia della diffrazione a raggi x

Una caratteristica ideale della tecnologia, per essere capace di osservare il fenomeno a creep, deve avere la risoluzione adatta a distinguere i diversi stati reticolari, ovvero i diversi modi di aggregazione atomica e le deviazioni da un sistema reticolare, usato come riferimento. La scala di osservazione di detta tecnologia deve essere almeno dell'ordine dei nanometri o dei decimi di nanometro. La XRD offre queste caratteristiche. Tuttavia oltre alla scala metrica è necessario superare la staticità della misura reticolare tradizionale, eseguita su provini tagliati e manipolati per ottenere il miglior risultato diffrattometrico. Quindi oltre alla tecnologia è necessario sviluppare un metodo investigativo strettamente non distruttivo che sia coerente con la dinamicità della deformazione a creep. Questa è stata messa a punto ed è tuttora in fase di evoluzione [2, 3, 8, 9, 10].

2.1 Descrizione dei provini

I provini su cui sono state eseguite misure XRD sono stati estratti da un "Tallone Saldato" in ASTM A335 P92 con saldatura centrale "butt weld" (testa-testa) di dimensione di circa 600x400 mm², nella posizione "Top Side", il luogo di estrazione sulla superficie del tallone ed attraverso la saldatura è rappresentato in Figura 1.

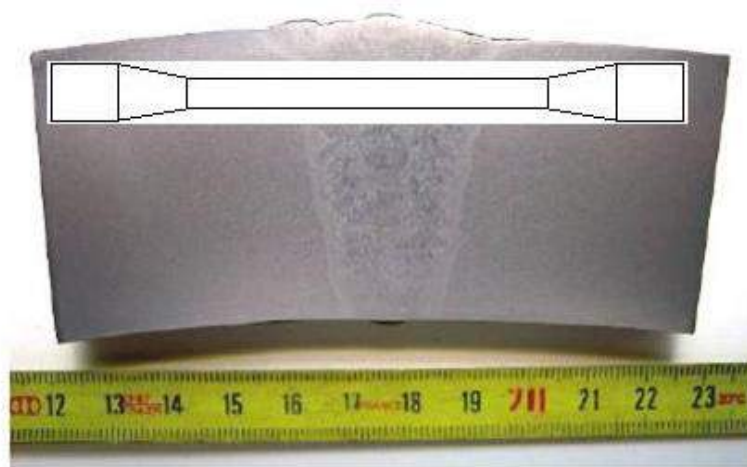


Figura 1: Immagine della sezione del tallone con raffigurato lo schema del provino tipo e della loro estrazione trasversale al cordone di saldatura



Figura 2: Provino estratto dal tallone. Lunghezza totale: 163 mm; lunghezza utile di misura: 98 mm; diametro della parte utile di misura: 10 mm

Dal tallone di Fig. 1 sono stati estratti 6 provini, questi si presentano in forma cilindrica con estremità filettate e tornitura a falde smussate che delimitano la parte utile di misura rispetto alla lunghezza totale come riportato in Figura 2.

3. Simulazione dell'invecchiamento a creep

I provini hanno subito un procedimento di invecchiamento a creep (carico di 150 MPa e temperatura di 612° costanti) a diversi tempi (ore) di carico termo-meccanico, nel grafico di seguito sono riportate le curve di scorrimento percentuale rispetto al tempo, brevemente dette "curve di creep", sperimentali di ogni provino.

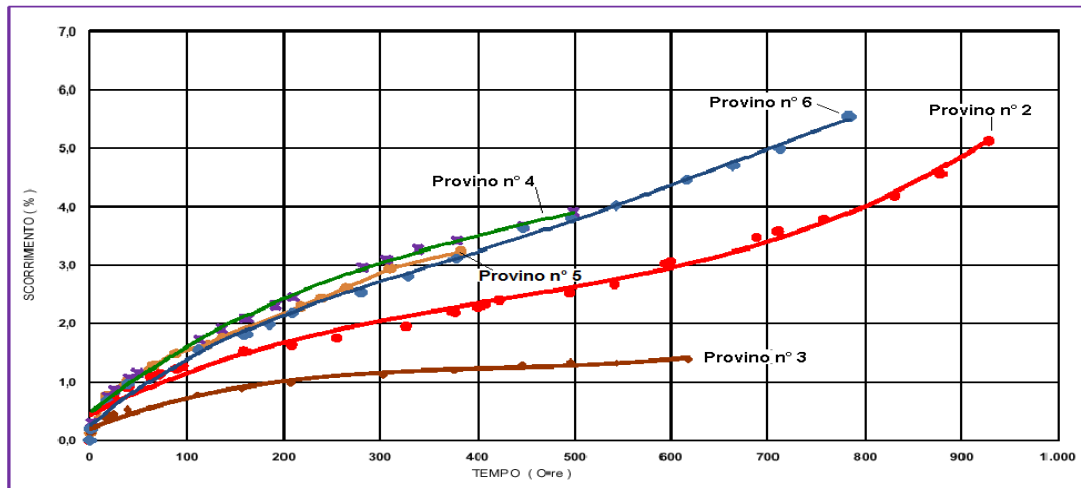


Figura 3: Curve di creep ottenute da ogni provino (per gentile concessione di Dr. Roberto Crudeli)

Provino (N°)	Soll. (MPa)	Temp. (°C)	Consumo Vita (%)
1°			Provino Vergine
2°	150	612	100
3°	150	612	61,89
4°	150	612	49,88
5°	150	612	38,21
6°	150	612	78,43

Tabella 1: Schema riassuntivo del consumo di vita da creep di ogni singolo provino

4. Misure di diffrazione a raggi x di laboratorio

Lo strumento utilizzato per le misure di diffrazione a raggi x è il diffrattometro DIFROB. Il Diffrattometro XRD invia un fascio di raggi X di energia opportuna e di lunghezza d'onda confrontabile con il passo del reticolo cristallino sul campione da esaminare e ne studia il fascio emergente. L'analisi diffrattometrica consiste nella misura di parametri caratteristici dello "spettro di risposta". Il risultato è un "Diffrattogramma", ovvero uno spettro in cui le intensità dei picchi sono funzione dell'angolo di diffrazione [1].

Lo strumento è dotato di ottica a raggi x essenziale (i.e. sorgente, detector e collimatori), movimentazione sincrona del sistema sorgente-rivelatore (i.e. $\theta:\theta$, movimentazioni di posizionamento e puntamento, [1], [2], [3]. La particolarità delle dimensioni dei provini, la loro forma cilindrica, il raggio di curvatura delle superfici laterali hanno suggerito d'introdurre una fenditura circolare (diaframma) sul fascio incidente con dimensioni del diametro di circa 1 mm con incertezza del posizionamento di 0,5 mm.

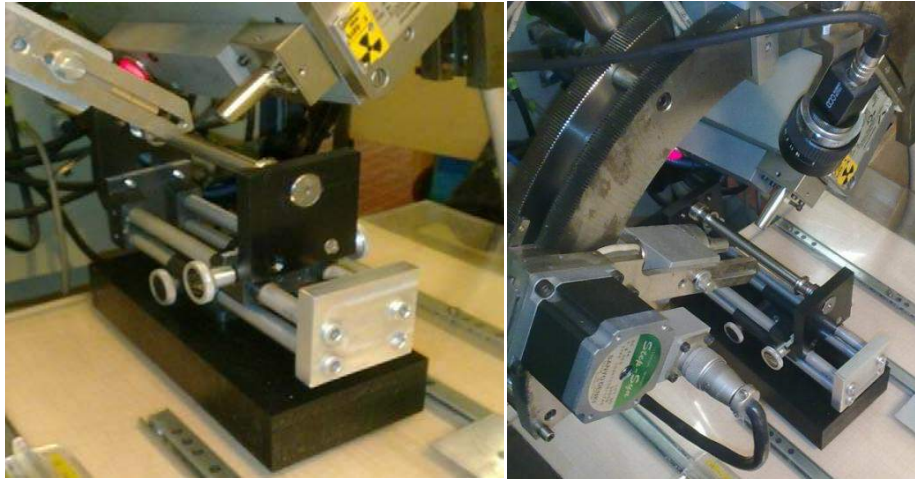


Figura 4: Immagini del porta-campione durante le fasi di raccolta dei dati; (a) posizionamento dell'unità analitica rispetto al porta-campione; in primo piano c'è la telecamera che è parte del sistema di puntamento; (b) in evidenza sono la sorgente sulla destra e il rivelatore sulla sinistra

Al fine di ridurre al minimo l'aggiunta di ulteriori incertezze di posizionamento è stato realizzato un dispositivo portacampioni a slitta derivato da un sistema di ottica a riflessione ad elevata precisione come illustrato in Figura 4 (a), (b). La Fig. 4(a) illustra il posizionamento dell'unità analitica del DIFROB rispetto al provino montato sul dispositivo portacampioni a slitta. Si riconoscono la sorgente RX in secondo piano con otturatore aperto, in fase di misura, il rivelatore e la CCD in primo piano ed il provino sottostante. Il funzionamento del portacampioni permette di tenere il provino in posizione orizzontale rispetto al piano del laboratorio e facilita l'allineamento ed il posizionamento del DIFROB. Attraverso l'uso delle rotelle superiore è possibile regolare la lunghezza del portaprovino; la rotella inferiore sposta tutto il sistema in modo longitudinale. Offre un grado di libertà al provino permettendo di superare gli ingombri dei dispositivi di raccolta dati quando si generano nella configurazione allo stato attuale. I parametri strumentali di lavoro selezionati sono riportati in Tabella 2.

Tubo RX	Cr
Filtro	Vanadio
Kv	30
mA	15
Scansioni □□□	33°-36° unità macchina
Passo di scansione	0,020°
Time per step	10 sec.

Tabella 2: Parametri strumentali

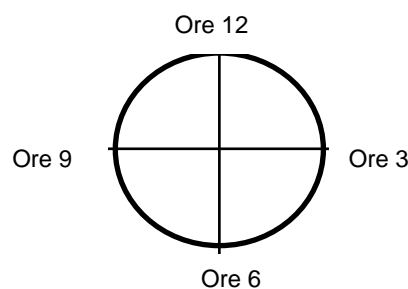


Figura 5: identificazione degli allineamenti su ogni provino seguendo lo schema orario

Su ogni provino sono stati identificati 4 allineamenti corrispondenti ai punti cardinali e riferiti come nella Figura 5. Per ogni allineamento sono state eseguite misure su punti a distanza di circa 2 mm per tutta la lunghezza dei provini.

Le Figure 6a) e 6b) mostrano un esempio di dispersione dell'intensità delle linee di diffrazione ottenute da provini con differente simulazione di invecchiamento a creep.

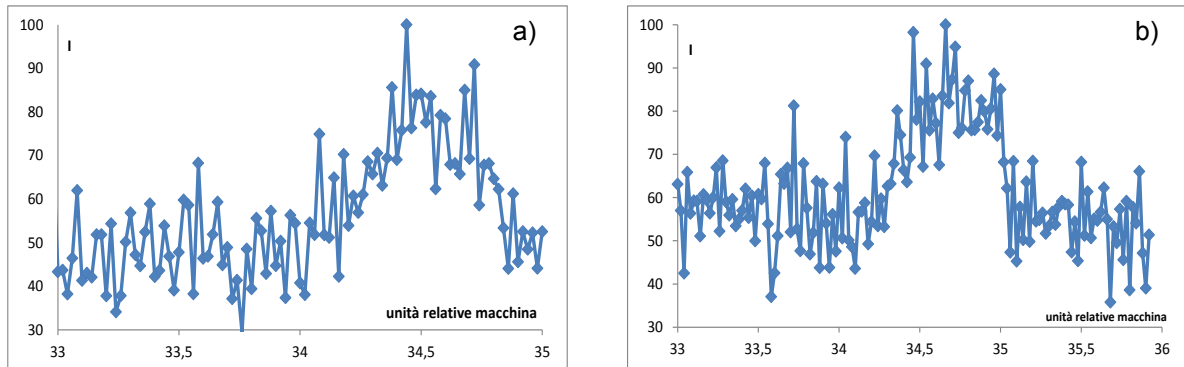


Figura 6: La Fig. 6a) riporta la distribuzione di intensità misurata sul provino numero due portato a rottura, la Fig. 6b) riporta la distribuzione di intensità misurata sul provino numero uno non trattato a creep

Per gli scopi del presente lavoro è sufficiente riconoscere la sensibilità della metodica e della tecnologia DIFROB nel rilevare da deviazione della dispersione d'intensità tra provini ottenuti con un differente trarramento a creep.

5. Approccio statistico

Sulla base dei risultati ottenuti dalle osservazioni XRD è stata eseguita una "determinazione statistica" per individuare il parametro più sensibile che sarà utilizzato come riferimento in prospettiva di una classificazione delle saldature da misure eseguite direttamente "in campo". In ogni singolo allineamento sono state prese in considerazione "tre zone" così suddivise:

1[^] ZONA: MATERIALE BASE: Pos. (-) 25 ÷ (-) 20 mm & (+) 20 ÷ (+) 25 mm

2[^] ZONA: ZONA TERM. ALTERATA: Pos. (-) 15 ÷ (-) 10 mm & (+) 10 ÷ (+) 15 mm

3[^] ZONA: ZONA FUSA: Pos. (-) 5 ÷ 0 mm & 0 ÷ (+) 5 mm

Per ogni allineamento è stata fatta una elaborazione della distribuzione del parametro "d-spacing" vs. il punto esaminato sull'asse del provino e sulla base del valore del "d-spacing" sono stati calcolati i seguenti parametri di determinazioni statistiche:

- Varianza Campionaria (**s²**) dato da $\text{Som}(X-X_m)^2/N$
- Scarto quadratico medio Campione (**s**) dato da $(\text{Som}(X-X_m)^2/N)^{0,5}$
- Errore standard medie (**Sx**) dato da $s / ((N-1)^{0,5})$
- Scarto quadratico medio della Popolaz. (**s[^]**) dato da $[(\text{Som}(X-X_m)^2)/N-1]^{0,5}$

A titolo esemplificativo, di seguito si riporta la Tabella 3 che contiene:

- i valori del parametro reticolare (d-spacing) calcolati dal θ osservato,
- i valori della sua deformazione (ϵ),
- i criteri statistici (varianza campionaria, scarto quadratico medio del campione, errore standard medie, scarto quadratico medio della popolazione) calcolati sul valore del parametro reticolare (d-spacing)

		POSIZIONI ASSIALI I° ALLINEAMENTO											N	Xm		
		-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25				
d-spacing (Å)	Ore 12	2,016	2,079	2,031	2,051	2,061	2,036	2,087	2,099	2,030	2,027	2,013	11	2,048		
epsilon	ϵ	-0,0157	0,0150	-0,0084	0,0014	0,0063	-0,0059	0,0190	0,0248	-0,0089	-0,0103	-0,0172	Somma			
scarto	$X-Xm$	-0,032	0,031	-0,017	0,003	0,013	-0,012	0,039	0,051	-0,018	-0,021	-0,035	0,000			
scarto quadr.	$(X-Xm)^2$	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,003	0,000	0,000	0,001	0,009			
		Varianza Campionaria			Scarto quadratico medio Campione			Errore standard medie			Scarto quadratico medio della Popolaz.					
		s^2			s			Sx			s^A					
		$Som(X-Xm)^2/N$			$((Som(X-Xm)^2/N)^{0,5})$			$s / ((N-1)^{0,5})$			$s^A = ((Som(X-Xm)^2/(N-1))^{0,5})$					
		0,00001			0,00263			0,00083			0,02951					
		log10			-5,16159			-2,5808			-3,0808			-1,53005		

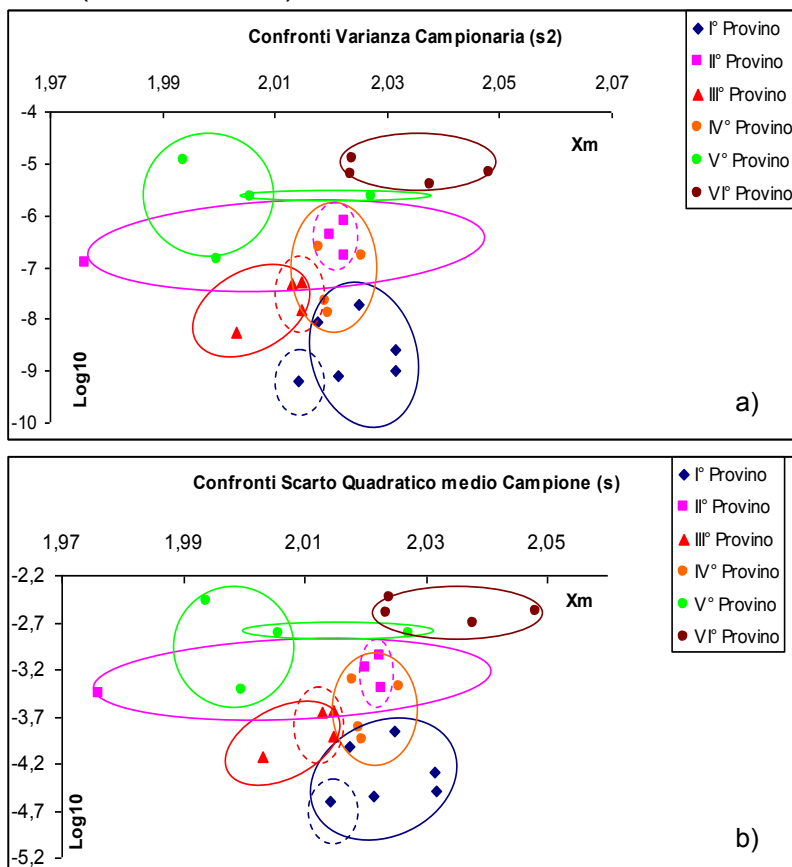
Tabella 3: Schema del calcolo delle “Determinazioni statistiche”

6. Discussione dei risultati

Dopo aver analizzati i provini della serie, in Figura 7 si riportano i grafici dei confronti delle elaborazioni statistiche.

All'interno di ogni grafico sono stati raggruppati i risultati dei 6 provini analizzati secondo il seguente schema:

- il primo provino (linea blu) è il provino “vergine”
- il secondo provino (linea rosa) è il provino portato a fine vita (rottura),
- il terzo provino (linea rossa) è invecchiato a circa il 60%,
- il quarto provino (linea arancione) è invecchiato al 50%,
- il quinto provino (linea verde) è invecchiato al 38%.
- Il sesto provino (linea marrone) è invecchiato al 78%



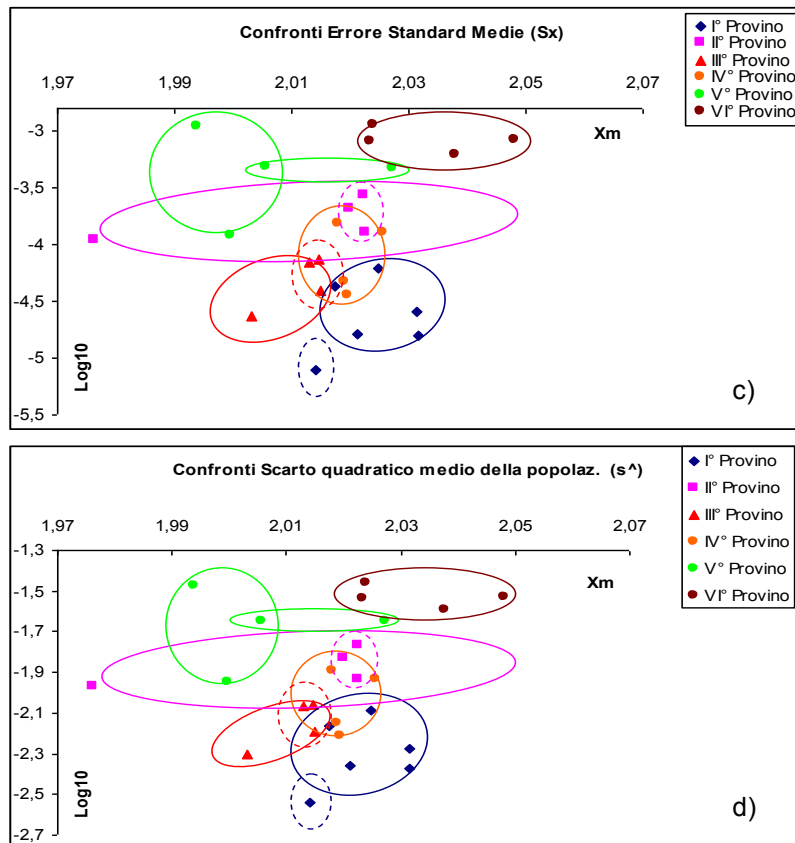


Figura 7: Risultati delle elaborazioni statistiche; (a) Confronti della Varianza Campionaria, (b) Confronti dello Scarto quadratico medio Campione; (c) Confronti dell'Errore standard delle medie; (d) Confronti dello Scarto quadratico medio della Popolaz.

Nel complesso della statistica si riconoscono regolarità ed anomalie. Le regolarità sono riportate con un raggruppamento con linea tratteggiata e dello stesso colore dell'insieme di appartenenza.

Provino n°1 linea blu tratteggiata, il punto indicato è relativo al 1° allineamento e dotato di maggiore omogeneità di raccolta dei dati. Per questo è utilizzato come punto di riferimento relativo.

Provino n° 2 linea rosa tratteggiata, i tre punti indicati sono relativi a 1°, 2° e 4° allineamento. L'allineamento n°3 ha evidenziato ondulazioni nei valori del d-spacing intorno a valori significativamente più bassi degli altri ed in particolare una modesta variazione del d-spacing tra 10 e 14 mm dal centro del provino.

Provino n°3 linea rossa tratteggiata, i tre punti indicati sono relativi a 1°, 2° e 3° allineamento. L'allineamento n°4 ha evidenziato un andamento tendenzialmente decrescente del d-spacing. L'allineamento n°1 ha evidenziato un andamento crescente del d-spacing tra 10 e 14 mm dal centro del provino e contrario agli altri. Questa anomalia non altera la sua coordinata nella rappresentazione ($\log_{10}(s^2)$, X_m).

Provino n°4 linea arancione tratteggiata, il provino presenta una maggiore uniformità rispetto agli altri fin qui analizzati. Tuttavia riconosciamo una maggiore coerenza del 1° e 2° allineamento rispetto agli altri. Tale coerenza deriva da un andamento coerente dei valori di d-spacing.

Provino n°5 linea verde, presenta un unico punto che devia significativamente dalla media. La larga distribuzione dell'intensità che si osserva in generale e che è riportata in Fig. 6

come esempio indica che le metodiche di analisi del segnale oggi possibili sono in grado di risolvere questa apparente anomalia.

Provino n°6 linea marrone, presenta riconosciamo una maggiore coerenza del 3° e 4° allineamento, rispetto al 1° e 2° allineamento.

7. Nuovi concetti per un possibile documento di norma sui materiali di riferimento

Lo sviluppo dell'attività DRX come descritta fin qui ha dimostrato che la classificazione correntemente adottata per i materiali di riferimento non si adatta al metodo DRX in generale e con particolare evidenza quando questo viene usato come metodo non distruttivo. Il concetto di base dei materiali di riferimento distingue molto semplicemente i materiali di riferimento rispetto ai materiali generali per la loro proprietà di essere disponibili in larga quantità omogeneità, conservabilità in modo stabile e tracciabile. Tra questi materiali di riferimento quelli che sono accompagnati da un certificato (CRM) acquistano anche un valore legale. Quando si utilizza la diffrazione a raggi x e quando la diagnosi scende nei valori di scala le prestazioni dello strumento e le caratteristiche del materiale diventano sempre più importanti; ne segue che diventano indispensabili diversi gradini di confronto; per ognuno di questi è necessario un riferimento; per tutto questo è in fase di studio una revisione della classificazione dei materiali di riferimento che tenga conto di queste maggiori esigenze.

Nel caso specifico, riportato in questo lavoro, possiamo identificare un campione di Silicio CRM in polvere oppure un silicio orientato per la verifica di allineamento e monitoraggio delle prestazioni dello strumento; l'utilizzo nel tempo di un campione di questi tipo indica l'invarianza delle curve caratteristiche dello strumento. Il tallone da cui è stato estratto il provino è riferimento per le variazioni di prestazione dello strumento su quei particolari campioni. Lo stesso tallone è a sua volta riferimento delle proprietà di altri talloni. Il provino non trattato a creep, estratto dal tallone serve per identificare le deviazioni di prestazione dello strumento rispetto al tipo di materiale e di provino. Il provino non trattato a creep è un riferimento per i provini invecchiati. Ogni provino invecchiato è riferimento delle proprietà di un materiale generico per quel livello d'invecchiamento.

8. Conclusione

Il presente lavoro riporta sull'attività sviluppata per investigare la sensibilità della metodica NDT-XRD per il comportamento a creep di provini di acciaio ASTM A335 P92 saldato. I provini analizzati sono stati ottenuti da un unico blocco saldato e qualificato di buona qualità rispetto alle norme sulla saldatura di riferimento (WPS). I provini hanno subito un procedimento di invecchiamento a creep (carico di 150 MPa e temperatura di 612° costanti) a diversi tempi (ore) di carico termo-meccanico. Lo strumento utilizzato per le misure di diffrazione a raggi x è il DIFROB. Gli spettri di diffrazione raccolti in termini di intensità vs. θ sono stati elaborati risolvendo l'equazione di Bragg in "d". Sono poi stati sottoposti ad una analisi statistica al fine di identificare i parametri più significativi per classificare il comportamento a creep e darne un possibile ordinamento. Questa analisi ha permesso di identificare per ogni provino la presenza di effetti sistematici, oltre ad una ragionevole relazione con i dati scorrimento percentuale vs. invecchiamento. La presenza di detti effetti sistematici suggerisce il metodo della loro riduzione ed indica la potenza della metodica XRD nell'analisi precoce del creep.

La sensibilità nell'identificare le deviazioni della distribuzione d'intensità come riportate nelle Fig. 6a) e 6b) indica che l'applicazione delle metodiche di analisi del segnale e d'interpretazione, ormai note, risolvono il problema della classificazione delle saldature eseguite direttamente in campo.

Ringraziamenti

Ringraziamenti vanno al Dr. Roberto Crudeli per gli interessanti scambi di opinioni. Il lavoro è stato condotto con spirito di collaborazione scientifica tra Università di Pisa XRD-Tools s.r.l. e CND Service s.r.l.

9. Bibliografia

- [1] G. Berti, A. Nicoletta, G. Augugliaro, F. De Marco, M. Pellizzon, A. Sofia, "Analisi non distruttive in campo mediante diffrazione a raggi x (xrd), Sicurezza e Affidabilità delle Attrezzature a Pressione (SAFAP 2006), 5-6 Aprile, Roma, 2006
- [2] G. Berti, A. Nicoletta, F. De Marco, A. Tonti, G. Augugliaro, D. Pincioli, "Il metodo XRD per l'osservazione di fenomeni alla scala nanometrica: comportamento a creep e sua propagazione", Sicurezza e Affidabilità delle Attrezzature a Pressione (SAFAP 2008), 12-13 Giugno, Cagliari, 2008
- [3] G. Berti, F. De Marco, D. Pincioli, Efficacia Ispettiva e solidità della metodica "XRD in loco" per il rilevamento di potenziali fenomeni a creep. In: Sicurezza e affidabilità delle attrezzature a pressione SAFAP2010, pagg. 146-153, 2010
- [4] G. Berti, F. De Marco, D. Pincioli, E. Gariboldi, (2012), Osservazioni da Diffrazione a raggi x e da durezza nello studio dei fenomeni a creep, Sicurezza e affidabilità delle attrezzature a pressione SAFAP2012, ISBN 978-88-7484-230-8, 2012
- [5] G. Berti, F. De Marco, G. Augugliaro, A. Nicoletta, "Stato di recepimento e di sviluppo al CEN della normativa europea XRD", Sicurezza e Affidabilità delle Attrezzature a Pressione (SAFAP 2008), 12-13 Giugno, Cagliari, 2008
- [6] G. Berti, F. De Marco, E. Tolle, Tecnologie diffrattometriche alla nanoscala: nuove frontiere di sviluppo e normazione. In: Sicurezza e affidabilità delle attrezzature a pressione SAFAP2010, pagg. 546-556, 2010
- [7] G. Berti, A. Nicoletta, F. De Marco (2008), "Analisi non distruttiva di una piastrina di Allumina", Sicurezza e Affidabilità delle Attrezzature a Pressione (SAFAP 2008), 12-13 Giugno, Cagliari, 2008
- [8] G. Berti, F. De Marco (2014), "Experimental creep degradation curve from p92 grade steel by on site x-ray diffraction", 3rd International ECCC- Creep & Fracture Conference, May 5-7 Rome, 2014
- [9] G. Berti, De Marco, E. Gariboldi , K. Naumenko, (2014), "Sensitivity of on-site x-ray diffraction technology to detect creep phenomenon", 3rd International ECCC- Creep & Fracture Conference, May 5-7 Rome, 2014
- [10] G. Berti, (2014), "The lattice anisotropic model of creep phenomenon", 3rd International ECCC- Creep & Fracture Conference, May 5-7 Rome, 2014.

La verifica d'integrità mediante ispezione visiva delle membrature interne di un generatore di vapore a tubi di fumo e applicazione del D.P.R. 177/2011

G. A. Zuccarello*, L. Di Donato**, R. Melloni***, A.P. Bacchetta****

*INAIL - UOT CVR Bologna

**INAIL - DIT

***Università degli Studi di Modena e Reggio Emilia/Centro di Ricerca Interdipartimentale sulla Sicurezza e Prevenzione dei Rischi (C.R.I.S.)

****GTechnology Fondazione Organismo di Ricerca - Modena

Sommario

Il presente lavoro prende in esame i problemi associati all'accesso all'interno delle attrezzature a pressione e, in particolare, nei generatori di vapore a tubi di fumo (soggetti a verifica biennale) per eseguire l'ispezione visiva del focolare e delle membrature interne, operazione quest'ultima per la quale l'ispettore deve normalmente accedere attraverso un passo d'uomo ellittico delle dimensioni di 300×400 mm e operare in un ambiente con dimensioni ristrette. Tale attività, in base al D.P.R. 177 del 2011, ricade nell'ambito delle attività in ambienti sospetti di inquinamento o confinati. L'obiettivo della ricerca in corso è verificare se sia possibile, mediante l'adozione di metodi di analisi delle cause comuni di guasto, come la Risk-based Inspection (RBI), porre le basi per il superamento della logica deterministica legata a visite periodiche su base temporale fissa, a favore di valutazioni su base statistica. Se nell'ambito del Sistema Informativo Nazionale Prevenzione - SINP - fosse reso disponibile l'accesso a un'aggiornata banca dati relativa alle attrezzature a pressione installate, suddivise per tipologia e caratteristiche di esercizio, sarebbe possibile valutare la possibilità di ridurre la frequenza d'intervento di operatori all'interno del corpo di caldaia, limitando in tal modo l'esposizione al rischio connesso all'accesso dei verificatori e degli eventuali soccorritori.

Ringraziamenti

Un ringraziamento particolare all'Ing. Vittorio Notari¹, per il rilevante contributo nella fase di ricerca documentale e alla Società Cannon Bono Energia S.p.A. per le attrezzature messe a disposizione per le prove.

1. Introduzione

Tra i vari adempimenti che la normativa cogente dispone a carico del datore di lavoro, vi è anche la messa a disposizione dei lavoratori di attrezzature di lavoro conformi alle specifiche disposizioni legislative e regolamentari di recepimento delle direttive comunitarie di prodotto e idonee al lavoro da svolgere (D.Lgs. 81/08 Titolo III art. 70 e 71). Le attività comprendono sia un'idonea manutenzione in grado di garantire nel tempo la permanenza dei requisiti di sicurezza sia, per le attrezzature di lavoro riportate in allegato VII (tra cui le attrezzature a pressione/insiemi), l'effettuazione delle verifiche periodiche, con la frequenza indicata nel medesimo allegato, volte a valutarne l'effettivo stato di conservazione e di efficienza ai fini della sicurezza. Nel caso specifico dei generatori di vapore a tubi di fumo, con riferimento a quanto previsto dal D.M. 329/2004 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del D.Lgs. 25 febbraio 2000, n. 93", sono previste delle

¹ Direttore Servizio Sicurezza Impiantistica Antinfortunistica Azienda Unità Sanitaria Locale - Reggio Emilia,

specifiche verifiche di riqualificazione periodica che sono (art. 10 c2) le verifiche d'integrità (come definite all'articolo 12) e le verifiche di funzionamento (come definite all'articolo 13). Per i generatori di vapore a tubi di fumo, ogni due anni si procede alla verifica visiva interna, operazione che, nel suo complesso, è un'attività che rientra tra quelle previste dal D.P.R. 177/2011 (qualificazione delle imprese che operano in ambienti confinati e/o sospetti di inquinamento) e il cui livello di rischio, considerata l'estrema difficoltà delle eventuali operazioni di salvataggio in caso d'infortunio o malore del verificatore, prevede l'adozione di una particolare attenzione. Il problema dell'accesso nelle attrezzature a pressione è attualmente oggetto di studio anche presso il comparto specialistico Serbatoi e Spazi Angusti del comitato settoriale Materie Prime e Industria Chimica della DGUV², che ha chiesto l'intervento della KAN³ per ottenere che, nelle norme e nella promemoria AD2000⁴ siano fissate, in merito alle aperture di accesso, delle dimensioni minime maggiori di quelle ora previste [1]. In attesa che le norme di riferimento e i codici di calcolo consentano di trovare una soluzione progettuale al problema, si tratta di definire adeguate modalità operative per gestire il problema, sia con riferimento al parco apparecchi attualmente installato, sia in relazione a quelli che saranno installati nei prossimi anni fino all'auspicabile modifica delle dimensioni degli accessi.

2. La visita interna nell'ambito della riqualificazione periodica

Certamente l'esame visivo riveste carattere di assoluta importanza nel campo della sicurezza delle attrezzature a pressione: infatti, esso consente di rilevare, con semplicità e

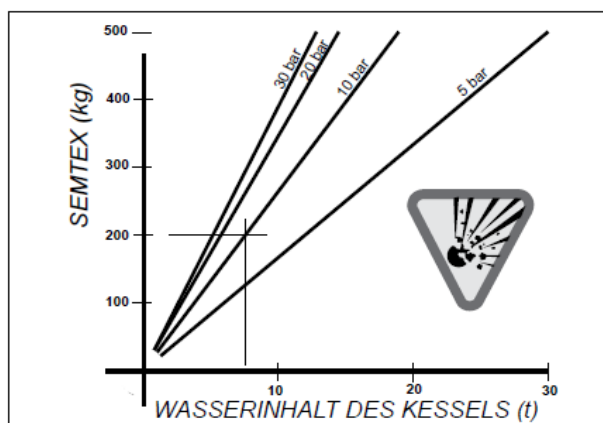


Figura 1: equivalenza potere distruttivo

rapidità, la maggior parte dei difetti superficiali e di formulare un giudizio generale sui livelli di qualità costruttiva [2]. In particolare l'esame visivo interno deve essere condotto in modo sistematico da un'estremità all'altra dell'attrezzatura a pressione e, man mano che si avvanza all'interno dell'apparecchio, l'operatore può quindi effettuare l'esame visivo dello stato di conservazione delle attrezzature verificando la presenza di evidenti segni di difettosità quali cricche, corrosioni, erosioni, alterazioni di forma, bugne (blister), piccole cavità superficiali (pitting), ecc. Qualsiasi indicazione rilevata sulla superficie esaminata e riconducibile a discontinuità è quindi identificata per tipologia (interpretazione) e valutata (classificazione) in relazione alla sua severità (livello di rischio connesso) e/o agli specifici criteri di accettabilità o di valutazione [3]. L'importanza dell'identificazione precoce di eventuali difetti deriva dalla considerazione che nei generatori di vapore, l'elevata energia immagazzinata, la notevole temperatura di lavoro delle lamiere del corpo a pressione, fanno sì che un'eventuale anomalia possa rapidamente evolvere in una

² DGUV - Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung è l'associazione delle istituzioni di assicurazione infortuni per i settori industriali e pubblici

³ KAN - Kommission Arbeitsschutz und Normung - La Commissione per la Salute e Sicurezza sul Lavoro (OH&S) e di normalizzazione, ha lo scopo di osservare il processo di normalizzazione e di garantire che le norme dei produttori dedichino sufficiente attenzione alle esigenze di OH&S. E' stata fondata nel 1994

⁴ Il codice di norme AD2000 Code of practice for pressure vessels è predisposto dal German Pressure Vessel Association e può essere applicato per soddisfare i requisiti essenziali di sicurezza contenuti nella direttiva 97/23/CE (Pressure Equipment Directive), principalmente per le valutazioni di conformità in accordo ai moduli G e B+F .

rottura, con conseguente pericolo di scoppio per il fortissimo aumento di volume dovuto all'improvvisa vaporizzazione dell'acqua. Una caldaia a vapore ha il potenziale di una bomba: se si riporta su un grafico in ascisse il contenuto d'acqua e in ordinate la quantità di esplosivo in grado di generare l'equivalente effetto distruttivo, indicando con le linee inclinate nel diagramma le varie pressioni di esercizio, ci si può rendere conto dell'elevato potere distruttivo potenziale di questi sistemi. Nell'esempio in figura, un normale generatore di vapore con un contenuto d'acqua di otto tonnellate, con una pressione di esercizio di 10 bar, corrisponde a 200 kg di esplosivo⁵ equivalente a una bomba d'aereo della seconda guerra mondiale [4] e gli esempi di tale potere distruttivo, purtroppo non mancano.



Foto 1-2: Generatore di vapore esploso (BG - Italia) nov. 2011

Ciò che peraltro si richiede a livello normativo è anche di garantire la sicurezza degli operatori che accedono all'interno delle attrezzature per l'ispezione visiva, quindi, sarebbe opportuno avviare una riflessione sulle modalità di accesso nelle attrezzature a pressione, considerando metodiche di verifica alternative, in grado di garantire un livello di sicurezza equivalente. In altre parole analizzare, ad esempio nel caso dei generatori di vapore a tubi di fumo, giacché oggetto del lavoro di ricerca in corso, ma comunque per qualsiasi attrezzatura a pressione, se sia possibile eseguire la verifica d'integrità prevista nell'ambito delle verifiche periodiche di riqualificazione attraverso tecniche che consentano di evitare, o almeno ridurre, la necessità di accesso all'interno delle attrezzature.

3. Il problema dell'accesso e delle eventuali operazioni di salvataggio

Per compiere l'esame visivo, è necessario che l'operatore, utilizzando l'apposita scala, raggiunga il ballatoio di servizio e s'introduca all'interno del corpo dell'attrezzatura passando attraverso il passo d'uomo posto sulla parte superiore del mantello cilindrico che è di forma ellittica avente le dimensioni di 300×400 mm. Come si può vedere dalla foto 5 (generatore di vapore a tubi di fumo con potenzialità di tre t/h), lo spazio a disposizione per muoversi è limitato e sulla parte superiore sono presenti valvole, tubazioni, oltre agli attacchi degli strumenti e delle valvole di sicurezza che rendono ancora più disagiata l'operatività del verificatore. La configurazione interna dell'attrezzatura differisce da costruttore a costruttore in funzione del numero di giri di fumo e se il fondo è umido o secco. Alcune tipologie costruttive prevedono la posizione del focolare nella parte inferiore della piastra tubiera, quindi, inserito completamente all'interno del fascio tubiero (caso A di fig. 2), mentre altre



Foto 3

⁵ Il Semtex è un esplosivo al plastico di brevetto cecoslovacco, usato dall'ex Armata Rossa ed in generale dalle forze armate del disciolto Patto di Varsavia

tipologie ne prevedono il posizionamento più in alto (caso B di fig. 2). Queste differenze si traducono in maggiori o minori spazi a disposizione per muoversi all'interno dell'attrezzatura, in quanto si presentano altezze differenti tra il piano di calpestio e la volta superiore dell'apparecchio. Nel presente lavoro non ci occuperemo in dettaglio del tema che sottende all'intera questione dell'accesso nei generatori di vapore a tubi di fumo e più in generale nelle attrezzature a pressione⁶, ma si rileva che, in attesa di una sostanziale modifica dei codici di calcolo degli apparecchi a pressione che preveda l'adozione standardizzata di aperture di accesso con misure maggiori e di una consolidata applicazione di una forma di controllo alternativa all'ispezione visiva interna, è stato avviato in ambito Europeo il progetto Petrobot, che punta a sviluppare robot capaci di sostituire l'uomo nelle ispezioni degli apparecchi a pressione e delle cisterne di stoccaggio, mediante lo sviluppo di attrezzature che sono ampiamente utilizzate nell'industria petrolifera, gasiera e petrolchimica⁷.

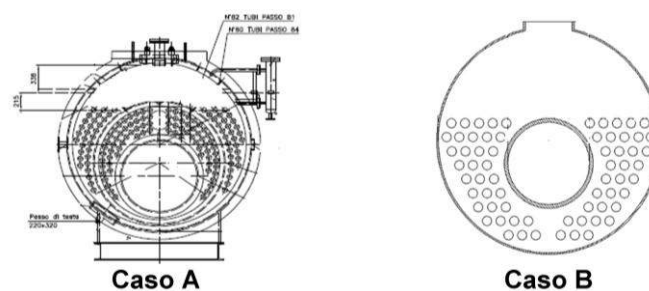


Figura 2: Schemi di alcune tipologie costruttive di caldaie a tubi da fumo

In attesa che i robot ci consentano di dare una risposta applicativa anche agli adempimenti previsti dal DPR 177/2011, l'unica strada in questo momento percorribile, per visionare le membrature interne e raggiungere le piastre tubiere, prevede che l'operatore debba



Foto 4

muoversi all'interno dell'apparecchio in posizione prona, strisciando lungo il piano costituito dal fascio tubiero e la parete esterna del bruciatore, appoggiando il peso del corpo sui gomiti e sulle ginocchia, che sono mossi alternativamente per avanzare, e ponendo attenzione alle sporgenze presenti. E' evidente che, per compiere tutte le operazioni previste, è necessario che l'ispettore si muova all'interno dell'intero volume ispezionabile, attività che comporta anche uno sforzo fisico rilevante effettuato in un ambiente angusto e in condizioni ergonomiche disagiati. A riguardo, bisogna ricordare che non esiste, a oggi, uno specifico e condiviso profilo d'idoneità medica per coloro che svolgono questo tipo di attività, quindi, i Medici Competenti delle varie organizzazioni decidono in modo autonomo se un lavoratore è idoneo o meno a svolgere tale attività. A livello internazionale, invece, sono presenti diverse indicazioni che definiscono specifici limiti fisici per operare in tali ambiti, ovvero si verifica che il soggetto sia in buona salute, non presenti disabilità tali da comprometterne la sicurezza durante il

⁶ In altre parole sulla possibilità di poter o no garantire il rispetto di quanto previsto dall'art. 66 del D.Lgs. 81/08 che richiede la presenza di un'apertura di accesso con dimensioni tali da poter consentire l'agevole recupero di un lavoratore privo di sensi in presenza di un'apertura di 300x400 mm.

⁷ L'obiettivo dichiarato del progetto è d'individuare strumenti d'ispezione specializzati in grado di consentire l'individuazione di eventuali danni semplificando le operazioni e consentendo anche una minore esposizione del personale a condizioni potenzialmente pericolose.

lavoro e possieda un'adeguata forma che possa consentirgli di affrontare gli sforzi e le sollecitazioni che derivano da questo tipo di attività (es. forza, agilità e coordinazione, dimensioni antropometriche, indice massa corporea, ecc.). Evidentemente il problema della garanzia dell'accesso in sicurezza non è nato con il D.Lgs. 81/08 giacché, da sempre, prima i funzionari ANCC e poi ISPEL (oggi INAIL) hanno eseguito puntualmente le verifiche interne delle attrezzature. E' però vero che, ad acuire il problema sul versante pubblico, oltre alla pubblicazione del DPR 177/2011, concorrono oggi due condizioni apparentemente non collegate al tema ambienti sospetti di inquinamento o confinati: la riforma Fornero e il blocco del turnover nella pubblica amministrazione; la loro combinazione, elevando di fatto l'età per l'accesso al trattamento di quiescenza per tutti i lavoratori e non consentendo un ricambio generazionale tra i tecnici addetti, pone oggi le ASL, le Agenzie regionali per l'ambiente (ARPA)⁸ o i Soggetti Abilitati⁹, nella condizione d'impiegare e/o mantenere in servizio per l'effettuazione delle verifiche (anche interne) delle attrezzature a pressione, personale tecnico in età avanzata che non può essere sostituito (come avveniva in passato) da giovani neoassunti, con conseguente possibile incremento delle situazioni di rischio legate all'affaticamento e/o alla diminuzione delle capacità fisiche del verificatore. Che sia eseguito direttamente dall'Organo di vigilanza (ASL o ARPA) o dai soggetti pubblici o privati abilitati, si prevede che il datore di lavoro utilizzatore che richiede la verifica dell'attrezzatura a pressione, debba mettere a disposizione del verificatore il personale occorrente sotto la vigilanza di un preposto e i mezzi necessari per l'esecuzione delle operazioni stesse, esclusi gli apparecchi di misurazione. Posto che, per l'effettuazione dell'attività prevista, solitamente l'ispettore si presenta da solo, resta il problema di definire chi debba predisporre quanto previsto dal D.P.R. 177/2011 (che in prima lettura il D.M. 11/04/2011 sembra porre integralmente a carico dell'utilizzatore) in relazione all'elaborazione delle procedure di lavoro, l'apprestamento delle attrezzature di protezione e salvataggio e la presenza della squadra di emergenza, ecc..) per garantire la sicurezza del verificatore che s'introduce



Foto 5: Corpo caldaia

nell'apparecchio per compiere il controllo. In questo contesto, evidentemente complesso e molto articolato, s'inseriscono le attività del laboratorio di ricerca avviato presso il Centro di Ricerca Interdipartimentale sulla Sicurezza e Prevenzione dei Rischi (C.R.I.S.) dell'università di Modena e Reggio Emilia, nell'ambito del quale, in occasione di una recente tesi [5], sono state eseguite prove di accesso utilizzando un'attrezzatura dismessa messa a disposizione da un costruttore presso la propria officina. Nello specifico, è stato utilizzato un generatore di vapore a due giri di tubi di fumo della potenzialità di 4 t/h di vapore funzionante a 15 bar

(lunga circa 6 metri, diametro del corpo cilindrico 1,9 m con un diametro del focolare pari a 700 mm e posizionato come indicato nel caso "B").

Durante le verifiche è stata analizzata l'operazione d'ingresso/uscita dall'attrezzatura, per individuare quali siano le principali difficoltà che un operatore riscontra mentre esegue tale operazione. Nello sviluppo delle future attività del laboratorio, saranno valutate anche le difficoltà di movimento e le componenti ergonomiche delle attività condotte durante l'ispezione visiva interna. Saranno, inoltre, oggetto di studio le possibili manovre di

⁸ Nelle regioni dove sono state attribuite loro tali funzioni.

⁹ Soggetti pubblici o privati abilitati e iscritti nell'elenco di cui al comma 4 dell'art. 2 del D.M. 11/04/2011 che, nel caso specifico, devono essere abilitati alle verifiche delle attrezzature che rientrano nel gruppo GVR – Gas – Vapore – Riscaldamento.

emergenza necessarie per definire una procedura operativa applicabile durante l'estricazione dall'interno dell'attrezzatura di un operatore privo di sensi. Per salire in sommità alla caldaia è stata utilizzata un'impalcatura con ruote che è stata stabilizzata al terreno mediante l'utilizzo di perni montati sull'impalcatura stessa. Si è inoltre richiesta la collaborazione di un addetto alla produzione in possesso di adeguata esperienza nella procedura d'ingresso da quel tipo di passo d'uomo e con caratteristiche fisiche tali da agevolare l'operazione d'ingresso/uscita attraverso il passo d'uomo. L'operatore, ripreso in Foto 6, è caratterizzato fisicamente dalle seguenti misure: altezza 1.65 m, peso 50 kg, taglia 44, larghezza spalle 48 cm.



Foto 6: Operatore pronto all'ingresso

La sequenza delle operazioni per accedere all'interno dell'attrezzatura è riportata di seguito in Foto 7. Come si può notare dalle immagini l'operatore si pone in piedi all'interno del passo d'uomo appoggiando i piedi sul focolare centrale, poi procede inserendo gradualmente il busto fino all'altezza delle ascelle. A questo punto solleva le braccia che si racchiudono attorno alla testa e completa l'ingresso. Una volta entrato per muoversi all'interno della caldaia per raggiungere i vari punti di controllo, l'operatore è obbligato a strisciare oppure muoversi a carponi.



Foto 7: Sequenza dell'ingresso nell'attrezzatura

Per quanto riguarda l'uscita, Foto 8, il procedimento è inverso. Prima di uscire, l'operatore ha controllato che l'imbrago non fosse incastrato in qualche elemento interno dell'attrezzatura. Come si vede dalle immagini, fa uscire prima la testa, poi spinge con i piedi tenendo le braccia il più possibile aderenti al corpo. Quando anche le spalle e buona parte del busto sono usciti, l'operatore estrae le braccia e si spinge utilizzando la forza delle braccia, sedendosi poi sul bordo del passo d'uomo.



Foto 8: Sequenza dell'uscita dall'attrezzatura

In alternativa l'operatore ci ha mostrato anche un differente metodo per l'uscita che consiste nel portare fuori un braccio prima della testa per agevolare l'uscita del busto e dell'altro braccio. In caso di emergenza, non è possibile pensare di effettuare il salvataggio dell'operatore tirandolo direttamente dall'esterno (Non-Entry Rescue) considerato che sussistono dei limitati spazi di manovra e che non è possibile escludere che parti dell'abbigliamento possano restare impigliate contro elementi strutturali o accessori interni all'attrezzatura. Si rende, quindi, necessario l'ingresso di un soccorritore che, una volta

valutate e stabilizzate le condizioni generali dell'infortunato, con l'aiuto dei colleghi rimasti all'esterno, possa estrarre il soggetto dall'interno dell'attrezzatura. Si tratta di operazioni di un'elevata complessità e che richiedono l'intervento di personale esperto, adeguatamente formato e addestrato che possa applicare una procedura specifica studiata per questo tipo di interventi.

4. Difettosità delle attrezzature a pressione e la Risk-based Inspection

Un'attrezzatura a pressione deve poter garantire la sicurezza di utilizzo sin dalle prime fasi progettuali, che devono essere tali da garantire che i materiali e le modalità costruttive resistano alle pressioni e temperature elevate, come pure al contatto con composti corrosivi contenuti e all'ambiente esterno ostile. A livello europeo, ogni nazione da tempo dispone di codici per la progettazione, la costruzione e l'esercizio degli apparecchi in pressione e, per uniformare il settore delle apparecchiature in pressione, la Commissione

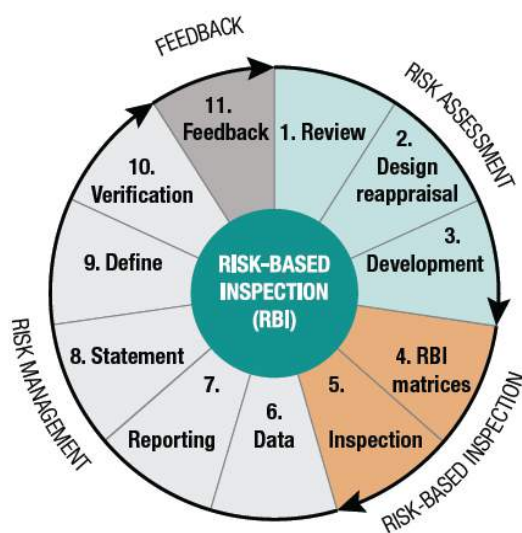


Figura 3 [9]

Europea ha pubblicato la Direttiva 97/23/CE, nota come Direttiva PED. La legislazione italiana ha recepito questa Direttiva il 25 febbraio 2000 con il Decreto legislativo n°93 cui è seguito il Regolamento di attuazione con il D.M. 329/2004. I codici per la sicurezza degli apparecchi in pressione, tuttavia, non considerano, in modo specifico, i problemi legati alla sicurezza degli operatori che devono accedere all'interno delle attrezzature a pressione per compiere le attività previste¹⁰. Considerato quanto esposto nel paragrafo precedente, in attesa di modalità operative alternative, potrebbe rivelarsi utile adottare metodologie di valutazione statistica affidabili che consentano di ridurre la frequenza delle

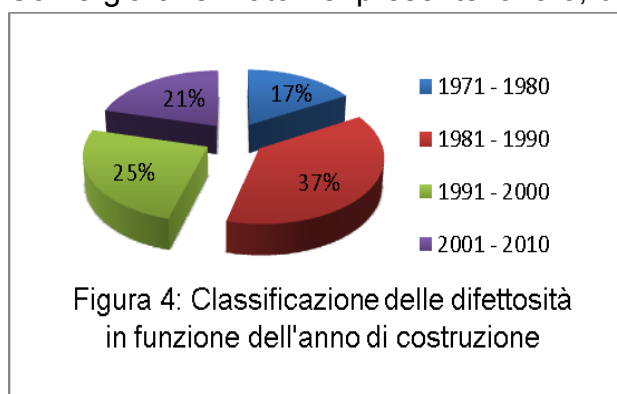
visite interne. Una metodologia che permette di programmare l'attività ispettiva sulla base delle valutazioni di rischio denominato Risk-based Inspection (RBI) [6] sviluppato dall'American Petroleum Institute (API), è uno strumento di analisi e gestione del rischio in grado di fornire una valutazione più approfondita dei rischi connessi con il funzionamento di attrezzature in pressione e, attualmente, è applicato in molti siti industriali [7]. Essa consente di utilizzare le tecniche di analisi del rischio per razionalizzare la frequenza degli interventi ispettivi/manutentivi sulle apparecchiature a pressione. La metodologia presuppone una capacità organizzativa e gestionale e una disponibilità di risorse che non si trova facilmente in molti settori industriali e, nel progetto RIMAP, è stato compiuto uno sforzo per trasferire al contesto europeo i concetti della RBI, estendendoli campo di applicazione a settori industriali diversi da quello petrolifero [8]. Disponendo di un'adeguata base dati, le varie attrezzature possono essere classificate sulla base del tipo di danno che ci si può attendere e sulla base del livello di rischio loro associato; in questo modo è possibile l'ottimizzazione dei programmi ispettivi, uscendo dallo schema deterministico usualmente applicato (verifiche periodiche a scadenza fissa). Il comma 5 dell'art. 10 del DM 329/04 concede la possibilità di adottare periodicità differenti da quelle

¹⁰ Linea Guida EV ISPESL punto 9.3: Esecuzione dell'esame visivo in sicurezza – Nell'effettuare l'EV delle attrezzature o elementi, il personale è esposto a pericoli derivanti sia dall'attività specifica sia dal contesto. Al fine di minimizzare i rischi occorre predisporre le opportune misure di prevenzione degli infortuni in conformità alle disposizioni di legge o prescrizioni normative in materia di sicurezza sul lavoro.

elencate nelle tabelle di cui agli allegati A e B, qualora le nuove periodicità garantiscano un livello di protezione equivalente o si riferiscano a casi e tipologie di attrezzature specifiche, pur non andando in contrasto con le istruzioni d'uso del fabbricante. In ogni caso, le nuove periodicità devono essere supportate da uno studio specifico del quale occorre produrre idonea relazione. Evidentemente la RBI consente di ottenere risultati adeguati in termini di riduzione della frequenza d'ispezione, ma presenta dei punti di vulnerabilità principalmente legati alla necessaria presenza di informazioni adeguate sia in termini quantitativi che qualitativi anche in relazione alle condizioni di esercizio delle attrezzature [9].

Sebbene note queste limitazioni, gli studi sulla RBI appaiono particolarmente idonei per comprovare livelli di protezione equivalenti nell'utilizzo di periodicità alternative per le ispezioni di legge e rappresentano un criterio oggettivo e universalmente condiviso che consente di esprimere la valutazione dello stato di conservazione di un componente attraverso la possibilità di valorizzare le ispezioni condotte in precedenza laddove risultino efficaci nei confronti dei meccanismi di danno attesi sulle attrezzature [10]. A livello nazionale, è di rilievo la recente pubblicazione Norma UNI/TS 11325-8:2013¹¹ che fornisce le indicazioni per la definizione della periodicità d'ispezione delle attrezzature a pressione sulla base della valutazione del rischio legato all'effettivo stato di conservazione ed efficienza delle attrezzature stesse.

Nel presente lavoro è stata, inizialmente, effettuata una ricerca di dati strutturati a livello nazionale ed internazionale relativa all'intero parco attrezzature installato, con indicazione delle loro caratteristiche e delle altre informazioni che permetterebbero di procedere a un approccio quantitativo per la valutazione del rischio. Tale ricerca, purtroppo, non ha fornito i risultati sperati, non esistendo a livello nazionale alcuna analisi mirata ad approfondire il tema con questa impostazione. Tuttavia, grazie alla collaborazione dell'Ing. Vittorio Notari, Direttore Servizio Sicurezza Impiantistica Antinfortunistica Azienda Unità Sanitaria Locale - Reggio Emilia, è stato possibile analizzare una serie di schede relative a difettosità riscontrate nell'ambito dell'attività d'ispezione che si aggiungono, aggiornandolo, al documento già prodotto nel 2002 dal Gruppo Regionale Apparecchi a pressione [11]. Come già affermato nel presente lavoro, un'accurata raccolta di dati e informazioni risulta



essere alla base dell'affidabilità ed efficacia del metodo e per questo, il lavoro svolto dall'Ing. Notari e dai colleghi del Gruppo Regionale Apparecchi a Pressione della Regione Emilia Romagna diretto dall'Ing. Luigi Pallavicini¹², è un lavoro prezioso, in quanto raccoglie i dati in modo strutturato al punto da poter ottenere molte informazioni, sebbene ne manchino alcune necessarie per una puntuale applicazione del metodo RBI. Ciò premesso, la rilevazione dell'incidenza

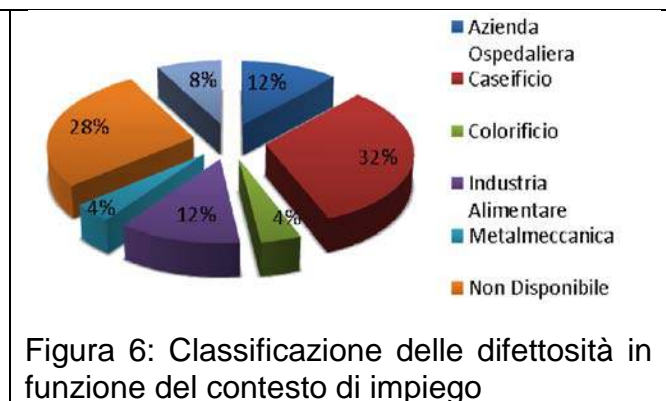
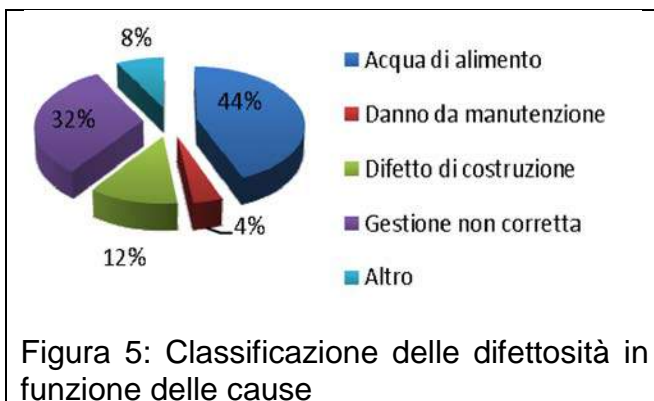
delle difettosità in base all'anno di costruzione della caldaia¹³ fornisce indicazioni sia in merito a difetti originari/criticità costruttive, sia sulla più o meno corretta gestione dell'attrezzatura da parte del conduttore patentato (Fig. 4) con conseguente riduzione del ciclo di vita atteso per l'attrezzatura. Non vi è però modo di conoscere il momento in cui essa si è generata in quanto, se non porta ad un guasto funzionale o non si manifesta con

¹¹ Attrezzature a pressione - Messa in servizio e utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione - Parte 8: Pianificazione delle manutenzioni su attrezzature a pressione attraverso metodologie basate sulla valutazione del rischio (RBI).

¹² Direttore Unità Operativa Impiantistica Antinfortunistica Azienda Unità Sanitaria Locale - Piacenza.

¹³ Anche in funzione della tipologia di difetto riscontrato.

segni evidenti, viene rilevata solo durante la visita di riqualificazione periodica. Ben più interessante è verificare la causa principale delle difettosità riscontrate. Infatti, come evidenziato in Fig. 5, nella quasi totalità sono da imputarsi alla non corretta gestione dell'attrezzatura e/o dell'impianto di trattamento dell'acqua di alimento. Tra i problemi legati alla non corretta gestione dei generatori di vapore a tubi di fumo, il caso frequente è dovuto al suo funzionamento discontinuo sia per caratteristiche del processo produttivo, come nel caso della produzione del parmigiano-reggiano¹⁴, sia per l'utilizzo in parallelo con altri sistemi, al fine di coprire i picchi di consumo. In entrambi i casi, il problema è principalmente dovuto ai ridotti tempi di accensione e ai rapidi innalzamenti dei carichi di produzione che comportano differenze di temperatura significative tra focolare e fascio tubiero; condizioni operative che inducono dilatazioni differenziali tra fascio tubiero e focolare con elevate sollecitazioni che, nel tempo, possono generare deformazioni strutturali e guasti. Si può infatti osservare in Fig. 6, che il numero di rilevamenti di difettosità è molto accentuato nel settore lattiero caseario. Oltre il 32% dei casi riscontrabili dai dati a disposizione, sono rilevati in questo settore produttivo, percentuale che aumenta se si tiene conto che nel 28% dei casi non è stato possibile rilevare in modo preciso il contesto produttivo ma, dalle descrizioni presenti nelle schede, si può evincere che alcuni casi sono riconducibili a settori affini. Il dato non deve peraltro condurre a considerare che vi sia una scarsa attenzione nella gestione delle attrezzature in questo contesto produttivo, bensì è opportuno porre l'accento sul fatto che la numerosità di aziende produttrici di Parmigiano Reggiano sul territorio Emiliano è elevata, per cui occorrerebbe poter disporre di dati più precisi relativi al numero di attrezzature in funzione e numero di visite effettuate, in modo da poter effettuare un calcolo di incidenza delle difettosità per quel contesto produttivo. È, in ogni caso, evidente che un'indagine approfondita per il comparto del parmigiano-reggiano, sia per omogeneità di tipologia e potenzialità delle caldaie impiegate, che per omogeneità di processo produttivo, quindi di modalità di funzionamento, porterebbe a considerazioni più puntuali sulla possibilità di applicazione della metodologia RBI.



5. Conclusioni

Il presente lavoro, alla luce dell'applicazione di quanto previsto dal D.P.R. 177/2011, ha analizzato i diversi problemi connessi alle attività d'ispezione e manutenzione nel caso dei generatori di vapore a tubi di fumo, compresi quelli legati alla sicurezza degli operatori. Una prima analisi qualitativa dei dati relativi alle difettosità riscontrate¹⁵ disponibili per l'area Emilia-Romagna ha permesso d'individuare alcuni elementi che, una volta disponibile una base dati adeguata, consentiranno di applicare metodi di analisi statistica,

¹⁴ Per il quale il funzionamento è di poche ore al giorno ogni giorno.

¹⁵ in fase visita di riqualificazione periodica

quale l'RBI, al fine di definire una politica ispettiva che consenta di uscire dallo schema deterministico usualmente applicato (verifiche periodiche a scadenza fissa stabilite dal D.M. 329/04), riducendo il numero degli accessi per l'esame visivo intero delle attrezzature, specie con riferimento agli apparecchi di nuova costruzione e supposto che siano garantiti sia il controllo del corretto esercizio del generatore da parte del conduttore patentato, sia efficaci verifiche alternative. Considerato che i risultati ottenuti nel corso di questo primo approccio, pur nei limiti dei dati disponibili, hanno confermato la valenza potenziale del metodo RBI, il C.R.I.S. intende promuovere un'attività di approfondimento nel comparto del parmigiano-reggiano fortemente rappresentato in Emilia-Romagna. Se nell'ambito del Sistema Informativo Nazionale Prevenzione - SINP - fosse reso disponibile l'accesso a un'aggiornata banca dati relativa al numero di attrezzature a pressione installate, suddivise per tipologia e caratteristiche di esercizio, nella quale fossero identificati il tipo di attrezzatura, il comparto di utilizzo, le date di fabbricazione/prima installazione, le condizioni di esercizio e il contesto in cui l'attrezzatura è inserita, il tasso di decadimento storico/statistico prevedibile per i componenti (compresi gli effetti di ogni variazione di processo), il tipo di combustibile, la gestione della centrale termica e il metodo di trattamento delle acque, oltre al numero e risultati verifiche/controlli effettuati con evidenza delle eventuali anomalie riscontrate, sarebbe possibile disporre di un'adeguata base documentale per lo sviluppo e utilizzo di questo metodo di analisi che, tra l'altro, potrebbe essere esteso anche ad altri settori.

Bibliografia

- [1] R. Schubert, "Rescue from vessels and confined spaces: an underestimated problem", KANBrief, 2013, p.13.
- [2] ISPESL Dipartimento Omologazione e Certificazione – Dipartimento Tecnologie di Sicurezza, "L'esame visivo su attrezzature a pressione ai fini delle verifiche di costruzione e di esercizio", 2006.
- [3] INAIL, "Esame visivo e spessimetria procedura sperimentale di verifica delle attrezzature a pressione Disegno di linee guida e strumenti operativi", Ed. 2012, p.17.
- [4] Sprirax Sarco, "Grundlagen Dampf Kapitel-03 – Die Dampferereugung", p.24
- [5] L. Incerti - Università degli studi di Modena e Reggio Emilia Facoltà di ingegneria "Enzo Ferrari" - Corso di Laurea Triennale in Ingegneria Meccanica 270/04 - Tesi di Laurea "Applicazione del D.P.R. 177/2011 a un caso particolare: l'accesso negli apparecchi a pressione (generatore di vapore a tubi di fumo)", Relatore: Prof. Riccardo Melloni - Correlatori: Adriano Paolo Bacchetta, Giovanni Andrea Zuccarello.
- [6] American Petroleum Institute (API) "Risk-based Inspection recommended practice 580" first edition, May 2002, p. 1.
- [7] G. Gabetta, "Alterazioni delle caratteristiche, difetti, meccanismi di degrado nei materiali per le attrezzature in pressione", La metallurgia italiana, 9/2004.
- [8] P. A. Bragatto, D. Geraci, E. Pichini, P. Pittiglio, S. Ansaldi, "Management of technical documents for pressure equipment along their lifetime in major accident hazard establishment", Journal of Kobin 1(2), 2006, pp. 95-102.
- [9] Department of Mines and Petroleum, Western Australia "Evaluation of asset integrity management system (AIMS)", 2012, p.22.
- [10] F. Ricci, V. Correggia, D. Delle Site, A. Faragnoli, G. Canale, "Periodicità delle verifiche e dei controlli di attrezzature a pressione: riferimenti legislativi e metodologie analitiche", Atti SAFAP, 2010, pp.371-380.
- [11] Gruppo di lavoro Apparecchi a pressione del Coordinamento Tecnico Regionale tra le Unità Operative Impiantistiche Antinfortunistiche della Regione Emilia Romagna, con la collaborazione del Servizio di Sanità Pubblica dell'Assessorato alla Sanità "Anomalie degli apparecchi a pressione", Materiali 22 Ristampa aggiornata 2002.

Utilizzo di vapore saturo nel processo di asciugatura delle bombole di acciaio in fase di ispezione periodica

G. Vaccaro*, C. Bonfiglio**

*INAIL - UOT CVR Palermo

**BIEFFE SALDATURA S.r.l. – Gruppo SIAD

Sommario

Nel processo di ispezione periodica delle bombole per gas medicale, tecnico e alimentare, secondo la UNI EN 1968 (Ispezione periodica e prove per bombole in acciaio senza saldatura) e secondo la legislazione nazionale vigente, è prevista una prova di pressione idraulica che oggi i centri collaudo effettuano attraverso un processo che prevede l'utilizzo di un liquido idoneo (generalmente acqua).

Lo svolgimento di tale processo presenta l'inconveniente di lasciare una percentuale di umidità elevata nei contenitori, favorendo i fenomeni di corrosione interna, riducendo la vita utile e la sicurezza degli stessi e provocando l'inquinamento del gas stesso.

Negli attuali processi l'umidità viene abbattuta principalmente attraverso l'insufflazione di azoto caldo, creando un collo di bottiglia nella fase di asciugatura ed un consumo massiccio di azoto con conseguente dispendio energetico.

La memoria, dopo un rapido cenno sulle fasi di ispezione periodica e prove per bombole per gas di acciaio senza saldatura, tratterà dell'esperienza messa a frutto presso il centro collaudi della Bieffe Saldatura S.r.l. del gruppo SIAD nell'utilizzo di un impianto pilota che, per l'abbattimento dell'umidità residua nei contenitori, impiega vapore saturo nella fase di pre-asciugatura raggiungendo valori di umidità al di sotto di quelli raggiunti con processi standard e un importante risparmio energetico in termini di CO₂ equivalente emessa.

1. Introduzione

Ai sensi della UNI EN 1968 ogni bombola deve essere sottoposta a ispezione periodica e prova; queste devono essere effettuate solo da persone competenti¹ che devono assicurare che le bombole siano idonee per un uso continuo in condizioni di sicurezza.

Fasi dell'ispezione e prova:

- identificazione della bombola e preparazione per l'ispezione e la prova;
- esame visivo esterno;
- esame visivo interno;
- eventuali prove supplementari;
- ispezione della flangia della bombola;
- **prova di pressione** o prova ad ultrasuoni;
- ispezione della valvola o sostituzione della stessa;
- **operazioni finali (asciugatura, pulizia e verniciatura)**;
- scarto e operazioni per rendere inservibili le bombole.

¹ Persona che ha la necessaria conoscenza tecnica, esperienza e autorità per valutare e approvare i materiali da utilizzare con gas e per definire ogni necessaria condizione particolare di utilizzo. Tale persona deve anche essere generalmente qualificata formalmente in una disciplina tecnica appropriata.

2. Prova di pressione

Ogni bombola deve essere sottoposta a una prova di pressione o a una prova a ultrasuoni (US); generalmente nei centri collaudo si preferisce utilizzare la prova di pressione, poiché la prova US si adatta meglio al controllo delle bombole nuove, sulle quali è già stato effettuato il trattamento termico finale, permettendo il riconoscimento dei difetti critici come “burst before leak”, le cricche nel materiale nelle zone di passaggio del fondo e il sottospessore delle pareti.

La prova può essere di tenuta in pressione idraulica oppure di espansione volumetrica rispettando i requisiti di progettazione della bombola.

2.1 Prova di tenuta sotto pressione idraulica

L'attrezzatura di prova deve essere conforme alle specifiche di seguito elencate:

- tutte le tubazioni, sia rigide che flessibili, le valvole, i componenti e gli accessori che costituiscono il sistema in pressione dell'attrezzatura devono avere una pressione di progetto pari a 1,5 volte la massima pressione di prova di ogni bombola che è sottoposta a test;
- il raggio di curvatura dei tubi flessibili deve essere sufficiente ad impedire strozzature per piegatura;
- i manometri devono avere una precisione almeno della classe 1 (il controllo della precisione deve avvenire almeno una volta al mese);
- il manometro deve essere scelto in modo che la pressione di prova sia compresa tra 1/3 e 2/3 del valore misurabile sul manometro;
- il sistema di prova deve essere progettato e installato in modo da evitare l'accumulo di aria nello stesso;
- le giunture del sistema devono essere a tenuta.

2.2 Metodi di prova

- Possono essere sottoposte a prova anche più bombole contemporaneamente purché abbiano tutte la medesima pressione di prova;
- le bombole da sottoporre a prova di pressione devono avere la superficie esterna asciutta;
- in caso di perdite durante la prova le bombole che perdono devono essere isolate e le rimanenti devono essere nuovamente sottoposte a prova;
- la pressione di prova applicata non deve essere maggiore del 3% della pressione di prova o di 10 bar, a seconda di quale dei due valori sia il minore;
- la pressione di prova deve essere mantenuta per un periodo di 30 secondi dopo che la pompa di pressurizzazione è stata intercettata.

Gli impianti per la fornitura e lo smaltimento del fluido usato per la prova devono essere adeguati, compreso un opportuno trattamento dell'acqua dove applicabile.

Se il fluido è riciclato, deve essere adeguatamente filtrato per prevenire il trascinarsi di contaminanti, quali la ruggine o residui oleosi.

I filtri devono essere puliti periodicamente e deve essere eseguito un controllo sul valore di pH dell'acqua riciclata.

3. Possibili fonti di inquinamento delle bombole

Durante le fasi di lavoro le bombole sono soggette a possibili cause di inquinamento; di seguito si elencano le principali.

Trasporto e Stoccaggio in attesa di riempimento

I contenitori vuoti rimangono in attesa del riempimento anche per lunghi periodi; se le valvole non sono correttamente chiuse la variazione di temperatura giornaliera induce una espansione e contrazione del gas all'interno della bombola con conseguente ingresso di aria dall'ambiente e fenomeni di condensazione.

Da alcuni anni, per ovviare a questo problema si adottano delle valvole dotate di dispositivo anti ritorno (valvole a pressione residuale), il contenitore risulta così isolato dall'ambiente anche se la valvola è completamente aperta.

(Il parco bombole della società SIAD è dotato interamente di valvola anti ritorno a pressione residuale).

Riempimento

Il gas caricato nelle bombole è di origine criogenica, possiede quindi umidità intrinseca molto bassa (0.5 – 1.5 ppm), nella fase di riempimento devono essere adottate adeguate precauzioni di flussaggio delle linee, dei raccordi e delle attrezzature.

Utilizzo presso cliente

Se la pressione interna delle bombole è inferiore a quella dell'utilizzatore si possono verificare dei reflussi con il conseguente ritorno in bombola di altri fluidi, ciò si verifica se le bombole non sono dotate di valvole a pressione residuale.

Manutenzione o revisione periodica del contenitore

Durante l'uso delle bombole può rendersi necessaria la sostituzione di una valvola difettosa, questa operazione deve essere condotta avendo cura di richiudere nel minor tempo possibile la bombola per impedire l'inquinamento da polveri o da umidità ambientale.

Nel caso della revisione periodica condotta con prova di tenuta sotto pressione idraulica le bombole per necessità sono interamente riempite di acqua. Pertanto, al termine della prova idraulica, occorre adottare una procedura che ripristini le condizioni di asciugatura idonee all'utilizzo di gas secco.

La UNI EN 1968 prevede che l'interno di ogni bombola debba essere asciugato completamente mediante un metodo idoneo a una temperatura non maggiore di 300 °C, immediatamente dopo la prova di pressione idraulica, in modo che non vi sia alcuna traccia di acqua libera, e che l'interno della bombola debba essere ispezionato per assicurare che sia asciutto e privo di altri agenti contaminanti.

L'esperienza ha dimostrato che gli impianti di asciugatura presenti tradizionalmente nei centri collaudo prevedono l'asciugatura attraverso l'insufflazione all'interno di ogni bombola di azoto caldo, per un tempo minimo di 30 minuti, in funzione della qualità interna della bombola (presenza di calamine, tracce di ruggine, porosità ecc.), al fine di raggiungere un livello di umidità accettabile (dai 20 ai 200 ppm secondo le applicazioni).

L'impianto che descriveremo in seguito prevede una fase di pre-asciugatura, in cui si utilizza vapore saturo per riscaldare il contenitore e abbattere gran parte dell'umidità presente all'interno dello stesso e, nel contempo, assicurare l'assenza di altri agenti contaminanti.

4. Pre-asciugatura a vapore

4.1 Descrizione del metodo

Terminata la fase preliminare di identificazione bombola, esame visivo e ispezione interna, si procede alla prova idraulica mediante acqua in pressione ad 1,5 volte la pressione di esercizio.

La sequenza delle operazioni descritte in seguito è controllata da PLC e non può essere interrotta senza la reinizializzazione del ciclo automatico.

Nell'immagine sottostante si riporta il pannello controllo dove in ogni istante sono monitorate le otto fasi che vanno dal riempimento alla pre-asciugatura, i tempi impostati variano al variare della tipologia delle bombole in lavorazione:

Centro Collaudo Bieffe Saldatura - Cuneo			
BANCO SINISTRA		BANCO DESTRA	
	TEMPI IMPOSTATI	TEMPI ATTUALI	
1° VUOTO	70	0	1° VUOTO
1° RIEMPIMENTO	60	0	1° RIEMPIMENTO
2° VUOTO	20	0	2° VUOTO
2° RIEMPIMENTO	15	0	2° RIEMPIMENTO
PAUSA ALTA PRESSIONE	30	0	PAUSA ALTA PRESSIONE
1° SOFFIAGGIO	10	0	1° SOFFIAGGIO
VAPORE	80	0	VAPORE
2° SOFFIAGGIO	90	0	2° SOFFIAGGIO
Impostazioni		Allarmi	
Unità di Misura selezionata Bar			

07/08/2014 GIOVEDÌ 12:45:19

Immagine 1- pannello di controllo impianto di pressatura

1. la fase iniziale del ciclo prevede un pre-vuoto in bombola;
2. un riempimento a bassa pressione;
3. un secondo vuoto in bombola;
4. un riempimento finale con acqua a bassa pressione;
(queste fasi preliminari assicurano la completa assenza di polmoni d'aria in bombola che, in caso di rottura di una di queste, provocherebbe un'espansione del fluido compresso);
5. pressatura idraulica ad alta pressione (1,5 volte la pressione di progetto delle bombole), per un tempo di tenuta sotto pressione di 30 s;
6. ribaltamento delle bombole in posizione di svuotamento e soffiaggio all'interno delle stesse per svuotarle dall'acqua;
7. soffiaggio di vapore a 165°C che porta al riscaldamento del corpo bombola a temperatura esterna di fusto superiore a 100° C – generalmente si raggiungono esternamente, ad altezza centrale di bombola, circa 105/110°C;
8. asciugatura mediante soffiaggio di aria compressa nella bombola calda.

Il risultato che si ottiene dal processo descritto è la completa eliminazione dell'acqua in forma liquida da tutti gli interstizi di parete (porosità, eventuali tracce di ruggine, capillarità sotto calamine, ecc.); si prepara così la bombola per la fase di asciugatura finale extra-dry, in linea, che sarà oggetto di prossima pubblicazione.

4.2 Caratteristiche impianto pilota

Il generatore di vapore utilizzato è un modello a produzione istantanea avente una potenza elettrica pari a 60 kW, è stato scelto un modello dotato di resistenze anticalcare per evitare l'installazione di un sistema di addolcimento delle acque di processo.

Questa scelta scongiura dal rischio di iper-addolcimento dell'acqua con relativo trascinarsi di resine a scambio ionico che determinerebbero l'inquinamento dei gas puri (ad esempio per applicazione di gascromatografie, sorgenti laser, applicazioni elettroniche ecc.).

L'acqua utilizzata nella prova di tenuta sotto pressione idraulica è acqua potabile proveniente dalla rete dell'acquedotto², l'unico trattamento a cui è sottoposta prima dell'ingresso in bombola è la filtrazione mediante rete inox 90 micron per preservare nel tempo il funzionamento delle pompe di alta pressione.



Immagine 2 – Generatore di vapore



Immagine 3 – Fase soffiaggio vapore

La tubazione di trasporto vapore è realizzata con un collettore in acciaio inox DN25 coibentato; si è prestata particolare attenzione nel posizionamento del generatore di vapore in prossimità del banco di prova minimizzando così lo sviluppo in lunghezza del collettore stesso.

² Il gestore della rete pubblica (ACDA spa) fornisce mensilmente attraverso il suo sito internet le analisi dell'acqua di rete.

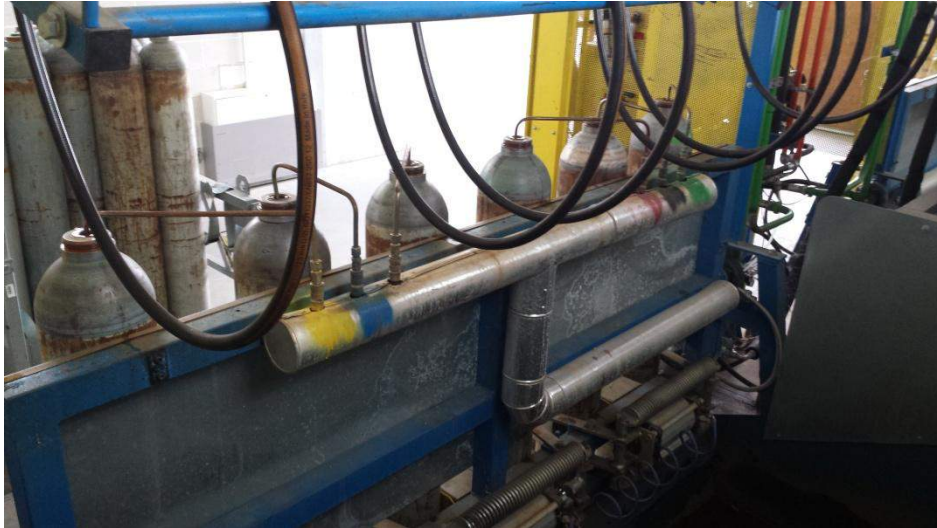


Immagine 4 – Collettore vapore



Immagine 5 – Fase soffiaggio aria

4.3 Strumenti di misura

Misurazione della temperatura

Lo strumento utilizzato è un termometro a sensore infrarosso modello CEM DT-822 con campo di misura da -50°C a $+550^{\circ}\text{C}$ con risoluzione pari a $0,1^{\circ}\text{C}$ ed accuratezza del 2%, è stato scelto per la versatilità di utilizzo in quanto permette la misurazione a distanza (rispetto alle sonde a contatto) e quindi idoneo a misurazioni con impianto in funzione.



Immagine 6 – Termometro

Misurazione dell'umidità

Lo strumento utilizzato è un igrometro prodotto da Michell Instruments Ltd. Modello Cermax con sensore capacitivo ceramico, con una capacità di misura della temperatura di Dew point da - 100°C a + 20°C e campo di misura da 0 a 3000 ppm H₂O.

Questo strumento a sensore ceramico capacitivo si adatta meglio all'ambiente di stabilimento, il sensore non necessita di flussaggio in continuo, è robusto e con dimensioni contenute e la risposta di misura si ottiene in circa 6 minuti.



Immagine 7 – Igrometro

Le misurazioni sono state effettuate con bombole contenenti azoto a 10 bar stabilizzato per 48 ore. La verifica di taratura di tutti gli strumenti è annuale e viene effettuata in Laboratori Accreditati di Taratura (LAT).

5. Analisi dei dati

Il sistema di pre-asciugatura mediante vapore saturo, pur essendo presenti in minima parte delle variabili come stagionalità, dimensioni delle bombole, dimensioni del lotto di produzione, permette di ridurre i consumi elettrici di circa 2 kWh per ogni bombola rispetto al sistema di pre-riscaldamento a vasche calde³ installato precedentemente.

L'utilizzo del sistema a vasche calde comportava problematiche relativamente alle acque di ricircolo (filtrazione, analisi, misurazione del ph) e non forniva risultati di asciugatura costanti a causa delle basse temperature invernali.

³ Il sistema di riscaldamento delle bombole con vasche di acqua calda utilizzava resistenze elettriche per complessivi 25,5 kW, necessari a scaldare 5000 litri di acqua in ricircolo; le resistenze riscaldavano l'acqua a 70°C richiedendo un tempo complessivo (pre-accensione e processo) di circa 18 ore per lotto di produzione (300 bombole).

Con il processo di pre-asciugatura mediante vapore saturo si ottiene anche un miglior rendimento essendo maggiore il Δt di scambio termico.

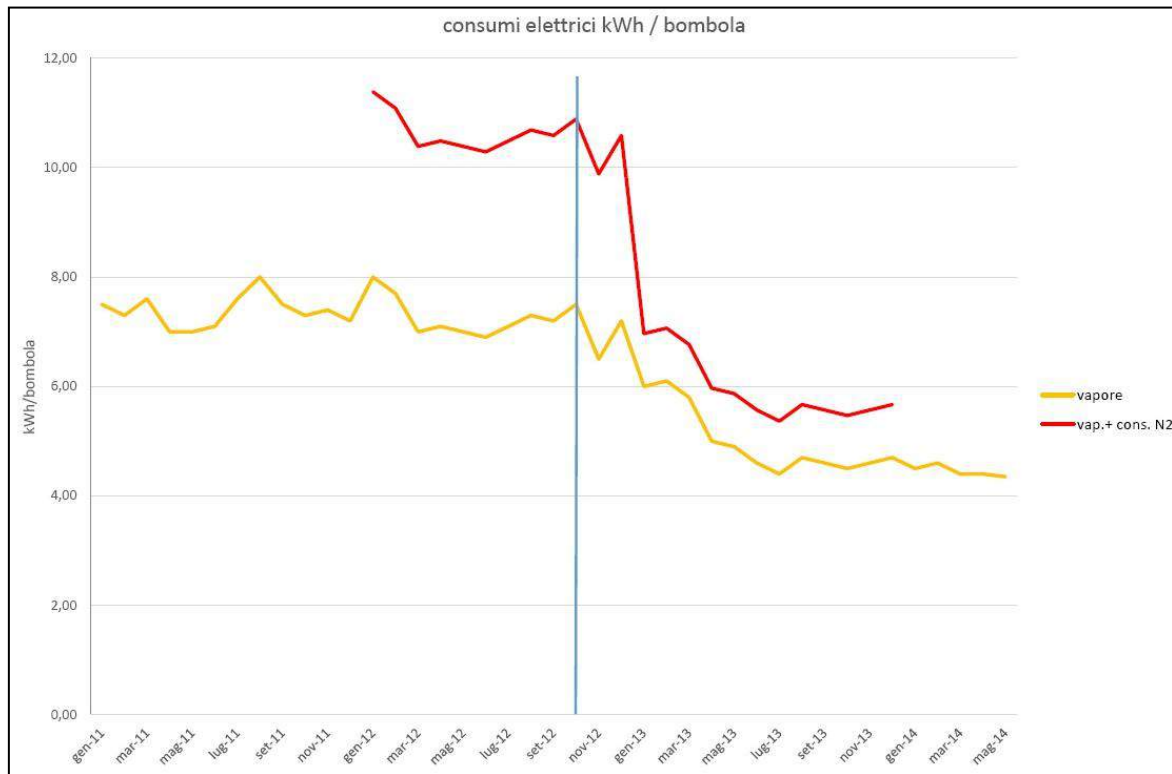


Grafico 1 – Andamento consumi elettrici

All'incirca ulteriori 2 kWh per ogni bombola sono risparmiati per il ridotto consumo di azoto, come risulta dai dati riportati nel Grafico 2.

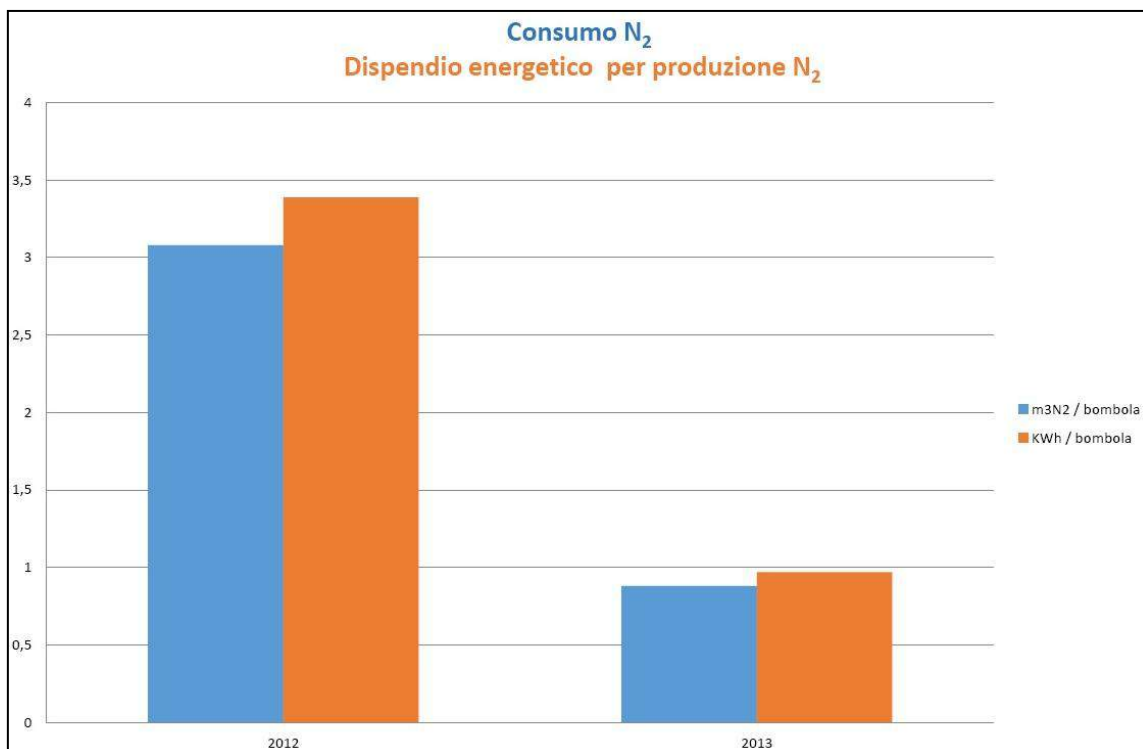


Grafico 2 – Confronto tra Consumi ed Energia di produzione N₂ negli anni 2012-2013

Nel Grafico 3 sottostante, che riporta le analisi di umidità finale ottenute su un campione di 160 bombole, si evidenzia che solo su 6 bombole sia stato rilevato un valore di umidità poco superiore a 20 ppmH₂O, valore questo che è già ampiamente soddisfacente per la quasi totalità delle applicazioni.

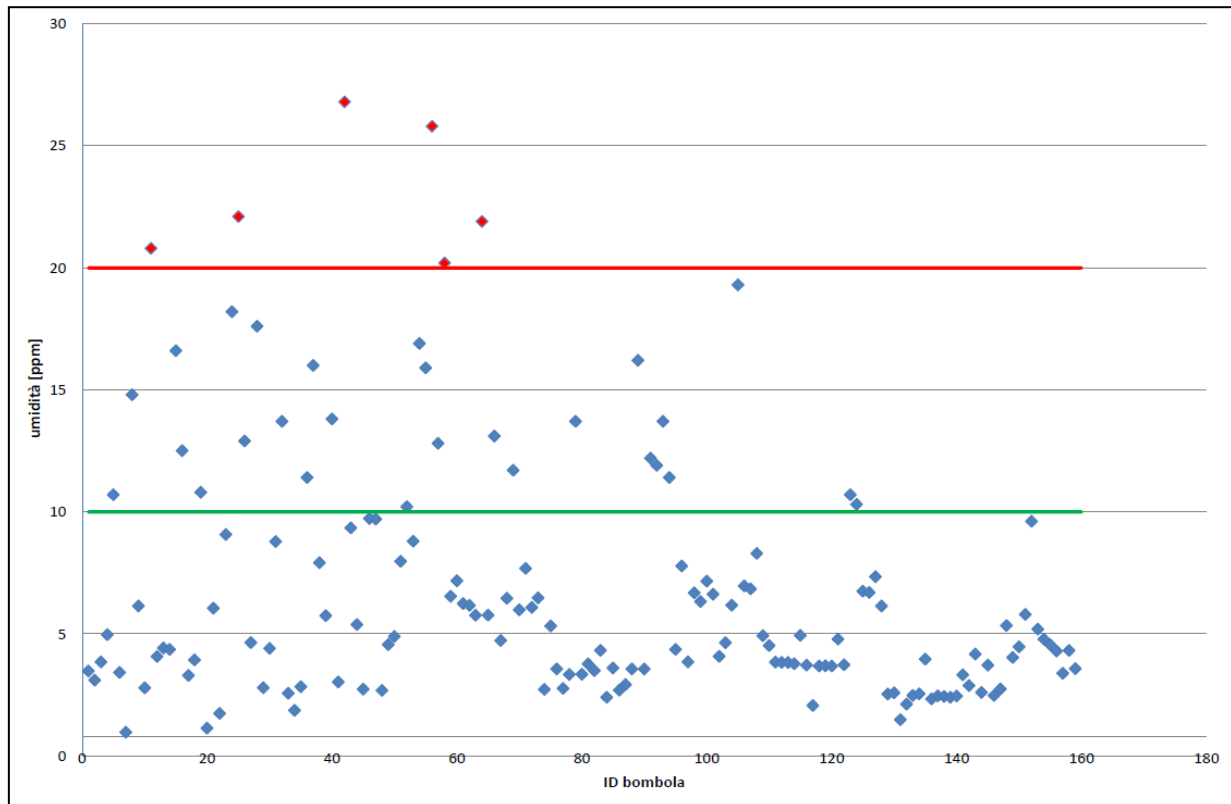


Grafico 3 – Valori umidità finali presenti in bombola

6. Conclusioni

L'analisi dei dati fin qui disponibili evidenzia come l'innovazione tecnologica dell'impianto pilota realizzato ha un'indubbia valenza in termini di risparmio energetico, con un abbattimento del 27% annuo dei costi energetici per la sola fase di innovazione dell'impianto di pre-asciugatura.

Inoltre, l'esperienza messa a frutto in stabilimento ha evidenziato come nell'arco temporale di un anno con un parco bombole collaudate di 30.000 unità si è risparmiato circa 48.720 KgCO₂equivalenti, apportando quindi un beneficio dal punto di vista dell'impatto ambientale globale.

7. Bibliografia

- [1] UNI EN 1968, "Bombole trasportabili per gas – Ispezione periodica e prove per bombole per gas di acciaio senza saldatura", 2007.
- [2] EIGA Traduzione e adattamento del Doc.ICG 79/07/E "Centri revisione bombole", 2007.
- [3] EIGA Doc. ICG 62/08/E "Method to avoid and detect internal gas cylinder corrosion", 2008.
- [4] Direttiva 2010/35/UE in materia di attrezzature a pressione trasportabili.
- [5] ADR 2013.
- [6] International Energy Agency "CO₂ Emission from fuel combustion", 2013 edition.

Analisi dei rischi residui nell'utilizzo di bidoni GPL in ambito domestico: i rischi incendio ed esplosione

P. Addonizio*, C. Piccolo*, C. Tanzillo*, M. M. La Veglia**, M. Di Nardo***, T. Murino***, R. Riccardi***, L. C. Santillo***

*INAIL - UOT CVR Napoli

**Direzione regionale VVF Campania

***Università di Napoli Federico II

Sommario

Le bombole di gas commerciali (o bidoni) sono recipienti a pressione ordinaria la cui corretta progettazione, produzione, controllo di qualità, trasporto e utilizzo sono specificate da diverse norme e regolamenti. Di conseguenza, essi sono generalmente considerati sicuri a tal punto che vengono utilizzati regolarmente. Quanto riportato di seguito riguarda essenzialmente la miscela propano-butano chiamata commercialmente GPL (o LPG).

Nonostante i severi requisiti per la costruzione di apparecchiature a pressione, imposti da tali normative, l'elevato rischio di incidenti che coinvolgono esplosioni e incendi richiama l'attenzione di tutti, a causa del numero di vittime, danni materiali e danni ambientali. Quando si verificano, molto spesso le cause sono attribuite allo scoppio delle bombole coinvolte; a tal proposito, è opportuno chiarire tale imprecisione linguistica e concettuale: le bombole contenenti GPL non scoppiano in modo spontaneo o improvvisamente.

I brandelli, il forte boato e le fiamme inducono tutti a pensare che l'incidente sia stato provocato proprio dallo scoppio di quest'ultima; tuttavia sono le fughe di gas a provocare gli incendi e le esplosioni, e sono gli stessi incendi a causare il collasso della bombola.

Si riscontra ripetutamente come tutte le preoccupazioni che possiamo avere riguardino la presenza di cattive pratiche piuttosto che carenze normative o standard da rispettare.

A tal proposito è di fondamentale importanza un'analisi approfondita di ogni singolo incidente ed il risultato dovrebbe essere correttamente presentato per aumentare la consapevolezza del pubblico.

1. I combustibili

I combustibili come benzina e diesel non sono considerati particolarmente pericolosi come quelli gassosi. Essendo quest'ultimi trasportati sotto pressione, c'è il rischio che una loro perdita accidentale di contenimento produca una nube, che disperdendosi nell'aria potrebbe sfociare in un incendio o in un'esplosione con effetti disastrosi.

Attualmente il GPL è una delle fonti energetiche più utilizzate, essendo, rispetto ad altri combustibili, una fonte energetica pulita, nonostante la consapevolezza dell'esistenza di un margine di pericolo nel suo utilizzo.

Il vantaggio principale è che essendo commercializzato allo stato liquefatto, una sua piccola quantità in fase liquida produce una grande quantità di gas utilizzabile (ad un litro di liquido corrispondono circa 270 litri di GPL allo stato gassoso - fattore incremento volume = 270). Questa sua caratteristica permette di alimentare qualsiasi utenza con un'ottima autonomia, contenendolo in uno spazio ridotto.

1.1 Conseguenze di rilascio accidentale di gas combustibile

La Fig.1 mostra in modo schematico cosa può accadere se il gas combustibile o l'evaporazione del liquido viene rilasciato accidentalmente in atmosfera.

Il gas liberato nell'ambiente forma una nube che si disperde nell'atmosfera; se tale nube di gas non si trova entro i limiti di infiammabilità e se la fonte di ignizione è assente, non si ha

un'ulteriore apporto di energia e quindi non vi è alcun effetto esplosivo. Al contrario, si possono avere due differenti scenari: un primo scenario, in presenza di un'ignizione immediata, la quantità di gas infiammabile miscelata con l'aria provoca un incendio; un secondo scenario, ovvero nel caso di ignizione ritardata, la nube si disperde finché si viene a creare una quantità significativa di miscela gas-aria con concentrazione entro i limiti di infiammabilità, che a seguito di un innesco, genera l'esplosione. [1]

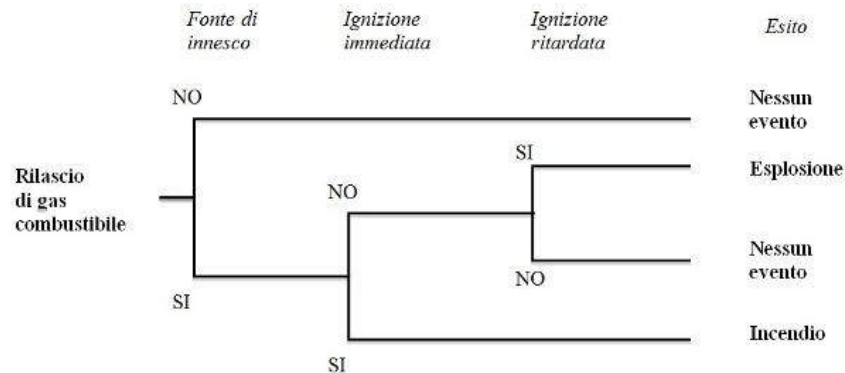


Figura 1 – Conseguenze di rilascio di gas combustibile

2. I fenomeni incendio ed esplosione in ambito domestico

In ambito domestico i due eventi non sono così frequenti come in quello industriale ma la possibilità che si verifichino non deve essere trascurata, perché il danno che ne consegue è sempre molto elevato. Dove non si ha la disponibilità di reti gas metano, le famiglie utilizzano il GPL per alimentare gli apparecchi di cottura o di riscaldamento, senza considerare i rischi connessi all'uso improprio di un recipiente contenente un gas infiammabile ad alta pressione.

In caso di guasto di una bombola domestica, le conseguenze sono di solito fatali, a causa della vicinanza di persone a stufe, forni e altri elettrodomestici a gas. Per questo è essenziale che i regolamenti governativi garantiscano non solo l'integrità delle bombole per tutta la loro vita di esercizio, ma tengano conto anche alla discrezionalità degli utenti.

2.1 Quadro statistico

È necessario analizzare gli incidenti domestici connessi ai fenomeni di incendio ed esplosione da un punto di vista statistico per poter segnalare i fattori di maggiore rischio e ricorrere ad efficaci politiche di prevenzione. Le statistiche fornite dai Vigili del Fuoco (di seguito VVF) indicano che tali eventi all'interno delle abitazioni provocano il maggior numero di vittime ed infortuni rispetto ad altri tipi di sedi in tutta Italia.

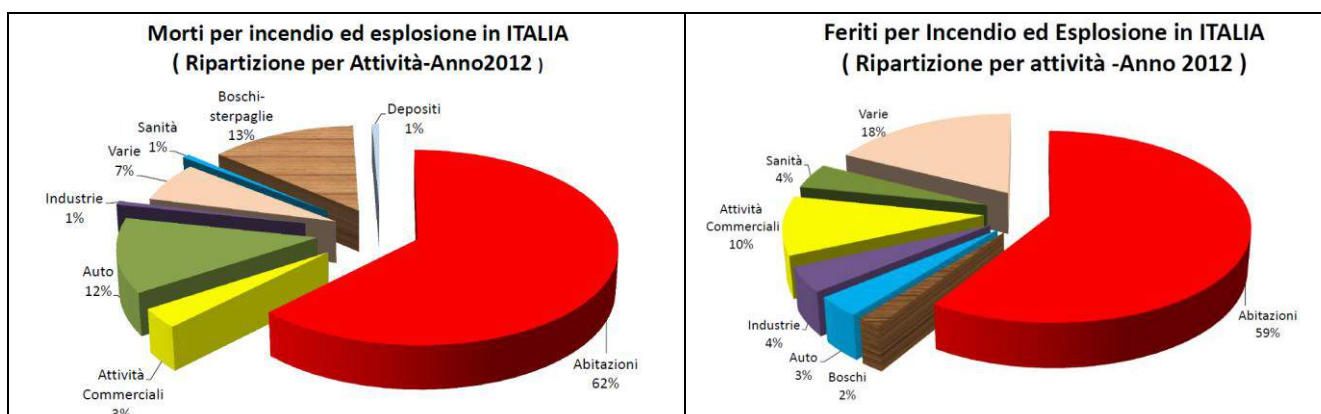


Figura 2 – Morti e feriti per incendio ed esplosione in Italia (anno 2012) [2]

2.2 Casistica sugli incidenti domestici da gas combustibili

Attraverso i dati del CIG (Comitato Italiano Gas) possiamo considerare la casistica sugli incidenti da gas combustibili, relativi agli anni dal 2007 al 2013, facendo una distinzione tra gas canalizzato per uso civile e gas distribuito in bombole (GPL). Nella nostra trattazione dedicheremo maggiore attenzione alla casistica riguardante il gas distribuito in bombole.

In base alle statistiche attuali, una famiglia italiana su tre utilizza bombole di GPL: è il cosiddetto gas delle isole, delle abitazioni fuori città e di montagna, ma anche delle seconde case, quelle che si aprono solo per qualche mese o settimana l'anno. [3]

Il suo consumo è nettamente inferiore a quello del gas canalizzato, tuttavia la sua influenza sugli incidenti è in media del 44%, cioè circa la metà.

La Fig.3 mostra come gli incidenti abbiano un andamento altalenante negli anni. Concentrandoci sul 2013, si evidenzia un netto calo degli incidenti totali, passando da 313 dell'anno precedente a 269. Tale riduzione ha riguardato entrambi i casi, con un'incidenza maggiore per quanto riguarda il GPL distribuito in bombole.

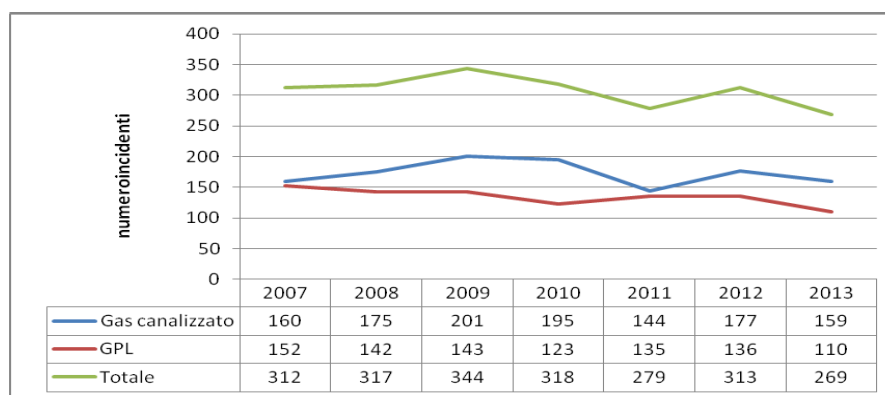


Figura 3 – Andamento incidenti 2007/2013

Tuttavia sarebbe un errore considerare tali dati confortanti, perché se confrontati con quelli inerenti ai consumi nello stesso anno, si denota una netta riduzione: per il gas canalizzato si è registrato il minimo storico degli ultimi 10 anni (28,6 miliardi di m³), e per quelli di GPL il trend risulta anche più marcato: si è avuta una riduzione del 28% rispetto al 2007.

E' opportuno sottolineare che la ragione di questa diminuzione dei consumi è imputabile al tentativo degli utenti di risparmiare, usufruendo del gas solo per estrema necessità. [4]

2.3 Le cause prevalenti di incidenti nel caso di GPL distribuito in bombole e serbatoi

I dati forniti dal CIG mostrano le principali cause degli incidenti dovuti all'utilizzo di GPL distribuito in bombole o serbatoi. Il loro andamento in questi anni resta invariato, nonostante gli enormi sforzi impiegati sia nel campo della normazione tecnica, sia nel campo della fabbricazione di apparecchi e componenti. Tra essi troviamo:

- uso scorretto o errata manovra: utilizzo scorretto dell'apparecchiatura, che riguarda la sua movimentazione o collocazione e il ricorso a riempimenti abusivi e illegali;
- insufficiente/mancata ventilazione: la ventilazione è un elemento fondamentale per l'eliminazione dei fumi e la dispersione di concentrazione del gas in aria;
- apparecchiature obsolete, usurate o difettose: malfunzionamento dell'apparecchio, o presenza di materiali difettosi come il tubo di collegamento o la stessa bombola;
- disattenzione;
- carenza di manutenzione: la manutenzione prevede il controllo/verifica periodica di impianti ed apparecchi e la sostituzione scadute o danneggiate con parti idonee;
- installazione irregolare: l'installazione non viene fatta secondo la regola dell'arte che

prevede l'impiego di ditte iscritte al registro delle imprese e la redazione della dichiarazione di conformità (D.Lgs. 37/08), oppure si utilizzano apparecchi, componenti e materiali non conformi alle disposizioni di legge;

- **non accertata**: non si è riusciti ad appurare la causa dell'incidente;
- **altre cause**: inidoneità dell'impianto di evacuazione dei prodotti della combustione; cause esterne o intervento di terzi; compresenza di apparecchi o camini.



Figura 4 – Cause incidenti 2013

Dai dati appena mostrati emerge uno scenario preoccupante: nonostante la significativa riduzione dei consumi e la stagnazione delle utenze, gli incidenti non tendono a diminuire. Ciò è imputabile all'incapacità di fronteggiare efficacemente i fattori di rischio, alle trasformazioni del contesto sociale e all'invecchiamento della popolazione rispetto alla moderna cultura della sicurezza.

In generale, gli incidenti mortali e non, sono maggiormente frequenti nelle famiglie a basso reddito e quindi soluzioni adeguate potrebbero essere incentivi per l'ammodernamento di impianti o aiuti sociali alle famiglie, fornendo informazioni in merito ai rischi connessi ad una non corretta utilizzazione e agli adempimenti previsti dalla legislazione vigente.

Inoltre, la maggior parte delle abitazioni in Italia non presenta l'installazione di rilevatori di gas infiammabile, anche perché questi dispositivi non sono obbligatori per legge; sarebbe interessante una campagna educativa che privilegi la "sicurezza" piuttosto che l'obbligo normativo.

Le norme prevedono che ogni componente della filiera abbia delle responsabilità: il cliente finale deve rispettare le leggi e le regole vigenti; gli installatori devono creare impianti a norma; il legislatore deve emanare disposizioni che assicurino il corretto svolgimento delle procedure. Cos'è dunque che blocca tale ingranaggio apparentemente perfetto?

La causa principale è la mancanza dei controlli sulle modalità di trasporto o sui tubi di collegamento (che dovrebbero essere cambiati ogni 5 anni) e la scarsa manutenzione; inoltre, in piena crisi economica, i cittadini preferiscono comprare e sostituire da soli gli apparecchi, anche senza possedere le competenze adeguate.

3. Il problema non è la bombola (bidone)

La bombola di gas GPL non può scoppiare per cause proprie, ovvero le bombole non scoppiano né "da sole", e neanche (ci sia consentito il gioco di parole) "al sole" in modo spontaneo se esposte all'aperto.

Il bidone contenente GPL potrebbe avere alcune criticità che portano ad eventi incidentali, ma vi sono tre aspetti fondamentali da cui non si può prescindere:

- per portare un gas allo stato liquido occorre una pressione elevata, di circa 8 bar, superiore a quella atmosferica; questo fa sì che all'interno della bombola non possa entrare aria e con essa ossigeno, elemento fondamentale per la combustione;
- la bombola viene fabbricata per resistere a temperature elevate (1000/1500 °C);

- sul colletto di adduzione è presente un congegno che estingue la fiamma di ritorno e se ci fosse un ritorno di fiamma si spegnerebbe prima di entrare nella bombola.

In alcuni casi, la bombola coinvolta nell'incidente è stata trovata persino intatta; cos'è dunque che provoca l'esplosione? Una serie di fattori concomitanti causano l'innescò: una fuga di gas dalla bombola difettosa o dal tubo di collegamento ad esempio, sprigionano gas nell'aria; in un ambiente aperto, la miscela gas-ossigeno non raggiunge il rapporto critico per innescare la combustione, ma in ambienti chiusi la pressione incontra le pareti rigide della casa, frantumandone la struttura alla minima scintilla.

Questo è il motivo per cui le norme stabiliscono i requisiti essenziali per la salvaguardia della sicurezza: consigliano di cambiare i tubi ogni anno, di tenere le bombole all'esterno o in locali adeguatamente ventilati ed aerati attraverso vie di fuga dove incanalare i prodotti della combustione e i fori di aerazione in modo da smaltire la concentrazione di gas.

È opportuno, a tal proposito, sottolineare l'attività di verifica di conformità dei prodotti e degli impianti svolta dall'Inail, ente che ne attesta l'effettivo possesso dei requisiti essenziali di sicurezza, valutandone l'effettivo stato di conservazione e di efficienza dell'attrezzatura di lavoro.

3.1 Attività investigativa su uno scenario esplosivo

A seguito di un evento incidentale (esplosione o incendio), ha inizio un'attività investigativa condotta dai tecnici dei VVF il cui obiettivo è quello di delineare e successivamente verificare l'elemento centrale di tutta l'attività definita "*Ipotesi Investigativa*". [5]

Bisogna dunque effettuare il complicato processo di acquisizione e accertamento dei dati, informazioni, indizi fisici, testimonianze, che costituiscono il "corpo dati". Successivamente si devono seguire una serie di passi:

1. capire se si ha a che fare con un'esplosione, con un incendio o entrambi ed in quest'ultimo caso quale dei due eventi abbia generato l'altro. In caso di esplosione la sovrappressione causa gran parte del danneggiamento, mentre in caso di incendio è il danneggiamento termico a prevalere. Importante è l'analisi dei frammenti e degli oggetti circostanti;
2. identificare le tipologie di combustibili potenziali e successiva analisi dell'esplosione alla luce di quelle che sono le caratteristiche tipiche di esplosione per i seguenti combustibili: gas combustibili leggeri o pesanti; vapori liquidi infiammabili; esplosivi solidi. Nella tabella 1 si riassumono le caratteristiche tipiche di esplosione e con essa saranno analizzati e scartati tutti i combustibili potenziali, finché uno di essi non corrisponda perfettamente a tutti gli effetti riscontrati;
3. individuare l'epicentro; a seconda del tipo di combustibile, saranno considerati differenti postazioni su cui effettuare le prove di tenuta. Nel caso di gas combustibile leggero, le prove di tenuta si eseguiranno sulle tubazioni, sulle apparecchiature di servizio (contatori) e sulle apparecchiature dell'utenza (cucina, caldaia); nel caso di gas combustibile pesante le prove si eseguiranno sul serbatoio o sulle bombole e sulle tubazioni. Nell'individuazione dell'origine è utile prendere in considerazione le testimonianze, altrimenti bisogna ricorrere ad un'analisi dinamica dei vettori di forza;
4. identificare la fonte di ignizione, che in un'abitazione può essere la cucina, caldaia, frigorifero, elettrodomestici con switch automatico, superfici calde o fiamme libere. Tali fonti di ignizione, inclusa l'accensione di una sigaretta, sono eventi casuali ed imprevedibili. Per questo motivo bisogna considerare le testimonianze e le azioni intraprese prima ed al momento dell'incidente e valutare la loro attendibilità.

Caratteristiche tipiche di esplosione	Gas combustibili leggeri	Gas combustibili pesanti	Vapori liquidi infiammabili	Esplosivi solidi
Basso livello di danneggiamento	Spesso	Quasi sempre	Quasi sempre	Talvolta
Alto livello di danneggiamento	Talvolta	Raramente	Raramente	Spesso
Deflagrazione	Quasi sempre	Quasi sempre	Quasi sempre	Raramente
Detonazione	Raramente	Raramente	Raramente	Quasi sempre
Migrazione sotterranea e infiltrazione	Talvolta	Talvolta	Talvolta	Mai
BLEVE	Talvolta	Spesso	Sempre	Mai
Incendio post-esplosione	Spesso	Spesso	Quasi sempre	Raramente
Incendio pre-esplosione	Talvolta	Talvolta	Talvolta	Talvolta
Esplosione con cratere	Mai	Mai	Mai	Quasi sempre

Tabella 1 – Caratteristiche tipiche di esplosione

A questo punto, si pone il problema della “determinazione delle cause” dell’evento, ovvero l’insieme delle condizioni che hanno consentito l’incontro del combustibile e della fonte d’ignizione nello stesso luogo e nello stesso istante.

L’analisi dettagliata e sistematica dell’evento accidentale permette di identificare oltre alla causa primaria, anche l’insieme delle cause principali la cui combinazione ha portato al fallimento del sistema e al verificarsi delle relative conseguenze dannose (incidente).

Possiamo riassumere le cause in tre tipi differenti:

- comportamentali: comportamento non idoneo dell’operatore od occupante;
- gestionali: errori gestionali ed organizzativi a livello di management;
- tecniche: malfunzionamenti o guasti.

La Direzione regionale dei VVF della Campania ha messo a disposizione alcuni casi studio con le relative caratteristiche tecniche.

Il presente lavoro riesamina due casi studio (un incendio e un’esplosione) trattando gli stessi con un albero degli eventi allo scopo di rendere omogenei gli aspetti tecnici.

3.2 Caso studio 1

3.2.1 Descrizione dell’evento

Si considera l’incendio di una bombola di GPL avvenuta in un’abitazione, durante la sua sostituzione. L’operatore effettuò il cambio della bombola ed appena la valvola fu liberata dal sigillo di garanzia, applicato a ricarica avvenuta, iniziò ad emettere gas con violenza e nonostante tentativi repentini, non fu possibile girare il volantino verso la chiusura.

La valvola, per ragioni sconosciute, fu recapitata nella posizione di massima apertura, ma a causa della presenza del tappo/sigillo, che non permetteva la fuoriuscita del gas, l’operatore non si accorse del danno in cui stava andando incontro. Per questo motivo, non appena fu estratto l’anello, di cui è provvisto il sigillo, ci fu la frattura della parte esterna e la pressione interna causò lo sparo del tappo e la fuoriuscita del GPL in fase gas. Possiamo pensare ad un’imperfezione costruttiva della bombola o ad un eventuale urto durante la sua movimentazione, ma non vi è una certezza assoluta.

Il GPL, passando dalla fase liquida a quella gassosa, assorbe una notevole quantità di energia, impedendo il riscaldamento della bombola, ma tale fenomeno, insieme alla bassa capacità termica dei metalli, ha determinato un abbassamento di temperatura ad un valore

di -13°C, temperatura corrispondente alla tensione di vapore del GPL a pressione ordinaria. All'apertura della valvola, il GPL si è portato nello stato di vapore saturo e con la sua fuoriuscita si è verificato un abbassamento improvviso della temperatura della valvola, inibendo le caratteristiche plastoelastiche della guarnizione, che si è dilatata. I tentativi di richiudere la valvola risultarono pertanto inibiti. A questo punto il gas si incendiò, provocando il rammollimento delle guarnizioni.

Il guasto ha causato l'infortunio dell'operatore addetto alla sostituzione.

3.2.2 Attività investigativa su uno scenario esplosivo

Prima di tutto bisogna verificare se si è trattato di un incendio o di un'esplosione.

Non essendovi stato alcun cedimento del mantello della bombola è da supporre che la temperatura interna del contenitore è rimasta a valori molto lontani dai corrispondenti eccessi di pressione. La valutazione discende dalla doppia osservazione: l'imbrunitura della vernice assicura che il mantello della bombola ha superato il valore di 300 °C circa; il mantello della bombola è realizzato con lamiera lavorata e saldata elettricamente. Quindi, la resistenza dell'insieme non può stimarsi superiore ai 100 ÷ 150 bar.

Queste le ragioni per pensare, con sufficiente ragionevolezza, che il gas fuoriuscito ha incendiato l'ambiente e non l'incendio di un ambiente a forzare l'uscita del gas, poiché in questa seconda ipotesi si sarebbero avute lesioni o modificazioni del mantello.

Le dichiarazioni rese dalla persona infortunata sono coerenti con le ipotesi fatte, così da identificare facilmente l'origine (epicentro) e il punto di rilascio del combustibile.

A questo punto, si pone il problema della "determinazione delle cause" dell'evento.

3.2.3 Albero degli eventi

L'albero degli eventi riportato in Fig.5 ci permette di individuare 11 cause che hanno contribuito a determinare l'evoluzione dell'incidente:

Primo livello

1. "Valvola in posizione di massima apertura" → **tecnica e/o comportamentale**

Secondo livello

2. "Imperfezione costruttiva" → **tecnica**
3. "Probabile urto" → **comportamentale**
4. "Mancata verifica sulla chiusura della valvola" → **comportamentale**

Terzo livello

5. "Inadeguata attrezzatura per il trasporto" → **tecnico e/o gestionale**
6. "Mancata protezione fissa che impedisca gli urti" → **tecnico e/o gestionale**
7. "Mancanza del cappello di protezione" → **comportamentale e/o tecnico**
8. "L'operatore ignora le procedure adeguate" → **comportamentale**
9. "Imperizia da parte dell'operatore" → **comportamentale**

Quarto livello

10. "Inadeguata formazione e addestramento" → **tecnico e/o gestionale**
11. "Inadeguata informazione" → **tecnico e/o gestionale**

L'incidente si è verificato a causa della posizione scorretta della valvola. La disattenzione può essere imputata ad un errore tecnico di imperfezione costruttiva e ad un errore comportamentale da parte dell'operatore che ha compiuto prima l'azione di trasporto e poi di sostituzione della bombola, non osservando le procedure corrette da mettere in atto nelle due operazioni. L'operatore, prima di sostituire la bombola doveva verificare la corretta chiusura della valvola e controllare le guarnizioni di tenuta tra valvola e regolatore. Ciò evidenzia un addestramento, una formazione e informazione scarsa in ambito di sicurezza. Inoltre, l'operatore ha mostrato negligenza nel prendere le dovute precauzioni, incorrendo in distrazioni e dimenticanze dovute ad un meccanismo psicologico che lo fa

sentire sicuro, pronto e “abituato” a compiere azioni periodiche e ordinarie; per questo motivo egli tende a velocizzare operazioni ormai ripetitive e ad evitare alcune procedure. Infine si possono evidenziare errori gestionali, in quanto lo scarso addestramento e il basso livello di formazione dimostrato dall'operatore sono imputabili al management. Ancora al management può essere imputato l'errore tecnico di una mancata protezione fissa che impedisca l'urto della valvola.

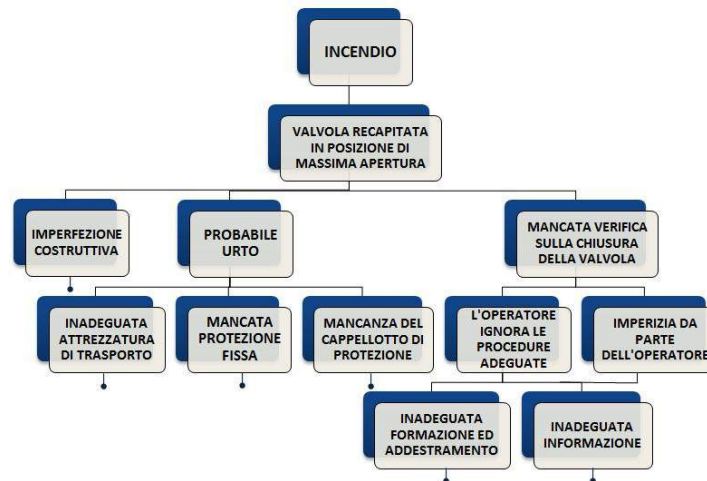


Figura 5 – Albero degli eventi caso incendio

3.3 Caso studio 2

3.3.1 Descrizione dell'evento

Il secondo evento prende in esame l'esplosione avvenuta nel mercato di Guastalla, Reggio Emilia, il 9 marzo 2013 poco dopo le ore 12 e che ha coinvolto tre bombole di GPL presenti su un furgone rosticceria.

Attorno ai furgoni delle rosticcerie ambulanti erano presenti alcuni clienti; improvvisamente si sono uditi due boati seguiti da una fiammata. Si è trattato di una doppia esplosione che ha riguardato due delle tre bombole di GPL che alimentavano il forno del banco ambulante per la cottura di polli e rosticceria. La terza è rimasta intatta ed ha permesso l'analisi del suo contenuto. L'incidente ha provocato undici feriti e la morte di tre persone.

3.3.2 Attività investigativa su uno scenario esplosivo

A differenza dell'evento precedente, due delle tre bombole che hanno interessato l'incidente hanno mostrato un cedimento del mantello. Questo apparente fenomeno può essere ingannevole e indurre a considerare le bombole come causa dell'incidente, ma in realtà la problematica è completamente diversa.

A seguito della perizia da parte dei VVF, si sono riscontrati una serie di fattori concomitanti che hanno portato all'evento indesiderato: l'esplosione.

A seguito delle indagini condotte si è appurata un'usura eccessiva delle valvole, dovuta a ripetuti riempimenti abusivi presso un distributore di GPL per autotrazione. L'usura potrebbe essere stata provocata o da un adattatore rudimentale o dalla forzatura praticata durante le operazioni di riempimento della bombola, in quanto le bombole di GPL da cucina hanno un'apertura diversa da quella dei serbatoi per auto.

Altro fattore determinante potrebbe aver avuto la diversa composizione chimica del GPL da autotrazione, rispetto a quello per la cucina.

Infine, il terzo elemento a sfavore può essere stato l'impianto di riscaldamento che raggiungeva il vano in cui le bombole erano custodite: era un impianto non a norma.

Le dichiarazioni rese dalle diverse testimonianze sono coerenti con le ipotesi fatte, così da identificare facilmente l'origine (epicentro) e il punto di rilascio del combustibile.

A questo punto, si pone il problema della “determinazione delle cause” dell'evento.

3.3.3 Albero degli eventi

L'albero degli eventi in Fig.6 ci permette di individuare 11 cause che hanno contribuito a determinare l'evoluzione dell'incidente:

Primo livello

1. “Valvole vecchie e usurate” → **tecnica e/o comportamentale**
2. “Composizione chimica GPL non adeguata” → **tecnica e/o comportamentale**
3. “Impianto di riscaldamento non a norma” → **tecnica e/o comportamentale**

Secondo livello

4. “Forzatura praticata durante il riempimento” → **comportamentale**
5. “Utilizzo di un adattatore rudimentale non adeguato” → **comportamentale**
6. “Riempimento abusivo” → **comportamentale**
7. “L'utente non rispetta le giuste prassi” → **comportamentale**

Terzo livello

8. “L'operatore ignora le procedure adeguate” → **comportamentale**
9. “L'utente ignora le procedure adeguate” → **comportamentale**

Quarto livello

10. “Carenza di formazione e informazione” → **gestionale**
11. “Carenza di informazione” → **gestionale**

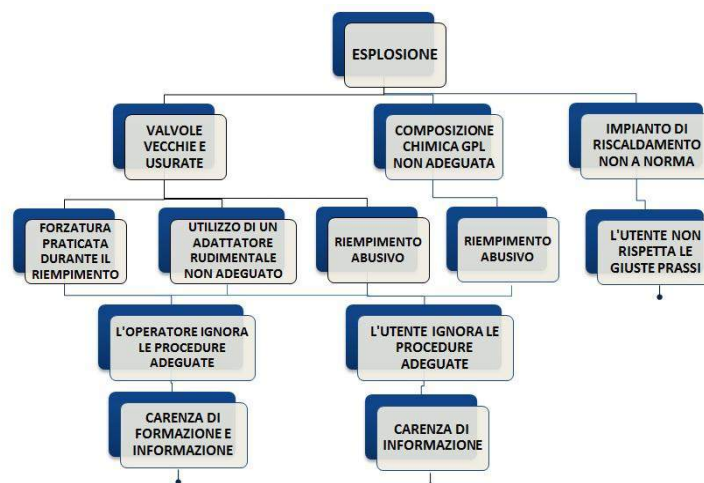


Figura 6 – Albero degli eventi caso esplosione

Nell'analisi appena effettuata si verificano errori tecnici, comportamentali e gestionali: gli errori gestionali sono evidenti, sia da parte dell'operatore che effettua il riempimento, che da parte dell'utente, che ignorano del tutto le procedure adeguate, ricorrendo più volte alla violazione di precise norme. Sembra che tali azioni siano abituali, senza alcun pensiero alle possibili conseguenze. Questi errori evidenziano scarso addestramento, scarsa formazione ed informazione; questi rappresentano errori gestionali facilmente imputabili a chi ha l'obbligo e il potere di far rispettare le norme, le buone prassi e la divulgazione della politica di sicurezza. Infine, gli errori tecnici sono l'inadeguata composizione chimica del GPL e la presenza di valvole usurate. Molto probabilmente, l'assenza di tali errori avrebbe potuto evitare il verificarsi dell'incidente.

3.4 Comportamento bombole GPL sottoposte ad incendio esterno

A questo punto, andremo ad illustrare e commentare il comportamento delle bombole GPL sottoposte ad incendio esterno, rimarcando la differenza tra gas compresso e liquefatto.

Quando un recipiente a pressione è coinvolto in un incendio il rischio di esplosione è molto elevato, poiché l'aumento della temperatura delle pareti del contenitore provoca la diminuzione della resistenza e l'aumento della tensione nel materiale di costruzione. E' un dato di letteratura che intorno ai 500 °C il metallo perde buona parte delle sue proprietà elastiche e meccaniche, cosicché, anche con sollecitazioni modeste, si verifica il collasso del recipiente e la conseguente fuoriuscita del contenuto.

Questo fenomeno è detto *BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion)* ed è di maggiore entità quando il recipiente è riempito di solo gas, rispetto al caso in cui è presente gas liquefatto, che grazie al fenomeno dell'evaporazione riesce a limitare l'aumento della temperatura. Infatti, nella zona del serbatoio sotto il livello del liquido, l'apporto di calore fa evaporare il gas liquefatto e la parete si mantiene relativamente fredda, al contrario la parete della zona del serbatoio al di sopra del livello del liquido non è raffreddata internamente dall'evaporazione del gas liquefatto.

Nel caso di collasso di un recipiente contenente gas compresso, lo stesso si espande rapidamente, portandosi dalla pressione di collasso del recipiente a quella ambiente, generando così un'esplosione. Se volessimo andare a calcolare l'energia che si sviluppa durante l'espansione isoterma del gas compresso, dovremmo considerare:

- l'espressione dell'energia rilasciata per grammo mole:

$$E_{unitaria} = RT \ln(P_2/P_1) \quad (1)$$

dove R è la costante universale dei gas (8,314 J/gmole °K), T la temperatura della trasformazione isoterma (°K), P_2 e P_1 sono le pressioni di inizio e fine espansione (Pa);

- l'equazione di stato del gas ideale:

$$\begin{aligned} P_2 V &= nRT & (2) & \text{ per il punto d'inizio espansione} \\ P_0 \cdot 0,022414 &= 1 RT_0 & (3) & \text{ in condizioni normali (C.N.)} \end{aligned}$$

sapendo che a $P_0=1$ atm e $T_0=273$ °K il volume occupato da 1 gmole è 22,414 litri.

Combinandole otteniamo il numero di grammo moli di gas presenti nel serbatoio:

$$n = (P_2/P_0) (T_0/T) (V/0,022414) \text{ [gmole]} \quad (4)$$

Di conseguenza, l'energia di espansione totale disponibile sarà:

$$E_{tot} = n E_{unitaria} = (V/0,022414) (T_0/T) (P_2/P_0) RT \ln(P_2/P_1) \quad (5)$$

Tale energia si andrà a suddividere tra onda d'urto, deformazione plastica del recipiente, energia cinetica conferita ai frammenti del recipiente e dissipazione.

Nel caso di un recipiente contenente gas liquefatto, perché si possa verificare il fenomeno del BLEVE è necessario che il liquido sia surriscaldato, cioè che presenti una temperatura maggiore di quella di ebollizione, in quanto in caso contrario il liquido non evaporerà rapidamente e tale condizione sarà incompatibile con il formarsi di un'esplosione.

Un esempio lampante di un rapido surriscaldamento del liquido è proprio la depressurizzazione di un gas liquefatto per compressione, che può avvenire proprio a seguito del collasso di un serbatoio contenente GPL.

Si considerino 5 m³ di una miscela di GPL commerciale a pressione atmosferica e a temperatura di 15 °C, l'operazione che bisogna compiere per poterlo liquefare consiste in una compressione isoterma fino a 7,5 bar e successivamente una liquefazione a pressione costante secondo lo schema in Fig.7.

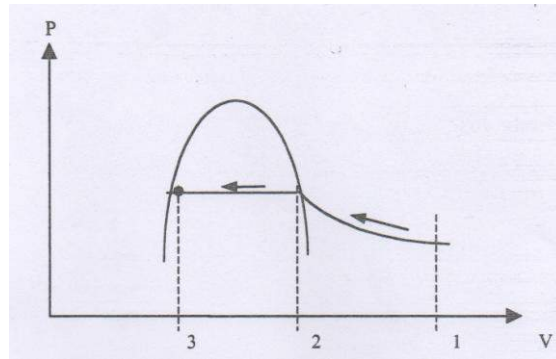


Figura 7 – Schema pressione-volume liquefazione GPL

Sapendo che il fattore di impacchettamento del GPL è pari a 270 si passa da 5 m³ a:
 $V_3 = V_1/270 = 5/270 = 0.0185 \text{ m}^3$ (18,5 litri di GPL liquido) (6)

4. Conclusioni

Quindi, si può concludere che in condizioni ordinarie è improbabile che una bombola o serbatoio di GPL possano scoppiare, al contrario di quando sono coinvolti in un incendio. È su tale circostanza che bisogna concentrarsi.

Nel caso d'incendio della bombola, le condizioni che portano al suo collasso sono favorite da: assenza della valvola di sicurezza; mancanza dell'azione di raffreddamento della bombola; difficoltà di raggiungere la bombola con tempestività da parte dell'addetto antincendio aziendale o dei VVF.

Di conseguenza, la temperatura e la pressione interna crescono rapidamente e all'arrivo dei VVF le condizioni della bombola sono prossime a quelle dello scoppio.

I dati dimostrano che i serbatoi di GPL con nessuna protezione antincendio possono resistere in completa immersione nelle fiamme per un lasso di tempo in genere compreso tra 5 e 25 minuti, a seconda dell'intensità del fuoco e delle caratteristiche del serbatoio. Tale lasso di tempo non è sufficiente a garantire l'azione di mitigazione esterna al fine di prevenire il fenomeno di BLEVE.

Sono dunque di fondamentale importanza le valvole di sicurezza e i rivestimenti termici, che possono ostacolare la pressurizzazione del serbatoio e il riscaldamento delle pareti del serbatoio, ritardando o evitando il verificarsi dell'evento BLEVE.

Il presente lavoro è stato estrapolato da uno studio più approfondito in fase di elaborazione svolto in collaborazione tra l'Università degli Studi di Napoli "Federico II" (Dipartimento di Ingegneria dei Materiali e della Produzione), la Direzione Regionale dei Vigili del Fuoco della Campania (Ufficio Pianificazione Emergenza e NBCR) e l'INAIL Unità Operativa Territoriale di Ricerca Certificazione e Verifica di Napoli.

Bibliografia

- [1]R. Rota: "Detonazioni ed esplosioni", Enciclopedia degli idrocarburi vol. 7, pp. 431-448
- [2]www.vigilfuoco.it
- [3]A. Mangiarotti: "In 3 case italiane su 10 c'è ancora la bombola «Sono senza controlli»", Corriere della Sera, 12 gennaio 2009
- [4]www.cig.it
- [5]B. Genova, M. Silvestrini: "Attività investigativa su uno scenario esplosivo", Dario Flaccovio Editore
- [6]G. Ruggeri: "Pericolo sempre in agguato con le bombole del gas". agosto 1996
- [7]M.Castigliani: "Esplosione al mercato Guastalla: 3 morti,11 feriti,5 gravissimi". Il Fatto Quotidiano, 9 marzo 2013

Procedure di sicurezza, ai sensi del DPR 177/11, per le attività di saldatura all'interno del corpo cilindrico di un generatore di vapore di una centrale termoelettrica

L. Di Donato*, M. Paolini**, L. Ricciardi*, M. Rizzo**

*INAIL - DIT

**ENEL S.p.A. – Corporate Center Italia

Sommario

Un generatore di vapore, comunemente denominato caldaia, ha la funzione di trasformare in energia termica l'energia contenuta nel combustibile e di trasmetterla al fluido inizialmente allo stato liquido (acqua di alimento), in modo da trasformarlo in vapore con determinate caratteristiche di pressione e di temperatura. Il vapore prodotto si raccoglie nel corpo cilindrico che è costituito da un grosso collettore di forma cilindrica, disposto orizzontalmente nella parte superiore della caldaia. Durante il ciclo di vita del generatore, il corpo cilindrico è soggetto ad una serie di interventi manutentivi, alcuni programmati, altri straordinari, come ad esempio a seguito di un guasto. In genere, tali interventi prevedono l'accesso di un operatore all'interno del mantello del cilindro e spesso le riparazioni comportano attività di saldatura. La gestione della sicurezza durante tali attività deve essere molto accurata proprio perché l'ambiente si configura come uno spazio confinato, in cui è possibile lo sviluppo di una atmosfera pericolosa.

La presente memoria ha la finalità di evidenziare i contenuti minimi per la gestione in sicurezza delle attività di saldatura all'interno del corpo cilindrico di un generatore di vapore, in linea con quanto disposto dall'art. 3 comma 3 del DPR 177/11, il quale prevede che prima di ogni lavorazione in ambiente confinato o sospetto di inquinamento debba essere predisposta una specifica *procedura di lavoro* volta ad assicurare che tutte le misure di sicurezza siano state messe in atto prima dell'inizio dei lavori, comprese quelle di soccorso in caso di emergenza.

1. Introduzione

Il presente documento ha lo scopo di individuare i contenuti minimi di una procedura di sicurezza riferita alle attività di saldatura svolte nel corpo cilindrico di un generatore di vapore di una centrale termoelettrica, secondo quanto disposto dall'art. 3, comma 3 del DPR 177/11. Il decreto in esame reca le norme per la qualificazione delle imprese e dei lavoratori autonomi (nel caso in esame rappresentati dalle le ditte che effettuano i lavori di manutenzione all'interno del un corpo cilindrico), operanti in ambienti "sospetti di inquinamento o confinati", e si applica ai lavori effettuati negli ambienti di cui agli artt. 66, 121 e all'allegato IV, punto 3 del D.Lgs.81/08, in cui ricadono anche tubazioni, serbatoi e recipienti (e dunque il generatore, compreso il corpo cilindrico).

All'art. 3 del DPR 177/11 si introduce l'obbligo di predisporre apposite *procedure di sicurezza* dirette a eliminare e, ove impossibile, ridurre al minimo, i rischi propri della attività svolta nell'ambiente confinato; tali procedure devono essere comprensive delle eventuali fase di soccorso e di coordinamento con il sistema di emergenza del Servizio Sanitario Nazionale e dei Vigili del Fuoco; sempre l'art.3 dispone che, prima dell'accesso nei luoghi in cui devono svolgersi le attività lavorative, tutti i lavoratori impiegati dalla impresa appaltatrice, compreso il datore di lavoro ove impiegato nelle medesime attività, o i lavoratori autonomi, devono essere puntualmente e dettagliatamente informati, (con attività della durata minima di un giorno) dal datore di lavoro committente, in merito alle caratteristiche dei luoghi in cui sono chiamati ad operare e su tutti i rischi esistenti negli ambienti e sulle misure di prevenzione e emergenza adottate; inoltre il datore di lavoro

committente deve individuare un proprio rappresentante, in possesso di adeguate competenze in materia di salute e sicurezza sul lavoro e che abbia svolto attività di informazione, formazione e addestramento relative ai rischi presenti nei luoghi in cui si svolgeranno le attività lavorative. Il rappresentante dovrà vigilare e coordinare le attività, anche al fine di limitare le eventuali interferenze tra le lavorazioni appaltate con quelle del personale svolte dalla committenza.

Le imprese chiamate ad operare nell'ambiente confinato, oltre ad avere i requisiti specifici e le necessarie attestazioni per effettuare le operazioni di saldatura, dovranno, sempre secondo quanto disposto dall'art.2 del DPR 177/11, essere qualificate. La qualifica, tra vari requisiti, prevede:

- presenza di personale, in percentuale non inferiore al 30 per cento della forza lavoro, con esperienza almeno triennale relativa a lavori in ambienti sospetti di inquinamento o confinati;
- avvenuta effettuazione di attività di informazione e formazione specificamente mirata alla conoscenza dei fattori di rischio propri dell'attività in ambiente confinato;
- messa a disposizione dei lavoratori di dispositivi di protezione individuale, strumentazione e attrezzature di lavoro idonei alla prevenzione dei rischi propri delle attività in ambienti confinati;
- avvenuta effettuazione di attività di addestramento all'uso corretto di tali dispositivi, strumentazione e attrezzature;
- avvenuta effettuazione di attività di addestramento per l'applicazione di procedure di sicurezza.

Pertanto, prima della pianificazione dell'inizio dei lavori, sarà necessario effettuare la stesura della *procedura di sicurezza* e successivamente provvedere all'addestramento degli operatori ad effettuare i lavori seguendo la procedura stessa; quest'ultima sarà redatta a valle dell'analisi dell'ambiente di lavoro e della valutazione dei possibili scenari incidentali che consentiranno di pianificare le ipotetiche azioni atte a ridurre le conseguenze dell'evento dannoso. La procedura dovrà riportare in dettaglio le caratteristiche strutturali ed ambientali del corpo cilindrico, comprese le vie ed i mezzi per l'ingresso e l'uscita. La procedura descriverà le operazioni preliminari di messa in sicurezza dello spazio confinato di lavoro ed elencherà i potenziali rischi ambientali residui. Al fine di garantire la tutela dei lavoratori dai rischi derivanti dall'attività di saldatura da svolgere nel corpo cilindrico sarà necessario indicare anche i dispositivi di protezione individuale da utilizzare e i monitoraggi ambientali da effettuare durante la lavorazione.

Un'adeguata *procedura di lavoro* dovrà presupporre altresì un efficace "sistema di comunicazione" tra il personale all'interno del luogo confinato e quello all'esterno, con il duplice obiettivo di monitorare costantemente le condizioni di lavoro all'interno del corpo cilindrico e di permettere tempestivamente il soccorso degli operatori in caso si verifichi una situazione di emergenza.

Sarà infine necessario predisporre una procedura di accesso anche per il personale che dovrà eventualmente effettuare l'esame visivo per la successiva idoneità all'esercizio del generatore.

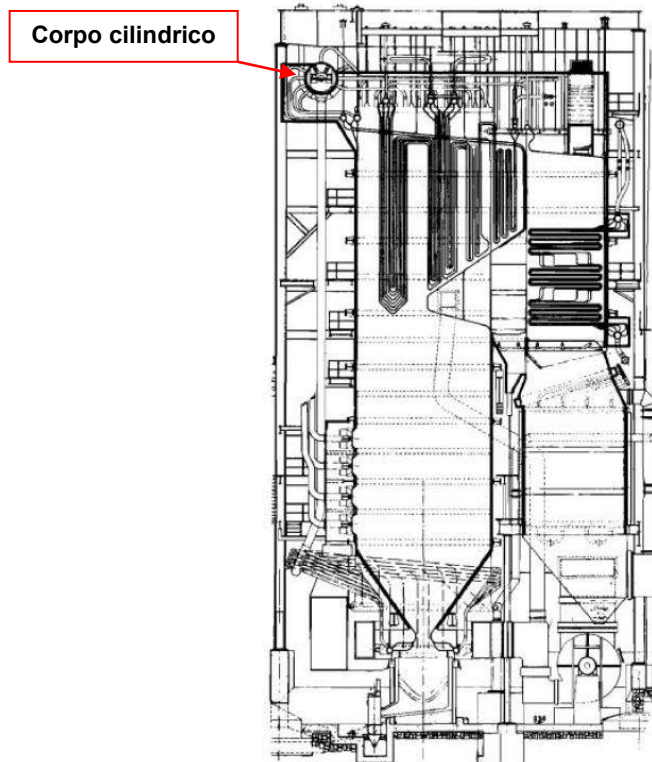


Figura 1: posizione del corpo cilindrico all'interno del generatore

2. L'ambiente di lavoro: il corpo cilindrico

2.1. La circolazione dell'acqua in caldaia

In generale, il circuito acqua-vapore di un generatore è progettato sempre in maniera simile, mentre la circolazione dell'acqua e la produzione di vapore si differenziano da caldaia a caldaia, ma sono sempre concepiti per assicurare un'efficace circolazione della miscela acqua-vapore nei tubi del vaporizzatore: infatti, la insufficiente circolazione all'interno dei tubi può creare un accumulo di bolle di vapore sulla superficie interna degli stessi, con conseguente surriscaldamento locale del metallo e deposito all'interno dei tubi degli ossidi inevitabilmente presenti in caldaia. Gli ossidi tendono a depositarsi proprio nelle zone di ristagno del vapore e dove vi è maggiore evaporazione, generando fenomeni di corrosione e successive incrostazioni; tali fenomeni portano in breve tempo al surriscaldamento del tubazione interessata e, nel tempo, alla sua rottura. Qualora la circolazione fosse particolarmente inefficiente, si correrebbe il rischio di una forte diminuzione del coefficiente di scambio termico fra superficie interna del tubo ed acqua, con il raggiungimento, per i tubi esposti alla fiamma, di temperature proibitive per la vita dei tubi stessi. Le diverse soluzioni adottate per il miglioramento della circolazione della miscela acqua-vapore hanno portato alla costruzione di caldaie sostanzialmente differenti tra di loro, che possono essere raggruppate in quattro gruppi principali: *a circolazione naturale, forzata, controllata e combinata*. Il corpo cilindrico (Figura 1) ha la funzione di separare il vapore prodotto nei tubi di schermo dell'acqua in circolazione nella caldaia e di assicurare la riserva d'acqua necessaria durante gli squilibri di portata che possono generarsi tra prelievo di vapore e alimentazione d'acqua. Il vapore che proviene dagli schermi contiene ancora una certa quantità di acqua e nel corpo cilindrico sono posti dei dispositivi che provvedono a trattenerla, assicurando la produzione di vapore saturo secco. I dispositivi di separazione acqua-vapore variano a seconda del tipo di caldaia; in

genere si utilizzano i cosiddetti *cicloni*, nei quali le gocce d'acqua abbandonano il vapore per forza centrifuga.

2.2. Analisi preliminare dell'ambiente di lavoro

Prima di accedere al luogo di lavoro, è necessario valutare i rischi connessi con l'accesso al corpo cilindrico e le condizioni ambientali di lavoro iniziali (ad es. scarsa ventilazione, morfologia della camera, accessibilità alle zone da saldare con persone, attrezzature di lavoro e dpi; figura 2).

Pertanto saranno effettuate delle prove preliminari di abitabilità e verranno stabiliti tipo e frequenza dei monitoraggi ambientali durante le lavorazioni, valutando altresì l'eventualità di ricorrere a una ventilazione forzata. Inoltre sarà predisposta l'opportuna cartellonistica di segnalazione dell'area di lavoro e del personale cui è consentito l'accesso al corpo cilindrico.

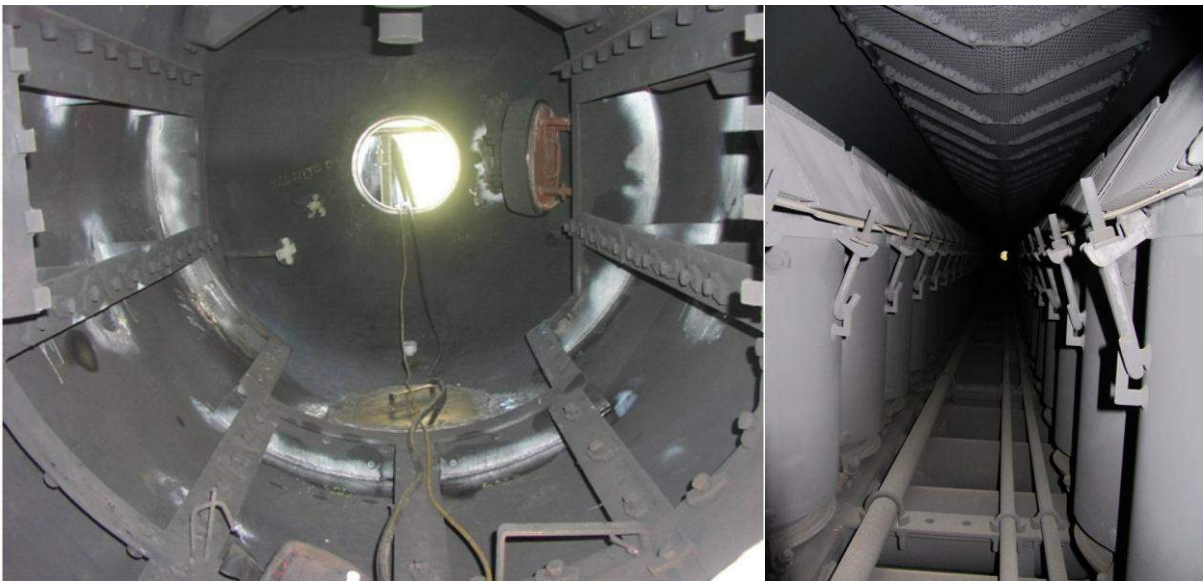


Figura 2: interno del corpo cilindrico

3. L'attività di saldatura nel corpo cilindrico

3.1 I rischi connessi con l'attività di saldatura

Le operazioni di saldatura all'interno del corpo cilindrico di una caldaia espongono i lavoratori a rischi propri dell'attività per i quali è necessario adottare specifiche misure di sicurezza. I fumi di saldatura sono degli agenti chimici classificati come pericolosi e quindi costituiscono un rischio per la salute dei lavoratori. La concentrazione di sostanze pericolose presenti nei fumi di saldatura dipende principalmente dalla composizione delle leghe costituenti la lega base e gli elettrodi utilizzati nel processo; altri parametri che possono influenzare la qualità dei fumi sono: le tecniche di saldatura (ad arco, MIG, TIG, ecc.), i parametri operativi della saldatura (amperaggio e voltaggio) e l'abilità dell'operatore. L'entità dell'esposizione, oltre che dalla composizione dei fumi, è determinata dalle procedure operative, dalla presenza/efficienza/efficacia dei dispositivi impiantistici di riduzione delle concentrazioni ambientali degli agenti chimici dispersi e dall'uso di appropriati dispositivi di protezione individuale.

Prima di eseguire i lavori e durante il loro svolgimento, è necessario verificare che nel corpo cilindrico la concentrazione di ossigeno sia adatta alla respirazione (la normale concentrazione di ossigeno nell'aria ambiente è di circa il 21%, al di sotto del 18% l'atmosfera diventa non respirabile e può provocare problemi respiratori gravi). Il rischio di

asfissia (mancanza di ossigeno) si può avere a causa di scarso ricambio di aria e o per inalazione/assorbimento di agenti chimici asfissianti prodotti.

Agli operatori verranno forniti appositi strumenti di rilevamento portatili per la misurazione in continuo del contenuto di ossigeno e delle concentrazioni in aria di sostanze infiammabili. In caso di possibile formazione di atmosfere potenzialmente esplosive, la strumentazione dovrà essere rispondente alla direttiva di prodotto ATEX.

3.2 La procedura di lavoro

Nel caso specifico in esame le attività di saldatura verranno svolte in un ambiente confinato pertanto, prima dell'intervento sarà necessario predisporre la *procedura di lavoro* volta ad assicurare che tutte le misure di sicurezza siano state messe in atto prima dell'inizio dei lavori, comprese quelle di soccorso in caso di emergenza. Le attività lavorative dovranno essere correttamente dimensionate e distribuite tra un numero adeguato di personale in possesso dei requisiti previsti dal DPR 177/11.

La procedura dovrà riportare in maniera dettagliata almeno gli elementi di seguito elencati:

- le caratteristiche strutturali del corpo cilindrico in cui si andrà ad operare, compresi gli accessi per l'entrata e l'uscita;
- le operazioni preliminari di messa in sicurezza dell'area in cui si andrà ad operare;
- i potenziali rischi ambientali residui;
- i rischi propri dell'attività (fumi di saldatura, rischio incendio, ecc.);
- le misure di prevenzione e di protezione (DPI) da adottare in relazione all'attività di saldatura da svolgere e alla particolarità dell'ambiente di lavoro;
- i sistemi di comunicazione adottati;
- la gestione delle emergenze, comprensiva delle procedure di soccorso e delle attrezzature di recupero scelte in base ai possibili scenari incidentali che possono verificarsi.

Le principali operazioni preliminari di sicurezza, indicate nel periodo precedente, comprenderanno dunque:

- l'attuazione di procedure di intercettazione/segnalazione;
- la normalizzazione della temperatura interna affinché il valore del WBGT (Wet Bulb Globe Temperature) si riporti sotto la soglia di non stress da calore;
- la ventilazione per il rinnovo dell'atmosfera interna;
- il monitoraggio ambientale per evitare che l'atmosfera diventi pericolosa e/o addirittura esplosiva.

La procedura dovrà presupporre necessariamente un efficace "sistema di comunicazione" tra il personale all'interno del luogo confinato e quello all'esterno, con un duplice obiettivo: monitorare costantemente le condizioni di lavoro e permettere un'immediata richiesta di soccorso in caso di emergenza. I sistemi di comunicazione adottati per gli interventi in caldaia dovranno prevedere l'utilizzo di apparecchi radio o di telefoni cellulari o simili, preventivamente testati, idonei alle condizioni ambientali analizzate e funzionanti per tutta la durata delle attività in tale luogo. Durante lo scambio di informazioni, dovrà essere definito, per quanto possibile, un linguaggio standardizzato, al fine di facilitare la comunicazione e la comprensione dei messaggi di soccorso soprattutto in quei casi in cui la comunicazione si complica per la presenza di disturbi.

Gli operatori che entrano nel corpo cilindrico, oltre ad avere l'idoneità sanitaria specifica per la mansione da svolgere, dovranno essere opportunamente informati, formati e addestrati sia all'attività di saldatura e ai rischi che comporta, sia all'applicazione della *procedura di sicurezza*. L'uso di DPI per le vie respiratorie può anche prevedere l'opportunità di effettuare fit-test.

Anche gli operatori che restano all'esterno devono avere l'idoneità sanitaria per la mansione specifica e conoscere la procedura di lavoro; inoltre essi devono essere in possesso di competenze e formazione specifiche, indossare appositi DPI e soprattutto essere specificatamente equipaggiati e addestrati per il recupero e il primo soccorso.

Gli operatori esterni devono essere presenti per tutta la durata dei lavori e restare in continua comunicazione con i saldatori all'interno; essi devono inoltre proibire l'accesso all'area di lavoro ai non autorizzati e far evacuare immediatamente l'ambiente confinato se si verifica una condizione di immediato pericolo.

4. Bibliografia

- [1]DPR 14 settembre 2011, n. 177 "Regolamento recante norme per la qualificazione delle imprese e dei lavoratori autonomi operanti in ambienti sospetti di inquinamento o confinati, a norma dell'articolo 6, comma 8, lettera g), del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81.
- [2]ENEL S.p.A.: "Il Generatore di Vapore", 1977.
- [3]INAIL: "Manuale illustrato per lavori in ambienti sospetti di inquinamento o confinati ai sensi dell'art. 3, comma 3, del DPR 177/2011", 2013.

Analisi e caratterizzazione del danneggiamento per corrosione-carburizzazione di una tubazione in acciaio ASTM A213 gr. 91

A. Tonti*, D. Lega*, A. Antonini*, A. Alvino*

*INAIL - DIT

Sommario

In Europa in molti vecchi impianti di produzione dell'energia le tubazioni in T22 sono state progressivamente sostituite con il T91 in relazione alla migliore resistenza al creep ed alla corrosione. Durante la fase di esercizio tuttavia sono emersi risultati inattesi quali per esempio livelli di corrosione considerevole dopo una vita spesa relativamente breve. In relazione a ciò sono tutt'ora in corso studi ed approfondimenti sui fenomeni di corrosione del gr.91 nelle diverse condizioni di esercizio. In questa memoria viene presentata l'analisi e la caratterizzazione del danneggiamento di una tubazione in T91 proveniente da una centrale Enel dopo 116.000 hr di esercizio a 580°C e 25 bar in un impianto di reforming. Il fluido di processo è costituito da nafta e idrogeno mentre all'esterno il tubo è a contatto con i fumi provenienti da una camera di combustione. La tubazione presenta una riduzione dello spessore pari al 5%. Sulla superficie esterna è presente uno strato di ossido considerevole al di sotto del quale, dopo una sottile fascia di materiale decarburato, si trova una zona intensamente carburata che si estende in una profondità pari al 15% dell'intero spessore. Il tubo in presenza di un atmosfera ricca in CO₂ ed H₂O ha sviluppato una considerevole forma di danneggiamento da corrosione/carburizzazione. Le indagini svolte al microscopio elettronico con sorgente ad emissione di campo hanno determinato una accurata caratterizzazione metallografica dell'ossido e della zona carburata contribuendo a chiarire i meccanismi di ossidazione-carburizzazione del gr.91 in atmosfere ricche di CO₂ ed H₂O.

1. Introduzione

In questo lavoro di ricerca, è stato valutato il danneggiamento subito da una tubazione in acciaio ASTM A213 grado91, dopo 116.000 ore di servizio in un impianto di reforming catalitico a 18-26 bar e 580°C. Gli acciai al 9% Cr mostrano una elevata resistenza alla corrosione, al creep ed alla fatica termomeccanica, possono essere sottoposti a temperature di esercizio fino a 580-600°C. La possibilità di aumentare la temperatura di ingresso del vapore in turbina determina un sensibile miglioramento del rendimento dell'impianto. L'acciaio gr.91, come tutti gli acciai al 9-12Cr, presenta una buona resistenza alla corrosione, tuttavia in alcuni ambienti particolari l'ossidazione può rappresentare una forma di danneggiamento significativa. Per esempio in atmosfere ricche di vapore acqueo la velocità di ossidazione del gr. 91 è circa 30 volte maggiore che in ambiente anidro. Prove sperimentali eseguite in laboratorio mostrano che anche la presenza di una atmosfera ricca di CO₂ determina fenomeni di corrosione significativi. In ambienti simulati ricchi di CO₂ [1, 2, 3, 4], il gr.91 è soggetto contemporaneamente ad un processo di ossidazione/carburizzazione; sulla superficie dell'acciaio a contatto con il gas CO₂ si forma un doppio strato di ossido al di sotto del quale si osserva una massiva precipitazione e un processo di aggregazione di carburi M₂₃C₆. I due processi, pur avvenendo con differenti reazioni, ciascuna avente una propria cinetica, non sono comunque indipendenti uno dall'altro. Il trasporto di carbonio verso l'interno non è del tutto chiaro [1, 2, 3, 4], si suppone che la CO₂, possa muoversi attraverso pori e fratture dell'ossido, reagire con il materiale base, formando magnetite, spinello e CO, il quale producendo C [4], determina la carburizzazione del materiale sottostante.

2. Procedura sperimentale

Sono stati investigati uno spezzone di tubo proveniente da un impianto di reforming catalitico e come termine di paragone uno spezzone di tubo non esercito di differente provenienza. Il materiale è stato sottoposto ad analisi chimica mediante uno spettrometro ad emissione ottica OES ARL 3460 Thermofisher. Lo studio metallografico è stato effettuato su campioni prelevati sia dalla sezione longitudinale che trasversale, il taglio è stato effettuato mediante una tagliatrice di precisione Buehler Isomet 4000, i campioni sono stati inglobati con una inglobatrice automatica Buehler e sono stati molati e finemente lucidati con una lucidatrice automatica Buehler, mediante l'ausilio di carte abrasive, panni e paste diamantate. Dopo la lucidatura i campioni sono stati sottoposti ad attacco metallografico mediante il reagente Vilella ed esaminati con un microscopio ottico Nikon Eclipse ME600 equipaggiato di camera digitale e software dedicato per processare ed acquisire immagini. Ulteriore osservazione è stata effettuata con un microscopio elettronico Fegsem Zeiss Ultra Plus dotato di una sonda EDX Inca 250 X max 50, per l'analisi dei raggi X dispersi, che ha permesso l'analisi della composizione chimica dei precipitati osservati. Il profilo radiale delle microdurezze è stato realizzato con un microdurometro manuale Leitz, utilizzando un carico 200 gr. Gli elementi di lega presenti sono stati determinati mediante un quantometro ad emissione ottica ARL 3460 Thermo Fisher calibrato per acciai micro e basso legati in riferimento alla norma ASTM E415-08.

3. Risultati e Discussione

Nella seguente tabella è riportata la composizione chimica dei materiali investigati:

Elemento	ASTM A 213 T91	Campione esercito	Campione non esercito
C	0,07-0,14	0,115	0,091
Si	0,20-0,50	0,373	0,268
Mn	0,30-0,60	0,352	0,535
P	≤ 0,020	0,012	0,016
S	≤ 0,010	0,006	0,008
Cr	8,00-9,50	8,41	8,84
Mo	0,85-1,05	0,957	0,938
Ni	≤ 0,40	0,084	0,285
Nb	0,06-0,10	0,087	0,077
V	0,18-0,25	0,196	0,206
Ti	≤ 0,01	0,006	0,001
Al	≤ 0.02	0.0006	0.0003

Tab.1 composizione chimica del campione gr.91 esercito e non

L'osservazione mediante microscopio ottico ha consentito l'identificazione della microstruttura, il campione non esercito presenta la stessa microstruttura riportata in letteratura per questo materiale (fig. 1a), mentre la struttura del bulk del campione esercito presenta i bordi grano più definiti (fig.1b) come conseguenza dell'aggregazione dei carburi.

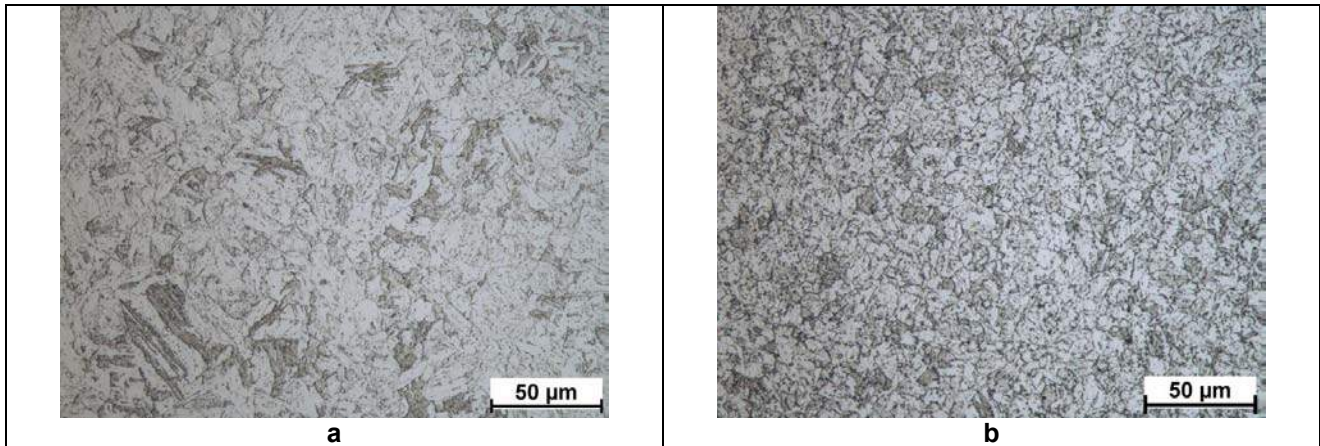


Fig. 1: Microstruttura LOM a) campione non esercito; b) campione esercito

La struttura della superficie esterna ed interna è invece più complessa. Partendo dall'esterno (fig.2 a,b) si osserva uno strato di ossido, il cui spessore è di 500-1000 µm, sotto una zona molto sottile (30-50 µm) dove non si osservano precipitati, seguita da una porzione di materiale, dello spessore di 1100-1200 µm ricca di precipitati. La struttura della superficie interna (fig.2 c,d) è diversa e presenta uno spessore minore (50-100 µm).

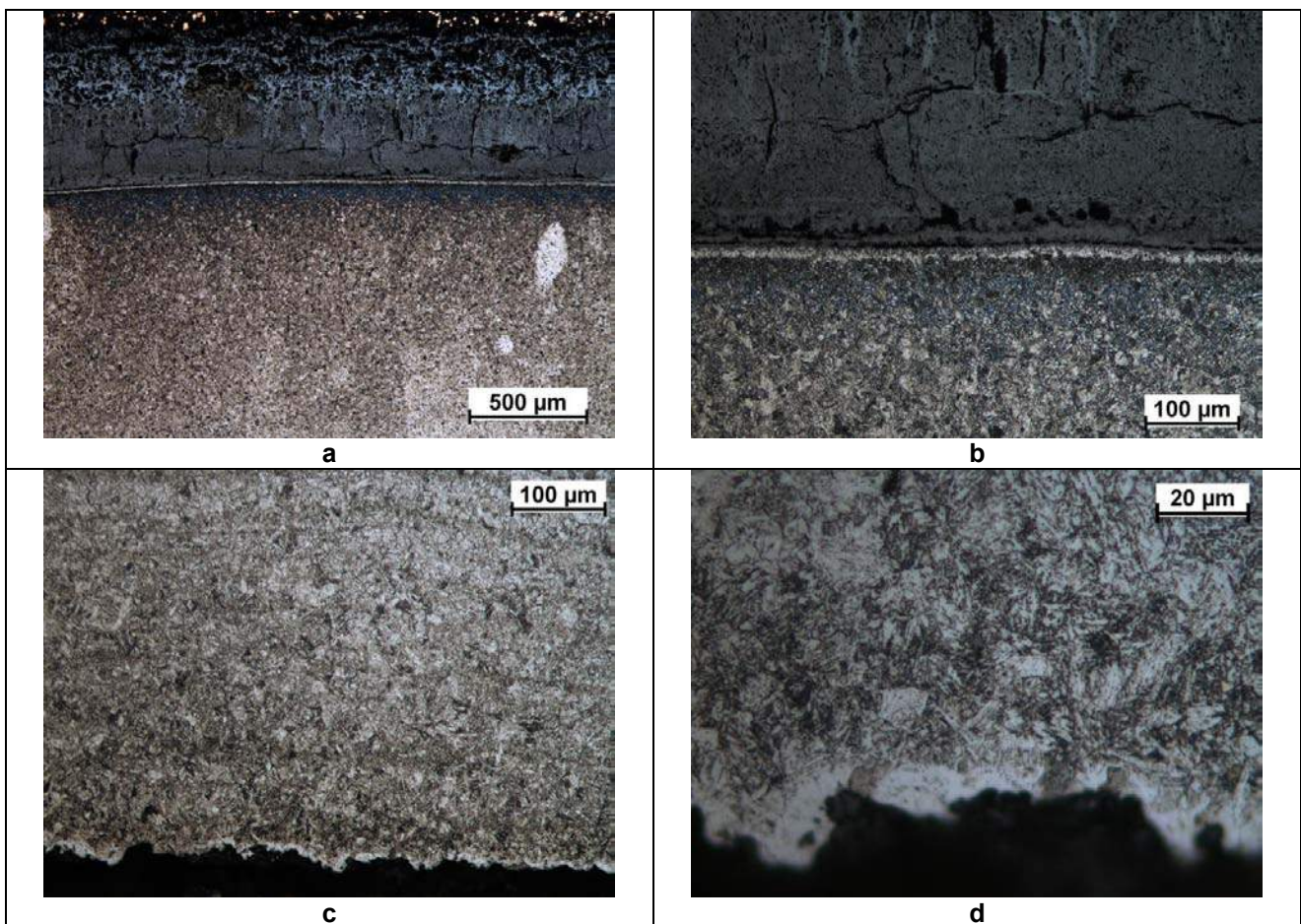


Fig. 2: a,b) Superficie esterna; c,d) Superficie interna

Nello strato di ossido della superficie esterna (fig. 3) si distinguono due porzioni differenti, una porzione più esterna dall'aspetto molto poroso contenente principalmente Fe ed O, una porzione più interna, dall'aspetto più compatto in cui sono presenti cavità e fratture,

composta da Fe, O e Cr, il quale può essere identificato come spinello. Quanto osservato è in accordo con ciò che è riportato in letteratura [1-4]. Nello strato di ossido più interno, lo spinello, si osservano agglomerati di ossido di molibdeno, sono inoltre presenti molte fratture, tra i due strati di ossido. L'interfaccia tra il metallo e l'ossido (fig. 4) è notevolmente fratturata, probabilmente a causa dei differenti coefficienti di espansione termica. Il metallo direttamente a contatto con l'ossido presenta un sottile strato decarburizzato (fig. 5a) in cui non si osservano né carburi né seconde fasi, mentre tale zona risulta arricchita di Ni e sono presenti anche ossidi di Fe/Cr. Proseguendo verso il bulk del campione si osserva una ulteriore zona (fig. 5b) in cui è presente una fitta rete di carburi, localizzati principalmente ai confini dei bordi grano (PAGB) nella quale sono comunque assenti le fasi di Laves.

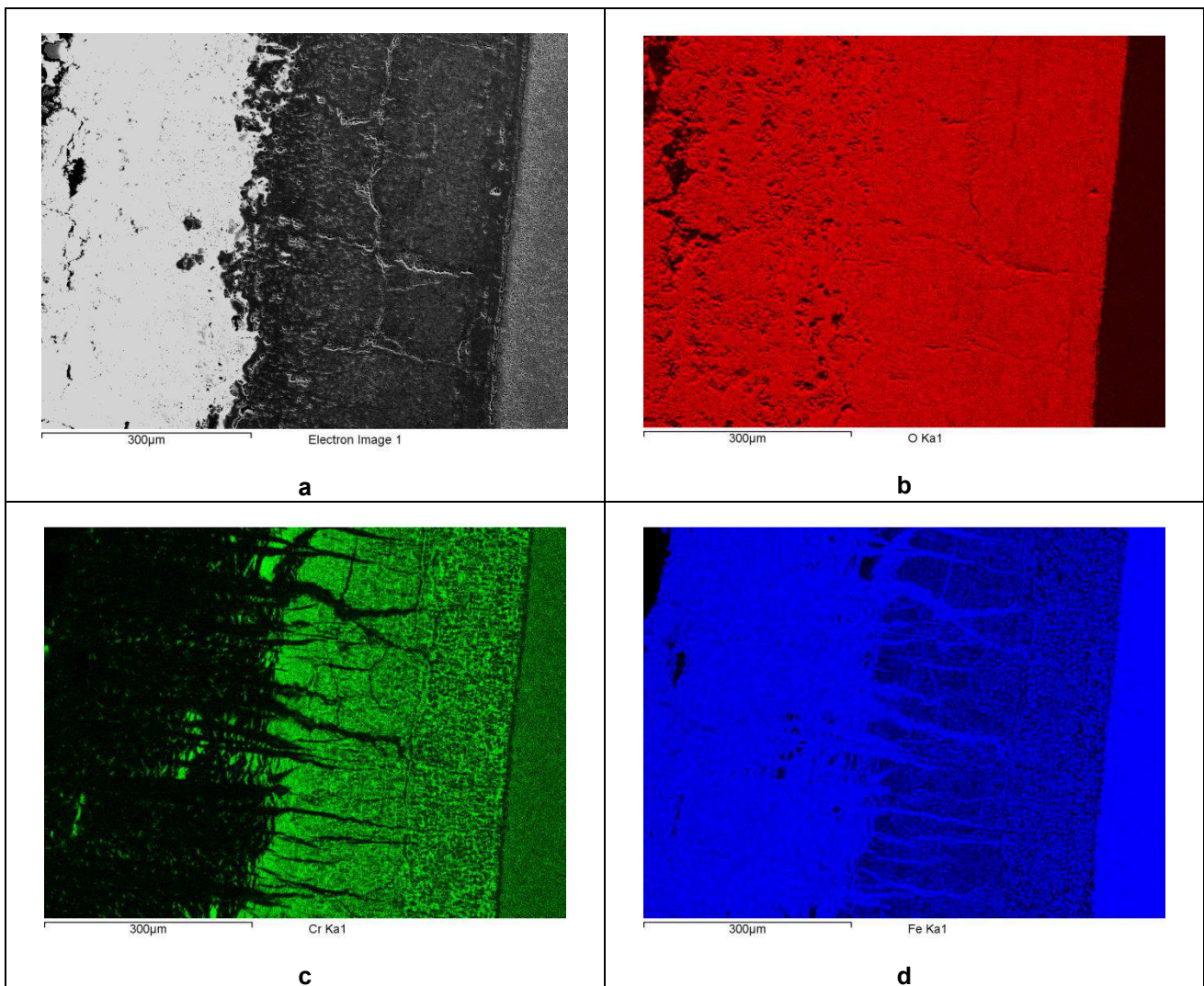


Fig. 3: Mappa EDX degli elementi del doppio strato di ossido presente sulla superficie esterna

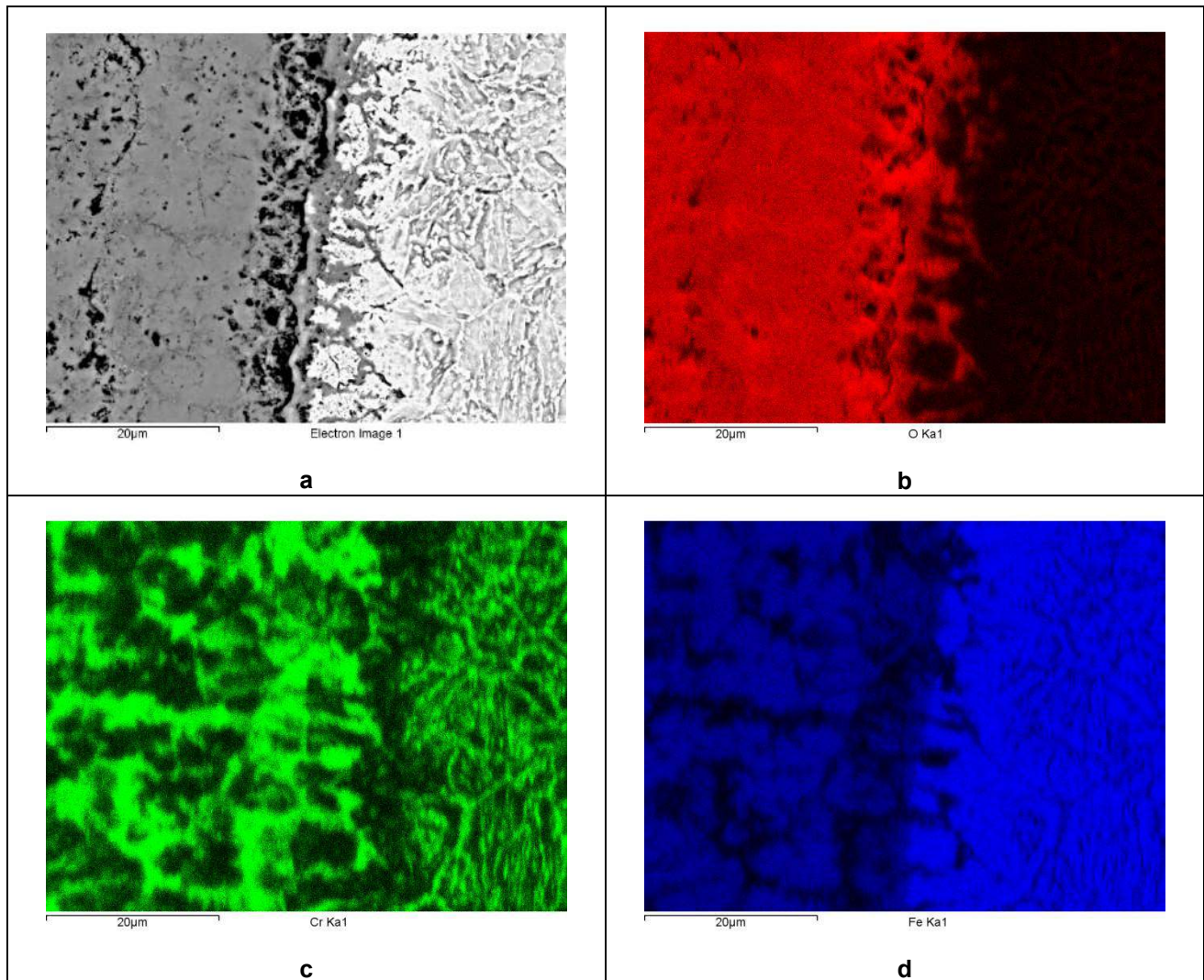


Fig. 4: Mappa EDX degli elementi presenti nell'interfaccia ossido-acciaio della superficie esterna

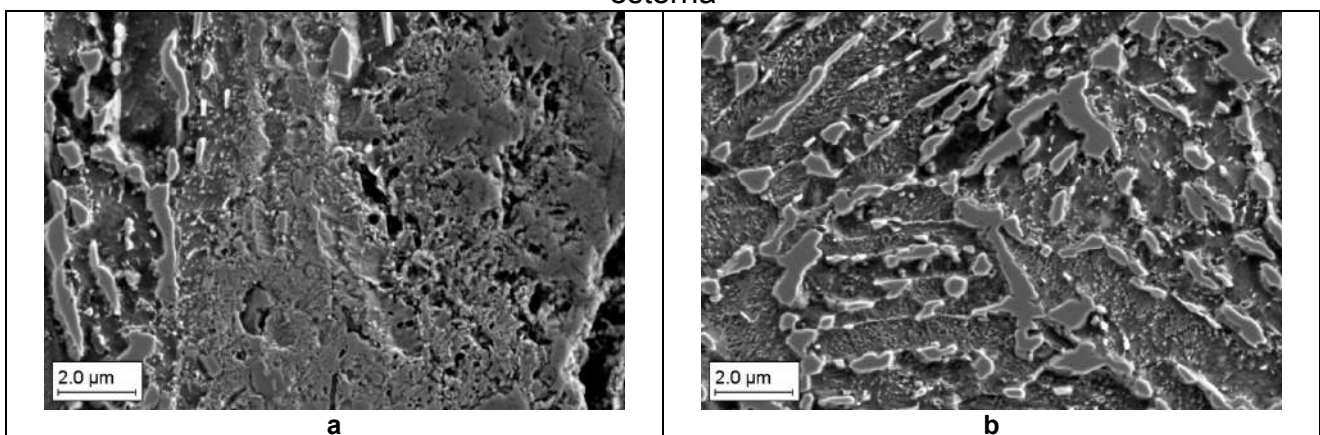


Fig. 5: Immagine Sem superficie esterna a) strato decarburato; b) strato carburizzato

Sulla superficie interna (fig. 6) lo strato di ossido si presenta con microstruttura e composizione differente rispetto a quello osservato sulla superficie esterna. Il suo spessore è apprezzabilmente più piccolo ed è costituito da un unico strato di ossido contenente Cr.

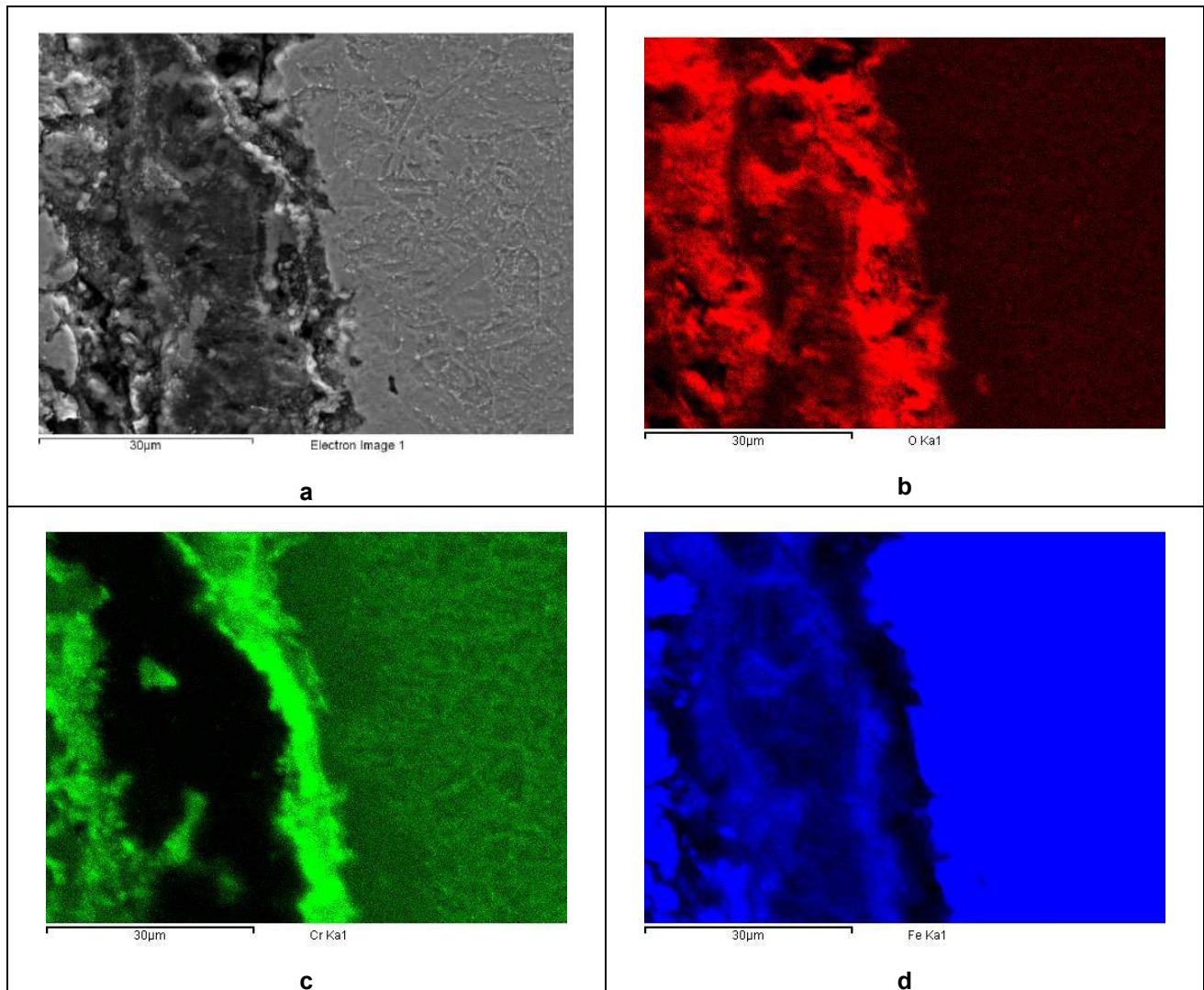


Fig. 6: Mappa EDX degli elementi presenti nello strato di ossido adiacente la superficie interna

Adiacente allo strato di ossido ancora si osserva uno strato di materiale decarburizzato seguito da uno ricco di carburi (fig.7).

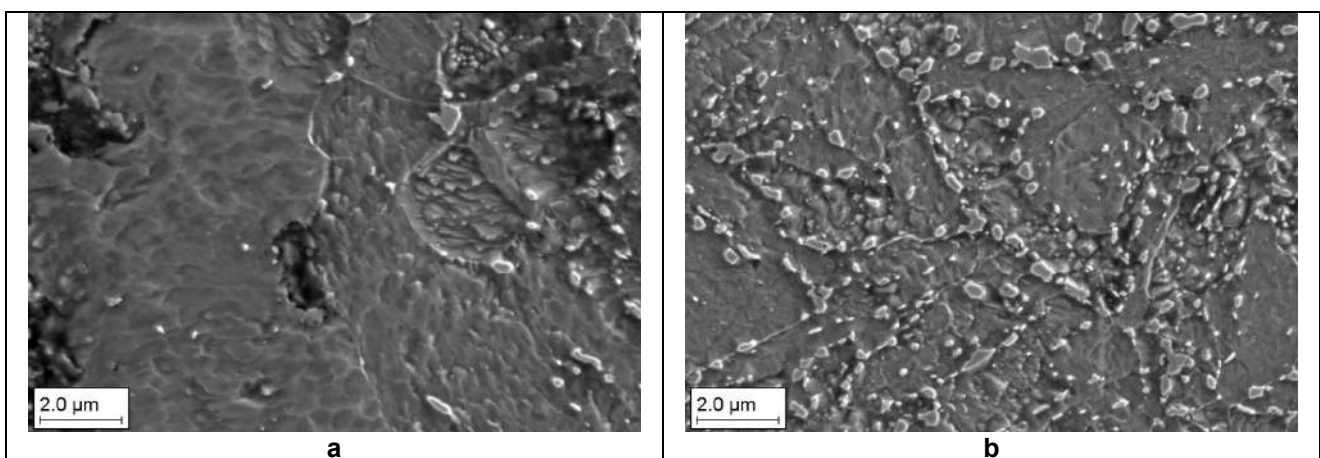


Fig. 7: Immagine Sem superficie interna a) strato decarburizzato; b) strato carburizzato. I carburi sono comunque più piccoli e meno aggregati di quelli osservati nella corrispondente zona sulla superficie esterna.

Il profilo delle microdurezze dei campioni esercito e non, rilevate lungo le sezioni trasversali, sono riportate in fig. 8. Nel campione esercito, in prossimità dell'interfaccia metallo ossido, il valore della microdurezza aumenta a 312 HV, quindi diminuisce progressivamente intorno a 1500 μm di profondità, assumendo una durezza paragonabile a quella del campione non esercito. Il profilo della microdurezza è strettamente legato alla distribuzione della zona carburizzata.

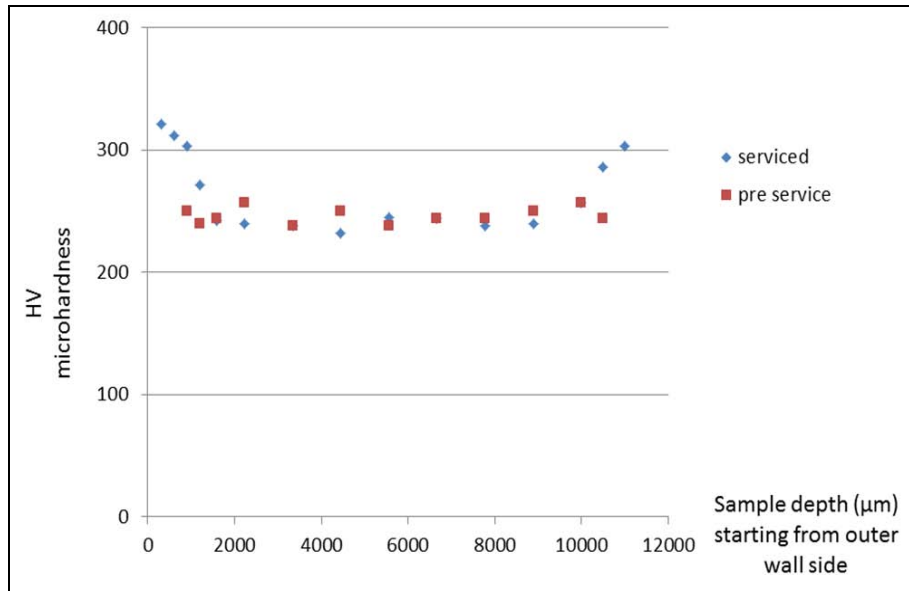


Fig.8: Profilo delle microdurezze del campione esercito e non

Nel bulk del materiale è stata osservata la precipitazione, aggregazione delle fasi di Laves quale unica forma di evoluzione della microstruttura (fig. 9). Le dimensioni delle fasi di Laves, ricavate dalla distribuzione del loro diametro medio, non sono ancora tali da evidenziare danneggiamento (fig. 10).

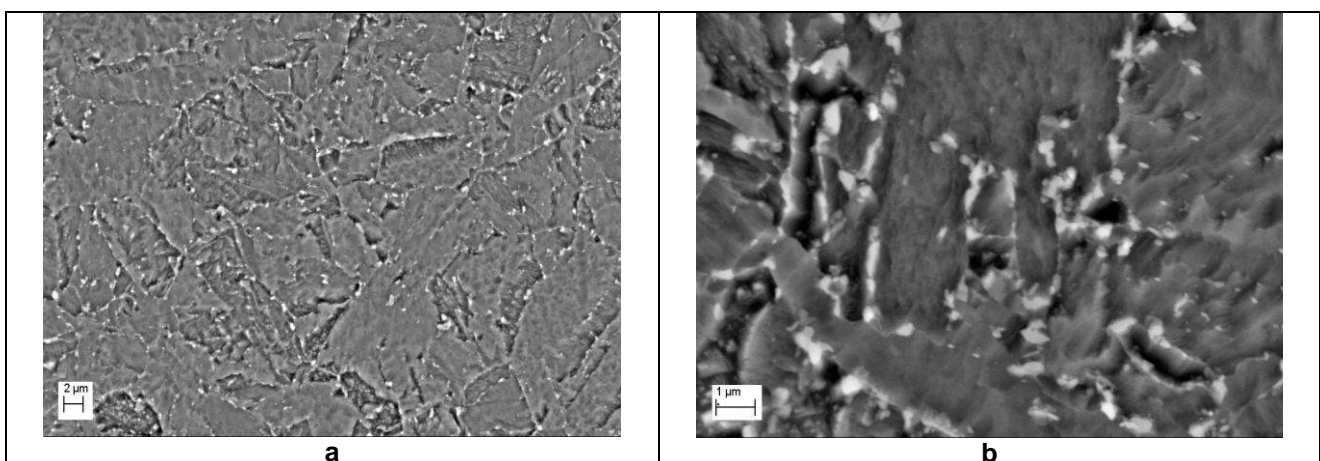


Fig. 9: Immagini Sem (detector AsB) del campione esercito

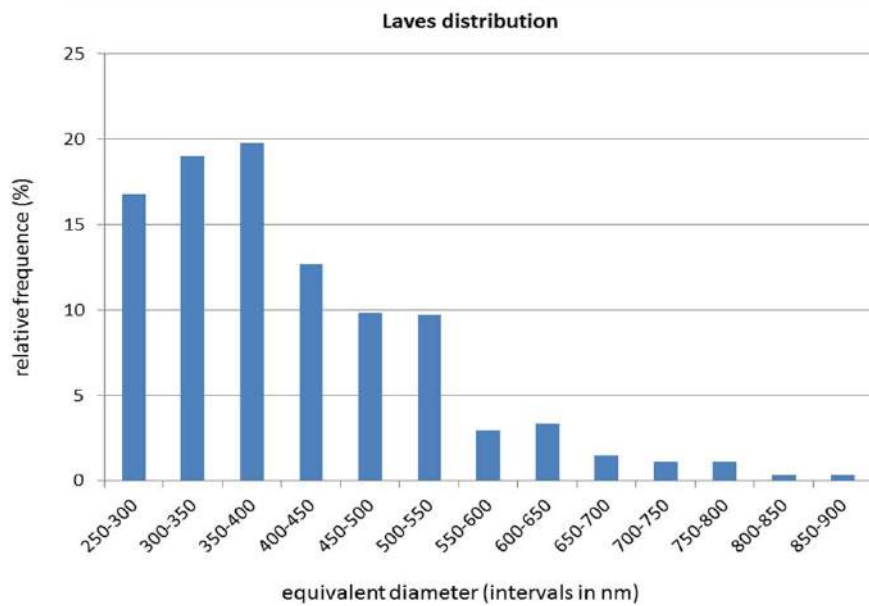


Fig.12: Distribuzione delle dimensioni delle fasi di Laves, misurate con il Fegsem

4. Conclusioni

In questa memoria è stato presentato uno studio relativo al danneggiamento subito da una tubazione in acciaio ASTM A213 gr.T91 esercita in un impianto di reforming catalitico per 116.000 hr alla pressione di 18-26 bar ed alla temperatura di 580°C.

La principale forma di danneggiamento osservata è costituita da fenomeni di ossidazione/carburizzazione sulla superficie esterna del tubo a contatto con i gas di combustione. Il danneggiamento si presenta sottoforma di doppio stato di ossido/spinello (spessore 1500/1600 μm), seguito da una zona carburizzata (1100-1200 μm), caratterizzata da una fitta rete di carburi $M_{23}C_6$ principalmente localizzati all'interfaccia dei PAGB e dei bordi dei subgrani. In questa zona, un aumento del valore della microdurezza, evidenzia una perdita della duttilità del materiale che è causa di una riduzione delle proprietà meccaniche dell'intero tubo. Il tipo di danno osservato invece sulla superficie interna, a contatto con il fluido di processo costituito da nafta/idrogeno è diverso e di minore entità.

Lo spessore dell'ossido è molto più ridotto, ed anche la struttura non presenta il doppio strato, inoltre la zona carburizzata è molto meno profonda ed estesa. Questo studio conferma quanto rilevato in prove simulate in laboratorio e cioè che in presenza di CO_2 l'acciaio gr. 91 subisce un danneggiamento per corrosione-carburizzazione.

5. Bibliografia

- [1] D. Laverde, T. Gomez-Acebo, F. Castro: "Continuous and cyclic oxidation of T91 ferritic steel under steam", Corrosion Science 46, 2004, 613-631.
- [2] ASM Handbook, vol.13A "Corrosion, Fundamentals, Testing and Protection".
- [3] N. Mu, K.Y. Yung, N.M. Yanar, G.H. Meier, F.S. Pettit, G.R. Holcomb: "Water vapor effects on the oxidation behavior of Fe/Cr and Ni/Cr alloy in atmospheres relevant in oxyfuel combustion", Oxidation of Metals, 2012, 78: 221-237.
- [4] F. Rouillard, G. Moine, M. Tabarant, J.C. Ruiz: "Corrosion of 9 Cr steel in CO_2 at intermediate temperature: mechanism of carburization", Oxidation of Metals, 2012, 77, 57-70.

La gestione del ciclo di vita delle attrezzature in pressione: il progetto PELM

O. Borgia*, L. Schoepflin*

*Saipex S.r.l.

Sommario

Le attrezzature in pressione rappresentano un'importante fonte di rischio all'interno di uno stabilimento produttivo. La gestione del rischio di tali apparecchiature richiede competenze specifiche da parte degli operatori, un robusto e ben strutturato database ed una visione dell'intero ciclo di vita dell'asset in oggetto. D'altra parte i recenti sviluppi normativi e le rinnovate esigenze di competitività delle aziende hanno creato un quadro legislativo particolarmente composito che accentua i requisiti di competenze specifiche e valorizzazione delle informazioni.

La gestione delle informazioni lungo l'intero ciclo di vita delle attrezzature sia dal punto di vista documentale che operativo e l'utilizzo delle più avanzate metodologie di valutazione del rischio rappresentano, quindi, un'importante sfida.

Le esigenze appena esposte trovano naturale espressione in una piattaforma informatica avanzata, appositamente sviluppata per la gestione del ciclo di vita delle attrezzature, denominata PELM (Pressure Equipment Lifecycle Management).

Tale piattaforma presenta, oltre ai contenuti base dei comuni sistemi informativi (anagrafica, gestione documentale, gestione della manutenzione), importanti innovazioni in termini di referenziazione planimetrica delle attrezzature, sviluppo di uno specifico scadenziario legislativo ed implementazione dei principali strumenti di analisi dei rischi.

Questo articolo si propone di illustrare come l'adozione di opportuni strumenti informatici di supporto come la Piattaforma PELM possa semplificare e facilitare tali attività, liberando risorse umane ed economiche a beneficio della competitività aziendale.

1. Le attrezzature in pressione come asset industriale strategico

Troppo spesso all'interno della aziende le attrezzature in pressione sono considerate alla stregua di una semplice attrezzatura di lavoro o macchinario; mentre per la loro complessità e pericolosità richiederebbero un'attenzione maggiore.

Nella maggior parte dell'industria italiana, che può essere definita per lo più manifatturiera, l'attrezzatura e gli impianti in pressione sono spesso considerati alla stregua di un semplice macchinario o se non addirittura molto meno. Questo tipo di sensibilità è dovuta principalmente al fatto che tali attrezzature non trattano molto spesso il "prodotto" vero e proprio realizzato nell'industria ma sono a servizio delle macchine stesse che lo realizzano o dell'intero stabilimento produttivo. Proprio questa visione semplicemente "funzionale" ha relegato le attrezzature in pressione nel mondo delle attrezzature di servizio che spesso risultano essere quelle oggetto di minor attenzione.

Fanno eccezione a questo tipo di visione le industrie di tipo petrolchimico dove tali oggetti, rappresentano uno strumento di lavoro vero e proprio, che guarda caso tratta direttamente la materia prima per trasformarla nel prodotto finale.

Esistono invece numerosi settori industriali dove le attrezzature in pressione sono utilizzate in maniera intensiva e diffusa e pertanto rappresentano un vero e proprio asset industriale strategico e per tale andrebbero considerate e di conseguenza trattate. Ci riferiamo specificatamente alle industrie di tipo farmaceutico o alimentare oppure alle cartiere ma anche all'ambito sanitario, del packaging ed in alcuni casi anche nel settore metalmeccanico. Sul territorio nazionale esistono aziende nei settori appena citati al cui interno sono presenti centinaia di attrezzature in pressione per un grande valore

economico, spesso trascurato, ma soprattutto con una incidenza sulla cosiddetta *Business Continuity* determinante.

Proprio in queste aziende ci si ricorda di queste “attrezzature di lavoro” solo in occasioni particolari come guasti, malfunzionamenti o verifiche di legge, destinandole quindi ad una gestione inefficace ma soprattutto inefficiente e classificandole come semplice centro di costo o poco più.

Cambiare visione di tali beni riconoscendo lo *status* di *asset* industriali strategici migliorerebbe tanti aspetti della loro gestione ma soprattutto proprio in questo momento in cui la congiuntura economica non è favorevole potrebbe essere uno strumento per recuperare competitività tramite obiettivi di efficacia tecnica ed efficienza economica nella loro gestione.

2. L'universo vs rete

Lo *status* di *asset* strategico dovrebbe essere riconosciuto di diritto alle attrezzature in pressione semplicemente prendendo atto del numero e delle diversa tipologia di attori coinvolti nel loro ciclo di vita.

I cosiddetti *stakeholders* coinvolti se raggruppati in macrocategorie, che trascurano di per se già molti aspetti, sono almeno di otto tipologie diverse e qui di seguito se ne riporta una semplice schematizzazione.

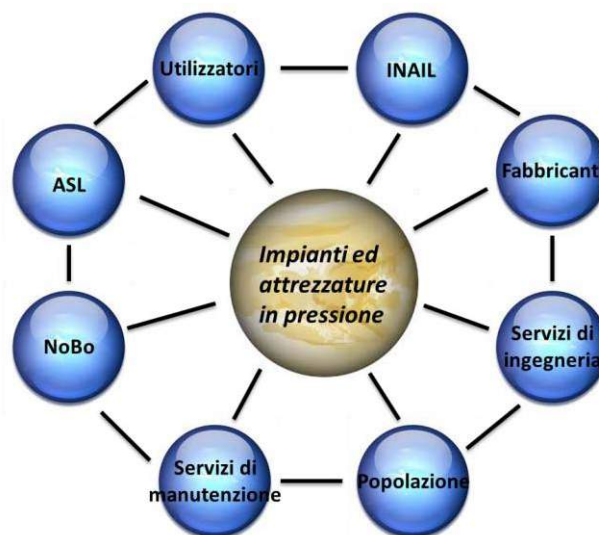


Figura 1 – Stakeholders per impianti ed attrezzature in pressione

Questo universo di operatori, tecnici, funzionari, ecc., facenti parte di organizzazioni diverse e spesso molto lontane sia geograficamente che filosoficamente, prende parte al ciclo di vita di tale tipologia di attrezzature di lavoro in diverse fasi e momenti, in alcuni casi interagendo e/o influenzando gli altri soggetti che hanno a che fare con l'asset stesso. Si utilizzano e si generano dati, si prendono decisioni operative/tecniche, si mettono in campo azioni, professionalità, analisi, ecc.

Per cui l'universo diventa una vera e propria rete caratterizzata da flussi informativi, decisioni condivise, azioni con conseguenze operative, tattiche e strategiche che rendono gli impianti e le attrezzature in pressione dei veri e propri asset industriali che richiedono un sistema di gestione in accordo a tale visione.

Questa rete ha molte caratteristiche che la accomunano a quelle che in letteratura sono identificate come *Service Provider Net works* per cui il nostro approccio si basa sull'opportunità di introdurre per la gestione del ciclo di vita di tali attrezzature i modelli organizzativi e gli strumenti operativi sviluppati in questo ambito.

3. La piattaforma PELM

L'interazione tra soggetti, aziende e istituzioni trova naturale espressione in piattaforme con architetture specifiche per archiviazione, consultazione e condivisione di informazioni e dati che seguano l'intero ciclo di vita dell'asset industriale.

La piattaforma denominata PELM (*Pressure Equipment Lifecycle Management*) ha lo scopo di raccogliere, condividere ed archiviare le informazioni che si sviluppano durante il ciclo di vita di un'attrezzatura in pressione e di distribuirle ai diversi attori coinvolti nella loro gestione con i seguenti requisiti:

- affidabilità in termini di correttezza tecnica ed aggiornamento;
- disponibilità in termini di:
 - al momento giusto;
 - alla persona giusta;
 - con il giusto strumento.

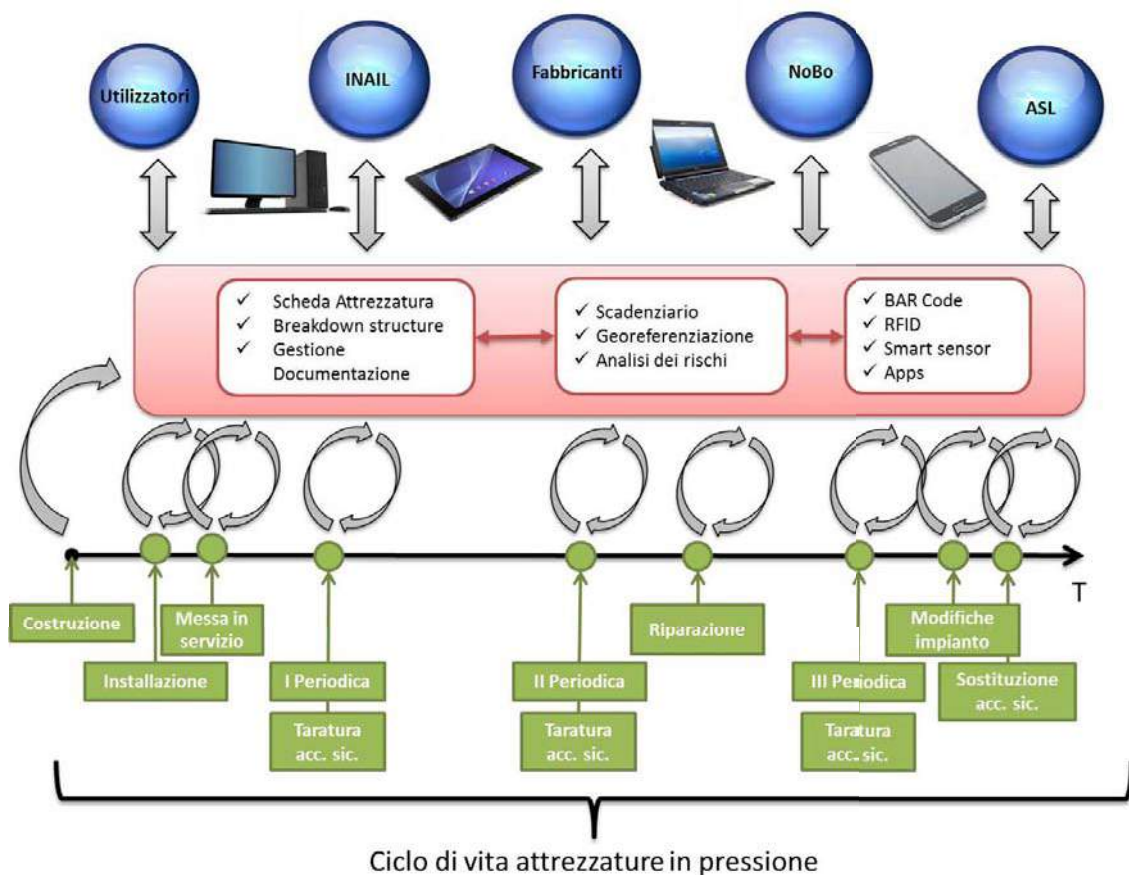


Figura 2 – Flussi informativi e la piattaforma PELM

La Figura 2 mette in evidenza come gli eventi che caratterizzano il ciclo di vita di un'attrezzatura in pressione siano dei "generatori" di informazioni e dati; ma nello stesso momento in cui generano dati, spesso per completare le azioni scaturite da un evento, è necessario avere a disposizione altre informazioni che sono state generate in un momento diverso del ciclo di vita dell'attrezzatura. Normalmente il "custode" di tutto ciò è l'utilizzatore delle attrezzature in pressione ma molto spesso alcune informazioni non sono nelle sue disponibilità o non è completamente cosciente di quali deve archiviare, come farlo e soprattutto quando renderle disponibili.

Per quanto sopra esposto la letteratura propone dei modelli di gestione delle informazioni con specifiche caratteristiche in termini di architettura e struttura definite come *service software platform*.

Proprio a questi modelli si ispira la piattaforma PELM che per facilità di utilizzo e di accesso è di tipo *web-based*. Questa prima caratteristica garantisce l'accessibilità da qualsiasi punto sia disponibile una connessione rete dati, utilizzando uno strumento informatico fornito di un semplice *browser*.

Profili di accesso con proprietà diversificate in funzione dell'attore ed aggiornamento in tempo reale sono altri vantaggi estremamente utili di questa scelta.

Strumenti di questo tipo inoltre hanno il vantaggio di non richiedere particolare formazione per il fruitore delle informazioni in quanto sono basate su visualizzazioni e modalità di utilizzo comuni a quelle delle classiche navigazioni web.

Per quanto riguarda la strutturazione dei dati e delle informazioni contenute all'interno della piattaforma ci siamo rivolti ad una architettura con scomposizione ad albero.

Questo tipo di approccio, su cui si basano tra l'altro anche i principali CMMS (*Computerized Maintenance Management System*) presenti sul mercato ed illustrato in Figura 3, ha molteplici vantaggi tra i quali la facilità di ricerca delle informazioni che sono state archiviate con un criterio di scomposizione logica piuttosto intuitivo. Inoltre questo approccio ha il vantaggio di sposarsi molto bene con le principali metodologie di analisi del rischio e pertanto è una modalità di rappresentazione propedeutica a diverse fasi di vita dell'apparecchio.

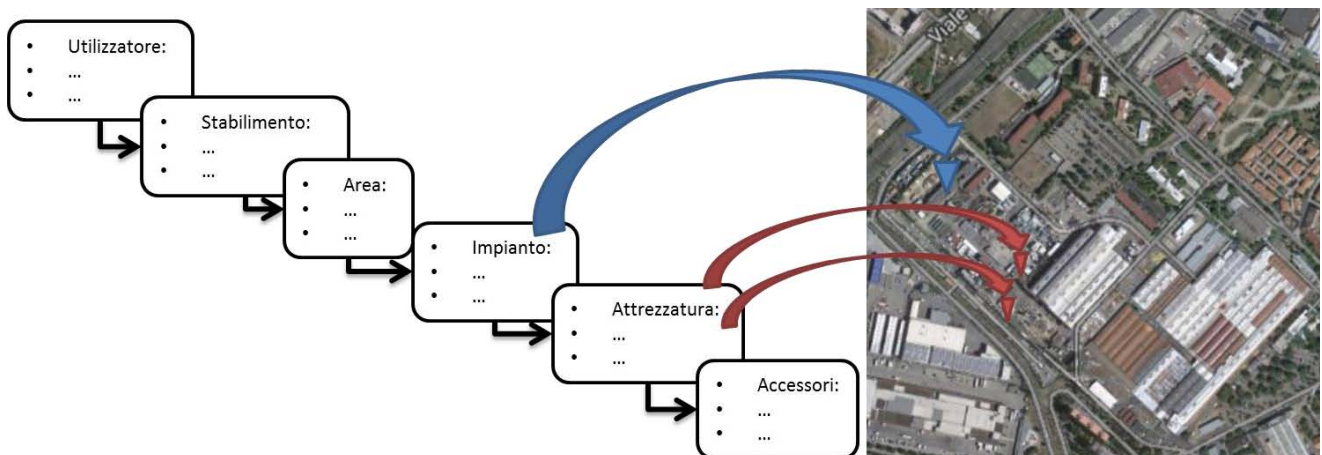


Figura 3 – Scomposizione ad albero della struttura dati georeferenziata

La piattaforma PELM associa inoltre a questo tipo di struttura delle informazioni anche il concetto di georeferenziazione delle attrezzature e degli impianti, che risulta essere molto comodo nel caso sia presente la necessità di procedere con ricerche in base alla posizione delle attrezzature o per sviluppare mappature del rischio in funzione della concentrazione e della tipologie di attrezzature in pressione presenti in determinate aree degli stabilimenti.

Per quanto riguarda la gestione della documentazione associabile ad un'attrezzatura in pressione la piattaforma propone tutte le proprietà dei più diffusi *Document Management System* garantendo l'accessibilità selettiva in funzione del profilo di utenza e la disponibilità alla consultazione, modifica e caricamento in tempo reale di qualsiasi documento presente nei principali formati *software* presenti sul mercato.

Stesso discorso per lo scadenziario, che permette di gestire gli appuntamenti legislativi delle attrezzature ed accessori con tutto il preavviso e la pianificazione necessaria, preallertando e coinvolgendo solo chi veramente necessario.

La piattaforma è poi orientata anche all'analisi dei rischi collegata alle attrezzature in pressione. E' possibile implementare specifiche tipologie di analisi legate a questo ambito

come API580 (*Risk Based Inspection*) e API579 (*Fitness For Service*) al fine di supportare gli utenti nella gestione del rischio. In particolare associando tale approccio alla georeferenziazione è possibile implementare delle vere e proprie mappature delle aree di rischio per l'implementazione delle opportune misure di mitigazione ed eliminazione ove possibile. Inoltre un'ulteriore opportunità è quella di poter sviluppare piani di manutenzione ed ispezione delle attrezzature in funzione del loro effettivo stato di conservazione.

Quanto sopra esposto, grazie alle moderne tecnologie, è disponibile su tutte le tipologie di supporto informatico: dalla postazione fissa ai più avanzati dispositivi mobili, questo al fine di garantire la piena e completa fruibilità delle informazioni al momento giusto ed alla persona giusta. Infatti, la recente diffusione ed utilizzo, anche in ambito industriale, di dispositivi mobili informatici permette di massimizzare l'efficienza di tale strumento che potrebbe essere così disponibile sia per le attività di tipo amministrativo in ufficio, ma anche come supporto per gli operatori tecnici direttamente in campo.

4. Caso di studio

L'approccio presentato in questo articolo e la piattaforma PELM sono stati oggetto di implementazione in un caso di studio ben articolato per numerosità delle attrezzature in pressione presenti e per la complessità della loro gestione.

Il progetto di implementazione ha visto coinvolto due stabilimenti di un'azienda manifatturiera nell'ambito della metalmeccanica, utilizzatrice di qualche centinaio di apparecchiature suddivise in diversi reparti. Di seguito una tabella riepilogativa della numerosità delle attrezzature dove per ragioni di riservatezza sono stati assegnati nomi comuni agli stabilimenti ed ai reparti coinvolti.

	Stabilimento 1	Stabilimento 2
Reparto 1	8%	0%
Reparto 2	6%	0%
Reparto 3	9%	0%
Reparto 4	18%	35%
Reparto 5	13%	10%
Totale	55%	45%

Tabella 1 – Reparto vs stabilimento: distribuzioni attrezzature in pressione

Il sistema e le modalità di gestione prima dell'implementazione del progetto vedevano coinvolti molti attori e per alcuni di essi era presente un notevole numero di persone:

- **Utilizzatore:**
 - n°7 operatori (uno per ciascun reparto) con il compito di gestire operativamente le attrezzature dal punto di vista degli obblighi legislativi e delle scadenze;
 - n°2 coordinatori EHS, uno per ciascun stabilimento con il compito di coordinare gli operatori dei diversi reparti e mantenere in comunicazione i due stabilimenti per condividere esperienze, risultati, etc.
- **INAIL:**
 - n°4 operatori: n°2 per ciascun dipartimento coinvolto.
- **ASL:**
 - n°2 operatori coinvolti: n°1 per ciascun stabilimento.
- **Servizi in outsourcing:**
 - Ingegneria: n°1 tecnico coinvolto;
 - Manutenzione.

L'adozione della piattaforma e l'implementazione del progetto, che avrà una durata di 3 anni e di cui al momento siamo circa a metà strada, ha riconfigurato completamente le risorse con un efficientamento complessivo del sistema di gestione.

Configurazione organizzativa prima del progetto [risorse/uomo]			
	Stabilimento 1	Stabilimento 2	Totale
Operatori Reparto	1,50	1,25	2,75
Operatori EHS	0,33	0,25	0,58
Servizi di ingegneria (outsourcing)	0,33	0,33	0,67
Totale	2,16	1,83	4,00



Configurazione organizzativa attuale [risorse/uomo]			
	Stabilimento 1	Stabilimento 2	Totale
Operatori Reparto	0,50	0,30	0,80
Operatori EHS	0,10	0,10	0,20
Servizi di ingegneria (outsourcing)	1,10	0,90	2,00
Totale	1,70	1,30	3,00

Figura 4 – Risultati implementazione progetto PELM

La Figura 4 mostra come ci sia stato un recupero globale del 25% di risorse e come l'utilizzatore sia passato da un impegno di 3,33 risorse/uomo a 1 risorsa/uomo con un recupero in termini di risorse umane da destinare al proprio core business pari a circa il 70%.

Questa nuova configurazione è stata inoltre anche apprezzata dai soggetti istituzionali coinvolti che interagiscono con un numero inferiori di interlocutori adeguatamente formati e con competenze specifiche.

5. Conclusioni e sviluppi futuri

Il principale risultato dell'adozione di questo tipo di strumento è rappresentato dalla possibilità di poter gestire e condividere informazioni utili, dati, documenti, ecc. lungo l'intero ciclo di vita di un'attrezzatura in pressione, creando così un database che integra e rende disponibili tutto ciò che è necessario.

È evidente come i risultati illustrati nel caso di studio siano dovuti anche all'esternalizzazione del servizio che permette di coinvolgere tecnici dedicati e con competenze specifiche.

Per quanto riguarda il panorama di applicazioni similari già in commercio, il mercato propone numerosi sistemi informativi dotati di enorme potenzialità e flessibilità (MAXIMO, SAP, ecc). Nessuno di questi sistemi però è stato sviluppato nell'ottica specifica della gestione delle attrezzature in pressione per cui è necessaria una rilevante fase di implementazione. Inoltre, la loro adozione, oltre ad essere onerosa da un punto di vista economico, risulta spesso essere anche impegnativa dal punto di vista dell'organizzazione aziendale. Un altro punto debole dei *database* commerciali è quello di non prevedere la possibilità di implementare qualsiasi tipo di analisi e valutazione del rischio. Quest'ultimo limite risulta particolarmente impattante sulla conseguente possibilità di sviluppare piani di manutenzione e gestione delle attrezzature in funzione del loro effettivo stato di efficienza e conservazione.

Lo sviluppo specifico per il settore degli impianti e delle attrezzature in pressione rappresenta quindi un punto di forza della piattaforma PELM, nonostante ciò è necessario

valutare con attenzione l'opportunità di integrazione ed interazione tra essa ed i principali CMMS presenti sul mercato.

Per quanto riguarda i futuri ambiti di sviluppo che ci si propone di indagare, da un punto di vista prima modellistico e poi operativo, possiamo citare quello di implementare l'utilizzo di *BAR code*, *RFID (Radio-Frequency IDentification)* e *smart sensor* che interagiscano direttamente con la piattaforma.

I primi, se applicati su ciascuna attrezzatura a pressione, permetterebbero una più rapida rintracciabilità delle informazioni tramite l'utilizzo di un semplice lettore, ormai integrato sui più moderni dispositivi mobili. Un'evoluzione di questo sistema identificativo è rappresentato dagli RFID che garantirebbero la possibilità dell'autoattivazione oltre ad essere in grado di trasferire tipologie di informazioni più strutturate ed una quantità di dati sensibilmente maggiore.

Gli *smart sensor*, invece, rappresentano l'ultima frontiera per l'acquisizione di informazioni dal campo, tipicamente misure di grandezze fisiche, in modalità wireless; che potrebbero essere associate direttamente alla relativa attrezzatura in pressione, permettendo di tenerne sotto controllo per esempio lo stato di conservazione ed efficienza.

Gli sviluppi appena descritti permetterebbero di automatizzare alcune fasi del processo di trasferimento dei dati ed informazioni oltre ad ampliare la tipologia di dati contenuti nella *database* della piattaforma.

Infine per una completa fruibilità della piattaforma in ambito dispositivi mobili, si sta valutando l'opportunità di sviluppare una specifica applicazione per *smartphone* che permetta di garantire la disponibilità delle informazioni in tutte le condizioni di campo.

6. Bibliografia

- [1] M.K. Ahuja & K.M. Carley: Network Structure in Virtual Organizations, Organization Science, 1999, Vol. 10, No. 6.
- [2] L.E. Gadde, L. Huemer & H. Hakansson: Strategizing in industrial networks, Industrial Marketing Management, 32, 2003, pp. 357-364.
- [3] R. Gulati, N. Nohria & A. Zaheer: Strategic networks, Strategic Management Journal, 21, 2000, pp. 203-215.
- [4] M. Porter: Competitive Advantage, Creating and Sustaining Superior Performance, The Free Press, New York, 1985.
- [5] T. Bangemann, X. Rebeufet, D. Reboul, A. Schulze, J. Szymanski, J.P. Thomesse, M. Thron, and N. Zerhouni: Creating distributed maintenance systems through an integration platform. Computers in Industry, PROTEUS – vol. 57, 2006, pp. 539-551.
- [6] D. Kiritsis: Ubiquitous product lifecycle management using product embedded information devices. Proceedings of International Conference on Intelligent Maintenance Systems (IMS 2004).
- [7] L. Camarinha-Matos and H. Afsarmanesh: Collaborative networked organizations: a research agenda for emerging business models. Springer-Verlag, London Berlin Heidelberg, 2004.
- [8] L. Camarinha-Matos, and H. Afsarmanesh: Comprehensive modeling framework for collaborative networked organizations. Journal of Intelligent Manufacturing, vol. 18 (5), 2007, pp. 529-542.
- [9] M. Tucci, M. Rapaccini, F. De Carlo, O. Borgia: New Maintenance Opportunities in Legacy Plants. 9th IFAC Workshop on Intelligent Manufacturing Systems Szczecin, Poland, 9-10.10.2008.
- [10] M. Rapaccini, F. Visintin, O. Borgia, and F. De Carlo: Providing industrial maintenance services through a virtual enterprise network: the e-Meccanica project. Proceeding of APMS2008, International Conference on Innovation in Networks, 14-17 September Espoo, Finland, 2008.

Valutazione della vita residua di componenti eserciti in regime di scorrimento viscoso con il metodo Omega e la tecnica dello small punch. Esempi di applicazione.

A.Tonti*, C. delle Site*, D. Lega*, A. Antonini*, A. Alvino*

*INAIL – DIT

Sommario

La valutazione della vita residua di componenti eserciti in regime di scorrimento viscoso è una questione critica per l'analisi della sicurezza ed affidabilità degli impianti industriali. La necessità di valutare le proprietà meccaniche residue dei componenti strutturali ancora in servizio con metodi diretti di analisi richiede lo sviluppo di metodologie non invasive, al fine di preservare l'integrità del componente stesso. Le prove di creep effettuate con la tecnica dello Small Punch rispondono bene a questa necessità, in quanto prevedono l'utilizzo di campioni di dimensioni molto piccole. Il metodo Omega ideato da M. Prager ed incluso nella norma API 579-1/ASME FFS-1 si basa su un modello matematico che descrive il comportamento di un materiale in regime di scorrimento viscoso e può essere applicato per la stima della vita residua attraverso l'esecuzione di prove di creep di breve durata. Applicare il metodo Omega eseguendo le prove di scorrimento mediante Small Punch Test presenta l'indiscutibile vantaggio di potersi avvalere di una tecnica di analisi praticamente non distruttiva. In questa memoria vengono presentati alcuni esempi di applicazione di questa metodologia. In particolare viene valutata la vita residua di un collettore SH2 in acciaio ASTM A335 gr. P22, esercito per 98.000 ore a 540°C e di una tubazione in acciaio ASTM A213 gr.T91, esercita per 116.000 ore a 580°C in un impianto di reforming. Le prove di creep sono state eseguite con la tecnica dello Small Punch utilizzando un dispositivo progettato e costruito in accordo con la CWA 15627. I risultati ottenuti sono stati confrontati con i metodi predittivi più tradizionali, quali l'osservazione delle cavità in relazione a Neubauer ed al parametro A, la distanza tra i carburi e la durezza. Sono state inoltre esaminate le criticità dello Small Punch test, in particolare quando questo tipo di misure viene condotto su materiali come gli acciai ad alto cromo.

1. Introduzione

La valutazione della vita residua di componenti in servizio in regime di scorrimento viscoso è una questione critica per l'analisi della sicurezza ed affidabilità degli impianti industriali. Uno degli obiettivi che la realtà industriale si sta ponendo con crescente interesse è quello di avere stime affidabili che contemplino la possibilità di utilizzare in sicurezza un impianto per un periodo di esercizio più prolungato di quanto previsto dai calcoli eseguiti in fase di progetto, notoriamente piuttosto conservativi.

A tal fine si rende necessario valutare le proprietà meccaniche residue dei componenti strutturali ancora in servizio con metodi diretti di analisi non invasivi, al fine di preservare l'integrità del componente stesso. Le prove di scorrimento uniassiale non possono essere impiegate per questo scopo, dal momento che necessitano di una quantità di materiale troppo elevata.

Assai promettenti si stanno rivelando i test effettuati con la tecnica dello small punch [1-3], che prevedono l'impiego di un provino cilindrico di dimensioni contenute (8 mm di diametro per 0.5 mm di spessore) che viene posizionato in un forno a temperatura ed atmosfera controllate ed a cui si applica meccanicamente un carico costante sul provino, che così risulta soggetto ad una opportuna deformazione.

Durante uno small punch test viene in realtà registrata una curva dello spostamento del trasduttore in funzione del tempo, il quale non è esattamente coincidente con la deformazione vera e propria. E' comunque possibile risalire a quest'ultima grandezza mediante un'apposita equazione basata sulla teoria sulle membrane di Chakrabarty [4], che prevede una relazione tra lo spostamento misurato e la deformazione (ϵ , o strain) subita dal campione:

$$\epsilon = 0,17959\Delta + 0,09357 \Delta^2 + 0,0044 \Delta^3 \quad (1)$$

con ϵ = deformazione e Δ = spostamento misurato dal trasduttore

Utilizzando la (1), la curva spostamento vs tempo viene convertita in una curva deformazione vs tempo (figura 1), che per molti aspetti è analoga a quella che si ricava dai dati di una prova uniassiale di creep.

I dati ottenuti sono impiegati nella stima della vita residua adoperando il metodo Omega [5-6]. Questo metodo, ideato da Prager ed incluso nella norma API 579-1/ASME FFS-1 si basa su un modello matematico che descrive il comportamento di un materiale in regime di scorrimento viscoso e può essere applicato per la stima della vita residua attraverso l'esecuzione di prove di creep di breve durata. Applicare il metodo Omega eseguendo le prove di scorrimento mediante Small Punch Test presenta l'indiscutibile vantaggio di potersi avvalere di una tecnica di analisi praticamente non distruttiva. Detto metodo è basato sull'assunzione che in un materiale soggetto a creep - in determinate condizioni - dopo un breve e trascurabile intervallo temporale, si realizza un continuo incremento della velocità di deformazione. Tale situazione è parzialmente in contrasto con la teoria classica dello scorrimento a caldo che considera i canonici tre stadi di evoluzione I (velocità di deformazione decrescente), II (velocità di deformazione costante) e III (velocità di deformazione crescente).

La velocità di deformazione è il parametro chiave che rappresenta il danno accumulato ed è legata al tempo secondo la relazione (2):

$$\epsilon'(t) / \epsilon'_0 = \exp(\Omega\epsilon) \quad (2)$$

da cui si ha la (3)

$$\log \epsilon'(t) = \log \epsilon'_0 + \Omega\epsilon \quad (3)$$

con ϵ'_0 = velocità di scorrimento iniziale; $\epsilon'(t)$ = velocità di scorrimento al tempo T.

Elaborando si ricava la stima della vita residua funzione di Ω e di ϵ'

$$t_r - t = 1 / \Omega\epsilon'(t) \quad (4)$$

Ω ed ϵ' si ricavano sperimentalmente: il primo si ottiene dalle prove di scorrimento portate a rottura, dove Ω è la pendenza della curva $\log \epsilon'$ vs ϵ , mentre ϵ' si ricava dalle curve ϵ vs tempo.

In accordo con quanto riportato in letteratura da Prager [5], affinché le prove siano utilizzabili per la stima è necessario che vengano effettuate nelle stesse condizioni di temperatura e di σ di esercizio; sono ammessi incrementi al massimo del 30% sulla σ e di 55-85°C sulla T; va inoltre evitata l'ossidazione del campione, operando in condizioni inerti; la velocità di scorrimento deve essere compresa fra $2 \cdot 10^{-6}$ e $1 \cdot 10^{-5} \text{ h}^{-1}$.

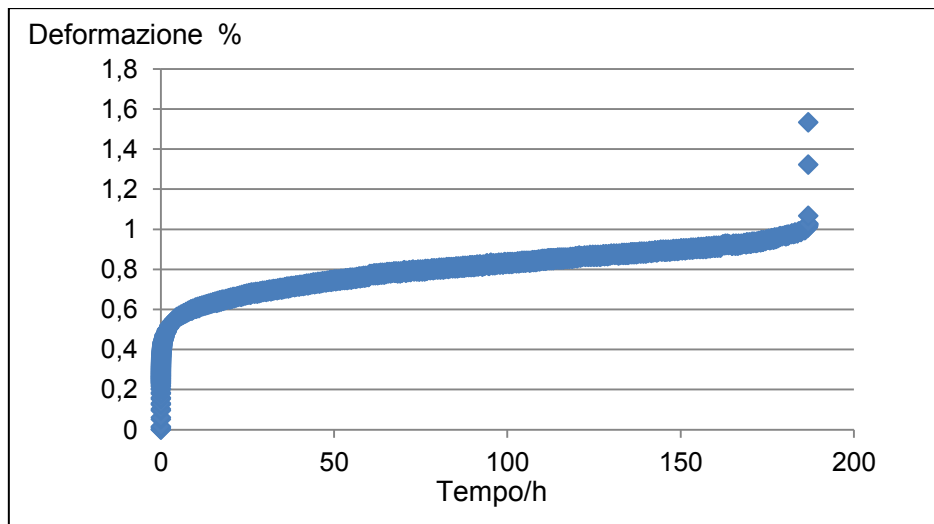


Figura 1- curva deformazione vs tempo

Per poter utilizzare lo Small Punch Test nella stima della vita residua è necessario inoltre lavorare con un carico opportuno (F_{sp}), il cui valore sia correlato col suo equivalente (σ) utilizzato nei test uniassiali: a tal scopo viene utilizzata la relazione (5) proposta nel CEN Workshop Agreement CWA 15627 [7]

$$F_{sp}/\sigma = 3.33 K_{sp} R^{-0.2} r^{1.2} h_0 \quad (5)$$

dove F_{sp} (ossia il carico utilizzato nelle prove di Small Punch) viene rapportato alla σ utilizzata nelle prove uniassiali mediante una costante K_{sp} , determinata sperimentalmente.

2. Materiali e metodi

Le prove di Small Punch Creep test sono state eseguite su due differenti categorie di acciaio: una serie di provini è stata ricavata da un collettore SH2 in acciaio ASTM A335 gr. P22 (figura 2a), esercito per 98.389 ore alla temperatura di 540°C; sono stati ricavati provini di materiale base (BM), zona termicamente alterata (HAZ) e zona fusa (WM) (figura 2b). Una seconda serie di campioni è stata ricavata da una tubazione in acciaio ASTM A213 gr. T91, esercitata per 116.000 ore a 580°C in un impianto di reforming (figura 2c-d). In questo caso i provini sono stati ricavati da un saggio prelevato al centro della sezione del tubo (core metal), ossia più lontano possibile dalle superfici interna ed esterna.

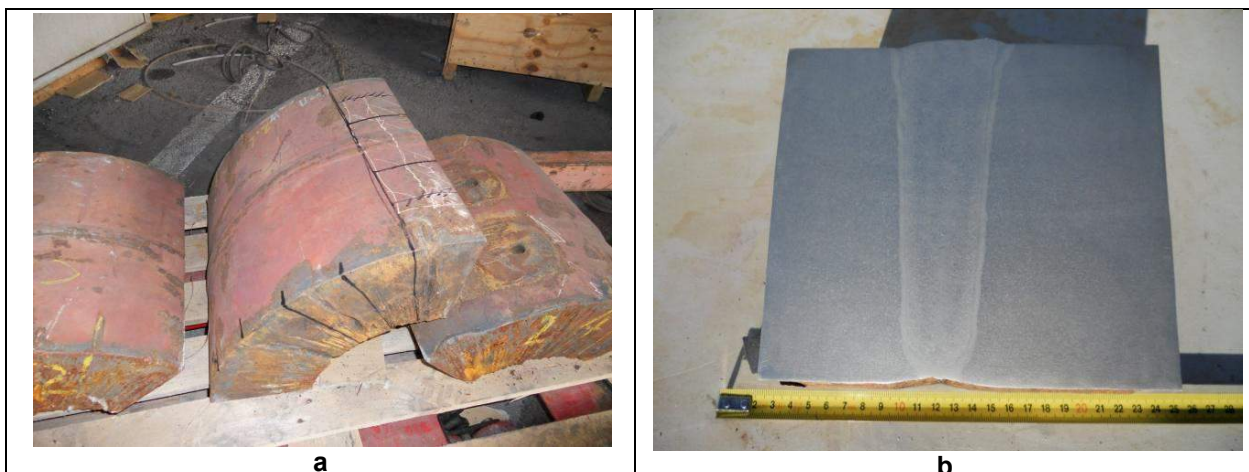


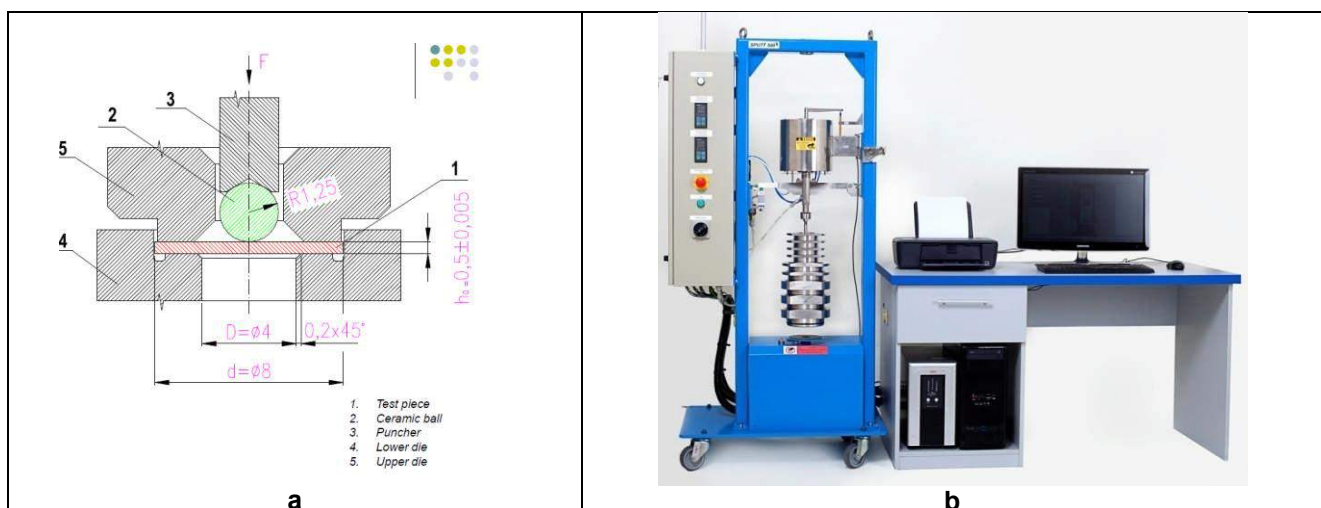


Figura 2 - (a) (b) il collettore SH2 in ASTM A335 gr. P22: visione del pezzo e macro della saldatura esaminata; (c) (d) il tubo in ASTM A 213 gr. P91

Tutti i provini sono stati realizzati in accordo con la norma CWA 15627 [7]. Le loro dimensioni sono 8 mm di diametro per 0.5 mm di spessore. Le misure sono state eseguite con un macchinario SPUTT 500, appositamente progettato e costruito per eseguire "Small Punch Creep test" (figura 3) in accordo con la norma CWA 15627 [7]. Il provino viene posizionato in un forno a temperatura controllata (25° - 650° C), sotto flusso di argon, ad esso viene applicato meccanicamente un carico costante (30-500N), tramite una pallina di ceramica certificata nei parametri, durezza, sfericità e rugosità di superficie. Il campione è soggetto ad una deformazione misurata da un trasduttore con un range di ± 5 mm, ripetibilità 0,2 micron e linearità 0,9%.

Per l'acciaio P22 le misure sono state eseguite alla temperatura di 540° C, utilizzando un carico di 480 N. E' stata seguita la metodica elaborata da Izaki [1] che prevede l'impiego di una specifica K_{sp} per il materiale base (MB), una per la zona fusa (WM), una per la zona termicamente alterata (HAZ) "coarse-grained", ed una per la HAZ "fine-grained". I valori usati sono quelli ricavati sperimentalmente da Izaki per l'acciaio in questione (ASTM A335 gr. P22).

I provini in P91 sono stati sottoposti a 580° C sotto un carico di 480N. Secondo quanto riportato in letteratura, la scelta dell'opportuno K_{sp} per il gr. 91 è un passaggio assai delicato. E' stato dimostrato che tale parametro può variare anche di molto non solo a seconda del carico applicato, ma addirittura a seconda della provenienza dell'acciaio [2-3,8-12].



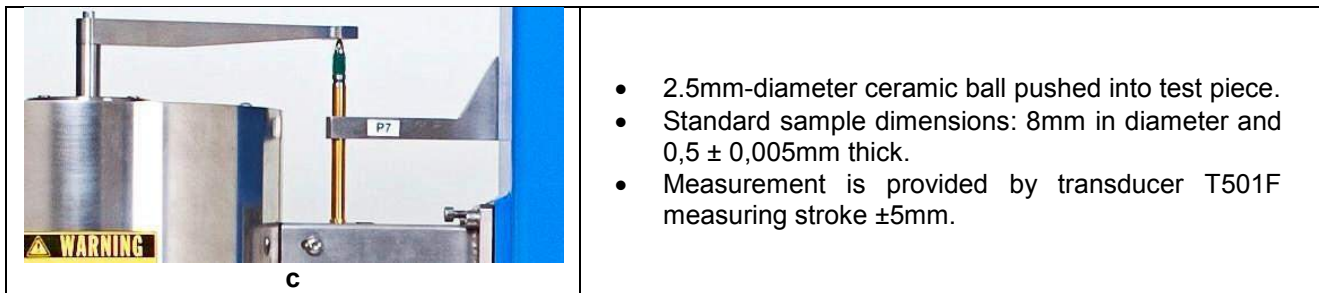


Figura 3 - (a) schema di funzionamento dello small punch test; (b) visione d'insieme del macchinario SPUTT 500; (c) particolare del sensore di spostamento

Il carico utilizzato nelle prove di Small Punch è stato convertito nella σ equivalente utilizzata nelle corrispondenti prove un assiali utilizzando la relazione proposta dalla CWA, utilizzando i K_{sp} riportati in letteratura ottenuti in condizioni sperimentali paragonabili a quelle utilizzate nei nostri esperimenti.

3. Risultati

Le prove effettuate sono state utilizzate per una stima di vita residua mediante il metodo Ω . Nella tabella 1 sono riassunti i dati ottenuti dai test:

Materiale	Condizioni operative	tempo di rottura (ore)	Ω
P22 Parent material	540°C 480N	118	13.99
P22 Parent material	540°C 480N	158	19.07
P22 Parent material	540°C 480N	79	17.57
P22 parent material	540°C 480N	219	24.47
P22 HAZ	540°C 480N	55	28.52
P22 HAZ	540°C 480N	86	4.37
P22 HAZ	540°C 480N	37	4.11
P22 HAZ	540°C 480N	110	2.5
P22 WM	540°C 480N	0.01	2.95
P22 WM	540°C 480N	223	24.13
P22 WM	540°C 480N	0.4	7.62
P22 WM	540°C 450N	0.6	7.59
P22 WM	540°C 400N	2.2	5.95
P91 base material	580°C 480N	438	22.53
P91 base material	580°C 480N	416	19.29
P91 base material	580°C 480N	426	20.51
P91 base material	580°C 480N	875	21.93

Tabella 1 - risultati degli esperimenti e calcolo di Ω

L'andamento delle prove con l'acciaio P22 mostra comportamenti differenti per il materiale base, per la zona fusa e per la zona termicamente alterata. Sono quindi stati distinti tre valori di Ω . Eliminando (ove fosse necessario) il valore che più si discosta dagli altri e mediando si ottengono per il materiale base, $\Omega_{MB} = 18.8$, per la zona termicamente alterata $\Omega_{ZTA} = 3.7$ mentre per la zona fusa $\Omega_{WM} = 6.0$. Dall'analisi dei dati ottenuti con l'acciaio P91 è stato ottenuto un Ω pari a 21.1. Per il calcolo finale della vita residua,

secondo l'equazione (4) precedentemente citata è necessario ricavarsi il parametro ϵ' , che viene determinato effettuando delle prove con un carico paragonabile alla σ di esercizio (100-160N). A causa dei tempi di prova decisamente più lunghi, è al momento disponibile il solo dato ricavato dai provini in P22 prelevati in zona termicamente alterata, il cui valore di ϵ' risulta essere $1 \cdot 10^{-6}$ mentre sono in fase di perfezionamento gli esperimenti sulla zona fusa e sul materiale base. La stima della vita residua ha fornito come risultato un valore approssimabile alle 250000 ore. Questo valore stimato è stato inoltre confrontato con quelli ricavati mediante altri metodi predittivi, quali l'osservazione delle cavità, il parametro A, la distanza tra carburi e la durezza. In tabella 2 sono descritti brevemente i metodi ed i principi su cui si basano. In tabella 3 sono riportati i dati ottenuti.

Metodo	Principio
cavità	Un lungo periodo di servizio in condizioni di creep determina cambiamenti della struttura e dei precipitati in termini di composizione e morfologia. Esaminando la struttura mediante osservazione al microscopio ottico di campioni eserciti, è possibile classificare il danno interno in funzione della vita spesa.
parametro A	$A = n. \text{ di bordi grano cavitati} / n. \text{ di bordi grano totali}$ Per la misura del parametro A si classificano come cavitati o non cavitati i bordi grano intercettati da una linea di riferimento parallela alla direzione di applicazione del carico.
distanza tra carburi	La resistenza a creep di un materiale è direttamente dipendente dalle dimensioni dei precipitati e dalla loro distribuzione, pertanto la conoscenza dell'evoluzione nel tempo della distanza interparticellare è indice della storia termica e consente una stima della vita spesa. Ipotizzando che i carburi siano distribuiti uniformemente in matrice e di dimensioni trascurabili, assimilabili a punti, l'interdistanza particellare è definita come segue: $l = \sqrt[3]{(N/V)}$ con N/V = numero di carburi per unità di volume L'interdistanza può essere correlata tramite grafici sperimentali al valore di PLM e alla durezza. Il PLM è direttamente correlabile alla vita spesa $(PLM = T(20 + \log t) / 1000)$. Il calcolo è stato effettuato contando il n. di particelle presenti su campioni ingranditi a 30.000x
durezza	La durezza può essere correlata tramite dati sperimentali al valore di PLM. $PLM = R(20 + \log t) / 1000$ $R = Cx1,8 + 491,67$ Le misure di durezza del campione sono state condotte applicando un carico di 100g.

Tabella 2 - i metodi alternativi ad Ω per la stima della vita residua

Metodo	cavità	parametro A	distanza carburi	durezza
stima	$\leq 250000 \text{ h}$	vita spesa $\leq 20\%$	125000 h	$\approx 200000 \text{ h}$

Tabella 3 - stime di vita residua effettuate sulla HAZ con i metodi descritti in tabella 2

Il metodo della distanza tra precipitati fornisce una stima del 50% più pessimista rispetto a quanto calcolato con Ω , mentre la stima effettuata in base al parametro A (notoriamente la più impiegata a tutt'oggi) risulta essere più ottimistica. Sembra invece esserci un ottimo accordo tra le previsioni di Ω e quanto ricavato sia mediante il metodo delle cavità che in base alle misure di durezza.

Per fare una prima stima del danneggiamento subito dal tubo in acciaio grado 91, non

essendo stato possibile effettuare prove di small punch su campioni non eserciti dello stesso lotto, è stato condotto un confronto dei risultati ottenuti dalle prove di small punch con i dati dei test uniassiali riportati nell'ECCC data sheet 2005 (figura 4).

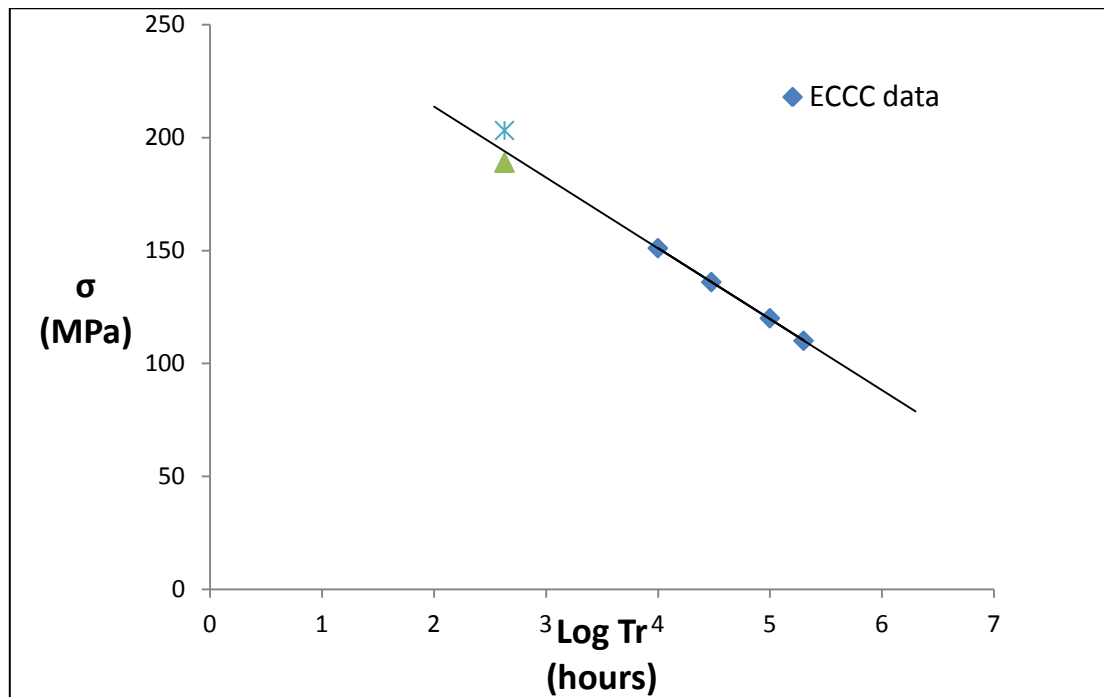
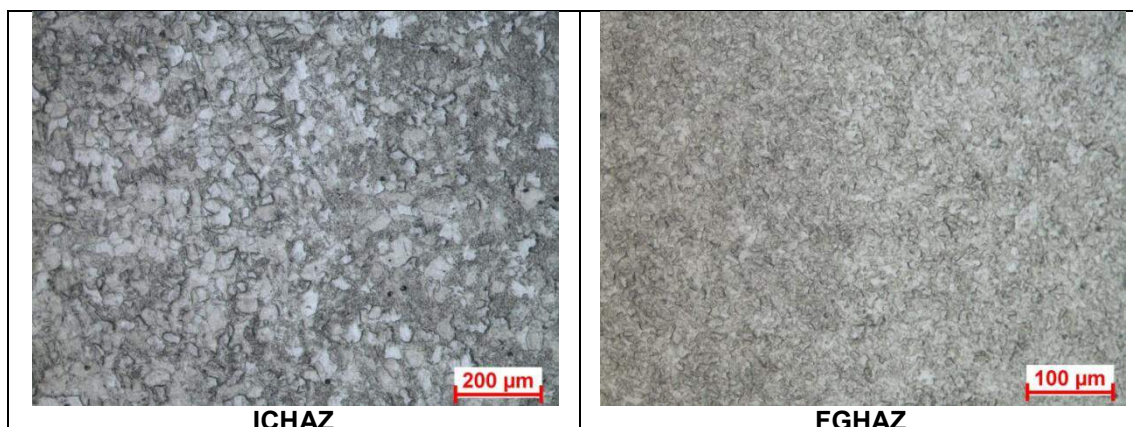


Figura 4 – Valori di σ (calcolati in base a differenti fonti bibliografiche) a confronto con i risultati di prove uniassiali (ECCC data sheet 2005)

I tempi a rottura ottenuti ($2 < \log t_r < 3$) sono sostanzialmente in accordo con valori di sigma compresi nell'intervallo 150-200 MPa e grossomodo riconducibili a quelli tipici di un P91 virgin material. Alla luce anche dei risultati dell'esame metallografico (riportati nella sezione precedente), si può dunque escludere con un ragionevole grado di fiducia che il materiale abbia subito danno da creep nel corso dell'esercizio. Ulteriori misure, per determinare il parametro ϵ' (prove con un carico paragonabile alla σ di esercizio) sono state già previste, al fine di ottenere la stima della vita residua anche questo materiale.

A completare lo studio su questi materiali, al fine di avere dei dati provenienti da altre tecniche di indagine più tradizionali, è stata condotta un'analisi della microstruttura dei materiali testati. Nelle figure 5 e 6 sono riportate alcune micrografie effettuate sui medesimi campioni di acciaio da cui sono stati prelevati i saggi per effettuare le misure col metodo dello small punch.



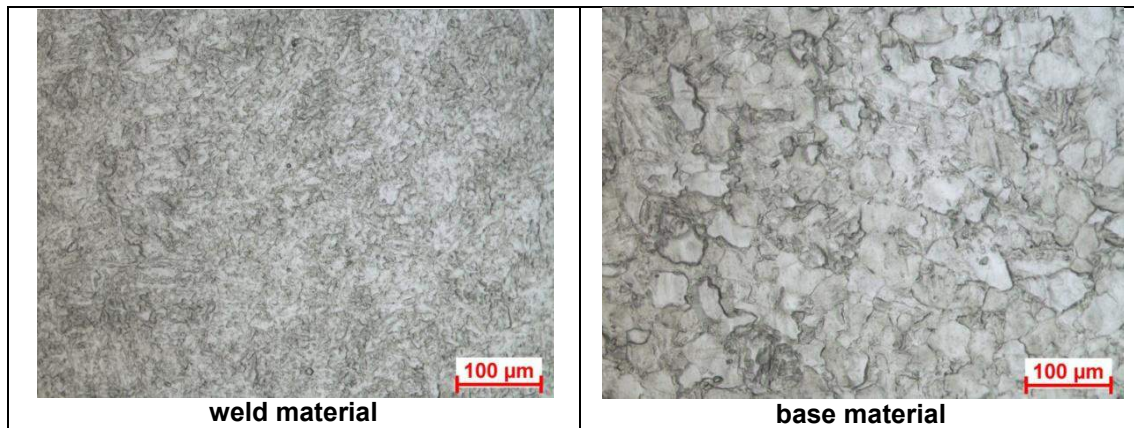


Figura 5 - micrografie delle componenti della saldatura in acciaio ASTM A335 gr. P22

L'aspetto della saldatura in P22 è quello tipico di un acciaio basso legato (ferritico-bainitico) dopo prolungato esercizio in regime di creep, in cui è visibile una marcata evoluzione strutturale.

La tubazione in P91 presenta nel core metal una matrice di martensite rinvenuta in cui sono presenti precipitati del tipo $M_{23}C_6$, MX e fasi di Laves. Non sono state riscontrate cavità. Il diametro medio delle fasi di Laves è ben al di sotto della soglia oltre la quale tali precipitati agiscono da siti preferenziali di cavitazione. Si può pertanto asserire che il materiale non è affetto da danno da creep.

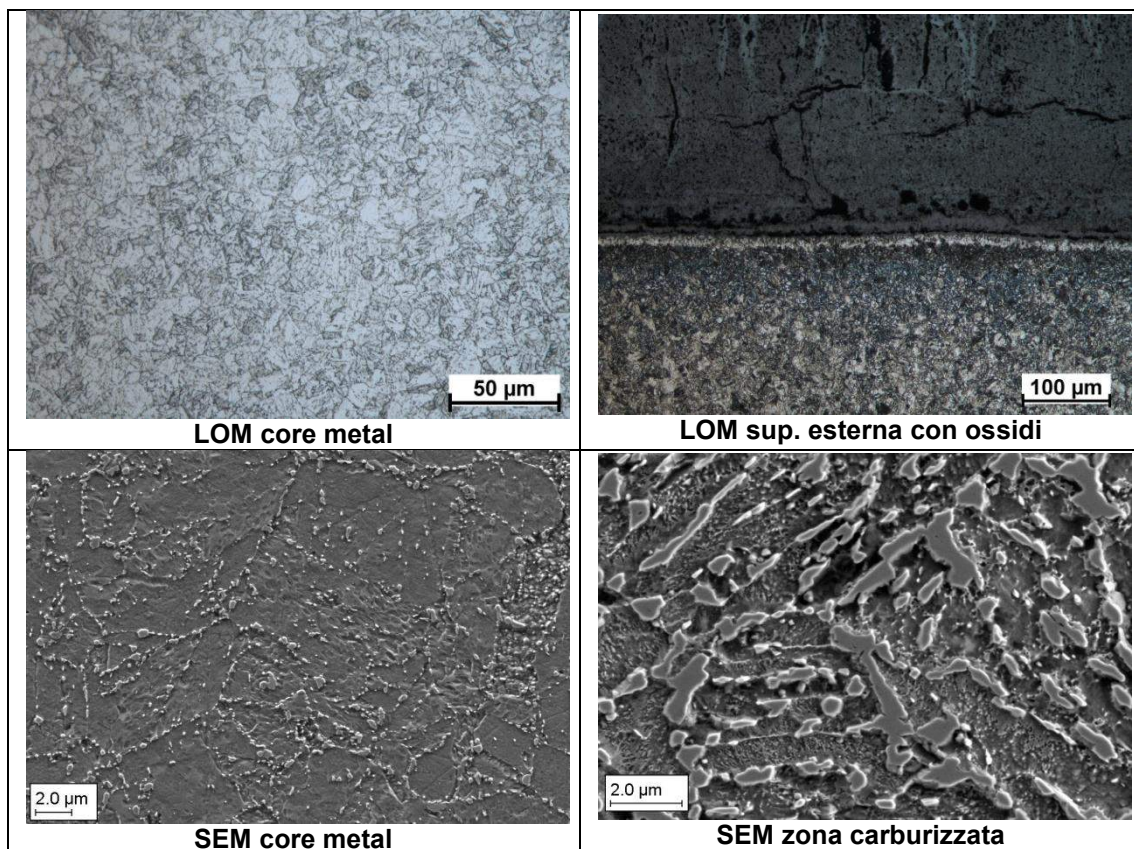


Figura 6 - micrografie delle componenti della saldatura in acciaio ASTM A312 gr. P91

Sulla superficie esterna, comunque, è presente uno strato di ossido di spessore considerevole (≈ 1.2 mm su uno spessore totale di 12 mm) (fig.5) al di sotto del quale,

dopo una sottile fascia di materiale decarburato, si trova una zona ricca di precipitati (≈ 1.5 mm) in cui la microdurezza sale fino a 310 HV, rispetto ad un valore medio nel core di 228 HV.

L'insorgenza di una tale forma di degrado è imputabile al prolungato esercizio in atmosfera ricca di CO₂ ed H₂O ed è riconducibile a fenomeni di corrosione/carburizzazione, la cui presenza non è stata messa in luce dai test di small punch in quanto le misure condotte finora hanno riguardato solo il core metal e non le zone a ridosso delle superfici.

4. Conclusioni

Sono state condotte misure con la tecnica dello small punch su due differenti tipologie di acciai, provenienti da componenti di impianto con alle spalle un prolungato esercizio.

Per la saldatura in acciaio grado 22 è stato possibile effettuare una stima della vita residua mediante il metodo Omega, limitatamente alla zona termicamente alterata. Ulteriori misure sono in fase di esecuzione per la zona fusa ed il materiale base. E' stato condotto un primo confronto con altre metodiche per valutare l'affidabilità della stima ricavata dai dati ottenuti con lo small punch test.

Le misure condotte sul grado 91 sono in fase di completamento, per cui al momento non è stato possibile fornire una stima della vita residua mediante l' Ω Method, ma è stato comunque possibile fare un raffronto con dati provenienti da test uniassiali riportati nell'ECCC data sheet 2005.

Le analisi metallografiche si sono rivelate un importante ed utilissimo strumento per verificare l'attendibilità dello small punch test, poiché hanno fornito una visione quanto mai immediata delle condizioni del materiale, consentendo di associare al mero dato proveniente dal test una vera e propria istantanea della microstruttura (ed eventualmente del danno) del materiale.

La metallografia ha inoltre confermato che la maggior criticità riscontrata per lo small punch test consiste nel campionamento. Poiché le dimensioni dei provini sono estremamente ridotte, al fine di avere una stima affidabile, è dunque necessario campionare tenendo bene in conto le caratteristiche del componente in esame ed in particolare la possibilità che il materiale oggetto di studio abbia sviluppato forme di danno localizzate. Tale problematica è emersa in occasione dello studio sul tubo in acciaio grado 91: l'esame micrografico della sezione radiale del tubo ha evidenziato carburizzazione presso la superficie esterna, mentre le misure di small punch mostrate in questo lavoro non forniscono invece indicazioni di alcun danno subito dal materiale. Questa apparente discrepanza si spiega col fatto che i dati disponibili al momento provengono dai soli small punch test condotti su provini ricavati dal core metal, mentre sono ancora in fase di esecuzione le misure su provini ricavati dai saggi prelevati presso la superficie esterna, dalle quali si potranno trarre nuove indicazioni che completeranno la valutazione delle condizioni del componente e porteranno sicuramente ad una stima più accurata.

5. Bibliografia

- [1] T. Izaki, T. Kobayashi, J. Kusumoto, A. Kanaya: "A creep life assessment method for boiler pipes using small punch creep test" *International Journal of Pressure Vessel and Piping* 86, 2009, p.637-642.
- [2] D. Blagoeva: "Development of a residual life time prediction methodology for creep and fracture behavior of ferritic martensitic steel using small punch testing technique", PhD Thesis Università di Pisa, 2009.
- [3] D. Blagoeva, R.C. Hurst: "Application of the CEN (European Committee for Standardization) small punch creep testing code of practice to a representative

- repair welded P91 pipe”, *Materials Science and Engineering A*.510-511, 2009, p. 219-223.
- [4] J. Chakrabaty: “A theory of stretch forming over hemispherical punch heads” *International Journal of Mechanical Sciences* 12, 1970, p.315-325.
 - [5] M. Prager: “The Omega Method – an engineering approach to life assessment” *Journal of Pressure Vessel Technology* 122, 2000, p. 273-280.
 - [6] G. Cosso, C. Servetto: “Application of the Omega Method (API 579/1ASME FFS-1) of a service exposed component”, ECCC creep conference 21-23 April Zurich 2009.
 - [7] CWA 15627 Small Punch Test Method.
 - [8] D. Blagoeva, Y.Z. Li, R.C. Hurst: Qualification of P91 weld through Small Punch creep testing, *Journal of Nuclear Material*.
 - [9] D. Blagoeva, N. Taylor, R. Hurst: State of the art report on application of miniaturized testing technique to support life management decision for nuclear plants, JRC Technical Notes.
 - [10] J. Volàk, V. Menti: Testing of Small Local Zones by means of Small Punch Test at room and Creep Temperatures, SKODA Research Ltd.
 - [11] G.L. Cosso, C. Servetto: Application of the Omega Method (API 579-1/ASME FFS-1) to the life assessment of a service exposed component and possible, further investigations on welded joints creep behavior - Innovative technologies for joining advanced materials Timisoara 2010.
 - [12] M.Prager: The Omega Method – an engineering approach to life assessment; *Journal of Pressure Vessel Technology* August 2000 vol .122 pag.273.

Applicazione di procedure Fitness for Service alla valutazione di integrità di componenti a pressione operanti ad alta temperatura

L. Casiraghi*, G. Billi*

*RTM Breda S.r.l.

Sommario

La perdita di spessore di parete per corrosione o erosione è uno dei meccanismi di danno più frequenti nelle attrezzature a pressione dell'industria di processo; tale fenomeno può avere conseguenze rilevanti, specialmente nei componenti a più alta pressione quali reattori, tubazioni del vapore, o corpi cilindrici.

In questo studio è stato affrontato il problema della verifica di integrità e sicurezza di due componenti diversi, uno scambiatore a fascio tubiero e un tratto di tubazione, operanti in una raffineria di idrocarburi. Su entrambi i componenti è stata misurata una sensibile riduzione dello spessore di parete: per ciascuno di essi è stata svolta una verifica di stabilità nella condizione danneggiata, ed è stata valutata la successiva esercitabilità in condizioni di sicurezza.

1. Introduzione

In questo lavoro vengono presentate due valutazioni di integrità eseguite su due componenti diversi, un ribollitore a fascio tubiero e un tratto di tubazione, entrambi interessati da diminuzioni inattese dello spessore di parete.

Le valutazioni sono state eseguite combinando le procedure contenute nelle normative e linee guida applicabili con calcoli e simulazioni ad elementi finiti.

2. Corrosione del fasciame cilindrico di un ribollitore

Durante una fermata di impianto, i normali controlli spessimetrici eseguiti su di un ribollitore hanno mostrato una perdita di spessore più veloce di quanto atteso in una sezione di misura sul fasciame, vicino al raccordo conico.

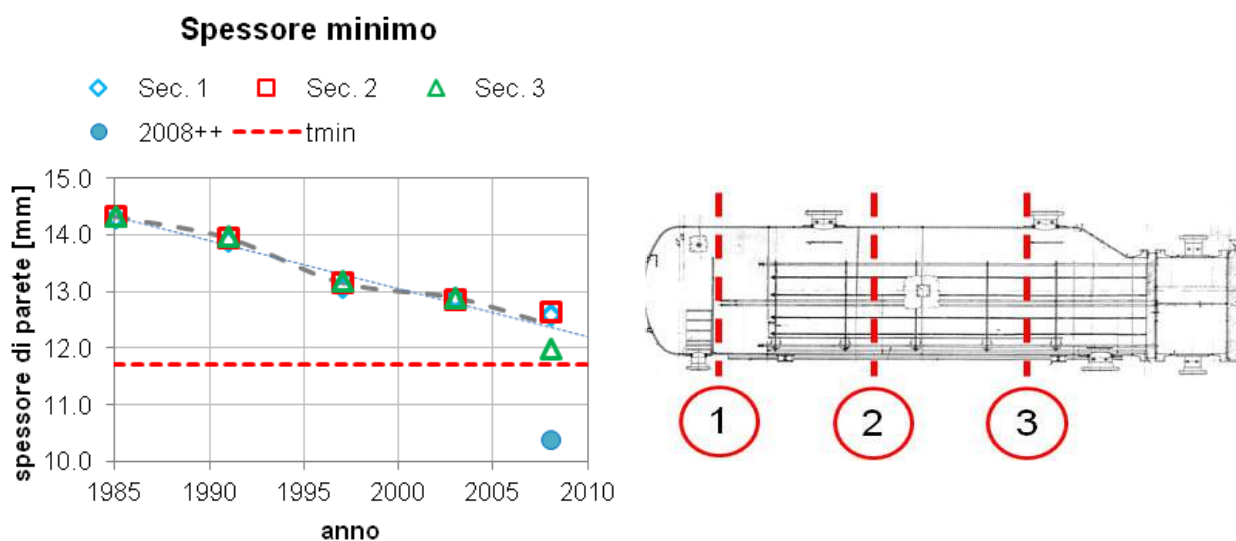


Figura 2.1 – Storico delle misure di spessore sul fasciame

Ulteriori misure hanno evidenziato una corrosione diffusa del fasciame, in particolare nella parte inferiore, tra i due binari sui quali scorre e si appoggia il fascio tubiero. Lo spessore di parete mostrava, in alcune aree limitate, valori anche inferiori allo spessore minimo di calcolo.

Alla data dei controlli, l'apparecchio aveva totalizzato circa 210000 ore di esercizio, durante le quali era stato periodicamente controllato internamente ed esternamente per il controllo di spessore, difetti, e danneggiamenti in genere, senza evidenziare mai alcuna anomalia. La perdita di spessore è stata attribuita al depositarsi sul fondo dello scambiatore di fanghi acidi, formatisi per alcune anomalie nelle condizioni di processo.

È stato deciso di eseguire una valutazione di Fitness for Service per valutare l'esercibilità in sicurezza dell'apparecchio, applicando le linee guida della norma API 579/ASME FFS-1.

Lo scambiatore è costruito utilizzando acciaio al carbonio Fe52.2 UNI 5869 per il lato mantello, mentre il lato tubi è realizzato in acciaio basso legato.

Le condizioni di progetto dello scambiatore sono riportate nella Tabella 2.1; la zona di interesse, il lato mantello, ha una temperatura di progetto di 315°C: si possono quindi escludere fenomeni di scorrimento viscoso, anche per le parti in acciaio al carbonio.

Dati di progetto	Simbolo	Unità	Lato mantello	Lato tubi
Pressione	p_{pr}	bar g	14.0	27.0
Temperatura	T_{pr}	°C	315	454

Tabella 2.1 – Condizioni di progetto dell'apparecchiatura

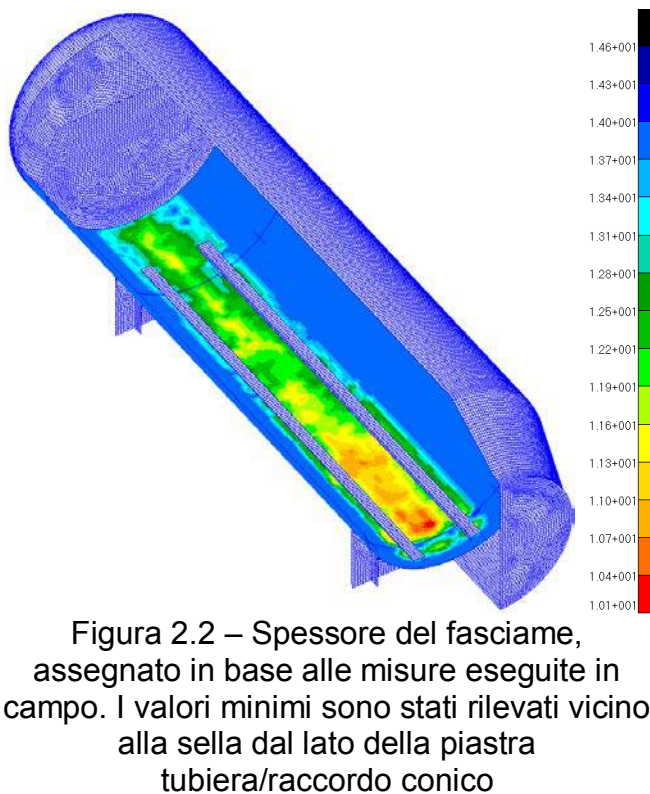


Figura 2.2 – Spessore del fasciame, assegnato in base alle misure eseguite in campo. I valori minimi sono stati rilevati vicino alla sella dal lato della piastra tubiera/raccordo conico

Definita la mappa degli spessori reali, misurati con griglia fine, è stato costruito un modello ad elementi finiti dello scambiatore utilizzando elementi piani (*shell*); lo spessore di ciascun elemento è stato assegnato come proprietà del modello sulla base delle misure di spessore: in Figura 2.2 è rappresentata la mappa degli spessori così definita, dove il colore rosso indica valori più bassi di spessore di parete e identifica le aree maggiormente corrose.

Un'analisi delle sollecitazioni in condizioni di progetto ha successivamente permesso di eseguire una prima valutazione dell'entità delle sollecitazioni agenti e dell'influenza su di esse delle variazioni locali dello spessore (Figura 2.3): si è notato, come atteso, un aumento dello sforzo nella zona maggiormente interessata da corrosione, ma non tale da far ritenere il componente,

già a questo stadio preliminare della valutazione, non esercibile.

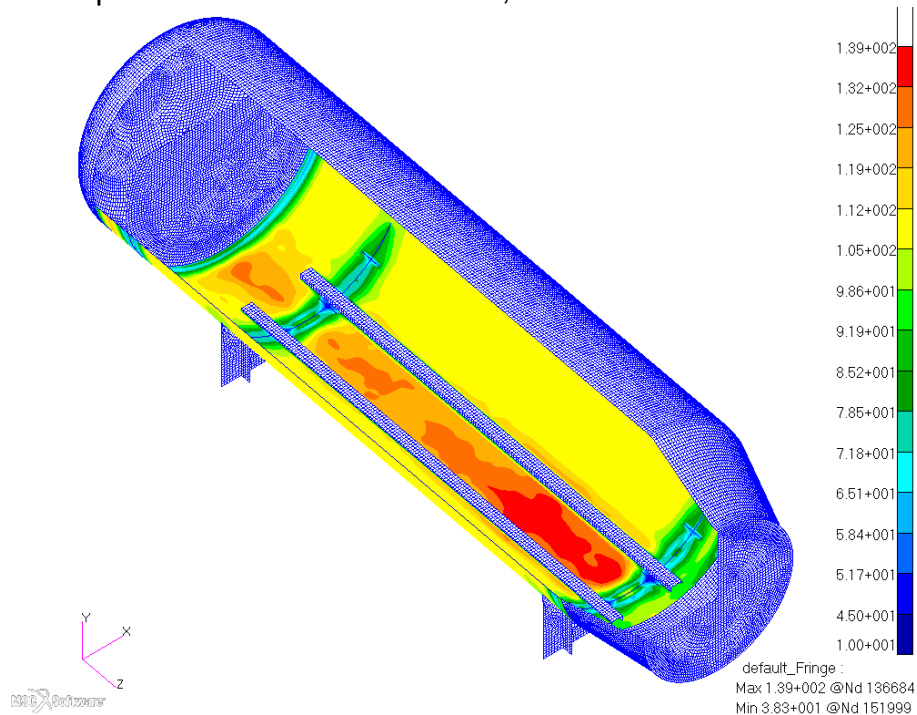


Figura 2.3 – Sollecitazione equivalente di Tresca [MPa]
(componente membranale)

La valutazione è stata successivamente estesa con un'analisi di livello 2, secondo la norma API 579/ASME FFS-1; è stato quindi valutato un ulteriore periodo di esercizio sulla base dello stato dell'apparecchiatura e un'ipotesi del rateo di corrosione per il periodo successivo alla rimessa in servizio.

L'approccio prevede di valutare la resistenza della sezione trasversale della lamiera diminuita dell'area persa per corrosione, attraverso la costruzione dei *Critical Thickness Profiles (CTP)*, definiti proiettando sul piano radiale-circonferenziale e radiale-longitudinale i minimi valori di spessore misurati su ciascuna generatrice della griglia di misura (Figura 2.5).

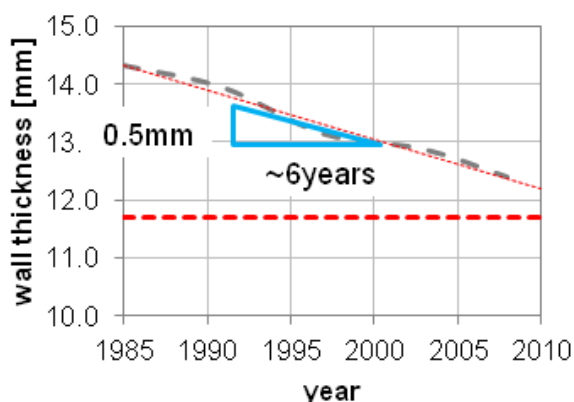


Figura 2.4 – Rateo di corrosione storico

assumere conservativamente il valore di 0.5mm come *Future Corrosion Allowance, (FCA)*. Tale valore permette, in base alle ipotesi del calcolo, un esercizio sicuro in un tempo più che sufficiente al rimpiazzo della parte danneggiata o dell'intero apparecchio.

Il rateo di corrosione per l'esercizio successivo alla rimessa in servizio è stato assunto sulla base dei dati storici: l'assunzione si basa sulle ipotesi di un completo lavaggio della superficie interna del fasciame, per eliminare la presenza dell'agente corrosivo, e su un migliore controllo delle condizioni di processo sia a monte che a valle dello scambiatore, per prevenire l'insorgere dello stesso problema nel futuro dell'apparecchio.

Dall'analisi dei dati storici è stato ricavata una velocità di corrosione di 0.5mm in circa 6 anni: è stato quindi valutato di

La verifica conclusiva è stata quindi eseguita secondo le equazioni seguenti, che consentono di valutare la resistenza del fasciame sia sul piano longitudinale che su quello trasversale, sotto l'azione dei carichi agenti.

Il calcolo considera l'azione della pressione interna e, dove pertinente, le azioni interne (taglio e momento flettente) dovute al peso dell'attrezzatura stessa, del contenuto, e delle reazioni vincolari.

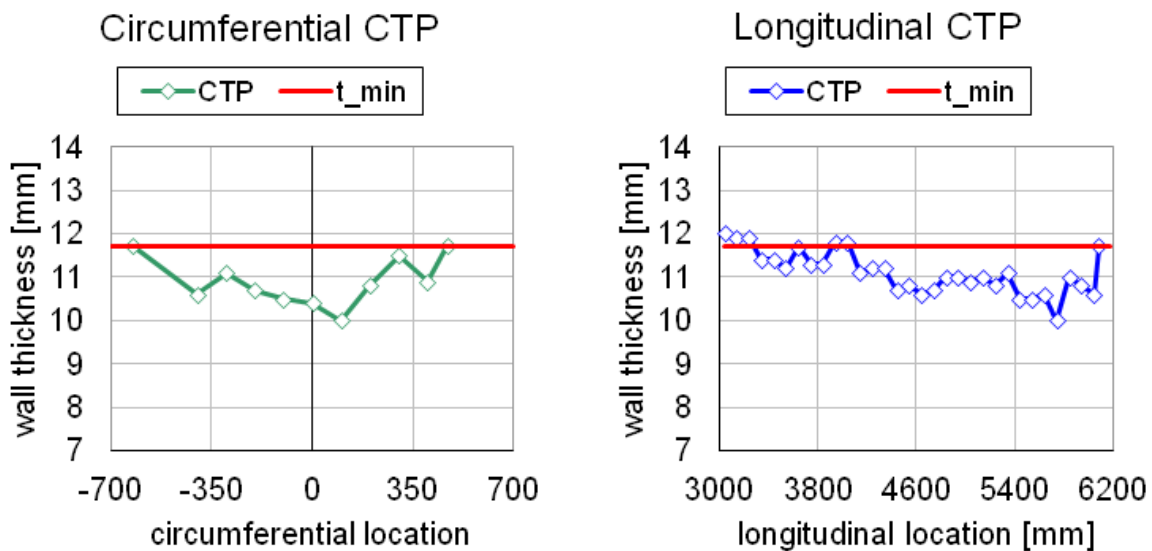
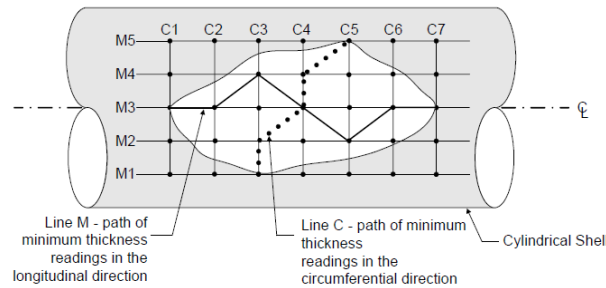


Figura 2.5 – Costruzione dei *Critical Thickness Profiles (CTP)* in accordo alla norma

Nelle equazioni di verifica compaiono, oltre al valore di FCA, lo spessore medio residuo t_{am} , calcolato in base ai CTP, lo spessore minimo di calcolo t_{min} e RSF_a , definito come fattore di resistenza residuo, qui assunto pari a 0.9.

$$t_{am}^S - FCA \geq RSF_a \cdot t_{min}^C$$

$$10.7 \geq 10.5$$

Equazione 2.1

$$t_{am}^C - FCA \geq RSF_a \cdot t_{min}^L$$

$$10.9 \geq 5.4$$

Equazione 2.2

La verifica, eseguita con esito positivo, ha permesso di rimettere in servizio lo scambiatore: l'apparecchio è stato controllato con una frequenza di ispezione più alta, fino alla sostituzione del fasciame.

3. Valutazione di una curva interessata da erosione

Un secondo caso relativo alla valutazione di esercibilità in seguito alla perdita di spessore di parete riguarda un gomito a 90° in servizio su una linea per il trasporto di idrocarburi, immediatamente a valle di un reattore.

Durante un'ispezione periodica è stata riscontrata erosione sull'estradosso, attribuita alla perdita di catalizzatore dal reattore a monte del pezzo.

Il piano di intervento ha previsto la misura dello spessore residuo con griglia a passo fine, e i consueti controlli di integrità per i materiali in scorrimento viscoso: esami difettoscopici con polveri magnetiche e con ultrasuoni, e repliche metallografiche. I controlli evidenziavano l'assenza di difetti, e una condizione della microstruttura pari al grado 2/B.

È stata quindi avviata una valutazione di esercibilità del pezzo; nel caso in esame, oltre al danno da erosione, la valutazione ha dovuto tenere conto anche del danno da creep: la curva, realizzata in acciaio tipo P11, è progettata infatti a 45bar e 538°C, ed alla data dei controlli aveva esercito ad una temperatura compresa tra i 520 e 530°C, per circa 150000 ore.

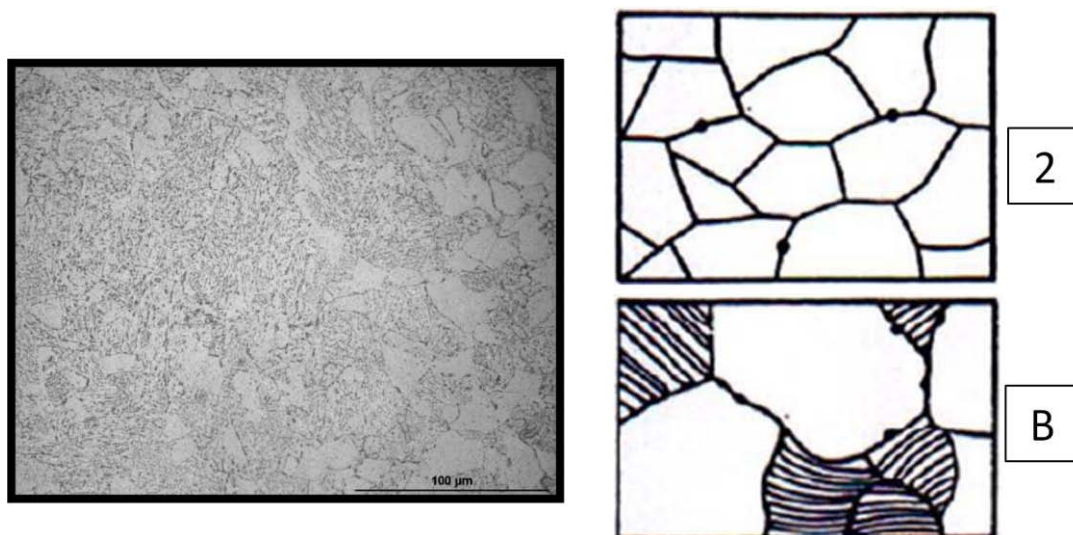


Figura 3.1 – Replica eseguita sul materiale base della curva, con esito della valutazione della microstruttura: il materiale mostra un incipiente danneggiamento ed evoluzione da esposizione alle alte temperature, compatibile con condizioni e la durata di esercizio.

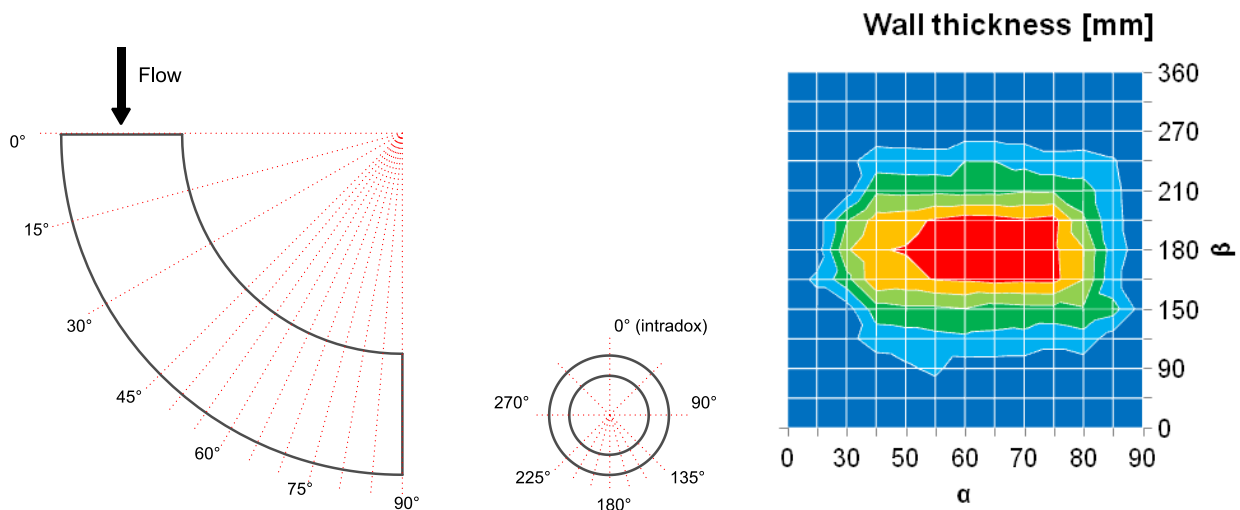


Figura 3.2– Convenzione per la misura dello spessore e mappa degli spessori misurati

Nella Figura 3.2 sono rappresentati i risultati delle misure di spessore, e la discretizzazione adottata per le misure: la griglia di misura è stata affinata in particolare nella parte bassa del pezzo, dove si attendevano e dove si sono riscontrati i minori valori di spessore.

La valutazione di esercibilità della curva è stata affrontata con un'analisi di livello 3 secondo API 579/ASME FFS-1, approcciando il problema della valutazione del danno pregresso e dell'esercibilità futura attraverso simulazioni a creep con modelli ad elementi finiti del componente.

Sono stati sviluppati due modelli FEM, in ambiente MSC.Marc, con elementi solidi: uno secondo la geometria nominale, e uno sulla base delle misure di spessore, modellando la zona erosa per poter considerare l'influenza sulle sollecitazioni e sulle deformazioni delle variazioni locali della sezione.

È stato implementato il comportamento a creep del materiale tramite leggi che esprimono la velocità di scorrimento come funzione di temperatura (in questo caso particolare la temperatura dell'analisi è fissa), sforzo e deformazione per creep.

È stato simulato un tempo di 150000 ore per il modello a geometria nominale, e di 50000 ore (tempo ipotizzato per l'esercizio futuro) per il modello danneggiato.

I risultati delle simulazioni sono mostrati in Figura 3.3: mentre nel caso del modello nominale il rilassamento delle sollecitazioni porta a uno stato di sforzo pressochè uniforme su tutto il pezzo, nel caso del modello danneggiato le sollecitazioni nell'area erosa continuano a perturbare la distribuzione degli sforzi e accelerano le velocità di deformazione nell'area danneggiata, con il risultato che la velocità di accumulo del danno è più elevata che nel caso nominale.

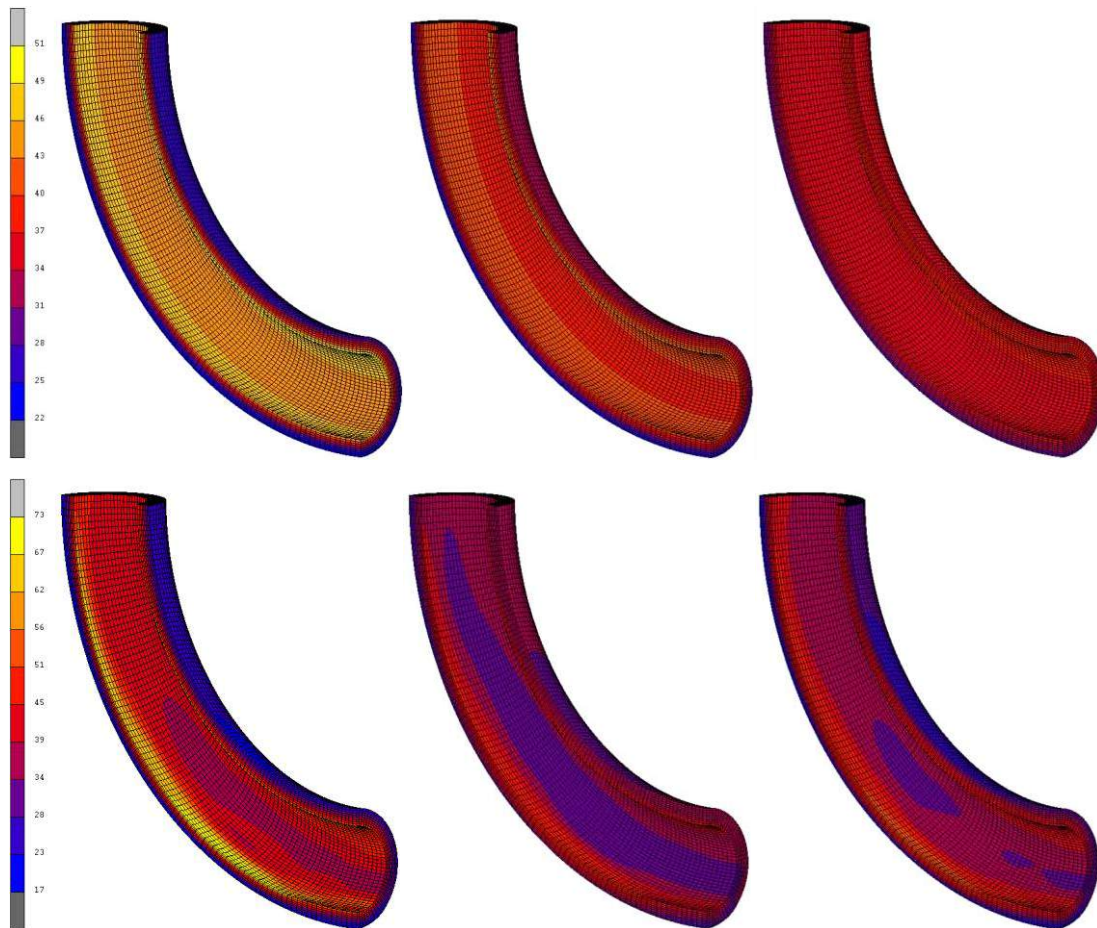
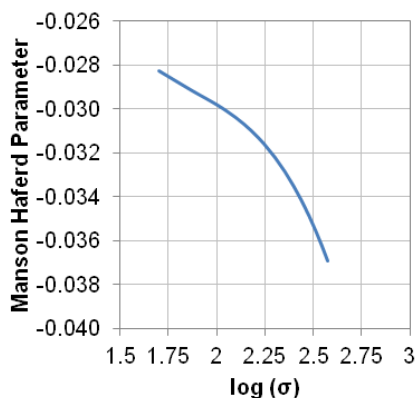


Figura 3.3 – Contour map della sollecitazione di Von Mises [MPa] durante la simulazione, per il modello nominale (in alto) e il modello danneggiato (in basso). Si nota il rilassamento delle sollecitazioni secondarie con il progredire del tempo e della conseguente deformazione a creep.

I tempi a rottura per ciascuna condizione di sforzo e temperatura (costante, nel nostro caso) sono stati calcolati considerando una parametrizzazione della resistenza a creep secondo Manson-Haferd, rappresentata in Figura 3.4.

Le frazioni di vita consumata sono state calcolate per il periodo passato e per quello futuro, secondo la legge di accumulo lineare del danno, separando la curva temporale della sollecitazione in n intervalli temporali (Figura 3.5) caratterizzati da una data sollecitazione e durata e sommando linearmente il contributo al danno totale di ciascun blocco.



$$P_{MH} = \frac{\log t_u - \log t_a}{(T - T_a)^r} = \sum_{i=0}^3 a_i (\log \sigma)^i$$

Figura 3.4 – Parametrizzazione e *Master Curve* considerate per la descrizione della resistenza a creep

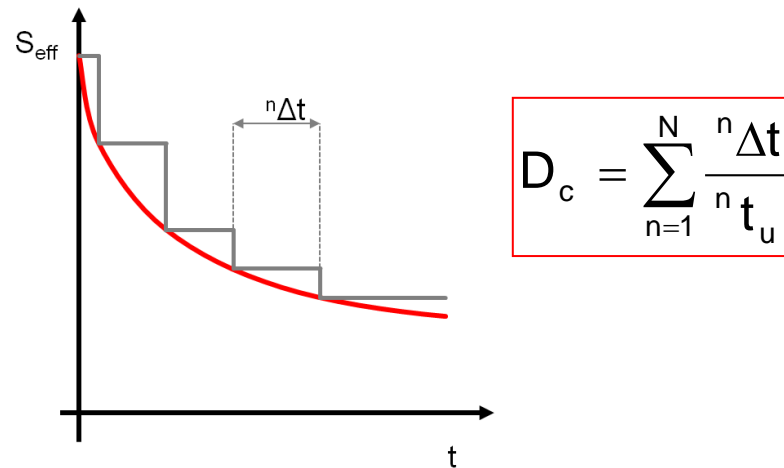


Figura 3.5 – Schema di calcolo e della frazione di vita consumata

La Tabella 3.1 riassume gli esiti della valutazione di vita consumata, eseguita in una posizione all'intradosso (zona normalmente più sollecitata) e una all'estradosso (zona interessata dal danno). Il danneggiamento calcolato per l'esercizio pregresso, combinato con la valutazione microstrutturale degli esami metallografici, è in accordo con le correlazioni tra danno calcolato e condizione microstrutturale reperibili ad esempio nelle raccomandazioni ECCC (Figura 3.6).

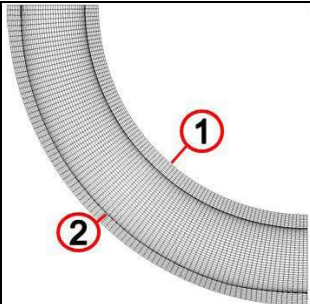
	Pos.	Passato 150000h	Futuro 50000h	Danno complessivo
	1	25.0%	7.1%	32.1%
2	16.2%	12.5%	28.7%	

Tabella 3.1 – Valutazione della frazione di vita consumata per l'esercizio pregresso, per quello futuro

Si osserva che l'analisi del modello danneggiato mostra un'inversione di comportamento rispetto a quella normalmente attesa (intradosso zona critica), ossia il danno da erosione è tale da far diventare l'estradosso la posizione dove il danno da creep progredisce più velocemente, anche se dopo 200000 ore la posizione con il più alto danno da creep rimane comunque l'intradosso, e i danni totali non mostrano valori allarmanti.

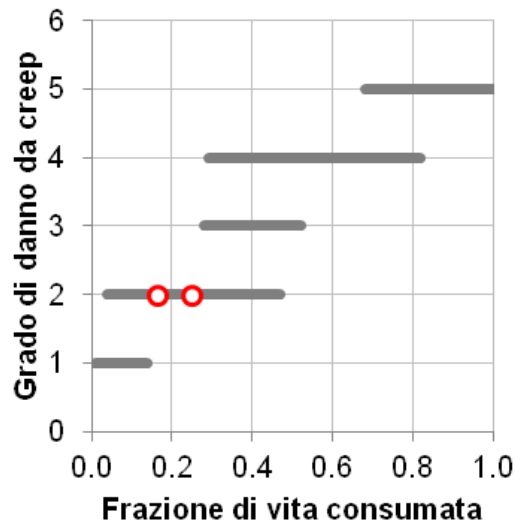


Figura 3.6 – Analisi di congruenza tra la frazione di vita consumata e la condizione microstrutturale evidenziata dalle repliche

Considerato tuttavia che la velocità di accumulo del danno calcolata con il modello danneggiato (12.5% in 50000 ore) è quasi il triplo di quella calcolata per il modello nominale nella stessa posizione (16.2% in 150000 ore), la curva è stata mantenuta in servizio per un periodo limitato di tempo, sottoposta a regolari ispezioni per il controllo di spessori e difetti, fino alla sua sostituzione dopo circa 15000 ore di ulteriore esercizio.

4. Conclusioni

In questo lavoro sono stati analizzati due casi di danneggiamento di attrezzature a pressione, interessate dalla perdita dello spessore di parete: uno scambiatore a fascio tubiero e un tratto di tubazione, in esercizio in una raffineria petrolifera.

Valutazioni ingegneristiche, eseguite applicando le procedure Fitness for Service della norma API579/ASME FFS-1, integrate da campagne di controlli non distruttivi, hanno permesso di calcolare i nuovi margini di sicurezza dei componenti, e di mantenerli in servizio fino al rimpiazzo con parti nuove.

5. Bibliografia

[1] – API 579-1/ASME FFS-1, June 5, 2007 (API 579 Second Edition)

[2] – ECCC – ECCC RECOMMENDATIONS – Volume 6 [Issue 1], Residual Life Assessment and Microstructure

Valutazione degli effetti sulle parti in pressione principali degli impianti a ciclo combinato soggetti ad esercizio flessibile

A. Sala*, L. Marini*, E. Mantino*, M. D'Arpino**, G. Sferruzza***

*CONCERT S.r.l.

**ENEL Produzione S.p.A.

***INAIL – UOT CVR Palermo

Sommario

In questi ultimi anni l'incremento della produzione micro-distribuita di energia da fonti rinnovabili, la riduzione dei consumi ed il quadro regolatorio del mercato dell'energia, hanno richiesto ai grandi produttori di energia di adattare le modalità di esercizio alle mutate richieste della Rete elettrica. Conseguentemente, diventa assolutamente prioritario aumentare la flessibilità di funzionamento degli impianti in termini di esercizio modulare e la riduzione dei tempi di avviamento. Gli impianti a Ciclo Combinato (tipicamente installazioni da circa 400 MWe) sono tra quelli di grossa taglia che meglio si prestano ad una gestione più "adattabile" nei termini sopra accennati. Queste modalità di esercizio, parzialmente previste in origine, rendono opportune alcune considerazioni aggiuntive sui fenomeni di invecchiamento per alcuni componenti di questi impianti.

Agli Esercenti, agli Organi di controllo della sicurezza degli impianti ed ai Comitati tecnici di settore, nei rispettivi ruoli, si impone il calcolo e la valutazione del cosiddetto *Residual Lifetime* degli impianti e, nelle mutate esigenze sopra descritte, la definizione di metodologie di valutazione e controllo e procedure di verifica che comprendano anche i fenomeni di fatica termo-meccanica. Infatti, la Linea Guida dell'ISPESL –Dipartimento Omologazione e Certificazione (ora INAIL) che regola le verifiche dei componenti a creep prevede di valutare la vita a fatica termo-meccanica dei componenti, senza tuttavia fornire dettagli tecnici risolutivi; la Specifica Tecnica in argomento preparata dal Comitato Termotecnico Italiano e l'UNI nell'ambito dei gruppi di lavoro per la definizione delle specifiche tecniche applicative del DM 329/04 è tuttora in inchiesta pubblica prima di assumere valenza regolatoria.

L'articolo tratta alcuni aspetti connessi alla valutazione della vita residua a fatica dei componenti di cicli combinati e propone un approccio sistematico al problema.

1. Premessa

Molteplici fattori di carattere economico, normativo e sociale hanno profondamente modificato negli ultimi anni il mercato dell'energia elettrica in Italia e nei Paesi industrializzati.

La perdurante crisi economica e finanziaria degli ultimi 5-6 anni ha ridotto da un lato il volume complessivo degli investimenti e dall'altro ha notevolmente abbassato l'assorbimento di energia da parte dell'industria, del terziario e degli impieghi civili.

La crisi finanziaria ha ulteriormente privilegiato quegli investimenti, ancora maggiormente rispetto al decennio precedente, che garantissero un rapidissimo ritorno economico della spesa o verso gli impieghi a bassa intensità di capitale.

Contemporaneamente sono emerse nel contesto internazionale le opportunità della cosiddetta "green economy", quell'insieme di attività e prodotti devoluti alla riduzione dell'impatto ambientale delle attività produttive e, nel settore della produzione energetica, il prorompente ingresso sullo scenario delle energie rinnovabili "nuove", cioè il solare fotovoltaico e l'eolico di media e grande potenza.

La tensione sociale verso le problematiche ambientali e gli accordi internazionali sulla preservazione del clima hanno spinto i diversi governi a supportare concretamente negli

ultimi anni quelle fonti rinnovabili tramite incentivi di varia natura (fondamentalmente contratti di acquisto privilegiati e/o prezzi di acquisto incentivati), pur se gravate da una intrinseca fluttuabilità.

In parallelo, questo è un fenomeno forse più specifico del mercato italiano, si è anche modificata la curva degli assorbimenti di energia elettrica annuale, spostando il picco di assorbimento dai mesi invernali verso i periodi dell'anno più caldi a causa della sempre maggiore diffusione del condizionamento dell'aria e dell'utilizzo di lampade a basso consumo in campo civile. Questo elemento, così come il sopra ricordato quadro normativo, ha spostato l'attenzione degli operatori energetici verso la produzione da fonti rinnovabili.

Il rovescio della medaglia dell'espansione della produzione di elettricità da fotovoltaico ed eolico è, tra gli altri, la modifica del regime di produzione degli impianti a combustibili fossili per garantire stabilità al sistema elettrico. Dapprima hanno perso importanza economica quegli impianti dedicati alla copertura della cosiddetta fascia di produzione in modulazione di carico e caratterizzati da maggiori costi di produzione, per arrivare alla sostituzione parziale da parte delle fonti rinnovabili di ampie fasce del cosiddetto "carico di base", specie in particolari periodi dell'anno ed in specifiche aree geografiche.

Il cosiddetto "inseguimento del carico della rete" è delegato sempre più agli impianti termoelettrici, i quali hanno specificità costruttive non sempre focalizzate alla variazione di potenza. Da questa realtà e dalla necessità di valutare gli effetti sui componenti principali di un grande impianto termoelettrico in regime di carico fortemente variabile nasce lo spunto per la presente memoria.

2. Progettazione delle parti in pressione per un generatore di vapore a recupero e le tubazioni vapore di un ciclo combinato

Per la discussione della problematica esposta in premessa si è preso ad esempio il caso di un gruppo a ciclo combinato da 370 MW costituito da una turbina a gas da 250 MW, i cui fumi di scarico riscaldano un caldaia a recupero per la produzione di vapore che alimenta una turbina a vapore da circa 120 MW.

Le caratteristiche tipiche del generatore di vapore sono le seguenti:

- disposizione: orizzontale a banchi verticali di arpe;
- produzione di vapore: 260 t/h;
- livelli di pressione: 3;
- vapore di Alta Pressione (AP): 120 bar @ 565 °C;
- vapore di Media Pressione (MP): 30 bar @ 565 °C;
- vapore di Bassa Pressione (BP): 5,5 bar.

I tre livelli di pressione corrispondono quindi alla presenza di una sezione economizzatrice di AP ed una di BP, una sezione evaporativa per ciascuno dei tre livelli di pressione e sezioni surriscaldanti di AP e di MP. Avremo quindi tre corpi cilindrici di dimensioni non trascurabili (stante la pressione dei tre livelli relativamente bassa) ed una serie di oltre 30 banchi convettivi costituiti da tubi alettati per una superficie totale di scambio termico che supera i 240.000 m²

Le temperature di funzionamento delle sezioni di surriscaldamento / risurriscaldamento impongono l'abbandono degli acciai di tipo ferritico (1 ¼ Cr-0,5 Mo e 2 ¼ Cr – 1 Mo) a causa del decadimento delle prestazioni di questi materiali per temperature di esercizio superiori a 540 °C, orientando la scelta verso l'acciaio martensitico al 9 Cr-1Mo. Questa scelta, se da un lato pone problematiche costruttive di livello superiore a quelle ben note degli acciai ferritici, dall'altro consente riduzioni di spessore significative per i tubi di scambio, i collettori e per le tubazioni di collegamento interne e per le tubazioni che convogliano il vapore dal generatore di vapore verso la turbina.

Per quanto riguarda i corpi cilindrici, le temperature di saturazione rientrano ampiamente nei campi delle precedenti esperienze dei generatori di vapore a fiamma e pertanto non sono state previste variazioni nella scelta dei materiali, optando per l'acciaio al C micro legato per la costruzione del corpo cilindrico di AP e per l'acciaio al C convenzionale per i corpi cilindrici di MP e BP.

La scelta dell'acciaio al C micro legato (tipicamente la lega AM 60 o la lega WB 36) consente di contenere lo spessore dei corpi cilindrici di AP entro i 90 mm, con conseguenti risparmi di peso per le strutture di sostegno.

I meccanismi di evoluzione micro-strutturale degli acciai martensitici non sono ad oggi completamente definiti, ma nel campo di temperatura e delle sollecitazioni derivanti dai parametri di funzionamento sopra elencati, l'esperienza internazionale dell'impiego di questo materiale indica che non sono attesi risultati particolarmente problematici in relazione alla vita utile prevista per questi impianti.

La diffusione dei gruppi termoelettrici a ciclo combinato è stata sospinta dall'elevato rendimento di impianto, che normalmente supera il 52-55%, il basso livello di inquinamento (raggiungibile sostanzialmente in virtù dell'utilizzo del gas naturale come combustibile), il relativamente basso foot – printing e la possibilità di riutilizzo delle turbine a vapore esistenti rendendo questi impianti i naturali sostituti degli impianti a combustibili fossili di vecchia generazione per il carico di base anche nella soluzione “brown field”.

In funzione di quanto detto, dopo un iniziale periodo a cavallo dell'anno 2000 nel quale i gruppi a ciclo combinato erano dotati di doppio camino per funzionare sia in configurazione “ciclo a gas semplice” sia in configurazione di “ciclo combinato gas – vapore”, la soluzione impiantistica che ha prevalso è stata quella di solo ciclo combinato gas – vapore, migliorando la parte impiantistica della sezione vapore e raggiungendo così i livelli di rendimento di impianto sopra ricordati, sacrificando parzialmente la flessibilità di impiego.

A posteriori, le migliorie impiantistiche del generatore di vapore, il passaggio da 1 / 2 livelli di pressione ai 3 attuali hanno lasciato aperta la strada per modifiche circuitali che consentono ora di raggiungere tempi di cosiddetta “presa di carico” del gruppo in assetto di “ciclo combinato” fino anche di 30 – 40 minuti, risultati questi quasi impossibili da raggiungere anche per la configurazione con doppio camino di scarico sopra ricordata.

Questa generazione di gruppi termoelettrici, destinati originariamente a sostenere il carico di base – con una cinquantina di avviamenti annuali – si è evoluta verso la modalità operativa di “inseguimento del carico”. La progettazione (e la riprogettazione, come vedremo) dei componenti per supportare le rampe di carico così rapide richiede uno studio attento dei fenomeni termo meccanici che intervengono in un funzionamento caratterizzato da frequenti ed in molti casi multi giornalieri avviamenti / fermate.

La normativa di progettazione dei generatori di vapore non definisce chiaramente le modalità per considerare nel dimensionamento queste rapide variazioni di pressione e temperatura. I codici ISPEL od ASME, in particolare, non considerano espressamente gli effetti della fatica termomeccanica nella definizione della sollecitazione ammissibile, lasciando al progettista l'onere di stabilire metodologie di calcolo idonee ai casi particolari.

La normativa EN 12952 (il capitolo 13 e l'Annesso B della parte 3) e la normativa EN 13480 (il capitolo 10 della parte 3), invece, dedicano attenzione alla problematica della fatica, ma la schematizzazione che necessariamente una normativa di progetto deve prevedere, non sempre “ricopia” le esigenze progettuali conseguenti alle situazioni reali di funzionamento. In particolare, si evidenzia il livello di complicazione introdotto nel conteggio delle tipologie di avviamento (da caldo, da freddo, da tiepido) – con le relative esigenze di strumentazione e data logging da implementare, ad esempio – o come lo sforzo ciclico considerato sia “banalmente” di tipo sinusoidale o comunque ripetitivo.

Quindi appare opportuno focalizzare l'attenzione sul codice EN per fare alcune considerazioni sulla progettazione di componenti dei generatori di vapore e/o tubazioni soggetti a fatica termo meccanica rimanendo nell'alveo di uno schema normativo precostituito.

Un rapido esame delle condizioni di esclusione e delle formule prescritte da queste normative si possono trarre alcune considerazioni:

- l'intensificazione della sollecitazione applicata al materiale per effetto del fenomeno della fatica derivante dalle variazioni di sforzo applicato (i.e. derivati dalla sola variazione di pressione) è considerata influente quando il numero massimo di cicli di variazione dello sforzo sia inferiore a 1000 e per sollecitazioni ammissibili inferiori a circa 50 MPa quando trattasi di tubazioni di convogliamento esterne ai generatori di vapore; per componenti di caldaia il limite di esclusione si eleva a 3000 cicli; questi limiti, nel passato praticamente insuperati nell'intero arco di vita utile di un impianto termoelettrico, possono ora essere raggiunti in meno di 10 anni di esercizio fortemente discontinuo di un gruppo dedicato all'inseguimento del carico di rete nell'accezione sopra descritta;
- la geometria, il grado di finitura dei componenti ed i dettagli costruttivi degli stessi introducono significativi fattori di intensificazione degli sforzi; si vedano a tal proposito le tabelle 10.3.2-4 della EN 13480-3, il capitolo 13 e le Tabelle B.2 ÷ B.5 e le Fig. B.4 ÷ B.7 dell'Annesso B della EN 12952-3;
- gli spessori delle parti non devono eccedere valori "importanti" a causa delle sollecitazioni derivanti dalle differenze di temperature all'interno della membratura nei trasduttori termici (il valore limite di 125 mm per una tubazione in acciaio ferritico costituiscono uno spessore inusuale elevato, ma 60 mm per un tubo in acciaio austenitico non sono un'eccezione per grandi impianti). Questi limiti di esclusione per gli spessori non riguardano tuttavia le tubazioni interne al generatore di vapore. Trasduttori con incrementi della temperatura dell'ordine di 100 °C / h sono considerati assolutamente conservativi delle condizioni di esclusione dette, ma se la "presa di carico da cold startup" tra la temperatura ambiente fino ai ~ 350 °C della temperatura di saturazione o addirittura i 560 °C della temperatura di uscita del vapore surriscaldato deve essere conclusa in meno di un'ora, è ben altro lo spettro dei fenomeni coinvolti.

La valutazione degli effetti di questi fenomeni sul dimensionamento dei componenti principali di un impianto termoelettrico (corpi cilindrici, collettori, tubazioni di collegamento interne ai generatori di vapore e tubazioni di collegamento caldaia – turbina) devono perciò considerare delle diverse modalità operative prevedibili, nonché un'attenzione maggiore sui dettagli costruttivi (tipologie di giunto, configurazione dei componenti, processi di fabbricazione, ecc.). L'utilizzo di metodologie di analisi progettuale "by formula" incontra ostacoli esecutivi non indifferenti (in particolare la molteplicità di situazioni e di conseguenti sollecitazioni, la difficoltà di raccolta dei parametri di funzionamento puntuali e gli effetti di intensificazione locale degli sforzi non schematizzabili dalle formule convenzionali di dimensionamento). Un approccio diverso (utilizzo di metodologie di calcolo agli elementi finiti e considerazioni tipiche dei calcoli per la Fitness for Service) appare più adeguato per la valutazione complessiva dei fenomeni.

3. Esercizio delle parti in pressione per un generatore di vapore a recupero e le tubazioni vapore di un ciclo combinato

L'esercizio delle attrezzature ed insiemi a pressione è al momento regolamentata dal DM 329/2004 e dai pertinenti Titoli del Decreto 81/2008 ed aggiornamenti. Tuttavia, nessuno dei due dispositivi di legge citati approfondisce il dettaglio della materia tecnica dei controlli

e prove da eseguire per le verifiche periodiche cui sottoporre i suddetti insiemi ed attrezzature a pressione.

Il DM 329/2004 rinvia per il dettaglio tecnico delle verifiche tecniche volte ad accertare l'idoneità all'ulteriore esercibilità degli impianti alle "prescrizioni tecniche vigenti", cioè alla Linea Guida ISPEL LG v.1 – Valutazione della vita residua di componenti in regime di scorrimento viscoso.

Le sezioni 3 e 4 della citata Linea Guida considerano i fenomeni della fatica oligociclica e del cosiddetto "creep-fatica" tra le cause di degrado da valutare per definire l'ulteriore esercibilità delle attrezzature a pressione.

Il documento in questione, che assume valore cogente per gli Utilizzatori, rinvia per la valutazione dei fenomeni associati alla fatica oligociclica alla normativa EN 12952, la quale, come sopra ricordato, fornisce la formula per il calcolo del numero di cicli ammissibile per la verifica del progetto. In questo contesto però, questa normativa sconta alcune penalizzazioni di carattere formale:

- è discutibile l'applicabilità dei criteri di calcolo di una determinata normativa per la valutazione di progetti eseguiti secondo altri codici; i presupposti progettuali della normativa EN sono simili a quelli della normativa ISPEL, ma non sono affatto coerenti con quelli adottati ad esempio dal codice ASME B&PV Code (codice tuttora frequentemente utilizzato in Italia per la realizzazione di caldaie a fiamma o a recupero);
- ancor più è opinabile è l'eseguire la valutazione del progetto di una tubazione dimensionata con i principi formali di un codice di progettazione delle caldaie; questo è verificabile anche per la EN 13480 ed ancor più per l'ANSI B31.1. Quindi a rigore, la Linea Guida non sembra essere idonea a considerare le problematiche della fatica e creep-fatica riscontrabili sulle tubazioni;
- limitando la questione alla sola tematica dei generatori di vapore, il limite del numero dei cicli previsto per lo svolgimento delle verifiche è diverso dal limite di esclusione previsto dalla normativa EN 12952 che viene indicata come riferimento tecnico di confronto; infatti, come sopra ricordato, EN 12952 esclude la presenza di fatica per un numero di cicli (di avviamento "da freddo") massimo di 3000, mentre la Linea Guida indica in 1000 il numero di cicli limite nelle stesse condizioni;
- pur se i fenomeni ciclici sono citati nei paragrafi relativi agli adempimenti formali da espletare (valutazione del fenomeno nell'ambito del Rapporto Preliminare e nella Relazione Finale e nella stesura del Piano dei Controlli), per quanto detto ai punti precedenti e per la pratica impossibilità di distinguere con i controlli non distruttivi convenzionali la genesi delle difettosità eventualmente presenti in una membratura, il calcolo della vita consumata per fatica / creep-fatica presenta considerevoli alea e quindi non è banale la definizione delle azioni susseguenti alla verifica.

4. Conclusioni

Le mutate esigenze del mercato elettrico hanno introdotto fenomeni di fatica oligociclica e di creep-fatica nel panorama progettuale degli impianti di generazione elettrica.

ENEL ha prescritto che la progettazione dei generatori di vapore per questi impianti prevedesse un numero di cicli di avviamento superiore ai limiti di esenzione dei diversi codici applicabili (fino a 4500 cicli totali). Nonostante ciò, ENEL ha avviato una campagna di ulteriore strumentazione dei corpi cilindrici (considerati i componenti più critici a causa del loro spessore) per il rilievo delle temperature al cuore.

In aggiunta, è stato avviato un programma di simulazioni eseguite con metodologie di calcolo agli elementi finiti e con metodologie derivate dalle normative per il Fitness for Service per le membrature principali di un gruppo a ciclo combinato. I primi risultati

conseguiti indicherebbero che margini ulteriori a quelli previsti dalle normative EN per i collettori, ma anche per i corpi cilindrici di AP.

Alla scadenza dei limiti imposti dalla Linea Guida ISPEL LG v. 1, la vita consumata per effetto di creep-fatica e fatica delle suddette attrezzature potrebbe essere valutata per semplice confronto tra le prescrizioni della Linea Guida e le prescrizioni delle Specifiche Tecniche di Acquisto, quei documenti sopra accennati che prescrivevano una progettazione per un numero di cicli ben superiore al limite della normativa tecnica di legge.

5. Bibliografia

- [1] ISPEL LG v.1 “Linea guida raccomandata per la valutazione della vita residua di componenti eserciti in regime di scorrimento viscoso”
- [2] UNI EN 12952-3: 2012 “Caldaie a tubi d’acqua e installazioni ausiliarie – Parte Tubazioni industriali metalliche – Parte 3: Progettazione e calcolo delle parti in pressione della caldaia
- [3] UNI EN 13480-3: 2012 “Tubazioni industriali metalliche – Parte 3 Progettazione e calcolo

Valutazione di integrità strutturale di generatori di vapore fabbricati ed installati da oltre 45 anni. Cenni ai principali meccanismi di danneggiamento Creep – Fatica ed utilizzo della metodologia FFS

F. Giacobbe*, V. Mancuso**, A. Branca**, M. Lanzani***, C. Sampietri****

*INAIL - UOT CVR Messina

**EDIPOWER – gruppo A2A CTE S. Filippo del Mela

***EDIPOWER – gruppo A2A Direzione Ingegneria

****Exova

Sommario

Nella memoria si vuole illustrare la storia dei 45 anni di esercizio dei due generatori di vapore installati nell'impianto Termoelettrico Edipower – Gruppo A2A di San Filippo del Mela.

Nella prima parte sono descritte le caratteristiche impiantistiche delle unità 1 e 2 da 160 MW e l'evoluzione temporale delle modalità di esercizio, informazioni essenziali al fine di prevedere i più importanti meccanismi di danneggiamento attesi.

Nella seconda parte sono riportati i risultati dei precedenti controlli di legge eseguiti durante i 45 anni di esercizio per la valutazione di integrità strutturale di due generatori. Tali controlli sono stati rivolti essenzialmente ai componenti operanti in regime di scorrimento viscoso (Circolare ISPESL 48/2003 e precedenti) ed alla verifica dello stato di conservazione delle tubazioni (D.M. 329/2008).

Nella terza parte, sulla base dei primi due punti, sono individuati i criteri di scelta dei componenti più soggetti a possibile degrado e non rientrati nei precedenti controlli di legge, unitamente all'individuazione dei metodi di controllo, l'estensione e la localizzazione. Per quanto riguarda i meccanismi di danneggiamento attesi, oltre allo scorrimento viscoso, si è tenuto conto della fatica termomeccanica in luogo delle nuove esigenze del mercato elettrico che impongono numerosi avviamenti.

Per ultimo la descrizione dei risultati, la valutazione Fitness for Service dei difetti rilevati e l'individuazione delle azioni correttive e la valutazione dell'ulteriore esercibilità.

1. Storia dell'esercizio

I generatori di vapore oggetto del presente lavoro, in funzione dal 1969, hanno esercito con continuità senza sostanziali modifiche e/o sostituzioni dei principali componenti. Sono stati implementati invece i necessari adeguamenti ambientali con l'inserimento di opportuni sistemi di depurazione (precipitatori elettrostatici, desolfatore e denitrificatore). Le ore di esercizio sono oltre le 260.000 al 31/01/2014 e gli avviamenti totali sono oltre 1.800; negli ultimi anni a causa delle nuove esigenze di servizio flessibilizzato, il meccanismo di danneggiamento più rilevante deriva dalla fatica termo meccanica oltre naturalmente allo scorrimento viscoso per i componenti operanti a più elevata temperatura.

Nei grafici seguenti si può osservare come siano mutate nel tempo le richieste del mercato elettrico; in particolare ad una minor richiesta di energia totale, dovuta alla crisi economica ed all'incremento delle fonti rinnovabili (soprattutto fotovoltaico ed eolico), si contrappone un evidente aumento del numero degli avviamenti.

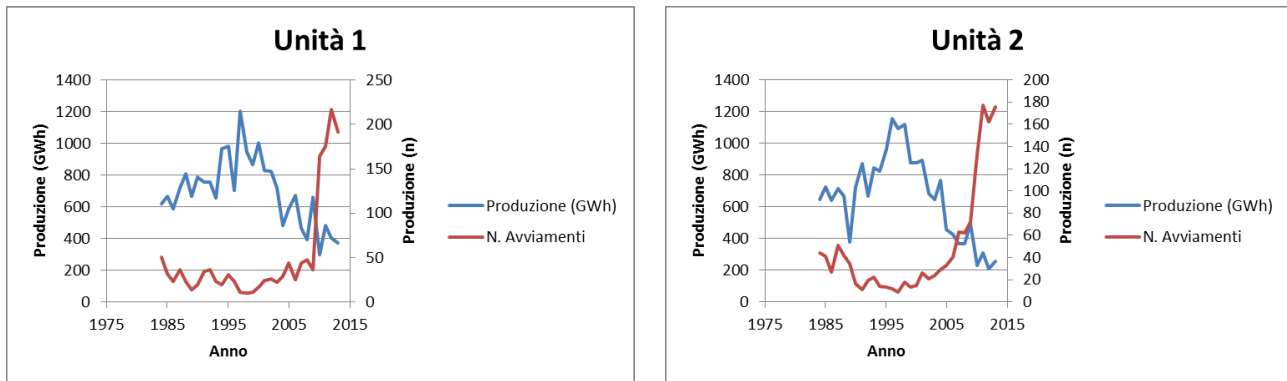


Figura 1 – Produzione e numero di avviamenti annui per le Unità 1 e 2 nel periodo 1983-2013

2. Analisi storica dell'impianto

Nel corso della vita i generatori di vapore sono stati oggetto di numerosi interventi ai sensi delle varie Circolari Ispesl relative agli apparecchi operanti in regime di scorrimento viscoso a partire dal 1992 [1, 2]. Nel caso delle unità 1 e 2 i componenti interessati da tali interventi sono stati i collettori ed i barilotti di uscita SH ed RH. I principali rilievi emersi sono stati:

- saldature di composizione dei componenti: generale assenza di indicazioni di difetti significativi e di danneggiamento da scorrimento viscoso,
- saldature tra mantello e bocchelli dei componenti: generale assenza di indicazioni di difetti significativi e di danneggiamento da scorrimento viscoso,
- saldature tra mantello e branchetti: eseguite alcune riparazioni per difetti (piccole cricche) in genere localizzati in ZTA lato tubo (solo una modesta percentuale delle saldature esaminate è stata oggetto di riparazione).

Nel 2008 le tubazioni principali delle stesse unità sono state oggetto di indagini al fine di verificare lo stato di conservazione ed efficienza sulla base di quanto previsto dall'art. 16 del D.M. 329/2004 [3]. Nel corso di tale indagine è emersa una generale assenza di indicazioni significative e di danneggiamento da scorrimento viscoso.

Oltre ai controlli CND di legge sono stati effettuati altri controlli, su base volontaria, che hanno riguardato la camera di combustione (in particolare i tubi di parete), i serpentini SH, l'economizzatore. Questi controlli nel corso degli anni hanno portato a programmare, al fine di migliorare l'efficienza degli impianti, alcune sostituzioni degli stessi.

Approssimandosi la scadenza dei 45 anni dalla costruzione degli impianti si è proceduto nel corso del 2013 a predisporre la consueta documentazione e ad effettuare un intervento di controllo sulla base di quanto previsto dalla Circolare Ispesl n. 60/97 [4] (tale circolare sostituisce la circolare ANCC n. 7367 del 21.08.1957); si fa presente che attualmente è allo studio una specifica tecnica UNI/CTI che aggiornerà il precedente documento sopra indicato.

3. Analisi dei meccanismi di danneggiamento e definizione del piano dei controlli

Per la definizione del piano dei controlli è stata effettuata un'analisi dei possibili principali meccanismi di danneggiamento a cui sono sottoposti i generatori di vapore del tipo installato a S. Filippo del Mela. Di seguito vengono così riassunti:

- fatica termomeccanica: tutti i componenti con particolare riferimento a corpo cilindrico (in quanto caratterizzato da maggiori spessori del fasciame e soggetto alle

maggiori pressioni) ed ai collettori finali (in quanto soggetti alle maggiori escursioni di temperatura)

- scorrimento viscoso: collettori e serpentine finali dei circuiti SH ed RH
- corrosione esterna/interna e ossidazione: corpo cilindrico, tubi di parete, serpentine SH ed RH, serpentine ECO
- surriscaldamento: tubi di parete, serpentine SH ed RH
- attacco da idrogeno: tubi di parete

Sulla base delle precedenti considerazioni è stato predisposto un piano di controllo che sostanzialmente identifica i componenti maggiormente sollecitati e non rientranti tra quelli soggetti a scorrimento viscoso, quindi già sottoposti a specifiche indagini periodiche, o ad altri controlli periodici su base volontaria.

Ad esempio i corpi cilindrici ed i collettori aventi temperature di esercizio prossima alla T0 sono stati oggetto di esami metallografici e controlli non distruttivi.

4. Esito dei controlli

I controlli di cui al punto precedente sono stati concentrati nel corso della fermata del 2013. I controlli hanno evidenziato assenza di danneggiamento da scorrimento viscoso e da fatica sui collettori esaminati mentre sono stati individuati difetti a carico di alcune forature del corpo cilindrico imputabili a fatica termomeccanica (si veda a titolo di esempio la Figura 2).



Figura 2 – Esempio dei danneggiamenti riscontrati su alcune forature dei corpi cilindrici

Prima di procedere ad una riparazione non pianificata, si è preferito affrontare inizialmente il problema della criticità di tali difetti mediante un'analisi FFS, avendo così il tempo necessario per uno studio attento delle modalità di riparazione. Gli interventi di riparazione sono stati quindi posticipati al 2014.

L'analisi FFS è stata impostata seguendo i criteri della Specifica Tecnica UNI/TS 11325-9 [5] e suddivisa nelle seguenti fasi:

- analisi dello stato di sollecitazione dei componenti in regime sia stazionario che transitorio utilizzando un modello ad elementi finiti; in Figura 3 è riportata a titolo di

esempio la distribuzione dello sforzo di Tresca dovuto ai carichi primari nella zona adiacente ad una delle forature in condizioni stazionarie di esercizio e l'andamento temporale dello sforzo di Tresca dovuto ai carichi secondari durante un transitorio;

- caratterizzazione dei difetti a partire dai risultati dei controlli non distruttivi in accordo ai criteri di raggruppamento suggeriti dalla norma API 579 [6];
- analisi di stabilità ed evoluzione dei difetti in accordo alla Parte 9 – Livello 2 dalla norma API 579; tutti i difetti riscontrati sono risultati stabili (si veda a titolo di esempio la Figura 4) con velocità di propagazione modeste.

A seguito dell'esito positivo delle verifiche effettuate, gli interventi di riparazione sono stati quindi posticipati al 2014.

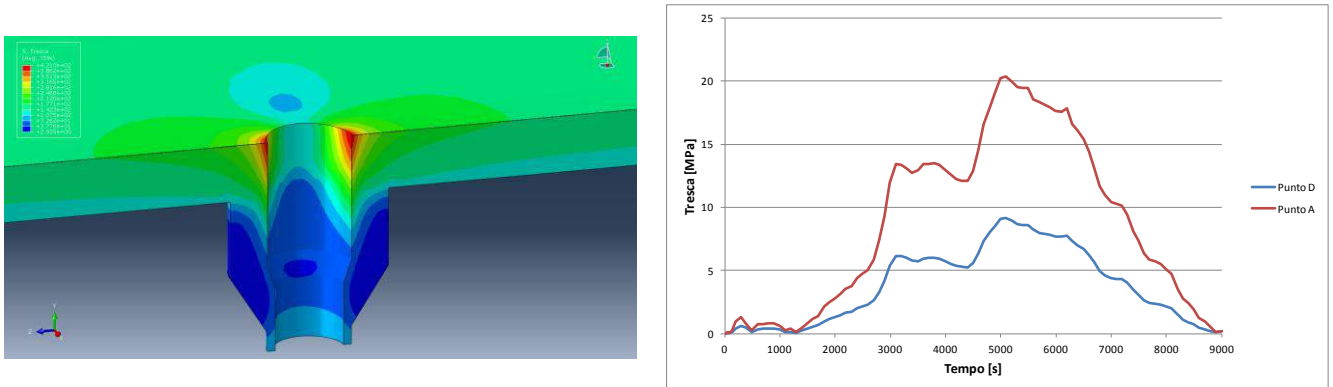


Figura 3 – Sforzo di Tresca: distribuzione (dovuta ai carichi primari) ed andamento temporale (dovuto ai carichi secondari)

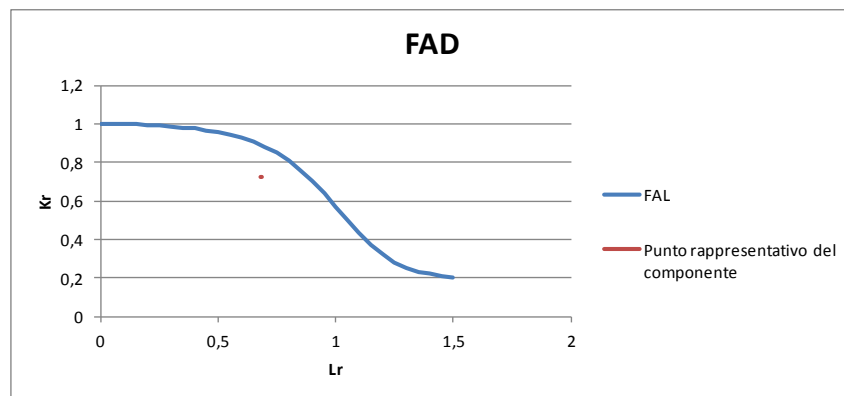


Figura 4 – Valutazione di stabilità dei difetti

E' stata inoltre individuata la causa dell'insorgenza dei difetti dovuta alla rottura di alcune saldature di sigillo interne al corpo cilindrico in grado di proteggere la superficie interna del componente stesso dall'immediato contatto con la più fredda acqua di alimento proveniente dall'economizzatore.

5. Intervento di riparazione

L'intervento è stato eseguito secondo le seguenti fasi:

- ricontrollo ad un anno di distanza di tutte le forature del corpo cilindrico che ha confermato il quadro già delineato nel corso dell'intervento del 2013 con assenza di propagazioni apprezzabili dei difetti già riscontrati;
- verifica di stabilità del componente al fine di determinare la massima asportazione possibile di materiale (si veda Figura 5);

- bonifica di tutti i difetti mediante barenatura delle forature (come riportato a titolo di esempio in Figura 6) mantenendo l'asportazione di materiale entro i limiti previsti dall'analisi di stabilità effettuata in precedenza;
- ricontrollo finale dimensionale e difettologico delle forature bonificate che ha avuto esito positivo.

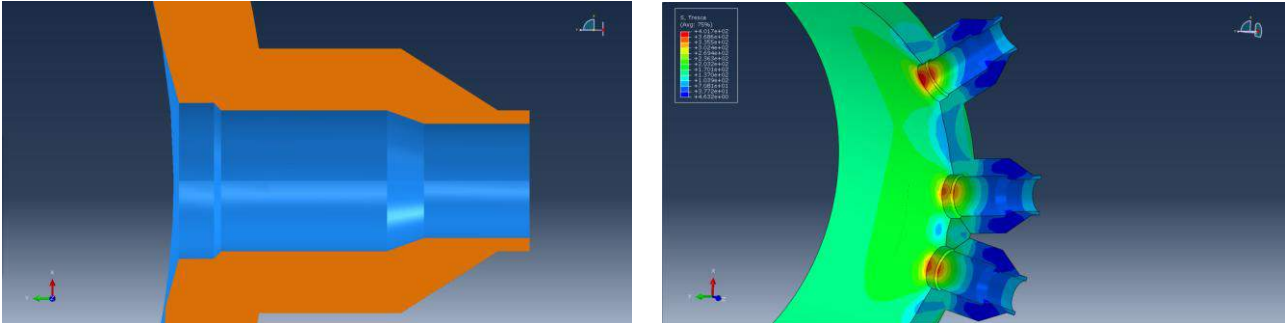


Figura 5 – Profilo massimo ammissibile della bonifica e relativa distribuzione dello sforzo di Tresca dovuto ai carichi primari

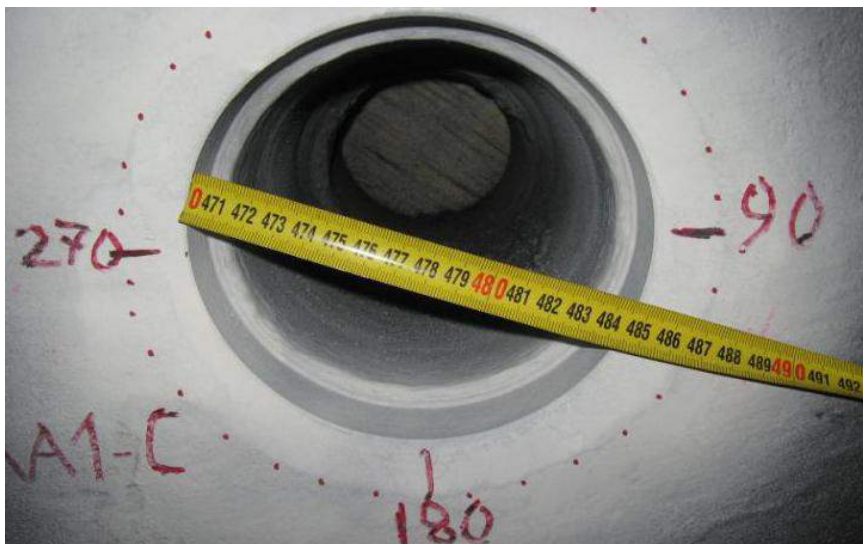


Figura 6 – Esempio di bonifica dei difetti

6. Valutazioni conclusive

L'esperienza condotta sulle due unità esaminate suggerisce quanto segue:

- l'esercizio prolungato (oltre le 250.000 ore) in condizioni di regime stazionario può essere ben sopportato dagli impianti termoelettrici di progettazione e realizzazione degli anni '60;
- l'esercizio in regime flessibile è invece in grado di produrre, dopo un numero di cicli dell'ordine di alcune migliaia, danneggiamenti apprezzabili sui componenti di maggior spessore e più soggetti alle escursioni termiche;
- la metodologia FFS si rivela uno strumento utile ed affidabile per la valutazione di ulteriore esercibilità di componenti anche in presenza di difetti, in attesa di porre in atto le opportune azioni correttive.

Bibliografia

- [1] Circolare ISPESL 15/92 del 27.02.1992: "Generatori di vapore e recipienti a pressione di vapore o di gas funzionanti in regime di scorrimento viscoso. Verifiche e controlli su impianti in esercizio"
- [2] Circolare ISPESL 48/2003: "Procedura tecnica su verifiche di calcolo e controlli su componenti in pressione in regime di scorrimento viscoso del materiale"
- [3] D.M.329/2008: "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93"
- [4] Circolare ISPESL 60/1997 del 14.07.1997: "Degrado dei generatori di vapore in situ di vecchia costruzione non oggetto di trasferimento per nuovo impianto"
- [5] UNI/TS 11325-9: "Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione – Idoneità al servizio (FFS)"
- [6] ASME FFS-1 API 579-1: "Fitness for Service" ed. 2007

Analisi del ruolo degli stress secondari nel calcolo della vita residua a creep di tubazioni ad alta energia

L. Scano*

*Studio Scano – Safety & Integrity

1. Sommario

Le tubazioni ad alta energia per il trasporto di vapore surriscaldato sono dimensionate per la resistenza a creep entro la vita di progetto. Allo scadere di tale limite, o in sede di verifica di integrità, procedure tipo Fitness-For-Service e CND mirati permettono di valutare il loro stato di conservazione, prolungandone il funzionamento in sicurezza.

Il tempo a rottura è funzione dello stato di sforzo nella tubazione e questo è tipicamente assunto dagli analisti pari al solo contributo dei carichi primari, trascurando di fatto il range indotto dall'espansione. Nel presente articolo tale assunzione è stata verificata: sono state calcolate le vite residue (API 579-1, Level 2) secondo tre basi di stress, utilizzando gli sforzi determinabili "by-formulas" o con stress analyses standard. La prima consiste di sforzi primari inelastici (equazioni di Bailey), la seconda di code stress primari elastici e la terza del creep code stress secondo EN 13480, includendo i carichi primari e 1/3 di quelli secondari. Il tempo a rottura è stato quindi calcolato tramite una procedura API 579-1 Level 3, utilizzando un'analisi FE non-lineare nel tempo, e il valore ottenuto confrontato con i tre precedenti. Le basi di stress composte di soli sforzi primari sono risultate non-conservative per il calcolo dei tempi a rottura, mentre quella incorporante parte del range secondario ha fornito risultati consistenti con l'analisi FE non-lineare.

La procedura è stata quindi applicata, con le medesime conclusioni, ad un caso reale di tubazione ad alta energia.

2. Nomenclatura

C_{LMP}	coefficiente di Larson-Miller
D_o	diametro esterno delle tubazioni (mm)
i	Stress Intensification Factor secondo piping code (SIF)
J_1	traccia del tensore di sforzo in un riferimento principale (ksi)
L	tempo a rottura del componente secondo API 579-1 (h)
L_f	coefficiente di Lorentz per il calcolo degli sforzi all'intradosso delle curve
LMP	parametro di Larson-Miller (ksi)
M_A	momenti indotti dai carichi sostenuti secondo piping code (N·mm)
M_C	momenti indotti dai carichi termici secondo piping code (N·mm)
n	esponente di Norton-Bailey
p	pressione relativa interna (MPa)
r_e	raggio delle curve (mm)
$r_{i/o}$	raggio interno/esterno delle tubazioni (mm)
R_r	rapporto raggio interno ed esterno
S_{eff}	sforzo effettivo secondo API 579-1 Sec. 10 (ksi)
S_s	norma della base principale di sforzo in API 579-1 Sec. 10 (ksi)
s	spessore delle tubazioni (mm)
T	temperatura di esercizio delle tubazioni (°C, °F)
\square	tempo nella valutazione a creep (h)
Y	coefficiente di hoop stress, funzione di T

WSRF	fattore di riduzione della resistenza nelle saldature per il calcolo a creep
Z	modulo di resistenza flessionale della sezione di tubazione (mm^3)
σ	sforzo (MPa)
σ_{eq}	sforzo equivalente di Von Mises (MPa)

Pedici:

\cdot_{ex}	estradosso delle curve
\cdot_{i}	superficie interna delle tubazioni
\cdot_{in}	intradosso delle curve
\cdot_{ip}	flessione nel piano
\cdot_{o}	superficie esterna delle tubazioni
\cdot_{op}	flessione fuori dal piano
\cdot_{r}	coordinata radiale nel riferimento principale delle tubazioni
\cdot_{t}	componente torcente
\cdot_{x}	coordinata assiale nel riferimento principale delle tubazioni
\cdot_{y}	coordinata tangenziale nel riferimento principale delle tubazioni

3. Introduzione

Le High-Energy Pipelines (HEP), operanti con vapore surriscaldato ad alta pressione e temperatura, sono apparecchiature a pressione tipiche delle centrali elettriche e degli impianti dotati di boiler di potenza. L'iter di progetto prevede l'esecuzione di una stress analysis in accordo con codici di calcolo riconosciuti come la EN 13480 [1] (armonizzata PED [2]) o l'ASME B31.1 [3] in modo da garantire la protezione delle membrane dal creep entro la vita di progetto, normalmente pari a 100000 ore.

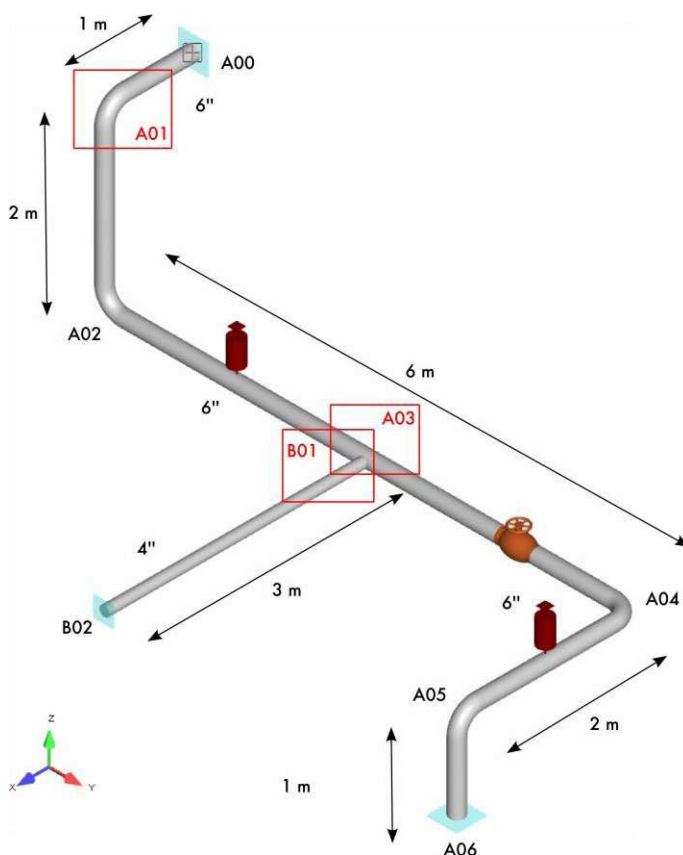
Quando la vita esercita delle tubazioni eccede quella prevista in sede di design, l'integrità strutturale delle stesse viene valutata tramite campagne CND e conseguenti procedure Fitness-For-Service in accordo a codici riconosciuti come l'API 579-1 [4] che incorporano al loro interno diverse modalità di valutazione del danno da creep. In ambito nazionale, la Procedura Tecnica ISPESL allegata alla Circolare 48/03 [5] e il manuale INAIL redatto da Grisolia [6] permettono di valutare il fenomeno sia in termini metallografici, attraverso l'esecuzione di repliche sui componenti, che tramite il calcolo teorico della vita residua finalizzato all'estensione in sicurezza dell'esercibilità degli impianti. L'applicazione alle tubazioni HEP risulta di particolare interesse in quanto conseguenza dell'art. 16 del D.M. 329/04 [7] volto alla riqualificazione periodica di tubazioni mai omologate.

I metodi classici per il calcolo della vita residua a creep sono la teoria di Larson-Miller e il metodo Omega; entrambi prevedono il calcolo di una base di sforzo al fine di determinare il tempo a rottura ad una data temperatura. Il calcolo di tale base rimane a discrezione dell'analista ed è prassi comune che esso sia determinato sulla base dei soli carichi primari, trascurando il range secondario dato dall'espansione in quanto soggetto a rilassamento dopo un numero sufficiente di ore di esercizio. Il presente lavoro ha verificato tale assunzione, riassumendo le conclusioni di un precedente articolo dell'autore [8] e valutandole in funzione di un caso reale di tubazione ad alta energia. In particolare, la vita residua a creep è stata calcolata inizialmente per una tubazione di esempio utilizzando tre basi di sforzo determinabili "by-formulas" e un'analisi Level 2 API 579-1: la prima è formata dagli sforzi inelastici per pressione interna (equazioni di Bailey) mentre la seconda e la terza sono composte di sforzi calcolati secondo codice includendo, o meno, il contributo del range secondario introdotto seguendo l'analisi a creep prevista dalla EN 13480. I tempi

a rottura ottenuti sono stati quindi confrontati con quelli calcolati tramite analisi FE non-lineare nel tempo secondo il codice API 579-1 (Level 3 assessment). Il confronto ha messo in luce come le basi formate di soli sforzi primari siano non-conservative nella valutazione del tempo a rottura ai punti critici, dove le tensioni secondarie non rilassano completamente. La base calcolata secondo la EN 13480, e comprensiva di parte del range secondario, ha fornito invece risultati paragonabili alla più complessa analisi FE non-lineare. Infine, la stessa procedura è stata ripetuta utilizzando i dati provenienti da un precedente case study [9][10] ottenendo le medesime conclusioni.

4. Analisi a creep (API 579-1 Level 2) di una tubazione HEP tipo

L'analisi a creep è stata condotta inizialmente per una semplice tubazione presa come esempio (Figura 1); i dati geometrici e di progetto sono riportati alla Tabella 1.



Materiale da costruzione	ASTM A335 P11
Diametro esterno run	168.3 mm
Diametro esterno branch	114.3 mm
Spessore nominale run	11.0 mm (Sch 80)
Spessore nominale branch	8.6 mm (Sch 80)
Lunghezza run	12000 mm
Lunghezza branch	3000 mm
Fluido contenuto	vap. surriscaldato
Pressione di esercizio	7.2 MPa
Temperatura di esercizio	500 °C
Tubazioni	seamless
Curve	ASME B16.9 LR
Giunto a tee	unreinforced fabricated
Spessore isolamento	150 mm
Isolante	lana di roccia
Supporti estremi	ancore
Supporti intermedi	variable spring hangers

Figura 1 - Layout della tubazione

Tabella 1 - Dati di progetto della tubazione

Una stress analysis standard è stata inizialmente condotta in accordo ai codici EN 13480 e ASME B31.1 per una vita di progetto di 100000 ore utilizzando il software commerciale Bentley AutoPIPE ver. 09.06.00.19. Entrambe le analisi hanno dato esito positivo e identificato il giunto a tee fabbricato come il componente più critico con una stress ratio rispetto ai valori ammissibili superiore al 95%.

Successivamente, la tubazione è stata investigata per verificare la sicurezza dell'esercizio oltre alle 100000 ore di progetto. Ai fini dell'analisi è stato considerato unicamente il creep, utilizzando nel calcolo gli spessori nominali e trascurando eventuali fenomeni di natura corrosiva o erosiva che in un'analisi sul campo avrebbero dovuto essere determinati tramite CND. La valutazione è stata condotta in conformità al codice API 579-1 tramite analisi Level 2, utilizzando la teoria di Larson-Miller e i dati a rottura minimi forniti dallo

stesso per l'ASTM A335 P11. In particolare, il parametro di Larson-Miller è stato calcolato secondo la polinomiale suggerita dall'API 579-1 riportata di seguito:

$$LMP(S) = A_0 + A_1 \times S + A_2 \times S^2 + A_3 \times \ln(S) = 41.44429 - 0.0016608091 \times S - 2.5842632 \times \ln(S) \quad (1)$$

Il tempo a rottura L è stato quindi determinato utilizzando le equazioni seguenti dove la temperatura è espressa in °F e lo sforzo in ksi; per acciai a matrice ferritica il coefficiente C_{LMP} è stato inoltre assunto pari a 20:

$$L = 0.8 \times 10^{\frac{1000 \times LMP(S_{eff})}{T+460} - C_{LMP}} \quad (2)$$

$$S_{eff,i} = S_{VM} \times e^{0.24 \times \frac{J_1 - 0}{S_s}} \quad (3)$$

$$S_{VM} = \sqrt{\frac{(S_x - S_y)^2 + (S_x - S_r)^2 + (S_y - S_r)^2}{2}} \quad (4)$$

$$J_1 = S_x + S_y + S_r \quad (5)$$

$$S_s = \sqrt{S_x^2 + S_y^2 + S_r^2} \quad (6)$$

Si nota immediatamente come il calcolo di L sia vincolato alla determinazione di una base di sforzo principale (σ_x , σ_y , σ_r) nel punto più critico del componente analizzato. Ai fini della presente analisi sono state considerate le tre basi presentate nel dettaglio di seguito.

4.1. Base principale composta da sforzi inelastici primari

La prima base di sforzo è stata costruita considerando, per i componenti critici A01, A03 e B01 (Figura 1), gli sforzi primari unicamente indotti dalla pressione e includendo la redistribuzione inelastica delle tensioni che comporta un incremento dello sforzo sulla superficie esterna delle tubazioni. Tale redistribuzione può comportare nette diminuzioni dei tempi a rottura, come mostrato da Cohn [11].

Le equazioni utilizzate sono le classiche formule riportate da Bailey [12] e modificate per includere la concentrazione di sforzo sulle curve attraverso il fattore di Lorentz L_f . Un fattore di riduzione della resistenza sulle saldature WSRF pari a 0.8 è stato quindi introdotto nelle equazioni come raccomandato dalla EN 13480. Le equazioni utilizzate sono riportate di seguito insieme ai risultati ottenuti (Tabella 2). L'esponente di Norton-Bailey n è stato determinato in funzione della base dati riportata nel codice EN 10273 [13] per l'acciaio ASTM A335 P11 alla temperatura di 500 °C ed è risultato pari a 4.89.

$$S_{x,i} = \frac{\rho L_f}{1 - R_Y^n} \left[1 - \frac{n-1}{n} \frac{R_Y^{2n}}{\sigma} \right] \quad S_{x,o} = \frac{\rho L_f}{1 - R_Y^n} \frac{R_Y^{2n}}{n} \quad (7)$$

$$S_{y,i} = \frac{\rho L_f}{1 - R_Y^n} \left[1 - \frac{n-2}{n} \frac{R_Y^{2n}}{\sigma} \right] \quad S_{y,o} = \frac{2 \rho L_f}{1 - R_Y^n} \frac{R_Y^{2n}}{n} \quad (8)$$

$$S_{r,i} = -\rho \quad S_{r,o} = 0 \quad (9)$$

$$R_Y = \frac{r_i}{r_o} \quad L_{f,ex} = \frac{2r_e/D_o + 0.5}{2r_e/D_o + 1.0} \quad L_{f,in} = \frac{2r_e/D_o - 0.5}{2r_e/D_o - 1.0} \quad (10)$$

4.2. Base principale composta da sforzi elastici primari a codice

La seconda base di sforzo è stata costruita utilizzando gli sforzi calcolati tramite una stress-analysis standard secondo il codice EN 13480 e considerando unicamente il contributo dei carichi sostenuti e da pressione (primari):

$$S_x = \frac{pD_o}{4t} + \frac{\sqrt{(i_{ip} \times M_{A,ip})^2 + (i_{op} \times M_{A,op})^2 + M_{A,t}^2}}{Z} \quad (11)$$

$$S_y = \frac{pD_o}{2t} - p\gamma \quad (12)$$

$$S_r = -p \quad (13)$$

Nei calcoli è stato introdotto un WSRF pari a 0.8 come in precedenza.

4.3. Base principale composta da sforzi elastici primari e secondari secondo EN 13480

La terza base di sforzo è analoga alla precedente; tuttavia, come previsto dalla norma EN 13480 per l'analisi a creep, gli sforzi longitudinali sono stati calcolati includendo 1/3 dell'espansione, nell'ipotesi implicita che solamente 2/3 delle tensioni secondarie rilassino nel tempo, cosa sicuramente valida per gli elementi dotati di elevata concentrazione di deformazione e/o ritorno elastico come, ad esempio, i giunti a tee.

Le equazioni (12) e (13) rimangono invariate, mentre la componente longitudinale diventa:

$$S_x = \frac{pD_o}{4t} + \frac{\sqrt{(i_{ip} \times M_{A,ip})^2 + (i_{op} \times M_{A,op})^2 + M_{A,t}^2}}{Z} + \frac{\sqrt{(i_{ip} \times M_{C,ip})^2 + (i_{op} \times M_{C,op})^2 + M_{C,t}^2}}{3Z} \quad (14)$$

4.4. Tensori di sforzo e tempi di rottura calcolati con l'analisi API 579-1 Level 2

Si riassumono alla Tabella 2 i risultati ottenuti dall'analisi a creep "by-formulas" (API 579-1 Level 2), per le tre basi di sforzo analizzate. Si nota immediatamente come l'inclusione di parte degli sforzi secondari conduca a tempi di rottura estremamente ridotti, soprattutto per i componenti critici come i giunti a tee. Nel caso in esame, il tempo a rottura è risultato anche di molto inferiore a quello previsto in sede di progetto.

Per valutare le diverse previsioni è stata quindi eseguita un'analisi di dettaglio (API 579-1 Level 3) utilizzando un modello FE bidimensionale della tubazione e un'analisi non-lineare nel tempo atta a "catturare" l'effettivo rilassamento degli sforzi secondari ai punti critici.

5. Analisi API 579-1 Level 3 della tubazione HEP tipo

L'analisi FE è stata eseguita utilizzando un modello composto da elementi shell a 8 e 9 nodi attraverso il software commerciale Straus7 ver. 2.4.6. La mesh è stata raffinata fino a convergenza della soluzione e la dimensione degli elementi al giunto a tee è stata impostata come pari all'emi-spessore del tubo branch sul run-pipe e viceversa, così come consigliato dalla letteratura di rilievo per la modellazione delle giunzioni tra gusci cilindrici[14];

Base	ID	Pos.	σ_x (MPa)	σ_y (MPa)	σ_r (MPa)	i	WSRF	σ_{VM} (MPa)	LMP (ksi)	L (h)
1: primary inelastic pressure stresses	A01 curva (weld)	i	31.1	73.9	-9.0	N.P.	0.8	71.8	35.25	169092
		o	40.4	80.8	0.0	N.P.	0.8	69.9	35.23	161943
	A03 tee fabbricato (weld - run)	i	24.1	57.3	-9.0	N.P.	0.8	57.4	35.86	460766
		o	31.3	62.6	0.0	N.P.	0.8	54.2	35.89	485006
	B01 tee fabbricato (weld - branch)	i	19.7	48.3	-9.0	N.P.	0.8	49.6	36.26	460766
		o	26.8	53.6	0.0	N.P.	0.8	46.5	36.29	485006
2: primary elastic code stresses	A01 curva (weld)	mid	36.3	65.0	-9.0	1.58	0.8	64.6	35.50	255547
	A03 tee fabbricato (weld - run)	mid	50.0	65.0	-9.0	3.35	0.8	67.8	35.34	196956
	B01 tee fabbricato (weld - branch)	mid	37.5	56.3	-9.0	3.35	0.8	58.2	35.77	396052
3: EN13480 creep code stresses	A01 curva (weld)	mid	73.8	65.0	-9.0	1.58	0.8	78.7	34.94	100043
	A03 tee fabbricato (weld - run)	mid	118.8	65.0	-9.0	3.35	0.8	111.1	34.05	23277
	B01 tee fabbricato (weld - branch)	mid	88.8	56.3	-9.0	3.35	0.8	86.2	34.71	69403

Tabella 2 - Risultati dell'analisi API 579-1 Level 2 per le tre basi considerate

il modello è stato infine automaticamente verificato dal pre-processor valutando la distorsione, il warping e l'aspect ratio di tutti gli elementi.

È stata quindi condotta un'analisi non-lineare a creep considerando la sua sola fase secondaria secondo una legge costitutiva tipo power-law di Norton-Bailey alla temperatura costante di 500 °C: $\epsilon = 1.87 \cdot 10^{-17} \cdot \sigma^{4.89} \cdot t$. Lo stato di sforzo di Von Mises è presentato alla Figura 2; alla Figura 3 è invece riportato il rilassamento degli sforzi secondari e il contemporaneo accumulo di deformazione plastica per il giunto a tee fabbricato.

Il tempo a rottura dei componenti A01, A03 e B01 (Tabella 3) è stato calcolato utilizzando le equazioni (2) – (6) considerando il danno cumulativo su time-steps definiti e includendo la diminuzione dello sforzo indotta dal rilassamento. Si osserva come ci sia un sostanziale accordo tra i risultati forniti dall'analisi Level 3 e quelli calcolati utilizzando la terza base di stress, includente 1/3 del range secondario. Quelle costruite utilizzando il solo contributo primario sono risultate invece largamente non-conservative, specialmente per quanto riguarda il giunto a tee fabbricato. Nei punti di concentrazione, quindi, non si può assumere un rilassamento completo degli sforzi secondari che contribuiscono in maniera significativa alla diminuzione del tempo a rottura, risultato inferiore di 5 volte rispetto alle 100000 ore di progetto.

L'analisi FE ha permesso inoltre di stimare un accumulo di deformazione plastica nello spessore, a 50000 ore, superiore allo 0.5% a livello del giunto a tee fabbricato, valore considerato come limite dal codice ASME BPVC Sec. III-NH [15].

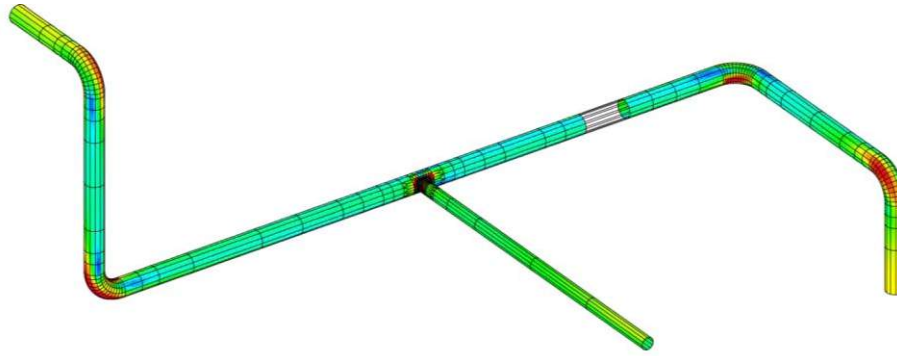


Figura 2 - Sforzi di Von Mises al tempo 0 nella tubazione

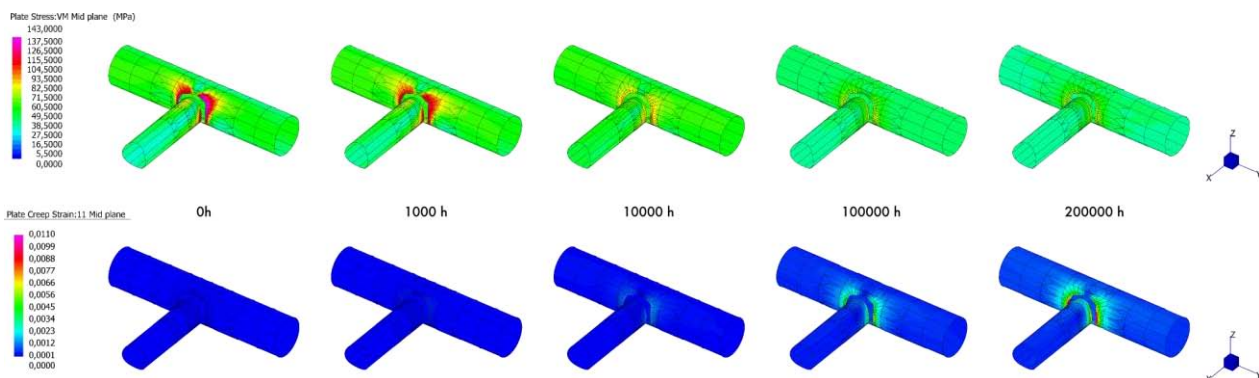


Figura 3 - Rilassamento degli sforzi secondari (sopra) e accumulo di deformazione plastica (sotto) nel giunto a tee da 0 a 200000 ore

ID	$\sigma_{VM,0}$ (MPa)	LMP ₀ (ksi)	$\sigma_{VM,100000}$ (MPa)	LMP ₁₀₀₀₀₀ (ksi)	L (h)
A01 curva (weld)	156.0	33.24	59.0	33.52	156000
A03 tee fabbricato (weld - run)	145.6	33.35	88.1	34.65	22000
B01 tee fabbricato (weld - branch)	145.5	33.29	85.2	34.70	22500

Tabella 3 Risultati dell'analisi API 579-1 Level 3

6. Applicazione ad un caso reale di tubazione HEP

L'analisi a creep è stata quindi ripetuta per tre elementi soggetti a concentrazione di sforzo e appartenenti ad una tubazione HEP sottoposta a riqualificazione periodica ai sensi dell'art. 16 D.M. 329/04 (Tabella 4). La stress-analysis è stata opportunamente modificata in modo da includere tutte le deviazioni rispetto al progetto rilevate durante i CND (sottospessori, danni ai supporti, ecc.). I risultati dell'analisi API 579-1 Level 3 [9] erano già stati valutati per confronto con la procedura ISPESL [5] e precedentemente pubblicati [10].




Tubazione HEP vapore surriscaldato (PE = 6.4 MPa, TS = 475 °C, ASTM A335 P11, 230000 ore)		
		
<p>Curva ASME B16.9 LR</p> <p>$D_o = 141.3 \text{ mm}$ $s = 7.4 \text{ mm (CND UTS)}$</p>	<p>Tee fabbricato (5"/3")</p> <p>$D_{o,run} = 141.3 \text{ mm}$ $s_{run} = 8.8 \text{ mm (CND UTS)}$ $D_{o,branch} = 88.9 \text{ mm}$ $s_{branch} = 5.0 \text{ mm (CND UTS)}$</p>	<p>Tee forgiato ASME B16.9</p> <p>$D_o = 114.3 \text{ mm}$ $s = 8.7 \text{ mm (CND UTS)}$</p>

Tabella 4 - Componenti investigati nel case study sottoposto ad analisi

Il danno da creep è stato calcolato tramite analisi FE non-lineare e confrontato con quello effettivo rilevato attraverso repliche metallografiche (classificazione ISPESL/Neubauer [5][16]), ottenendo un buon accordo qualitativo [9]. La vita residua così valutata è stata quindi confrontata con quella predetta da un assessment API 579-1 Level 2 utilizzando le tre basi di stress sopra definite. I risultati ottenuti sono riportati alla Tabella 5 e 6.

Il confronto tra i tempi di rottura ha messo in evidenza come anche in questo caso solo la base costruita secondo lo sforzo longitudinale a creep della EN 13480 sia in grado di fornire risultati compatibili con l'analisi non-lineare, a sua volta consistenti con il danneggiamento effettivo rivelato attraverso replica metallografica. L'errore commesso è risultato variabile dal 20% (curva) al 140% (tee forgiato), quest'ultima deviazione presumibilmente causata da una sottostima della concentrazione di sforzo sulla zona del raccordo del tee da parte dei SIF codificati nella EN 13480. Per confronto, l'errore ottenuto utilizzando le basi composte di soli sforzi primari è risultato variabile dal 170% (curva) al 3850% (tee forgiato).

7. Conclusioni

La determinazione del tempo a rottura a creep delle tubazioni HEP necessita di una base di sforzo come dato di input per le procedure di calcolo incorporate nei codici FFS. Tali sforzi sono normalmente forniti da una stress-analysis standard opportunamente modificata per includere i danneggiamenti rilevati durante i CND.

Nel presente lavoro è stato valutato il contributo del range secondario, di solito trascurato nell'implicita assunzione che gli sforzi rilassino nel tempo, non contribuendo in maniera sostanziale al danno da creep. Quest'ultimo è stato calcolato tanto per una tubazione HEP di esempio che per una case study reale, utilizzando la teoria di Larson-Miller e il codice API 579-1.

Base	ID	Pos.	σ_x (MPa)	σ_y (MPa)	σ_r (MPa)	i	WSRF	σ_{VM} (MPa)	LMP (ksi)	L (h)
1: primary inelastic pressure stresses	curva (weld)	i	28.8	65.5	-8.0	N.P.	0.8	63.7	35.56	2009178
		o	35.6	71.1	0.0	N.P.	0.8	61.6	35.56	1999189
	tee fabbricato (weld - run)	i	22.7	53.3	-8.0	N.P.	0.8	53.1	36.05	4662688
		o	29.5	58.9	0.0	N.P.	0.8	51.0	36.05	4601068
	tee forgiato (crotch)	i	16.8	41.7	-8.0	N.P.	0.8	43.0	36.64	12654722
		o	23.6	47.2	0.0	N.P.	0.8	40.9	36.62	12277878
2: primary elastic code stresses	curva (weld)	mid	38.8	72.5	-8.0	1.95	0.8	70.0	35.28	1245560
	tee fabbricato (weld - run)	mid	36.3	60.0	-8.0	3.46	0.8	59.8	35.69	2514251
	tee forgiato (crotch)	mid	50.0	78.8	-8.0	2.99	0.8	76.5	35.02	803348
3: EN13480 creep code stresses	curva (weld)	mid	57.5	72.5	-8.0	1.95	0.8	74.1	35.09	902009
	tee fabbricato (weld - run)	mid	57.5	60.0	-8.0	3.46	0.8	66.8	35.37	1439327
	tee forgiato (crotch)	mid	52.5	78.8	-8.0	2.99	0.8	77.1	35.00	773111

Tabella 5 - Risultati dell'analisi API 579-1 Level 2 per il case study investigato

ID	$\sigma_{VM,0}$ (MPa)	LMP ₀ (ksi)	$\sigma_{VM,100000}$ (MPa)	LMP ₁₀₀₀₀₀ (ksi)	L (h)
curva (weld)	132.0	33.59	75.0	35.04	750000
tee fabbricato (weld - run)	158.0	33.26	71.0	35.15	1075000
tee forgiato (crotch)	133.0	33.67	91.0	34.53	320000

Tabella 6 - Risultati dell'analisi API 579-1 Level 3 per il case study investigato

Lo sforzo è stato determinato per tre basi di stress: la prima composta degli sforzi inelastici indotti dalla pressione, la seconda utilizzando gli sforzi primari forniti da una stress-analysis standard e la terza includendo lo sforzo longitudinale a creep proposto dalla EN 13480, comprensivo di 1/3 del range secondario. I tempi a rottura sono quindi stati calcolati tramite un assessment API 579-1 Level 2 e confrontati con quelli predetti da una più complessa valutazione Level 3 basata su un'analisi FE non-lineare atta a catturare il rilassamento delle tensioni secondarie ai punti critici. Per il case study reale, quest'ultima analisi ha fornito inoltre un livello di danneggiamento compatibile con quello riscontrato realmente sui componenti tramite replica metallografica. Il confronto ha mostrato come l'utilizzo dei soli sforzi indotti dalla pressione sia largamente non-conservativo nella valutazione del tempo di rottura, anche considerando l'aumento dello sforzo sulla superficie esterna dei tubi dato dalla redistribuzione inelastica delle tensioni. Tale effetto risulta amplificato per quei componenti, come le curve e i giunti a tee, in cui sono presenti effetti di flessibilità, di concentrazione delle tensioni o di ritorno elastico. Risultati fortemente non-conservativi sono stati ottenuti anche utilizzando gli sforzi primari determinati tramite stress-analysis. Un buon accordo è stato invece ottenuto utilizzando gli sforzi a creep previsti dalla EN 13480, che incorporano 1/3 del range secondario, anche se è stata comunque evidenziata una forte dipendenza dei tempi di rottura dalla scelta dei

SIF codificati. Ai punti critici, di conseguenza, il contributo degli sforzi secondari non può essere trascurato in quanto i fenomeni di concentrazione spesso inibiscono il loro rilassamento completo, a scapito della vita sicura del componente.

Alla luce di quanto ottenuto dalle analisi si rileva come sia auspicabile eseguire, in sede di progetto, un'analisi di vita residua dei componenti critici qualora i tassi di lavoro siano superiori all'80-90%. In sede di analisi di integrità, invece, è necessario sempre valutare il contributo degli sforzi secondari per tutti quei punti in cui si suppone sia presente una significativa concentrazione di sforzo e/o di deformazione in modo da ottenere un valore realistico dei tempi a rottura.

8. Bibliografia

- [1] European Committee for Standardization, "EN 13480-3 Metallic industrial piping - Part 3: design and calculation", European Standard, Brussels, 2010
- [2] Directive 97/23/EC of the European Parliament and of the Council of 29 May 1997 on the approximation of the laws of the Member States concerning pressure equipment
- [3] ASME: "B31.1 Power Piping", American Society of Mechanical Engineers, NY, 2012
- [4] ASME, "API 579-1/ASME FFS-1 Fitness-For-Service", American Society of Mechanical Engineers, New York, 2007
- [5] ISPESL: "Circolare n. 48/03 Procedura tecnica per le verifiche di calcolo e controlli su componenti in pressione in regime di scorrimento viscoso del materiale", Istituto Superiore per la Prevenzione E la Sicurezza sul Lavoro, 2003
- [6] O. Grisolia: "Analisi e determinazione della vita residua di attrezzature in pressione", INAIL, 2013
- [7] D.M. 1/12/2004 n. 329: "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle apparecchiature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del Decreto Legislativo 25 Febbraio 2000, n. 93"
- [8] L. Scano: "Analysis of the Stress Basis to Use for Creep Evaluation of Pipelines in Fitness-For-Service Assessments", *ASME PVP Division Conference*, PVP2013-98048, Paris, 2013
- [9] L. Scano: "Fitness-For-Service Assessment of a Steam Pipeline Operating in the Creep Range After 230000 Hours of Service", *ASME PVP Division Conference*, PVP2012-78078, Toronto, 2012
- [10] O. Grisolia, L. Scano: "Application of the Creep Italian Standard Through an Automatic Procedure and Comparison with the American Code", *ASME PVP Division Conference*, PVP2013-97690, Paris, 2013
- [11] M. Cohn: "Comparison of ASME B31.1 Sustained Load Stresses to Corresponding Tresca Stresses", *ASME PVP Division Conference*, PVP2012-78591, Toronto, 2012
- [12] R. W. Bailey: "Creep Relationships and Their Application to Pipes, Tubes, and Cylindrical Parts Under Internal Pressure", *Proceedings, Institute of the Mechanical Engineers*, vol. 164, pp. 425-431, 1956
- [13] European Committee for Standardization: "EN 10273 Hot rolled weldable steel bars for pressure purposes with specified elevated temperature properties", European Standard, Brussels, 2008
- [14] M.A. Porter, D.H. Martens, S.M. Caldwell: "A Suggested Shell/Plate Finite Element Nozzle Model Evaluation Procedure", *Journal of Pressure Vessel Technology*, Vol. 130, 031202, 2008
- [15] ASME: Boiler and Pressure Vessel Code, Section III, Rules for Construction of Nuclear Facility Components, American Society of Mechanical Engineers, NY, 2010
- [16] B. Neubauer, U. Wedel: "Restlife Estimation of Creeping Components by Means of Replicas", *ASME International Conference on Advances in Life Prediction Methods*, American Society of Mechanical Engineers, New York, 1983

La gestione del rischio di esplosione sulle attrezzature a pressione: il Documento di Protezione Contro le Esplosioni

G. Chiofalo*, F. D'Antonio*, A. Scaglione*

*Raffineria di Milazzo RAM S.C.p.A.

Sommario

Tra le novità introdotte del DL 81/08 (Testo Unico sulla sicurezza), vi è l'obbligo del Datore di Lavoro di redigere e mantenere aggiornato il Documento sulla Protezione Contro le Esplosioni, in cui si esplicita che sono stati individuati e valutati i rischi di esplosione ed adottate adeguate misure per la corretta gestione di tali rischi entro limiti accettabili.

Nella presente memoria, la Raffineria di Milazzo espone la propria esperienza e le metodologie adottate nella gestione del rischio di esplosione associato agli impianti di processo, in particolare per quanto riguarda le attrezzature a pressione, così come è stato sviluppato nei Documenti sulla Protezione Contro le Esplosioni delle varie unità produttive dello stabilimento. Vengono quindi esposti i criteri adottati per l'individuazione del rischio di esplosione, la valutazione dell'efficacia delle possibili sorgenti di innesco previste dalla normativa EN-1127-1. Particolare spazio della memoria viene dedicata alle misure intraprese per la gestione delle sorgenti di innesco da superficie calda, individuate per attrezzature a pressione con temperature di esercizio superiori alla temperatura di accensione delle sostanze esplosive relative alla classificazione dell'area di installazione delle apparecchiature.

1. Introduzione

Esistono due Direttive di riferimento per la regolamentazione delle atmosfere potenzialmente esplosive, ovvero la 94/9/CE (recepita in Italia con DPR 23 Marzo 1998), che è una direttiva di prodotto, è indirizzata ai prodotti destinati ad essere utilizzati in atmosfere potenzialmente e regola la circolazione di merci all'interno della comunità europea. A questa si aggiunge la direttiva 99/92/CE (recepita in Italia con DL 12 Giugno 2003), che è invece una direttiva sociale e prescrive opportune misure per la tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori che possono essere esposti al rischio di atmosfere esplosive. Quest'ultima introduce l'obbligo per tutte le Aziende di redigere il "Documento sulla protezione contro le Esplosioni" al fine di integrare la "Valutazione dei Rischi", prevista dal D.Lgs. 626/1994, per quanto riguarda lo specifico rischio di formazione ed eventuale innesco di atmosfere potenzialmente esplosive. Quest'ultima direttiva è stata integralmente implementata nel D.Lgs. 81/08 (Testo Unico sulla Sicurezza), in cui è stato però modificato il regime sanzionatorio.

Poiché che la valutazione del rischio è indirizzata al luogo di lavoro nella sua completezza, devono essere coinvolte in questa analisi tutti i componenti di un determinato impianto di processo, ovvero:

- apparecchi, tubazioni, recipienti e loro componenti;
- processo industriale specifico realizzato;
- ambiente;
- fattori umani ed organizzativi;

estendendo la valutazione a tutti gli impianti di uno stabilimento.

Ne consegue che, anche le attrezzature a pressione, sebbene apparecchiature fisse di processo, per le quali la direttiva di prodotto 94/9/CE può risultare non applicabile, devono essere oggetto di valutazione del rischio di esplosione o, come si vedrà più in dettaglio, occorre valutare che queste non possano determinare una potenziale fonte di innesco.

La direttiva 99/92/CE, oltre a fornire indicazioni sulla gestione del rischio di esplosione, da anche le informazioni necessarie per la classificazione delle aree, fornendo i riferimenti alle norme tecniche armonizzate relative agli specifici settori, a cui si può fare riferimento per essere conformi alla direttiva: EN 60079-10 (CEI 31-30) per atmosfere esplosive in presenza di gas; EN 50281-3 per atmosfere esplosive in presenza di polveri combustibili. Brevemente, per quanto riguarda le atmosfere esplosive caratterizzate dalla presenza di gas, le aree a rischio di esplosione sono ripartite in zone in base alla frequenza e alla durata della presenza di possibili atmosfere esplosive.

Relativamente ai luoghi in cui l'atmosfera esplosiva è determinata da gas, si ha:

Zona 0. Area in cui e' presente in permanenza o per lunghi periodi o frequentemente un'atmosfera esplosiva.

Zona 1. Area in cui la formazione di un'atmosfera esplosiva è probabile che avvenga occasionalmente durante le normali attività.

Zona 2. Area in cui durante le normali attività non è probabile la formazione di un'atmosfera esplosiva o, qualora si verifichi, sia unicamente di breve durata.

Per la determinazione della tipologia ed estensione delle zone, occorre individuare le sorgenti di emissione, categorizzarle in funzione della tipologia di emissione che possono determinare. Si possono avere infatti sorgenti di 3 tipi di emissione, continua, di primo o di secondo grado, in funzione della frequenza di emissione.

Quindi, stabilito questo parametro e se queste avvengono durante il funzionamento normale o solo a seguito di disfunzioni, il passaggio successivo è la determinazione della modalità di emissione (es. getto di vapore, getto di liquido, evaporazione da pozza, etc.), la morfologia e l'estensione della nube esplosiva. Successivamente, in base a caratteristiche di processo, modalità operative, dotazioni di sicurezza, si determina la portata per singola emissione, la durata e l'estensione.

In questa valutazione, per quanto riguarda le atmosfere caratterizzate da gas o nebbie, anche la ventilazione ha la sua influenza. Di questo aspetto se ne tiene conto con due parametri: disponibilità e grado di ventilazione. Ad esempio si può avere un grado di ventilazione alto, quando la ventilazione è in grado di ridurre la concentrazione in prossimità della sorgente di emissione in modo praticamente istantaneo, limitando la concentrazione al di sotto del LEL.

Stabiliti tutti questi parametri, compresa la forma in funzione della modalità di emissione, si determina l'estensione, in base alle formule riportate negli applicabili che garantiscono la conformità alla direttiva europea. Delle norme applicabili sono ad esempio: appendice GB della norma CEI EN 60079-10 e nella Guida CEI 31-35.

La norma CEI 31-35 fornisce anche le caratteristiche chimico fisiche delle sostanze di riferimento (temperatura di accensione, gruppo di appartenenza: A, B, C), a cui possono essere ricondotte quelle che caratterizzano il luogo oggetto di classificazione. Inoltre, per semplificare la classificazione, sono previste delle classi di temperatura, in modo che una determinata zona classificata sia associata a una determinata classe del luogo analizzato, necessarie a completare la classificazione. Le classi di temperatura previste sono 6:

T1	450°C
T2	300°C
T3	200°C
T4	135°C
T5	100°C
T6	85°C

Tabella 1: classi di temperatura

Il processo di classificazione fornisce le informazioni necessarie per definire le caratteristiche della zona classificata a rischio di esplosione e pertanto da le direttive per

la scelta delle attrezzature elettriche, ma anche per tutte le procedure di gestione della sicurezza di quel dato impianto.

Il passaggio successivo, a cui l'utilizzatore è tenuto a ottemperare, è valutazione del rischio di esplosione che risulta associato a ciascuna attrezzatura appartenente all'impianto. Questa valutazione viene svolta all'interno del Documento di Protezione Contro le Esplosioni (DPCE).

2. Il Documento sulla Protezione Contro le Esplosioni (DPCE)

Inizialmente indicato nella Direttiva Europea 1999/92/CE, recepita nel nostro paese con Decreto Legislativo 12 giugno 2003, n. 233, questo concetto di valutazione del rischio di esplosione, intesa come obbligo del datore di lavoro, è stata inserita nel DL 81/08 (Testo Unico sulla sicurezza), in particolare al TITOLO XI: PROTEZIONE DA ATMOSFERE ESPLOSIVE, CAPO II, art. 294, in cui si recita:

*“1. Nell'assolvere gli obblighi stabiliti dall'articolo 290 il datore di lavoro provvede a elaborare e a tenere aggiornato un documento, denominato: «**Documento sulla Protezione Contro le Esplosioni**».”*

In particolare in questo documento deve essere precisato che:

- i rischi di esplosione sono stati individuati e valutati, che verranno prese le misure necessarie per ottemperare a quanto richiesto dal TU,
- quali sono i luoghi che sono stati classificati a rischio di esplosione,
- quali sono i luoghi in cui si applicano le prescrizioni minime di cui all'allegato L del TU,
- che i luoghi e le attrezzature di lavoro, compresi i dispositivi di allarme, sono concepiti, impiegati e mantenuti in efficienza tenendo nel debito conto la sicurezza.

L'analisi del rischio d'esplosione comprende i seguenti elementi:

- a) individuazione delle sostanze infiammabili presenti e delle loro caratteristiche di esplosività;
- b) determinazione della probabilità che si formi un'atmosfera esplosiva pericolosa;
- c) determinazione della presenza e della probabilità di sorgenti d'accensione efficaci;
- d) determinazione dei possibili effetti di un'esplosione;
- e) stima e valutazione del rischio.

Se il rischio non è accettabile, occorre individuare delle misure di eliminazione o minimizzazione del rischio.

Le attività relative ai punti a) e b) vengono svolte durante la fase di classificazione delle aree. Nel DPCE vengono più specificatamente sviluppati i punti successivi, e vengono inoltre stabilite eventuali misure necessarie alla riduzione o mitigazione del rischio determinato.

2.1 Definizione e stima del rischio di esplosione

In accordo alla definizione ingegneristica rischio (probabilità per conseguenza), anche il rischio d'esplosione deriva dalla combinazione della probabilità che si verifichi un danno o una lesione ai lavoratori esposti a un'esplosione (che si può verificare solo per concomitante presenza di atmosfera esplosiva e di sorgente di accensione efficace, ma anche prescindendo dalla presenza dei lavoratori in tale luogo) e dalla gravità di tale danno.

Sono disponibili in letteratura numerosi metodi per l'analisi sistematica di questi elementi. In pochi casi tali elementi possono essere determinati con esattezza, perlopiù possono essere solo stimati. Dopo l'individuazione dei rischi, occorre che questi vengano quantificati, e se è quindi necessaria una loro riduzione, o se si è di fronte ad una situazione sicura. Se è necessaria la riduzione dei rischi, si devono scegliere ed applicare appropriate misure di sicurezza, e si deve ripetere l'analisi per assicurarsi che gli obiettivi di riduzione del rischio siano raggiungibili con l'implementazione di tali provvedimenti. È importante che si verifichi anche se nell'applicazione delle suddette misure di sicurezza si

creano ulteriori pericoli d'esplosione. Nel qual caso si deve procedere all'analisi dei rischi ad essi associati.

Gli obiettivi di riduzione del rischio si possono considerare raggiunti nel caso in cui si può ragionevolmente escludere il verificarsi di un'esplosione che arrechi un qualunque danno o lesione ai lavoratori interessati. Nello specifico, durante l'elaborazione del DPCE negli impianti di processo della Raffineria di Milazzo, gli elementi del rischio d'esplosione sono stati stimati semi-quantitativamente, in accordo a quanto indicato dalla norma CEI-31-35. Di seguito viene illustrato il metodo adottato.

Partendo dalla classificazione delle aree, si può associare un probabilità di formazione di atmosfera esplosiva:

Zona	Probabilità P di Atm. Esplosiva in un Anno	Durata D complessiva in ore Atm. Esplosiva in un Anno
Zona 0	$P > 0.1$	$D > 1000$ ore
Zona 1	$0.1 \geq P > 1 E-03$	$10 \text{ ore} < D \leq 1000 \text{ ore}$
Zona 2	$1 E-03 \geq P > 1 E-05$	$0.1 \text{ ore} < D \leq 10 \text{ ore}$

Tabella 2: probabilità di formazione atmosfera esplosiva

Quindi si valuta la presenza di eventuali sorgenti di innesco, in accordo alla norma UNI EN 1127-1. Tale norma prevede che vengano valutate le seguenti origini di sorgenti di innesco, per ciascuna delle quali se ne dovrà stabilire oltre che la sussistenza, anche l'efficacia:

- superfici calde;
- fiamme e gas caldi (incluse le particelle calde);
- scintille di origine meccanica;
- materiale elettrico;
- correnti elettriche vaganti, protezione contro la connessione catodica;
- elettricità statica (scintille, scariche a fiocco, scariche propagantesi a fiocco, scariche a cono, ecc.);
- fulmini;
- onde elettromagnetiche a radiofrequenza (RF) da 104 Hz a 3×10^{12} Hz;
- onde elettromagnetiche da 3×10^{11} Hz a 3×10^{15} Hz;
- radiazioni ionizzanti;
- ultrasuoni;
- compressione adiabatica e onde d'urto;
- reazioni esotermiche, inclusa l'autoaccensione delle polveri.

Una volta che viene individuata la presenza o meno di potenziali sorgenti di innesco, va valutato l'efficacia o meno delle stesse. Per ciascuna sorgente di innesco considerata efficace, si determina la probabilità di innesco, in base al seguente schema:

CONTINUA	L'attivazione della sorgente avviene continuamente nel normale funzionamento
OCCASIONALE	L'attivazione della sorgente può avvenire a seguito di disfunzione/guasto prevedibile o non rispetto di procedure (guasto singolo)
RARA	L'attivazione della sorgente può avvenire in circostanze rare a seguito di disfunzioni non prevedibili o doppi guasti
ESTREMAMENTE RARA	L'attivazione della sorgente non può avvenire neanche a seguito di disfunzioni non prevedibili o doppi guasti

Tabella 3: definizione probabilità di innesco di una sorgente efficace

Quindi si può calcolare l'indice E di esplosione, dalla combinazione della frequenza di esplosione (quindi dal tipo di ZONA) e dalla probabilità di innesco, in base alla seguente

tabella, in cui, come si può vedere, tale indice viene calcolato diversamente nel caso la fonte di innesco provenga da un'apparecchiatura NON certificata Atex o certificata Atex.

Frequenza presenza miscela esplosiva	Probabilità di Innesco			
	CONTINUA	OCCASIONALE	RARA	MOLTO RARA
ZONA 0	3	3	3	2
ZONA 1	3	2	1	0
ZONA 2	2	0	0	0
ZONA RESA SICURA (*)	0	0	0	0

(*) Zona in cui è impossibile il formarsi di un'atmosfera esplosiva

Tabella 4: apparecchiature NON certificate Atex. Definizione indice di esplosione (0-1-2-3)

Frequenza presenza miscela esplosiva	Probabilità di Innesco			
	CONTINUA	OCCASIONALE	RARA	MOLTO RARA
ZONA 0	Non ammessa	Non ammessa	Non ammessa	1
ZONA 1	Non ammessa	Non ammessa	0	0
ZONA 2	Non ammessa	0	0	0
ZONA RESA SICURA (*)	0	0	0	0

Tabella 5: apparecchiature certificate Atex. Definizione indice di esplosione (0-1-2-3)

L'indice di esplosione determinato, viene così classificato:

E=3 ALTO

E=2 MEDIO

E=1 BASSO

E=0 TRASCURABILE

Inoltre, la simultanea presenza di più sorgenti di innesco derivanti da fonti distinte, dovrà essere opportunamente valutata, eventualmente assegnando una probabilità di innesco continua.

Per quanto riguarda le conseguenze prodotte da una possibile esplosione, non si considerano tanto gli effetti derivanti da questo evento, in quanto sempre catastrofici, bensì si pone più attenzione all'esposizione dei lavoratori, ed alla presenza di misure di allertamento tali da fare allontanare i lavoratori prima del verificarsi dell'esplosione.

In funzione dell'organizzazione del personale di reparto, si definiscono due livelli di esposizione, in base a quanto riportato in tabella 6, ovvero CONTINUA e OCCASIONALE:

Presenza Ore anno	Presenza Ore anno
CONTINUA >= 100	CONTINUA >= 100
OCCASIONALE < 100	OCCASIONALE < 100

Tabella 6: livelli di esposizione del personale

Per quanto riguarda i sistemi di allertamento, si fa sostanzialmente riferimento a sistemi di rilevazione di sostanze esplosive (es. Rilevatori di idrocarburi o altre sostanze che possono determinare nubi esplosive: H₂S), in grado di informare tempestivamente il personale di impianto dell'insorgenza del pericolo, accompagnate ad opportune procedure di comportamento, da seguire in tali situazioni.

A questo punto si hanno tutti gli elementi a disposizione per stabilire l'accettabilità o meno del rischio, combinando: indice di esplosività E, sistemi di allertamento, esposizione del personale, secondo quanto illustrato nella tabella 7:

Esposizione	Sistema di allertamento	Indice di esplosione			
		E=0	E=1	E=2	E=3
Presenza continua	SI	Accettabile	Accettabile	Tollerabile	Non Accettabile
	NO	Accettabile	Tollerabile	Non Accettabile	Non Accettabile
Presenza occasionale	SI	Accettabile	Accettabile	Tollerabile	Non Accettabile
	NO	Accettabile	Accettabile	Tollerabile	Non Accettabile

Tabella 7: criteri di accettabilità del rischio

in cui si considera il rischio di esplosione corrisponde ad Accettabile quando il rischio per le persone è basso, le misure in essere sono idonee ed occorre solo garantire il mantenimento di questa condizione. Nel caso di rischio Tollerabile, si ha sempre un rischio basso per le persone, ma si richiede l'attuazione di un piano di miglioramento, nel caso in cui il rischio risulti non accettabile, sono necessarie azioni di risanamento urgente. Per piano di miglioramento, si intende l'instaurazione di azioni finalizzate al perseguimento dei seguenti obiettivi:

- prevenire la formazione di miscele esplosive,
- evitare l'accensione di atmosfere esplosive,
- attenuare gli effetti di una esplosione.

Evidentemente le misure indirizzate a prevenire la formazione di atmosfere esplosive sono da preferire rispetto alle altre, come anche specificato dall'art. 289 comma 1 e 2 del D.lgs 81/08).

2.2 Valutazione dell'efficacia delle sorgenti di innesco. Le superfici calde

Come specificato nel precedente paragrafo, l'analisi del rischio di esplosione passa dall'individuazione delle sorgenti di innesco. Un documento che consente di raggiungere la conformità alla direttiva 99/92/CE è la norma armonizzata UNI EN 1127-1, in cui è riportato un elenco di possibili sorgenti di innesco, per ciascuna delle quali va valutata la sussistenza e l'efficacia, ovvero occorre valutare se la sorgente di innesco può attivarsi e con quale probabilità questa evenienza può verificarsi.

Nel caso delle attrezzature a pressione, trattandosi di apparecchiature fisse di processo, non presentando parti in movimento, le uniche sorgenti di innesco ad esse associate sono originate dall'elettricità statica, dai fulmini o da superfici calde. Il primo caso viene scongiurato grazie alla presenza dell'impianto di terra, mantenuto efficiente a cura dell'utilizzatore e soggetto a verifiche periodiche da parte di un ente terzo in accordo al DPR462/2001. Anche il sistema di protezione contro i fulmini viene mantenuto efficiente e soggetto alle stesse verifiche periodiche del sopra citato DPR.

È inoltre evidente che eventuale strumentazione elettronica, dispositivi elettromeccanici (agitatori, miscelatori etc.) sono essi stessi forniti con opportuni modi di protezione idonei alla zona di utilizzo.

L'unico rischio di innesco che va gestito può essere pertanto connesso alle superfici calde. In linea di principio, si può affermare che la temperatura superficiale di un'apparecchiatura a pressione dipende dal fluido in essa contenuto ed è quindi

strettamente correlata al processo nel quale l'attrezzatura si trova a funzionare. Il documento di Protezione Contro le Esplosioni, essendo che consente una valutazione globale del luogo a rischio di esplosione, rappresenta quindi una modalità gestionale particolarmente idonea per questo tipo di valutazione.

Una volta definita la classificazione dell'area, indicata tramite una classe di temperatura, può essere utile considerare nello specifico la sostanza che determina la classificazione dell'aria e quindi la corrispondente la temperatura di accensione. Questa infatti può trovarsi tra due classi di temperatura ed apportare dei vantaggi nella successiva quantificazione del rischio.

Ad esempio, un'area caratterizzata dalla presenza delle seguenti sostanze:

- *Idrogeno solforato*, IIA, Temp. Accensione = 260°C;
- *GPL*, IIB, Temp. Acc= 365°C;
- *Benzina*, IIA. Temp. Acc= >260°C;

darebbe luogo a una classificazione corrispondente a IIBT3. La temperatura T3, corrispondente a 200°C, è determinata dalla presenza dell'Idrogeno solforato, che tra quelli presenti è il fluido a temperatura di accensione inferiore.

Nel caso in cui si va a valutare l'efficacia di una sorgente di innesco da superficie calda dovuta alla presenza di un'apparecchiatura installata in questa area classificata, il limite da considerare non è quindi 200°C, bensì 260°C, ovvero l'effettiva temperatura di accensione della miscela esplosiva. Va inoltre specificato che, a favore della sicurezza, queste temperature sono riferite all'80% del LEL (low explosivity level).

Definita la temperatura di riferimento, occorre valutare presenza ed efficacia di sorgente di innesco da superficie calda. A tale scopo, di grosso aiuto è standar API RP-2216: *Ignition Risk of Hydrocarbon Liquids and Vapors by Hot Surfaces in the Open Air* (3° edizione – Dicembre 2003), in accorso al quale si può affermare che l'efficacia d'ignizione di idrocarburi gassosi o liquidi da parte di superfici calde situate all'aperto è tale solo se la temperatura della superficie è di alcune centinaia di gradi Fahrenheit superiore a quella di autoaccensione della sostanza coinvolta. Approssimativamente viene indicato lo scarto di 360°F, corrispondenti a 182°C. Ai fini della valutazione della potenzialità dell'innesco da parte di una superficie calda, sempre a favore della sicurezza, si fa riferimento a uno scarto di temperatura inferiore, pari a 105°C, tra l'altro suggerito anche dall'*American Institute of Chemical Engineers*.

Una superficie calda, situata all'aperto, può essere pertanto considerata come una sorgente di innesco efficace, qualora, a contatto con una determinata sostanza, si trovi a una temperatura di 105°C superiore alla temperatura di accensione di tale sostanza.

Queste considerazioni tecniche consentono una gestione del rischio su molte apparecchiature con temperature di esercizio superiori alla temperatura di riferimento della classe T3 (200°C), che solitamente caratterizza la classificazione atex in numerosi impianti di una raffineria di petrolio.

2.3 Considerazioni sulla persistenza della sorgente di innesco

Nei principi di definizione del rischio di esplosione, abbiamo visto come la probabilità di innesco incida nel calcolo dell'indice di Esplosione e quindi direttamente sulla quantificazione del rischio di esplosione. Considerazioni di questo tipo sono certamente applicabili anche su attrezzature a pressione, qualora si tenga in debita considerazione la tipologia del processo nel quale sono inserite.

A titolo di esempio, in questa casistica possono rientrare alcuni processi di idrodesolforazione, che sfruttano l'utilizzo di catalizzatori per rimuovere lo zolfo legato alle molecole di idrocarburi. In questo caso le temperature di processo, affinché le reazioni previste avvengano con il rendimento richiesto, richiedono un certo apporto termico, solitamente fornito tramite forni di preriscaldamento. Le temperature di esercizio necessarie

all'interno dei reattori dipendono pertanto dalla qualità del catalizzatore adoperato e possono variare durante la vita tecnologica dello stesso, nel senso che, quando il catalizzatore sta per divenire esausto, occorre aumentare le temperature di esercizio.

Queste situazioni impongono, in fase di progettazione delle apparecchiature, di prevedere dei parametri di bollo (sia come T massima di progetto che come T di esercizio prevista) superiori a quelle che sono le effettive temperature di esercizio delle apparecchiature, con l'effetto che una semplice valutazione documentale, in fase di stima del rischio, condurrebbe a considerare una persistenza della sorgente di innesco continua e di conseguenza a un livello di rischio che potrebbe anche non essere accettabile. Una considerazione invece più attenta del processo, accompagnata a un monitoraggio delle temperature e ad opportune procedure di gestione, consente una mitigazione e facile gestione del rischio. Per il monitoraggio delle temperature di processo, possono essere facilmente considerati gli strumenti di processo, le cui misure sono solitamente registrate dai sistemi di controllo (DCS). Inoltre, questa metodologia, può essere accompagnata da una preventiva valutazione delle temperature superficiali dell'apparecchiatura in esame, da eseguirsi ad esempio con tecniche termografiche, che consente anche di stabilire un certo scarto superficiale tra la temperatura del fluido di processo (interno all'apparecchio) e la temperatura esterna (di pelle) dell'apparecchiatura, solitamente inferiore rispetto la temperatura del fluido interno. Inoltre in questo modo è possibile circoscrivere il rischio di innesco solo alle porzioni effettivamente calde di superficie dell'apparecchio in esame. Stabilita quindi la corrispondenza tra temperatura esterna ed interna, si possono impostare dei valori di riferimento delle temperature di processo, in corrispondenza delle quali la temperatura superficiale dell'apparecchiatura può determinare una sorgente di innesco efficace. La ripetibilità di tale evento, se comporta nella definizione del rischio una situazione Non Accettabile, o Tollerabile, richiede l'implementazione di azioni per la mitigazione del rischio.

Anche questo tipo di azione, implicando la valutazione globale del processo di un determinato impianto, trova la sua naturale collocazione nel DPCE, redatto dall'utilizzatore (datore di lavoro).

2.4 Misure per la riduzione del rischio di esplosione: sistemi di allertamento e inertizzazione

Nel caso in cui la persistenza della superficie ad una certa temperatura sia continua e la temperatura superficiale (di pelle) sia tale per cui siamo in presenza di un innesco efficace, per la mitigazione del rischio non si può più agire sulla frequenza della sorgente di innesco, in quanto questa è continua. Occorrono delle misure più strutturate, affinché si eviti la formazione dell'altro elemento che determina l'esplosione, ovvero l'atmosfera esplosiva.

Spesso non è possibile agire sulle sorgenti di emissione, a meno di non intraprendere soluzioni drastiche come l'eliminazione di sorgenti di emissione (ad esempio sostituendo connessioni flangiate con giunti saldati). È possibile però realizzare dei sistemi di monitoraggio, ovvero sistemi di rilevazione gas, in prossimità delle superfici più calde dell'apparecchio, in grado di segnalare tempestivamente la presenza di un'atmosfera esplosiva nelle vicinanze del possibile punto di innesco e consentire l'attivazione di un sistema di inertizzazione, che può avere il duplice effetto sia di diluire la nube di gas (allontanandone la concentrazione dal LEL), sia di raffreddare la superficie calda.

L'attuazione di questo tipo di misure comporta evidentemente l'opportuno aggiornamento delle procedure organizzative e, nel caso siano richieste delle determinate azioni da parte del personale operativo, vanno debitamente integrate nel manuale operativo d'impianto.

2.5 Misure attenuare gli effetti di una esplosione

Sebbene questa soluzione possa essere perseguita per attrezzature elettriche (es. tipi di protezione con custodie antideflagranti), certamente non può essere applicata per un'apparecchiatura a pressione, sia per l'elevata energia in gioco, sia per le conseguenze comunque disastrose derivanti dall'esplosione di un'apparecchiatura a pressione, che per definizione immagazzina un'elevata quantità di energia elastica, a maggior ragione se contenente fluidi infiammabili.

3. Valutazione del rischio di esplosione in fase di fabbricazione

Fermo restando gli obblighi dell'utilizzatore (o datore di lavoro) di un'apparecchiatura a pressione, nella valutazione del rischio di esplosione, il Fabbricante che deve immettere sul mercato l'apparecchio è tenuto a una valutazione dei rischi in accordo alla direttiva Atex 94/9/CE, valutandone l'applicabilità e fornendo, analogamente a quanto viene svolto nell'ambito della direttiva PED sulle attrezzature a pressione, un manuale d'uso e una valutazione dei rischi Atex. Pertanto, in funzione dell'area in cui è destinata ad essere installata l'apparecchiatura, va valutata la presenza e l'efficacia di sorgenti di innesco, in accordo alla UNI EN 1127-1, riconducibili al funzionamento dell'apparecchio stesso. Questo tipo di analisi dei rischi, può anche condurre alla conclusione che l'apparecchiatura non presenta sorgenti di innesco proprie e che quindi non rientra nel campo di applicazione della Direttiva Atex. In questo caso vengono fornite, nel manuale d'uso Atex, delle raccomandazioni per un corretto utilizzo (es. mantenimento efficienza impianto di messa a terra, valutazione del rischio di fulmini, etc.). Queste valutazioni vanno incluse nel fascicolo tecnico dell'apparecchiatura e possibilmente richiamate nel DPCE.

4. Bibliografia

- [1] D.lgs 81/08-Testo Unico sulla Sicurezza. TITOLO XI Protezione Da Atmosfere Esplosive
- [2] Direttiva 1999/92/CE. Prescrizioni minime per il miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori esposti al rischio di atmosfere esplosive
- [3] Direttiva 94/9/CE - prodotti destinati ad essere utilizzati in atmosfere potenzialmente esplosive
- [4] CEI 31-30. Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas Parte 10: Classificazione dei luoghi pericolosi.
- [5] CEI 31-35. Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas Guida all'applicazione della Norma CEI EN 60079-10 (CEI 31-30) Classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas, vapori o nebbie infiammabili
- [6] UNI EN 1127-1 Prevenzione dell'esplosione e protezione contro l'esplosione Concetti
- [7] API RP-2216: Ignition Risk of Hydrocarbon Liquids and Vapors by Hot Surfaces in the Open Air (3° edizione – Dicembre 2003)

SIL, PL, EPL, categorie ovvero il livello di integrità della sicurezza funzionale applicata all'industria e al processo

P. Corbo*, F.Olivieri**

*SILEx Engineering S.r.l,

**RINA Services S.p.A.

Sommario

L'identificazione dei pericoli e l'analisi dei rischi devono mettere in grado tutti coloro che vi sono preposti, secondo la norma EN 61508, di identificare e partecipare alla risoluzione dei seguenti problemi:

- i pericoli e gli eventi pericolosi collegati alla EUC ovvero apparecchiatura controllata; per EUC si intende una parte di attrezzature, macchinari, parte di un impianto o anche l'intera installazione; l'EUC è considerata come fonte di pericoli e quindi è protetta da Sistemi di Sicurezza (SIS), altri sistemi di sicurezza tecnologici, misure di riduzione del rischio esterno, o una combinazione di questi sistemi) e alle apparecchiature di controllo ad essa associati;
- la sequenza di eventi che porta ai pericoli e alla manifestazione degli stessi;
- i rischi relativa alla EUC associati ai pericoli identificati;
- i requisiti per la riduzione del rischio.

L'identificazione dei pericoli e l'analisi dei rischi devono prendere in considerazione tutte le circostanze prevedibili ragionevoli comprese le eventuali condizioni di guasto, l'abuso e le condizioni di utilizzo ambientali estreme.

L'identificazione dei pericoli e l'analisi dei rischi devono anche includere e considerare possibili errori umani e modalità anomale o rare di funzionamento dello EUC.

La sicurezza funzionale (e il suo corrispondente livello di integrità) è quella frazione delle parti e dei sistemi correlati alla sicurezza della macchina da cui dipende il corretto e sicuro funzionamento in relazione a determinati stimoli generati dalle variabili controllate identificate con identificazione del rischio sopra descritto.

1. Hazard Identification (HAZID)

L'identificazione del pericolo (HAZID) deve essere eseguita per il sistema EUC e il suo sistema di controllo associato. L'obiettivo della fase HAZID è quello di identificare il potenziale pericolo intrinseco nella EUC, senza l'implementazione delle funzioni legate alla sicurezza. Il risultato ottenuto dalla HAZID deve essere sufficientemente dettagliato in modo da consentire l'identificazione di potenziali deviazioni dai requisiti relativi al minimo SIL richiesto.

Le operazioni di HAZID devono essere effettuate con tutte le opportune considerazioni e approfondimenti riguardanti temi e casi di funzionamento e operatività come: le proprietà e lo stato fisico delle parti operate dalla macchina o dal processo; le procedure operative e di manutenzione; le varie e diverse operazioni e modalità operative concernenti l' EUC come avvio, arresto, marcia, manutenzione ordinaria, straordinaria; tutti i rischi derivanti dall'intervento umano; la novità e la complessità dell'impianto in esame; la presenza o la necessità di presenza di funzioni di protezione speciali funzionali ai pericoli individuati.

Al fine di ridurre la possibilità di omettere l'identificazione di eventuali pericoli durante l'esame della EUC, l'identificazione del pericolo deve essere eseguita da un team multidisciplinare che copra tutte le pertinenti discipline ingegneristiche, nonché sia dotato di adeguata autonomia operativa ed esperienza nei settori di installazione, funzionamento di macchina, manutenzione, dismissione.

Per una discussione dettagliata di questo argomento e per un approfondimento del quadro esposto può essere interessante consultare la norma ISO 17776 "Orientamenti in materia di strumenti e tecniche per l'identificazione e valutazione degli eventi pericolosi" che include i seguenti argomenti in ambito petrolchimico: rischi e concetti di valutazione dei rischi, metodi per l'identificazione dei pericoli e la valutazione dei rischi, scelta dei metodi, ruolo dell'esperienza e del livello decisionale, liste di controllo, codici e norme, selezione delle tecniche di analisi strutturate, gestione del rischio (Identificazione, Assessment, Riduzione del rischio), linee guida per l'utilizzo in attività specifiche, identificazione del pericolo e concetti di valutazione dei rischi, tecniche di revisione strutturate.

In altro ambito (macchine) può essere invece di interesse la consultazione della norma ISO 12100 "Sicurezza del macchinario - Principi generali di progettazione - Valutazione del rischio e riduzione del rischio" che include argomenti in ambito sicurezza macchine.

La norma specifica peraltro la terminologia di base, i principi e una metodologia per il raggiungimento della sicurezza nella progettazione del macchinario.

Essa specifica i principi per la valutazione del rischio e la riduzione del rischio per aiutare i progettisti nel raggiungere questo obiettivo che si basano sulla conoscenza e l'esperienza della progettazione, dell'utilizzo, degli incidenti, degli infortuni e dei rischi associati al macchinario. Sono indicate procedure per identificare i pericoli e stimare e valutare i rischi durante le fasi pertinenti del ciclo di vita della macchina e per eliminare i pericoli o arrivare a ridurre sufficientemente i rischi. Sono fornite linee di orientamento sulla documentazione e la verifica del processo di valutazione del rischio e di riduzione del rischio.

2. Hazard Analysis & Operability (HAZOP)

La Hazard Analysis & Operability (HAZOP) è una tecnica strutturata e sistematica per l'analisi di sistema e la gestione dei rischi. In particolare, HAZOP viene spesso utilizzata come tecnica per identificare potenziali pericoli in un sistema e identificare i problemi di operabilità che possono portare a condizioni di funzionamento non conformi e pericolose.

HAZOP è basato su una teoria che presuppone che gli eventi di rischio sono causati da deviazioni dalla progettazione o dalle normali condizioni operative.

L'identificazione di tali deviazioni è facilitata utilizzando insiemi di "parole guida" che identificano un elenco sistematico di probabili deviazioni. Questo approccio è una caratteristica peculiare della metodologia HAZOP.

HAZOP è uno strumento di valutazione qualitativa del rischio di tipo induttivo e costituisce un approccio di tipo "bottom-up" di identificazione dei rischi.

Anche in questo caso, al fine di ridurre la possibilità di omettere l'identificazione di eventuali pericoli durante l'esame della EUC, l'identificazione delle deviazioni deve essere eseguita da un team multidisciplinare che copra tutte le pertinenti discipline ingegneristiche, nonché sia dotato di adeguata autonomia operativa ed esperienza nei settori di installazione, funzionamento di macchina, manutenzione, dismissione.

L'analisi HAZOP è facilitata utilizzando il modello descritto nella norma IEC 61882 "Hazard e Operability (HAZOP Study) - guida all'applicazione". Lo scopo di tale norma è quello di descrivere i principi e le procedure di Hazard e Operability (HAZOP) Studies. HAZOP è ivi descritto come una tecnica strutturata e sistematica per l'esame di un sistema definito, con l'obiettivo di identificare potenziali rischi nel sistema. I pericoli in esame possono includere sia quelli rilevanti solo per l'area adiacente al sistema sia quelli con una più ampia sfera di influenza, ad esempio alcuni rischi ambientali. La norma delinea le procedure di esecuzione HAZOP individuando i potenziali problemi di interoperabilità con il sistema e, in particolare, individuando le cause dei malfunzionamenti operativi e le deviazioni di produzione che possono portare a prodotti non conformi.

3. La sicurezza funzionale

La sicurezza funzionale è quella frazione delle parti e dei sistemi correlati alla sicurezza della macchina da cui dipende il corretto e sicuro funzionamento in relazione a determinati stimoli generati dalle variabili controllate.

Per meglio chiarire il concetto di sicurezza funzionale descriviamo il seguente caso.

Gli operatori che agiscono in prossimità di un pericolo generato in una macchina possono essere schermati da questo attraverso un dispositivo di protezione fisso (un pannello di chiusura fisso, una griglia fissa, barriere fisse anti-intrusione, ecc.): questa soluzione è una misura di protezione che risolve la presenza di un pericolo, tuttavia questa categoria non rientra in un sistema di protezione attuato mediante il concetto di sicurezza funzionale.

In effetti, nella misura in cui non vi sia necessità di rimuovere il dispositivo di protezione fisso durante il regime operativo della macchina, non è necessario monitorarne lo stato di chiusura. In taluni casi è invece necessario prevederne l'apertura per ragioni operative o manutentive anche con sorgente energetica non sezionata oppure con macchina in regime di "pronto ad operare".

L'apertura deve essere monitorata affinché questa possa condurre ad uno stato sicuro. In questo caso l'interdizione dell'energia passa attraverso un sistema attivo che risponde ad uno stimolo proveniente da una variabile controllata: poiché l'apertura della protezione potrebbe portare ad un contatto con l'operatore, la macchina viene fermata oppure l'azionamento della macchina interdetto da un sistema attivo. Il sistema di controllo e attuazione così concepito deve essere sviluppato con concetti di sicurezza funzionale.

Considerando l'esempio precedente, le funzioni "*Disattiva lo stato di azionamento della macchina quando una protezione mobile viene aperta*" o "*Interdici la possibilità di azionare la macchina quando una protezione mobile è aperta*" assumono il ruolo di "*Funzione di sicurezza*". Funzione di sicurezza è dunque la sequenza degli eventi congiungenti la causa e l'effetto, sequenza che coinvolge tutte e sole le parti del sistema di controllo, inclusi il *sensore* o *iniziatore* che genera la causa e l'*attuatore* che genera l'effetto, ovvero tutti i dispositivi attivi coinvolti nell'attuazione dell'evento stabilito (effetto) a fronte dell'evento rilevato (causa).

La funzione di sicurezza deve essere caratterizzata anche da una cifra di merito denominata "*Integrità della funzione di sicurezza*" ovvero da un'informazione che ne contraddistingua i livelli di affidabilità sistematici e casuali. La funzione di sicurezza, infatti, deve essere attuata da una struttura di controllo non standard ovvero affidabile con affidabilità accertata. Una funzione di sicurezza non attendibile o di cui non sia tenuta sotto controllo l'attendibilità non può svolgere funzione di sicurezza quando il livello di riduzione di rischio atteso è sostanziale e apprezzabile. Sistemi di controllo non caratterizzati da funzione di sicurezza e integrità della funzione di sicurezza vanno sotto il nome di **BPCS** ovvero *Basic Process Control Systems* (vedi EN61511, abbreviazioni e definizioni).

Di converso, le apparecchiature destinate a realizzare l'implementazione di una o più funzioni di sicurezza sono incluse nel cosiddetto **SRP/CS** ovvero "*Safety Related Part of a Control System*" (vedi EN13849-1, *Termini e definizioni*) oppure nel cosiddetto **SRECS** "*Safety-related electrical, electronic and programmable electronic control systems for machinery*" (vedi EN62061, *Termini e definizioni*).

4. Norme Europee e Internazionali applicabili

Alcune delle norme più significative in ambito macchine, peraltro armonizzate alla Direttiva Macchine 2006/42/CE (solo le prime tre) e alla Direttiva ATEX 94/9/CE (l'ultima) e convergenti sul tema della sicurezza funzionale, sono le seguenti:

EN ISO 13849-1:2008 Sicurezza del macchinario - Parti dei sistemi di comando legate alla sicurezza - Parte 1: Principi generali per la progettazione (ISO 13849-1:2006).

È la norma che, sviluppata in sede ISO, descrive gli SRP/CS attraverso le *Categorie* e *PL* – *Performance Level*. Questa norma si applica a qualunque sistema sia esso di natura elettrico, meccanico, elettromeccanico, specifica i requisiti di sicurezza e fornisce linee guida sui principi di progettazione delle parti dei sistemi di comando legate alla sicurezza. Per queste parti specifica le categorie e descrive le caratteristiche delle funzioni di sicurezza. Sostituisce definitivamente, a partire dal 1 gennaio 2012, la norma superata EN954-1:1996.

EN ISO 13849-2:2008 Sicurezza del macchinario - Parti dei sistemi di comando legate alla sicurezza - Parte 2: Validazione (ISO 13849-2:2003).

Questa norma va usata in modo congiunto alla precedente e specifica il processo di validazione, comprendente sia l'analisi che le prove, per le funzioni di sicurezza e le categorie per le parti del sistema di comando legate alla sicurezza.

EN 62061:2005 Sicurezza del macchinario - Sicurezza funzionale dei sistemi di comando e controllo elettrici, elettronici ed elettronici programmabili correlati alla sicurezza (IEC 62061:2005).

È la norma che, sviluppata in sede IEC, duale della EN13849-1, descrive i sistemi SRECS in termini di SIL (Safety Integrity Level) come la EN61508, ma solo fino ad un livello di integrità funzionale SIL3 e ciononostante è applicabile alle macchine e determina risultati equivalenti. In linea di principio può essere applicata solo a sistemi elettrici.

Norme progenitrici degli argomenti trattati nei documenti sopra riportati sono le norme:

EN 61508-1,2,3,4,5,6,7:2010 Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems.

Queste norme coprono gli aspetti da considerare quando sistemi elettrici/elettronici o elettronici programmabili (E/E/PE) sono utilizzati per realizzare funzioni di sicurezza. Lo scopo di queste norme include i principi alla base dello sviluppo dei prodotti e delle apparecchiature e della loro applicazione. Non sono norme armonizzate ad alcuna Direttiva Europea, contrariamente alle norme precedenti.

EN61511-1,2,3:2004 Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector.

Queste norme forniscono i requisiti per specificare, progettare, installare, utilizzare e mantenere sistemi SIF (Safety Instrumented Systems) in modo tale che questi possano essere affidabilmente utilizzati per mantenere un processo in uno stato sicuro. Queste norme rappresentano dunque l'applicazione delle norme EN61508 al settore dell'automazione e della sicurezza funzionale del processo.

EN50495:2010 Dispositivi di sicurezza richiesti per il funzionamento sicuro degli apparecchi in relazione al rischio di esplosione.

5. Performance Level (PL)

I performance level sono, come detto, descritti nelle norme EN13849-1,2: sono classificati in 5 livelli consecutivi da "PLa", ovvero quello a minore integrità, a "PLe" ovvero quello a massima integrità.

I livelli di integrità (PLa, PLb, PLc, PLd, PLe) vanno letti come *fattori di riduzione del rischio* e sono associati ad una probabilità oraria che la funzione di sicurezza perda di efficacia o venga meno alla sua azione.

Tale probabilità non deve essere intesa come probabilità di accadimento pericoloso ma solo, come detto, come probabilità di perdita della funzione di sicurezza.

In ogni caso la stessa norma EN13849-1 riporta all'allegato A un grafico di rischio sintetico che associa un livello di rischio dedotto in modo qualitativo ad un predefinito livello di integrità, adeguato per ottenere la riduzione di rischio in generale accettabile per il livello di rischio totalizzato.

I parametri che conducono alla determinazione del livello di integrità sono i seguenti:

- MTTFd Mean Time to Dangerous Failure ovvero il tempo medio all'evento pericoloso
 - DC Diagnostic Coverage ovvero la capacità di auto diagnostica del sistema strumentato di sicurezza
 - CCF Common Cause Failures ovvero l'insieme delle condizioni di guasto di modo comune in sistemi strumentati di sicurezza di tipo ridondato
- A questi vanno affiancati concetti più complessi e specifici relativi al sistema strumentato di sicurezza :
- Structure (Architettura)
 - Comportamento del sistema in caso di guasto
 - Guasti sistematici
 - Capacità di esecuzione della funzione di sicurezza in determinate condizioni ambientali
 - Safety related software

Il concetto di Structure (Architettura) si riepiloga nelle 5 architetture predefinite e contraddistinte ordinatamente con 5 categorie: B, 1, 2, 3 e 4 dalla categoria base (B) alla categoria caratterizzata da maggiore reiezione al guasto (4).

La Categoria B è la categoria base. La presenza di un solo guasto può condurre alla perdita della funzione di sicurezza. La categoria 1 presenta la stessa limitazione ma la probabilità del guasto è ridotta attraverso la corretta selezione del design e della componentistica.

Nelle categorie 2, 3, 4 l'affidabilità del sistema strumentato di sicurezza è sotto controllo agendo sull'architettura e sull'auto diagnostica.

In particolare, la categoria 2 si basa sul fatto che è implementato un monitoraggio periodico della funzione di sicurezza (*Test diagnostico*). Nella categoria 3 e 4 si garantisce additionally che anche un singolo guasto non conduca alla perdita della funzione di sicurezza. La categoria 4, infine, garantisce anche che l'accumulo di più guasti sia possibile senza perdita della funzione di sicurezza.

Le caratteristiche riepilogate poco sopra devono poi confluire nella corretta selezione del livello di integrità del sistema strumentato di sicurezza ovvero il livello PL ottenuto dal sistema di controllo.

Nel diagramma precedente, estratto dalla norma EN13849-1, convergono le informazioni precedenti: con queste si opera selezionando la colonna adeguata in ascissa, sulla base della categoria, ovvero sulla base dell'architettura e sulla base della copertura diagnostica. Il livello MTTFd del singolo canale determina il posizionamento verticale sulle colonne a bande colorate: più elevato è il livello MTTFd più alto è il Performance Level raggiungibile. Come visibile dalla figura, un sistema in categoria 4, ad elevata copertura diagnostica e MTTFd alto matura in automatico un PLe.

6. Safety Integrity Level (SIL)

I livelli di integrità funzionale, in sintesi i fattori di riduzione di rischio associati all'inserzione di un sistema strumentato di sicurezza, sono 4 e fissati in particolare in SIL1, SIL2 e SIL3, SIL4 ordinatamente dal meno al più efficace in termini di integrità.

La cifra di merito "SIL" è la sintesi opportuna delle seguenti grandezze:

- PFHd Probability of Dangerous Failure per Hour ovvero rateo orario di guasto pericoloso (perdita della funzione di sicurezza)
- PFD Probability of Dangerous Failure on demand ovvero probabilità di guasto pericoloso (perdita della funzione di sicurezza) quando la funzione di sicurezza è richiesta
- SFF Safe Failure Fraction ovvero frazione dei guasti sicuri
- DC Diagnostic Coverage ovvero fattore di copertura diagnostica
- β Common Mode Failure Ratio ovvero rateo di guasto di modo comune di architetture ridondate
- HFT Hardware Fault Tolerance ovvero livello di reiezione dell'architettura al guasto (ridondanza)
- T1 Proof Test Interval ovvero intervallo di tempo stabilito tra due test successivi completi della funzione di sicurezza
- Tid Diagnostic Test Interval ovvero intervallo di tempo stabilito tra due test successivi parziali (auto diagnostica)

In particolare, senza entrare nello specifico di ciascun parametro, è importante sottolineare la valenza dei parametri PFHd (PFD) e SFF.

Il primo rappresenta, in termini molto semplici, la probabilità oraria oppure on demand di perdita della funzione di sicurezza ed è un termine probabilistico puro che si lega alle proprietà specifiche e all'affidabilità di ogni elemento componente la funzione di sicurezza; si lega anche all'architettura di sistema ed alle proprietà e alla frequenza della diagnostica. Il soddisfacimento del requisito relativo al PFHd e al PFD non è da solo sufficiente per poter dichiarare un SIL target raggiunto: è infatti necessario soddisfare anche il requisito relativo al secondo parametro (SFF), ovvero la frazione di guasti sicura.

Ancora in termini molto semplici, questo parametro riporta il rateo di guasto sicuri di un sottosistema o di un elemento quando raffrontato con il numero complessivo di guasti.

Tanto più elevato è il rateo SFF tanto più il sottosistema o l'elemento hanno tendenza a guastarsi in modo prevalentemente sicuro. L'uso concomitante delle due tabelle definisce il SIL raggiunto dalla funzione strumentato di sicurezza. La norma EN13849-1 riporta una tabella di corrispondenza teorica tra SIL (high/continuous mode) e PL.

In generale i Performance Level hanno unicamente una corrispondenza limitata al SIL3 e non includono eventi catastrofici, verosimilmente possibili solo nell'industria di processo, richiamanti un livello di integrità della funzione di sicurezza pari a SIL4 e non applicabili alle macchine; per questa ragione il PLe, corrispondente al livello di integrità SIL 3, è definito come il livello di performance più elevato.

Le norme IEC 61508 e IEC 61511 utilizzano il concetto di livello di integrità della sicurezza per specificare il target sistematico e probabilistico cui le funzioni implementate in termini di E / E / PE devono rispondere.

Il livello di integrità della sicurezza è una figura di merito che comunica la capacità di un sistema di controllo critico di attuare una cosiddetta funzione di sicurezza in un tempo stabilito. Lo standard definisce quattro livelli di integrità della sicurezza. Maggiore è il livello di integrità di sicurezza, minore è la probabilità che il sistema di sicurezza fallisca la chiamata svolgere le funzioni di sicurezza.

Tale figura di merito è l'interpolazione di due parametri descrittivi:

1) la probabilità di guasto on demand, PFD_{avg} in low demand mode (o PFH per High demand mode);

2) la frazione di guasto di modo sicuro SFF.

Il primo rateo è un'informazione puramente probabilistica correlata ai ratei di guasto pericolosi rilevabili e non rilevabili, pesati attraverso riferimento a tempi di test diagnostico e test completo.

Il secondo rateo è un'informazione architeturale che descrive quanto più un'architettura è per costruzione spostata verso guasti sicuri piuttosto che pericolosi. Minimizzare la prima cifra massimizzando la seconda è l'obiettivo del miglioramento del livello di integrità della sicurezza associata a quella particolare architettura.

Bisogna sottolineare che l'integrità funzionale si riferisce all'intero loop di controllo e pertanto deve includere la probabilità di guasto dei sensori, della logica e degli elementi finali. Esprimere una figura di merito SIL di un sottosistema o di un componente ha senso solo se questa è accompagnata da informazioni relative a PFD e SFF.

7. Sistemi di sicurezza strumentati (SIS)

Il sistema strumentato di sicurezza (SIS) realizzato mediante loop aventi un definito livello di integrità funzionale, è fondamentale nel generare un ulteriore layer di protezione nei sistemi correlati al settore del processo industriale.

Un SIS è composto in genere da una o svariate funzioni di sicurezza che contano sensori, logic solver e attuatori.

8. SIF: funzione di sicurezza

La funzione di sicurezza è una sequenza di azioni automatiche attuate a fronte di un definito evento scatenante o iniziatore, eseguite in un tempo accertato e con un livello di integrità della sicurezza specificato.

La funzione di sicurezza è pertanto il risultato dell'azione automatica eseguita di concerto dai sensori, dal logic solver e dagli elementi finali che consiste nel raggiungimento, da parte del processo, di uno stato di sicurezza.

Una SIF può funzionare in continuo oppure on demand.

9. EPL: Equipment Protection Level ovvero la sicurezza funzionale applicata al pericolo di esplosione

Allo scopo di regolamentare costruzioni destinate a luoghi caratterizzati dal pericolo di esplosione è stata sviluppata la norma seguente di recente armonizzazione:

EN50495:2010 Dispositivi di sicurezza richiesti per il funzionamento sicuro degli apparecchi in relazione al rischio di esplosione.

Tale norma specifica infatti i requisiti per i dispositivi elettrici di sicurezza che sono usati per evitare sorgenti d'innescio potenziali di apparecchi usati in atmosfera esplosiva. Essa include inoltre dispositivi di sicurezza che sono usati fuori dalla zona con atmosfera esplosiva, per garantire il funzionamento sicuro dell'apparecchio in relazione ai pericoli di esplosione. Questa norma precisa testualmente che i dispositivi di sicurezza, la cui funzione di sicurezza non possa adeguatamente essere specificata nelle Norme esistenti della serie EN/IEC 60079, devono in aggiunta essere progettati in accordo ai requisiti in essa contenuta.

La tabella 1 in essa disponibile, relativa ai "Requisiti minimi per Livello di Integrità della Sicurezza e Tolleranza al guasto per un dispositivo di sicurezza", è il cardine del documento:

EUC	2	1	0	1	0	0
Tolleranza al Guasto Hardware						
Dispositivo di sicurezza						
Tolleranza al guasto hardware	-	0	1	-	0	-
Livello di integrità della sicurezza	-	SIL1	SIL2	-	SIL1	-
Apparecchio combinato						
Gruppo I, Categoria	M1		M2		-	
Gruppo II, III, Categoria	1		2		3	

Tabella 1 Correlazione tra categorie, EPL, HFT

Oltre ad introdurre esplicitamente il requisito di caratterizzazione SIL dei dispositivi assemblati in accordo alle prescrizioni in essa riportate, associa la categoria o il livello EPL ottenibili ad un sistema di sicurezza che agisca in modo da controllare i guasti dello EUC (Dispositivo controllato): al crescere della tolleranza al guasto dello EUC i requisiti di integrità funzionale (Livello SIL) del sistema di controllo e il livello di ridondanza (Tolleranza 1 significa un sistema 1oo2 ovvero sistema a doppio canale ridondato; tolleranza 0 significa 1oo1 ovvero un sistema a singolo canale) decrescono. Se la tolleranza al guasto è allineata alla categoria (o EPL) non sono necessari sistemi di sicurezza attivi: infatti una categoria 1 (EPL=a) ha per costruzione (progettazione intrinsecamente sicura) una tolleranza pari al guasto pari a 2. Se ci adoperassimo per elevare una categoria 2 (una sola tolleranza al guasto) ad una categoria 1, dovremmo attrezzarla con un sistema di sicurezza SIL1 non ridondato; se infine ci adoperassimo per portare un dispositivo non caratterizzato in termini affidabilistici (Nessun categoria, nessun EPL definiti) verso una categoria 1 dovremmo attrezzarlo con un sistema di sicurezza doppio canale ridondato SIL2. Gli altri passaggi di categoria si deducono dalla tabella sopra riportata.

10. SIL: Obbligatorio o volontario?

Il set di norme IEC61508 non costituisce set armonizzato a Direttive Europee. L'applicazione della IEC61508 non è cogente ma è richiamata in varie norme e norme europee armonizzate a Direttive di Prodotto. L'uso del set IEC61508 è raccomandato.

11. Bibliografia

- [1] Norma ISO - EN ISO 13849-1:2008 Sicurezza del macchinario - Parti dei sistemi di comando legate alla sicurezza - Parte 1: Principi generali per la progettazione (ISO 13849-1:2006)
- [2] Norma ISO - EN ISO 13849-2:2008 Sicurezza del macchinario - Parti dei sistemi di comando legate alla sicurezza - Parte 2: Validazione (ISO 13849-2:2003)
- [3] Norma IEC - EN 62061:2005 Sicurezza del macchinario - Sicurezza funzionale dei sistemi di comando e controllo elettrici, elettronici ed elettronici programmabili correlati alla sicurezza (IEC 62061:2005)
- [4] Norma IEC - EN61508-1,2,3,4,5,6,7:2010 Functional safety of electrical / electronic / programmable electronic safety-related systems
- [5] Norma IEC - EN61511-1,2,3 :2004 Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector
- [6] Norma CENELEC - EN50495:2010 Dispositivi di sicurezza richiesti per il funzionamento sicuro degli apparecchi in relazione al rischio di esplosione

Applicazione di sistemi di protezione mediante sfogo dell'esplosione: apparecchi EPR, venting e limitazione degli effetti ad esso correlati

M. Giacobbo*, M. Pettenuzzo*

*NECSI s.r.l.

Sommario

Negli impianti industriali, il principio della sicurezza integrata contro le esplosioni mira innanzitutto ad evitare la formazione di atmosfere esplosive o, qualora ciò non sia fattibile, ad impedirne l'innesco. Specialmente negli impianti che processano polveri combustibili, l'analisi del rischio porta a concludere che esistono delle cause di innesco non controllabili per cui l'esplosione risulta un evento probabile. In questi casi, oltre alle misure di prevenzione è necessario attuare misure di protezione rivolte a ridurre gli effetti dell'esplosione fino a livelli di sicurezza accettabili.

Negli impianti in cui l'esplosione avviene all'interno degli apparecchi (per esempio filtri a maniche, silos, cicloni separatori, ecc.) si ricorre a misure di protezione costruttive, tra cui la progettazione resistente alla pressione dovuta all'esplosione (EPR) e lo sfogo (*venting*) dell'esplosione mediante membrane di rottura o porte antiscoppio.

L'impiego di apparecchi EPR privi di dispositivi di protezione può rivelarsi una soluzione costosa, poiché richiede membrature di spessore elevato e tecniche costruttive sofisticate. L'uso del *venting* risulta particolarmente diffuso, grazie al suo costo contenuto rispetto ad altre tecniche di protezione, tuttavia necessita di un'attenta valutazione degli effetti della propagazione esterna del campo di pressioni e del fronte di fiamma, che si generano in caso di attivazione. Nelle installazioni, un'errata progettazione del layout e del posizionamento delle macchine porta talvolta a trascurare tali effetti.

La memoria vuole illustrare alcuni criteri di progettazione EPR e di dimensionamento del *venting*, oltre ad alcune tecniche di mitigazione degli effetti dello sfogo dell'esplosione, facendo luce ad alcune criticità ed errori comuni che si riscontrano ad oggi sul mercato.

1. Introduzione

Considerando che la maggior parte degli impianti che necessitano di protezione contro le esplosioni opera con polveri combustibili, la presente trattazione è incentrata sulle problematiche ad esse collegate.

Per caratterizzare il comportamento degli strati e delle nubi di polveri combustibili al fine di dimensionare correttamente i sistemi di protezione con funzione autonoma a servizio di un apparecchio o parte di impianto da proteggere dagli effetti dell'esplosione, risulta necessario conoscere una serie di parametri fisici, di combustione e di innesco. La determinazione di tali parametri viene tipicamente effettuata da laboratori accreditati ed in alcuni casi è soggetta a norme specifiche che regolamentano il procedimento da seguire¹.

Tra i più significativi si citano:

- classe di esplosione (St_1 , St_2 , St_3)
- K_{st} indice violenza esplosione (dP/dt_{max})
- P_{max} pressione massima di esplosione
- LEL limite inferiore esplosione
- T_{cloud} minima temperatura di innesco di una nube (MIT)
- minima energia di innesco (MIE)

¹ Tra le varie norme per la determinazione dei parametri di combustione e di innesco si citano le EN 14034, EN 13821, EN 50281, EN 15188 e riferimenti tecnici internazionali riconosciuti come la VDI 2263 e la NFPA.

Il prospetto riassuntivo seguente riporta esaurientemente i parametri utili per la valutazione del rischio di incendio ed esplosione associato alle polveri combustibili.

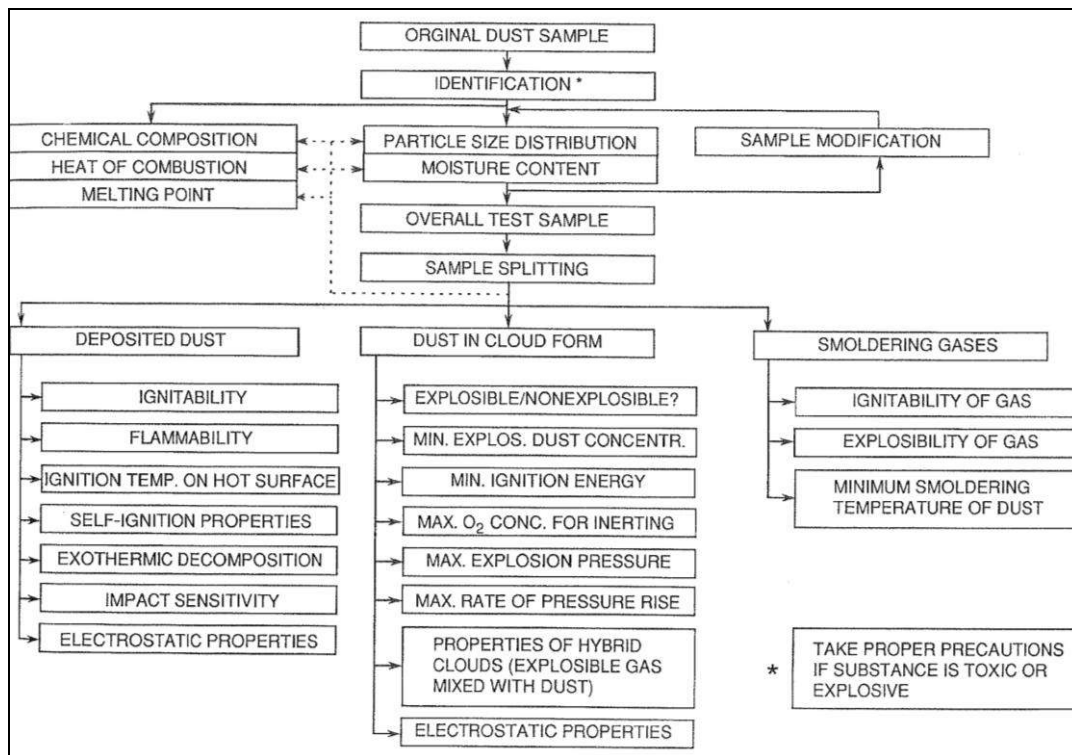


Figura 1 – Parametri caratteristici (tratto da “Dust explosion in the process industries”, R.K. Eckhoff)

In fase di dimensionamento degli apparecchi e progettazione degli impianti committenti ed utilizzatori manifestano tutt’oggi una certa difficoltà a reperire i valori di P_{max} e K_{St} , vuoi per le scarse conoscenze (apparecchiature che processano più tipologie di polveri, oppure miscele), vuoi per i costi elevati delle prove di laboratorio. In questi casi il costruttore dovrà stabilire i valori di progetto basandosi su ipotesi cautelative. Tali valori dovranno essere specificati nel manuale d’uso e costituiranno i limiti di utilizzo dell’apparecchio.

2. Protezione contro l’esplosione

La protezione contro le esplosioni si può ottenere:

- costruendo apparecchi resistenti all’esplosione (EPR ed EPSR);
- installando dispositivi di sfogo dell’esplosione (*venting*);
- installando dispositivi di soppressione dell’esplosione;
- installando sistemi di isolamento dell’esplosione.

Tenendo in considerazione i diversi aspetti che l’impianto o parte di esso presenta (condizioni di processo, caratteristiche delle polveri, collegamento tra le apparecchiature, ecc.) tali sistemi possono essere generalmente adottati in combinazione tra loro.

Gli **apparecchi EPR ed EPSR** sono in grado di resistere rispettivamente alla pressione di esplosione e all’urto di pressione dell’esplosione, contenendone quindi gli effetti al loro interno. Si tratta quindi di costruzioni robuste e costose. Il loro utilizzo è indispensabile quando la fuoriuscita delle sostanze o dei prodotti della combustione impatti sulla sicurezza e salute dei lavoratori o della popolazione (per es. sostanze tossiche).

I **dispositivi di *venting*** sono costituiti da membrane di rottura, pannelli o sportelli antiscoppio che si attivano in caso di esplosione e sono opportunamente dimensionati per garantire, attraverso lo sfogo esterno della miscela combusta ed incombusta e dei gas di

combustione, una minore pressione di esplosione all'interno dell'apparecchio, il quale deve comunque poter resistere alle sollecitazioni dovute a tale pressione ridotta. La **soppressione dell'esplosione** impedisce che un'esplosione raggiunga la sua pressione massima attraverso l'iniezione rapida di agenti estinguenti, che riducono la pressione di esplosione all'interno dell'apparecchio.

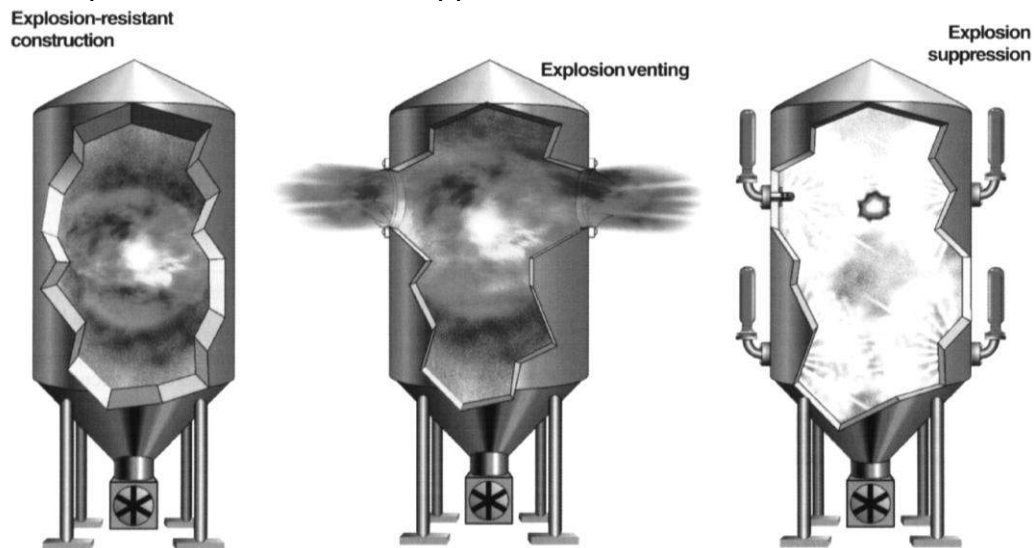


Figura 2 – Esempi di misure di protezione dall'esplosione

I **sistemi di isolamento** dell'esplosione prevengono la propagazione degli effetti di un'esplosione al resto dell'impianto attraverso le tubazioni o condotte di collegamento. Solitamente, anche in caso di adozione di uno o più dispositivi di protezione, l'impianto non può prescindere da questi sistemi². Purtroppo è prassi ricorrente che vengano offerti impianti senza sistemi di isolamento, oppure che vengano indicati come opzionali, inducendo l'utilizzatore a percepirla come non indispensabili e quindi un mero aggravio di costi. Ancor più si riscontrano forniture con sistemi di isolamento inadeguati alle condizioni previste, o addirittura non certificati ATEX³.



Figura 3 – Correlazione tra protezione e isolamento dall'esplosione

² Più precisamente la EN 14491 al §5.4 contempla casi specifici di apparecchi in assenza di isolamento e loro modalità di collegamento. Si rimanda alla suddetta norma per approfondimenti in merito.

³ Poiché i dispositivi di protezione hanno la funzione di eliminare o ridurre gli effetti pericolosi di un'esplosione, essi sono oggetto della direttiva ATEX indipendentemente dal fatto che abbiano o meno una potenziale sorgente di innesco propria, pertanto, oltre a rispettare i Requisiti Essenziali di Sicurezza relativi ai sistemi di protezione, devono soddisfare anche quelli specifici degli apparecchi.

Nella protezione contro l'esplosione, sono possibili due approcci diversi di progettazione:

- a) partendo da una pressione di progetto basata sulla P_{max} si potranno calcolare gli spessori minimi delle membrature e dimensionare i vari elementi per sopportare interamente la violenza della deflagrazione;
- b) iniziando l'analisi da una data geometria di struttura, con spessori definiti, si perverrà invece all'individuazione della pressione massima di resistenza dell'apparecchio; qualora tale resistenza non sia sufficiente a contenere la P_{max} , essa diverrà il parametro $P_{red,max}$ fondamentale per il dimensionamento dei necessari dispositivi di protezione (sfogo dell'esplosione o soppressione dell'esplosione).

3. Apparecchi resistenti all'esplosione

Gli EPR sono apparecchi in grado di resistere alla massima pressione di esplosione prevista senza subire deformazioni plastiche, mentre gli EPSR possono resistere all'urto di pressione dell'esplosione pur subendo una deformazione permanente.

La **pressione massima di esplosione** (P_{max}) è la pressione massima ottenuta in un recipiente chiuso durante l'esplosione di un'atmosfera esplosiva determinata in condizioni di prova specificate. Tale pressione viene utilizzata come base per il valore di progetto delle membrature e quest'ultima dipende in ogni caso dal valore di pressione iniziale P_v . Considerando i recipienti isolati e assumendo che la pressione di esplosione abbia gli stessi effetti di una pressione statica interna uniforme, la pressione di progetto può essere assunta pari a P_{max} nel caso in cui la pressione iniziale assoluta sia prossima a quella atmosferica, e più precisamente compresa tra 0,9 bar e 1,1 bar. In caso contrario⁴, e comunque con $0 \leq P_v \leq 4$ bar, la pressione di progetto relativa alla pressione atmosferica assoluta P_0 (pari a 1 bar) si determina con la formula

$$P = \frac{P_{max} \cdot P_v}{P_0} - 1 \quad (1)$$

La norma EN 14460, armonizzata alla direttiva ATEX, stabilisce i criteri di progettazione e costruzione degli apparecchi EPR ed EPSR. Essa si basa fundamentalmente sulle norme della serie EN 13445 (armonizzate alla PED), pur con alcune variazioni, specie per gli EPSR, per i quali è ammesso il superamento del limite elastico.

Gli EPSR possono essere progettati anche secondo altri criteri e linee guida (per es. analisi FEM), purché riportino esperienze e test di verifica.

I materiali utilizzabili sono solitamente acciai da costruzione di uso generale e acciai austenitici, che si prestano ad essere efficacemente impiegati in particolare nella realizzazione di strutture EPSR, in quanto presentano un'elevata deformabilità a rottura e resilienza adeguata (≥ 27 J alla temperatura minima di esercizio, secondo le diverse qualità), caratteristiche fondamentali in quanto l'esplosione agisce impulsivamente e la struttura potrebbe altrimenti cedere per rottura fragile.

Anche dal punto di vista costruttivo sono da adottare opportuni accorgimenti per evitare punti di possibile innesco di cricche, spesso fatali per le azioni impulsive. La EN 14460 e la EN 13445-4 prescrivono quindi le tipologie ammesse dei giunti saldati⁵, che dovrebbero sempre essere a piena penetrazione e possibilmente con ripresa al rovescio.

Gli apparecchi resistenti alla pressione massima di esplosione non richiedono ulteriori dispositivi di protezione. Tuttavia l'adozione di un venting o di un sistema di soppressione dell'esplosione riduce drasticamente le pressioni di progetto e conseguentemente gli

⁴ Si ricorda che in ogni caso il Titolo XI del D.Lgs. 81/08 definisce che le atmosfere esplosive sono solo quelle che si generano partendo da condizioni di pressione atmosferica.

⁵ Le linee guida IChemE indicano coefficienti di riduzione di resistenza in funzione della geometria dei giunti saldati che possono portare a riduzioni della resistenza nominale anche dell'80%.

spessori in gioco. Inoltre, poiché non solo il recipiente deve poter resistere alla pressione massima di esplosione P_{max} ma anche tutti i componenti accessori, quali valvole, organi di isolamento, ecc., risulta evidente che la riduzione della pressione di progetto porta innegabili vantaggi legati anche alla riduzione dei costi di tali componenti.

Un filtro a maniche, per esempio, che già di per sé ha dimensioni importanti, presenta solitamente condotte di dimensioni non inferiori a 500-600 mm. È chiaro che sistemi di isolamento di tali dimensioni in grado di resistere a pressioni P_{max} dell'ordine di 10 bar risultano oltremodo costosi. L'investimento in un sistema di venting che riduca la pressione dell'esplosione fino a una P_{red} intorno a 1,5 bar è ripagato abbondantemente dal minor costo del sistema di isolamento certificato a tale pressione.

4. Sfogo dell'esplosione

4.1 Dispositivi di sfogo dell'esplosione

I dispositivi di sfogo (*venting*) dell'esplosione sono essenzialmente costituiti da superfici di minima resistenza installate sul recipiente da proteggere, che intervengono in occasione dell'esplosione proteggendo la struttura da effetti distruttivi sicuramente ben più importanti. Il valore di **pressione statica** (P_{stat}) di attivazione del dispositivo di sfogo è normalmente intorno a 0,1 bar relativi e la **pressione ridotta** che si sviluppa all'interno del recipiente viene indicata con P_{red} . L'adozione di un sistema di sfogo dell'esplosione permette un evidente risparmio in quanto, il dimensionamento strutturale dell'apparecchio, che può essere effettuato con logica EPR o EPSR come indicato precedentemente, si basa sulla $P_{red,max}$ sviluppata e non sulla P_{max} .

Esistono principalmente due tipologie di venting: membrane di rottura e porte antiscoppio. Le **membrane di rottura** sono dispositivi di venting non richiudibili e non riutilizzabili che alla pressione P_{stat} cedono lasciando l'apertura di sfogo completamente libera. Presentano costi di installazione e manutenzione limitati, inoltre hanno il vantaggio che la depressione conseguente all'esplosione è compensata senza ulteriori interventi tecnici in quanto, dopo l'esplosione, rimangono aperte.

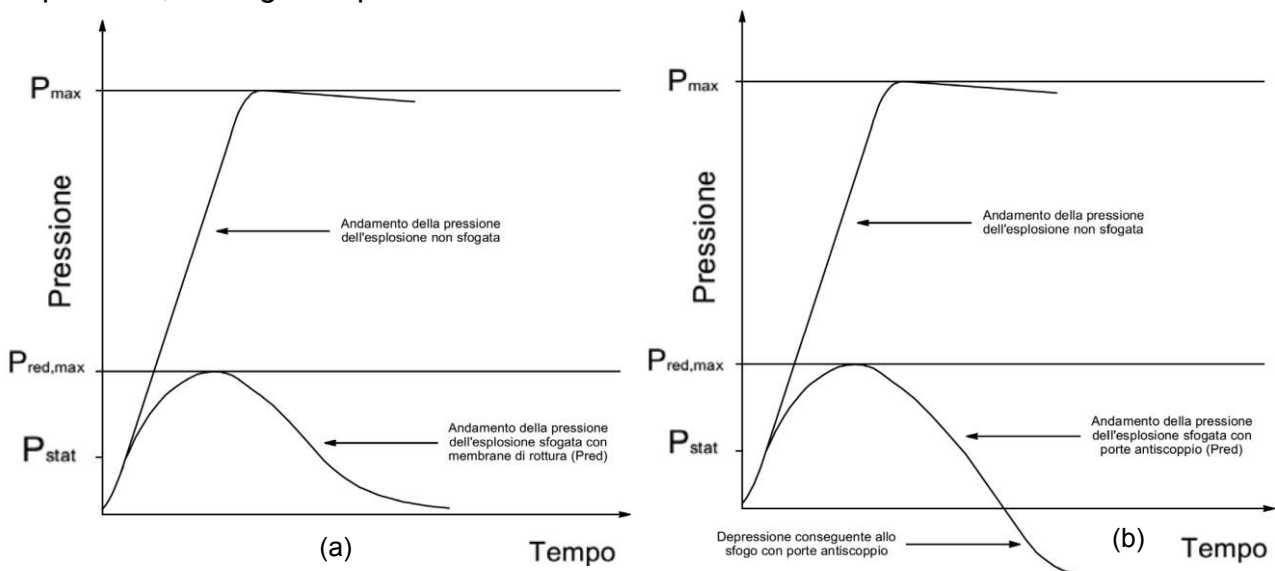


Figura 4 – Andamenti delle pressioni in recipienti protetti da membrane di rottura (a) e porte antiscoppio (b)

Le **porte antiscoppio** sono dispositivi richiudibili e riutilizzabili, pertanto possono essere utilizzate anche come aperture di ispezione. A fronte di un maggior investimento iniziale e costi di manutenzione più alti rispetto alle membrane di rottura, hanno la possibilità di

essere riutilizzate (a meno di eventuali danneggiamenti). La loro richiusura “automatica” impedisce l’ingresso di aria esterna, che potrebbe alimentare successivi incendi o esplosioni, d’altro canto potrebbe tuttavia rivelarsi un problema in quanto determina una depressione interna dell’apparecchio al raffreddamento dei gas, tale da portare in alcuni casi al cedimento strutturale per implosione. A tale scopo vengono solitamente associati alle porte antiscoppio dei dispositivi rompivuoto adeguatamente dimensionati.

4.2 Progettazione di un sistema di sfogo dell’esplosione

La progettazione di un venting si può eseguire applicando diverse norme tecniche, tra cui la EN 14491 (valida per polveri combustibili), la EN 14994 (per gas, vapori e nebbie) e la NFPA 68 (per gas, vapori, nebbie e polveri combustibili).

Secondo i criteri della EN 14491⁶ le dimensioni dell’apertura dipendono dai seguenti fattori:

- caratteristiche di esplosione delle polveri,
- stato dell’atmosfera esplosiva (concentrazione, turbolenza e granulometria),
- geometria del contenitore,
- caratteristiche del dispositivo di venting.

I due principali parametri che entrano in gioco nel calcolo dell’area di venting sono la pressione massima di esplosione P_{max} e la costante di esplosione delle polveri K_{St} . La geometria del contenitore è caratterizzata dal volume V , dal rapporto lunghezza/diametro L/D e dalla posizione dell’apertura di sfogo.

Chiaramente la resistenza dell’apparecchio influisce sulle dimensioni dell’area minima di sfogo, pertanto è necessario determinare (mediante EN 14660 ed EN 13445-3) il valore $P_{red,max}$ relativo alla **pressione massima di esplosione a cui può resistere il recipiente**.⁷

L’ultimo dato essenziale per la determinazione della superficie di sfogo è la pressione P_{stat} di attivazione statica del dispositivo di protezione. Tale valore è fornito dal fabbricante del dispositivo e deve essere evidentemente inferiore alla $P_{red,max}$ dell’apparecchio.

4.3 Calcolo dell’area di sfogo in contenitori isolati

Le formule che seguono sono utilizzabili nelle casistiche che ricoprono la maggior parte delle applicazioni pratiche, cioè contenitori isolati, caricati per gravità, completamente invasi di una nube turbolenta di polvere in condizioni di concentrazione ottimali.

Per $0,1 \text{ bar} \leq P_{red,max} < 1,5 \text{ bar}$ si ha:

$$A = B \cdot (1 + C \cdot \log(L/D)) \quad (2)$$

Per $1,5 \text{ bar} \leq P_{red,max} \leq 2,0 \text{ bar}$ si ha:

$$A = B \quad (3)$$

dove:

$$B = (3,264 \cdot 10^{-5} \cdot P_{max} \cdot K_{st} \cdot P_{red,max}^{-0,569} + 0,27 \cdot (P_{stat} - 0,1) \cdot P_{red,max}^{-0,5}) \cdot V^{0,753} \quad (4)$$

$$C = (-4,305 \cdot \log(P_{red,max}) + 0,758) \quad (5)$$

Le precedenti formule valgono se risultano soddisfatte le condizioni in Tabella 1.

⁶ Le norme EN indicate sono armonizzate alla direttiva ATEX, per cui danno la presunzione di conformità ai Requisiti Essenziali di Sicurezza.

⁷ Ovviamente tutti i componenti di un apparecchio (quali ad es. valvole, condotti, flange o vetri d’ispezione) dovranno essere in grado di resistere alla pressione $P_{red,max}$ del recipiente.

PARAMETRO	VINCOLO
Volume del recipiente	$0,1 \text{ m}^3 \leq V \leq 10000 \text{ m}^3$
Pressione di attivazione statica del dispositivo di sfogo	$0,1 \text{ bar} \leq P_{\text{stat}} \leq 1 \text{ bar}$ Per $P_{\text{stat}} < 0,1 \text{ bar}$ utilizzare $P_{\text{stat}} = 0,1 \text{ bar}$
Massima pressione ridotta	$P_{\text{stat}} \leq P_{\text{red,max}} \leq 2 \text{ bar}$ Si raccomanda che la $P_{\text{red,max}}$ sia almeno pari a 0,12 bar
Massima pressione di esplosione	$5 \text{ bar} \leq P_{\text{max}} \leq 10 \text{ bar}$ ($10 \text{ bar} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^{-1} \leq K_{\text{st}} \leq 300 \text{ bar} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)
Massima pressione di esplosione	$5 \text{ bar} \leq P_{\text{max}} \leq 12 \text{ bar}$ ($300 \text{ bar} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^{-1} < K_{\text{st}} \leq 800 \text{ bar} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)
Condizioni atmosferiche	$80 \text{ kPa} \leq P_{\text{amb}} \leq 110 \text{ kPa}$ $-20^\circ\text{C} \leq T_{\text{amb}} \leq 60^\circ\text{C}$ $\Delta T_{\text{amb}} \leq 0,5^\circ\text{C}/\text{min}$ $5\% \leq \text{U.R.} \leq 85\%$ $20,7\% \leq O_2 \leq 21,1\%$
Rapporto lunghezza diametro	$1 \leq L/D \leq 20$

Tabella 1 – Condizioni per la validità delle formule di calcolo dell'area di sfogo di contenitori isolati

L'area A ottenuta riguarda dispositivi di venting con efficienza di apertura unitaria, cioè con area di sfogo effettiva pari all'area di sfogo geometrica. Per i venting con efficienza $E_f < 1$ (per es. porte antiscoppio o in caso di utilizzo di dispositivi rompifiamma) l'area geometrica A_v è aumentata di un fattore proporzionale:

$$A_v = A/E_f \quad (6)$$

Per ulteriori dettagli e situazioni specifiche (elevata turbolenza dell'atmosfera esplosiva, atmosfere ibride polveri-gas, inertizzazione, carico mediante trasporto pneumatico, ecc.) si rimanda alle norme già citate.

Meritevole di approfondimento è il **parametro L/D**, che dipende dalla forma del recipiente e dalla posizione del venting e può differire dal valore strettamente geometrico. Le peggiori condizioni si manifestano quando l'esplosione è innescata dalla parte opposta alla superficie di sfogo, in quanto, prima di riversarsi all'esterno, dovrà attraversare (e danneggiare) l'intero contenitore. Quindi tale parametro è strettamente correlato alla posizione dell'apertura: più questa è ravvicinata, minore sarà il relativo rapporto.

In definitiva il rapporto L/D si ottiene attraverso la determinazione della distanza massima che deve compiere l'esplosione prima di essere sfogata (H) e del volume efficace (V_{eff}) che tale esplosione percorre prima di raggiungere l'apertura di venting.

Indicando con A_{eff} l'area corrispondente a V_{eff}/H , il diametro efficace è dato da:

$$D_{\text{eff}} = \sqrt{\frac{4A_{\text{eff}}}{\pi}} \quad (7)$$

Si assumerà quindi $L/D = H/D_{\text{eff}}$.

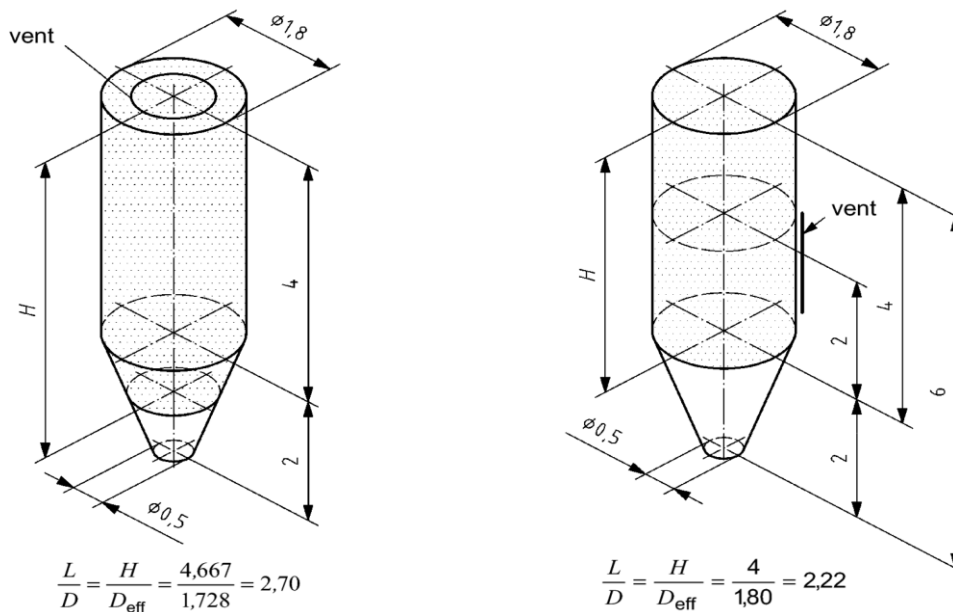


Figura 5 – Esempi di determinazione del rapporto L/D

5. Effetti esterni derivanti dal venting

Uno degli errori più diffusi nelle installazioni industriali è l'errata progettazione del layout e del posizionamento delle macchine, che porta a trascurare tra il resto anche gli effetti dovuti ad uno sfogo dell'esplosione.

Dall'area di scarico dei dispositivi di venting fuoriescono fiamme, onde di pressione, prodotti di combustione, polveri combuste ed incombuste provenienti dal contenitore, che potrebbero causare sia la propagazione dell'esplosione ad altre zone, sia infortuni e danni alla salute per le persone che anche incidentalmente si trovassero nelle vicinanze. Lo scarico dell'esplosione deve aver luogo in zone affacciate su aree che permettono lo sfogo in sicurezza.

La lunghezza L_F e l'ampiezza W_F della fiamma che si sviluppa da un'apertura che scarica orizzontalmente sono calcolate rispettivamente con le formule:

$$L_F = 10 \cdot V^{1/3} \quad (8) \qquad W_F = 2,8 \cdot V^{1/3} \quad (9)$$

Le formule valgono entro determinati limiti, in ogni caso è significativo notare che il fronte di fiamma può estendersi a decine di metri di lunghezza (nel limite massimo di 60 m). Per le installazioni poste all'interno di ambienti di lavoro si può fare ricorso a sistemi antifiamma che permettono di raffreddare e condensare la fiamma, estinguendola. Tali dispositivi diminuiscono però l'efficienza di sfogo, comportando quindi la necessità di valutare un incremento della superficie di venting o della $P_{\text{red,max}}$ dell'apparecchio.

In caso di sfoghi *indoor* è comunque sempre opportuno prestare particolare attenzione a:

- resistenza di portoni, finestre, ecc. dell'edificio;
- protezione dell'edificio contro gli effetti di un'esplosione secondaria nell'edificio stesso;
- eventuale fuoriuscita di miscele infiammabili dal contenitore;
- eventuali emissioni tossiche o nocive nell'ambiente di lavoro.

Per ulteriori considerazioni sui primi due punti si rimanda alla EN 14491, Annex D.

Per quanto riguarda le criticità legate ai rischi connessi allo sfogo dell'esplosione in aree con presenza di persone o di impianti pericolosi, si può ricorrere all'utilizzo di condotti per lo sfogo delle esplosioni, i quali permettono di convogliare l'energia scaricata in un'area

sicura. Tali dispositivi determinano tuttavia un incremento della pressione massima ridotta in misura proporzionale al rapporto lunghezza/diametro del condotto di sfogo⁸. Anche i condotti di sfogo vanno opportunamente dimensionati per resistere alla pressione massima con le medesime logiche EPR già esposte.

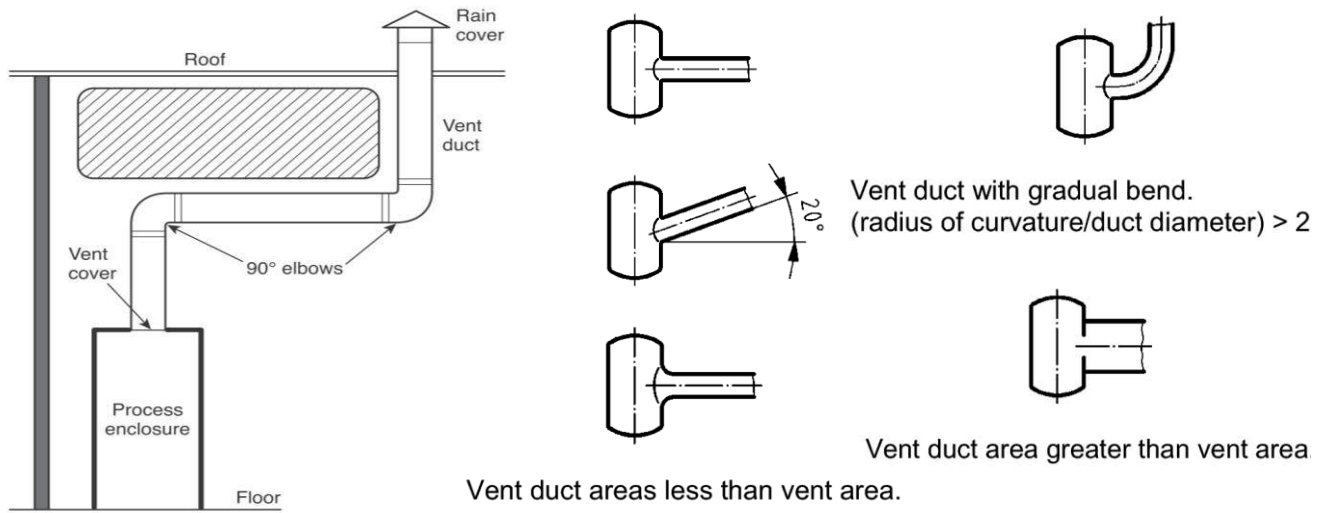


Figura 6 – Esempi di condotti di sfogo

Un'ulteriore conseguenza dello sfogo dell'esplosione, di fondamentale importanza e spesso purtroppo trascurata dai costruttori, consiste nel fatto che la fuoriuscita di fiamme e di prodotti di combustione dalle superfici di sfogo degli apparecchi dotati di venting determina notevoli forze di reazione che sovraccaricano le strutture dell'apparecchio, le quali, se non adeguatamente dimensionate, possono cedere pericolosamente.

La forza di reazione $F_{R,max}$ dipende dalla pressione massima ridotta $P_{red,max}$ e dall'area geometrica dell'apertura A_v (in m^2):

$$F_{R,max} = 119 \cdot A_v \cdot P_{red,max} \quad (10)$$

Questa forza di reazione (espressa in kN) si considera applicata al centro della superficie di sfogo. Le spinte possono essere talvolta equilibrate prevedendo aperture di sfogo di area uguale simmetricamente opposte.

6. Deflettori dell'esplosione

L'applicazione di deflettori dell'esplosione risulta una valida soluzione per ridurre i rischi derivanti dall'intervento dei sistemi di venting. Si tratta di strutture impiegate specialmente quando non sia possibile disporre di zone sufficientemente vaste da garantire lo sfogo in assoluta sicurezza.

In seguito all'esplosione si crea un fronte di fiamma che verosimilmente supera i 10 metri di lunghezza, per cui devono essere prese misure atte a ridurre i rischi per personale che, anche accidentalmente, dovesse essere nelle vicinanze. Un deflettore adeguatamente progettato (dimensioni, distanza dall'apertura, inclinazione, ecc.) consente di deviare il flusso causato dall'esplosione verso una direzione sicura, normalmente verso l'alto.

⁸ Per ulteriori dettagli si vedano la EN 14491, §5.7 e la NFPA 68, §7.4.

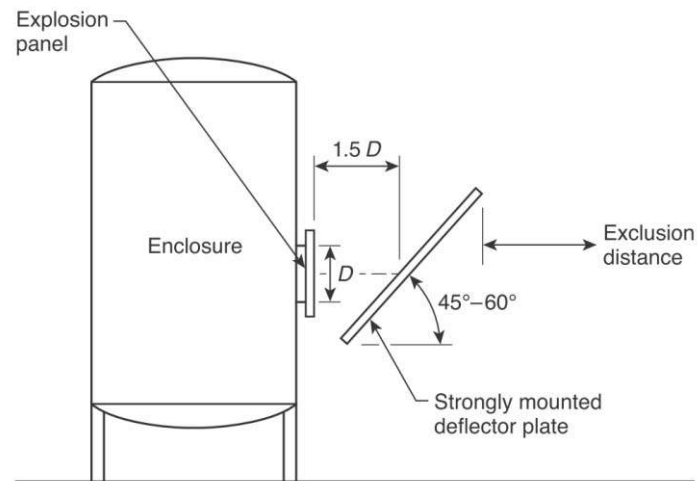


Figura 7 – Deflettore dell'esplosione

Per dimensionare la struttura di sostegno di un deflettore è necessario stimare la forza di reazione generata in caso di esplosione. Essa è calcolabile tramite la formula (10) (considerando l'aumento della $P_{red,max}$ in presenza di un eventuale condotto di scarico). Tale forza di reazione genera sull'apparecchio un impulso (in $kN \cdot s$) di intensità pari a

$$I = 0,52 \cdot F_{R,max} \cdot t_R \quad (11)$$

dove la durata in secondi è calcolabile dalla formula

$$t_R = \frac{K_{St} \cdot V_{eff} \cdot 10^{-4}}{A_v \cdot P_{red,max}} \quad (12)$$

L'impulso agisce quindi uguale e contrario sul deflettore, tuttavia il flusso non viene completamente assorbito da quest'ultimo ma solamente deviato. Il vettore associato alla forza che sollecita il pannello deflettore è equipollente al vettore dell'impulso ΔI , e questo coincide con la variazione della quantità di moto (differenza vettoriale) tra il punto in ingresso e quello in uscita dal pannello stesso.

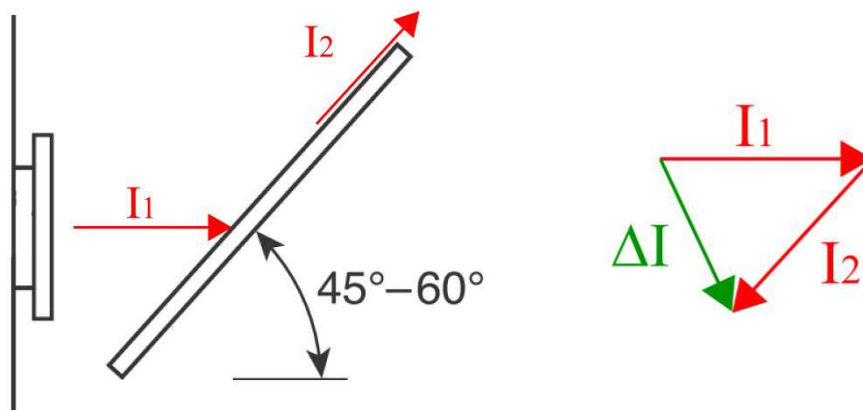


Figura 8 – Determinazione del vettore dell'impulso sul deflettore

Il valore della forza, che possiamo ipotizzare agisca al centro del deflettore, diventa così

$$F_{R,max} = \frac{I}{0,52 \cdot t_R} \quad (13)$$

La struttura dovrà essere quindi calcolata sulla base delle componenti x e y di tale forza. Il deflettore può essere dimensionato seguendo l'Appendice E della EN 14491, nella quale sono indicati i seguenti accorgimenti validi per recipienti fino a $20 m^3$:

- area del pannello almeno 3 volte l'area dell'apertura di sfogo A_v e dimensioni almeno pari a 1,6 volte quelle dell'apertura;
- inclinazione compresa tra 45° e 60° rispetto l'orizzontale;
- centro del pannello allineato con l'asse dell'apertura;
- distanza dall'apertura di sfogo circa pari a $1,5 \cdot D$ (D diametro idraulico dell'apertura).

È importante sottolineare che in ogni caso, pur in presenza di un deflettore, è possibile che parte delle fiamme possano lambirne le estremità e passare sul lato posteriore. Anche se tale dispositivo permette come minimo di dimezzare la lunghezza di fiamma, l'area immediatamente dietro alla struttura non può essere quindi considerata completamente sicura e l'accesso oltre un certo limite di sicurezza deve essere comunque interdetto.

7. Conclusioni

Negli impianti che processano polveri combustibile spesso non è possibile eliminare del tutto il rischio di esplosione, in quanto possono permanere delle cause di innesco non controllabili. Risulta quindi necessario attuare misure di protezione, e tra queste si è visto che il *venting* può risultare particolarmente efficace e conveniente.

L'applicazione del *venting* necessita in ogni caso della conoscenza di molti aspetti inerenti lo sfogo dell'esplosione, al fine di giungere ad un risultato che garantisca la sicurezza del processo e l'integrità delle strutture coinvolte in caso di incidente.

Nella presente trattazione si è cercato di far luce su quali siano gli approcci progettuali e costruttivi corretti per evitare errori comuni o dimenticanze, che purtroppo di frequente si riscontrano nelle installazioni industriali, evidenziando anche una particolare attenzione al layout dell'impianto ed al posizionamento degli apparecchi.

È stata evidenziata l'importanza che i costruttori dichiarino nelle istruzioni d'uso i limiti complessivi dell'impianto, considerando i limiti dei singoli sistemi di protezione installati, i quali, per risultare efficaci ed affidabili, devono essere certificati in conformità alla direttiva ATEX.

Infine si è mostrato come progettare adeguatamente un deflettore dell'esplosione, una valida soluzione per ridurre gli effetti esterni di uno sfogo dell'esplosione ed aumentare quindi la sicurezza della zona affacciata all'apertura di scarico.

8. Bibliografia

- [1] UNI EN 14460:2006 "Apparecchi resistenti all'esplosione"
- [2] UNI EN 14491:2012 "Sistemi di protezione mediante sfogo dell'esplosione di polveri"
- [3] UNI EN 14994:2007 "Sistemi di protezione mediante sfogo dell'esplosione di gas"
- [4] NFPA 68 "Standard on Explosion Protection by Deflagration Venting" 2013 Edition
- [5] ATEX Guidelines, 4th Edition, September 2012
- [6] M. Marigo: "Rischio atmosfere esplosive - Classificazione Valutazione Prevenzione Protezione", IPSOA, 2013, pp. 368-400

Ricognizione e studio iniziale per la determinazione delle zone pericolose dovute all'emissione di sostanze infiammabili attraverso l'ingegneria dei guasti e il calcolo probabilistico

A. Barberio*

*Studio di Consulenza dott. ing. Angelo Barberio

Sommario

La classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione (d'ora in poi, CLPE)¹, processo attraverso il quale si determina la presenza e l'estensione di una *atmosfera esplosiva*² col principale scopo di adottare le misure di tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori nei luoghi di lavoro (Atex, Dsear, ecc.) ma ovviamente anche quello di garantire il funzionamento degli impianti e il patrimonio industriale, viene tradizionalmente effettuata con metodi più o meno convenzionali e semi-quantitativi ma occorre, ormai, aprire agli strumenti tipici dell'ingegneria dei guasti e del calcolo probabilistico per indagini più accurate, riscontro delle assunzioni e dei risultati "convenzionali", valutazioni del grado di sicurezza equivalente di sistema, PL/SIL, ecc. per una visione complessiva degli eventi e una processo integrato di valutazione dei rischi.

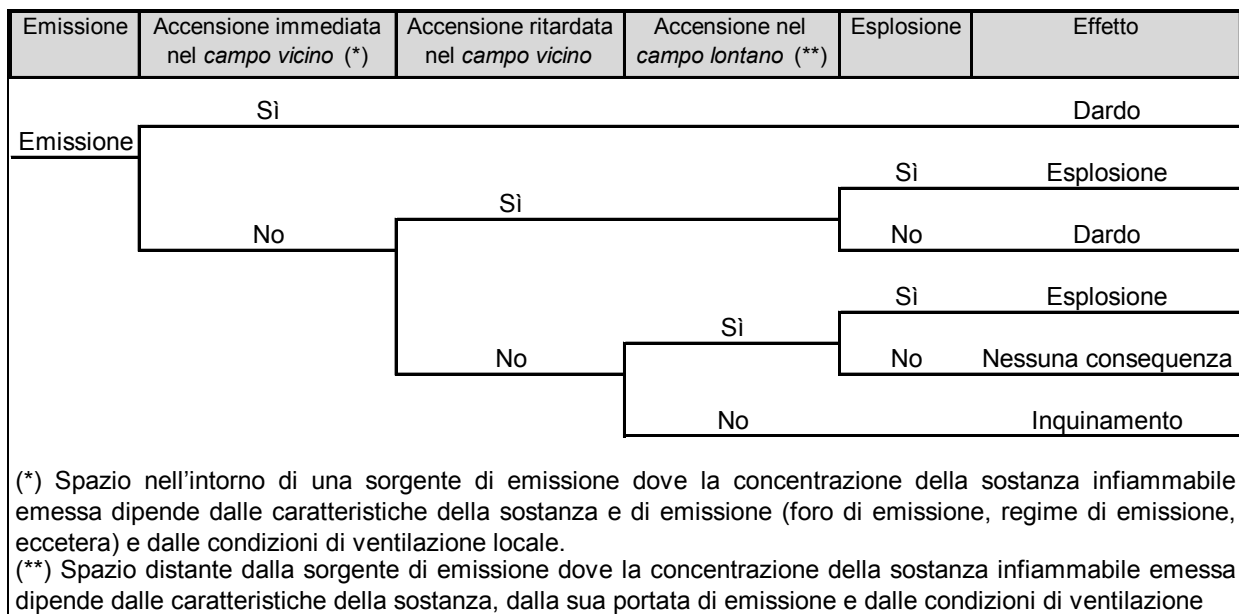


Figura 1 - Albero degli eventi per una emissione di sostanza infiammabile

1. Un (possibile) metodo probabilistico di classificazione

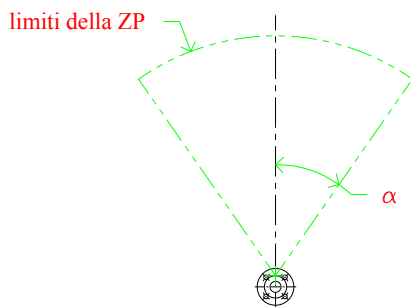
Il metodo di classificazione in oggetto (d'ora in poi, *metodo probabilistico*) consiste nell'individuare le zone pericolose dovute all'emissione di sostanze infiammabili per

¹ La CLPE vede numerosi e diversi documenti normativi di riferimento, guide di buone prassi e codici di settore (EN 60079-10-1, IP15, IGEM/SR/25, CEI 31-35, SEK Handbook 426, NPR 7910-1, API RP 505, NFPA 497, AS/NZS 2430, IS 5572, ecc.).

² Miscela in aria di una sostanza infiammabile che si può formare in un ambiente dove una eventuale sua accensione si propaga all'intera miscela con effetti trascurabili o meno (si veda l'articolo 288 del dlgs 9 aprile 2008, n. 81, *Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro* e successive modificazioni e integrazioni).

perdita di contenimento/tenuta di un sistema³ e valutare la presenza dell'*atmosfera esplosiva* con calcolo probabilistico (frequenza e durata in un anno) attraverso i tassi di guasto con la possibile generalizzazione⁴ ed estensione anche alle emissioni in funzionamento normale⁵ considerando in aggiunta i relativi tassi di rilascio.

Data una sorgente di emissione⁶ (d'ora in poi, SE), per ogni possibile zona pericolosa⁷ (d'ora in poi, ZP) associata (figura 2), la probabilità di presenza dell'*atmosfera esplosiva* P_{atex} si calcola come segue e il tipo di ZP si determina secondo le combinazioni riportate nella tabella 1.



$$P_{atex} = \frac{t_{patm}}{t_{h/a}} \quad (1)$$

Figura 2 - Rappresentazione di una delle ZP possibili di una flangia

dove

P_{atex} probabilità di presenza di una *atmosfera esplosiva* in un anno (numero adimensionale inferiore o uguale all'unità);

t_{patm} tempo di presenza di una atmosfera esplosiva riferito al numero di ore annue $t_{h/a}$ [h/a];

$t_{h/a}$ numero di ore annue assunte.

Nota: Considerando che P_{atex} viene generalmente calcolato su una base annua di 10 000 ore e che questo valore è tradizionalmente impiegato per le valutazioni di affidabilità, per gli scopi del *metodo probabilistico*, si continuerà ad assumere $t_{h/a} = 10\,000$ h/a anche se forse è preferibile riferirsi alle più realistiche 8760 ore annue badando, in ogni caso, che $t_{patm} \leq t_{h/a}$.

³ Impianto, sue parti, apparati, dispositivi o singolo componente (guarnizione flangia, pacchetto di tenuta stelo valvola, membrana regolatore di pressione, ecc.) da cui può essere emessa una o più sostanze infiammabili per perdita di tenuta dovuta a guasto.

⁴ La guida CEI 31-35:2012, all'articolo 5.10.1, sembra relegare le analisi operazionali e i calcoli probabilistici alla sola verifica (nel testo, si indica "rettifica") dei risultati di classificazione ottenuti attraverso la *via tradizionale* ma, come apparirà evidente, i predetti diversi metodi di valutazione non hanno necessariamente una funzione ancillare.

⁵ Si tratta delle emissioni di grado continuo (emissioni continue o che possono avvenire frequentemente o per lunghi periodi) e delle emissioni di primo grado (emissioni che possono avvenire periodicamente oppure occasionalmente durante il funzionamento).

⁶ Punto o parte da cui viene emessa una sostanza infiammabile per guasto.

⁷ Zona pericolosa (o zone pericolose) associata a una SE per la presenza di una *atmosfera esplosiva* dovuta al guasto con effetti trascurabili o meno dell'eventuale esplosione.

Zona pericolosa ZP	Probabilità di presenza di una atmosfera esplosiva P_{atex} -	Presenza di una atmosfera esplosiva $t_{patm} = P_{atex} \cdot t_{h_a}$ [h/a]	Rischio di esplosione R_{atex} [1/a]
Zona 0 GD	$P_{atex} > 10^{-1}$	$t_{patm} > 1000$	$> R_T$
Zona 1 GD	$10^{-1} \geq P_{atex} > 10^{-3}$	$1000 \geq t_{patm} > 10$	$> R_T$
Zona 2 GD	$10^{-3} \geq P_{atex} > 10^{-5}$	$10 \geq t_{patm} > 0,1$	$> R_T$
ZP NE ⁸	$P_{atex} > 10^{-5}$	$t_{patm} > 0,1$	$\leq R_T$
ZP NP ⁹	$P_{atex} \leq 10^{-5}$	$t_{patm} \leq 0,1$	$\leq R_T$

Nota 1 Per indicare se il tipo di zona è riferito a un gas infiammabile o a una polvere combustibili, si è scelto di impiegare le lettere G (gas) e D (dust), mutuando dalle marcature delle costruzioni Ex, abbandonando l'inutile indicazione 20, 21 e 22 per le poveri (per le nebbie, si potrebbe aggiungere la lettera M "mist").

Nota 2 I valori indicati nella colonna t_{patm} sono calcolati considerando $t_{h/a} = 10\,000$ h/a.

Nota 3 È interessante segnalare che nella guida IP15 [1] il campo di variazione della Zona 2 è $10^{-3} \geq P_{atex} > 10^{-4}$.

Nota 4 Il rischio R_{atex} è la combinazione di diversi fattori (probabilità di presenza P_{atex} , probabilità di presenza di sorgenti di accensione efficaci, probabilità di danno esposizione al pericolo, gravità del danno considerando anche i provvedimenti di protezione adottati, ecc.) e in tabella si evidenzia - senza entrare nel dettaglio - la sua tollerabilità nel caso di danni trascurabili (ZP NE) o di probabilità di presenza P_{atex} trascurabile.

Nota 5 Il rischio tollerabile R_T è il massimo valore di rischio tollerato annuo in caso di accensione di una atmosfera esplosiva con valori tipici 10^{-5} perdite/anno o 10^{-6} perdite/anno.

Tabella 1 - Tipi di ZP secondo la probabilità di presenza dell'*atmosfera esplosiva*

Per un sistema, quando noti i tassi di guasto, nell'ipotesi semplificativa che i guasti siano indipendenti e mutuamente esclusivi, il tempo di presenza t_{patm} da inserire nella (1) si calcola come segue:

$$t_{patm} = \left(c_{\lambda 0} \cdot \lambda_0 \cdot (t_{es})_0 \cdot (t_e + t_{perm} + t_p)_0 + \sum_{i=1}^M n_i \cdot c_{\lambda i} \cdot \lambda_i \cdot (t_{es})_i \cdot (t_e + t_{perm} + t_p)_i \right) \cdot \frac{t_{h/a}}{8760} \quad (2)$$

dove, oltre quanto già definito, indicando a pedice con "0" (zero) la SE considerata e con "i" le ulteriori i-esime SE presenti.

- c_{λ} coefficiente correttivo del tasso di guasto per calcolare l'effettivo contributo alla ZP in esame (numero adimensionale);
- λ tasso di guasto per ora di esercizio (funzionamento) [guasto/h];
- λ_i tasso di guasto per ora di esercizio (funzionamento) [guasto/h];
- M numero delle ulteriori i-esime SE presenti (numero adimensionale);
- t_{es} tempo effettivo di esercizio (funzionamento) della SE in un anno [h/a];
- t_e tempo effettivo di emissione della SE in un anno [h/guasto];
- t_{perm} tempo effettivo di permanenza della ZP in esame [h/guasto];
- t_p tempo effettivo di persistenza della ZP in esame [h/guasto].
- 8760 numero di ore annue considerando 365 giorni in un anno [h/a];
- f_{SE} fattore di efficacia della ventilazione in prossimità della SE che può assumere (convenzionalmente) valori tra 1 e 5, a seconda dell'efficacia della detta ventilazione (numero adimensionale);
- C numero di ricambi d'aria nell'unità di tempo, in prossimità della SE, del volume ipotetico (pericoloso) [1/s];

⁸ ZP NE (*Negligible Extent*): zona pericolosa per la presenza di una *atmosfera esplosiva* dovuta al guasto con effetti trascurabili dell'eventuale esplosione.

⁹ ZP NP (*Negligible Presence*): zona pericolosa per la presenza di una *atmosfera esplosiva* dovuta al guasto con effetti non trascurabili dell'eventuale esplosione con trascurabile probabilità di presenza in un anno.

k fattore di sicurezza della singola SE con valore pari a 0,25, per emissioni di grado continuo e primo, e 0,5 per emissione di grado secondo (numero adimensionale);
 LEL_v limite inferiore volumetrico di infiammabilità della sostanza infiammabile emessa [%];
 X_0 concentrazione della sostanza infiammabile in prossimità della SE dopo l'interruzione dell'emissione a partire dall'intervento efficace della ventilazione [%]¹⁰.

Nota: I tempi indicati come "effettivi" sono tempi reali non riferiti alla base convenzionale assunta dei tempi.

2. Applicazione pratica

Il vaglio del *metodo probabilistico* è realizzato su un assieme¹¹ (d'ora in poi, *sistema*) soggetto alle direttive PED e Atex che costituisce una sezione di un impianto di miscelazione e regolazione fluidi (gas naturale, ossigeno e aria compressa strumentale) in un processo industriale.



Foto 1 - Assieme per l'intercettazione, misura e regolazione di fluidi di processo (*sistema*)

Il *sistema* è realizzato per funzionare alle seguenti condizioni:

- il processo è interrompibile in qualsiasi momento ed è previsto un esercizio di 7200 ore annue;
- le flange hanno tenuta in fibra compressa;

¹⁰ In presenza di gas, la guida CEI 31-35 assume per X_0 un valore pari a 50% o un valore da determinare sulla base della pressione di vapore mentre la norma CEI EN 60079-10-1:2010 assume un valore pari a 100: in attesa di chiarimenti sulle non ben definite indicazioni della norma CEI EN 60079-10-1:2010, a favore della sicurezza, si assume il valore 100%.

¹¹ Prodotto costituito dalla combinazione di due o più apparecchi e di eventuali dispositivi e/o componenti che viene immesso sul mercato e/o messo in servizio da una persona responsabile (fabbricante) come singola unità funzionale.

- le flange di attacco di ingresso e uscita del sistema sono sollecitate a taglio e torsione dalle tubazioni di impianto (funzionamento in *condizioni avverse*¹²);
- sono previste ispezioni di inizio/fine turno di 8 ore giornaliere e, fuori orario di esercizio, il sistema viene intercettato attraverso la valvola generale.

Sostanza	Temperatura di esercizio [°C]	Pressione relativa nominale (ingresso) p_n [bar]	Pressione relativa nominale (uscite) p_n [bar]
Gas naturale	-10÷50	2,5	1,5 0,5 0,1

Nota 1 Per rendere più agevoli i riferimenti, i livelli di pressione verranno indicati con le seguenti sigle:
 AP (alta pressione) per 2,5 e 1,5 bar, assumendo per i calcoli la pressione di 2,5 bar;
 MP (media pressione) per 0,5 bar;
 BP (bassa pressione) per 0,1 bar.

Nota 2 Il gas naturale considerato ha massa molare $M = 17,77 \text{ kg/kmole}$, temperatura di infiammabilità $T_i < 0^\circ\text{C}$, temperatura di accensione $T_{acc} = 482^\circ\text{C}$, limite inferiore di infiammabilità $LEL_v = 4,43\%$, gruppo delle costruzioni elettriche e classe di temperatura IIAT1

Tabella 2 - Condizioni operative del sistema

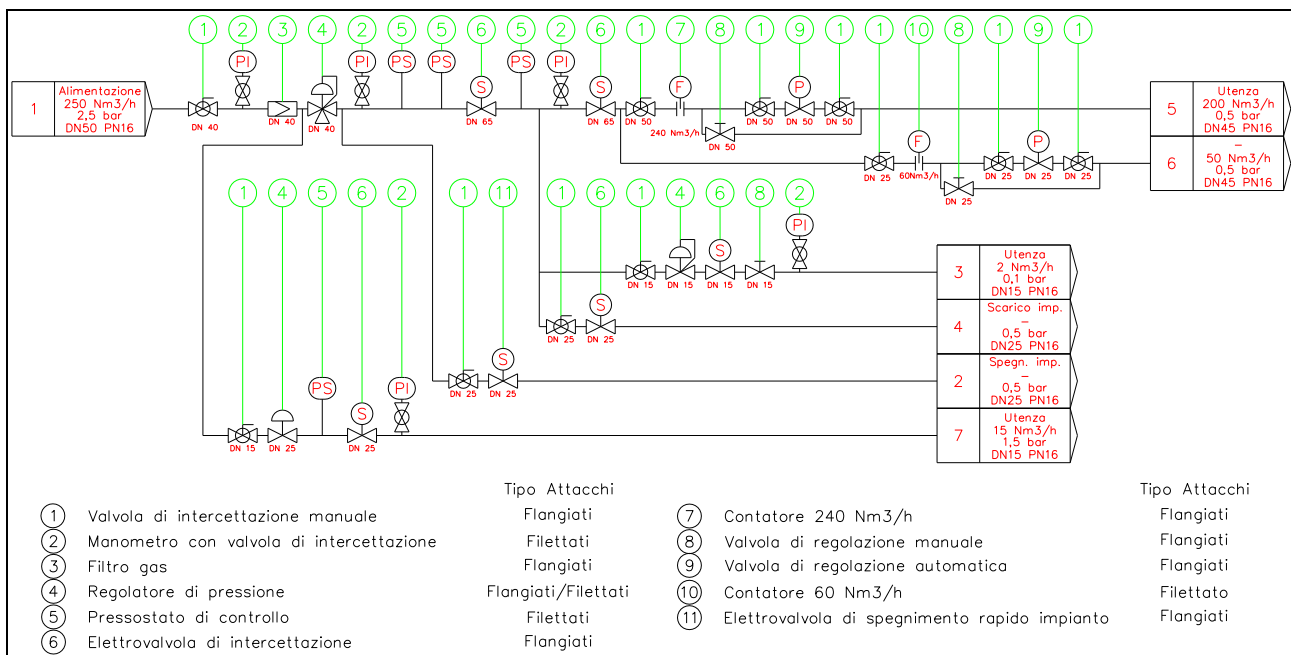


Figura 3 - Schema del sistema limitatamente delle sole parti del gas naturale

3. Individuazione delle sorgenti di emissione

Dall'esame del *sistema* e dei suoi componenti, si individuano le sorgenti di emissione¹³ (d'ora in poi, SE) e le relative caratteristiche (tabella 3).

¹² Le *condizioni avverse* si hanno in presenza di sostanze con impurità o condense, vibrazioni, ambienti aggressivi, eccetera; diversamente si hanno *condizioni normali* di funzionamento.

¹³ Punto o parte da cui viene emessa una sostanza infiammabile per guasto.

n.	Sorgente di emissione	Grado (o gradi) di emissione	Pressione relativa di emissione p [bar]	Area di emissione S [mm ²]	Fattore di efficacia della ventilazione della SE f_{SE}	Temp. di efflusso T [°C]	Tasso di guasto λ [guasto/h]
SE01	Flangia AP	Secondo	2,5	2,5	3	20	$1,53 \cdot 10^{-5}$ [4]
SE02	Flangia MP	Secondo	0,5	2,5	3	20	$1,53 \cdot 10^{-5}$ [4]
SE03	Flangia BP	Secondo	0,1	2,5	3	20	$1,53 \cdot 10^{-5}$ [4]
SE04	Filettatura AP	Secondo	2,5	0,25	3	20	$5 \cdot 10^{-8}$ [5]
SE05	Filettatura MP	Secondo	0,5	0,25	3	20	$5 \cdot 10^{-8}$ [5]
SE06	Filettatura BP	Secondo	0,1	0,25	3	20	$5 \cdot 10^{-8}$ [5]
SE07	Porta strumenti AP	Secondo	2,5	0,25	3	20	$4,38 \cdot 10^{-6}$ [5]+[8]
SE08	Porta strumenti MP	Secondo	0,5	0,25	3	20	$4,38 \cdot 10^{-6}$ [5]+[8]
SE09	Porta strumenti BP	Secondo	0,1	0,25	3	20	$4,38 \cdot 10^{-6}$ [5]+[8]
SE10	Valvola AP	Secondo	2,5	0,25	3	20	$1 \cdot 10^{-7}$ [2]
SE11	Valvola MP	Secondo	0,5	0,25	3	20	$1 \cdot 10^{-7}$ [2]
SE12	Valvola BP	Secondo	0,1	0,25	3	20	$1 \cdot 10^{-7}$ [2]
SE13	Regolatrice manuale	Secondo	0,5	0,25	3	20	$1,52 \cdot 10^{-7}$ [6]
SE14	Regolatrice automatica	Secondo	0,5	0,25	3	20	$2,93 \cdot 10^{-6}$ [7]
SE15	Riduttore AP	Secondo	2,5	0,25	3	20	$5 \cdot 10^{-7}$ [2]
SE16	Riduttore MP	Secondo	0,5	0,25	3	20	$5 \cdot 10^{-7}$ [2]
SE17	Filtro	Secondo	0,5	0,25	3	20	$9,9 \cdot 10^{-7}$ [5]

Tabella 3 - Caratteristiche delle SE del sistema

4. Determinazione dell'estensione delle zone pericolose

Secondo i dati raccolti e le ipotesi assunte, considerando che il *sistema* è previsto per essere installato in un ambiente industriale chiuso con le caratteristiche indicate nella tabella 4, applicando la norma CEI EN 60079-10-1 [9] e la guida CEI 31-35 [10], si ottiene la zona classificata in figura 4.

Ambiente	Tipo di ambiente	Temperatura ambiente T_a [K] (°C)	Pressione atmosferica p_a [Pa]	Volume libero dell'ambiente V_a [m ³]	Ricambio d'aria ambiente [1/h]	Velocità dell'aria w_a [m/s]	Fattore di efficacia della ventilazione f_a	Disponibilità della ventilazione
Servizi generali	Chiuso	313,15 (40)	101325	75 000	0,25	0,05	1	Buona

Tabella 4 - Caratteristiche dell'ambiente in cui è installato il sistema

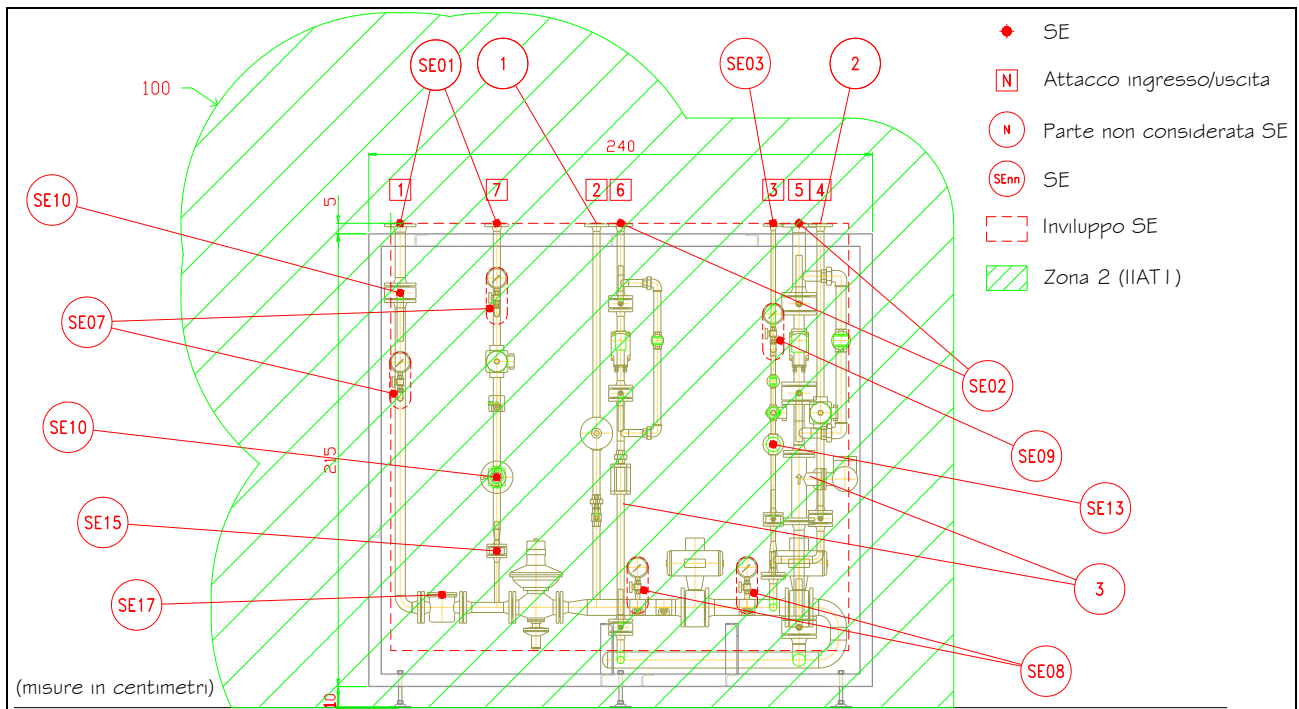


Figura 4 - Inviluppo delle zone pericolose del sistema secondo la guida CEI 31-35

n.	Sorgente di emissione	Portata di emissione Q_g [g/s]	Volume ipotetico (pericoloso) V_z [m ³]	Tempo di persistenza zona t_p [h]	Distanza pericolosa d_z [m]	Quota a [m]	Grado di ventilazione	Zona pericolosa
SE01	Flangia AP	1,27	9,95	0,13	0,8	1	Medio	Zona 2 (IIAT1)
SE02	Flangia MP	0,55	2,14	0,06	0,5	0,5	Medio	Zona 2 (IIAT1)
SE04	Filettatura AP	0,13	0,3	0,04	0,3	0,5	Medio	Zona 2 (IIAT1)
SE05	Filettatura MP	0,055	0,09	0,03	0,15	0,2	Medio	Zona 2 (IIAT1)
SE07	Porta strumenti AP	0,13	0,3	0,04	0,3	0,5	Medio	Zona 2 (IIAT1)
SE10	Valvola AP	0,13	0,3	0,04	0,3	0,5	Medio	Zona 2 (IIAT1)
SE11	Valvola MP	0,055	0,09	0,03	0,15	0,2	Medio	Zona 2 (IIAT1)
SE13	Regolatrice manuale	0,055	0,09	0,03	0,15	0,2	Medio	Zona 2 (IIAT1)
SE14	Regolatrice automatica	0,055	0,09	0,03	0,15	0,2	Medio	Zona 2 (IIAT1)
SE15	Riduttore AP	0,13	0,3	0,04	0,3	0,5	Medio	Zona 2 (IIAT1)
SE17	Filtro	0,055	0,09	0,03	0,15	0,2	Medio	Zona 2 (IIAT1)

Tabella 5 - Caratteristiche delle ZP delle principali SE del sistema (per definizioni e criteri di calcolo si rinvia alla guida CEI 31-35 [10])

5. Determinazione del tipo di zona pericolosa secondo il *metodo probabilistico*

Ulteriore e fondamentale passo è la determinazione del tipo o tipi di ZP secondo la probabilità di presenza risultante dalla successione “nel tempo” (*sovrapposizione*) delle singole ZP associate alle SE.

Il modo naturale per “qualificare” le ZP sarebbe “mappare” punto per punto la probabilità di presenza dell’*atmosfera esplosiva* all’interno dell’involuppo individuato (figura 4) ma, per rendere più agevole lo studio iniziale, si procede valutando per ogni ZP associata alla singola SE la probabilità di presenza risultante dalla *sovrapposizione* della ZP esaminata con le ZP concorrenti dovute alle altre SE presenti.

Procedendo per successivi gradi di approssimazione (la valutazione delle intersezioni nello spazio è operazione laboriosa come si può immaginare dalla figura 5), il primo tentativo è quello di considerare concorrenti le ZP delle SE che rispettano la condizione (3), condizione necessaria ma non sufficiente a garantire l’effettiva intersezione spaziale delle ZP ottenute (condizione di prossimità)

$$d_{0i} \leq \text{quota} a_0 + \text{quota} a_i \quad (3)$$

dove

d_{0i} distanza tra la SE considerata e una restante i-esima SE [m];

quota a_0 distanza pericolosa assunta per la SE considerata/i-esima SE [m];

quota a_i distanza pericolosa assunta per la i-esima SE [m].

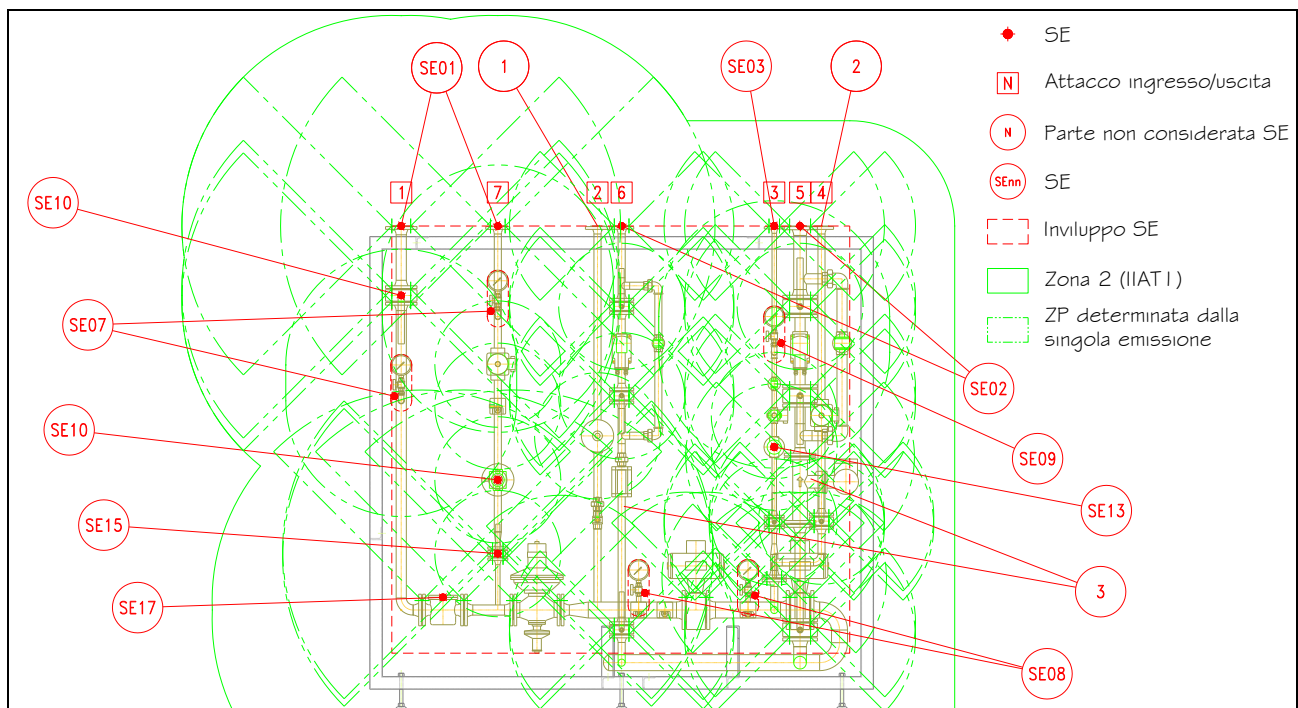


Figura 5 - ZP determinate dalle diverse SE del sistema

Il componente più critico risulta essere la giunzione filettata posta subito a monte della valvola di regolazione manuale 8 sul by-pass del ramo 6 del sistema (figura 3) per il quale, presi i dati in tabella 6, dalla (1) e dalla (2), la probabilità di presenza della ZP complessiva risultante (ZP valvola + ZP prossime) risulta pari a

$$P_{atex} = \left(c_{\lambda 0} \cdot \lambda_0 \cdot (t_{es})_0 \cdot (t_e + t_{perm} + t_p)_0 + \sum_{i=1}^{18} n_i \cdot c_{\lambda i} \cdot \lambda_i \cdot (t_{es})_i \cdot (t_e + t_{perm} + t_p)_i \right) \cdot \frac{t_{h/a}}{8760^2} \quad (4)$$

$$= 9,8 \cdot 10^{-4} \Rightarrow \text{Zona2} (10^{-3} \geq P_{atex} > 10^{-5})$$

n.	SE	Tasso di guasto λ [guasto/h]	Coefficiente correttivo c_{λ}	SE prossime	Tempo di persistenza t_p [h]
1	Flangia AP	$1,53 \cdot 10^{-5}$	0,25	8	0,13
2	Flangia MP	$1,53 \cdot 10^{-5}$	0,25	18	0,06
3	Flangia BP	$1,53 \cdot 10^{-5}$	0,25	1	0,06
4	Filettatura AP	$5 \cdot 10^{-8}$	0,25	4	0,04
5	Filettatura MP	$5 \cdot 10^{-8}$	0,25	27	0,03
6	Filettatura BP	$5 \cdot 10^{-8}$	0,25	5	0,03
7	Porta strumenti AP	$4,38 \cdot 10^{-6}$	0,25	2	0,04
8	Porta strumenti MP	$4,38 \cdot 10^{-6}$	0,25	5	0,03
9	Porta strumenti BP	$4,38 \cdot 10^{-6}$	0,25	1	0,03
10	Valvola AP	$1 \cdot 10^{-7}$	1	2	0,04
11	Valvola MP	$1 \cdot 10^{-7}$	1	11	0,03
12	Valvola BP	$1 \cdot 10^{-7}$	1	1	0,03
13	Regolatrice manuale	$1,52 \cdot 10^{-7}$	1	3	0,03
14	Regolatrice automatica	$2,93 \cdot 10^{-6}$	1	2	0,03
15	Riduttore AP	$5 \cdot 10^{-7}$	1	2	0,04
16	Riduttore MP	$5 \cdot 10^{-7}$	1	1	0,03
17	Filtro	$9,9 \cdot 10^{-7}$	0,25	0	0,03
18	Contatore	-	-	1	-

Tabella 6 - SE prossime alla giunzione filettata posta subito a monte della valvola di regolazione manuale 8 sul by-pass del ramo 6 del sistema

Il risultato è congruente a quanto ottenuto attraverso la CLPE tradizionale (tabella 5) e, per la successiva fase di approssimazione, si può passare alla effettiva verifica della "condizione di prossimità" ovvero all'effettiva verifica delle intersezioni tra le ZP intersecano effettivamente la ZP della SE considerata) riducendo, se possibile, le SE individuate in tabella 6: proseguendo in tal modo, si riscontrerebbe che le SE da considerare sarebbero 6 flange AP, 15 flange MP e così via (per maggiori dettagli, si rinvia all'articolo [11]).

6. Componenti isolati e "densità tecnica"

Per i sistemi complessi, il *metodo probabilistico* non è di facile utilizzo ma lo diventa con pochi o isolati componenti come si può riscontrare in questi due comunissimi casi di componenti nel cui intorno non ci sono altre SE (componenti isolati).

I caso: flangia con le medesime caratteristiche della SE01 (tabella 3) con zona classificata con probabilità di presenza della ZP pari a

$$P_{atex} = c_{\lambda} \cdot \lambda \cdot t_{es} \cdot (t_e + t_{perm} + t_p) \cdot \frac{t_{h/a}}{8760^2} =$$

$$= 0,25 \cdot 1,53 \cdot 10^{-5} \cdot 10000 \cdot (8 + 0,5 + 0,13) \cdot \frac{10000}{8760^2} = \quad (5)$$

$$= 3,1 \cdot 10^{-5} \Rightarrow \text{Zona2} (10^{-3} \geq P_{atex} > 10^{-5})$$

Il caso: giunzione filettata con le medesime caratteristiche della SE04 (tabella 3) senza zona classificata in quanto la probabilità di presenza della ZP è pari a

$$\begin{aligned}
 P_{\text{atex}} &= c_{\lambda} \cdot \lambda \cdot t_{\text{es}} \cdot (t_e + t_{\text{perm}} + t_p) \cdot \frac{t_{\text{h/a}}}{8760^2} = \\
 &= 0,25 \cdot 8 \cdot 10^{-8} \cdot 10000 \cdot (8 + 0,5 + 0,04) \cdot \frac{10000}{8760^2} = \quad (6) \\
 &= 1 \cdot 10^{-7} \Rightarrow \text{ZPNP} (P_{\text{atex}} < 10^{-5})
 \end{aligned}$$

Dalla (4) e seguenti, è possibile ricavare il numero massimo di componenti N (più o meno omogenei) in un dato spazio (densità tecnica) per ottenere un certo tipo di ZP; dalla (6) si ottiene

$$N = \frac{P_{\text{atex}}}{c_{\lambda} \cdot \lambda \cdot t_{\text{es}} \cdot (t_e + t_{\text{perm}} + t_p) \cdot \frac{t_{\text{h/a}}}{8760^2}} \quad (7)$$

7. Criticità

Il metodo di valutazione descritto ha carattere di studio iniziale pilota e richiede maggiori ulteriori approfondimenti per le implicazioni che comporta, per esempio, sui componenti isolati, e deriva la sua validità, in primis, da tassi di guasto che siano validi, credibili e applicabili all'attività specifica di CLPE o di progettazione di prodotti per i quali è necessario valutare il rischio di esplosione, questione niente affatto scontata o secondaria [12].

8. Bibliografia

- [1] *Model code of safe practice Part 15: Area classification - Code for installations handling flammable fluids*, 2005, Energy Institute, London.
- [2] *IGEM/SR/25 Hazardous area classification of natural gas installations*, Institution of Gas Engineers and Managers, UK, 2010, table 6.
- [3] *Guide A Environmental design*, CIBSE, UK, 1999, table 4.11 *Empirical values for air infiltration and heat loss due to air infiltration for factories*.
- [4] *NPRD-95 Nonelectronic Parts Reliability Data*, Reliability Information Analysis Center (RiAC), Department of Defense, USA, 1995.
- [5] Faradip-Three, *Failure Rate Data In Perspective*, version 7.0, UK, 2013.
- [6] *Guidelines for process equipment reliability data*, Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers (AIChE), USA, 1989.
- [7] *Offshore RELiability DATA Handbook (OREDA)*, Det Norske Veritas (DNV), Norway, 2002-1997-1992.
- [8] *IEEE 500-1984 Reliability Data for Pumps and Drivers, Valve Actuators, and Valves*, IEEE Standard, USA, 1984.
- [9] CEI EN 60079-10-1:2010 *Atmosfere esplosive - Parte 10-1: Classificazione dei luoghi. Atmosfere esplosive per la presenza di gas*.
- [10] CEI 31-35:2012 *Atmosfere esplosive - Guida alla classificazione dei luoghi pericolosi per la presenza di gas in applicazione della norma CEI EN 60 079-10-1 (CEI 31-87)*.
- [11] A.Barberio: "Determinazione delle zone pericolose", *Elettrificazione*. vol. 6/7, n. 705, 2014, pp. 54-63 (prima parte) e vol. 8/9, n. 706, 2014, pp. 26-31 (seconda parte).
- [12] P.A. Bragatto, C. Delle Site, A. Faragnoli: "Importanza dei dati affidabilistici per le analisi del rischio: Progetto FAIL", negli atti del convegno SAFAP "Sicurezza ed affidabilità delle attrezzature a pressione – La gestione del rischio dalla costruzione all'esercizio", Sessione plenaria, Napoli, 2012.

I fattori umani e organizzativi nella valutazione dei rischi di esposizione ad atmosfere esplosive

J. Geng*, S. Murè*, G. Camuncoli*, M. Demichela**

*ARIA S.r.l.

**SAFeR, Dipartimento di Scienza Applicata e Tecnologia, Politecnico di Torino

Sommario

Le metodologie adottate per la valutazione dei rischi di esposizione ad atmosfere esplosive nei luoghi di lavoro consistono per lo più in un approccio semi-quantitativo basato sulla probabilità di formazione di un'atmosfera esplosiva, sulla probabilità della presenza di una fonte di accensione efficace e sulle conseguenze di un'esplosione. In generale, la procedura di valutazione in questo ambito può essere suddivisa in quattro fasi, quali: la classificazione in zone pericolose interne ed esterne ad un'apparecchiatura, l'individuazione delle fonti di accensione efficaci, l'analisi delle conseguenze e la valutazione del rischio. Nonostante i numerosi interventi su impianti ed apparecchiature da parte degli operatori, in nessuna delle fasi sopracitate le attuali metodologie di valutazione consentono di tenere conto dell'influenza dei fattori umani e organizzativi.

Pertanto, prendendo spunto da questa carenza metodologica è stata sviluppata una metodologia avanzata per la valutazione dei rischi di esposizione ad atmosfere esplosive, che consente di tenere conto della probabilità dell'errore umano, calcolato mediante la procedura THERP (Technique for Human Error Rate Prediction).

1. Introduzione

La valutazione dei rischi di esposizione ad atmosfera esplosiva è obbligatoria ai sensi del Titolo XI del Decreto Legislativo 81/08 e s.m.i. quando nei luoghi di lavoro si possa verificare la presenza di un'atmosfera esplosiva, ossia una *miscela con l'aria, a condizioni atmosferiche, di sostanze infiammabili allo stato di gas, vapori, nebbie o polveri in cui, dopo accensione, la combustione si propaga nell'insieme della miscela incombusta* (art.288, così come modificato dal D.Lgs. 106/09).

Lo standard CEI EN 60079-10-1, 2010: *Atmosfere esplosive, Parte 10-1: Classificazione dei luoghi. Atmosfere esplosive per la presenza di gas* [1], come principio generale di sicurezza, richiede che, *gli impianti dove vengono lavorate o depositate sostanze infiammabili devono essere progettati, eserciti e mantenuti in modo da ridurre al minimo le loro emissioni e le conseguenti estensioni dei luoghi pericolosi, sia nel funzionamento normale, sia in quello anormale, con riferimento alla frequenza, durata e quantità delle emissioni*. Quindi, nei casi in cui vi sia la possibilità di formazione di un'atmosfera esplosiva, occorre escludere la contemporanea presenza di una sorgente di accensione efficace, e laddove questo non sia possibile, occorre che siano adottate adeguate misure di protezione contro le esplosioni, così come previsto dallo standard UNI EN 1127 – 1, 2011: *Atmosfere esplosive, Prevenzione dell'esplosione e protezione contro l'esplosione – parte 1: concetti fondamentali e metodologia* [2].

Gli approcci metodologici di cui ai sopracitati standard e ad altri correlati, usualmente adottati per la classificazione in zone pericolose e per l'identificazione delle potenziali sorgenti di accensione, non consentono di tenere conto dell'influenza dei fattori umani e organizzativi, sebbene la valutazione dei rischi debba tenere conto, oltre che del funzionamento normale, anche della messa in servizio, delle fermate, della manutenzione e del riavvio, attività che prevedono numerosi interventi da parte degli operatori.

2. Analisi dell'affidabilità umana e THERP

L'affidabilità umana è la probabilità che una persona svolga correttamente alcune attività richieste da un "sistema" in un determinato periodo di tempo e non esegua alcuna attività estranea che possa degradare il sistema stesso [3]. Per l'analisi dell'affidabilità umana (HRA, Human Reliability Analysis) sono state messe a punto numerose tecniche [4][5], tra cui le più significative sono:

- HEART (Human Error Assessment and Reduction Technique),
- CREAM (Cognitive Reliability and Error Analysis Method),
- NARA (Nuclear Action Reliability Assessment),
- THERP (Technique for Human Error Rate Prediction).

Tra le tecniche sopracitate, nonostante sia la meno recente, l'approccio THERP risulta essere ancora valido ed efficiente per una stima quantitativa dell'errore umano.

Secondo il Manuale di THERP, sviluppato da Swain e Guttmann [6], l'uomo può essere considerato come un componente di un sistema a circuito chiuso, che riceve informazioni (input) dall'ambiente esterno in cui si trova, ad es. il luogo di lavoro, e mette in atto un processo di apprendimento che comprende una prima fase di rilevamento, seguita poi dalla differenziazione e dalla percezione delle informazioni ricevute. Il risultato finale di questo apprendimento è un'azione di risposta verso l'ambiente esterno (output), influenzato da tre diversi tipi di comportamento umano: basato sull'esperienza (skill-based behavior), sull'applicazione di regole (rule-based behavior), sulla conoscenza (knowledge-based behavior).

Per quantificare la probabilità di errore umano (HEP, Human Error Probability), THERP si basa su un albero degli eventi di tipo binario, su cui si riporta il posizionamento del successo/errore dell'uomo sullo stesso piano del successo/guasto di un qualsiasi componente di un sistema. Per ogni scelta effettuata, si calcola la probabilità di errore umano, fino ad arrivare al calcolo complessivo mediante approccio Bayesiano.

3. Procedura di valutazione del rischio esplosione e fattori umani e organizzativi

In accordo al Titolo XI del D.Lgs. 81/08 e s.m.i., la procedura di valutazione del rischio esplosione si compone delle seguenti quattro fasi:

- classificazione in zone pericolose, al fine di definire la probabilità e la durata della presenza di atmosfere esplosive;
- identificazione delle fonti di innesco, al fine di definire la probabilità che le fonti di accensione, comprese le scariche elettrostatiche, siano presenti e divengano attive ed efficaci;
- valutazione delle conseguenze, al fine di quantificare l'entità dei danni prevedibili;
- valutazione dei rischi, tenendo conto delle misure di prevenzione e protezione presenti.

In generale, la valutazione analitica del rischio può essere determinata in secondo la seguente formula:

$$R = P * C * D \quad (1)$$

dove:

- R è il rischio,
- P è il fattore di pericolo, ovvero la probabilità di esistenza del pericolo,
- C è il fattore di contatto, ovvero la probabilità che il pericolo P possa causare danni,
- D è il fattore di danno stesso, che rappresenta l'entità dell'eventuale danno che potrebbe verificarsi.

Nell'ambito della valutazione del rischio esplosione [7], i fattori sopra descritti assumono il significato riportato nelle tabelle seguenti:

Classificazione zona pericolosa	Descrizione	Indice P
Zona 0/20	Luogo in cui l'atmosfera esplosiva è presente continuativamente o per lunghi periodi	3
Zona 1/21	Luogo in cui l'atmosfera esplosiva è presente occasionalmente	2
Zona 2/22	Luogo in cui l'atmosfera esplosiva è presente raramente o quasi mai	1
Zona NE	Luogo in cui l'atmosfera esplosiva non è mai presente	0

Tabella 1 - fattore di pericolo P

Tipologia presenza	Descrizione	Indice C
Sempre presente	Esistono sempre una o più sorgenti efficaci che potrebbero determinare l'accensione della nube esplosiva	3
Talvolta	Le sorgenti risultano non sempre efficaci, determinando l'accensione della nube esplosiva solo in seguito a disfunzioni o malfunzionamenti	2
Raramente	Le sorgenti potrebbero determinare raramente o quasi mai l'accensione della nube esplosiva	1
Inesistenti	Le sorgenti d'innescio non sono mai presenti e non possono determinare l'accensione della nube esplosiva	0

Tabella 2 - fattore di contatto C

Classificazione zona pericolosa	Descrizione	Indice D
Zona 0/20	L'atmosfera esplosiva è sempre presente o per lunghi periodi	3
Zona 1/21	L'atmosfera esplosiva è presente occasionalmente	2
Zona 2/22	L'atmosfera esplosiva è presente raramente o quasi mai	1
Zona NE	L'atmosfera esplosiva non è mai presente	0

Tabella 3: fattore di danno D

A questo indice D sono sommati altri fattori che serviranno per determinare il fattore D da utilizzare per la valutazione del rischio da atmosfere esplosive, quali ad esempio la presenza dei lavoratori, il volume della nube, e così via.

Nella Figura 1 è riportato uno schema della procedura di valutazione del rischio esposizione ad atmosfere esplosive, con l'integrazione dell'approccio tradizionale con i fattori umani e organizzativi (HOFs).

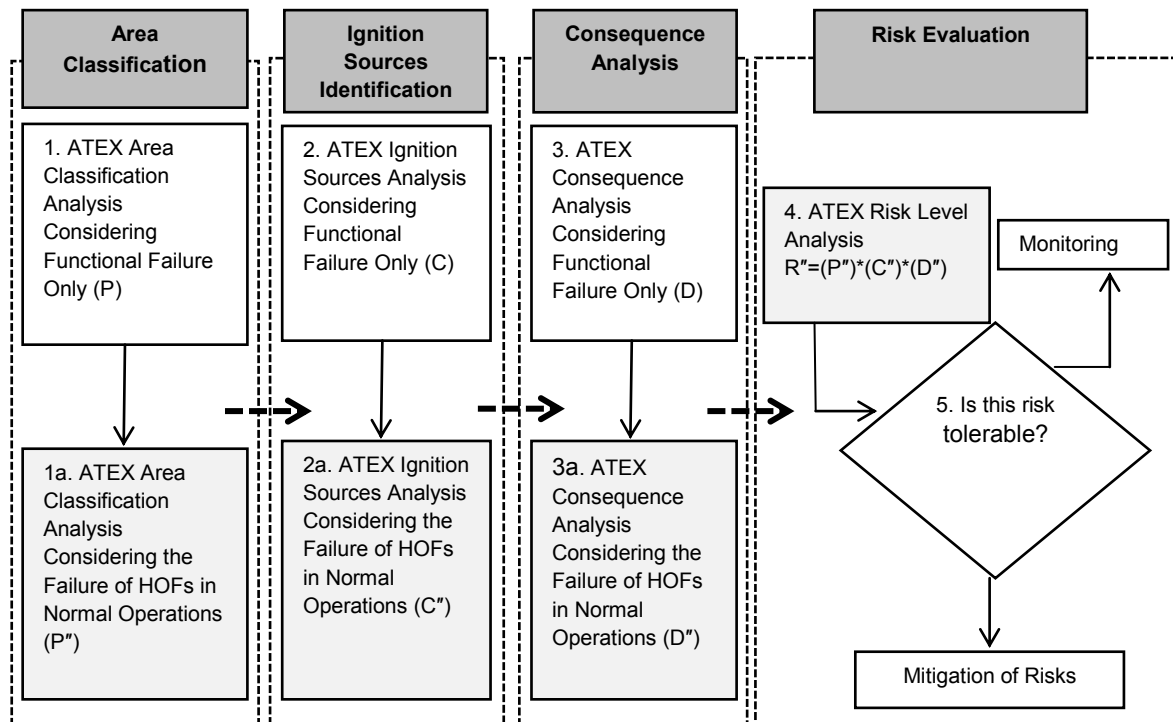


Figura 1 - Procedura di valutazione del rischio esplosione integrate con HOFs.

Nell'approccio tradizionale, s'ipotizza che i comportamenti umani siano sempre corretti e pertanto non influenzano la definizione dei fattori di rischio, P, C e D. Nell'approccio messo a punto nell'ambito di questo studio, si introduce l'analisi dell'affidabilità umana in ogni fase di valutazione. Nella valutazione del rischio ATEX sviluppato, analisi dell'affidabilità umana viene introdotto in ogni fase, al fine di identificare la probabilità di errore umano (HEP) e le conseguenze derivanti.

4. Caso Studio

4.1 Descrizione del caso studio

Partendo dalla valutazione dei rischi di esplosione con approccio tradizionale di un'azienda italiana del settore alimentare, è stato applicato il metodo integrato con i fattori umani e organizzativi e sono stati confrontati i risultati ottenuti.

Nello stabilimento oggetto di valutazione sono prodotti stabilizzanti alimentari, con uso di amidi, farine e zucchero in polvere. L'impianto di produzione si compone di tre linee e ciascuna di essa presenta una stazione di carico delle materie prime, un'unità di miscelazione e un'unità di confezionamento in sacchi del prodotto finito. Sono presenti circa una quarantina di apparecchiature con altrettante sorgenti di emissione di atmosfere esplosive.

La valutazione con l'approccio cosiddetto integrato è stata condotta in particolare per una stazione di filtraggio a servizio delle linee di carico delle materie prime. Il filtro è costituito da cartucce in materiale antistatico, che periodicamente sono mantenute da personale tecnico incaricato. Le operazioni di pulizia e manutenzione del filtro avvengono sulla base di istruzioni operative redatte ad hoc e formulate avvalendosi delle indicazioni contenute nel manuale d'uso e manutenzione del fabbricante. Tuttavia, una perdita di contenimento delle cartucce per foratura o rottura e/o un errore operativo durante le fasi di pulizia e sostituzione delle stesse, potrebbe comportare la formazione di una nube di polvere esplosiva, oltre che di strati di polvere sulle apparecchiature presenti e in marcia. Pertanto, in questa condizione operativa il rischio di esplosione è influenzato dai fattori umani.

4.2 Classificazione in zone e HOFs

Dalla classificazione in zone del filtro con la procedura tradizionale, risulta che il filtro ha la seguente classificazione:

Sorgente di emissione	Grado di emissione	Zona generata
Filtro a cartucce	Secondo	Interno lato sporco: 20 Interno lato pulito: 22 Esterno: 22

Al fine di valutare la probabilità di guasto dell'operatore, occorre scomporre l'attività di pulizia e sostituzione delle cartucce, dapprima in azioni cosiddette "immediate", come per esempio la verifica della necessità di sostituire la cartuccia in base alla frequenza di utilizzo del filtro e poi nelle azioni da seguire "passo passo" per effettuare l'intervento con successo.

Si riporta di seguito quindi un elenco delle azioni da effettuare per questo tipo di intervento solo dopo aver effettuato la messa in sicurezza dell'impianto:

Azioni immediate:

1. Verificare la necessità di sostituire le cartucce in base alla frequenza di utilizzo.
2. Verificare se l'azione di sostituzione è stata fatta o no.

Azioni step by step:

Passi rilevanti di "Azioni di follow-up" per garantire il successo di fare la sostituzione:

3. in caso di necessità procedere con la sostituzione delle cartucce:
 - 3.1 togliere il coperchio delle cartucce ed eventualmente aspirare la polvere;
 - 3.2 estrarre le cartucce e sostituirle, facendo attenzione al collegamento della traccia di rame presente sulle stesse;
 - 3.3 verificare le elettrovalvole di sparo;
 - 3.4 verificare la pulizia del quadro elettrico.

Le azioni sopra elencate sono precedute da altre per la messa in sicurezza dell'impianto prima dell'intervento.

4.3 Analisi dell'affidabilità umana

Il calcolo della probabilità di errore umano avviene secondo la procedura, basata sulla tecnica degli alberi degli eventi e su metodo Bayesano, descritta nel Manuale [6].

Nella Figura 2 si riporta l'albero degli eventi adottato per il caso studio, dove sono presenti tre rami, quante sono le azioni individuate al paragrafo 4.2, e quattro nodi per ciascun ramo, quanto è il numero di persone che si suppone costituiscano mediamente un team operativo per questo tipo di intervento.

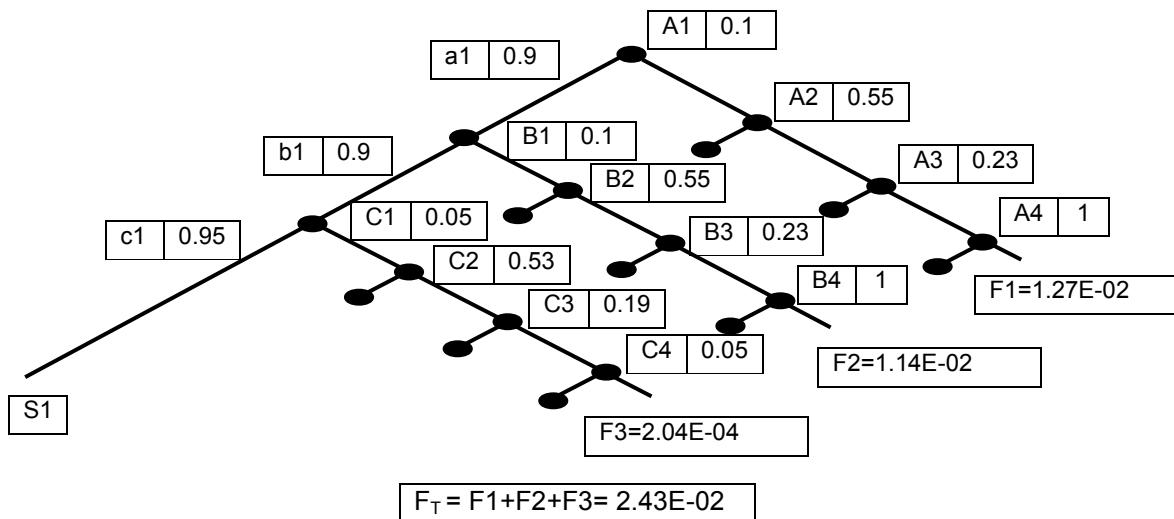


Figura 2 - Procedura di valutazione del rischio esplosione integrate con HOFs

Nella Tabella 4 si riportano i risultati della stima di HEP per ciascun nodo:

Riferimento guasto percorso e persona	Stima HEP e sorgente	Task Explanation
A1	0.1	RO non diagnostica correttamente la necessità di sostituire le cartucce del filtro GV5 sulla base della frequenza di utilizzo.
A2	0.55	SRO non diagnostica correttamente la necessità di sostituire le cartucce del filtro GV5 sulla base della frequenza di utilizzo.
A3	0.23	SS non diagnostica correttamente la necessità di sostituire le cartucce del filtro GV5 sulla base della frequenza di utilizzo.
A4	1	STA non diagnostica correttamente la necessità di sostituire le cartucce del filtro GV5 sulla base della frequenza di utilizzo.
B1	0.1	RO non verifica se la sostituzione delle cartucce è stata fatta o no.
B2	0.55	SRO non corregge l'errore di RO
B3	0.23	SS non corregge l'errore di RO
B4	1	STA non coinvolto in questa attività
C1	0.05	RO non esegue correttamente l'operazione di sostituzione
C2	0.53	SRO non corregge l'errore di RO
C3	0.19	SS non corregge l'errore di RO
C4	0.05	STA non valuta correttamente le azioni da intraprendere a seguito di un fallimento delle azioni precedenti.

dove:

RO (Reactor Operator) è l'addetto all'apparecchiatura;

SRO (Senior Reactor Operator) è l'addetto senior all'apparecchiatura;

SS (Shift Supervisor) è il capoturno;

STA (Shift Technical Advisor) è il consulente tecnico.

Tabella 4 - Descrizione albero degli eventi di Figura 2

4.4 Risk Evaluation

Nell'ambito della valutazione del rischio di esposizione ad atmosfere esplosive, come descritto al Capitolo 3, si applica la seguente equazione:

$$R = P \cdot C \cdot D + (\text{altri fattori}) \quad (1 \text{ bis})$$

Nella Tabella 5 sono riportati i criteri "tradizionali" utilizzati per i fattori della funzione del rischio, P, C e D, mentre nella Tabella 6 sono riportati i criteri tradizionali per il rischio R e quelli adottati da U.S. Military Standard [8] che prendono in considerazione i fattori umani.

Valori per P e D				Valore per C	
Classificazione e zona pericolosa	Probabilità di atmosfera esplosiva in 365 giorni (CEI 31-56, 2007)	P	D	Presenza	C Valore
Zona 0/20	$P > 10^{-1}$	3	3	Sempre presente	3
Zona 1/21	$10^{-1} \geq P > 10^{-3}$	2	2	Talvolta	2
Zona 2/22	$10^{-3} \geq P > 10^{-5}$	1	1	Raramente	1
Zona NE	$10^{-5} > P$	0	0	Inesistenti	0

Tabella 5 - Criteri tradizionali fattori della funzione di rischio

Senza HOFs			Con HOFs		
Livello di rischio	Livello	Valore del rischio	Livello di rischio	Livello	HEP
Alto	Frequente	$R \geq 18$	Alto	Frequente	$> 10^{-1}$
Medio	Probabile	$9 \leq R < 18$	Medio	Probabile	10^{-1} to 10^{-3}
Basso	Occasionale	$1 < R < 9$	Basso	Occasionale	$< 10^{-3}$
Trascurabile	Impossibile	$R \leq 1$	Trascurabile	Impossibile	$< 10^{-4}$

Tabella 6 - Criteri adottati per il rischio.

Dalla valutazione con i criteri tradizionali risulta che il rischio per la zona esterna al filtro GV5 è trascurabile, in quanto i parametri P, C e D assumano valore 1. Come specificato dal D.Lgs. 81/08 e s.m.i., negli standard tecnici per la classificazione in zone ATEX e ricordato già in questo lavoro, nella valutazione dei rischi occorre tenere conto di tutte le condizioni operative normali, che includono anche la pulizia, la manutenzione e i guasti prevedibili, al fine di valutare se in queste condizioni la formazione di atmosfera esplosiva non sia più gravosa che durante la marcia. Nel caso della manutenzione e pulizia, occorre inoltre tenere conto anche del comportamento umano e del suo contributo nel calcolo della probabilità di formazione di un'atmosfera esplosiva, nonostante l'adozione di procedure ad hoc e la presenza di personale formato e addestrato adeguatamente. Pertanto, la funzione del rischio diventa:

$$R = (P+HEP)*C*D + (\text{altri fattori}) \quad (2)$$

Il nuovo valore di P è dato dalla somma della probabilità di formazione di atmosfera esplosiva per zona 22 ($10^{-3} \geq P > 10^{-5}$) e dalla probabilità di errore umano (2.43×10^{-2}), con un nuovo range di variabilità della probabilità complessiva tra 10^{-1} e 10^{-3} , corrispondente ad una zona 21, ad un fattore P pari a 2 e ad un valore del rischio pari a 4, a parità degli altri fattori di rischio, come riportato nella Tabella 7.

Apparecchiatura	Grado di emissione	Zona	Condizioni aggiuntive rispetto analisi tradizionale	Nuova classificazione in zone	HEP	Livello di rischio
GV5	Secondary	Esterno: 22	Sostituzione cartucce filtro in modo scorretto	Esterno: 21	2.43E-02	Medio

Table 7 - Risultati con HOFs.

5. Conclusioni

Le tecniche tradizionali di valutazione dei rischi ATEX consentono di valutare il rischio di esposizione ad atmosfere esplosive in condizioni operative cosiddette normali, senza tenere conto però dell'influenza del comportamento umano nella definizione delle probabilità di formazione atmosfere esplosive e di fonti di accensione efficaci, nonostante gli operatori siano coinvolti in attività normali, quali la pulizia, la manutenzione, ecc..

Nell'ambito di questo studio, si è proposta quindi l'integrazione delle tecniche tradizionali per la valutazione del rischio ATEX con l'approccio THERP per il calcolo dell'affidabilità dell'errore umano (HEP), al fine di stimare la probabilità di formazione di un'atmosfera esplosiva.

Dall'applicazione della metodologia integrata ad un caso studio, è emerso come il comportamento umano influenza la probabilità di formazione di atmosfere esplosive, aumentandone significativamente il valore.

Lo stesso approccio potrebbe essere esteso al calcolo della probabilità di formazione di fonti d'innescio efficaci, dove il comportamento umano potrebbe influenzare la probabilità di innescio nonostante l'utilizzo di procedure ad hoc e di personale formato e addestrato.

6. Bibliografia

- [1] CEI EN 60079-10-1 (CEI 31-87) "Atmosfere esplosive - Parte 10 - 1: Classificazione dei luoghi. Atmosfere esplosive per la presenza di gas" e la relativa guida CEI 31 – 35, e successive modificazioni.
- [2] EN 1127-1:2011 "Atmosfere esplosive. Prevenzione dell'esplosione e protezione contro l'esplosione. Parte 1: Concetti fondamentali e metodologia" e successive modifiche.
- [3] Evans R. A., 1976, Reliability Optimization, pp 117-131 in E. J. Henley and J. W. Lynn (eds), Generic Techniques in Systems Reliability Assessment, Leyden, The Netherlands: Noordhoff International Publishing.
- [4] NASA (National Aeronautics and Space Administration), 2010, NASA Human Error Analysis, <www.hq.nasa.gov/office/codeq/rm/docs/hra.pdf> accessed 08.10.2013
- [5] HSL (Health and Safety Laboratory), 2009, Review of human reliability assessment methods <<http://www.hse.gov.uk>> accessed 20.11.2013.
- [6] Swain A.D., Guttman H.E., 1983, Handbook of Human Reliability Analysis with emphasis on Nuclear Power Plant Applications, NUREG/CE-1278. Washington, DC: US Nuclear Regulatory Commission.
- [7] A. Cavaliere e P. Scardamaglia, Guida all'applicazione delle direttive ATEX, edizione EPC Libri, 2005.
- [8] MIL-STD-882, 1993, System Safety Program Requirements, U.S. Department of Defense.

Algoritmo per la verifica della protezione catodica della rete di trasporto distribuzione e stoccaggio del gas naturale in Italia e relativa compatibilità in zone classificate ATEX

D. Sallustio*, G. Bartoli**, N.M. Mendolicchio***

*INAIL – UOT CVR Bari

**CTT APCE – Bari

***Snam Rete gas S.p.A.

Sommario

La protezione catodica delle strutture metalliche interrate è regolata a livello europeo attraverso norme tecniche armonizzate.

In Italia l'applicazione della protezione catodica è resa obbligatoria da Decreti Ministeriali ed è monitorata dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG).

APCE è stata riconosciuta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas quale organismo tecnico di riferimento per la definizione di linee guida nel settore della protezione catodica (Delibera 236/00, art. 28).

La verifica dell'efficacia della protezione catodica è regolamentata dalle delibere ARG/gas 574/13, e ARG/gas 602/14 e ARG/gas 204/10, rispettivamente per distribuzione trasporto e stoccaggio del gas naturale, nelle quali è stato dato mandato ad APCE di individuare una metodologia con criteri univoci e comparabili, che consenta di stabilire se ogni porzione di rete del gasdotto sia o meno protetta catodicamente ai sensi della normativa tecnica vigente.

Nel presente articolo è descritto il criterio di applicazione della protezione catodica secondo normativa vigente e come è stato sviluppato l'algoritmo per verificarne la corretta attuazione, ivi compresi i casi in cui le condotte sono fuoriuscenti in zone AD, evidenziando quindi la compatibilità tra la protezione catodica e gli ambienti ATEX.

1. Introduzione

Le strutture metalliche interrate o immerse sono soggette a corrosione, ovvero al degrado chimico-fisico del metallo a contatto con l'ambiente di posa. Per assicurare la loro integrità le norme prescrivono l'applicazione di un rivestimento e l'attuazione della protezione catodica (PC). Il rivestimento ha lo scopo di evitare che parti metalliche della struttura siano in contatto diretto con l'ambiente di posa, per evitare il contatto con parti (strutture) metalliche estranee intersecanti o posate in vicinanza e per ridurre l'influenza di campi elettrici presenti nell'ambiente [fig.1].



Fig.1 – Fase di applicazione del rivestimento per giunti di saldatura

La PC può essere attuata con anodi galvanici o a corrente impressa e ha lo scopo di ridurre il tasso di corrosione a valori minori 0,01 mm/anno.

Per le strutture metalliche interrate convoglianti gas naturali la protezione catodica è resa obbligatoria ai sensi del D.M. 16 aprile 2008 e D.M. 17 aprile 2008 [1].

La verifica dell'efficacia della PC è regolamentata, per il trasporto, distribuzione e stoccaggio del gas naturale dalle delibere emesse da AEEG rispettivamente n. ARG/gas 602/14, n. ARG/gas 574/13, n° ARG/gas 204/10 [13] nelle quali è stato dato mandato alla APCE (Associazione per la Protezione dalle Corrosioni Elettrolitiche) di emettere specifiche linee guida per la PC, strettamente legate ai criteri tecnici delle norme europee e nazionali. Le linee guida contengono criteri univoci relativi all'attuazione, alle misurazioni, alle verifiche e ai controlli della PC, le indicazioni per predisporre il "Rapporto annuale dello stato Elettrico" e una metodologia di calcolo che consente di stabilire se le strutture siano o meno in protezione catodica ai sensi della normativa vigente.

Nel dettaglio le linee guida APCE comprendono gli aspetti progettuali e i criteri di protezione catodica per strutture metalliche interrate UNI EN 12954 [7] - UNI 11094 [8] e per strutture metalliche complesse UNI EN 14505 [5] (esempio: porzioni di rete elettricamente connesse con impianti di messa a terra sui quali insistono anche gli ambienti ATEX), gli aspetti legati alla presenza di interferenze elettriche con sistemi elettrici coesistenti eserciti in corrente continua EN 50162 [9] o in corrente alternata CEN TS 15280 [11], gli aspetti legati al monitoraggio UNI EN 13509 [12] e all'impiego della telesorveglianza UNI 10950 [14]. I documenti tecnici richiamati nelle suddette linee guida, suddivise per trasporto, distribuzione e stoccaggio del gas naturale, sono rilevabili nel sito www.apce.it.

Su quest'ultimo è riportato lo sviluppo del calcolo che permette di stabilire la condizione di efficacia di una determinata porzione di rete gas.

2. Metodi per la realizzazione della protezione catodica

La PC con anodi galvanici [fig.2] sfrutta l'accoppiamento elettrochimico tra metalli di natura diversa quindi tra l'acciaio che deve essere protetto catodicamente e l'anodo elettrochimicamente più negativo. La PC con anodi galvanici è consigliata per strutture di limitata estensione posate in terreni a bassa resistività con valori non superiori a 50 Ωm e con un buon materiale isolante che limita il fabbisogno di corrente di PC.

È consigliata l'installazione degli anodi galvanici a una distanza non maggiore di 2 – 3 m dalla struttura da proteggere con spaziatura non maggiore di 20 – 30 m.

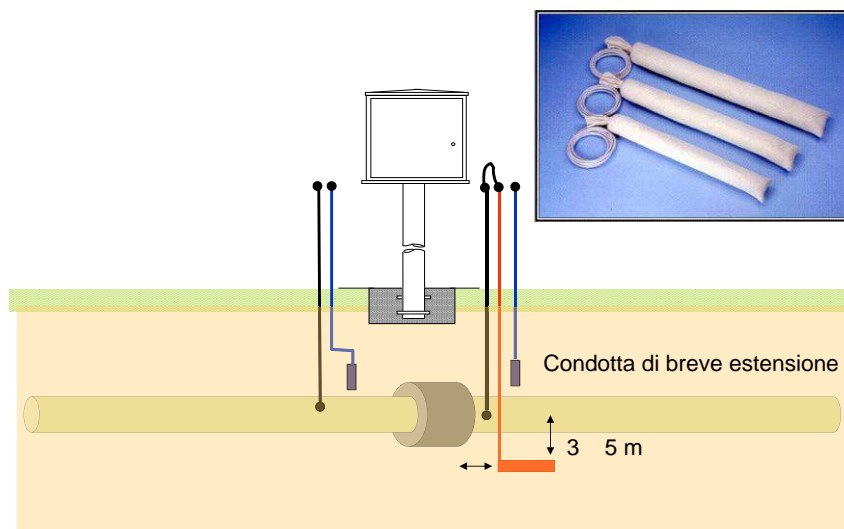


Fig.2 - Esempio PC con anodi galvanici

La PC a corrente impressa è basata sull'impiego di alimentatori di protezione catodica che generano corrente continua opportunamente regolata [fig.3].

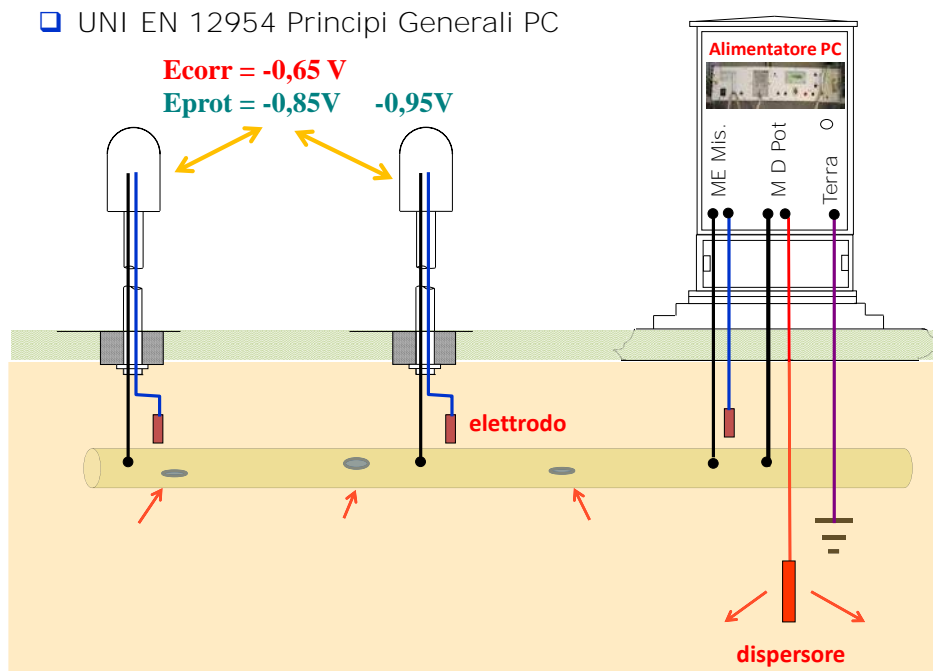


Fig.3 - Esempio PC a corrente impressa

L'alimentatore di PC applica tra il dispersore "polo positivo" e la struttura da proteggere catodicamente "polo negativo" una tensione massima continua di 50 V tale per cui, la corrente di PC erogata può proteggere strutture estese in lunghezza.

L'impianto di PC a corrente impressa si adatta alla protezione di strutture metalliche estese in lunghezza, reti magliate o per la protezione di aree complesse UNI EN 14505 [5] nelle quali, la struttura da proteggere catodicamente, è elettricamente connessa, per motivi di sicurezza, agli impianti di messa a terra.

Le norme tecniche di riferimento prescrivono che una struttura protetta catodicamente debba essere dotata di posti di misura idonei per effettuare i controlli dei parametri elettrici di protezione catodica.

3. Algoritmo per operazioni di verifica e manutenzione

Come detto nei capitoli precedenti, ai fini della qualità del servizio e quindi della sicurezza, la gestione della protezione catodica dei gasdotti è regolamentata da AEEG attraverso delibere che impongono di effettuare le regolari operazioni di verifica e manutenzione sui sistemi di protezione catodica con relativa compilazione di un "Rapporto annuale dello stato elettrico" per ciascuna porzione di rete gestita (sistema di protezione catodica) in conformità alle Linee Guida APCE.

I criteri tecnici riportati nelle Linee Guida consentono di stabilire se ogni porzione di rete del gasdotto sia adeguatamente protetta attraverso il calcolo "dell'indicatore di protezione catodica K_t " i cui parametri chiave sono riferiti ai dati tecnici di progettazione, gestione e verifiche dei parametri elettrici di protezione catodica.

Per ogni sistema di protezione catodica l'indicatore di protezione catodica K_t è calcolato mediante la formula:

$$\square K_t = K_1 \cdot \sqrt{\frac{K_2}{70}} + K_2 \square \quad (1)$$

dove:

K1 è il coefficiente di progettazione del sistema di protezione catodica;

K2 è il coefficiente di gestione del sistema di protezione catodica.

Il coefficiente di gestione del sistema di protezione catodica K2 ha indirettamente una dipendenza dai parametri di progettazione adottati, poiché il numero delle misurazioni è determinato anche dal numero dei posti di misura presenti nel sistema di protezione catodica. Per correlare il coefficiente di progettazione del sistema di protezione catodica al coefficiente di gestione, è necessario moltiplicare il coefficiente di progettazione K1 per il

termine $\sqrt{\frac{K2}{70}}$ (con variazione lenta tra 0 e 1, per la presenza della radice quadrata).

L'inserimento di questo termine permette anche di non raggiungere il valore minimo dell'indice standard ($K_t = 60$) avendo eseguito una buona progettazione ($K_1 = 30$ punti su 30) associata ad una gestione insufficiente ($K_2 = 30$ punti su 70).

L'indicatore di protezione catodica K_t , da calcolare per ogni sistema di protezione catodica, è misurato sulla base di 100 punti e la sua fattibilità si basa sulla definizione di un sistema di protezione catodica "modello" che è stato possibile individuare per le porzioni di rete estese in lunghezza sia per la distribuzione che per il trasporto del gas naturale.

Sono assegnati un totale di 30 punti alla progettazione, di cui 10 sono associati alla suddivisione della rete in sistemi di protezione catodica (sezionamento elettrico per il controllo delle interferenze elettriche) e 20 punti sono associati al numero di posti di misura previsti sul sistema di protezione catodica (criterio di progettazione e distribuzione previsto nelle norme tecniche vigenti in materia).

I restanti 70 punti sono assegnati alle misurazioni dei parametri di protezione catodica dalle quali si può stabilire l'efficacia della protezione catodica ai sensi della normativa tecnica vigente.

Valori di K_t inferiori a 60 sono indice di una non efficace applicazione della protezione catodica alle condotte.

Valori di K_t maggiori o uguali a 60 fino a 80 sono associati alle condizioni di efficace applicazione della protezione catodica, mentre valori maggiori di 80 corrispondono a situazioni dove le verifiche ed i controlli sono stati intensificati a causa dell'entità e variabilità del campo elettrico interferente o ad una gestione particolarmente accorta da parte del gestore della rete.

L'indicatore K_t è stato progettato per essere applicabile ai sistemi di protezione catodica monitorati sia con operatori che attraverso sistema di tele-sorveglianza, secondo i criteri citati nella norma UNI 10950 e UNI 11094.

Per ciascun sistema di protezione catodica deve essere redatto anche il "Rapporto annuale di stato elettrico", strutturato per raccogliere dati e le informazioni tecniche ritenute utili per avere un quadro di quanto attuato in ambito di protezione catodica.

Ai sensi delle delibere AEEG, il gestore della rete di distribuzione o trasporto del gas naturale è tenuto a conservare il rapporto di stato elettrico e l'attestato K_t associato a ciascun sistema di protezione catodica, e a trasmettere all'Autorità il riassunto dei dati in essi contenuti con i criteri stabiliti nelle delibere di riferimento.

4. Stato di protezione catodica rete gas in Italia

In ambito protezione catodica, i gestori delle condotte per trasporto, distribuzione e stoccaggio del gas, sono tenuti a trasmettere ad AEEG lo stato di protezione catodica delle proprie reti/impianti; la valutazione è quindi effettuata in conformità alle linee guida APCE.

Di seguito si riportano i dati visualizzabili sul sito AEEG per quanto riguarda lo stato di protezione catodica della rete gas in Italia.

Anno	Rete (km)	Rete in acciaio (km)	% Rete in acciaio con protezione catodica
2002	112.920	95.679	96.0
2003	116.083	97.346	96.3
2004	134.838	113.265	96.3
2005	149.598	125.193	95.9
2006	148.556	123.136	96.2
2007	155.660	127.665	96.4
2008	180.022	147.578	91.5
2009	192.946	156.713	89.1 ^(*)
2010	189.986	153.806	95.6 ^(*)
2011	194.036	156.223	96.9 ^(*)
2012	195.763	156.775	97.3 ^(*)

(fonte elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori)

(*) In particolare dal 2009 la % di rete riportata in protezione catodica è con protezione catodica efficace verificata con l'applicazione della metodologia di calcolo "Kt (nuova classificazione introdotta dal 01/01/2009 con del. ARG/gas 120/2008).

La metodologia di calcolo tiene in considerazione le problematiche di gestione delle rete quali, ampliamento o rifacimento delle strutture, disservizi elettrici causati da terzi, condizioni che non permettono di effettuare in toto la manutenzione periodica che deve essere programmata ed eseguita nell'arco di un anno di esercizio. Si nota che in tutta Italia solo 3% di tutte le strutture hanno avuto un problema di protezione catodica non efficace.

5. Compatibilità della Protezione Catodica in zone classificate ATEX

Si rammenta che secondo la Norma CEI 31-33 [16], le parti protette catodicamente situate in luoghi pericolosi sono considerate masse estranee che devono essere considerate potenzialmente pericolose (in particolare con protezione a corrente impressa) malgrado il loro basso potenziale negativo. Le parti metalliche situate in zona 0 non devono essere protette catodicamente, a meno che la protezione non sia specificatamente progettata per tale applicazione. Ovunque possibile, gli elementi isolanti necessari per la protezione catodica, quali per esempio, gli elementi isolanti dei tubi e binari, devono essere ubicati all'esterno dei luoghi pericolosi; in caso contrario si deve rispettare la regolamentazione nazionale.

In realtà, l'aspetto protezione catodica non è specificatamente affrontato dalla normativa vigente per la classificazione delle aree pericolose CEI 31-87 (CEI EN 60079-10-1) [15] probabilmente ritenendo esso non rilevante o rientrante in situazioni altrimenti simili.

Infatti, laddove le condotte sono aeree e abbinate a pezzi speciali, i posti di misura e/o apparecchiature di protezione catodica sono normalmente posti al di fuori delle zone classificate con rischio di esplosione e, gli eventuali anodi galvanici quali masse estranee ai sensi della Norma CEI 64-8 [17] e/o elettrodo estraneo ai sensi della UNI EN 14505 [5], sono collegati direttamente alla condotta.

Anche i cavi elettrici utilizzati per realizzare l'impianto elettrico di protezione catodica sono di norma posati interrati, solo negli impianti particolarmente complessi essi percorrono canalizzazioni dedicate il cui percorso è definito e predisposto sulla base dello studio sulla classificazione delle aree pericolose.

L'aspetto che rimane da analizzare è quello relativo alla presenza di masse estranee che potrebbero venire in contatto con le condotte aeree abbinate a pezzi speciali, l'insieme in continuità elettrica con la parte di condotta interrata protetta catodicamente.

Come facile da immaginare, lungo il tracciato di un gasdotto sono disponibili punti di intercettazione della condotta predisposti secondo normativa e leggi vigenti; gli stessi possono essere suddivisi nelle seguenti due tipologie.

Punti di Linea

Sono aree delimitate da recinzioni in grigliato metallico ed al loro interno la tubazione è aerea per essere collegata ad una valvola di intercettazione e altri dispositivi.

Le condotte gas, protette catodicamente, confluiscono direttamente all'interno della recinzione che delimita il *punto di linea* che può o non essere alimentato da energia elettrica, oltre a poter disporre di impianto fotovoltaico.

Eventuali installazioni elettriche, adeguate alla classificazione della Zona in cui sono ubicate, vengono fissate direttamente alla condotta protetta catodicamente e per il loro funzionamento non necessitano del collegamento alla terra di protezione [fig.4] che nella fattispecie rappresenta una massa estranea, è limitata in zona sicura e non vi è alcuna possibilità di contatto fortuito o accidentale con la condotta gas.

Le armature in ferro delle strutture in cemento armato non sono considerate masse estranee poiché adeguatamente isolate dal copriferro; la recinzione, di limitata dimensione, non è ritenuta massa estranea in quanto gli accorgimenti nella sua realizzazione ne assicurano l'isolamento dall'armatura del cordolo in c.l.s. ottenendo un valore di resistenza verso terra molto alto; i grigliati o altre coperture metalliche non sono considerate masse estranee in quanto la loro resistenza verso terra ha un valore sufficientemente alto, a tal fine viene verificato che le zanche di ancoraggio dei profilati di appoggio siano isolate dai ferri di armatura dei manufatti in c.l.s..

Eventuali accoppiamenti flangiati delle condotte, sono resi equipotenziali mediante collegamento elettrico (cavo saldato alle due estremità flangiate).

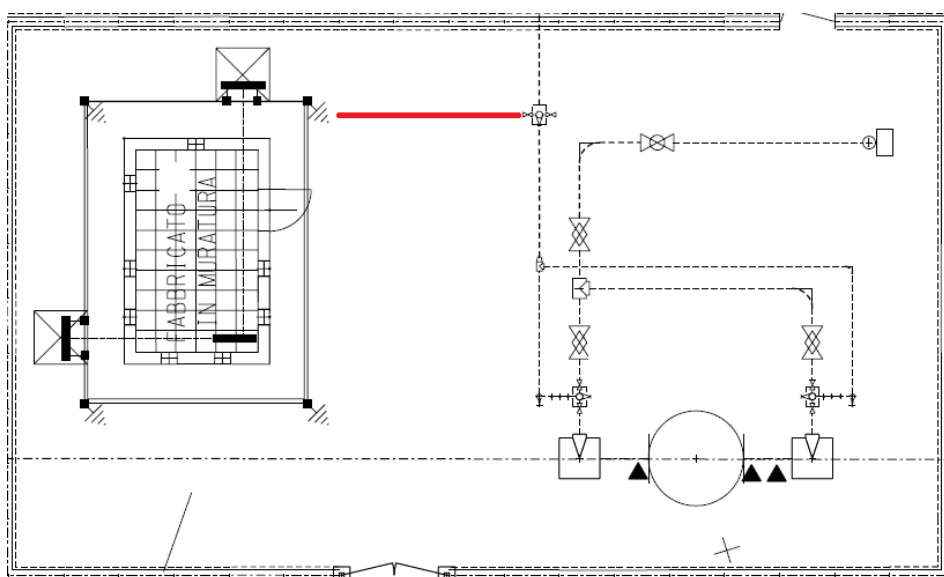


Fig.4 - Punto di Linea - Esempio di impianto di terra

Impianti di Linea

Sono impianti particolari destinati al lancio/ricevimento di dispositivi per l'ispezione interna delle condotte, alla regolazione della pressione, alla compressione del gas ecc.

Le condotte gas che insistono nell'impianto sono sezionate elettricamente a monte e valle dell'impianto stesso con l'ausilio di giunti isolanti.

Le condotte dell'Impianto di Linea sono, *per motivi tecnici o di sicurezza, equipotenziali con elettrodi estranei (messa a terra di protezione); l'insieme è sottoposto a protezione catodica*. Eventuali installazioni elettriche, adeguate alla classificazione della Zona in cui sono ubicate, vengono fissate su supporti metallici collegati alla messa a terra di protezione [fig.5].

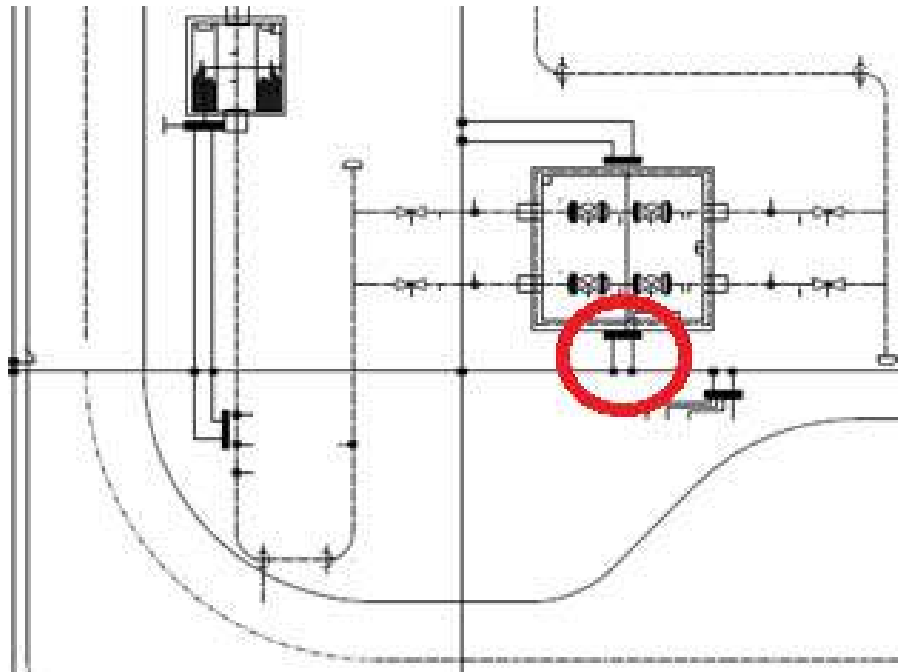


Fig.5 - Impianto di Linea – Esempio di collegamento tra condotta e impianto di terra

In tutti i casi le armature in ferro delle strutture in cemento armato non sono considerate masse estranee poiché adeguatamente isolate dal copriferro; le recinzioni metalliche, normalmente di grandi dimensioni, vengono collegate alla rete di terra previa verifica del loro isolamento dai ferri d'armatura del basamento in c.l.s.; i grigliati o altre coperture metalliche non sono considerate masse estranee in quanto la loro resistenza verso terra ha un valore sufficientemente alto, a tal fine viene verificato che le zanche di ancoraggio dei profilati di appoggio siano isolate dai ferri di armatura dei manufatti in c.l.s.

Eventuali accoppiamenti flangiati delle condotte, sono resi equipotenziali mediante collegamento elettrico (cavo saldato alle due estremità flangiate).

6. Conclusioni

Le installazioni elettriche di protezione catodica e le operazioni di manutenzione sono normalmente realizzate e svolte al di fuori delle zone a rischio di esplosione; in casi speciali dove i punti di misura sono ubicati in zona a rischio, gli stessi sono realizzati con involucri in esecuzione antideflagrante con impiego di strumentazione di monitoraggio idonea all'ambiente a rischio di esplosione.

Si riporta nella fig.6 come è strutturato un punto di iniezione gas nel pozzo di stoccaggio del gas naturale.

*Tubo guida diametro = 51-76 cm
Casing diametro = 34-47 cm
Tubing di produzione diametro = 10-18 cm*

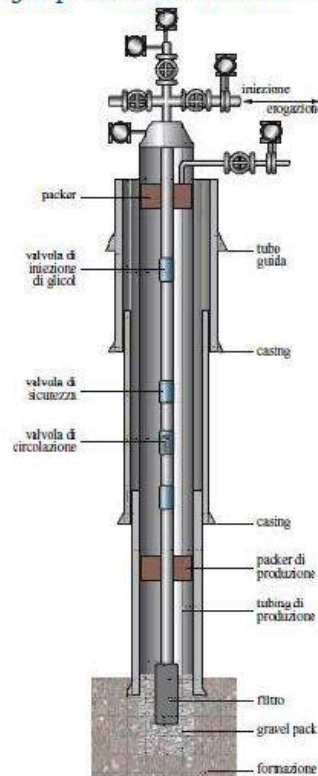


Fig. 6 - Pozzo di stoccaggio

All'esterno la struttura presenta una zona ATEX, ma i posti di misura dedicati alla protezione catodica sono realizzati in posizione remota.

Casistiche particolari, che prevedono operazioni in zone classificate ATEX devono essere precedute da una attenta valutazione dei rischi ai sensi del D. Lgs. n. 81/2008 e s.m.i. con particolare riferimento al Titolo XI.

È fondamentale, dunque, formare e addestrare adeguatamente gli addetti a tali operazioni sulle procedure tecniche da seguire prima di accedere ai cavi predisposti in un posto di misura in zona classificata ATEX, controllando scrupolosamente, prima dell'esecuzione della misura elettrica di protezione catodica, la presenza di eventuali atmosfere esplosive.

Bibliografia

- [1] D.M. 16 aprile 2008 e D.M. 17 aprile 2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8"
- [2] prEN 12496 "Anodi galvanici per la protezione catodica"
- [3] UNI CEI 8 "Alimentatore di protezione catodica per impianti di protezione catodica a corrente impressa"
- [4] UNI 10835 "Anodi e dispersori per impianti di protezione catodica a corrente impressa"
- [5] UNI EN 14505 "Protezione catodica di strutture complesse"

- [6] UNI EN 15257 “Protezione catodica - Livelli di competenza e certificazione del personale”
- [7] UNI EN 12954 “Protezione catodica di strutture metalliche interrate o immerse – Principi generali e applicazione per condotte”
- [8] UNI 11094 “Supplemento alla norma UNI EN 12954 – manutenzione in presenza di correnti vaganti”
- [9] EN 50162 “Protezione contro la corrosione da correnti vaganti causate dai sistemi elettrici a corrente continua”
- [10] CEI 304-1 “Interferenza elettromagnetica prodotta da linee elettriche su tubazioni metalliche – identificazione dei rischi e limiti di interferenza”
- [11] CEN TS 15280 “valutazione del rischio di corrosione da corrente alternata”.
- [12] UNI EN 13509 “Tecniche di misura per la PC”
- [13] ARG/gas 120/08, n. ARG/gas 141/09, n° ARG/gas 204/10 “delibere AEEG per distribuzione trasporto e stoccaggio del gas naturale”
- [14] UNI 10950 “Protezione catodica di strutture metalliche interrate. Telecontrollo dei sistemi di protezione catodica”.
- [15] CEI 31-87 (CEI EN 60079-10-1) “Classificazione dei luoghi. Atmosfere esplosive per la presenza di gas”
- [16] CEI 31-33 (CEI EN 60079-14) “Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas e di polveri”
- [17] Norma CEI 64-8 “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in c.a. e 1500 V in c.c.”

Dispositivi a manovra unica su autoclave

F. Di Rocco*, F. Rossetti*, A. F. Cosentini**, C. Luciano***, G. Argento****

*INAIL – UOT CVR Verona

**INAIL – UOT CVR Catanzaro

***INAIL – UOT CVR Brescia

****INAIL – UOT CVR Palermo

1 Sommario

Le autoclavi sono attrezzature in pressione di largo utilizzo sia in campo medico che industriale.

I processi in cui vengono utilizzate sono svariati: estrazione di sostanze liquide o gassose da materiale solido, fissaggio di determinate sostanze in materiale solido e sterilizzazione di materiale di vario genere per citare i più conosciuti.

In figura 1 alcuni esempi di autoclavi, da sinistra a destra:

- una grande autoclave per la sterilizzazione alimentare,
- una piccola autoclave per la sterilizzazione medica,
- un'autoclave ad alta pressione per materiali compositi,
- un'autoclave ad alte temperature per stratificazione del vetro e vulcanizzazione della gomma.

La varietà di processi di utilizzo ha reso difficoltosa la redazione di una norma comune per tutte le autoclavi e ha favorito la normazione per processo specifico e per settore, sono state emanate norme sui trattamenti in autoclave del legno (UNI 9092-1), le piccole sterilizzatrici ad uso medico (UNI EN 13060) o sulle sterilizzatrici di grosse dimensioni (UNI EN 285), ecc.

La casistica degli infortuni, più o meno gravi, è andata diminuendo con gli anni per diversi motivi, ad esempio una più stringente attività normativa, maggiore informazione e formazione degli addetti ecc.

Scopo di questa memoria è di dare una panoramica di alcuni infortuni cercando di comprenderne le cause e di suggerire mezzi preventivi efficaci.



Figura 1 – Esempi di autoclavi per usi differenti, da sinistra a destra

2 Rischi nei processi delle autoclavi

L'autoclave è un recipiente a chiusura ermetica in cui è talvolta possibile sviluppare calore. L'ermeticità, inoltre, fornisce diverse garanzie:

- l'accumulo di sostanze che, prima legate in una matrice solida, cambiano stato per l'aumento della temperatura, come la cellulosa, per poi tornare allo stato originale all'abbassarsi della temperatura, ormai libere e non più legate alla matrice d'origine;

- la non dispersione e l'efficacia di fissanti che, inizialmente a basse temperature aderiscono ad una matrice solida per poi riscaldarsi insieme a questa, come i fissanti tessili;
- la non dispersione e la vaporizzazione di sostanze come acqua o ossido di etilene che, associati al calore che le porta in pressione, hanno provate capacità germicide;
- l'omogeneità nella distribuzione delle pressioni all'interno dell'autoclave.

2.1 Processi

Per non ledere la generalità della trattazione si riconducono a due i motivi per utilizzare l'autoclave:

1. Pressione, l'autoclave diventa un recipiente in cui o per reazioni interne (fermentazione) o esterne (pompaggio per ossigenazione vino o per pressione su materiali compositi) si sviluppa una pressione omogenea in tutta l'autoclave;
2. Temperatura, l'autoclave diventa un recipiente pieno di un fluido in cui la temperatura si sviluppa in modo omogeneo o comunque funzionale per il processo.

2.1.1 Processi ad alta pressione: il caso della fermentazione del vino

La fermentazione del vino è un processo lungo, variabile per tipo e durata a seconda del tipo di vino che si vuole produrre, le bollicine vogliono ad esempio la presa di spuma:

1. Il vino fermenta in autoclave a pressioni tra i 5 e i 10 bar;
2. si pompa azoto all'interno dell'autoclave sulla superficie libera del vino per farlo defluire nel serbatoio di stoccaggio;
3. il serbatoio di fermentazione viene areato collegandolo all'atmosfera esterna;
4. la composizione dei gas all'interno del serbatoio deve equilibrarsi con quella dell'aria, che contiene azoto solo per il 79% e per il resto ossigeno e altri gas;
5. l'azoto defluisce molto lentamente nell'atmosfera essendo un gas di peso specifico molto simile a quello dell'aria ($1,15 \text{ kg/m}^3$ di N_2 contro $1,16 \text{ kg/m}^3$ dell'aria). [4]

2.1.2 Processi ad alta temperatura: la tintura

Il processo di tintura è un processo standard, con piccole variazioni a seconda della natura del fissante della tinta:

1. il tessuto da tingere viene messo nell'autoclave, avvolto su un aspo;
2. la tintura, mescolata con l'acqua e riscaldata, inizia a impregnare i tessuti;
3. lo sportello può rimanere aperto fino al raggiungimento dei 50°C per evitare innalzamenti della pressione;
4. chiusura dello sportello dell'autoclave;
5. flusso della tintura attraverso i tessuti;
6. termine del ciclo di tintura;
7. abbassamento di temperatura e pressione oltre la soglia di pericolo;
8. apertura del portellone.

2.2 Cause d'incidente

Per non ledere la generalità della trattazione si riconducono a due le cause di incidenti:

1. cause chimiche
2. cause fisiche

2.2.1 Cause di incidente di tipo chimico

Che siano dovuti a qualsivoglia processo e siano il prodotto di una estrazione, di una reazione o siano presenti sin dall'inizio, le sostanze che costituiscono rischio chimico sono spesso altamente tossiche o asfissianti.

Questi processi trovano impreparati gli operatori alle autoclavi che risentono, a volte anche dopo molto tempo, della differente composizione dell'aria.

La norma UNI EN 13060, al fine di evitare incidenti, prevede un ciclo di pompaggio del vuoto prima di aprire il portellone.

Esistono quindi normative che prevencono questi incidenti.

2.2.2 Cause di incidente di tipo fisico

Che siano dovute a qualsivoglia processo e siano funzionali ad una estrazione, una reazione, o una sterilizzazione, le condizioni che costituiscono rischio fisico sono spesso prevenute o impedito da dispositivi ad hoc.

Le moderne autoclavi sono ormai dotate di sensori che rilevano le alterazioni dello stato fisico delle sostanze nell'autoclave (pressione, temperatura), così da impedire l'apertura del portellone dell'autoclave quando rilevano grandezza abbastanza alte da costituire un rischio. La CEI 66-20 per le sterilizzatrici ad uso medico (IEC 61010-2-040) prevede che il portellone venga bloccato fino a quando:

- la pressione interna non si abbassa a quella atmosferica (7.105);
- la temperatura non si abbassa al di sotto della temperatura di ebollizione (7.106).

3 Casi di infortunio: dinamica e soluzioni prese

3.1 Caso d'asfissia

Riprendendo il processo di fermentazione del vino brevemente introdotto nel capitolo 2.1.1 vi sono stati diversi casi di asfissia nella regione Veneto riguardanti proprio questo processo.

3.1.1 Rischio d'asfissia

La diminuzione della percentuale d'ossigeno nell'aria al disotto di una certa soglia, per tempi anche ridotti, ha conseguenze anche mortali.

L'aumento percentuale di un gas nell'aria diminuisce di conseguenza tutte le altre percentuali dei gas, compresa quella dell'ossigeno.

%O ₂ NELL'ARIA	CONSEGUENZE
21	Normale concentrazione d'ossigeno
19,5	Aria carente d'ossigeno: Concentrazione minima per accesso senza erogatori d'aria
17	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Diminuzione della visione notturna ➤ Aumento dell'aria inspirata ➤ Accelerazione del ritmo cardiaco
16	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Vertigini
15	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Turbe di attenzione, capacità valutative e coordinamento ➤ Episodi di apnea ➤ affaticamento ➤ Lieve atassia: perdita di controllo della motricità
12	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Diminuzione della capacità di spazializzare e coordinarsi ➤ Perdita di conoscenza ➤ Lesioni cerebrali irreversibili
10	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Atassia totale: incapacità di muoversi ➤ Nausea ➤ vomito
6	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Respirazione spasmodica ➤ Movimenti convulsi ➤ Morte in 5-8 minuti

Tabella I – Conseguenze su adulti di una diminuzione di ossigeno nell'aria [3]

Ciò che si evince (tabella I) è che, una volta che ci si è introdotti nell'autoclave, se l'azoto è ancora presente in percentuali eccessive, si è soggetti ad una rapida e inesorabile diminuzione delle facoltà, anche solo percettive, che ci servono per uscirne: dopo le prime inalazioni, infatti, non ci si accorge di non riuscire ad uscire, si rimane semplicemente fermi fino ad una possibile dipartita.

3.1.2 Soluzioni adottate

Dallo studio della dinamica dell'incidente è emerso che [4]:

1. L'operatore A si è appoggiato all'autoclave per pulirla da un'altezza di 1,5 m;
2. Persi i sensi A cade sul fondo dell'autoclave;
3. L'operatore B ha provato ma ha rinunciato causa aria asfissiante;
4. Un operatore C ha estratto A ma ha perso a sua volta i sensi cadendo sul fondo;
5. Altri soccorritori hanno estratto C dall'autoclave.

Lo Spisal competente, indagando sul fatto, ha riscontrato diverse inosservanze.

L'art. 66 del D.Lgs 81/08 afferma che: “è vietato consentire l'accesso dei lavoratori in pozzi neri, fogne, camini, fosse, gallerie e in generale in ambienti e recipienti, condutture, caldaie e simili, ove sia possibile il rilascio di gas deleteri, *senza che sia stata preventivamente accertata l'assenza di pericolo per la vita e l'integrità fisica* dei lavoratori medesimi, *ovvero senza previo risanamento dell'atmosfera mediante ventilazione o altri mezzi idonei. Quando possa esservi dubbio sulla pericolosità dell'atmosfera, i lavoratori devono essere legati con cinture di sicurezza, vigilati per tutta la durata del lavoro* e, ove occorra, forniti di apparecchi di protezione. L'apertura di accesso a detti luoghi deve avere dimensioni tali da poter consentire l'agevole recupero di un lavoratore privo di sensi.”

Il problema è sicuramente procedurale: i lavori di pulizia successivi allo svuotamento delle autoclavi, devono essere sicuramente effettuate dall'operatore con indosso una cintura di sicurezza, il DPR 14 settembre 2011, n. 177, sugli ambienti confinanti, è ancora di attuazione troppo recente per essere stato già ben assimilato.

Dal punto di vista tecnico è corretto suggerire l'alternativa dell'ausilio dell'aria compressa da immettere nell'autoclave e di un sensore per l'ossigeno per valutare la corretta percentuale presente nell'autoclave.



Figura 2 – Sonda portatile per rilevare la concentrazione d'ossigeno

3.2 Casi d'ustione

Riprendendo il processo di fissaggio di tinte nei tessuti brevemente introdotto nel capitolo 2.1.2, vi sono stati alcuni casi di ustioni nella regione Veneto riguardanti proprio questo processo.

3.2.1 Rischio di ustione

Se le condizioni di temperatura e pressione non si sono abbassate avvicinandosi a quelle esterne il vapore fuoriesce con forza dall'autoclave coinvolgendo tutto ciò che si trova di fronte.

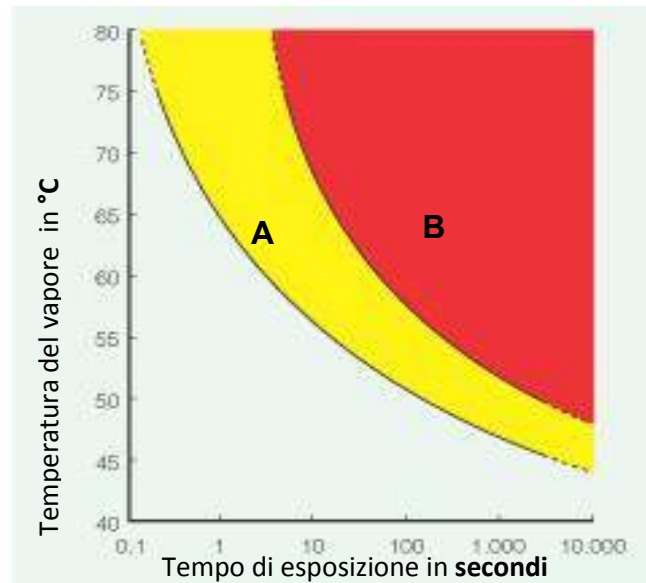


Figura 3 – Curva delle ustioni arrecabili con vapore [2]

A Zona ustioni superficiali	I grado	coinvolgono l'epidermide, appaiono come aree eritematose
	II grado - superficiali	coinvolgono tutta l'epidermide e parte del derma sottostante, si manifestano con evidenti vescicole e con una cute umida eritematosa
	II grado - profonde	coinvolgono il derma reticolare, hanno aspetto biancastro
B Zona ustioni profonde	III grado	coinvolgono tutti gli strati cutanei, anche il grasso sottocutaneo
	IV grado	coinvolgono tutti gli strati cutanei anche muscoli e tendini

Tabella II – Conseguenze su adulti del contatto prolungato con vapore [2]

Ciò che si evince (fig. 3) è che mentre l'acqua a 45 - 50°C non è di fatto pericolosa nel caso di un contatto al di sotto di un minuto, sopra i 60°C i tempi di contatto per avere effetti dannosi passano a manciate di secondi, il che vuol dire che sarebbe pericoloso anche in una dinamica veloce come quella che si avrebbe con un'apertura intempestiva del portellone.

3.2.2 Soluzioni adottate

Dallo studio della dinamica dell'incidente è emerso che:

1. Il ciclo di fissaggio era concluso da tempo;
2. L'operatore ha svincolato un fermo di chiusura manipolabile a mani nude;
3. L'operatore ha aperto il portellone con il porta aspo in movimento;
4. Un getto di acqua calda dovuto alla rotazione dell'aspo ha investito gli arti superiori causando ustioni superficiali.

Il problema è sicuramente procedurale, in prossimità delle postazioni sono stati affissi dei cartelli con le procedure da eseguire completi di avvertimenti e spiegazioni del tipo in figura 4, con un formato e caratteri di facile lettura.

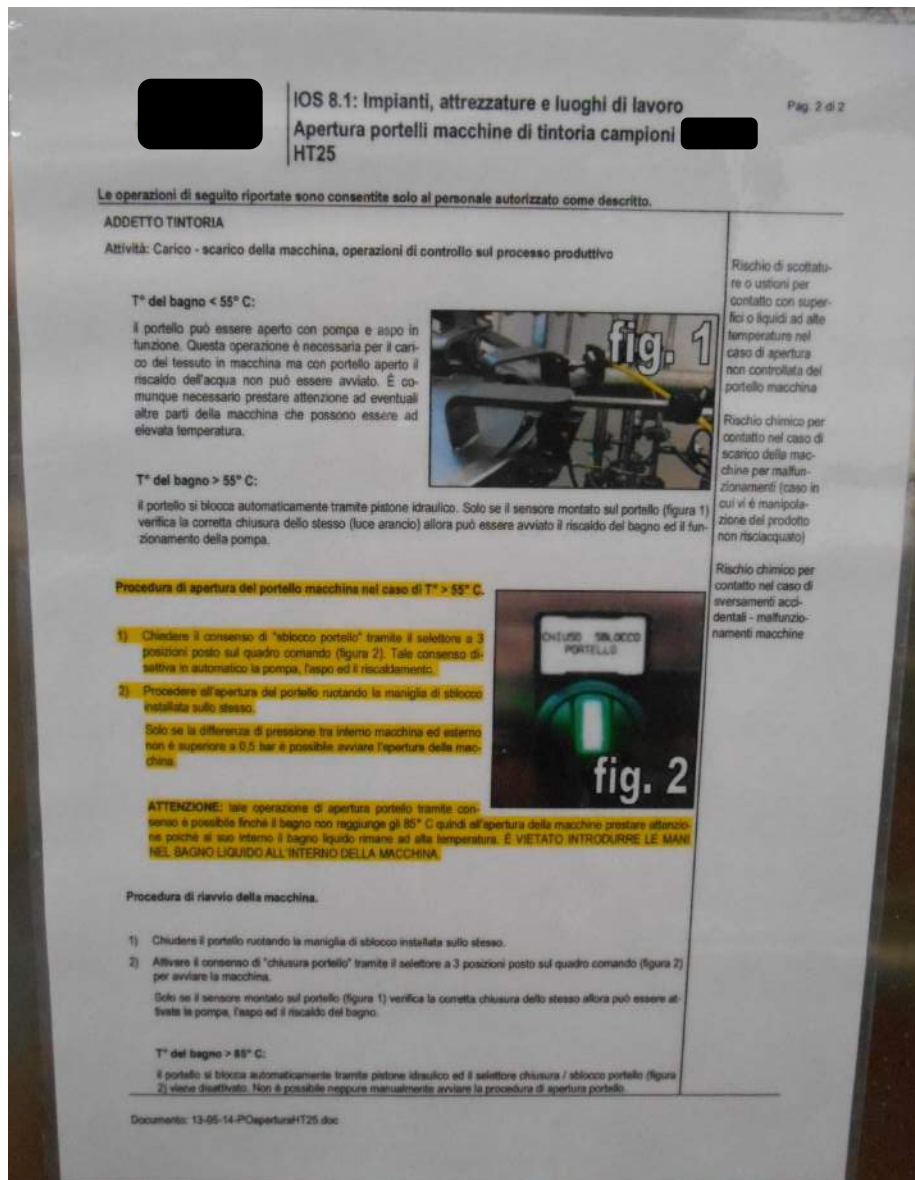


Figura 4 – Cartello con le procedure di inizio e fine processo di tintura

Nonostante, infatti, fossero già presenti svariati dispositivi atti a prevenire l'accaduto:

- rubinetto per lo sfogo in atmosfera che rivela la pressione interna (Figura 5 – B);
- doppio anello a C, tenuta meccanica (Figura 5 – C);
- fermo che si attiva quando la pressione int. supera una soglia (Figura 5 – D).

la facilità con cui è stato possibile aggirare il sistema di inibizione dell'apertura impestiva dell'autoclave ha reso necessaria un'implementazione dei dispositivi di protezione:

- sensore di contatto (Figura 5 – A), interrompe l'alimentazione elettrica, quindi la rotazione dell'aspo, in caso di apertura;
- fermo che si attiva quando la temperatura int. supera una soglia, modificato dopo l'incidente con una copertura esterna atta a non essere manipolata (Figura 5 – E).

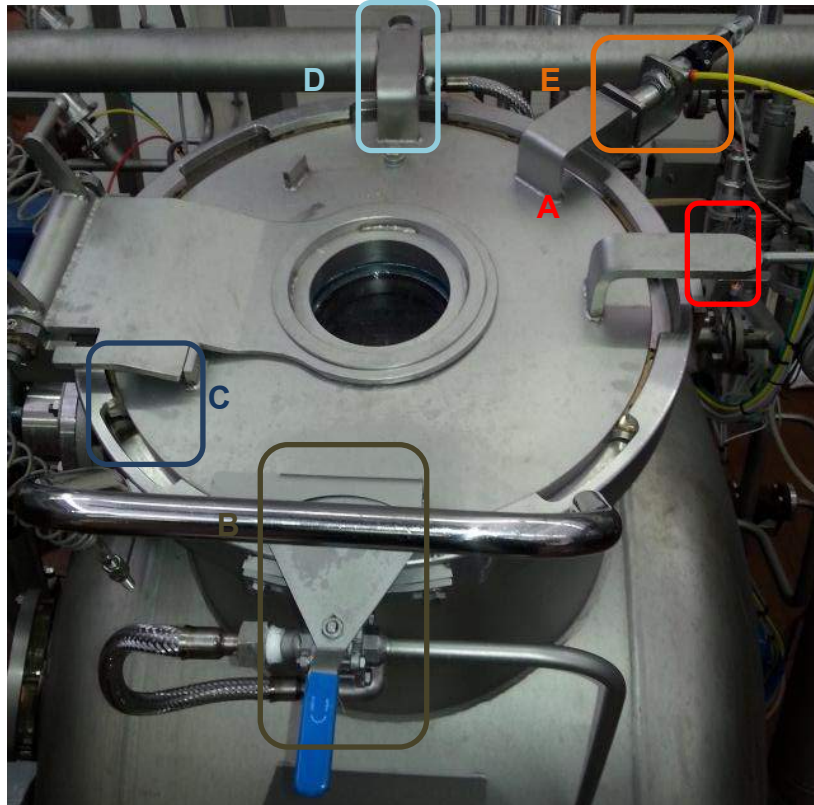


Figura 5 – Autoclave per la tintura dopo l'incidente

4 Conclusioni

L'applicazione degli attuali strumenti normativi sembrerebbe sufficiente ad evitare il verificarsi della maggior parte, se non ogni, incidente avvenuto.

A titolo cautelativo, si consiglia, in presenza di attrezzature a rischio specifico, la verifica dei dispositivi di protezione, tecnici o procedurali, in aggiunta alle verifiche periodiche e di messa in servizio.

5 Bibliografia

- [1] A. De Musso, M.F.S. De Musso: "Attrezzatura o insiemi a pressione (Autoclavi) funzionanti a temperatura maggiore di 100°C. La sicurezza nei cicli di funzionamento in continuo applicati agli apparecchi di tintura dei filati in corda e della cottura di alimenti in scatola", negli Atti del SAFAP 2010, vol. 1, pp. 451-459, Venezia, 2010
- [2] M. Doninelli, M. Doninelli: "Dossier Legionella", tratto dalla rivista on line *Sicurezza on line*, Febbraio 2003
- [3] R. Cianotti, L. Abate, P. Castellano, L. Cortis, F. Di Tosto, R. Lombardi, A. Maggi, M. Masi, M. Montesano, N. Mucci, G. Munacò, F. Pera, L. Pera, E. Picchiotti, L. Tomassini: "GUIDA OPERATIVA: Rischi specifici nell'accesso a silos, vasche e fosse biologiche, collettori fognari, depuratori e serbatoi utilizzati per lo stoccaggio e il trasporto di sostanze pericolose"
- [4] L. Ros: "Rischi collegati all'utilizzo di azoto nelle cantine", atti dell'unità Socio Sanitaria della Regione Veneto

Oro verde: una conversione industriale “eco -compatibile”

R. Balistreri*, M. G. Sassu**, E. Piga**

*INAIL – UOT CVR Cagliari

**MATRICA S.p.A. - stabilimento di Porto Torres

Sommario

La memoria in oggetto ha come obiettivo quello di analizzare il nuovo ciclo della produzione della chimica verde che si sta realizzando nel complesso industriale di Porto Torres di proprietà della Versalis Spa. Nella fase attuale il ciclo prevede la costruzione di due impianti aventi come prodotti principali l'acido Azelaico (monomero delle bioplastiche di terza generazione) e oli lubrificanti, idraulici e oli estensori per il ciclo delle gomme. La produzione parte nel suo ciclo da oli vegetali principalmente provenienti da Girasole alto oleico e, in una fase successiva, da cardo di una varietà molto simile a quella autoctona in Sardegna. Questa tecnologia, sviluppata da Novamont è stata implementata su scala industriale dalla società Matrìca (una società che nasce dalla joint-venture tra Versalis Spa e Novamont) nello stabilimento petrolchimico di Porto Torres di proprietà dell'ENI.

L'analisi del ciclo e della tecnologia di produzione ha lo scopo di valutare l'efficacia e la sostenibilità della filiera, con tutte le ricadute che potrà avere sul tessuto industriale e agricolo della Regione Sardegna.

È indubbio che la chiusura degli impianti legati alla petrolchimica “classica” (Etilene, Aromatici, intermedi, etc.) ha causato un ridimensionamento dell'attività industriale in tutta l'area con conseguenze importanti sia sull'occupazione che sulla produzione. La nuova iniziativa imprenditoriale vuole introdurre una filiera di importanza strategica quale è la chimica verde, finalizzata alla produzione di plastiche biodegradabili utilizzando ingredienti naturali, prodotti anche nel territorio circostante.

Nella memoria riepilogherà brevemente:

1. l'analisi del processo di produzione;
2. l'analisi della filiera della produzione del cardo selvatico e degli oli vegetali;
3. la valutazione delle ricadute economico-sociali di tutta la filiera;
4. le condizioni per le quali specifici progetti mirati al miglioramento della sicurezza sul lavoro potrebbero rientrare nei programmi di incentivazione e sostegno previsti dall'Istituto a favore delle piccole e medie attività produttive che compongono la filiera (produzione agricola, trasporto, stoccaggio, smaltimento, produzione e trasformazione dei residui vegetali);
5. La valutazione delle ulteriori opportunità di sviluppo della filiera verso la produzione di energia elettrica (con ciclo combinato a cura di Enipower) utilizzando residui vegetali di lavorazione e dall'approvvigionamento di ulteriori biocombustibili che possano eventualmente supportare il ciclo combinato in periodo di carenza di biomassa dalla lavorazione del cardo;
6. La valutazione sulla sicurezza del nuovo impianto paragonata ai rischi connessi con l'esercizio delle unità dismesse e non più in esercizio.

1. Premessa

Il progetto Matrìca si pone è innovativo non solo per la novità intrinseca dei suoi prodotti, ma perché cerca di chiudere il ciclo produttivo curando sia la filiera a monte, sia quella a valle. L'obiettivo dell'azienda è il sistema industriale integrato e non una semplice produzione (vedi fig. 1)

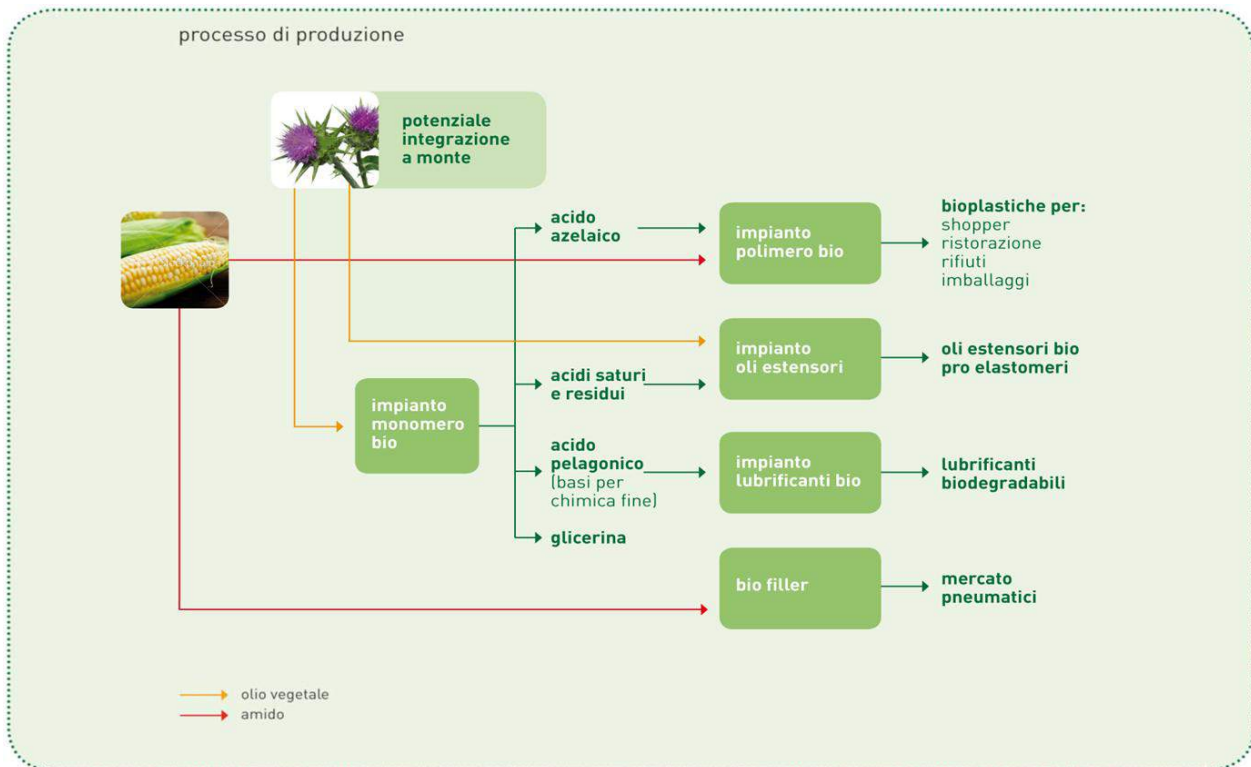


Figura 1 ciclo produttivo (fonte Matrica spa)

Il sistema prevede:

- una ricerca in costante sviluppo, che cura sia l'ambito agricolo, sia quello dei monomeri, sia quello dei prodotti finiti (bioplastiche e/o Oli)
- una filiera agricola del cardo e di altre colture oleaginose che sono in corso di sperimentazione per fornire parte dell'olio necessario all'alimentazione degli impianti;
- la successiva installazione di impianti per la trasformazione dei prodotti della filiera agricola: una centrale termica a biomassa, un impianto di spremitura per l'ottenimento di oli vegetali per la carica all'impianto e la produzione di farine vegetali ad alto contenuto di proteine per l'uso animale;
- una parte produttiva, realizzata per fasi successive che prevede la produzione principalmente di monomeri (Azelaico e Pelargonico), lubrificanti vegetali, oli estensori e biofiller (ovvero additivi impiegati in altre produzioni), bioplastiche (Mater Bi);
- la possibilità di sviluppi locali della filiera delle bioplastiche in particolare e di quanto trasformabile per contribuire a creare un bioraffineria integrata.

La posizione di Matrica è inoltre baricentrica rispetto alle esigenze dell'ambiente e delle crescenti aspettative dei consumatori.

In sintesi si cerca di offrire al consumatore un prodotto che sia realizzato nel completo rispetto dell'ambiente, con un impatto prossimo allo zero, garantendone prestazioni tecniche in linea con i prodotti ottenuti da fonte petrolchimica.

2. Filiera agricola - Perché della filiera in loco

Come detto in premessa un fondamento del progetto è la filiera agricola "in loco", ovvero una fonte di approvvigionamento della carica agli impianti (nella fattispecie oli da cardo), reperita nell'ambito della regione Sardegna.

La coltura che in fase iniziale è stata identificata per tale scopo è il cardo *Cynara Cardunculus* della varietà *Altilis* (vedi fig.2).



Cynara Cardunculus L. varietà Altilis

Figura 2 Cultura utilizzata (fonte *Matrica spa*)

La scelta del cardo è il miglior compromesso nel rispetto dei presupposti del progetto, ovvero:

- basso utilizzo di fertilizzanti e antiparassitari chimici;
- possibilità di crescita produttiva in aree marginali non irrigue, con rischi di erosione e desertificazione;
- assenza di competitività con le colture alimentari;
- ottimo compromesso nella produzione di semi oleaginosi e biomassa, due dei principali requisiti richiesti dal progetto;
- pluriennalità delle colture, stimate in almeno sei anni, che consente dopo il primo anno di semina, un costo di esercizio contenuto.

Focalizzando l'attenzione alle due suddette produzioni principali, biomassa e acheni, si è potuto sperimentare una produttività annua che può arrivare fino a 15-20 t/ha di biomassa e circa 1,5-1,7 t/ha di acheni.

Mentre la biomassa trova il suo naturale impiego nella produzione di energia in caldaie a semplice produzione di energia termica (vapore) o in cicli combinati (vapore ed Energia elettrica), gli acheni vengono rilavorati per la produzione di materie più "nobili" destinate all'uso chimico o di integrazione dell'alimentazione animale.

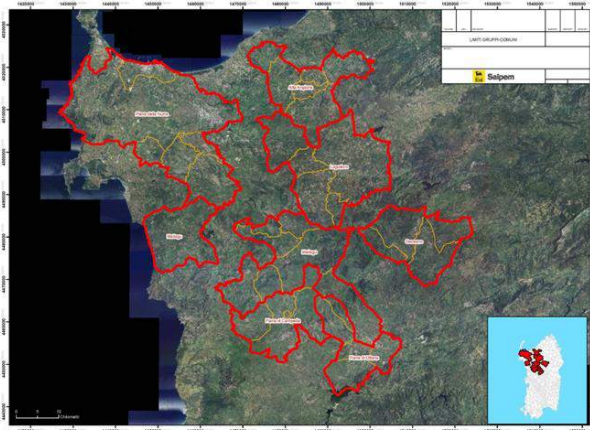
Infatti questi ultimi sono utilizzati per la produzione di prodotti di base per l'uso chimico, principalmente:

- Acido oleico (circa il 25% in peso);
- Acido Linoleico (circa il 59 % in peso).

Dai processi di spremitura, in tutto simili a quelli per la produzione di oli di girasole, si ha una corrente secondaria, se riferita ai fini principali del processo indirizzato alla produzione di monomeri per le bioplastiche, ma non marginale per la resa economica dell'investimento, rappresentata dalle farine proteiche per integrazione dell'alimentazione degli animali da allevamento (bovini e ovini) quantizzabili in circa il 30-33 % in peso.

Gli agronomi di *Matrica* stanno sperimentando e ricercando il genotipo che meglio si adatta alle condizioni ambientali dell'isola e che produce il miglior compromesso tra biomassa ed acheni.

Allo stato attuale inoltre, in un raggio di poco più di 100 km dal sito produttivo, sono già stati individuati su circa 306.000 ha, almeno 80.000 ha potenzialmente utilizzabili dalle colture del cardo perché considerati non alimentari, non irrigui e marginali (vedi fig.3)



COMPENSORIO	SUPERFICIE (Ha)
Alta Anglona	30.621
Piana della Nurra	82.971
Logudoro	50.554
Meilogu	68.769
Goceano	27.990
Piana di Ottana	20.789
Piana di Campeda	24.834
Superficie totale	306.528

Dati : Fonte EniPower

Figura 3 aree agricole interessate (fonte Matrica spa)

3. Valutazione delle ricadute economiche su tutta la filiera

Come anticipato in premessa il progetto di bioraffineria di Matrìca ha enormi potenzialità ed altrettante ricadute economiche dalle diverse sfaccettature.

Si passa dalle ricadute immediate e tangibili come l'impatto occupazionale ed il benessere a breve termine, fino a quelle meno intuibili e quantificabili come la minore dipendenza dal petrolio ed i suoi derivati, le ricadute che questo porterà sul ciclo dei rifiuti, fino alle posizioni di politica estera dove si immagina di passare da ruolo di sudditanza verso i paesi produttori di petrolio ad una posizione di leadership sulle nuove tecnologie Bio.

3.1 Ricadute della filiera agricola sul territorio

Come anticipato nei paragrafi precedenti, le attuali e future piantagioni di cardi, saranno destinate ai terreni marginali, incolti e non irrigui con le seguenti ricadute :

- la destinazione ad aree incolte, non irrigue e marginali, comporta una immediata cura di queste ultime. Ovvero, le aree di cui parliamo, normalmente incolte e spesso innesco o mezzo di propagazione di incendi, diventano di fatto aree controllate e curate, con la riduzione dei rischi di cui sopra.
- lo sviluppo di un mercato delle biomasse per uso energetico, utilizzabili in centrali a biomassa.

3.2 Le ricadute delle attività industriali

L'attività industriale nel sito di Porto Torres si pone diversi obiettivi ambiziosi, tra cui:

- fare industria e nuova occupazione nel pieno rispetto della natura e ponendo le basi per uno sviluppo sempre più eco-sostenibile;
- chiudere il ciclo industriale della produzione di bioplastiche (non solo Monomeri come nella fase 1) ed oli lubrificanti e idraulici;
- riconvertire alle produzioni "Bio" un sito petrolchimico inserito tra i "Siti di Interesse Nazionale";
- dare nuove opportunità lavorative nel settore della green economy, sia per la costruzione degli impianti che per la gestione, la manutenzione e lo sviluppo tecnologico;

- introdurre nel progetto una “Centrale a biomasse” che riutilizza le biomasse del ciclo del cardo per produrre energia elettrica e vapore a costi competitivi rispetto alle centrali con combustibili fossili;
- garantire alle imprese locali la distribuzione dei prodotti principali come bioplastiche e oli, e di quelli secondari i cui mercati e potenzialità hanno ampi margini di sviluppo e miglioramento.

3.3 Le ricadute della filiera a valle

Così come la filiera agricola costituisce l’anello di partenza della Bioraffineria di terza generazione, quale è il progetto Matrica a Porto Torres, la filiera a valle ne è l’anello terminale.

Anello i cui confini sono difficilmente tracciabili e valutabili in quanto molti di essi sono tutti da scoprire; infatti non sono ancora note tutte le produzioni possibili e fattibili, i loro impieghi e la loro valenza nel nostro immediato futuro.

Questo vale sia per le bioplastiche che per i gli Oli, la cui varietà è notevole tanto quanto le possibili applicazioni sia in blending che al 100% in purezza.

La filiera a valle è sicuramente quella con i maggiori potenzialità economiche, occupazionali e di sviluppo; ma anche quella su cui si hanno meno certezze e dati; è anche quella su cui serve il maggiore impegno per lo sviluppo di mercati ancora da scoprire.

Un’iniziale prospezione dei campi di sviluppo individua:

- gli ambiti legati alla produzione ed uso delle bioplastiche;
- gli ambiti legati all’uso ed alla diffusione dei lubrificanti biologici e degli oli idraulici o estensori;
- gli ambiti legati alla logistica dei prodotti;
- l’impatto sul ciclo dei rifiuti.

Come evidenziato nella parte descrittiva dell’iniziativa, la filiera a valle può dirsi avviabile completamente e compiutamente solo con la costruzione e l’avvio dell’impianto Bioplastiche che consentirà la vera reindustrializzazione del sito con realtà produttive di piccola e media dimensione.

La distribuzione, preferibilmente in loco dei chip di bioplastica, abatterà la percentuale di incidenza del trasporto sul costo del prodotto in quanto è la trasformazione che dà il vero valore aggiunto.

La proliferazione in situ delle piccole e medie imprese consentirà di diminuire i costi di servizio (trasporti, servizi ecc.), creando così un percorso virtuoso di efficienza e la generazione di nuova occupazione indiretta

Le principali aspettative nel breve termine sono legate ai settori già sperimentati ed in qualche modo legati alle politiche di eco - marketing in cui ci si immagina una sostituzione delle plastiche derivanti da prodotti fossili.

Da questi numeri si percepisce l’importanza della filiera a valle e delle sue ricadute sul territorio che ospita Matrica, ma soprattutto lascia intravedere in maniera chiara le potenzialità di tutti quei risvolti dell’iniziativa ora non facilmente quantificabili.

Alle iniziative sopra riportate potranno aggiungersi:

- aziende interessate alla filiera degli Oli vegetali, con relative strutture e gradi di occupazione;
- la crescita e nascita di nuove società sul settore logistico su terra e su mare;
- la crescita e la stabilizzazione del personale addetto alle manutenzioni, costruzioni industriali e servizi per le imprese;
- il proliferare dell’indotto indiretto, terziario, edilizia e servizi alla cittadinanza.

Il percorso virtuoso, anche in questo caso con difficile valutazione delle ricadute e dei benefici, si chiude con l'impatto indiretto sull'ambiente e sul benessere della popolazione. Si avrebbero infatti:

- minori costi a regime per la gestione dei rifiuti: le vecchie plastiche, scarsamente riutilizzabili e fortemente inquinanti, verrebbero sostituite da bioplastiche, degradabili al 100% in brevissimi periodi e con possibili usi come "compost" di qualità;
- minori emissioni complessive di CO₂, con un ciclo quasi chiuso su se stesso;
- notevoli immediati benefici sull'ambiente a causa della riduzione dell'uso in settori a rischio (agricoltura e pesca ad esempio) di prodotti come i teli da paciamatura, i sacchetti e i lubrificanti di derivazione totalmente biologica e non fossile.

4. Il ruolo dell'INAIL

Una delle prerogative dell'Inail è quella di finanziare progetti che abbiano come obiettivo lo sviluppo della cultura della sicurezza per i lavoratori, l'adeguamento delle attrezzature di lavoro pericolose e l'implementazione dei sistemi di gestione della sicurezza, soprattutto nelle piccole e medie aziende. L'Inail oggi si vuole spingere anche oltre, sviluppando all'interno del mero finanziamento di progetti specifici una maggiore collaborazione e il raccordo tra le imprese e le professionalità interne all'Istituto; questa interazione ha lo scopo di sviluppare conoscenza e professionalità nell'ambito della sicurezza del lavoro, nelle tecniche e procedure operative e nella scelta e lo sviluppo di processi, impianti e macchinari.

La filiera della produzione delle bio plastiche e degli oli di derivazione vegetale, come già detto, prevede un importante contributo da parte delle imprese agricole che provvederanno alla coltivazione del cardo, da parte delle imprese di trasporto che provvederanno alla logistica nonché delle imprese impiantistiche e ai costruttori di caldareria che svolgeremo le attività di manutenzione e revamping. Il tessuto industriale e agricolo della Sardegna è composto, nelle fattispecie sopra elencate, soprattutto di piccole imprese per le quali il contributo finanziario nonché professionale proposto dall'Inail potrebbe essere un importante sostegno, nell'ambito delle regole e delle procedure dell'Istituto.

5. La valutazione sulla sicurezza del nuovo impianto

La trasformazione del sito industriale di Porto Torres passa attraverso la dismissione di impianti non più strategici (Etilene, Aromatici, intermedi) e dalla riconversione di altri già a minore impatto ambientale (depositi di materie prime e semi lavorati, produzione vapore ecc.). La dismissione di impianti non più strategici elimina dall'area industriale sostanze base, semilavorati e prodotti finiti che, per loro natura, presentano gravi rischi per la salute e per l'ambiente. La sostituzione delle sostanze e dei processi inquinanti con processi completamente nuovi e con sostanze di derivazione biologica abbatte pertanto in modo consistente i pericoli connessi con l'uso di sostanze pericolose. Inoltre gli stessi processi chimici che si realizzano nei nuovi impianti presentano livelli di pericolo decisamente inferiori.

Altrettanto importante nell'abbattimento dei rischi derivanti dalle attività industriali dell'area è l'impiego di impianti di nuova progettazione che recepisce lo stato dell'arte in materia di sicurezza e salvaguardia ambientale. Confrontando gli impianti originari, alcuni dei quali risalivano agli inizi degli anni '70, con le nuove unità di processo, già al solo colpo d'occhio si percepisce come l'evoluzione progettuale e costruttiva garantisca alti standard di sicurezza e la massima efficacia dei sistemi di monitoraggio e di controllo.

Anche solo con questi brevi ma significativi spunti risulta evidente come il progetto di conversione alla chimica verde abbia un importante impatto nella sostenibilità ambientale di un'area ad altissima industrializzazione, che per più di quaranta anni ha convissuto con le emissioni inquinanti.

6. Conclusioni

Quanto riportato nei capitoli precedenti è la sintesi di un progetto, un impegno e una scommessa. L'importantissimo investimento che si sta realizzando nella Sardegna nord occidentale è la risposta alla sempre maggiore richiesta di produzioni industriali eco-sostenibili e a basso impatto ambientale. La zona industriale di Porto Torres, area di "interesse strategico nazionale", dopo decenni di produzione di prodotti petrolchimici di elevato valore ma anche ad alto inquinamento ambientale, ha conosciuto una profonda crisi fino alla chiusura della quasi totalità delle unità produttive. Il progetto Matrica potrà riscattare una terra che ha dato tanto all'industria, inglobando ulteriori attività, da quelle agricole ai servizi, facendo da volano nella re-industrializzazione del territorio e nella creazione di nuove imprese. Il tutto con un basso impatto ambientale e riducendo ulteriormente le fonti di possibile pericolo. Per questo motivo abbiamo pensato all' "oro verde" per definire la nuova filiera che si andrà a realizzare.

Simulazione dinamica del processo di manutenzione basato sul rischio

L. C. Santillo*, M. Gallo*, M. Di Nardo*, L. Monica**, M. Madonna**, F. Giacobbe***

*Università di Napoli Federico II - Dipartimento di Ingegneria Chimica, dei Materiali e della Produzione Industriale

**INAIL - DIT

***INAIL - UOT CVR Messina

Sommario

Il rapido sviluppo dei sistemi complessi, in particolar modo dell'industria chimica e petrolifera, impone che gli impianti siano progettati, costruiti ed eserciti senza pericoli per l'incolumità e la salute dei lavoratori, della popolazione e dell'ambiente circostante.

In questo quadro, la manutenzione è senz'altro una delle attività più delicate da attuare in grossi insediamenti industriali. Tali situazioni potenzialmente pericolose richiedono una pianificazione delle attività di manutenzione tale da prendere in considerazione non solo gli aspetti economici e di affidabilità ma anche e soprattutto la sicurezza delle persone e l'impatto ambientale. La pianificazione della manutenzione, quindi, può contribuire significativamente alla minimizzazione del rischio e diventa un'attività strategica nella gestione del rischio di un'organizzazione. Tali considerazioni hanno portato negli ultimi anni alla diffusione di una strategia di manutenzione basata sul rischio laddove il livello di rischio è utilizzato come criterio per la pianificazione delle attività manutentive.

Scopo del presente lavoro è quello di analizzare le relazioni causali nel processo di manutenzione basato sul rischio. Il primo passo è quello di fornire una rappresentazione del modello, che consiste in una descrizione del processo di manutenzione tenendo conto delle principali norme internazionali. Ciò consente di definire e delineare la sequenza delle attività, dei compiti e degli attori coinvolti. Per catturare il comportamento dinamico non descritto nel modello sarà strutturato un diagramma causa-effetto (*Causal Loop Diagram*) che sarà propedeutico in un futuro lavoro alla modellizzazione e simulazione del processo analizzato.

1. Introduzione

Gli ultimi due decenni sono stati caratterizzati da un importante progresso nello sviluppo di nuove strategie di manutenzione. La rapida crescita in tale settore è stata motivata dall'aumento del numero, delle dimensioni, della complessità e della varietà delle attività materiali; con una maggiore consapevolezza dell'impatto della manutenzione sull'ambiente, sulla qualità, sulla redditività e non ultimo sulla sicurezza.

Negli ultimi anni si è passati così dalla metodologia *Reliability Centered Maintenance* (RCM) alla *Risk Based Maintenance* (RBM) che prende in considerazione non solo gli aspetti economici e di affidabilità, ma anche la sicurezza del personale e l'impatto ambientale attraverso il ricorso a metodi di analisi del rischio. La RBM ha reso possibile l'integrazione del meccanismo di priorità degli interventi di ispezione nella pianificazione della manutenzione, focalizzando l'attenzione sui componenti che necessitano realmente delle azioni manutentive [3]. Il primo vantaggio è sicuramente un decremento di tutti i costi legati alla gestione della manutenzione, dal costo del personale a quello di indisponibilità dei macchinari. Il secondo, di gran lunga più importante del primo, è legato all'aspetto della sicurezza: quest'ultima non è affatto intaccata dalla riduzione del numero di ispezioni, anzi, credere di poter ispezionare tutti i componenti con lo stesso grado di priorità non avrebbe consentito la previsione della totalità dei guasti su una linea di produzione. [6].

Il presente lavoro presenta una procedura per la pianificazione degli interventi di manutenzione ed ispezione sulla base della metodologia innovativa definita *Risk-based*

Inspection and Maintenance (RBIM). In particolare, il valore aggiunto del lavoro consiste nel correlare gli aspetti ispettivi e manutentivi alle caratteristiche produttive di un impianto industriale. Partendo dalle caratteristiche della metodologia di manutenzione/ispezione basata sul rischio, proposta in ambito europeo nel progetto denominato RIMAP (Risk-Based Inspection and Maintenance Procedures for European Industry) al fine di armonizzare le disposizioni nazionali di regolamentazione dell'UE relative ai programmi di ispezione e manutenzione, si è cercato di strutturare un modello di gestione che integrasse la produzione e la manutenzione basata sul rischio. Per raggiungere questo obiettivo è risultato indispensabile, ai fini della semplificazione della trattazione, partire dalle peculiarità sia del processo produttivo che manutentivo mettendo in rilievo le relazioni e le interdipendenze esistenti tra tutti i fattori che influenzano i fenomeni dinamici. Alla luce di ciò, nella parte conclusiva del lavoro, si introduce l'utilizzo della logica della *System Dynamics* (SD) che, nell'ambito della valutazione e gestione del rischio, sta assumendo un ruolo sempre più importante come strumento di modellazione e simulazione. A seguito di una breve descrizione dei moderni approcci basati sulla SD, ci si è concentrati maggiormente sull'analisi dei meccanismi di feedback instaurati tra le variabili della procedura proposta e dunque sulla stesura del Causal Loop Diagram (CLD). Tale diagramma rappresenta la mappa grafica atta ad individuare l'essenza delle relazioni causali tra le diverse variabili considerate.

2. Metodologia per l'ottimizzazione della manutenzione e delle ispezioni: Risk Based Inspection and Maintenance (RBIM)

Partendo dal documento proposto dal CEN riguardante la metodologia RBIM nell'ambito del progetto RIMAP (Risk-Based Inspection and Maintenance Procedures for European Industry), che fornisce linee guida per lo sviluppo di un programma di manutenzione/ispezione basato sul rischio applicabile a diverse tipologie di industrie e a differenti attrezzature, il presente lavoro si propone di valutare l'impatto che una metodologia *risk based* per lo sviluppo del piano manutentivo/ispettivo ha sulla produttività del sistema. La procedura proposta si articola in cinque macro fasi (Figura 1):

1. Equipment analysis,
2. Risk analysis,
3. Survival data collection and analysis,
4. RBM decision making process,
5. Execution, reporting and performance review.

2.1 Equipment analysis

Il primo passo fondamentale del metodo è la raccolta di tutti i dati tecnici (P&ID, diagrammi logici, lista dei componenti, manuali, ecc.) necessari per l'analisi successiva, anche attraverso interviste al personale e consultazione degli archivi storici delle avarie e degli interventi di manutenzione/ispezione.

La metodologia parte quindi, in un approccio top-down, dall'individuazione dei livelli funzionali più importati dell'impianto e scende poi al livello di componenti o elementi strutturali da individuare come oggetto della manutenzione/ispezione. Il livello di dettaglio a cui la metodologia permette di arrivare dipende solo dalla presenza di dati affidabilistici sufficientemente dettagliati ed il più possibile personalizzati per l'impianto in analisi.

I sistemi sono generalmente definiti sulla base delle funzioni svolte e possono essere suddivisi in sottosistemi, al fine di creare una gerarchia funzionale che consenta di affrontare con maggiore facilità le criticità ad essi legate, quali ad esempio l'individuazione dei meccanismi di degrado dei componenti oppure la distribuzione della vita residua. Per stabilire il rapporto gerarchico, ogni sottosistema viene suddiviso in componenti che

presentano delle interdipendenze di tipo strutturale, funzionale o stocastico. [4]. L'individuazione dei componenti critici, invece, può essere realizzata con l'ausilio di norme specifiche per il campo di interesse (come ad esempio gli standard internazionali API 580/581 per le raffinerie petrolifere, o ancora la normativa Seveso III per la sicurezza degli impianti industriali); oppure con l'ausilio di strumenti largamente diffusi quali l'analisi FMECA e di Pareto, per quantificare l'impatto del guasto di un componente sulla produttività, sulla sicurezza e sull'ambiente [12]. Per i sistemi e sottosistemi in osservazione, l'obiettivo dell'analisi è determinare le condizioni operative dei componenti e le situazioni eccezionali che potrebbero comportare guasti o malfunzionamenti del sistema. A tale scopo, risulta fondamentale identificare le fonti di informazione disponibili che possano fornire dati inerenti alla progettazione, al funzionamento ed alle ispezioni/manutenzioni. Prima di raccogliere le informazioni necessarie, sarebbe opportuno stimare la qualità e la quantità di dati necessari per effettuare una valutazione consistente della probabilità e delle conseguenze di uno scenario di guasto. I dati possono provenire da differenti aree: Produzione, Manutenzione e Servizio di Prevenzione e Protezione [7]. I dati raccolti devono poi essere validati e successivamente immagazzinati in database. Il processo di validazione prevede che le informazioni afferenti ad una stessa categoria vengano confrontate, controllandone la compatibilità con limiti fisici e tecnici mediante l'ausilio di standard o di linee guida. Il risultato di tale processo sarà una valutazione complessiva di tutti i dati rilevanti per la quantificazione del rischio dei componenti di interesse; definiti "*raw technical data*" [2].

2.2 Risk Analysis

Nella seconda fase della metodologia vengono definiti i parametri fondamentali per la valutazione del rischio, discriminando un'analisi preliminare da una dettagliata.

L'analisi preliminare dei componenti viene svolta in maniera rapida, semplice ed economica, esaminando una popolazione limitata di items. Da questa analisi, generalmente i sistemi e le apparecchiature vengono suddivisi in due gruppi: gli items ad alto rischio e gli items a medio/basso rischio. Soltanto per i primi verrà effettuata l'analisi dettagliata; mentre per i componenti caratterizzati da basso rischio sarà richiesta la minima sorveglianza, al fine di verificare ed assicurare che le assunzioni fatte in fase preliminare risultino ancora valide. Invece, per i componenti a medio rischio è necessario considerare ulteriori caratteristiche che consentano di decidere se eseguire la fase di analisi dettagliata o semplicemente un minimo controllo. Di solito, il livello iniziale di analisi è spesso sufficiente per evidenziare le aree dell'impianto con la più alta probabilità di guasto, eliminando dalle analisi successive le zone a basso e medio rischio [2]. Il risultato ottenuto sarà costituito dai seguenti parametri:

- valore o categoria di probabilità di guasto (PoF) per la parte dell'apparecchiatura esaminata;
- valore o categoria di conseguenze di guasto (CoF) per la parte dell'apparecchiatura esaminata;
- valore o categoria di rischio per la parte dell'apparecchiatura esaminata dalla matrice di rischio preliminare.

L'analisi dettagliata, invece, si differenzia dalla precedente in termini di profondità richiesta per la valutazione del rischio. Infatti, per ogni sistema o gruppo di componenti ad alto rischio, viene identificato il meccanismo di degrado e viene stimata l'estensione del danno. Sulla base di queste informazioni possono essere determinati gli intervalli per le attività di ispezione e manutenzione, in accordo con l'esigenza che il livello di rischio sia ancora accettabile. Tale analisi si articola in cinque compiti fondamentali:

- A. identificazione dei pericoli;
- B. identificazione dei meccanismi di degrado rilevanti e dei modi di guasto;

- C. determinazione delle probabilità di guasto;
- D. determinazione delle conseguenze di guasto;
- E. valutazione del rischio.

Per l'individuazione dei pericoli, possono essere utilizzati diversi metodi quali: HAZOP; What-If Analysis e FMECA. Il compito di identificare i meccanismi di degrado rilevanti ed i modi di guasto risulta invece più complesso, in quanto è necessaria la conoscenza della funzione di guasto per poter listare tutti i possibili stati del componente durante i quali esso non svolge correttamente la performance richiesta. Inoltre dovrebbero essere inclusi non solo tutti gli eventi connessi ad uno specifico modo di guasto ma anche il tasso di deterioramento dell'attrezzatura. Generalmente, lo strumento utilizzato per risolvere tale problema è la Root Cause Failure Analysis (RCFA), che consente l'approfondimento dei meccanismi di degrado rilevanti. [2].

Una volta determinati i meccanismi di degrado per i componenti critici, è possibile determinare le probabilità di guasto necessarie per la scelta delle strategie manutentive da implementare. La procedura RIMAP prevede l'utilizzo di tre differenti sorgenti di informazioni:

- i. analisi statistiche dei dati storici;
- ii. modellazione e previsione dei modi di guasto dei componenti;
- iii. giudizio degli esperti.

Pertanto, la migliore stima della probabilità di guasto di un componente è fornita dalla combinazione di questi tre elementi.

Terminato il calcolo delle probabilità di guasto, si passa alla determinazione delle conseguenze di malfunzionamento considerando gli aspetti della salute, della sicurezza e della produzione [2]. La quantificazione delle CoF per gli aspetti sopramenzionati richiede calcoli di diversi parametri quali: le proprietà dei materiali, la presenza di persone nell'area a rischio etc. Ai fini dell'elaborato è opportuno soltanto evidenziare che i riferimenti metodologici per l'effettuazione di questa fase sono riportati nel dettaglio nella procedura RIMAP. Infine, calcolate le PoF e le CoF, è possibile valutare il rischio ed inserire i risultati nella relativa matrice.

In questa macro fase si è determinato il rischio per ciascun componente critico, sulla base delle informazioni dei componenti ad alto rischio e dei dati relativi ai meccanismi di degrado; attraverso i quali è possibile determinare gli intervalli di ispezione e manutenzione teorici.

A questo punto si innesta la fase di Risk-Based Inspection, ricordando che l'attività di ispezione consiste nella *“verifica della conformità mediante misurazione, osservazione, prova o rilevazione dimensionale delle caratteristiche relative ad un'entità”* [9]. Dunque le attività ispettive consistono principalmente nella stima dell'integrità strutturale delle attrezzature, mediante esami visivi o tecniche di controllo non distruttive, a supporto sia delle revisioni periodiche a cui i componenti pericolosi devono essere sottoposti, sia dell'adempimento alle verifiche di legge previste. In quest'ottica, le ispezioni rappresentano un sostegno per le attività manutentive in quanto consentono di valutare se l'attrezzatura è in grado di eseguire la funzione richiesta, mediante la misurazione del suo stato prestazionale [5]. Con l'ausilio delle ispezioni si valutano quindi in maniera effettiva le condizioni dei componenti critici, correggendo le stime effettuate a priori senza la conoscenza del reale stato del componente, con le nuove informazioni raccolte nella fase RBI [1].

2.3 Survival data collection and analysis

I risultati derivanti dalla metodologia RBI consentono di stimare la probabilità di rottura di un'apparecchiatura, in funzione della distribuzione della vita media residua e dei possibili meccanismi di degrado; mentre le conseguenze di un guasto possono essere correlate

alle condizioni operative in cui l'attrezzatura opera [5]. Nella pratica, i nuovi dati resi disponibili mediante le ispezioni, consentono di effettuare una rivalutazione della vita residua di un componente e di conseguenza di migliorare la stima dell'affidabilità dello stesso. I principali approcci utilizzati per valutare l'affidabilità sulla base dei dati collezionati sono generalmente due: il primo approccio deriva direttamente dalle funzioni empiriche di sopravvivenza riguardanti il tempo al guasto del dispositivo e vengono definite *funzioni empiriche correlate ai dati* (Empirical Function Direct to Data) [4]. Il secondo approccio, chiamato di *Ricerca di Distribuzioni Teoriche* (Theoretical Distribution Research), è il più complesso ma anche il più appropriato in quanto considera distribuzioni quali: Weibull, Esponenziale, Normale etc [8]. Tale approccio è preferibile poiché fornisce maggiori informazioni e soprattutto una valutazione migliore dell'affidabilità dei componenti. È opportuno osservare però che si potrebbe iniziare l'analisi con la procedura EFDD e successivamente considerare la TDR. Sulla base delle nuove informazioni legate alla distribuzione della vita media residua e all'affidabilità, è possibile effettuare una rivalutazione del rischio, necessaria per le attività di RBM, attraverso le quali si definisce la programmazione degli interventi manutentivi. La schedulazione dei suddetti interventi si fonda sul concetto di stabilire una priorità in base al livello di rischio dei componenti, analogamente a quanto fatto per le ispezioni; con l'unica differenza che per la determinazione del livello di rischio viene calcolata una matrice di tipo qualitativo, in cui le valutazioni si basano essenzialmente sull'esperienza ed sul know-how di esperti del settore [2]. Controllare il livello di rischio consente di variare le politiche manutentive a seconda dello stato dei componenti più critici, avendo ben chiaro quali sono le probabilità di accadimento di ogni singolo modo di guasto di ogni singolo componente, sempre correlato con le relative conseguenze economiche e di sicurezza.

La gestione delle priorità diventa, dunque, una fase preliminare alla preparazione ed alla pianificazione dei lavori di manutenzione ed è frutto di una valutazione collegiale di un gruppo di lavoro multidisciplinare, costituito da esperti del reparto produzione, ispezione, manutenzione e sicurezza. In base agli accordi tra le diverse funzioni coinvolte nella definizione delle priorità, vengono stabilite sia le date entro cui gli interventi manutentivi devono essere completati, che i criteri di accettazione dei livelli di rischio, sulla base delle norme vigenti [5]. Quindi, il rischio di ciascun componente viene confrontato con il rispettivo livello di accettazione e se qualora non fosse accettabile si impostano specifiche misure mitigative.

Qualora il livello di rischio risultasse accettabile, si passerebbe alla fase successiva.

2.4 RBM Decision making process

Nel momento in cui il rischio risulta accettabile, è possibile implementare la quarta fase della metodologia, in cui viene proposto un piano di manutenzione che tenga conto, in prima istanza, dell'aspetto legato alla sicurezza ed all'ambiente, e che successivamente consideri l'aspetto economico; attraverso la stima dei costi relativi alle azioni manutentive da intraprendere ed alle politiche scelte. Sicuramente, nell'ambito del processo decisionale, il fattore economico assume un ruolo rilevante; per tale motivo, per ciascun componente critico analizzato, gli ingegneri della manutenzione, in collaborazione con lo staff di contabilità, reperiscono le informazioni legate ai costi degli interventi manutentivi, che ovviamente variano a seconda della politica adottata [4].

Se si volessero perseguire concomitantemente tutti i suddetti obiettivi, i costi legati al processo di manutenzione risulterebbero elevatissimi. Per questo motivo, si richiede un'analisi di fattibilità che consideri non solo il budget a disposizione, ma la totalità delle risorse tangibili ed intangibili da impiegare nel ciclo ispettivo e manutentivo.

2.5 Execution, reporting and performance review

Nel momento in cui il piano di manutenzione proposto rispetta i vincoli di budget e di disponibilità delle risorse, esso viene eseguito. Normalmente gli interventi manutentivi coinvolgono tre tipologie di attività:

1. Interventi preventivi definiti sulla base delle valutazioni RBIM (manutenzione su condizione o programmata);
2. Azioni correttive eseguite in seguito a guasti improvvisi;
3. Guasti identificati mediante il *condition monitoring*.

In questo contesto si utilizza generalmente la *Risk Based Work Selection* (RBWS), per assegnare le priorità di intervento su scala giornaliera o settimanale, sia per le azione correttive che per quelle preventive. Ciò è possibile perché nella pratica circa il 40% dei suddetti compiti può essere posticipato per diverse settimane. Perciò, lo strumento proposto consente di selezionare non solo la politica manutentiva ottimale, bensì anche il tempo in cui effettuare l'intervento, tenendo presente che l'allungamento dei tempi di ripristino o di controllo può incrementare il livello di rischio [2]. L'esecuzione dei lavori invece si articola in diverse fasi:

- richiesta di intervento,
- emissione di un ordine di lavoro,
- esecuzione,
- controllo del lavoro eseguito,
- evasione dell'ordine di lavoro,
- registrazione dell'ordine nel sistema informativo [5].

Per quanto riguarda quest'ultimo punto, le organizzazioni moderne adottano un sistema di gestione della manutenzione computerizzato (CMMS) come strumento chiave per il coordinamento della funzione manutenzione con le altre funzioni aziendali. Tale sistema è costituito tipicamente dai seguenti moduli:

- gerarchia dei guasti delle apparecchiature che costituiscono l'impianto;
- informazioni tecniche;
- piani di manutenzione;
- ordini di lavoro;
- reportistica sugli interventi eseguiti.

In particolare, la registrazione degli interventi eseguiti risulta di primaria importanza per diverse ragioni:

- conoscere la condizione dell'attrezzatura prima e dopo l'intervento manutentivo, in quanto tale informazione consente di migliorare il modello di degrado utilizzato e dunque correggere le stime future in fase di pianificazione;
- controllare i tempi e i costi del lavoro permettendo l'aggiornamento dei parametri riguardanti le risorse impiegate quali: ore di lavoro svolte, parti di ricambio utilizzate, strumenti adottati etc.

Dunque, una reportistica accurata rappresenta la chiave per analizzare ed aggiornare i piani di manutenzione, attraverso una serie di dati riguardanti:

- backlog – ordini non ancora evasi,
- guasti improvvisi,
- disponibilità delle attrezzature oppure perdite legate alle azioni di manutenzione,
- affidabilità dei sistemi di sicurezza,
- tendenze di parametri chiave del processo produttivo e manutentivo connessi all'affidabilità, alla disponibilità ed all'integrità.

A valle del processo di reportistica, è necessario poi considerare le attività di monitoraggio, che consentono di valutare l'efficienza e l'efficacia sia del sistema manutentivo che del sistema produttivo; individuando le criticità che limitano di fatto le prestazioni del sistema

nel suo complesso. Dunque, attraverso i risultati del monitoraggio, si possono identificare le aree critiche suscettibili al miglioramento, che possono essere rintracciate sia nel piano manutentivo, compresa la sua esecuzione, che nel piano di produzione. Generalmente la fase di monitoraggio può essere realizzata mediante attività di audit oppure attraverso la definizione di una serie di indicatori di prestazione (*Key Performance Indicator*). Nel primo caso, gli audit possono essere di tipo interno od esterno; quelli esterni forniscono, come valore aggiunto, la possibilità di avere un giudizio oggettivo sullo stato dell'arte del sistema produttivo. I KPI's rappresentano invece degli strumenti di misurazione degli scostamenti rispetto agli obiettivi prefissati e possono essere di natura economica, tecnica ed organizzativa. Inoltre possono essere definiti da diversi attori quali: top management, maintenance management o ancora dai tecnici della manutenzione. Poiché l'obiettivo dell'elaborato è quello di valutare gli effetti delle azioni manutentive sulle prestazioni del processo produttivo, risulta importante valutare dei KPI's che perseguano tale scopo.

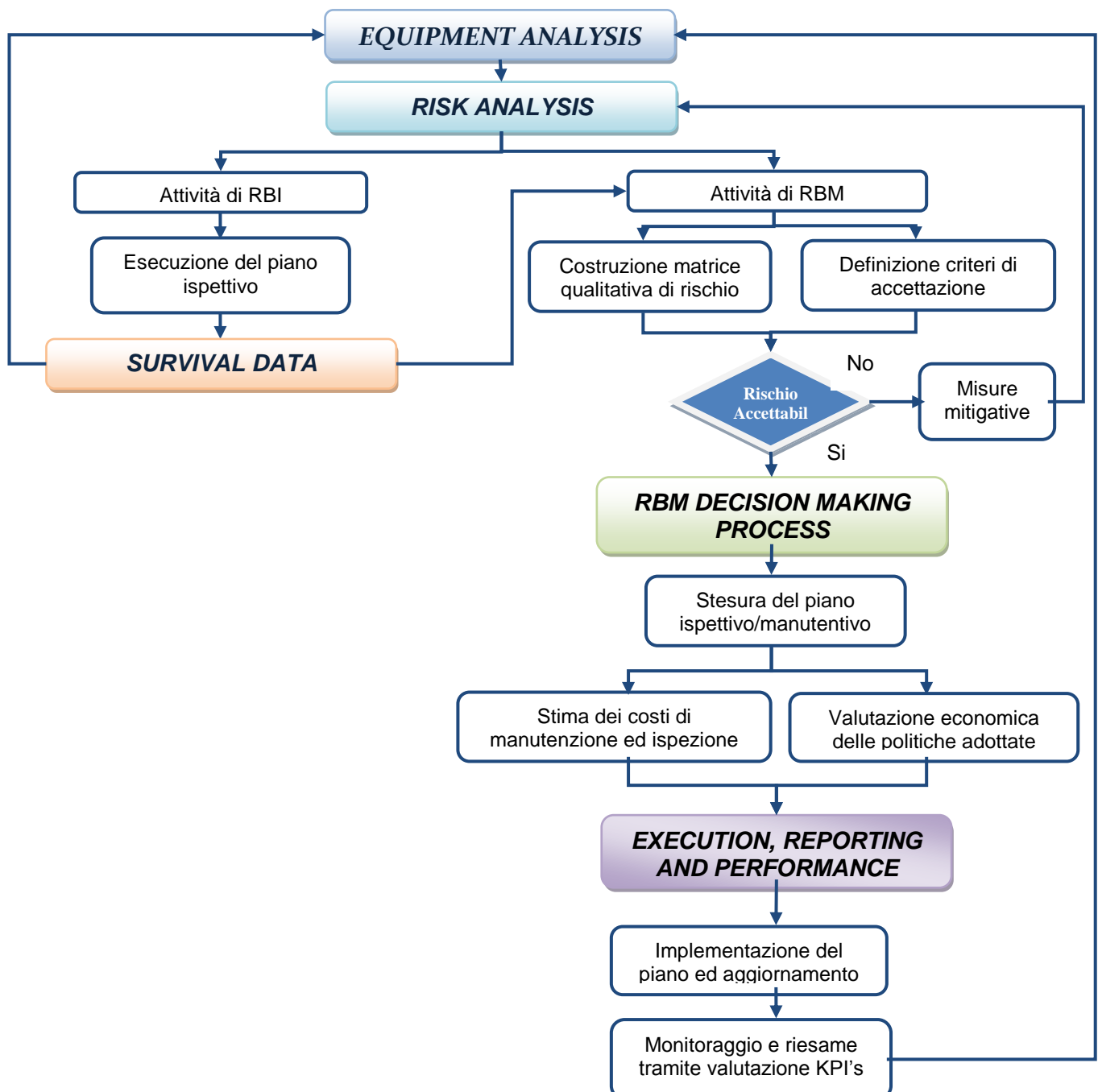


Figura 1: Schema sintetico della metodologia RBIM

3. La logica della System Dynamics per la pianificazione RBIM e costruzione del Causal Loop Diagram

3.1 L'approccio System Dynamics

Nella valutazione e nella gestione del rischio, un ruolo sempre più importante è stato assunto da strumenti quali la modellazione e la simulazione, destinati a supportare decisioni di carattere strategico ed a favorire l'evoluzione dei modelli mentali degli attori aziendali. Per tale motivo si è sviluppata una logica, nota come System Dynamics, la quale offre potenzialità che altri strumenti informativi e di simulazione, in passato, hanno rivelato di non possedere. In un'ottica aziendale, questo approccio costituisce e fornisce una chiave di lettura della realtà, caratterizzandosi come strumentazione di interpretazione delle modalità con cui le politiche e le decisioni degli attori organizzativi influenzano la struttura del sistema di riferimento, incidendo sulle dinamiche delle risorse a disposizione. Dal punto di vista formale, la System Dynamics (SD) è un approccio allo studio del comportamento dei sistemi complessi caratterizzati da meccanismi di feedback, in cui si enfatizza il ruolo dell'intreccio tra politiche, strutture decisionali e ritardi temporali; che influenzano i fenomeni dinamici. Le analisi e le interpretazioni del comportamento dei sistemi sviluppate nell'ambito della SD si fondano su due concetti:

- la divisione tra variabili di stato (livello/stock) e la dinamica di queste (flow);
- la presenza di circuiti di retroazione (feedback loop).

L'analisi condotta nell'ambito della SD quindi, si ancora a due ipotesi fondamentali. Da una parte, si postula che dall'intreccio di processi decisionali, flussi informativi e relazioni interpersonali all'interno delle aziende, emergano strutture costituite da circuiti di retroazione concatenati. In secondo luogo, la SD ipotizza che i comportamenti dei sistemi siano la conseguenza delle caratteristiche strutturali che assumono tali aggregazioni, che regolano il "tasso" (rate) di accumulazione o erosione delle variabili livello (stock) in essi compresi. L'aspetto più interessante risiede nel fatto che la System Dynamics ha una logica estremamente pragmatica. Infatti, l'enfasi non è posta sulla capacità del modello di prevedere particolari stati puntuali del sistema o sul rigore con cui le ipotesi del modello sono state testate empiricamente, bensì sulla possibilità di comprendere la logica con cui le variabili rilevanti interagiscono, il ruolo che ciascuna di essa gioca, i punti in cui il sistema è sensibile agli interventi e gli scenari che emergono come conseguenza di ipotesi alternative circa lo stato iniziale del sistema.

La metodologia prevede una serie di fasi che possono essere riassunte nei seguenti punti:

- identificazione di un problema;
- sviluppo di ipotesi dinamiche e mappe causali per spiegare la causa del problema;
- costruzione al computer di un modello di simulazione che rappresenti il sistema alla radice del problema;
- test del modello per verificare che sia in grado di riprodurre il comportamento osservato nel mondo reale;
- elaborazione e test nel modello di politiche alternative finalizzate ad alleviare il problema;
- implementazione della soluzione ottimale.

In particolare, la fase di simulazione rappresenta il momento centrale dell'intera metodologia in quanto è un processo mediante il quale viene rappresentato il comportamento di un sistema reale e la sua dinamica nel tempo, valutando, mediante sperimentazioni, la reazione del sistema a stimoli esterni e interni differenti. In campo aziendale, la simulazione rappresenta una vera e propria metodologia decisionale con cui si analizzano le caratteristiche di un sistema reale, al fine di comprenderne i meccanismi di funzionamento necessari per prevedere il suo sviluppo futuro e per mettere a punto le più opportune linee di comportamento. Dunque, i modelli di simulativi consentono di valutare a

priori le prestazioni ottenibili dal sistema considerato prima ancora di procedere alla sua realizzazione o modifica. In questo modo è possibile prevedere il comportamento del sistema al variare di condizioni e parametri, valutare tutti gli indicatori di performance tecnici ed economici, trovare le soluzioni più opportune riducendo i costi di investimento e di esercizio, limitando i rischi. Numerose sono le simulazioni realizzabili, riferite sia al sistema aziendale inteso complessivamente, sia a singole parti opportunamente definite, finalizzate a supportare i processi decisionali ai vari livelli organizzativi. In generale non esistono vincoli o restrizioni nella scelta del campo di applicazione della simulazione.

3.2 Gli strumenti della System Dynamics

Nell'ambito della SD vengono utilizzati una serie di strumenti attraverso cui è possibile:

- Aumentare la consapevolezza sulle caratteristiche dinamiche dei sistemi di riferimento;
- Formalizzare le conoscenze e le informazioni disponibili;
- Sviluppare idonee politiche e testare le decisioni prese affrontando diversi scenari gestionali;
- Supportare un processo di apprendimento in ciascuna delle suddette situazioni.

Gli strumenti fondamentali dalla cui aggregazione ha origine la struttura di un sistema dinamico sono sostanzialmente due: i *Causal Loop Diagram* e gli *Stock and Flow Diagram*. In questo lavoro ci si è concentrati maggiormente sull'analisi e definizione del *Causal Loop Diagram* (CLD). Tali diagrammi rappresentano le mappe grafiche atte ad individuare la struttura causale del sistema di riferimento, che, nel caso di specie, sono stati realizzati mediante l'ausilio di un software Open Source (*Vensim*).

3.2.1 Causal Loop Diagram

In generale, i *Causal Loop Diagrams* (CLD), costituiscono delle mappe grafiche atte a rappresentare, in maniera semplice ed immediata, la struttura causale del sistema di riferimento. Nel dettaglio, un CLD permette di esplicitare e formalizzare le relazioni causali che legano un insieme di variabili appartenenti al medesimo sistema di riferimento, individuando in tal modo i meccanismi di *feedback* attivi all'interno del sistema in esame e le dinamiche relative. In tal senso, i CLD dimostrano di essere degli strumenti estremamente efficaci in quanto:

- rappresentano un primo approccio di carattere puramente grafico al problema indagato, permettendone una descrizione ed interpretazione preliminare basata su un'impostazione estremamente intuitiva;
- modellano sinteticamente ed efficacemente le ipotesi elaborate in relazione alle cause ritenute alla base delle dinamiche analizzate;
- sono idonei ad esplicitare, approfondire e formalizzare i modelli mentali degli attori aziendali coinvolti;
- favoriscono il processo comunicativo e di condivisione delle conoscenze tra gli appartenenti ad una medesima realtà aziendale.

In riferimento al primo punto è importante sottolineare che l'approccio grafico costituisce il primo dei due *steps* con i quali si articola il processo simulativo; la seconda fase è rappresentata invece dal passaggio, dal diagramma causale (che fornisce ovviamente una rappresentazione qualitativa del modello) al diagramma di flusso vero e proprio che, invece, costituisce l'essenza del modello quantitativo.

In definitiva, è possibile affermare che un CLD rappresenta uno strumento concettuale estremamente utile nell'individuazione e formalizzazione di un processo di tipo dinamico, all'interno del quale gli effetti di una singola causa sono individuati e tracciati attraverso una serie di variabili fino alla medesima causa di origine.

In tali diagrammi, tuttavia, il vero valore aggiunto si ottiene quando è possibile legare tra di loro due o più variabili in maniera tale che esse formino un ciclo chiuso, o *loop*. Questi *loop* possono essere principalmente di due tipi:

- *loop di rinforzo*: in questo caso essi portano ad un'espansione o viceversa ad un abbattimento reciproco dei valori assunti dalle variabili connesse;
- *loop di bilanciamento*: in tal caso si verifica, appunto, un bilanciamento dei valori assunti dalle variabili connesse.

Ovviamente ciò dipende dal tipo di relazioni causali che sussistono tra le variabili interessate e che, nel dettaglio, possono essere:

- *relazioni causali positive*: una relazione di questo tipo indica che i due nodi o variabili interessate manifestano un cambiamento nella stessa direzione ossia, se il nodo da cui origina il legame diminuisce (aumenta) in valore, anche il valore assunto dall'altro nodo si riduce (aumenta);
- *relazioni causali negative*: in questo secondo caso, invece, i due nodi o variabili di interesse mutano secondo direzioni opposte ovvero, se il nodo da cui origina il legame aumenta (diminuisce) in valore, allora il valore assunto dall'altro nodo si riduce (cresce).

3.2.2 Costruzione del Diagramma Causale

Definiti gli elementi fondamentali atti a permettere un'efficace realizzazione di un diagramma causale, si riporta di seguito lo specifico *Causal Loop Diagram* relativo alla metodologia proposta nel presente lavoro.

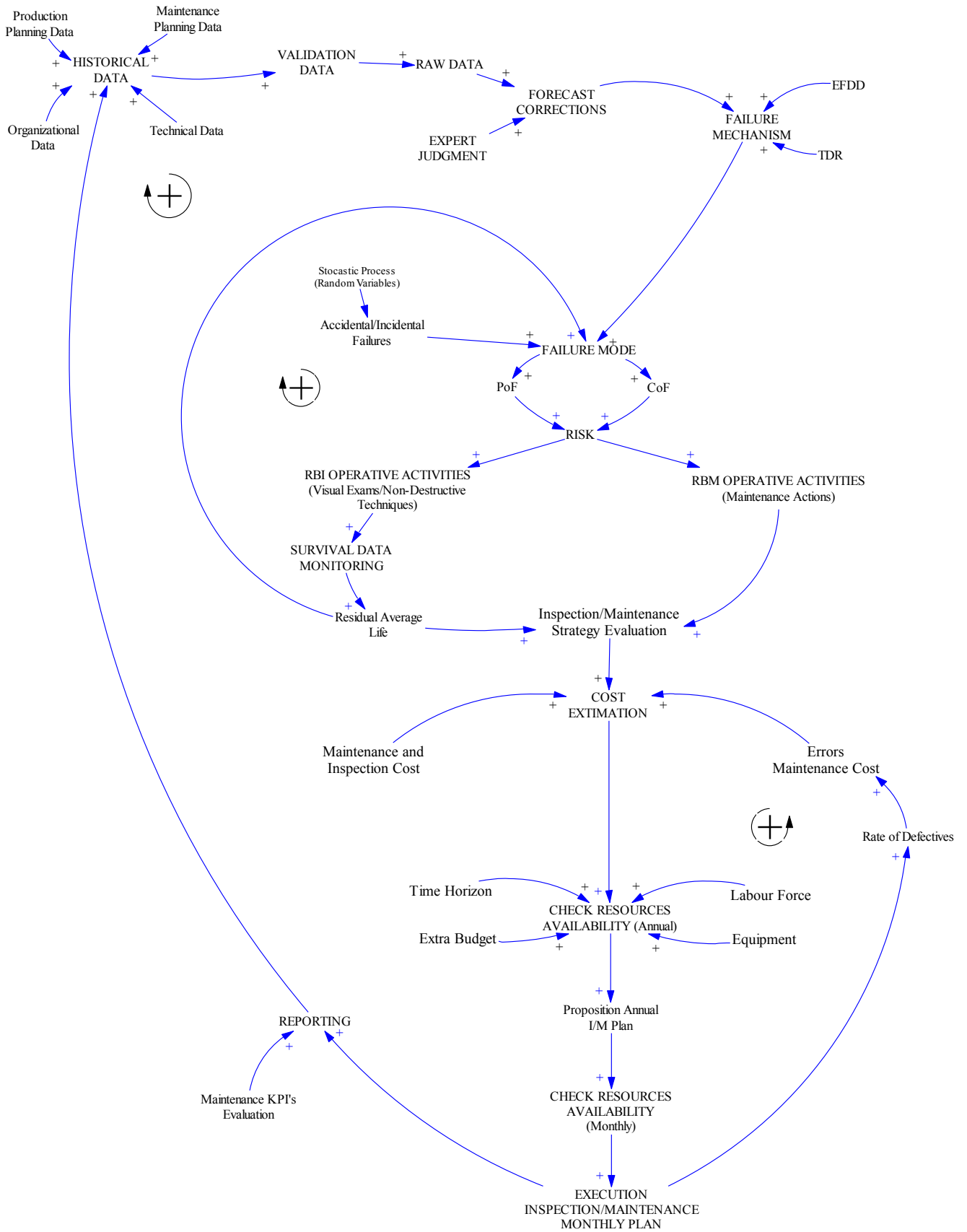


Figura 2 – Causal Loop Diagram relativo alla metodologia RBIM

Dalla figura 2 è possibile individuare quattro macro fasi per lo sviluppo della metodologia: una fase preliminare di raccolta e validazione dei dati necessaria per la previsione dei meccanismi di degrado e dei modi di guasto di un componente o di una attrezzatura. Una seconda fase valutazione del livello di rischio associato ad ogni componente ed una conseguente attività di definizione delle priorità di intervento, in termini di ispezioni e manutenzioni. Una terza fase legata alla valutazione economica della strategia ispettiva e manutentiva proposta, con la relativa analisi delle risorse disponibili, sia su scala annuale che mensile, necessaria per l'esecuzione del piano. Infine vi è poi una fase di reportistica consistente nella valutazione degli indicatori prestazionali legati alle attività di manutenzione ed agli effetti di queste ultime sulla produzione. Nel dettaglio si può osservare che, l'incipit è fornito dai dati storici immagazzinati nel sistema informativo industriale. Tali dati non riguardano solo ed esclusivamente gli aspetti legati alla manutenzione ed ispezione, bensì vengono considerati tutta una serie di elementi correlati alla produzione, all'organizzazione del lavoro e dei macchinari ed alle caratteristiche tecniche di questi ultimi. La peculiarità principale da sottolineare in questa fase riguarda il fatto che, ogniqualvolta viene raccolto un nuovo dato, esso deve essere validato. Il processo di validazione prevede che le informazioni afferenti ad una stessa categoria vengano confrontate, controllandone la compatibilità con limiti fisici e tecnici mediante l'ausilio di standard o linee guida. Il risultato di tale processo sarà una valutazione complessiva di tutti i dati rilevanti per la quantificazione del rischio dei componenti di interesse; definiti "raw data" [2]. I dati grezzi sono utilizzati per effettuare delle previsioni sui meccanismi di degrado dei componenti. Tali previsioni vengono però corrette attraverso il giudizio degli esperti del settore. In questo modo è possibile predire i meccanismi di degrado delle apparecchiature soggette ad usura, grazie alla conoscenza delle distribuzioni teoriche e delle funzioni empiriche correlate ai dati a disposizione. Tramite i meccanismi di degrado, è possibile conoscere i possibili modi di guasto di un componente o del sistema, che nella realtà non sono meramente di tipo binario. Inoltre, poiché i guasti possono essere anche di natura accidentale, è necessario modellare la casualità di un malfunzionamento attraverso un processo stocastico, ovvero una collezione di variabili aleatorie randomiche, che immettono nel sistema considerato un certo grado di incertezza. Una volta definiti i possibili modi di guasto dell'attrezzatura o del sottosistema considerato, si prosegue con la valutazione della probabilità e delle conseguenze di guasto, per poi determinare il livello di rischio. Tale livello risulta indispensabile per definire il grado di priorità delle attività operative RBI e RBM. In particolare, attraverso i controlli non distruttivi e gli esami visivi realizzati durante le ispezioni, si avranno a disposizione dei dati di sopravvivenza più robusti, in termini di affidabilità e vita media residua del componente che, attraverso un loop di rinforzo, consentono di migliorare la stima legata ai possibili modi di guasto del sottosistema considerato. Attraverso le attività operative di RBI ed RBM, è possibile valutare le strategie ispettive e manutentive da applicare alla linea produttiva nel suo complesso. Ovviamente tale valutazione non può prescindere da un'opportuna analisi economica basata sulla valutazione dei costi, non solo diretti ma anche indiretti, ovvero correlati agli errori commessi durante le attività RBI ed RBM, che comportano inevitabilmente delle spese derivanti da un elevato tasso di difettosità degli item prodotti. L'analisi dei costi dovrà inevitabilmente interfacciarsi con il controllo della disponibilità delle risorse, in termini di tempo, manodopera, attrezzature ed extra budget. In base a tale disponibilità, viene realizzato un piano ispettivo/manutentivo su scala annuale che deve poi essere tradotto in piani mensili, prevedendo una nuova analisi delle risorse. Se queste ultime possono essere allocate in maniera bilanciata nei vari intervalli di tempo previsti per le attività operative di manutenzione ed ispezione, si passa all'esecuzione del piano mensile. Per

ogni esecuzione, viene svolta un'attività di reportistica basata sulla valutazione di KPI's legati alle attività di manutenzione ed all'influenza che queste ultime hanno sulla produzione di item conformi alle specifiche. Dunque, da un lato viene valutata la bontà delle attività manutentive, e dall'altro il tasso di difettosità delle parti prodotte, che se superiore ad un certo valore soglia, comporta elevati costi indiretti legati agli errori di manutenzione. Dalla figura inoltre si evidenzia come la fase di reportistica basata sugli indicatori generali di prestazione delle attività manutentive formi un loop di rinforzo con i dati storici, mentre il tasso di difettosità costituisce un loop dello stesso tipo con i costi di manutenzione imperfetta. In definitiva, nella figura allegata è possibile identificare l'essenza delle relazioni causali che sussistono tra le diverse variabili considerate e che risultano essere tutte delle relazioni causali positive. Inoltre, sono identificati i tre circuiti di rinforzo che determinano un aggiornamento continuo delle informazioni, secondo gli aspetti precedentemente commentati.

Come già accennato, questo diagramma, estremamente semplice ma altamente informativo, al fine di un futuro lavoro, costituisce il primo passo per una successiva particolarizzazione dei concetti appena esposti all'interno di un *software* simulativo basato sulla *System Dynamics*.

4. Conclusioni

In conclusione, le evidenze ottenute con tale lavoro dimostrano che è possibile adottare una procedura rigorosa per la gestione della manutenzione che consenta di tenere presenti molteplici aspetti di un impianto industriale quali:

- la definizione delle priorità di intervento ispettivo - manutentivo sulla base del rischio di rottura di un componente critico;
- la valutazione delle performance del processo manutentivo ed i riflessi di queste ultime sul processo produttivo;
- l'impostazione delle eventuali misure mitigative sulla base di dati storici, scenari previsionali e giudizio degli esperti;
- l'aggiornamento continuo del Data Base attraverso l'analisi in "real time" delle condizioni di un componente.

In questo studio si cerca di superare la staticità delle metodologie consolidate, quali RBM e RBI, che risultano ampiamente utilizzate nell'industrie di processo. Questo limite viene superato grazie alla logica della *System Dynamic* mediante l'analisi e lo sviluppo di un *Causal Loop Diagram*. E' in fase di sviluppo un modello che possa coniugare gli aspetti statici della metodologia RBIM, presentati in questo studio, con l'esigenza di un'analisi che possa tener conto dell'importanza della variabile tempo, pur considerando funzioni di tipo affidabilistico il cui controllo nel tempo diventa fondamentale nella riduzione del rischio.

Bibliografia

- [1] ABS *Guide for surveys using risk-based inspection for the offshore industry*. Houston, TX, USA, 2003.
- [2] CWA 15740: 2008 – *Risk Based Inspection and Maintenance Procedures for European Industry* (RIMAP).
- [3] Sakai, S., "*Risk-based Maintenance*", Special feature article: JR EAST Technical Review, 2007, 17:1-4.
- [4] Faccio M., Persona A., Sgarbossa F., Zanin G., "*Industrial maintenance policy development: a quantitative frame work*". Int. J. Production Economics. 147 (2014) 85-93.

- [5] Geraci D., Monica L., Ferraro A., Madonna M., Righetti R., *“La gestione della manutenzione secondo la logica Risk Management nella realtà produttiva delle raffinerie”*, SAFAP, Dipartimento Tecnologie di Sicurezza – INAIL, 2012.
- [6] Khan, F.I., Haddara, M.M. e Sadiq,R., *“Risk-based inspection and maintenance (RBIM) Multi-attribute Decision-Macking with Aggregative Risk Analysis”*, Process Safety and Enviromental Protection, 2004, 82:398-411.
- [7] Kroning S., Denkena B., *“Dynamic scheduling of maintenance measures in complex production system”*. CIRP Journal of Manufacturing Science and Technology. 6, 2013, 292-300.
- [8] Manzini R., Regattieri A., Pham H., Ferrari E., *“Maintenance for Industrial Systems”*, London, Springer, London Ltd., 2009.
- [9] Norma UNI EN 13306:2003 – *Manutenzione* – Terminologia.
- [10] Norma UNI EN 10336:2007 – *Manutenzione* – Criteri di progettazione della manutenzione.
- [11] Nasirzadeh F., Afshar A., Khanzadi M., *“System dynamics approach for construction risk analysis”*, International Journal of Civil Engineering, Vol. 6, No.2, June, 2008, 120-131.
- [12] Waeyenbergh W., Pintelon L., *“Maintenance concept development: a case study”*, International Journal of Production Economics, 2004, 89, 395-405.
- [13] Yu D., Pei Z., Yaqiao Z., Xuekui Z., Yunsheng Z., *“Simulation experiment of safety experience based on system dynamics”*, 2012 International Symposium on Safety Science and Technology, Procedia Engineering 45, 2012, pp. 199-203.

Invecchiamento delle attrezzature a pressione negli impianti soggetti alla direttiva Seveso: criteri di valutazione e gestione del rischio

E.Bemporad*, E.Artenio*, S.Baldassarini**, S.Berardi*, P.Bragatto*, A.Fortuni**, A.Pirone*, M.R.Vallerotonda*

*INAIL - DIT

**INAIL - UOT CVR Roma

Sommario

Uno degli elementi innovativi che caratterizza la recente direttiva 2012/18/UE (“Seveso-ter”) è l’esplicitazione, tra gli elementi del Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS), ed in particolare nell’ambito del controllo operativo, della necessità di gestire il rischio associato all’invecchiamento ed alla corrosione degli impianti.

La Direzione Centrale Ricerca dell’INAIL, considerando l’impatto della problematica sulle attività condotte in ambito “Seveso”, ha istituito uno specifico Gruppo di Lavoro (GdL) cui partecipa anche il Dipartimento Territoriale di Roma. L’obiettivo è quello di predisporre, con particolare riferimento alle attrezzature ed insiemi a pressione, adeguati strumenti di supporto indirizzati ai gestori degli stabilimenti, agli ispettori dei SGS ed ai componenti dei Comitati Tecnici Regionali (CTR) in vista del recepimento della direttiva Seveso-ter, previsto entro il 31 maggio 2015.

La prima attività avviata dal GdL è stata, oltre all’approfondimento delle specificità della problematica dell’invecchiamento nel settore degli impianti a rischio di incidente rilevante, l’analisi delle procedure attualmente in essere per la valutazione delle frequenze dei controlli sulle attrezzature ed insiemi a pressione soggetti ai principali meccanismi di degrado. Si sta, quindi, procedendo all’adattamento, implementazione e combinazione delle stesse in un’unica procedura rivolta alle attrezzature individuate come “critiche” rispetto al rischio di incidente rilevante negli impianti rientranti in direttiva Seveso (attualmente recepita con D.Lgs. n.334/99) e funzionanti in regime di scorrimento viscoso (creep) e/o fatica, soggetti a corrosione o ad altri meccanismi di degrado. Il presente lavoro illustra in particolare i criteri della procedura per ciascuno dei meccanismi considerati e per il caso di una loro eventuale sovrapposizione.

1. Introduzione

La necessità di rivedere la direttiva 96/82/CE (“Seveso bis”) sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose è scaturita a seguito delle variazioni apportate al sistema europeo di classificazione delle sostanze pericolose, cui la direttiva Seveso-bis fa attualmente riferimento, dal Regolamento n.1272/2008/CE o CLP (Classification, Labelling and Packaging). Nel contempo la Commissione Europea ha deciso di avviare una revisione di più ampio respiro della direttiva da cui è emerso che, in generale non erano necessarie modifiche di rilievo, tuttavia sono stati individuati alcuni ambiti per cui si è ritenuto opportuno apportare cambiamenti limitati. Tra questi è stata inclusa un’attenzione specifica allo stato delle attrezzature installate negli stabilimenti ricadenti nel campo di applicazione.

In Italia la direttiva “Seveso-bis” è stata recepita con D.Lgs. n.334/99 secondo cui l’ISPESL, ora INAIL, è organo tecnico.

La nuova direttiva 2012/18/UE o “Seveso-ter” del 4 luglio 2012 è stata pubblicata in Gazzetta il 24 luglio ed è in vigore dal 13 agosto 2012. Nell’allegato III di quest’ultima, che contiene gli aspetti da trattare nel Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) attraverso il quale il gestore ha l’obbligo di attuare la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti

(MAPP), l'elemento "controllo operativo" risulta leggermente diverso rispetto all'analogo contenuto nell'allegato III alla direttiva Seveso-bis. Le novità introdotte sono di seguito riportate ed evidenziate in corsivo:

"iii) **controllo operativo**: adozione e applicazione di procedure e istruzioni per *l'esercizio il funzionamento* in condizioni di sicurezza, inclusa la manutenzione dell'impianto, dei processi e delle apparecchiature e *per la gestione degli allarmi* e le fermate temporanee; *tenendo conto delle informazioni disponibili sulle migliori pratiche in materia di monitoraggio e controllo al fine di ridurre il rischio di malfunzionamento del sistema; monitoraggio e controllo dei rischi legati all'invecchiamento delle attrezzature installate nello stabilimento e alla corrosione; inventario delle attrezzature dello stabilimento, strategia e metodologia per il monitoraggio e il controllo delle condizioni delle attrezzature; adeguate azioni di follow-up e contromisure necessarie.*

La giustificazione addotta per la nuova formulazione del controllo operativo è che l'Europa ha un patrimonio industriale invecchiato con scarso livello di rinnovo. Per garantire un elevato livello di sicurezza è stata richiesta, quindi, l'introduzione di nuove procedure come parte del funzionamento quotidiano di uno stabilimento (es. un maggior livello di monitoraggio, sostituzione delle parti usurate, ecc.) o la loro revisione/aggiornamento rispetto all'inizio della vita dell'impianto.

2. L'invecchiamento negli impianti a rischio di incidente rilevante

2.1 Inquadramento generale

Dati estrapolati dal Sistema Europeo di Reporting sugli Incidenti Rilevanti (MARS) hanno mostrato che il 30% degli incidenti rilevanti con perdita di contenimento è derivato da guasti causati primariamente da meccanismi di degrado ma, nonostante la crescente importanza, le questioni relative all'invecchiamento delle attrezzature sono raramente integrate nei SGS [1]. Il recepimento della direttiva Seveso-ter, il cui termine è il 31 maggio 2015, invertirà gradualmente tale tendenza ed è prevedibile per l'INAIL un impatto sia nelle attività istruttorie sul Rapporto di Sicurezza, la cui presentazione è obbligatoria per i gestori degli stabilimenti di soglia superiore, sia nelle attività ispettive presso gli impianti soggetti alla direttiva con soglia superiore o inferiore (in quest'ultimo caso è comunque presente l'analisi dei rischi di incidente rilevante, altro elemento fondamentale del SGS). In particolare per quanto riguarda le attività istruttorie diviene esplicita l'esigenza di considerare l'incremento, nel tempo, dei ratei di guasto di componenti invecchiati ovvero del rischio riferito a scenari incidentali che coinvolgano tali componenti. Per quanto riguarda le attività ispettive sul SGS, analogamente, nell'ambito del controllo operativo è esplicitata l'esigenza di implementare un vero e proprio programma di gestione dei sistemi tecnici critici nell'arco di tutto il ciclo di vita dell'impianto. Per "sistemi tecnici critici" si intendono apparecchiature, serbatoi, componenti e dispositivi di controllo, protezione e sicurezza coinvolti nelle sequenze incidentali ipotizzabili nello stabilimento o desunti dall'analisi dell'esperienza operativa. In particolare rappresentano quei sistemi tecnici desunti dalla valutazione dei rischi effettuata dal gestore (ad es. con metodologie tipo alberi dei guasti, alberi degli eventi) la cui efficienza risulta determinante per remotizzare la frequenza di accadimento di uno scenario [2].

Il programma di gestione dei sistemi tecnici critici dovrà essere impostato in funzione dello "stadio di invecchiamento" in cui l'impianto si trova, che non è connesso solo all'età e al tempo di vita (definito in fase di progettazione e realizzazione), ma piuttosto alla storia dell'impianto, non sempre facilmente tracciabile nel caso di impianti datati. Un'attrezzatura "vecchia" (se definita tale in relazione esclusivamente al suo tempo di servizio) non è necessariamente deteriorata e/o danneggiata. Infatti, ci sono diversi esempi di attrezzature molto vecchie ancora pienamente idonee al loro scopo e di attrezzature più recenti che

hanno, invece, dimostrato di aver subito un “invecchiamento” precoce/accelerato a causa di guasti conseguenti a fenomeni di corrosione, fatica o erosione [3].

Da tali conseguenze deriva in via più generale la definizione di invecchiamento come processo in cui le caratteristiche di una struttura, sistema o componente cambiano gradualmente con il tempo o l'uso. All'invecchiamento fisico si affianca il processo di obsolescenza dovuto all'evoluzione della conoscenza e della tecnologia ed alle conseguenti modifiche di codici e standard, ad es.: indisponibilità di ricambi qualificati per attrezzature vecchie, incompatibilità tra attrezzature vecchie e nuove e procedure e documenti superati, non più conformi con la normativa vigente [4].

Interessanti in proposito risultano le conclusioni di un recente rapporto su ca. un centinaio di incidenti correlati a corrosione, verificatisi in raffinerie di paesi europei od OECD negli ultimi cinquant'anni [5]. In particolare si citano quelli più significativi ai fini della gestione della problematica:

- ✓ il 40% di tali incidenti si è verificato dopo l'anno 2000 confermando l'acuirsi dell'“invecchiamento”;
- ✓ cruciale risulta l'elemento “Gestione delle modifiche”, considerando la difficoltà ad identificare l'introduzione di nuovi rischi da corrosione per modifiche alla progettazione di processo ed all'impianto e la possibilità che anche altre modifiche possano influenzare il rischio corrosione in modo meno evidente e quindi non riconosciuto (ad es. cambi nella fonte di approvvigionamento del greggio o un aumento della produzione, specie quanto temporanei);
- ✓ in alcuni casi appare evidente l'esigenza di implementare un programma di gestione del rischio efficace.

1.2 Rilevanza per le attrezzature a pressione

La progettazione, la fabbricazione, la valutazione di conformità delle attrezzature e degli insiemi a pressione sono regolamentate dalla direttiva 97/23/CE o PED (“Pressure Equipment Directive”), recepita con D.lgs. n.93/2000 e la messa in servizio ed utilizzazione dal suo attuativo DM n.329 del 1/12/2004.

Nella direttiva PED tra i requisiti essenziali di sicurezza (RES) di carattere generale relativi alla progettazione vi è l'obbligo di progettare opportunamente le attrezzature a pressione tenendo conto di tutti i fattori pertinenti che consentono di garantirne la sicurezza per tutta la durata di vita prevista e, ai fini di una resistenza adeguata, di tutti i meccanismi ragionevolmente prevedibili di deterioramento relativi all'uso previsto dell'attrezzatura. Nelle istruzioni d'uso di cui è obbligo accompagnare le attrezzature al momento della commercializzazione è richiesto che si richiami l'attenzione sulle caratteristiche della progettazione che influiscono in modo determinante sulla vita dell'attrezzatura quali:

- per lo scorrimento viscoso: numero previsto di ore di esercizio alle temperature specificate;
- per la fatica: numero previsto di cicli ai livelli di sollecitazione specificati;
- per la corrosione: sovrappessore di corrosione di progetto.

Con riferimento poi al DM n.329/2004 l'art. 10 definisce la periodicità delle Verifiche sulle attrezzature a pressione finalizzate alla “Riqualificazione Periodica”, tenendo conto della categorizzazione che dipende in maniera sostanziale dal fluido di processo. Il comma 3 prevede la modifica della frequenza prescritta per tali verifiche qualora il fabbricante lo preveda nel manuale d'uso e manutenzione, con particolare riguardo al problema della corrosione ed erosione o altre azioni che possano compromettere nel tempo la stabilità strutturale delle attrezzature. Fermi restando i limiti temporali previsti dalla tabella e quelli suggeriti dal fabbricante, le verifiche successive vanno eseguite entro i termini derivanti dai risultati dell'ultima verifica eseguita. Ispezioni alternative e con periodicità differenti da quelle ivi previste, ma tali da garantire un livello di protezione equivalente, possono essere

accettate per casi specifici, nonché per determinate tipologie, fatto salvo quanto previsto nelle istruzioni per l'uso rilasciate dal fabbricante dell'attrezzatura stessa e previa autorizzazione del Ministero delle attività produttive, a cui dovrà essere presentata la relativa richiesta di deroga. A tale fine sono accettate valutazioni della periodicità di ispezione basate su tecniche di Risk Based Inspection (RBI) ovvero è accettata una periodicità inferiore ove si dimostri che la dilatazione delle tempistiche di controllo non incrementa il livello di rischio associato.

L'art.12 dello stesso DM n.329/2004 con riferimento alle verifiche periodiche d'integrità prevede, inoltre, che ove nella rilevazione visiva e strumentale o solamente strumentale si riscontrino difetti che possono in qualche modo pregiudicare l'ulteriore esercibilità dell'attrezzatura, vengano intraprese, per l'eventuale autorizzazione da parte del soggetto preposto, le opportune indagini supplementari atte a stabilire non solo l'entità del difetto, ma anche la sua possibile origine. Quanto detto al fine di intraprendere le azioni più opportune di ripristino dell'integrità strutturale del componente, oppure di valutarne il grado di sicurezza commisurato al tempo di ulteriore esercibilità con la permanenza dei difetti riscontrati. In pratica si introduce implicitamente il concetto di "Fitness for Service" (FFS), metodologia di tipo quantitativo utilizzata per:

- ✓ valutare lo stato di integrità di attrezzature a pressione durante l'esercizio,
- ✓ verificare se il difetto riscontrato è da potersi considerarsi stabile e
- ✓ valutare la "vita residua" della struttura ovvero il tempo necessario affinché il difetto iniziale raggiunga dimensioni tali che la struttura non possa più essere considerata idonea al servizio.

Dunque nel campo delle attrezzature a pressione la normativa prende in considerazione in modo piuttosto esplicito la problematica dell'invecchiamento.

All'evoluzione, sotto la spinta di nuovi indirizzi nazionali e comunitari del settore dei controlli sulle attrezzature in generale, ha, inoltre, contribuito il Testo Unico in materia di sicurezza del lavoro, D.lgs. n.81/2008 costituendo, per mezzo di decreti attuativi, un sistema misto pubblico-privato per verifiche e controlli che si integra con quello già esistente per la certificazione ai sensi della PED, sopra accennato. In particolare il recente DM 11 aprile 2011 ai fini delle verifiche d'integrità decennali per le attrezzature che lavorano in condizioni di regime tali per cui possono essere significativi fenomeni di scorrimento viscoso o di fatica oligociclica, prevede che si osservino le prescrizioni tecniche vigenti in materia e che le autorizzazioni all'ulteriore esercizio vengano rilasciate dall'INAIL sulla base della valutazione effettuata dal datore di lavoro.

È quindi bene aver presente questi aspetti in modo da assicurarsi che a livello di gestione avvenga un'effettiva integrazione fra i controlli degli apparecchi e la prevenzione degli incidenti negli stabilimenti di processo.

Negli stabilimenti Seveso il gestore dovrà, ovviamente, inserire i controlli all'interno del SGS. Infatti, elementi essenziali del SGS sono la programmazione dei controlli (quelli gestiti in autonomia e quelli con frequenza obbligatoria), la registrazione dei risultati e la dimostrazione puntuale delle attività svolte nelle varie occasione di verifica del sistema.

1.3 Meccanismi di degrado e fattori di rischio

Il degrado di attrezzature/insiemi a pressione in esercizio è funzione di svariati parametri operativi, condizioni di installazione e condizioni al contorno spesso difficilmente individuabili a priori anche a seguito di dettagliata analisi di rischio.

Si è già rilevato come la normativa ponga l'attenzione, attraverso le caratteristiche della progettazione che influiscono in modo determinante sulla vita dell'attrezzatura, a:

- ✓ creep
- ✓ fatica
- ✓ corrosione.

Il Gruppo di Lavoro ha condotto, inoltre, un approfondimento su tutti i fattori di rischio di invecchiamento. A scopo esemplificativo se ne riportano alcuni in tabella 1.

Fattore/indicatore	Dettaglio
Fisici	
Età del componente	è stato comunque ribadito come l'invecchiamento non sia necessariamente associato all'età
Funzionamento a bassa temperatura non supportato (valutazione per rischio frattura da infragilimento)	
Ambiente corrosivo	
Frazione di vita sotto cicli di fatica o di sovrasspesore di corrosione consumati	
Cambi di servizio (condizioni operative)	
Danni alla protezione catodica (o mancanza di record sul suo stato)	
Riparazioni effettuate	invecchiamento già intervenuto e potenziale presenza di altri problemi
<u>Durante il progetto, la realizzazione (inclusa fabbricazione e installazione)</u>	
Forza eccessiva nel montaggio delle tubazioni	disallineamento di flange, tenuta irregolare delle guarnizioni, carico eccessivo lungo le tubazioni, deformazioni dei soffiotti
Disallineamento dei recipienti	come sopra; anche distribuzione irregolare del fluido negli scambiatori
Bullonatura irregolare delle flange	elevato carico sulle flange; perdite
Errori di progettazione, fabbricazione ed installazione	aree stagnanti; rotazioni complesse dei tubi che portano a serraggio e mancanza di drenaggio; colpi d'ariete nei tubi
Uso di acqua contaminata per le prove in pressione	corrosione durante le prove; sensibilizzazione ad ulteriori danni da corrosione, ad es. per pitting; corrosione/blocco in servizio a causa di residui (con possibile surriscaldamento); sporcamento/corrosione per specie biologicamente attive
Supporti inadeguati per le giunzioni tra piccoli fori	vibrazioni e fatica
<u>Durante la messa in esercizio</u>	
Sovrariempimento delle apparecchiature per mancanza di conoscenza o calibrazione	deterioramento dei dispositivi di sicurezza es. contaminazione di valvole di sfiato, arrestatori di fiamma ecc.; blocco o deposizioni in sistemi associati
Scarso controllo di bruciatori o riscaldatori	rischio di danno al rivestimento in refrattari. Surriscaldamento interno e limiti di pressione
Non fisici	
Progetto e realizzazione con standard superati	qualità del metallo originario, saldatori e procedure di approvazione, requisiti di tenacità a frattura (Charpy) e tolleranze dimensionali possono non essere state controllate in modo rigoroso come richiesto dagli standard correnti
Scarso controllo di processo	condizioni operativi al di fuori dei limiti di progetto, rischio di temperature/sollecitazioni eccessive che possono causare danni o rotture
Disponibilità sul mercato di ricambi/assistenza tecnica	

Tabella 1 – Esempi di fattori di rischio/indicatori di invecchiamento (adattamento da [3],[6])

Alla luce di tale approfondimento, oltre fatica, creep e corrosione, il Gruppo ha ritenuto opportuno prendere in considerazione eventuali condizioni anomale che possano comportare sollecitazioni non previste quali ad es. instabilità dei vincoli, colpi d'ariete, così come dettagliati in tabella 1 (disallineamento recipienti, errori progetto, ecc.).

3. Le procedure esistenti per la gestione del rischio associato all'invecchiamento delle apparecchiature a pressione

Il Gruppo di Lavoro ha analizzato le procedure attualmente in essere per la valutazione delle frequenze dei controlli sulle attrezzature ed insiemi a pressione soggetti ai meccanismi di degrado sopra riportati.

Secondo quanto stabilito originariamente dalla Procedura Tecnica emanata con Circolare ISPESL n.48/2003 i componenti di attrezzature a pressione di cui al D.lgs. n.93/2000 progettati in campo di scorrimento viscoso con valori di sollecitazione dipendenti dal tempo devono essere sottoposti, alla scadenza della vita teorica di progetto, ad una serie di verifiche atte a valutare la vita residua e l'idoneità all'ulteriore esercizio, in condizioni di sicurezza, dell'apparecchio o attrezzatura di cui fanno parte.

La procedura consente di definire intervallo ed intensità dei controlli in modo da mantenere nel campo dell'accettabilità il rischio associato all'ulteriore esercizio del componente in regime di creep anche in evidenza di deterioramento (difetti) in atto. La prima valutazione di vita residua (primo controllo) va eseguita alla scadenza della vita teorica di progetto o, in assenza di tale informazione, dopo 100.000 ore di esercizio effettivo. Previo giustificato parere da parte del progettista, i controlli possono essere effettuati in occasione di una fermata programmata dell'impianto, purché essa abbia luogo entro una tolleranza del 10% rispetto al limite sopraccitato. Le valutazioni successive di vita residua (controlli successivi) devono essere ripetute ad intervalli che saranno funzione dei risultati di tutte le verifiche effettuate e, comunque, non superiori al 60% della vita residua o 50.000 ore di esercizio aggiuntive (il minore dei due).

Alla procedura tecnica avente carattere di cogenza è stata affiancata una linea guida o LG/Creep [7] che fornisce gli strumenti operativi raccomandati per effettuare la valutazione della vita residua. La procedura inserita anche nella Raccomandazione R5:2005 del CTI è stata successivamente aggiornata in conformità alle Specifiche Tecniche UNI/TS 11325 (2013) "Attrezzature a pressione - Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione", Parte 2: Procedura di valutazione dell'idoneità all'ulteriore esercizio delle attrezzature e degli insiemi a pressione soggetti a scorrimento viscoso e Parte 4: Metodi operativi per la valutazione di integrità di attrezzature a pressione operanti in regime di scorrimento viscoso applicabili nell'ambito della procedura di valutazione di cui alla UNI/TS 11325-2".

La procedura tecnica vigente in caso di creep prevede anche la sovrapposizione con la fatica. Secondo il DM 11 aprile 2011 ai fini delle verifiche d'integrità decennali è prevista l'osservanza delle disposizioni tecniche vigenti in materia anche nel caso della sola fatica. In proposito è disponibile un progetto di specifica tecnica del CTI, documento E0203B44B "Attrezzature a pressione - Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione - Procedura di valutazione dell'idoneità al servizio di attrezzature e insiemi a pressione soggetti a fatica".

Per quanto riguarda, invece, la corrosione è disponibile lo standard per l'ispezioni delle tubazioni API 570 [8], che fornisce un criterio semplice di determinazione dell'intervallo per i controlli spessimetrici, potenzialmente applicabile anche ad altri item d'impianto.

4. Criteri per la valutazione e gestione dell'invecchiamento negli impianti a rischio di incidente rilevante

Il Gruppo di Lavoro intende proporre l'applicazione dei criteri per la definizione degli intervalli di controllo prevista nei casi di attrezzature/insieme a pressione in associazione all/i meccanismo/i di degrado attivi, indipendentemente dal verificarsi o meno delle condizioni che lo richiedono, al fine di elaborare il piano dei controlli delle attrezzature in pressione critiche rispetto al rischio di incidente rilevante all'interno degli stabilimenti soggetti alla direttiva Seveso-ter. Occorre però considerare l'introduzione di una categorizzazione del rischio "Seveso" da abbinare alle categorie PED.

4.1 Definizione della categoria di rischio

La sezione 7 della LG/Creep [7] definisce, nel caso di fluidi pericolosi, un fattore di riduzione da applicare all'intervallo di ricontrollo calcolato in funzione della categoria delle conseguenze dei potenziali scenari incidentali associabili al fluido e riporta, in appendice 1, un metodo per la determinazione delle categorie di conseguenza. Esso fa riferimento al fattore sostanza come definito nell'allegato II DPCM 31/03/1989 (*Analisi preliminare per l'individuazione di aree critiche dell'attività industriale*) tutt'ora valido ai sensi dell'art.2 del d.lgs. 334/99, considerando tossicità e combustibilità della sostanza, temperatura, pressione e quantità, e presenta forti analogie con la categorizzazione prevista dal CEN nel 2008 [9] ai fini della RBI. In alternativa, partendo dalla considerazione che già l'entità delle soglie ai fini della delimitazione del campo di applicazione della direttiva fornisce una pre-categorizzazione del rischio di incidente rilevante e che la procedura è circoscritta alle sole apparecchiature identificate come critiche attraverso un'analisi dei rischi di incidente rilevante, si è ipotizzata la definizione di quattro categorie di rischio, A, B, C e D in funzione dell'ordine di grandezza delle soglie definite in allegato 1 alla direttiva Seveso-ter, crescente passando da A a D.

Si sono effettuate alcune simulazioni di categorizzazione utilizzando entrambi i metodi e la categoria finale di rischio è risultata la stessa. Quindi nel metodo previsto originariamente dalla LG/Creep [7] per la determinazione delle categorie di conseguenze infiammabilità e tossicità della sostanza sembrano pesare in misura determinante rispetto alla quantità della stessa sostanza contenuta nell'apparecchiatura in esame. Sono comunque previste ulteriori simulazioni per ottenere una maggiore significatività statistica a supporto del metodo di categorizzazione secondo le soglie in allegato 1 alla direttiva Seveso-ter, ovvero esclusivamente secondo la sostanza, che risulterebbe di semplice ed immediata applicazione. La tabella 2 illustra la matrice che consente di definire la categoria di rischio combinato "PED-Seveso" utilizzata per la procedura.

Classi rischio Categoria PED	Rischio Seveso			
	D	C	B	A
I	a	a	b	b
II	a	b	b	c
III	b	b	c	d
IV	b	c	d	d

Tabella 2 – Categorizzazione combinata dell'attrezzatura/insieme

4.2 Step della procedura proposta

Con riferimento al creep si procede secondo gli step seguenti:

- ✓ valutazione della frazione di vita consumata per creep Z_s :

$$Z_s = \frac{\text{Tempo_esercizio}}{\text{Tempo_teorico_a_rottura}} \quad (1)$$

dove il tempo teorico a rottura è valutato in funzione della temperatura di esercizio e del tipo di materiale, ad esempio attraverso la Master Curve e la Curva di Creep, tipiche del materiale;

- ✓ definizione del livello di estensione/intensità dei controlli in base alla frazione di vita consumata ed alla categoria di rischio dell'attrezzatura come definita in tabella 2;
- ✓ effettuazione dei controlli (repliche metallografiche) sulle saldature cui viene attribuito, in funzione della posizione nell'attrezzatura, un grado di criticità;
- ✓ definizione di fattori correttivi per l'intervallo di controllo stabilito originariamente per l'attrezzatura in questione sulla base degli esiti dei controlli;
- ✓ ricalcolo dell'intervallo di controllo in corrispondenza del giunto più critico come prodotto dell'intervallo di controllo originario e di tutti i fattori correttivi applicati (potranno essere introdotti fattori correttivi ad hoc, oltre quelli già previsti);
- ✓ selezione del valore minore tra il 60% della vita residua (differenza tra vita teorica e vita consumata) e l'intervallo ricalcolato.

Per quanto riguarda invece la fatica, la bozza di specifica sopra citata fornisce indicazioni relative all'estensione/intensità dei controlli per continuare ad esercire un componente anche se giunto a fine vita, ma ai fini dell'eventuale ridefinizione degli intervalli temporali di controllo non risulta ad oggi disponibile un'adeguata procedura standard. La sezione 3 della LG/Creep definisce comunque una frazione di vita consumata per fatica (Z_f) da combinare con quella per creep nel caso di un'eventuale sovrapposizione dei due meccanismi di degrado:

$$Z_f = D_{rse} + \sum_i \sum_k \frac{\text{numero_cicli_classe_}(i,k)}{\text{numero_cicli_limite_classe_}(i,k)} \quad (2)$$

dove D_{rse} è il contributo della sequenza degli estremi relativi, da calcolare come specificato nella LG/Creep [7].

La frazione di vita consumata per danno combinato creep-fatica è data da:

$$Z_{sf} = Z_s + Z_f \quad (3)$$

Per il caso della sola fatica il Gruppo di Lavoro ritiene opportuno attendere l'edizione definitiva della specifica per valutare successivamente le modalità con cui procedere.

Infine, con riferimento alla corrosione, ai fini dell'eventuale correzione dell'intervallo temporale tra i controlli spessimetrici lo standard API 570 prevede l'adozione del valore minore tra la metà della vita residua ed il valore indicato da standard riconosciuti in funzione della tipologia e classe di attrezzatura. La vita residua in tal caso è definita:

$$\text{Vita_residua}(corrosione) = \frac{\text{Spessore_attuale} - \text{Spessore_richiesto}}{\text{Rateo_corrosione}} \quad (4)$$

dove lo spessore richiesto è lo spessore di progetto al netto del sovrappessore di corrosione e delle tolleranze di produzione riferito allo stesso punto in cui è effettuato il rilievo (spessore attuale) ed il rateo di corrosione è scelto come valore minore tra rateo a lungo termine (LT) e rateo a breve termine (ST):

$$\text{Rateo_corrosione_LT} = \frac{\text{Spessore_iniziale} - \text{Spessore_attuale}}{\text{Tempo_iniziale} - \text{Tempo_attuale}} \quad (5)$$

$$\text{Rateo_corrosione_ST} = \frac{\text{Spessore_precedente} - \text{Spessore_attuale}}{\text{Tempo_precedente} - \text{Tempo_attuale}} \quad (6)$$

Nel caso in cui la corrosione si sovrapponga al creep e/o alla fatica, sarà necessario valutare in particolare l'evidenza di attacchi corrosivi non previsti o sottostimati in fase progettuale, eccedenti il sovrasspessore di corrosione. In tal caso l'effetto integrato potrà essere computato attraverso l'aumento della sollecitazione sul materiale, a parità di condizioni operative, ovvero una riduzione del tempo teorico a rottura (eq. (1)) e/o del numero di cicli limite della classe (eq. (2)). È previsto un successivo approfondimento da parte del Gruppo di Lavoro sulle modalità per valutare tale riduzione in funzione del tempo, come anche per l'analisi statistica dei dati spessimetrici ai fini della valutazione della corrosione, per ottimizzare l'applicazione delle equazioni (4)-(6).

Gli step previsti dalla procedura, con riferimento al solo creep, sono schematizzati in fig. 1.

5. Considerazioni conclusive

La recente direttiva Seveso-ter dedica un'attenzione specifica allo stato delle attrezzature installate negli stabilimenti a rischio di incidente rilevante. L'INAIL, sfruttando le proprie competenze nel campo delle attrezzature/insiemi in pressione in cui la gestione dell'invecchiamento è consolidata, si sta adoperando per fornire criteri ed indirizzi tecnico-operativi per il controllo dei componenti in pressione critici ai fini del rischio di incidente rilevante. Il lavoro ha illustrato gli step di una procedura in corso di messa a punto, mirata alla definizione del piano dei controlli di tali componenti nel caso operino in regime di scorrimento viscoso, fatica e siano soggetti a corrosione. Si sta valutando anche l'integrazione di eventuali condizioni anomale che possano introdurre sollecitazioni non previste in fase di progetto. La procedura, che si prevede in futuro di validare attraverso alcune applicazioni mirate, rappresenta uno strumento utile ai fini di un'implementazione del SGS adeguata a rispondere ai requisiti richiesti dalla direttiva, la cui applicazione sarà cogente dal prossimo giugno 2015.

Bibliografia

- [1] F. Candreva, M. Houari: "Plant Screening for Ageing Impact in the Process Industry", Chemical Engineering Transactions, 2013, 31, 253-258
- [2] ISPRA, ARPA, APPA (Sistema delle Agenzie Ambientali): "Criteri ed indirizzi tecnico-operativi per lo svolgimento delle verifiche ispettive in stabilimenti a rischio di incidente rilevante", Manuali e Linee Guida 70/2011 (ISBN 978-88-448-0506-7)
- [3] HSE: "Plant ageing, Management of equipment containing hazardous fluids or pressure", HSE Research Report RR509, HSE Books, 2006
- [4] IAEA: Regulatory Control of Nuclear Power Plants, NS Tutorial, Glossary (<http://www.iaea.org/ns/tutorials/regcontrol/intro/glossarya.htm>, accesso 8/04/2014)
- [5] M.H. Wood, A.L. Vetere Arellano, L. Van Wijk: "Corrosion-Related Accidents in Petroleum Refineries - Lessons learned from accidents in EU and OECD countries", JRC Scientific and Policy Reports, EUR 26331 EN, 2013
- [6] American Petroleum Institute: Risk-Based Inspection Technology, API Recommended Practice 581, Second Edition, September 2008
- [7] ISPEL Dipartimento Omologazione e Certificazione: Linea Guida Valutazione della vita residua di componenti in regime di scorrimento viscoso, LG/creep v.1, Nov. 2003 (<http://www.ispesl.it/ispesl/dip5/creep1/>)
- [8] American Petroleum Institute: Piping Inspection Code API 570 Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems, 2nd edition October 1988, addendum 1 February 2000, addendum 2 December 2001
- [9] CWA 15740:2008 EN Risk-Based Inspection and Maintenance Procedures for European Industry (RIMAP)

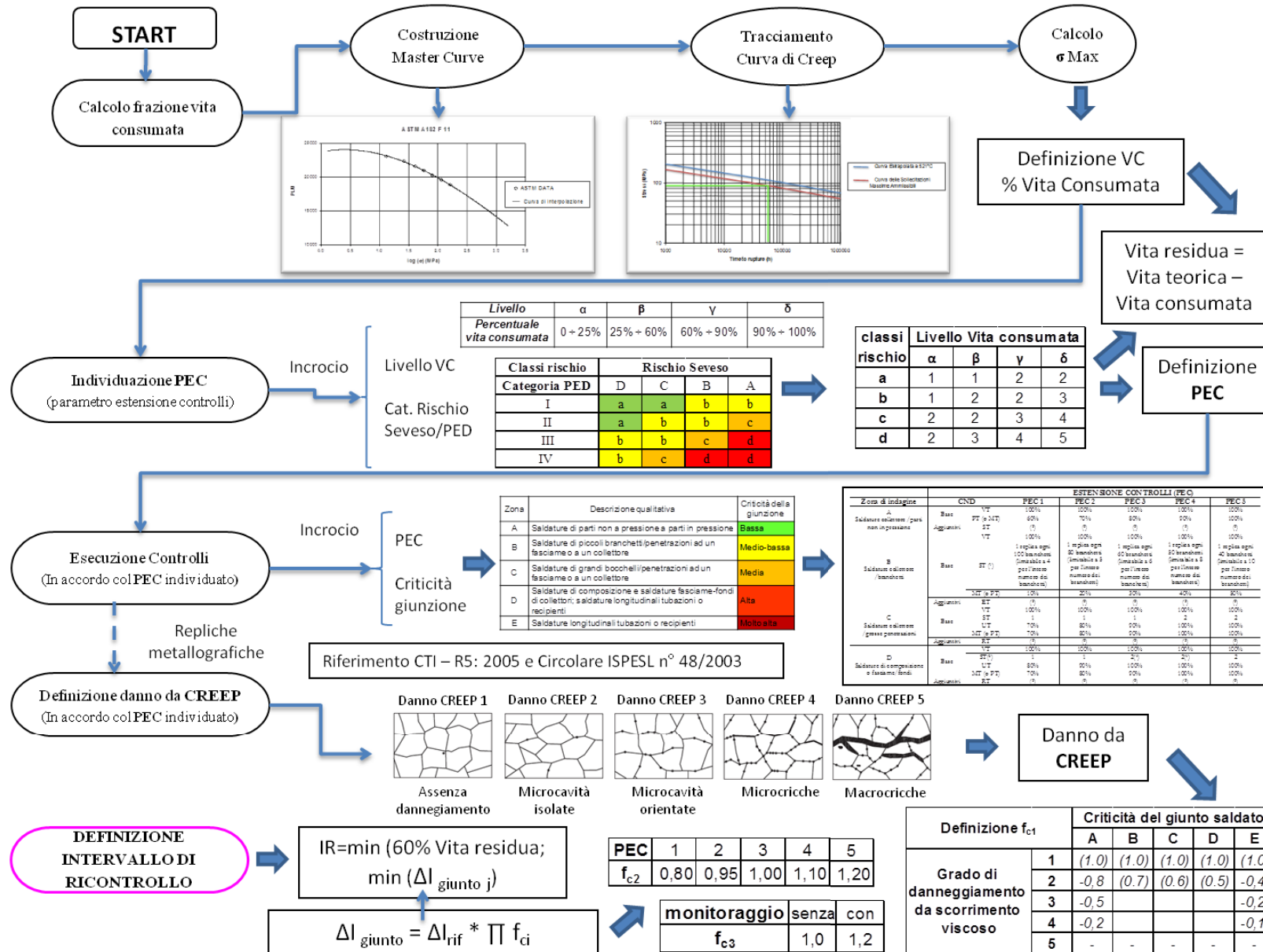


Figura 1 – Flow-chart della procedura proposta con riferimento al creep

Esperimento GERDA: dimensionamento delle tubazioni di scarico e dei dispositivi di sicurezza del criostato

R. Iovene*, B. Schwingenheuer**, R. Vasile*, M. Castagna***, V. D'Alessandro*, F. Vitucci*

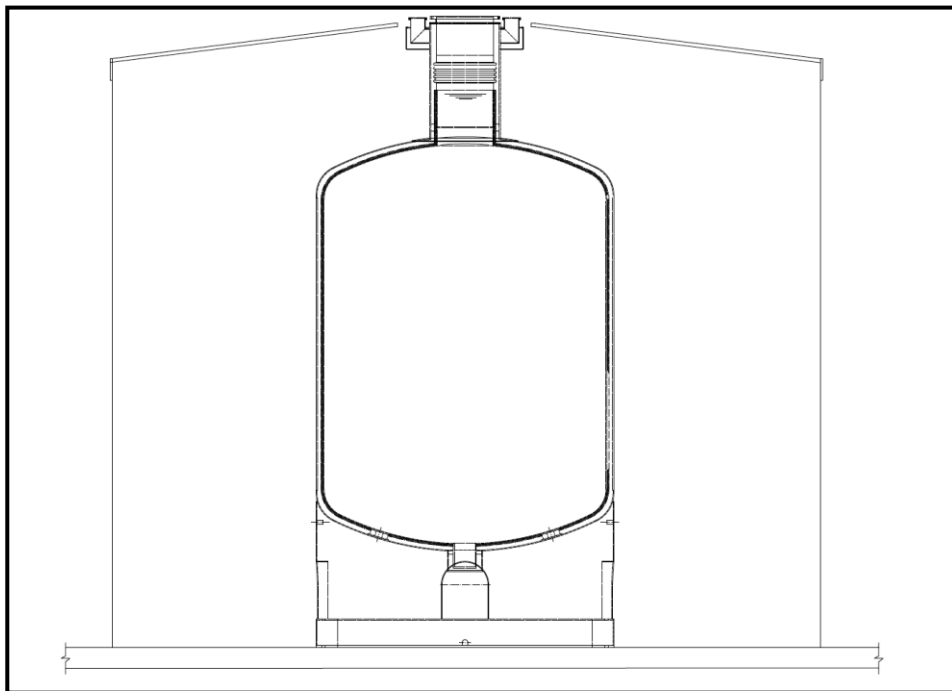
*INAIL – UOT CVR Pescara

**Max Planck Institute di Heidelberg

***INFN Laboratori del Gran Sasso

Sommario

L'esperimento GERDA è un rivelatore di nuova generazione per la ricerca del decadimento doppio beta del ^{76}Ge installato presso l'Istituto Nazionale di Fisica Nucleare laboratori nazionali sotterranei del Gran Sasso. L'esperimento prevede l'installazione di una struttura che utilizza rivelatori al germanio. L'esperimento deve essere accuratamente schermato, essendo costantemente bombardato da particelle provenienti dal cosmo o dalla radioattività naturale della roccia circostante, le quali maschererebbero la misura del doppio decadimento beta. Pertanto, i rivelatori sono sospesi in un serbatoio (criostato) contenente argon liquido, che serve allo stesso tempo come mezzo di raffreddamento e schermo. Il criostato è a sua volta posto al centro di una cisterna riempita con acqua demineralizzata che funge da ulteriore schermo.



Il criostato riempito con argon liquido viene mantenuto freddo mediante l'impiego di azoto, dallo stesso ci sono quindi linee in uscita di argon e azoto, che sono tutte raccolte sul tetto del serbatoio d'acqua all'interno di un collettore denominato manifold.

Oggetto del presente lavoro, svolto in collaborazione con l'Istituto Nazionale di Fisica Nucleare, è lo studio del caso in cui venga a mancare la depressione all'interno del criostato con conseguente evaporazione dell'argon. In particolare si vogliono analizzare le cadute di pressione lungo le tubazioni di scarico a monte dei dispositivi di sicurezza (Fig. 1 e Fig.1.a) e calcolare i diametri dei dispositivi di sicurezza stessi, effettuando un raffronto,

relativamente al dimensionamento della valvola di sicurezza, tra la norma tedesca AD2000 - utilizzata dal team di ricercatori dell'esperimento GERDA- e la Raccolta E ex ISPESL.

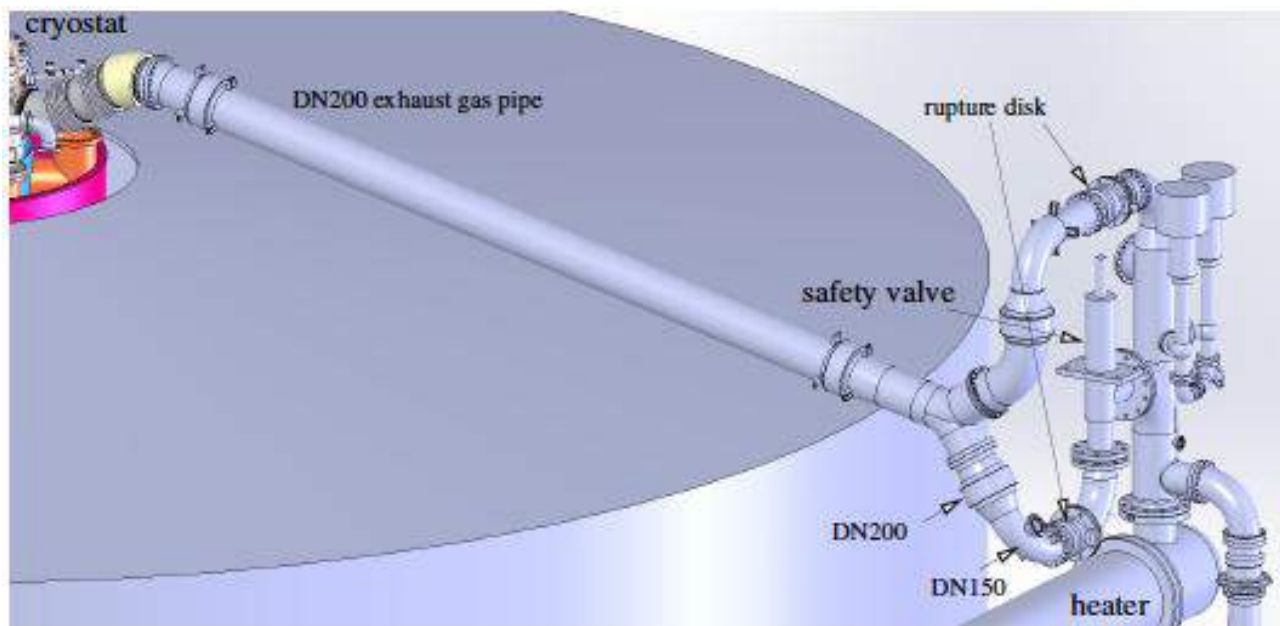


Fig. 1 – Layout della tubazione tra il criostato e i dispositivi di sicurezza

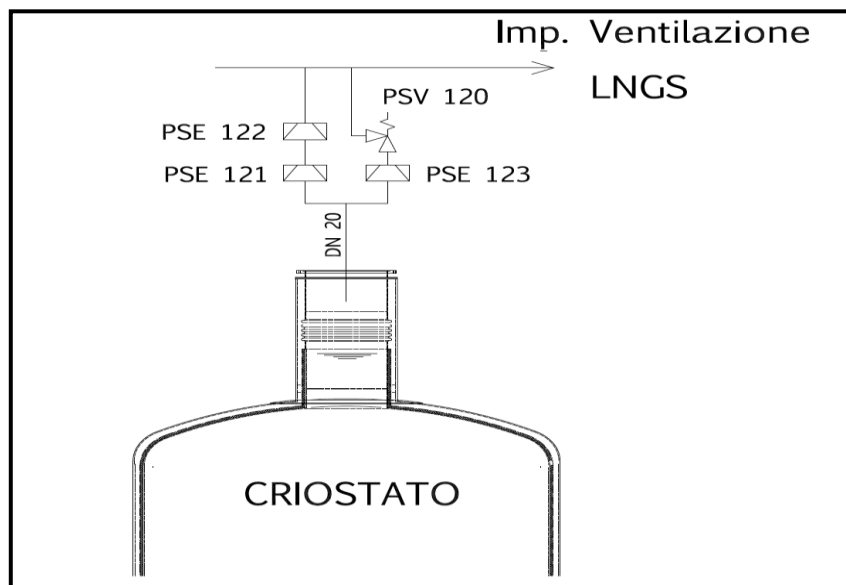


Fig. 1.a – Stralcio P&ID

Introduzione

Nel caso di perdita dell'isolamento del criostato (realizzato con un isolante multistrato più il vuoto, il cosiddetto "superisolamento") si attende una portata di evaporazione del liquido argon di 1550 m³/h (corrispondente ad una portata di gas, alla pressione e temperatura standard, pari a 2480 kg/h) [1]. Lo scambiatore di calore – attraverso cui passa l'argon prima di essere inviato al sistema di ventilazione LNGS- è dimensionato per una portata di fluido di 3420 kg/h: nei calcoli di dimensionamento, per essere più conservativi, è stato considerato il valore di portata più elevato.

La temperatura di ebollizione dell'argon è di circa 87 K. In questo caso si suppone che il gas si riscaldi un po'. Poiché la maggior parte del tubo tra criostato e i dispositivi di sicurezza è isolata e la velocità del gas è elevata, come limite superiore è stata considerata una temperatura di 120 K.

All'interno dei Laboratori la pressione atmosferica è di 0,9 bar.

1. Caduta di pressione lungo il tubo DN200/DN150

La Figura n°1 mostra la disposizione della tubazione tra il criostato, la valvola di sicurezza e il disco di rottura. Sopra il criostato c'è il così detto *manifold*: un tubo cilindrico di 800 mm di diametro e altezza di 350 mm, che è ubicato sul tetto del serbatoio, denominato *Water Tank*, e attraverso il quale passano tutte le tubazioni entranti/uscenti del criostato.

La tubazione DN200 sale dal *manifold* con una pendenza di 20° e, dopo circa 80 cm, si abbassa di 45°. Dopo 6 m circa la tubazione continua dividendosi in due tronchi formando una Y. Una estremità si collega alla valvola di sicurezza PSV120 (preceduta dal disco di rottura PSE123) e l'altra estremità al disco di rottura PSE121. Dopo il punto di connessione a forma di Y il diametro si riduce a DN150. Tra la riduzione e la valvola di sicurezza ci sono due curve di 90°, il PSE123 e una sezione dritta di circa 30 cm.

I parametri della valvola di sicurezza sono:

- Taratura pressione 0,85 bar relativi
- superficie di scarico 7543 mm²
- Coefficiente di scarico per gas $\alpha = 0,65$

Di seguito è calcolata la caduta di pressione lungo questo tubo in caso di portata di emergenza.

In primis si affrontano alcune equazioni generali.

La densità del gas argon può essere calcolata dall'equazione del gas ideale: $p \cdot V = n \cdot R \cdot T$

$$\rho = \frac{n \cdot M}{V} = \frac{p \cdot M}{R \cdot T} \quad (1)$$

$$p = \text{pressure} \quad (2)$$

$$M = 0.03994 \text{ kg/mol molar mass} \quad (3)$$

$$R = 8.314 \text{ J/(mol} \cdot \text{K) gas constant} \quad (4)$$

$$T = \text{temperature} \quad (5)$$

A pressione normale $p=10^5$ Pa e $T=293$ K corrisponde una densità di 1,64 kg/m³. La pressione assoluta, quando si innesca la valvola di sicurezza, è di 0,9+0,85 = 1.75 bar e la temperatura del gas è 120 K (valore conservativo). Quindi la densità è di 7 kg/ m³. La velocità media del gas sulla superficie del tubo di diametro $d = 0,2$ m è quindi:

$$\hat{w} = \frac{4\dot{m}}{\rho \cdot \pi \cdot d^2} = \frac{4\dot{m} \cdot R \cdot T}{\pi \cdot d^2 \cdot p \cdot M} = 4.3 \frac{m}{s} \text{ for } T = 120 \text{ K} \quad (6)$$

La viscosità cinematica del gas argon è $\nu = \eta/\rho$, in cui η è la viscosità dinamica. In condizioni normali $\eta=21 \mu\text{Pas}$.

η è per le nostre considerazioni indipendente dalla pressione e a $T = 120$ K si ha $\eta(120) = 13 \mu\text{Pas}$.

Quindi la viscosità cinematica è:

$$\nu = 2 \cdot 10^{-6} \frac{m^2}{s} \text{ for } T = 120 K \quad (7)$$

Il numero di Reynold per il flusso del gas è quindi:

$$Re = \frac{\hat{w} \cdot d}{\nu} = 5 \cdot 10^5 \text{ for } T = 120 K \quad (8)$$

La caduta di pressione Δp (per flusso turbolento) lungo un tubo di lunghezza L può essere calcolata tramite la seguente equazione:

$$\Delta p(\text{tube}) = \lambda \frac{L \rho}{d} \frac{\hat{w}^2}{2} = \lambda \frac{L}{d} \frac{8 \dot{m}^2}{\rho \cdot \pi^2 \cdot d^4} = \lambda \frac{L}{d} \frac{8 \dot{m}^2}{\pi^2 \cdot d^4} \frac{R \cdot T}{p \cdot M} \quad (9)$$

con $L = 6m$ per il tubo DN200, $d = 0,2 m$.

Il tubo contiene diversi compensatori a soffietto. Poiché quest'ultimi sono costruiti con piastre-guida interne, non vi è alcuna perdita di carico supplementare.

λ è il coefficiente di attrito del tubo che può essere determinato, attraverso il diagramma in Fig. 2, dal rapporto tra diametro del tubo e la ruvidezza della sua superficie k , e dal numero di Reynold. Il suddetto diagramma e i seguenti sono stati estratti dal riferimento [2].

Per una ruvidezza della superficie $k < 0.1 \text{ mm}$, $d/k < 2000$, si ottiene un valore del coefficiente di attrito $\lambda < 0.017$ indipendente dal Re del nostro range.

Con questi valori si ottiene:

$$\Delta p(\text{tube}) = 40 \text{ Pa} = 0.4 \text{ mbar} \quad (10)$$

Per la sezione piccola del tubo DN150, la caduta di pressione è di 7 Pa.

A questa devono essere aggiunte le cadute di pressione delle curve di 20°, di 45° e di 90° della tubazione DN200, del pezzo a forma di Y e del passaggio dal diametro DN200 a DN150.

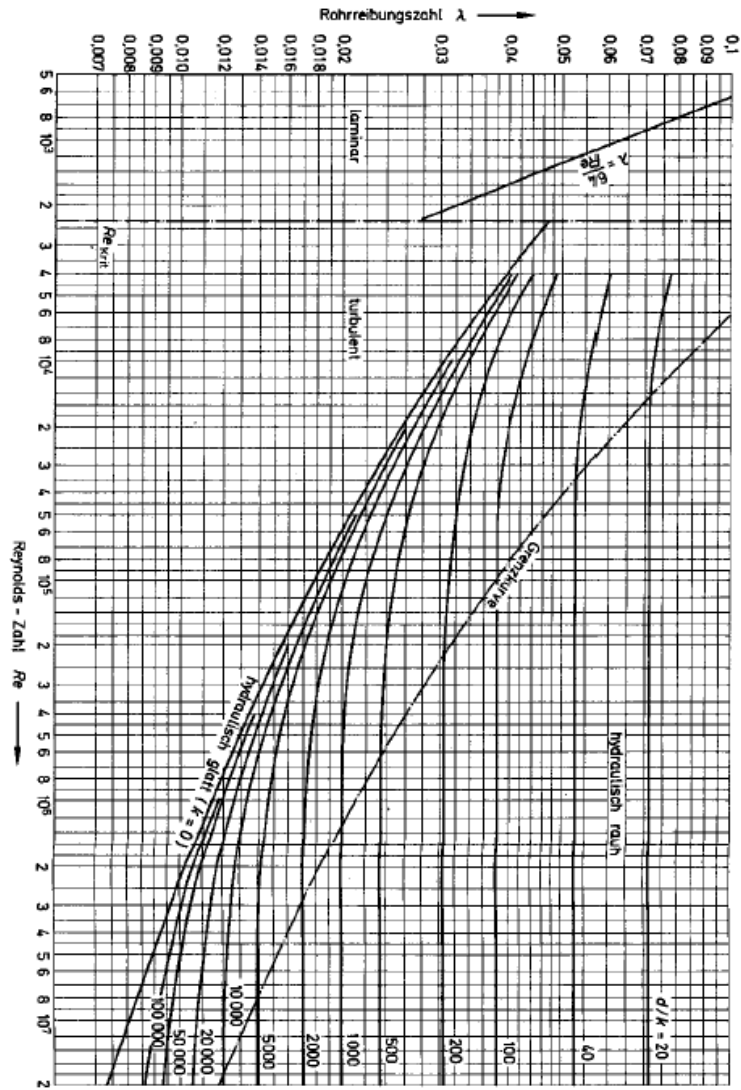


Fig. 2 - coefficiente di attrito del tubo in funzione del numero di Reynold Re per differenti rapporti tra il diametro del tubo d e la ruvidezza della superficie k

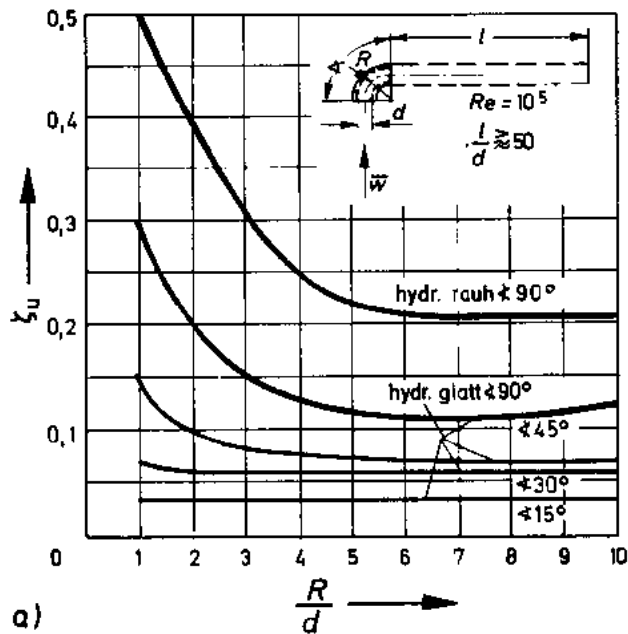


Fig. 3 - coefficiente d'attrito ζ_u per curve di 90° in funzione del rapporto tra il raggio di curvatura R e il diametro d . Le differenti curve sono per superfici ruvide ("rauh") e superfici lisce ("glatt") e per curve più strette di 90°

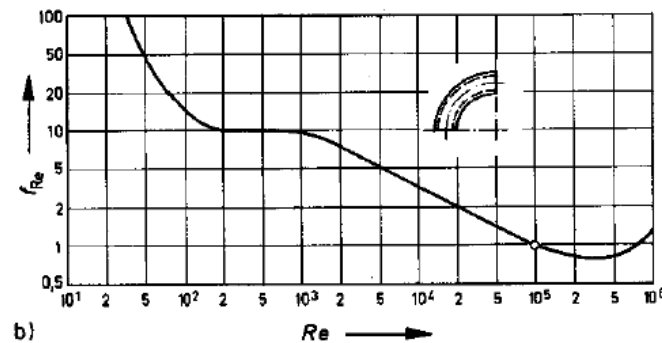


Fig. 4 - fattore di Reynold f_{Re} relativo al coefficiente d'attrito di una curva a 90°

Per le curve di angolo \varnothing la caduta di pressione è data dalla formula:

$$\Delta p_\phi = \zeta_\phi \frac{\rho}{2} \hat{w}^2 = \zeta_{u,\phi} \cdot f_{Re} \frac{8m^2}{\pi^2 \cdot d^4} \frac{R \cdot \hat{T}}{p \cdot M} \quad (11)$$

Il coefficiente d'attrito $\zeta_{u,\phi}$ dipende dalla curvatura R della curva e dalla levigatezza della superficie. Questo può essere estratto dal diagramma in Fig. 3.

Per $R/d = 1,5$ e una curva di 90° si ottiene $\zeta_{u,90} = 0,35$ (compreso tra il valore 0,26 per superficie liscia e il valore 0,44 per superficie ruvida). Per una curva di 45° $\zeta_{u,45} = 0,13$ e per una curva di 20° $\zeta_{u,20} = 0,04$.

Il fattore di Reynold f_{Re} può essere estratto dalla Fig. 4. Per $Re = 5 \cdot 10^5$ è circa $f_{Re} = 0,85$ e quindi $\zeta_{90} = 0,3$.

Le due curve a 90° prima della valvola di sicurezza sono vicine l'una con l'altra e devono essere considerate come una singola curva a 180°. Il coefficiente di attrito di questa combinazione può essere calcolato con l'equazione:

$$\zeta_{180} = 2 \cdot f_F \cdot \zeta_{90} \quad (12)$$

Il fattore f_F può essere estratto dalla Fig. 5. Per $l/d = 2$ otteniamo $f_F = 0,7 \div 0,8$ e $\zeta_{180} = 0,48$.

Per il punto di giunzione del pezzo a forma di Y si calcola il coefficiente di attrito dalla Fig. 6. Un valore medio è $\zeta_Y = 0,7$ per un angolo di 45°.

Per la connessione del tubo al manifold si ha $\zeta_{in} = 0,25$ per un bordo arrotondato e $\zeta_{in} = 0,5$ per un bordo appuntito. In questo caso si utilizza $\zeta_{in} = 0,4$.

Il cambio di sezione trasversale da DN200 a DN150 aggiunge un altro $\zeta_{red} = 0,1$.

La caduta di pressione totale è quindi la somma di tutti i termini relativi al tubo DN200, Δp_{200} , e al tubo DN150, Δp_{150} .

$$\begin{aligned} \Delta p_{200}(0.95 \text{ kg/s}) &= \frac{8m^2 \cdot R \cdot T}{\pi^2 \cdot d^4 \cdot p \cdot M} \cdot \left(\lambda \frac{L}{d} + \zeta_{in} + \zeta_Y + \zeta_{45} + \zeta_{20} \right) \quad (13) \\ &= 65 \cdot (0.6 + 0.4 + 0.7 + 0.24 + 0.04) \text{ Pa} = 129 \text{ Pa} = 1.29 \text{ mbar} \quad (14) \end{aligned}$$

con $L = 6 \text{ m}$ e $d = 0,2 \text{ m}$.

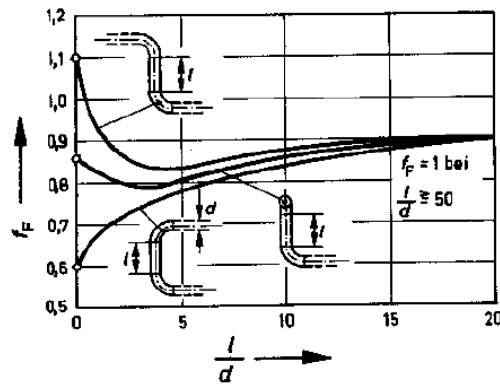


Fig. 5 - fattore moltiplicatore f_F per coefficiente di attrito per combinazione di curve a 90°

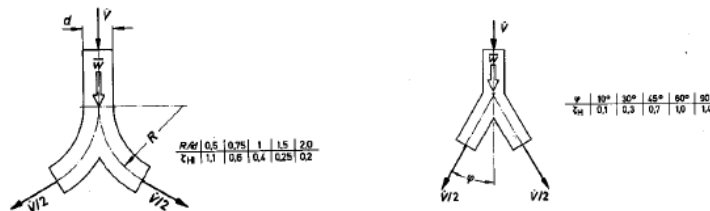


Fig. 6 - coefficienti di attrito per le differenti geometrie di tubi congiunti

In modo equivalente:

$$\Delta p_{150}(0.95 \text{ kg/s}) = \frac{8\dot{m}^2 \cdot R \cdot T}{\pi^2 \cdot d^4 \cdot p \cdot M} \cdot \left(\lambda \frac{L}{d} + \zeta_{180} + \zeta_{red} \right) \quad (15)$$

$$= 206 \cdot (0.03 + 0.48 + 0.1) \text{ Pa} = 126 \text{ Pa} = 1.26 \text{ mbar} \quad (16)$$

con $L = 0,3 \text{ m}$ e $d = 0,15 \text{ m}$

La caduta totale di pressione è quindi pari a 2,55 mbar.

In accordo con l'AD2000 la caduta di pressione prima della valvola di sicurezza deve essere inferiore al 3% della caduta di pressione dovuta alla valvola stessa, in accordo anche con la Raccolta E ex ISPEL [4].

Poiché la caduta di pressione dello scambiatore è stata stimata dal costruttore (FUNKE) di 27 mbar e poiché il sistema di ventilazione dei LNGS aspira in maniera attiva i gas scaricati, semplicemente si assume il valore di max apertura della valvola di sicurezza come caduta di pressione della valvola stessa e cioè 0,85 bar.

La caduta di pressione massima consentita è quindi pari a 25 mbar e cioè un valore 10 volte maggiore di quello calcolato.

2. Dimensionamento dei dispositivi di sicurezza

Esistono differenti riferimenti per il dimensionamento dei dispositivi di sicurezza. In questo caso si è scelto di seguire un dimensionamento in accordo con l'AD2000 confrontandolo poi con il dimensionamento secondo la Raccolta E.

2.1 Calcolo AD2000

La minima sezione trasversale della valvola di sicurezza è data dall'equazione 5 della sezione A1 [3].

$$A = 0.001964 \frac{\dot{m}}{\psi \cdot \alpha \cdot p} \sqrt{\frac{R \cdot T \cdot Z}{M}} \quad (17)$$

$$\dot{m} = \text{mass flow in kg/h} = 3420 \text{ kg/h} \quad (18)$$

$$\alpha = \text{coefficient of discharge} \approx 0.65 \quad (19)$$

$$p = \text{absolute pressure in bar} = 1.75 \text{ bar} \quad (20)$$

$$\psi = \text{flow function} = 0.51 \text{ (see below)} \quad (21)$$

$$R = 8.314 \text{ J/(mol} \cdot \text{K)} \quad (22)$$

$$Z = \text{real gas factor} \approx 1 \quad (23)$$

$$T = 120 \text{ K} \quad (24)$$

$$M = 0.03994 \text{ kg/mol} \quad (25)$$

La funzione di flusso del gas ψ dipende dal rapporto $k = 1,67$ dei calori specifici c_p/c_v e dal rapporto di p_e/p con $p_e = 0,9$ bar che è la pressione dopo la valvola di sicurezza. Il flusso di gas è sottocritico, cioè:

$$\frac{p_e}{p} = 0.51 > \left(\frac{2}{\kappa + 1} \right)^{\kappa/(\kappa-1)} = 0.487 \quad (26)$$

E quindi:

$$\psi = \sqrt{\frac{\kappa}{\kappa-1}} \cdot \sqrt{\left(\frac{p_e}{p} \right)^{2/k} - \left(\frac{p_e}{p} \right)^{(\kappa+1)/\kappa}} = 0.51 \quad (27)$$

Per la sezione trasversale della valvola di sicurezza assumo:

$$A_{\text{disk}} = 1819 \text{ mm}^2 \quad (28)$$

Che corrisponde a un diametro di 48 mm.

2.2 Calcolo Raccolta E

Le valvole di sicurezza destinate a scaricare gas o vapori devono essere dimensionate, secondo la Raccolta E ex ISPEL [4], con una delle seguenti formule.

$$A \geq \frac{q}{(0,9K) (113,8 \text{ C})} \sqrt{\frac{v_1}{p_1}} \quad (29)$$

$$A \geq \frac{q}{(0,9K) (394,9 \text{ C}) p_1} \sqrt{\frac{Z_1 T_1}{M}} \quad (30)$$

Procediamo con il calcolo utilizzando la seconda, in cui q è la portata massica (corrispondente a m della AD 2000), K è il coefficiente di efflusso (α), C è il coefficiente di espansione

$$C = \sqrt{k \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}}} \quad (31)$$

con k esponente dell'equazione dell'espansione isoentropica alle condizioni p_1 e T_1 .

Dal calcolo viene fuori un valore $A = 2000 \text{ mm}^2$, leggermente superiore a quello ottenuto utilizzando la norma AD 2000.

La valvola di sicurezza installata ha una superficie di scarico di 7543 mm^2 e quindi circa quattro volte più grande del richiesto.

Pertanto la dimensione della valvola di sicurezza è idonea anche nel caso di danni del criostato più gravi, per i quali risulterebbe una portata di evaporazione di $3.900 \text{ m}^3/\text{h}$ o 6250 kg/h , circa il doppio di quanto è stato fin qui considerato.

La caduta di pressione nelle tubazioni prima della valvola di sicurezza sarebbe in questo caso circa l'1% di quella dovuta alla valvola stessa.

3. Bibliografia

- [1] NIER Ingegneria, Cryogenic and Water Tank System, Preliminary Risk Analysis, Executive Summary, Feb 2007, Bologna.
- [2] W. Bohl, Technische Strömungslehre, 11. Edition, Vogel Fachbuch, Würzburg 1998.
- [3] AD2000 – Regelwerk, section, A1, edition 2003, Verband TÛe V., Essen 2003
- [4] Circolare 15 novembre 1979, n. 38468 – Raccolta E, Fascicolo E.1.D

Cause incidentali e fattori gestionali nelle aziende a Rischio di Incidente Rilevante: una linea di indirizzo per armonizzare lo sviluppo del Sistema di Gestione con la tipologia di stabilimento

A. Andolina*, L. G. Faniuolo**, A. Cagnoni*

*INAIL - UOT CVR Milano

**ARPA Lombardia

Sommario

Il Decreto Legislativo 334/99 e il successivo aggiornamento Decreto Legislativo 238/05 stabiliscono l'obbligo, per le aziende che rientrano nel campo di applicazione, di sviluppare le attività aziendali in conformità al Sistema di Gestione della Sicurezza in termini di ruoli, responsabilità e margine di efficienza della politica di sicurezza.

Gli autori si propongono di verificare come la specificità dell'attività aziendale condotta (stabilimento chimico, deposito) renda alcuni aspetti del Sistema di Gestione più critici per la prevenzione del Rischio Rilevante e di come la conoscenza propedeutica di tali fattori sia indispensabile per una corretta individuazione degli eventi incidentali possibili.

A tal fine si esamina un campione di aziende RIR accomunate da una stessa specificità attraverso l'analisi degli eventi significativi, - incidenti e quasi incidenti - al fine di determinare come e in che misura un certo fattore gestionale possa risultare preponderante nel profilo di criticità dell'attività svolta.

In ultimo gli autori cercheranno di fornire una linea di indirizzo per gli esercenti di stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante che permetta, in base all'attività svolta, una migliore allocazione delle risorse descritte nel Sistema di Gestione.

1. Il Sistema di Gestione e gli obblighi di legge

Attualmente, le aziende che rientrano tra gli obblighi di cui agli artt. 6, 7 e 8 del D. Lgs. 334/99 [1] e s.m.i., devono adottare una politica aziendale e un Sistema di Gestione della Sicurezza strutturato secondo le indicazioni del D.M. 9 agosto 2000.

In questo contesto vengono definiti i criteri per la verifica dei Sistemi di Gestione da parte della commissione ispettiva, in conformità alle indicazioni contenute nelle Linee Guida Ministeriali per la conduzione delle verifiche ispettive [2].

La commissione deve, tramite l'analisi dell'esperienza operativa, verificare la capacità del sistema di gestione di:

- seguire l'evento incidente/quasi incidente in maniera realistica ed efficace;
- impedire l'evento stesso o, in ultima analisi, minimizzarne le conseguenze;
- approntare gli strumenti per rendere l'evento sempre più raro nell'accadimento tramite indici di prestazione a riscontro.

Con questo intento la Linea Guida richiede al gestore la compilazione degli allegati:

- allegato 2, analisi dell'esperienza operativa;
- allegato 3, riscontri sugli elementi del Sistema di Gestione della Sicurezza;
- allegato 4, esame pianificato dei sistemi tecnici.

2. Verifica formale e sostanziale del Sistema di Gestione

Le istruzioni del procedimento invogliano la Commissione a procedere insieme al gestore a una visura critica dei fattori gestionali coinvolti negli eventi rilevati nell'accadimento o quasi infortunio (near miss) descritto e registrato nello storico aziendale. Le attività messe in campo per gestire il miglioramento del Sistema e l'esame dei sistemi tecnici chiamati a

Intervenire in fase di prevenzione e/o mitigazione del Top Event sono analiticamente descritti nell'allegato 4: "esame pianificato dei sistemi tecnici". Il contributo dell'infortunistica aziendale e l'analisi preliminare degli eventi incidentali descritti permettono di verificare eventuali lacune procedurali e/o organizzative secondo il flusso seguente:

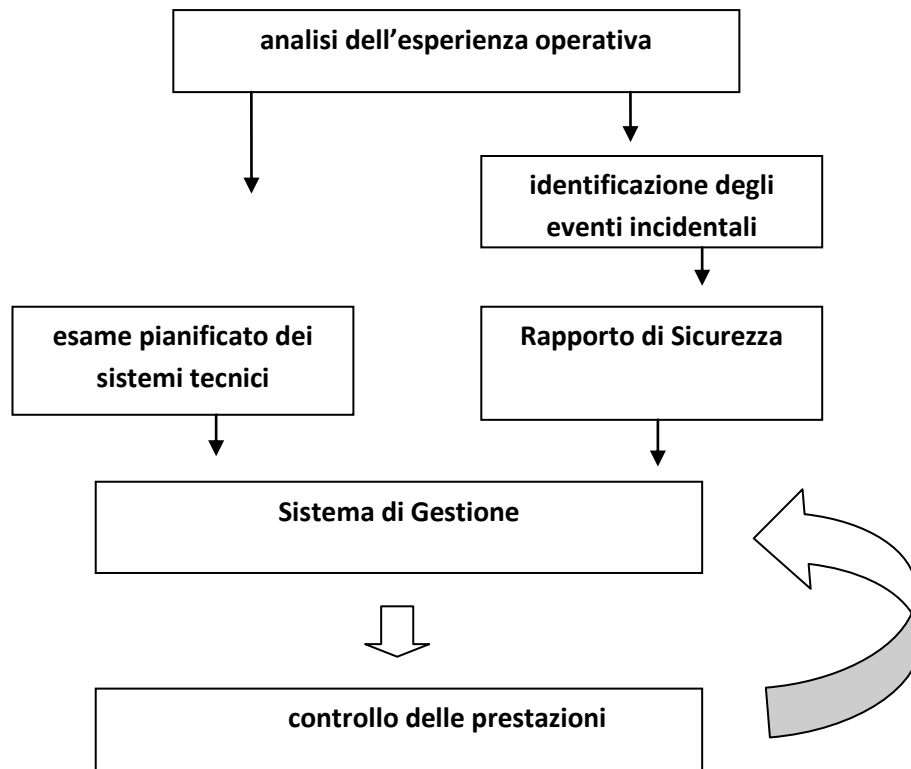


Figura 1 – processo operativo della verifica ispettiva

dove gli indicatori di prestazione definiscono il trend di comportamento del Sistema di Gestione e quindi la sua efficacia nella minimizzazione del rischio (frequenza di accadimento) e delle conseguenze (magnitudo).

Un altro strumento conoscitivo a disposizione della commissione sono le attività di sorveglianza, presidio, vigilanza, audit che a vario titolo e con carattere volontaristico o per obbligo di legge, sono stati condotti da altri Enti e Commissioni:

- ispezioni già effettuate da precedenti commissioni
- raccomandazioni e prescrizioni già evidenziate durante la conduzione dell'Istruttoria del Rapporto di Sicurezza
- eventuali non conformità evidenziate da enti di controllo esterni per specifiche di legge
- eventuali non conformità evidenziate da audit di enti di controllo per norme volontaristiche (ISO 9001, OHSAS 18001, etc.)

Nel tentativo di dare un'unica lettura a eventi che solo in parte sono ascrivibili al Rischio Rilevante, ma più in generale a scenari ambientali o di Sicurezza sul Lavoro, le commissioni cercano di definire nel corso dell'attività ispettiva quando e in che condizioni un evento iniziatore possa generare un Top Event nell'accezione propria del D. Lgs. 334/99. A Tale scopo diventa fondamentale il riscontro puntuale dell'effettiva attuazione del Sistema di Gestione espletato secondo l'allegato 3 delle Linee Guida[2] e articolato nelle fasi:

- controllo della documentazione e sua rintracciabilità;
- manutenzione effettuata e diario degli interventi (schede macchina);
- documenti di formazione/informazione;

- controllo delle gerarchie di gestione e della modalità di comunicazione.

A queste si affiancano le verifiche in campo:

- interviste con gli operatori;
- simulazioni di emergenze già definite dal gestore nell'analisi preliminare.

La lista di riscontro riportata nell' allegato 3 ricopre gli argomenti obbligatori già definiti nel D.M 9 agosto 2000.

3. Classificazione degli stabilimenti e costituzione del campione significativo

L'elaborazione del Sistema di Gestione, la sua piena attuazione e lo studio degli indici di prestazione, costituiscono carattere saliente della specificità dell'azienda che, per quantitativi di sostanze pericolose stoccate e/o prodotte deve rispettare le indicazioni di cui all'articolo 7 comma 2 del D. Lgs. 334/99 e dell'allegato III del D. Lgs 238 05:

“Art.7

(Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti)

Comma 2. ... i gestori degli stabilimenti esistenti alla data di entrata in vigore del presente decreto devono attuare il sistema di gestione della sicurezza....., secondo quanto previsto dall'allegato III...

ALLEGATO III: “Principi Previsti All'articolo 7 E Informazioni Di Cui All'articolo 8, Relativi Al Sistema Di Gestione E All'organizzazione Dello Stabilimento Ai Fini Della Prevenzione Degli Incidenti Rilevanti”

Ai fini dell'attuazione della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e del sistema di gestione della sicurezza elaborati dal gestore, si tiene conto dei seguenti elementi. Le disposizioni enunciate nel documento di cui all'articolo 7 dovrebbero essere proporzionate ai pericoli di incidenti rilevanti presentati dallo stabilimento...

- c) il sistema di gestione della sicurezza si fa carico delle seguenti gestioni:

i) organizzazione e personale: ruoli e responsabilità del personale addetto alla gestione dei rischi di incidente rilevante ad ogni livello dell'organizzazione. Identificazione delle necessità in materia di formazione del personale e relativa attuazione; coinvolgimento dei dipendenti e del personale di imprese subappaltatrici che lavorano nello stabilimento;

- ii) identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti:

adozione e applicazione di procedure per l'identificazione sistematica dei pericoli rilevanti derivanti dall'attività normale o anomala e valutazione della relativa probabilità e gravità;

iii) controllo operativo: adozione e applicazione di procedure e istruzioni per l'esercizio in condizioni di sicurezza, inclusa la manutenzione dell'impianto, dei processi, delle apparecchiature e le fermate temporanee;

iv) gestione delle modifiche: adozione e applicazione di procedure per la programmazione di modifiche da apportare agli impianti o depositi esistenti o per la progettazione di nuovi impianti, processi o depositi;

v) pianificazione di emergenza: adozione e attuazione delle procedure per identificare le prevedibili situazioni di emergenza tramite un'analisi sistematica, per elaborare, sperimentare e riesaminare i piani di emergenza in modo da far fronte a tali situazioni di emergenza, e per impartire una formazione specifica al personale interessato. Tale formazione riguarda tutto il personale che lavora nello stabilimento, compreso il personale interessato di imprese subappaltatrici;

vi) controllo delle prestazioni: adozione e applicazione di procedure per la valutazione costante dell'osservanza degli obiettivi fissati dalla politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e dal sistema di gestione della sicurezza adottati dal gestore e per la sorveglianza e l'adozione di azioni correttive in caso di inosservanza.

Le procedure dovranno inglobare il sistema di notifica del gestore in caso di incidenti rilevanti verificatisi o di quelli evitati per poco, soprattutto se dovuti a carenze delle misure di protezione, la loro analisi e azioni conseguenti intraprese sulla base dell'esperienza acquisita;

vii) **controllo e revisione**: adozione e applicazione di procedure relative alla valutazione periodica sistematica della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e all'efficacia e all'adeguatezza del sistema di gestione della sicurezza. Revisione documentata, e relativo aggiornamento, dell'efficacia, della politica in questione e del sistema di gestione della sicurezza da parte della direzione.

Per poter organizzare un Sistema di Gestione veramente efficace diventa quindi significativa una classificazione della tipologia aziendale rispetto l'attività prevalentemente svolta, a tal fine è stata considerata la classificazione operata dal Ministero dell' Ambiente con ISPRA [6]:

- attività di deposito
- stabilimento di produzione
- stabilimento galvanico
- siderurgica
- produzione e stoccaggio gas tecnici
- impianto di trattamento/recupero
- altro

L'analisi presentata è stata condotta sull'esito delle ispezioni ministeriali nel quinquennio 2008 2013 nelle Regione Lombardia su un campione di dieci stabilimenti chimici.

4. Matrice di rischio e analisi quantitativa

Le matrici di rischio associate alle analisi incidentali possono essere di tipo qualitativo dove alla probabilità del verificarsi dell'evento, si associa l'indice di impatto[3]:

probabilità	impatto				
	insignificante	minore	moderato	maggiore	severo
alquanto certo	moderato	alto	alto	estremo	estremo
probabile	moderato	moderato	alto	alto	estremo
possibile	basso	moderato	moderato	alto	estremo
improbabile	basso	moderato	moderato	moderato	alto
raro	basso	basso	moderato	moderato	alto

Tabella A – matrice di rischio qualitativa

Questo tipo di analisi richiede comunque di quantificare “quando” un evento si può considerare certo o improbabile e “quanto” l'impatto nell'ambiente di lavoro e nelle aree limitrofe possa definirsi moderato, estremo o comunque compatibile con la classificazione di area dell'azienda.

In alternativa un modello che associa alla tabella un numero semplifica permette di ottenere una misura del rischio più facilmente correlabile con altre analisi e, sviluppata nello storico dell'azienda, riesce anche a definire il trend di miglioramento verso eventi poco probabili e con effetti limitati [4] [5]:

EVENTO	irrilevante	Minore Rischio 1	Importante Rischio 2	Esteso Rischio 3	Fatale Rischio 4	Probabilità associata
certo	5	10	15	20	25	$P > 10^{-3}$
probabile	4	8	12	16	20	$10^{-3} > P > 10^{-4}$
possibile	3	6	9	12	15	$10^{-3} > P > 10^{-4}$
improbabile	2	4	6	8	10	$10^{-4} > P > 10^{-5}$
raro	1	2	3	4	5	$P < 10^{-6}$

Tabella B – matrice di rischio numerica

Gli estensori della memoria hanno mutuato dalle analisi incidentali la probabilità associata all'evento certo- probabile- raro definendo poco significativi gli eventi con una probabilità di accadimento inferiore a 10^{-6} occ/anno.

Per la quantificazione della magnitudo è stato invece necessario associare alla tipologia dell'evento la sua capacità di evolvere verso processi causa- effetto via via più importanti in termini di pericolosità.

Considerando che la propagazione del danno è ragionevolmente legata alla capacità dello scenario di evolversi aumentando la sua area di azione utilizzando l' "energia" disponibile - magnitudo-, si possono identificare i limiti di linea, unità logica di produzione, limiti di stabilimento e oltre i confini dello stesso come i successivi step attraverso cui si esaurisce uno scenario stesso. In tal modo siamo in grado di associare un carattere di rischio a tutti gli eventi sorgente (primari) che determinano l'inizio dell'evento e un carattere di rischio per tutti gli eventi, successivi, che contribuiscono all'evolversi dello scenario.

Gli eventi sorgente possono essere di tipo strumentale:

Eventi irrilevanti	Eventi <i>minori</i> Rischio 1 <i>Effetti confinati alla linea di produzione</i>	Eventi moderato Rischio 2 <i>Effetti confinati nell'unità di produzione</i>	Evento maggiore Rischio 3 <i>Effetti confinati allo stabilimento</i>	Evento fatale Rischio 4 <i>Effetti esterni ai confini di stabilimento</i>
- Perdita di contenimento senza conseguenze - Fault dispositivi di regolazione di processo	- Deriva delle variabili di processo - Intervento dei dispositivi di sicurezza - Piccole perdite da linea o da flangia	- Perdita di utilities locali - Mancata procedura specifica	- Perdita di utilities di stabilimento - Incendio generalizzato - Effetto domino	- Scenario non contenuto (TOP EVENT)

Tabella C – eventi sorgente strumentali

Analogamente anche per l'errore operativo:

Eventi <i>minori</i> Rischio 1 <i>Effetti confinati alla linea di produzione</i>	Eventi moderato Rischio 2 <i>Effetti confinati nell'unità di produzione</i>	Evento maggiore Rischio 3 <i>Effetti confinati allo stabilimento</i>	Evento fatale Rischio 4 <i>Effetti esterni ai confini di stabilimento</i>
- Errori operativi senza conseguenze	- Carenza dell'addestramento - Errore operativo con conseguenze confinate - Mancato rispetto delle procedure	- Mancata formazione /informazione	- Evento sorgente in un'analisi what if oppure in una AzHop

Tabella D – eventi sorgente operativi

In fase di analisi dei dati riportati nell'Allegato 2 "Cause Incidentali: analisi dei fattori gestionali" è possibile evidenziare, per ogni evento descritto, quale sia il fattore gestionale legato all'evento sorgente, dall'albero dei guasti si ricava la probabilità di accadimento legata a tale evento sorgente identificando l'apposita riga della Tabella B.

L'attribuzione del punteggio di competenza ad ogni fattore gestionale che ha portato al verificarsi dello scenario descritto viene effettuato valutando quanto "grande" sia il contributo del fattore gestionale esaminato alla propagazione del danno (minore esteso, fatale) e assegnando il numero relativo dalla riga già selezionata.

Infatti i fattori gestionali coinvolti in un certo scenario, anche con azione conseguente a quello associato all'evento sorgente può portare, nell'esame di altri scenari, a eventi che interessano l'intero stabilimento. Per esempio un fattore gestionale corresponsabile dello scenario descritto che comporta l'intervento della squadra di emergenza (6. Pianificazione dell'emergenza) viene pesato con frasi di rischio estese ai confini di stabilimento o esterne ad esse (qualità di rischio 3 e 4).

Nel caso in cui non sia stato sviluppato dal gestore l'albero dei guasti dello scenario in esame, oppure lo scenario non sia tra quelli identificati nell'analisi preliminare di rischio e quindi nel Rapporto di Sicurezza, la riga di riferimento è definita dalla probabilità associata $10^{-3} > P > 10^{-4}$ (evento possibile).

5. Un esempio dell'analisi numerica della matrice di rischio

Supponiamo un evento reazione fuggitiva con perdita di contenimento del reattore dovuta a contaminazione del preparato per erronea pulizia preliminare del recipiente.

Il gestore ha presentato una tabella delle cause incidentali con tre eventi riportati:

evento 1 secondo il prospetto dell'allegato 2:

Rif. n. registro eventi doc. 1111- evento 1	Data 4 6 2011	Titolo: reazione incontrollata	
Descrizione tecnica sintetica dell'evento (con particolare riferimento alle cause tecniche e gestionali) Reazione fuggitiva del reattore R 555 1 unità 8 reparto 1 dovuta alla contaminazione della carica con residui della lavorazione precedente			
Sistemi tecnici critici:			
Fattore gestionale	Descrizione	Azioni intraprese	Azioni previste / programmate
2 iii	Il personale non ha eseguito la bonifica correttamente	Fase di addestramento	Richiamo di tutto il personale operativo dell'unità a un corso formativo specifico
2iii	Il personale non ha tempestivamente attivato la procedura di emergenza	Fase di addestramento	Richiamo di tutto il personale operativo dell'unità a un corso formativo specifico
3i	Il reattore non è strumentato con termostato e allarme di alta temperatura	Installazione di PTHH con sirena in sala controllo	Analisi per eventuale adeguamento degli altri reattori dell'unità
4iii	Il processo necessitava di una procedura di bonifica specifica	Sospesa l'attività del reattore e delle unità similari	Edizione di una procedura

Tabella E – analisi dell'evento "reazione fuggitiva"

L'evento descritto coinvolge sicuramente i seguenti fattori gestionali:

1. organizzazione e personale

- bonifica eseguita non correttamente
- personale non formato o adeguatamente addestrato a mettere in sicurezza il reattore

2. identificazione dei pericoli rilevanti

- Mancata presenza di un segnale di allarme di reazione

3. controllo operativo

- Manca la procedura di bonifica o non è idonea

L'evento sorgente è stato identificato come errore operativo di cattiva bonifica con probabilità definita dell'albero dei guasti fornito con il Rapporto di Sicurezza: possibile ($10^{-3} > P > 10^{-4}$), in tal modo viene identificata la riga della tabella B dove si "muoveranno" le qualità di rischio dei fattori gestionali.

Le qualità di Rischio 1, 2, 3, 4 sono da indicizzare per ogni fattore critico gestionale identificato e riportato nella tabella 2 fornita dal gestore:

la bonifica eseguita non correttamente è imputabile a **evento di rischio 1** in quanto specifica di quella lavorazione della linea di produzione;

il personale non formato è imputabile cautelativamente a **eventi di rischio 2** in quanto la formazione specifica di messa in sicurezza è spesso patrimonio di unità logica e non di una singola linea di produzione; il personale non è dedicato ad un unico reattore ma viene turnato, a seconda delle esigenze, su più linee di una stessa unità di produzione;

la mancata presenza di un segnale di allarme è imputabile a un evento organizzativo di cattiva analisi preliminare ma ragionevolmente, data la tipologia di evento iniziatore, non va oltre **evento rischio 3**;

assenza della procedura di bonifica sicuramente rischio 2 a meno che tale evento sia sorgente di un Top Event, in tal caso è inquadrato in rischio 4, supponiamo in questa analisi ragionevole **evento rischio 2**.

Scorrendo quindi la matrice di rischio lungo la riga dell'evento possibile si ottiene:

fattore gestionale	rischio
2. Organizzazione e personale	6 + 9
3. Identificazione dei pericoli rilevanti	12
4. Controllo operativo	9

oppure in grafico:

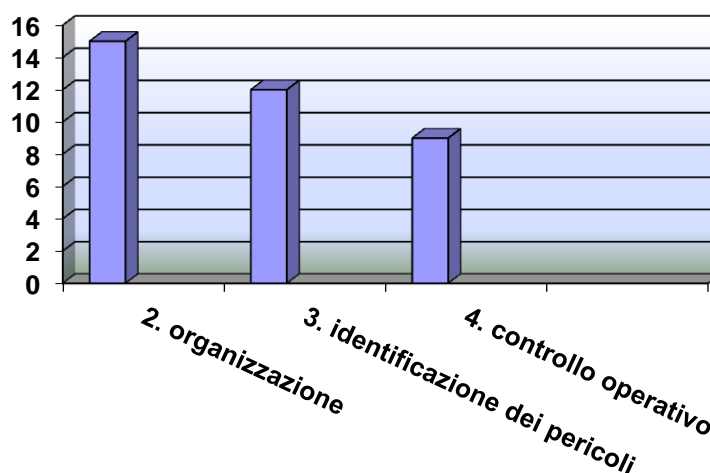


Grafico 1 – rischio numerico dell'evento 1

L'evento descritto è causato dalle criticità gestionali già identificate dal gestore con un peso ponderale più significativo per il fattore 2 - organizzazione e personale - con punteggio 15.

Il procedimento viene quindi reiterato per tutti gli eventi sorgente descritti dal gestore nell'allegato 2 e ognuno di essi implementerà i fattori gestionali che si sono rivelati causali nel verificarsi dell'evento stesso.

Se l'azienda ha documentato tre eventi rispondenti alle specifiche dell'allegato 2, applicando la stessa analisi agli altri due eventi, si perviene alla rappresentazione:

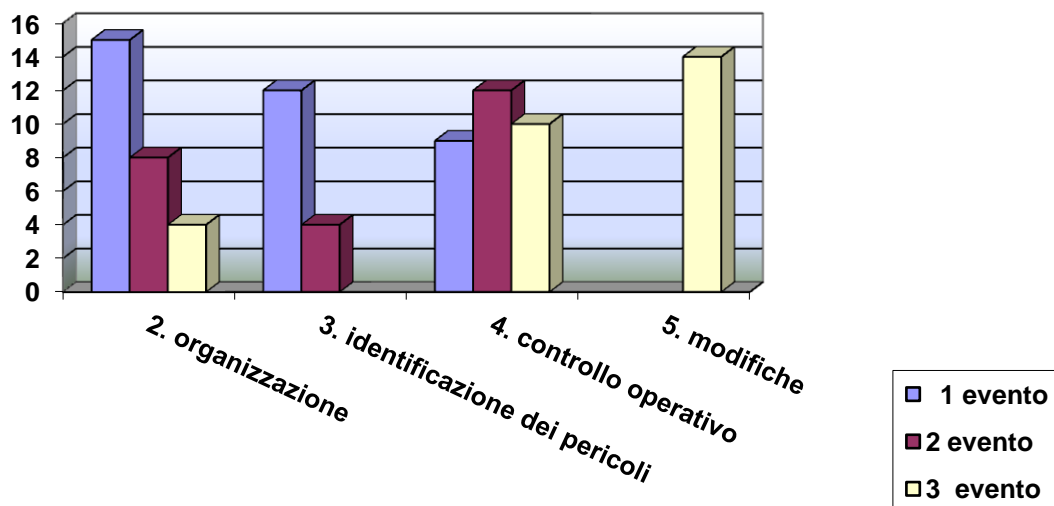


Grafico 2 - rischio numerico degli eventi 1, 2, 3

si ottiene quindi il contributo cumulato per fattore di gestione relativo alla ditta esaminata:

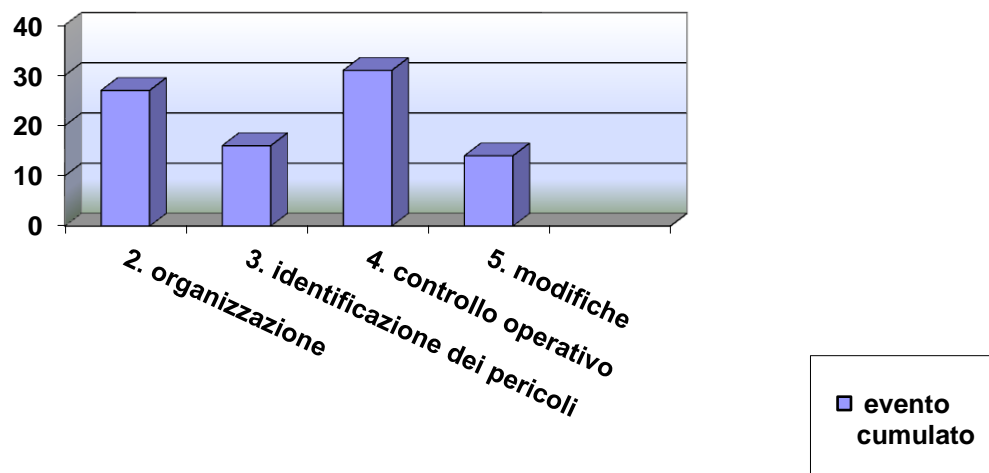


Grafico 3 - rischio numerico cumulato degli eventi 1, 2, 3

La cumulazione dei fattori numerici distinti solo per fattore gestionale fornisce il primo dato informativo aziendale definendo come area di attenzione per il miglioramento del Sistema di Gestione l'intervento nei punti 2 e 4 del Sistema di Gestione.

6. Analisi dei dati del campione

Gli scriventi hanno impiegato la tecnica descritta per il campione costituito da dieci aziende chimiche facendo riferimento a un totale di **183** eventi avvenuti negli ultimi dieci anni, come da prospetto presentato dal gestore, con la seguente distribuzione:

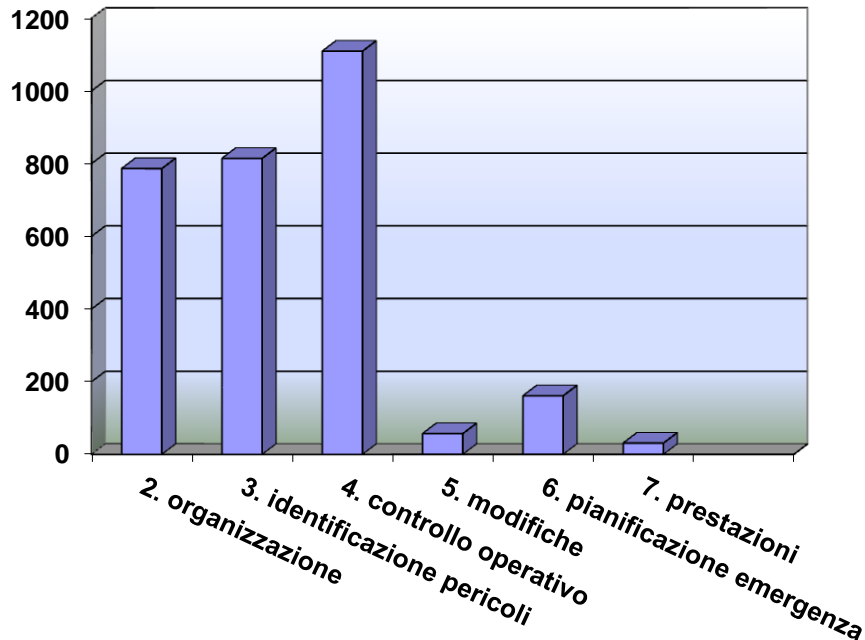


Grafico 4 – cumulazione degli eventi del campione in esame

7. Limiti dell'analisi campionata

L'analisi effettuata è strettamente legata alla capacità del gestore di:

- definire le cause degli eventi e operare una corretta analisi dei fattori gestionali coinvolti;
- riportare fedelmente tutti gli eventi o i quasi eventi accaduti per il periodo più lungo possibile.

È ovvio che l'analisi almeno decennale condotta dal gestore sullo stabilimento, eventualmente arricchita con l'analogo diario di stabilimenti simili o dello stesso gruppo (stesso Sistema di Gestione) rendono l'analisi del comportamento dei sistemi di gestione della ditta più significativo. Analogamente l'analisi perde di validità laddove la ditta ha riportato pochi eventi, o per mancanza di dati, o perché ha solo di recente adottato un Sistema di Gestione. Inoltre spesso il gestore ha difficoltà a definire le dinamiche di accadimento dell'evento e conseguentemente i sistemi di gestione coinvolti; le azioni intraprese sembrano a volte avere carattere estemporaneo e comunque non collegabili con le procedure del Sistema, mentre le azioni programmatiche di intervento non lasciano traccia nelle revisioni e/o riunioni periodiche.

Gli scriventi hanno fatto quindi riferimento all'Allegato 2 fornito dal gestore solo a fine mandato ispettivo, in modo che la valutazione degli effettivi fattori gestionali colpevoli di un certo scenario erano stati discussi e rimodulati in collaborazione con il gestore e alla luce delle risultanze dell'ispezione stessa.

Laddove lo scenario descritto non era evidentemente legato a problematiche di Grandi Rischi non risulta computato nell'analisi, laddove invece l'evento non rientrava nei Top Event definiti dal gestore perché coinvolgeva sostanze non soggette o perché lo stesso

nell'analisi preliminare non era stato definito realistico, è stato quantificato in Tabella B con un carattere possibile, derivando quindi dalla riga corrispondente, a seconda delle conseguenze effettivamente registrate, la qualità di rischio.

8. Conclusioni e valutazione dei risultati

Il campione è stato estratto volutamente dalle ditte chimiche che per cultura aziendale hanno più familiarità con l'analisi incidentale e con l'identificazione delle cause, in questo modo gli estensori hanno potuto disporre di un'analisi ricca di informazioni e soprattutto densa di eventi significativi.

È evidente dal grafico 4 che i fattori gestionali protagonisti della maggior parte degli eventi sono quelli del controllo operativo, seguono i fattori gestionali legati all'identificazione del pericolo che portano a eventi legati alla non perfetta conoscenza di fenomeni collaterali alla produzione.

Analogo il contributo al verificarsi degli eventi dovuti alla carenza dei fattori caratterizzanti incuria, imperizia o cattiva applicazione di procedure (organizzazione e personale).

Dalla lettura dei dati gli scriventi hanno conteggiato a punteggio zero gli eventi legati a cause non legate a problematiche di Grande Rischio ma specifiche dell'infortunio, gli eventi attinenti che si sono invece ripetuti negli anni sempre con la stessa metodica sono invece stati inquadrati con qualità di rischio 4 in quanto è stato definito inefficace l'intervento correttivo nel Sistema di Gestione.

La lettura del grafico non evidenzia invece di come i fattori sorgente degli eventi descritti nascessero essi stessi da un approccio di costruzione del Sistema di Gestione troppo "debole" per la tipologia delle produzioni realizzate dal gestore, in particolare:

- **il controllo operativo**, non attuato attraverso pratiche di manutenzione predittiva portava all'insorgere dell'evento per rottura del componente;
- **l'identificazione e valutazione dei pericoli** effettuata con una cattiva conoscenza delle cause sorgente, prodotti secondari di reazione, esotermie inaspettate, prodotti contaminati è stato determinante nell'implementazione della matrice numerica di rischio;
- **organizzazione del personale** intesa spesso come cattiva o mancata formazione è un fattore che ha contribuito spesso insieme al controllo operativo all'insorgere dell'evento a quantomeno al suo mancato confinamento.

Gli altri fattori gestionali, in termini assoluti, hanno dato un contributo al verificarsi degli eventi spesso secondario, i fattori gestionali: 1 documento della politica e 8 controllo e revisione, sembra abbiano parte attiva nel Sistema solo in fase di Riesame e quindi nell'analisi a posteriori dove si programmano gli interventi correttivi per evitare il ripetersi dello scenario.

L'analisi è stata effettuata su un campione di dieci aziende chimiche delle trentasette soggette agli obblighi dell'art. 8 del D.LGS 334 99 in Lombardia [6] e mentre le conclusioni si allineano con la disamina più generale già effettuata nella Linea Guida "Criteri ed indirizzi tecnico-operativi per lo svolgimento delle verifiche ispettivi in stabilimenti a rischio di Incidente Rilevante" [7], la metodica esposta ha il vantaggio di legare la gravità dell'evento "effettivamente" verificatosi, con le conseguenze ipotizzabili permettendo di assegnare un numero indicativo della criticità dei fattori gestionali coinvolti.

L'analisi eseguita implementando la numerosità del campione esaminato o estendendola ad altre tipologie di stabilimento (logistiche, galvaniche, stoccaggi) permette di stabilire il trend di tale criticità in termini di fattore di gestione e quindi, in ultimo, perfezionare anche un indice di prestazione proprio sul fattore gestionale più debole, intervenendo sul miglioramento del Sistema di Gestione proprio dove c'è bisogno.

9. Bibliografia

- [1] Dlgs 17 agosto 1999, n. 334 Controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose - (cd. "Seveso") - Attuazione direttiva 96/82/Ce e successive modifiche ed integrazioni
- [2] Ministero dell' Ambiente: " Linee Guida recanti criteri e procedure per la conduzione, nelle more del decreto previsto dall'articolo 25, comma 3 del D.Lgs.334/99, delle verifiche ispettive di cui al decreto del Ministero dell'Ambiente 5 novembre 1997 e al citato articolo 25 del D.Lgs.334/99,come modificato dal D.Lgs.238/05 pubblicato con decreto direttoriale da Ministero dell' Ambiente nel marzo 2009"
- [3] American Institute of Chemical Engineers (AIChE): " Guidelines for consequence analysis of chemical releases. Center for Chemical Process Safety", 1999
- [4] David J Smith:"Reliability, Maintainability and Risk" Sixth ed. 2001
- [5] Fred Manuele: "Acceptable Risk " , Professional Safety , May 2010 pp. 30-38.
- [6] Regione Lombardia: "Elenco degli stabilimenti a Rischio d'Incidente Rilevante di cui al D.Lgs. 334/99 e s.m.i.: ARTICOLO 8" (aggiornamento maggio 2014)
- [7] ISPRA ARPA APPA: "Criteri ed indirizzi tecnico-operativi per lo svolgimento delle verifiche ispettive in stabilimenti a rischio di Incidente Rilevante", 70/2011

Impatto del Regolamento CE 1272/2008 (CLP) sulla direttiva 2012/18/UE (Seveso III). Stabilimenti di soglia superiore (SS) e stabilimenti di soglia inferiore (SI). Criticità applicative sulle aziende della Regione Sicilia.

V. Nastasi*, G. Sferruzza*, P. Amodeo*, M. Bellissimo*, D. Di Fonzo*

*INAIL – UOT CVR Palermo

Sommario

Il Regolamento europeo n 1272/2008 e smi, relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele pericolose meglio noto come Regolamento —CP” (Classification, Labelling and Packaging), recepisce in ambito comunitario il sistema mondiale armonizzato di classificazione ed etichettatura delle sostanze chimiche detto —GB” (Globally, Harmonised System of classification and labelling of chemicals). Una delle norme che il Regolamento —CP” impatta maggiormente è la normativa che riguarda il controllo degli incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose.

In riferimento a ciò è stata approvata la Direttiva Seveso III, n° 2012/18/UE sul controllo del pericolo degli incidenti rilevanti, recante modifica e successiva abrogazione della direttiva 96/82/CE (cosiddetta direttiva Seveso II). Tra le tante novità, oltre a una serie di modifiche e/o nuove definizioni, vi è la nuova riformulazione dell'Allegato I – Sostanze Pericolose che tiene conto della nuova nomenclatura e classificazione previsto dal Regolamento —CP” introducendo nuove classi di pericolo (Parte1) oltre all'inserimento di 14 nuove voci (Parte 2). Tutto questo comporterà una nuova classificazione degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante in stabilimenti: di Soglia Superiore (SS) e di Soglia Inferiore (SI). Da tale classificazione discendono in modo differenziato gli adempimenti per i gestori di tali impianti. In Sicilia, a seguito dell'entrata in vigore della nuova direttiva comunitaria ed in particolare con l'emanazione del D. Lgs. 48/2014 sono entrati nel campo di applicazione della normativa Seveso ed agli obblighi previsti dall'art. 8 del D. Lgs. 334/99 e s.m.i. n° 5 centrali termoelettriche che utilizzano OCD (olio combustibile denso) per la produzione di energia elettrica.

1. Introduzione

Il Regolamento europeo (CE) n 1272/2008, modificato dal Regolamento (UE) n 944/ 2013 della Commissione del 2/10/2013, recante modifica, ai fini del progresso tecnico e scientifico, (GUUE n 261 del 31/10/2013) indicato in seguito Regolamento europeo n 1272/2008 e smi, riguarda la classificazione, l'etichettatura e l'imballaggio delle sostanze e delle miscele pericolose meglio noto anche come Regolamento —CP” (Classification, Labelling and Packaging), recepisce in ambito comunitario il sistema mondiale armonizzato di classificazione ed etichettatura delle sostanze chimiche detto —GB” (Globally, Harmonised System of Classification and Labelling of Chemicals). L'obiettivo è quello di creare un unico linguaggio globale, basato su simboli e frasi unificate, per facilitare la gestione delle sostanze chimiche e proteggere la salute dell'uomo e l'ambiente in una ottica di sviluppo sostenibile. Dal 1 giugno 2015, infatti le direttive 65/548/CEE (Direttiva Sostanze Pericolose –DSP) e 1999/45/CE (Direttiva Preparati Pericolose - DPP) saranno definitivamente abrogate e conseguentemente entro questa data le norme che utilizzano o rimandano alle direttive —SP” e —DP” devono essere riviste in base al nuovo Regolamento —CP”. Tra le norme che il Regolamento —CP” impatta maggiormente è la normativa che riguarda il controllo degli incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose.

In riferimento a ciò è stata approvata a livello europeo la direttiva Seveso III n 2012/18/UE del 4/7/2012 (GUUE n 197 del 24/7/2012), sul controllo del pericolo degli incidenti rilevanti, recante modifica e successiva abrogazione della direttiva 96/82/CE (cosiddetta direttiva Seveso II). La nuova direttiva Seveso III entrata in vigore il 13 agosto 2012, deve essere recepita dagli Stati membri entro il 31/5/2015, con la conseguente abrogazione definitiva della direttiva Seveso II dal 1 giugno 2015. Tra le tante novità introdotte dalla nuova direttiva Seveso III, oltre ad una serie di modifiche e/o nuove definizioni vi è la nuova riformulazione dell'Allegato I – Sostanze Pericolose (Parte 1 – Categorie delle sostanze pericolose e Parte 2 – Sostanze pericolose specifiche) che tiene conto della nuova nomenclatura e classificazione previsto dal Regolamento —CP” introducendo nuove classi di pericolo (Parte1) oltre all’inserimento di 14 nuove voci (Parte 2). Tutto questo comporterà una nuova classificazione degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante in stabilimenti: di Soglia Superiore (SS) e di Soglia Inferiore (SI). In riferimento a ciò si potranno avere:

- stabilimenti che per la prima volta rientrano nella Direttiva Seveso III;
- stabilimenti già rientranti nella Direttiva Seveso II, che passano dalla soglia inferiore a quella superiore e viceversa della nuova direttiva Seveso III.

Da tale nuova classificazione discendono in modo differenziato gli adempimenti per i gestori di tali impianti .

La presente memoria ha come obiettivo, partendo dal Regolamento —CP”, di dare le indicazioni essenziali per la nuova classificazione degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante. Da tale classificazione vengono evidenziati in modo differenziato gli adempimenti previsti per gli stabilimenti sopra soglia (SS) e per quelli di soglia inferiore (SI). In tale ottica saranno introdotte:

- Politica per la Prevenzione degli Incidenti Rilevanti (PPIR);
- l’eventuale obbligo di adottare dei Sistemi di Gestione per la Prevenzione degli Incidenti Rilevanti (SGS-PIR);
- Rapporto di Sicurezza (RdS), che tenga conto delle cause operative e delle cause naturali (es. terremoti ed inondazioni) per gli stabilimenti —S\$
- controllo dell’urbanizzazione;
- le informazioni al pubblico, la consultazione e partecipazione del pubblico;
- Piani di Emergenza interno ed esterno (PEI e PEE) .

2. Regolamento —CLP”

Il Regolamento europeo n. 1272/2008 (CLP) è entrato in vigore il 20 gennaio 2009 e modifica ed abrogherà (dal 2015) le direttive 67/548/CEE (Direttiva Sostanze Pericolose – DSP) e 1999/45/CE (Direttiva Preparati Pericolose - DPP). Inoltre il Regolamento —CP” modifica e integra il Regolamento europeo 1907/2006 (REACH) ma non si sostituisce a quest’ultimo in quanto esso regola altri aspetti. Si evidenzia che il REACH è il regolamento che regola la registrazione, la valutazione, l’autorizzazione e la restrizione delle sostanze chimiche; tra questi aspetti occorre evidenziare l’Allegato II: —Guida alla compilazione delle schede di dati di Sicurezza” (SDS). L’applicazione dei nuovi criteri di classificazione e etichettatura (anche ai fini delle disposizioni REACH) è obbligatoria dal 1/1/2010 per le sostanze, mentre lo sarà dal 1/6/2015 per le miscele. Il Regolamento —CP” introduce importanti cambiamenti non solo concernenti i criteri di classificazione delle sostanze e delle miscele, ma anche la riformulazione delle etichette di pericolo, nelle quali muteranno i pittogrammi così come l’abbiamo conosciuti, le frasi di rischio —Re i consigli di prudenza “S”. Si riporta di seguito la tabella che raffronta la terminologia tra il CLP e la DSP

DSP	CLP
Simboli di Pericolo	Pittogrammi di Pericolo
-	Avvertenze
Categorie di Pericolo	Classi di Pericolo
Fraresi di Rischio -R”	Indicazioni di Pericolo -H”
Consigli di Prudenza -S”	Consigli di Prudenza -P”

Tabella 1 – Raffronto Terminologica tra CLP e DSP

2.1 Pericoli e loro rappresentazione

Il Regolamento —CP” fa riferimento a miscele invece che a preparati, a classi di pericolo anziché a categorie di pericolo. Le classi di pericolo sono a loro volta suddivisi in uno o più sottogruppi che specificano l'intensità del pericolo. L'usuale simbolo arancione è sostituito dal —pittogramma”, una losanga con fondo bianco e bordo rosso contenente il simbolo nero. Il CLP prevede 9 pittogrammi:

- 5 per i pericoli fisici: Pittogrammi GHS1, GHS2, GHS3, GHS4, GHS5
- 3 per i pericoli per la salute: Pittogrammi GHS6, GHS7, GHS8
- 1 per i pericoli per l'ambiente: Pittogramma GHS9.

Si riporta di seguito la figura che mette in relazione i pericoli con i relativi pittogrammi:

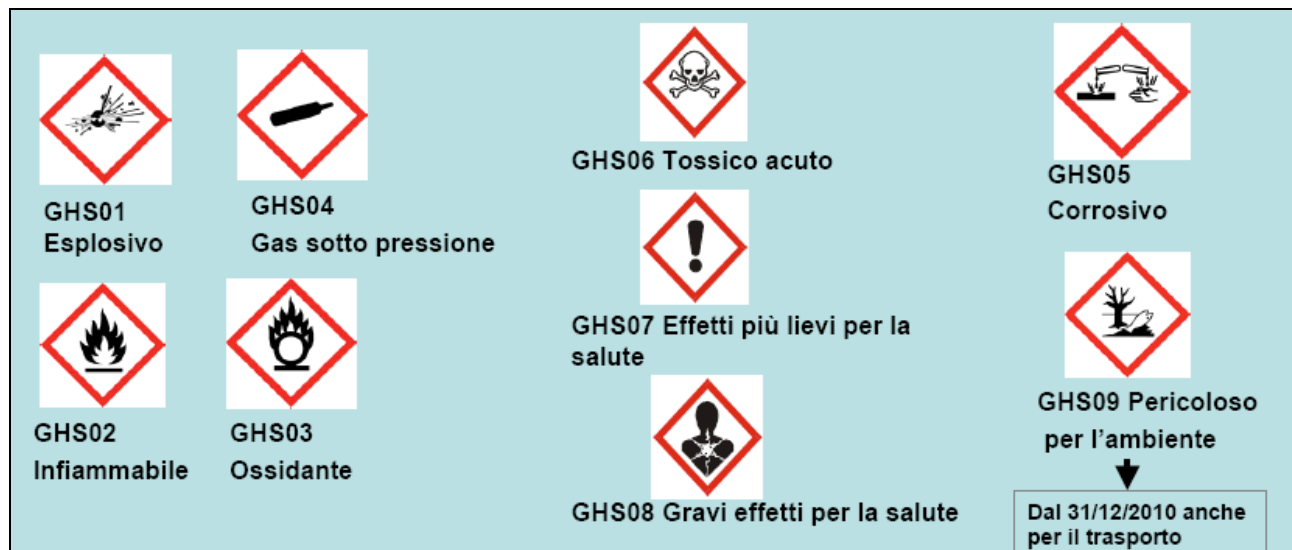


Figura 1: Codifica delle indicazioni di pericolo

I Pericoli sono suddivisi in tre tipi:

- Pericoli fisici → suddivisi in 16 sottogruppi
- Pericoli per la salute umana → suddivisi in 10 sottogruppi;
- Pericoli per l'ambiente → suddivisi in 2 sottogruppi.

CLASSE DI PERICOLO	PITTOGRAMMA
PERICOLI FISICI	
Esposivi	GHS01
Gas infiammabili	GHS02
Aerosol infiammabili	GHS02
Liquidi infiammabili	GHS02
Solidi infiammabili	GHS02
Sostanze e miscele che a contatto con l'acqua emettono gas infiammabili	GHS02
Sostanze e miscele autoriscaldanti	GHS02
Liquidi piroforici	GHS02
Solidi piroforici	GHS02

Gas comburenti	GHS03
Solidi Comburenti	GHS03
Liquidi Comburenti	GHS03
Gas sotto pressione	GHS04
Corrosivo per metalli	GHS05
Sostanze e miscele autoreattive	GHS02+GHS01
Perossidi Organici	GHS02+GHS01
PERICOLI PER LA SALUTE	
Tossicità acuta	GHS06 + GHS07
Sensibilizzazione delle vie respiratorie e cutanee	GHS08+GHS07
Tossicità specifica per organi bersaglio (STOT) - esposizione singola	GHS08+GHS07
Gravi lesioni oculari/irritazione oculare	GHS05+GSH07
Corrosione/irritazione cutanea	GSH05+GSH07
Mutagenicità su cellule germinali	GHS08
Cancerogenicità	GHS08
Tossicità per la riproduzione	GHS08
Tossicità specifica per organi bersaglio (STOT) - esposizione ripetuta	GHS08
Pericolo in caso di aspirazione	GHS08
PERICOLI PER L'AMBIENTE	
Pericoloso per l'ambiente acquatico	GHS09
Pericoloso per lo strato di ozono	Nessun Pittogramma

Tabella 2 – Classi di Pericolo con i relativi pittogrammi secondo il Regolamento

Le **indicazioni di pericolo**, che sostituiscono le precedenti frasi di rischio R, descrivono la natura – proprietà intrinseca di un prodotto pericoloso; sono identificate con la lettera H seguita da tre cifre che individuano la tipologia del pericolo.

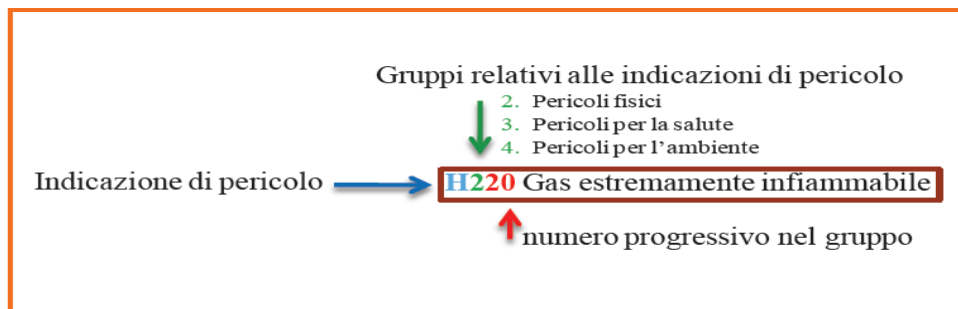


Figura 2 : Codifica delle indicazioni di pericolo

Oltre alle indicazioni di pericolo —Hsi aggiungono solo per l'Europa altri indicazioni di pericolo supplementari contrassegnate dalla sigla **-EUH**” seguito da tre cifre (0 + il numero della vecchia frase R → proprietà fisiche o pericolose per la salute derivate dalle Direttive DSP e DPP ma non ancora incluse nel GHS) oppure (2 + numero progressivo → riguardanti alcune miscele), oppure EUH401 dedicata ai prodotti fitosanitari.

I **consigli di prudenza** del tutto analoghi ai consigli di prudenza S, descrivono le misure che devono essere adottate per gestire i pericoli in relazione agli impieghi previsti per la sostanza o miscela.



Figura 3: Codifica dei Consigli di Prudenza

3. Definizioni introdotte dalla Seveso III

Il Testo della Seveso III precisa con maggiore puntualità quali disposizioni si applicano a quali stabilimenti. Per questo sono state introdotte nuove definizioni e sono state apportate delle modifiche alle definizioni già previste dalla Seveso II.

3.1 Nuove definizioni

A tal fine si sono introdotte nuove definizioni:

- **stabilimenti di soglia superiore (upper tier) nel seguito indicati —SS**: uno stabilimento dove sono presenti sostanze pericolose in quantità pari o superiori alle quantità elencate nella colonna 3 della Parte 1 o della Parte 2 dell'Allegato I, utilizzando dove applicabile la regola della somma riportata nella nota 4 dell' Allegato I, ed evidenziata nella presente memoria nel paragrafo 5;
- **stabilimenti di soglia inferiore (lower tier) nel seguito indicati —SI**: uno stabilimento dove sono presenti sostanze pericolose in quantità pari o superiori alle quantità elencate nella colonna 2 della Parte 1 o della Parte 2 dell'Allegato I ma minori delle quantità elencate nella colonna 3 della Parte 1 o della Parte 2 dell'Allegato I, utilizzando dove applicabile la regola della somma riportata nella nota 4 dell' Allegato I, ed evidenziata nella presente memoria nel paragrafo 5;
- **stabilimento adiacente**: uno stabilimento che è ubicato in prossimità tale ad un altro stabilimento da aumentare il rischio o le conseguenze di un incidente rilevante;
- **nuovo stabilimento**: a) uno stabilimento che entra in esercizio o è costruito dopo dal 31 maggio 2015 (data limite di vigenza della Seveso II); b) uno stabilimento che ricade nel campo di applicazione della nuova direttiva Seveso III, o uno stabilimento di soglia inferiore (SI) che diviene di Soglia Superiore (SS) o viceversa il o dopo il 1 giugno 2015 a causa di modifiche delle sue installazioni o delle sue quantità di sostanze pericolose;
- **stabilimento esistente**: uno stabilimento che al 31 maggio 2015 ricade nel campo della direttiva Seveso II e dal 1 giugno 2015 ricade nel campo della nuova direttiva Seveso III senza modifiche della sua classificazione come stabilimento di –SS” o stabilimento di –SI”.
- **miscela**: una miscela o soluzione composta di due o più sostanze;
- **il pubblico**: una o più persone fisiche o legali e, ai sensi del diritto o prassi nazionale, le loro associazioni, organizzazioni o gruppi;
- **il pubblico interessato**: il pubblico che subisce o può subire gli effetti delle decisioni dell'art. 15 comma 1 della direttiva Seveso III (progetto di un nuovo stabilimento, modifica significativa di uno stabilimento, nuovo sviluppo nell'area circostante gli stabilimenti aumentando il rischio e le conseguenze di un incidente rilevante);
- **ispezione**: tutte le azioni di controllo, incluso visite in situ, delle misure, dei sistemi e delle relazioni interne e dei documenti di follow-up, nonché qualsiasi attività di follow-up eventualmente necessaria, compiute da o per conto dell'autorità competente al fine di

controllare e promuovere il rispetto dei requisiti fissati dalla presente direttiva da parte degli stabilimenti.

3.2 Modifiche a definizioni già previste dalla Seveso II

Oltre alle nuove definizioni alcune delle quali evidenziate sopra, la Seveso III ha apportato delle modifiche a definizioni già previste in precedenza dalla Seveso II. Si riportano le definizioni nuove indicando in *corsivo sottolineato* le parti nuove:

- **stabilimento**: tutta *l'area* sottoposta al controllo di un gestore, nella quale sono presenti sostanze pericolose all'interno di uno o più impianti, comprese le infrastrutture o le attività comuni o connesse; *gli stabilimenti sono o stabilimenti di soglia inferiore (SI) o di soglia superiore (SS)*;

- **impianto**: un'unità tecnica all'interno di uno stabilimento *e che si trovi sia a livello del suolo sia a livello sotterraneo*, in cui sono prodotte, utilizzate, manipolate o immagazzinate sostanze pericolose. Comprende tutte le apparecchiature, le strutture, le condotte, i macchinari gli utensili, le diramazioni ferroviarie particolari, le banchine, i pontili che servono l'impianto, i moli i magazzini e le strutture analoghe, galleggianti o meno, necessari per il funzionamento di *tale* impianto;

- **gestore**: qualsiasi persona *fisica o giuridica* che detiene o gestisce uno stabilimento o un impianto oppure, ove la normativa nazionale lo preveda, a cui è stato delegato il potere economico *o decisionale determinante per l'esercizio tecnico* dello stabilimento o dell'impianto *stesso*;

- **sostanze pericolose**: le sostanze o miscele *di cui alla* Parte 1 *o elencate* nella Parte 2 dell'Allegato I, *sotto forma* di materie prime, prodotti, sottoprodotti, residui o prodotti intermedi;

- **presenza di sostanze pericolose**: la presenza reale o prevista di sostanze pericolose nello stabilimento, ovvero di sostanze pericolose che è *ragionevole prevedere* che possono essere generate in caso di perdita del controllo *dei processi, comprese le attività di deposito, in un impianto in seno allo stabilimento*, in quantità pari o superiori ai limiti previsti nella Parte 1 o nella Parte 2 dell'Allegato I.

4. Ambito di applicazione delle Seveso III

La Seveso III ha introdotto notevoli cambiamenti al suo Allegato I.

In riferimento alla Parte 1, viene introdotta come evidenziato all'inizio della presente memoria la nuova nomenclatura e la classificazione del Regolamento 1272/2008 (CLP) le seguenti sezioni:

- Sezione H - pericoli per la salute tossici;
- Sezione P - pericoli fisici (infiammabili, esplosivi, comburenti, piroforici, autoreattivi);
- Sezione E - pericoli ambientali;
- Sezione O - altri pericoli.

Sotto viene riportata la nuova tabella che riproduce la Parte 1 dell'Allegato I della Seveso III: categorie delle sostanze pericolose. Nella tabella è stata una colonna con le frasi H per meglio identificare le categorie delle sostanze pericolose.

Colonna 1	Frasi H	Colonna 2	Colonna 3
Categorie delle sostanze pericolose conformemente al regolamento (CE) n. 1272/2008		Quantità limite (tonnellate) delle sostanze pericolose di cui all'articolo 3, paragrafo 10, per	
		Requisiti di soglia inferiore	Requisiti di soglia superiore

Sezione «H» —PERICOLI PER LA SALUTE			
H1 TOSSICITÀ ACUTA Categoria 1, tutte le vie di esposizione	H300 Cat. 1 H310 Cat. 1 H330 Cat. 1	5	20
H2 TOSSICITÀ ACUTA Categoria 2, tutte le vie di esposizione	H300 Cat. 2 H310 Cat. 2 H330 Cat. 2	50	200
H2 TOSSICITÀ ACUTA Categoria 3, esposizione per inalazione (nota 7)	H331 Cat. 3	50	200
H3 TOSSICITÀ SPECIFICA PER ORGANI BERSAGLIO (STOT SE) — ESPOSIZIONE SINGOLA Categoria 1	H370 Cat. 1	50	200
Sezione «P» —PERICOLI FISICI			
P1a ESPLOSIVI Esplosivi instabili; (nota 8)	H200	10	50
P1a ESPLOSIVI Esplosivi, divisione 1.1, 1.2, 1.3, 1.5 (nota 8)	H201 H202 H203 H205	10	50
P1a ESPLOSIVI Esplosivi, divisione 1.6 (nota 8)	-	10	50
P1a ESPLOSIVI Sostanze o miscele aventi proprietà esplosive in conformità al metodo A.14 del regolamento (CE) n. 440/2008 (cfr. nota 9) e che non fanno parte delle classi di pericolo dei perossidi organici e delle sostanze e miscele autoreattive (nota 8)	-	10	50
P1b ESPLOSIVI Esplosivi, divisione 1.4 (nota 10)	H204	50	200
P2 GAS INFIAMMABILI Gas infiammabili, categoria 1 o 2	H220 H221	10	50
P3a AEROSOL INFIAMMABILI (cfr. nota 11.1) Aerosol «infiammabili» delle categorie 1 o 2, contenenti gas in-fiammabili di categoria 1 o 2 o liquidi infiammabili di categoria 1	H222 H223	150 (<i>peso netto</i>)	500 (<i>peso netto</i>)
P3b AEROSOL INFIAMMABILI (cfr. nota 11.1) Aerosol «infiammabili» delle categorie 1 o 2, non contenenti gas infiammabili di categoria 1 o 2 né liquidi infiammabili di categoria 1 (nota 11.2)	H222 H223	5 000 (<i>peso netto</i>)	50 000 (<i>peso netto</i>)
P4 GAS COMBURENTI Gas comburenti, categoria 1	H270	50	200
P5a LIQUIDI INFIAMMABILI Liquidi infiammabili, categoria 1	H224	10	50
P5a LIQUIDI INFIAMMABILI Liquidi infiammabili di categoria 2 o 3 mantenuti a una temperatura superiore al loro punto di ebollizione	H225 H226	10	50
P5a LIQUIDI INFIAMMABILI Altri liquidi con punto di infiammabilità < 60 T, mantenuti a una temperatura superiore al loro punto di ebollizione (nota 12)	H226	10	50
P5b LIQUIDI INFIAMMABILI Liquidi infiammabili di categoria 2 o 3 qualora particolari condizioni di utilizzazione, come la forte pressione o l'elevata temperatura, possano comportare il pericolo di incidenti rilevanti	H225 H226	50	200
P5b LIQUIDI INFIAMMABILI Altri liquidi con punto di infiammabilità < 60 T qualora particolari condizioni di utilizzazione come la forte pressione o l'elevata temperatura, possano	H226	50	200

comportare il pericolo di incidenti rilevanti (nota 12)			
P5c LIQUIDI INFIAMMABILI Liquidi infiammabili, categorie 2 o 3, non compresi in P5a e P5b	H225 H226	5 000	50 000
P6a SOSTANZE E MISCELE AUTOREATTIVE e PEROSSIDI ORGANICI Sostanze e miscele autoreattive, tipo A o B, oppure Perossidi organici, tipo A o B	H240 H241	10	50
P6b SOSTANZE E MISCELE AUTOREATTIVE e PEROSSIDI ORGANICI Sostanze e miscele autoreattive, tipo C, D, E o F, oppure Perossidi organici, tipo C, D, E o F	H242	50	200
P7 LIQUIDI E SOLIDI PIROFORICI Liquidi piroforici, categoria 1	H250	50	200
P7 LIQUIDI E SOLIDI PIROFORICI Solidi piroforici, categoria 1	H250	50	200
P8 LIQUIDI E SOLIDI COMBURENTI Liquidi e Solidi comburenti, categoria 1, 2 o 3	H271 H272	50	200
Sezione «E» —PERICOLI PER L'AMBIENTE			
E1 Pericoloso per l'ambiente acquatico, categoria di tossicità acuta 1 o di tossicità cronica 1	H400 H410	100	200
E2 Pericoloso per l'ambiente acquatico, categoria di tossicità cronica 2	H411	200	500
Sezione «O» —ALTRI PERICOLI			
O1 Sostanze o miscele con indicazione di pericolo EUH014	EUH014	100	500
O2 Sostanze e miscele che, a contatto con l'acqua, liberano gas infiammabili, categoria 1	-	100	500
O3 Sostanze o miscele con indicazione di pericolo EUH029	EUH029	50	200

Tabella 3- Parte 1 dell'Allegato I della Seveso III :categorie delle sostanze pericolose

In merito alla Parte 2 dell'Allegato I vengono inseriti 14 nove voci dalla 35 al 47, inoltre la voce 34 viene modificata e denominata “Prodotti petroliferi e combustibili alternativi”. Sotto viene riportata la nuova tabella che riproduce la Parte 2 dell'Allegato I con le sostanze pericolose specificate.

Colonna 1		Colonna 2	Colonna 3
Sostanze pericolose	CAS	Quantità limite (tonnellate) delle sostanze pericolose di cui all'articolo 3, paragrafo 10	
		Requisiti di soglia inferiore	Requisiti di soglia superiore
1. Nitrato d'ammonio (cfr. nota 13)	—	5 000	10 000
2. Nitrato d'ammonio (cfr. nota 14)	—	1 250	5 000
3. Nitrato d'ammonio (cfr. nota 15)	—	350	2 500
4. Nitrato d'ammonio (cfr. nota 16)	—	10	50
5. Nitrato di potassio (cfr. nota 17)	—	5 000	10000
6. Nitrato di potassio (cfr. nota 18)	—	1 250	5 000
7. Pentossido di arsenico, acido (V) arsenico e/o suoi sali	1303-28-2	1	2
8. Triossido di arsenico, acido (III) arsenioso e/o suoi sali	1327-53-3		0,1

9. Bromo	7726-95-6	20	100
10. Cloro	7782-50-5	10	25
11. Composti del nichel in forma polverulenta inalabile: monossido di nichel, biossido di nichel, solfuro di nichel, bisolfuro di trinichel, triossido di dinichel	—		1
12. Etilenimina	151-56-4	10	20
13. Fluoro	7782-41-4	10	20
14. Formaldeide (concentrazione 90 %)	50-00-0	5	50
15. Idrogeno	1333-74-0	5	50
16. Acido cloridrico (gas liquefatto)	7647-01-0	25	250
17. alchili di piombo	—	5	50
18. Gas liquefatti infiammabili, categoria 1 o 2 (compreso GPL), e gas naturale (cfr. nota 19)	—	50	200
19. Acetilene	74-86-2	5	50
20. Ossido di etilene	75-21-8	5	50
21. Ossido di propilene	75-56-9	5	50
22. Metanolo	67-56-1	500	5 000
23. 4-metilen-bis-(2-cloroanilina) e/o suoi sali, in formapolverulenta	101-14-4		0,01
24. Isocianato di metile	624-83-9		0,15
25. Ossigeno	7782-44-7	200	2 000
26. 2,4-Diisocianato di toluene 2,6-Diisocianato di toluene	584-84-991-08-7	10	100
27. Dicloruro di carbonile (fosgene)	75-44-5	0,3	0,75
28. Arsina (triidrato di arsenico)	7784-42-1	0,2	1
29. Fosfina (triidrato di fosforo)	7803-51-2	0,2	1
30. Dicloruro di zolfo	10545-99-0		1
31. Triossido di zolfo	7446-11-9	15	75
32. Poli-cloro-dibenzofurani e poli-cloro-dibenzodiossine(compresa la TCDD), espressi come TCDD equivalente (cfr. nota 20)	—		0,001
33. Le seguenti sostanze CANCEROGENE, o le miscele contenenti le seguenti sostanze cancerogene, in concentrazioni superiori al 5 % in peso: 4-Amminobifenile e/o suoi sali, benzotricloruro, benzidina e/o suoi sali, ossido di bis(clorometile), ossido di clorometile e di metile, 1,2-dibromoetano, solfato di dietile, solfato di dimetile, cloruro di dimetilcarbamoile, 1,2-dibromo-3-cloropropano, 1,2-dimetilidrazina, dimetilnitrosammina, Triammide esametilfosforica, idrazina, 2-	—	0,5	2

naftilammina e/o suoi sali, 4-nitrodifenile e 1,3 propansultone			
34. Prodotti petroliferi e combustibili alternativi: benzine e nafte, cheroseni (compresi i jet fuel), gasoli (compresi i gasoli per autotrazione, i gasoli per riscaldamento e i distillati usati per produrre i gasoli) oli combustibili densi (*) , combustibili alternativi che sono utilizzati per gli stessi scopi e hanno proprietà simili per quanto riguarda l'infiammabilità e i pericoli per l'ambiente dei prodotti di cui alle lettere da a) a d)	—	2 500	25 000
35. Ammoniaca anidra	7664-41-7	50	200
36. Trifluoruro di boro	7637-07-2	5	20
37. Solfuro di idrogeno	7783-06-4	5	20
38. Piperidina	110-89-4	50	200
39. Bis(2-dimetilamminoetil) (metil)ammina	3030-47-5	50	200
40. 3-(2-etilesilossi)propilammina	5397-31-9	50	200
41. Miscele (*) di ipoclorito di sodio classificate come pericolose per l'ambiente acquatico per tossicità acuta di categoria 1 [H400] aventi un tenore di cloro attivo inferiore al 5 % e non classificate in alcuna delle categorie di pericolo nella parte 1 dell'allegato I.		200	500
42. Propilammina (nota 21)	107-10-8	500	2 000
43. Acrilato di ter-butile (nota 21)	1663-39-4	200	500
44. 2-Metil-3-butenenitrile (nota 21)	16529-56-9	500	2 000
45. Tetraidro-3,5-dimetil-1,3,5-tiadiazina-2-tione(Dazomet) nota 21	533-74-4	100	200
46. Acrilato di metile (nota 21)	96-33-3	500	2 000
47. 3-Metilpiridina (nota 21)	108-99-6	500	2 000
48. 1-Bromo-3-cloropropano (nota 21)	109-70-6	500	2 000

NB: In grassetto sono evidenziate le voci aggiunte rispetto alla direttiva 96/82/CE (Seveso II)

(*) In GU n 73 del 28/3/2014 è stato pubblicato il D.Lgs. 48/2014, che recepisce l'art. 30 della Dir. Seveso III, 2012/18/UE (aggiunta del punto -d) oli combustibili densi" nella sezione prodotti petroliferi del D.Lgs. 334/99 e smi che recepisce la Dir. Seveso II, 96/82/CE.

Tabella 4 - Parte 2 dell'Allegato I della Seveso III: sostanze pericolose specificate

Occorre evidenziare che con la nuova impostazione non vi è corrispondenza biunivoca tra classe Seveso e frasi di rischio (frasi H che hanno sostituito le frasi R). La frase H330, ad es., corrisponde a tossicità acuta Categoria 1 o 2. Poiché per la Categoria 1 è prevista una soglia e per la Categoria 2 ne è prevista un'altra, ne consegue che anche la frase H non individua univocamente la classe Seveso.

5. Somma di sostanze pericolose o di categorie di sostanze pericolose

La nota 4 dell'allegato I della direttiva Seveso III che nel caso di uno stabilimento in cui non sono presenti singole sostanze pericolose in quantità pari o superiore alle quantità limite corrispondenti, si applica la seguente regola per determinare se lo stabilimento sia o no soggetto alle pertinenti prescrizioni della Direttiva Seveso III. Ai fini dell'applicazione della nota 4 dell'Allegato I (somma delle sostanze), occorre effettuare la media pesata, sostanza per sostanza, dei rapporti tra quantità e soglia, al fine di verificare l'eventuale superamento dell'unità. La direttiva si applica agli stabilimenti di soglia superiore (SS) se il valore ottenuto dalla somma:

$$q1/QU1 + q2/QU2 + q3/QU3 + q4/QU4 + q5/QU5 + \dots \geq 1$$

- qx è la quantità di sostanze pericolose x (o di sostanze della stessa categoria) presente, compresa nella Parte 1 o nella Parte 2 dell'Allegato I;
- QUx è la quantità limite corrispondente per la sostanza pericolosa o categoria x indicata nella colonna 3 della Parte 1 o della Parte 2.

La direttiva si applica agli stabilimenti di soglia inferiore (SI) se il valore ottenuto dalla somma:

$$q1/QU1 + q2/QU2 + q3/QU3 + q4/QU4 + q5/QU5 + \dots \geq 1$$

- qx è la quantità di sostanze pericolose x (o di sostanze della stessa categoria) presente, compresa nella Parte 1 o nella Parte 2 dell'Allegato I.
- QUx è la quantità limite corrispondente per la sostanza pericolosa o categoria x indicata nella colonna 2 della Parte 1 o della Parte 2.

Questa regola va utilizzata per valutare i pericoli associati per la salute, i pericoli fisici ed i pericoli per l'ambiente. Di conseguenza, deve essere applicata tre volte:

(a) per sommare le sostanze pericolose elencate nella parte 2 che rientrano nella categoria di tossicità acuta 1, 2 o 3 (per inalazione) o nella categoria 1 STOT SE, con le sostanze pericolose della sezione H, voci da H1 a H3 della parte 1;

(b) per sommare le sostanze pericolose elencate nella parte 2 che sono esplosivi, gas infiammabili, aerosol infiammabili, gas comburenti, liquidi infiammabili, sostanze e miscele autoreattive, perossidi organici, liquidi e solidi piroforici, liquidi e solidi comburenti, con le sostanze pericolose della sezione P, voci da P1 a P8 della parte 1;

(c) per sommare le sostanze pericolose elencate nella Parte 2 che rientrano in quelle pericolose per l'ambiente acquatico nella categoria di tossicità acuta 1 o nella categoria di tossicità cronica 1 o 2, con le sostanze pericolose della sezione E, voci da E1 a E2 della parte 1. Le disposizioni pertinenti della presente direttiva SEVESO III si applicano se uno qualsiasi dei valori ottenuti dalle somme a), b) o c) è maggiore o uguale a 1.

Segue la Tabella 5 per la verifica della pericolosità delle sostanze di cui alla Parte 2 per effettuare la somma pesata con quelle di cui alla Parte 1 – Direttiva Seveso III.

Sostanza	CAS	H Pericoli Salute	E Pericoli per l'ambiente	P Pericoli Fisici
Nitrato di ammonio (nota 13,14, 15, 16)	6484-52-2			X
Nitrato di potassio (nota 17, 18)	7757-79-1			X
Anidride arsenica	1303-28-2	X	X	
Anidride arseniosa	1327-53-3	X	X	
Bromo	7726-95-6	X	X	

Cloro	7782-50-5	X	X	
Composti del Nichel in polvere	7440-02-0		X	
Etilenimina	151-56-4	X	X	X
Fluoro	7782-41-4	X	X	X
Formaldeide (> 90 %)	50-00-0	X		
Idrogeno	1333-74-0			X
Acido cloridrico (liquefatto)	7647-01-0	X		
Alchili di piombo	75-74-1	X	X	
Gas liquefatti F+ e gas nat.				X
Acetilene	74-86-2			X
Ossido di etilene	75-21-8	X		X
Ossido di propilene	75-56-9			X
Metanolo	67-56-1	X		X
4,4-Metilen-bis-(2-cloroanilina	101-14-4		X	
Isocianato di metile	624-83-9	X		X
Ossigeno	7782-44-7			X
2,4 Diisocianato di toluene	584-84-9	X		
2,6 Diisocianato di toluene	91-08-7	X		
Cloruro di carbonile (fosgene)	75-44-5	X		
Triidruro arsenico (arsina)	7784-42-1	X	X	X
Triidruro di fosforo (fosfina)	7803-51-2	X	X	X
Dicloruro di zolfo	10545-99-0		X	
Triossido di zolfo	7446-11-9	X		
TCDD	1746-01-6	X		
Benzotricloruro	98-07-7	X		
4-amminobifenile	92-67-1	X		
Benzidina	92-87-5		X	
Ossido di bis(clorometile)	542-88-1	X1		
Ossido di cloro-metile	107-30-2			X
1,2-dibromoetano	106-93-4	X1	X	
solfo di dietile	64-67-5	X		
solfo di dimetile	77-78-1	X1		
Cloruro di dimetilcarbammoile	79-44-7	X25		
1,2-dibromo-3-cloropropano	96-12-8	X25		
1,2-dimetilidrazina	540-73-8	X25		
Dimetilnitrosammina	62-75-9	X1		
Triammide esametilfosforica	680-31-9	X		
Idrazina	302-01-2	X25	X	X
2-Naftilammia e/o suoi Sali	91-59-8		X	
1,3 – Propalsuntone	1120-71-4	X		
4-Nitrodifenile	92-93-3		X	
Benzine nafte			X	X
Cheroseni			X	X
Gasoli			X	X
Olio Combustibile denso			X	X
Combustibili alternativi			X	X
Ammoniaca anidra	7664-41-7	X	X	X

Trifluoruro di boro	7637-07-2	X		
Solfuro di idrogeno	7783-06-4	X	X	X
Piperidina	110-89-4	X		X
Bis(2-dimetilamminoetil)(metil)ammina	3030-47-5			
3-(2-etilesilossi)propilammina	5397-31-9			
Miscele di ipoclorito di sodio			X	
Propilammina	107-10-8			X
Acrilato di ter-butile	1663-39-4			X
2-Metil-3-butenenitrile	16529-56-9			
Tetraidro-3,5-dimetil-1,3,5-tiadiazina-2-tione (Dazomet)	533-74-4		X	
Acrilato di metile	96-33-3			X
3-Metilpiridina	108-99-6			X
1-Bromo-3-cloropropano	109-70-6	X	X	

Tabella 5: Tabella per la verifica della pericolosità delle sostanze di cui alla Parte 2 per effettuare la somma pesata con quelle di cui alla Parte 1 – Direttiva Seveso III

Ad esempio, il cloro si somma con le sostanze del gruppo H e gruppo E, l'idrogeno con quelle del gruppo P, l'ossido di etilene con quelle di entrambi i gruppi H e P, mentre l'olio combustibile denso si deve sommare con le sostanze del gruppo H e P (vedi *Tabella 5*)

6. Adempimenti per gli stabilimenti che rientrano nella Seveso III

Una volta stabilito se uno stabilimento rientra nel campo di applicazione della Direttiva Seveso III; se bisogna successivamente classificarlo come stabilimento "SS" o "SI". Da tale classificazione vengono evidenziati in modo differenziato gli adempimenti previsti per gli stabilimenti sopra soglia (SS) e per quelli di soglia inferiore (SI). Segue in modo sintetico una tabella con gli adempimenti essenziali per le due tipologie di adempimento.

ADEMPIMENTI	Stabilimenti di Soglia Inferiore –SI”	Stabilimenti di Soglia Superiore –SS”
PPIR (MAPP in inglese): Politica per la Prevenzione degli Incidenti Rilevanti (art. 8 Dir. Seveso III)	La PPIR è prevista, deve essere riesaminata e se necessario possibilmente aggiornata ogni 5 anni	La PPIR è prevista, deve essere riesaminata e se necessario possibilmente aggiornata ogni 5 anni
SGS- PIR Sistemi di Gestione della Sicurezza per la prevenzione degli Incidenti Rilevanti : serve per attuare la PPIR, assieme ai mezzi e strutture idonee in conformità all'Allegato III. (art. 8 Pto 5 Dir.Sev .III)	Per gli stabilimenti di –SI” si parla più genericamente, di appropriati mezzi, strutture, sistemi di gestione, tenendo conto dei principi dell'Allegato III –Informazioni ... al SGS e all'organizzazione dello stabilimento ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti”	L'obbligo di adottare un SGS-PIR per implementare la PPIR, viene previsto in modo esplicito solo per gli stabilimenti –SS”secondo dell'Allegato III –Informazioni ... al SGS e all'organizzazione dello stabilimento ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti”.In tale allegato si introduce la possibilità di adozione di Indicatori di prestazioni di Sicurezza – SPI .
Notifica (art. 7 Dir. Sev III)	Prevista	Prevista
Rapporto di Sicurezza (art. 10 Dir. Seveso III)	Non Previsto	Previsto . Il Gestore rivede periodicamente il rapporto di sicurezza e, ove necessario, lo aggiorna almeno ogni 5 anni. Esso tiene conto delle cause operative e delle cause naturali (es. terremoti ed inondazioni)
Effetto Domino (art. 9 Dir. Seveso III)	Si individuano gli stabilimenti o gruppi di stabilimento di –SI” e di –SS” per i quali il rischio o le conseguenze di un incidente rilevante possono essere	Si individuano gli stabilimenti o gruppi di stabilimento di –SI” e di –SS” per i quali il rischio o le conseguenze di un incidente rilevante possono essere

	maggiori , a causa della posizione geografica e della vicinanza degli stabilimenti e dell'inventario di sostanze pericolose in essi presenti.	maggiori , a causa della posizione geografica e della vicinanza degli stabilimenti e dell'inventario di sostanze pericolose in essi presenti.
Controllo dell' Urbanizzazione (art. 13 Dir. Seveso III)	Sono stati introdotti espliciti riferimenti alla protezione dell'ambiente e chiarito che le disposizioni si applicano sia agli stabilimenti di -SI" che di -SS". Vengono introdotti espliciti riferimenti alle direttive VIA e VAS con previsione di possibili integrazioni per evitare duplicazioni di valutazioni e consultazioni.	Sono stati introdotti espliciti riferimenti alla protezione dell'ambiente e chiarito che le disposizioni si applicano sia agli stabilimenti di -SI" che di -SS". Vengono introdotti espliciti riferimenti alle direttive VIA e VAS con previsione di possibili integrazioni per evitare duplicazioni di valutazioni e consultazioni.
Piani di Emergenza (art. 12 e Allegato IV Dir. Seveso III)	Nota:PEI e PEE non erano previsti dalla Seveso II. Nel recepimento Italiano D.Lgs. 334/99 smi sono stati estesi anche agli stabilimenti di -SI".	Gestore predisporre il PEI; Il Gestore da informazioni all'autorità competente al fine di elaborare PEE.
Informazioni al Pubblico art. 14 e Allegato V Dir. Seveso III)	Previsto. Vengono individuati distinti obblighi per gli stabilimenti -SI" e di -SS"	Previsto. Vengono individuati distinti obblighi per gli stabilimenti -SI" e di -SS"
Consultazione e Partecipazione del Pubblico	Previsto. Notevolmente ampliato e dettagliato rispetto alla Seveso II (art. 15 Dir. Seveso III)	Previsto. Notevolmente ampliato e dettagliato rispetto alla Seveso II (art. 15 Dir. Seveso III)
Informazioni e azioni dopo un incidente rilevante (art. 16,17 e 18 e Allegato VI Dir. Seveso III)	Vengono meglio individuate le informazioni e le azioni che rispettivamente il Gestore, le Autorità competenti e gli Stati membri debbono comunicare e intraprendere a seguito di un incidente rilevante.	Vengono meglio individuate le informazioni e le azioni che rispettivamente il Gestore, le Autorità competenti e gli Stati membri debbono comunicare e intraprendere a seguito di un incidente rilevante.
Ispezioni e Divieto di esercitare l'attività (art. 20 e 19 Dir. Seveso III)	Ogni Stato organizza un sistema di ispezioni, adeguato per tipo di stabilimento indipendentemente dal ricevimento del rapporto di sicurezza .	Ogni Stato organizza un sistema di ispezioni, adeguato per tipo di stabilimento indipendentemente dal ricevimento del rapporto di sicurezza .

Tabella 6 - confronto degli adempimenti previsti tra gli -SSe gli -SIDirettiva Seveso III

7. Confronto tra le diverse tipologie di stabilimento tra la Direttiva Seveso II recepita con il D.Lgs. 334/99 e smi e la Direttiva Seveso III non ancora recepita in Italia

Alla luce di quanto evidenziato sopra, si vuole mettere in relazione la direttiva Seveso II recepita con il D.Lgs. 334/99 e smi e la direttiva Seveso III (2012/18/UE) che dovrà essere ancora recepita in Italia entro il 31/05/2015.

Direttiva Seveso II recepita con il D.Lgs. 334/99 modificato dal D.Lgs. 238/05, detto D.Lgs. 334/99 e smi	Direttiva Seveso III (2012/18/UE) che dovrà essere ancora recepita in Italia entro il 31/05/2015
Stabilimenti rientranti nell'art. 8 del D.Lgs. 334/99 e smi	Stabilimento di Soglia Superiore -SS"
Stabilimenti rientranti nell'art. 6 del D.Lgs. 334/99 e smi	Stabilimento di Soglia Inferiore -SI"
Stabilimenti rientranti nell'art. 5 D.Lgs. 334/99 e smi (*)	Esenzione
Esenzione	Esenzione

(*) Stabilimenti con quantità inferiori alle soglie dell'Allegato I del D.Lgs. 334/99 e smi, ma ricompresi nell'Allegato A dello stesso D.Lgs. 334/99 e smi. In questo caso occorre integrare il Documento di valutazione dei rischi (DVR). Nell'Allegato A vengono elencati gli stabilimenti che utilizzano i procedimenti (alchilazione, amminazione con ammoniaca, carbonilazione, idrolisi, deidrogenazione, ossidazione, ecc.)

Tabella 7 - Confronto tra la direttiva Seveso II recepita con il D.Lgs. 334/99 e smi e la direttiva Seveso III (2012/18/UE)

Si resta in attesa del recepimento del legislatore italiano della direttiva Seveso III per vedere se viene confermato l'impostazione del legislatore europeo oppure se viene ampliato il campo di applicazione, come già fatto con il recepimento a suo tempo della Seveso II.

8. Criticità applicative sulle aziende della Regione Sicilia

Nel territorio della Regione siciliana, a seguito dell'entrata in vigore della nuova direttiva comunitaria e, in particolare, con la mutata classificazione delle sostanze pericolose ed in relazione ai quantitativi detenuti presso gli stabilimenti, sono entrati nel campo di applicazione della normativa Seveso ed agli obblighi previsti dall'art. 8 del D. Lgs. 334/99 e s.m.i. n° 5 centrali termoelettriche che utilizzano OCD (olio combustibile denso) per la produzione di energia elettrica. Dai dati forniti dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ed elaborati dall'ISPRA, l'evoluzione della distribuzione numerica degli stabilimenti RIR presenti nel territorio siciliano, nel periodo 2007-2014, è rappresentata nella seguente tabella:

Anno	Artt. 6 /7 D. Lgs. 334/99 e s.m.i.				Art. 8 D. Lgs. 334/99 e s.m.i.			
	2007	2010	2012	Giugno-2014	2007	2010	2012	Giugno-2014
Aziende	49	41	37	37	29	39	34	33

Tabella 8 - Evoluzione numerica stabilimenti RIR presenti in Sicilia 2007-2014

Come si deduce dai dati sopra riportati, nell'anno di entrata in vigore della nuova direttiva comunitaria (13 agosto 2012), probabilmente a causa della crisi economica, si è registrato un lieve calo del numero di aziende ricadenti in art. 6 e 7 (passate da 41 a 37), mentre le aziende ricadenti in art. 8, censite nell'anno 2010, si sono ridotte di dieci unità, compensate dall'ingresso di cinque nuove aziende rientranti nel campo di applicazione a seguito della nuova classificazione delle sostanze allineata al Regolamento CE n. 1272/2008. L'essere entrati sotto l'applicazione della direttiva Seveso (art.8) ha comportato, per il Gestore di queste aziende, fondamentalmente due *macro* obblighi:

- la redazione di un Rapporto di Sicurezza, in cui vengono sostanzialmente individuati tutti i pericoli di incidente rilevante caratteristici dell'impianto e tutte le misure (sia tecniche che gestionali) per prevenirli e per limitare le conseguenze per l'uomo e per l'ambiente circostante;
- l'implementazione di un Sistema di Gestione per la Prevenzione degli Incidenti Rilevanti (con forte coinvolgimento nell'assunzione delle decisioni di pertinenza delle persone di interesse: Gestore, RD/RGOS, RSP, Responsabile Impianto, Capi Sezioni ed RLS).

Relativamente al primo punto, nella quasi totalità, le suddette aziende si sono avvalse della collaborazione di Società di Ingegneria esterne che già avevano maturato esperienza pregresse in tale ambito. Le criticità in tal senso sono state legate essenzialmente ad un rapido accrescimento delle competenze/conoscenze del personale sulle relative tematiche. Per quanto concerne l'implementazione di un SGS dedicato, queste aziende già da prima del loro ingresso nel campo di applicazione della direttiva Seveso erano dotate sia di un Sistema di Gestione Ambientale ISO 14001 che di uno per la Sicurezza OHSAS 18001. Quanto sopra ha quindi evidenziato, che pur essendo il SGS PIR richiesto dedicato alla prevenzione degli Incidenti Rilevanti, numerosi erano le tematiche di contatto/connesione con i Sistemi di Gestione preesistenti e già implementati. L'impatto principale è stato quindi quello di evitare sovrapposizioni, ripetizioni e contraddizioni all'interno delle numerose procedure, già applicate per altri sistemi o emanate in seguito all'entrata in SEVESO, con l'obiettivo di far *parlare* i tre Sistemi in qualche modo e quanto più possibile fra di loro. Si è manifestata l'esigenza, per quegli aspetti che avessero impatto su tutti e tre i Sistemi di Gestione Ambiente, Sicurezza e Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, di realizzare un'unica modalità di

gestione e quindi un'unica Procedura Operativa che racchiudesse al suo interno tutti gli aspetti di interesse. Alla stessa stregua, le procedure di formazione ed informazione sono state necessariamente riviste in accordo alle scadenze e agli interventi di Informazione, Formazione ed Addestramento previsti dalla normativa Seveso. Ulteriore e particolare esempio delle attività svolte è rappresentata dalla rivisitazione della/e documentazione/procedure inerenti la gestione delle emergenze: prima dell'entrata in SEVESO per queste aziende esisteva un —Piano di emergenza antincendio” ed un —Piano di emergenza da sversamento sostanze”. L'applicazione della normativa SEVESO ha comportato l'unione delle due in un unico e più funzionale Piano di Emergenza Interno (PEI) nel quale sono riportati oltre agli aspetti legati all'antincendio anche tutti quelli legati alla Prevenzione degli Incidenti Rilevanti con le relative modalità di intervento in caso di accadimento. Uno degli aspetti sicuramente di maggiore impatto per queste aziende è stato ed è quello dell'Informazione, Formazione ed Addestramento (IFA) su cui sicuramente è stata posta una maggiore attenzione rispetto al passato, riguardando non più esclusivamente gli aspetti di sicurezza, ma anche il coinvolgimento del personale nei riguardi delle tematiche inerenti la Prevenzione degli Incidenti Rilevanti.

9. Bibliografia

- [1] Direttiva 2012/18/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 4 luglio 2012 (GUUE 24/7/2012)
- [2] Regolamento n 1272/2008 (CLP – Classification, Labelling and Packaging)
- [3] Regolamento (UE) n 944 / 2013 della Commissione del 2/10/2013, recante modifica, ai fini del progresso tecnico e scientifico , del Regolamento (CE) n 1272/2008 , (GUUE n 261 del 31/10/2013)
- [4] Regolamento (UE) n 615 / 2014 della Commissione del 5/6/2014, recante modifica, ai fini del progresso tecnico e scientifico , del Regolamento (CE) n 1272/2008 , (GUUE n 167 del 6/6/2014)
- [5] Regolamento n 1907/2006/CE (REACH – Registration, Evaluation, Authorisation of Chemicals), Registrazione, Valutazione, Autorizzazione e la Restrizione delle Sostanze Chimiche.
- [6] Decreto Legislativo 17 agosto 1999, n 334 – Attuazione della direttiva 96/82/CE, relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze (GURI n 228 del 28/09/1999)
- [7] Decreto Legislativo 21 settembre 2005 n 238 che integra e modifica il Decreto Legislativo 17 agosto 1999, n 334 (GURI n 189 del 21/11/ 2005)
- [8] Decreto Legislativo 14 marzo 2014, n 48 che integra e modifica il Decreto Legislativo 17 agosto 1999, n. 334 (GURI n 73 del 28/03/2014)

Per un migliore utilizzo della conoscenza. Un data base di casistica

G. Gabetta*, G. Astorino*, M. Dossola*, G. Giannotti*, S. Di Carlo*, M. Tolomio**

*Eni S.p.A.

**Veneziatecnologie

Sommario

Con l'incremento dei sistemi di comunicazione e l'accumulo di dati all'interno della rete, accade spesso che le esperienze passate non vengano utilizzate al meglio, proprio perché ce ne sono troppe a disposizione.

Nello stesso tempo però, in quasi tutti i settori industriali sta avvenendo un ricambio generazionale che non è senza traumi, proprio perché spesso non si provvede in modo adeguato al trasferimento della conoscenza.

All'interno del gruppo eni è attivo da alcuni anni un sistema di Knowledge Management (KM), che tra l'altro ha l'obiettivo di ricercare la "conoscenza tacita" accumulata nella memoria (personale e/o "elettronica") dei dipendenti e trasformarla in "conoscenza esplicita" a disposizione di tutti. Questo compito si rivela spesso più complesso di quanto ci si potrebbe aspettare.

Un piccolo tassello di questa attività è rappresentato dalla creazione di un data base che è stato progettato e realizzato in modo semplice ed è disponibile all'interno del sistema di KM. Il data base è gestito dalla "Segreteria eni per la Corrosione", attiva dal 2009 con la partecipazione di diverse Divisioni e Società del Gruppo.

In questo intervento si intende illustrare il data base e mostrare qualche esempio della casistica raccolta, anche con l'obiettivo di verificarne l'efficacia per una migliore gestione della conoscenza.

1. Introduzione

La Gestione della Conoscenza (Knowledge Management, KM) è un argomento di grande interesse per tutte le aziende e le organizzazioni in genere, che hanno la necessità di gestire una enorme quantità di informazioni e notizie, accessibili con grande facilità a causa dei mezzi – soprattutto informatici - a disposizione [1, 2]. Per quanto accessibili però, queste informazioni richiedono fatica e tempo per diventare conoscenza, perché occorre:

- selezionare quello che può essere utile;
- verificare l'attendibilità delle informazioni;
- renderle efficaci.

Non basta infatti creare sistemi di raccolta dati, ma incrementare la condivisione e l'impiego effettivo di queste conoscenze nell'ambito di processi reali.

Un sistema di KM non si limita soltanto a classificare e utilizzare documenti [3]. La conoscenza infatti può essere suddivisa in due categorie principali:

- Conoscenza Esplicita, o conoscenza codificata, che riguarda le informazioni espresse in modo formale, tramite documenti, in particolare quelli frutto di elaborazioni interne al sistema.
- Conoscenza Tacita, che consiste nel patrimonio di esperienza delle persone e può essere resa esplicita solo attraverso contatti diretti tra di esse. La Conoscenza Tacita è importante perché è la base della cultura dell'impresa e il suo utilizzo dipende dai comportamenti dei membri dell'organizzazione.

Si stima che la conoscenza esplicita sia soltanto il 20% circa del totale del patrimonio di conoscenza di un'azienda. Il resto è conoscenza tacita e solo una piccola parte di quest'ultima viene normalmente condivisa. Una delle sfide più importanti dei sistemi di KM è quella di fornire gli strumenti efficaci per condividere la conoscenza tacita.

Il sistema di KM dell'eni è stato creato a partire dal 2004 e si basa, tra l'altro, sull'attività delle Comunità di Pratica (CoP), definite come segue: *"Le Comunità di Pratica sono gruppi di persone che condividono una passione per qualcosa che sanno fare, e che interagiscono regolarmente per farlo meglio. Le Comunità facilitano e sveltiscono la condivisione della conoscenza tacita, frutto dell'esperienza personale, patrimonio dei singoli dipendenti del Gruppo"*. Nell'ambito della CoP "Materiali e Corrosione" a partire dal 2009 è operativa la Segreteria eni per la Corrosione. Le finalità della Segreteria possono essere sintetizzate come segue:

- mettere in sinergia le competenze e le esperienze interne al Gruppo, realizzando periodici momenti di incontro e approfondimento dei casi di corrosione e delle problematiche di interesse dei partecipanti, interagendo con il sistema di Knowledge Management di Gruppo e utilizzandone, in particolare, l'organizzazione, i criteri e gli strumenti;
- favorire collaborazioni tra le diverse Realtà del Gruppo su temi di interesse comune per l'attivazione di progetti di studio e di ricerca;
- contribuire alla formazione dei giovani mettendo a loro disposizione le conoscenze accumulate dagli esperti.

In particolare, la Segreteria ha il compito di organizzare Giornate di Studio su argomenti di interesse per i tecnici del gruppo, con cadenza semestrale. Sono in corso inoltre alcune esperienze significative che riguardano la raccolta e l'utilizzo della casistica.

All'interno del Gruppo eni infatti, il problema della rintracciabilità e dell'archiviazione del lavoro e delle esperienze è assai sentito. Esigenze di spazio, mancanza di tempo o di adeguati strumenti informatici possono causare la perdita o la forzata eliminazione di documentazione.

Al fine di superare i molti ostacoli che spesso si sovrappongono ad una corretta archiviazione è stato quindi necessario, innanzitutto, utilizzare software adeguati per la gestione delle banche dati [4]. La casistica relativa alle rotture e più in generale ai problemi affrontati e risolti in ambito industriale è infatti un patrimonio prezioso per tutti coloro che operano nella gestione degli impianti industriali, per trasferire la conoscenza accumulata negli anni in forma tacita dai dipendenti più anziani a quelli più giovani, ma anche per affrontare al meglio le situazioni operative. Ad esempio, può rivelarsi utile nei casi in cui è necessario aumentare la produttività e quindi ridurre al massimo le fermate, soprattutto quelle non previste. Essendo cruciale la gestione della manutenzione e la prevenzione dei danni, l'esperienza accumulata in passato può essere un enorme aiuto per ottimizzare la gestione futura.

È iniziata quindi una fase di recupero e valorizzazione delle esperienze esistenti nel campo della metallurgia, dello studio delle rotture e delle prove ed esami di laboratorio sui materiali. La documentazione relativa a casi pregressi è stata trasferita su base informatica e resa consultabile on-line per gli utenti abilitati all'interno del Gruppo.

2. Formato del data base e selezione dei dati

La soluzione consiste in una area di collaborazione basata su tecnologia Microsoft SharePoint. Tra le principali funzionalità che vengono garantite dal sistema possiamo ricordare le seguenti:

- indicizzazione di tutti i casi di corrosione e di tutti i documenti ad essi allegati;

- possibilità di inserimento delle casistiche direttamente da parte degli utenti abilitati al sistema.

Materials Case Histories

Welcome to Materials Case Histories

Materials Case Histories

Technical Scientific Services

Exploration & Production

Eri Search Engine

Infoshop

OnePetro Library

Conference ad Seminar

SearchBox

All Sites

Last modified Materials Case Histories

Title	Created By	Author	Modified
Foratura di un tubo da forno	Gabetta Giovanni	ViTec	8/9/2014 10:52 AM
Perdita da un tubo del forno di produzione di idrogeno	Tolomio Marino		1/14/2014 10:28 AM
Perdita di fluido dall'accoppiamento flangiato del mantello di uno scambiatore	Tolomio Marino		1/14/2014 10:28 AM
Corrosione all'interno dei tubi di un aerocoler	Tolomio Marino	Donegani Anticorrosione	1/14/2014 10:27 AM
Danneggiamento da creep dei tubi portacatalizzatore forno di steam reforming impianto di produzione H2	Tolomio Marino	Donegani Anticorrosione, Bellati Ricerca	1/14/2014 10:25 AM
Perdita dal mantello dello scambiatore nel quale circola la carica stripper	Tolomio Marino		1/13/2014 5:40 PM
Manutenzione zona convettiva e mix chamber forno H2	Tolomio Marino		1/13/2014 5:39 PM
Ispezione di caldaia a recupero di calore luglio 2001 e 2002	Tolomio Marino		1/13/2014 5:38 PM
Perdita dal condensatore effluente impianto platforming	Tolomio Marino		1/13/2014 5:36 PM
Disservizi forno vacuum	Tolomio Marino		1/13/2014 5:35 PM

Links

- ENI SPA
- INPS
- TSD Portal
- INFOSHOP
- Institute of Corrosion
- Institute of Materials
- Corrosion Prevention

Add new item

Add new link

I case histories sono organizzati in schede strutturate contenenti le seguenti informazioni:

- Titolo
- Anno
- Autore
- Breve Abstract
- Foto
- Paese/Company
- Industrial Sector
- Materials
- Material Class
- Media
- Component
- Damage forms
- Failure Mechanism
- File allegati (attachments)

Gli attributi vengono valorizzati dall'utente durante l'inserimento della scheda.

Il sistema, essendo basato su piattaforma SharePoint, offre in maniera semplice e veloce, la possibilità di essere esteso con ulteriori attributi aggiuntivi a seconda delle necessità di business.

Inoltre è possibile creare raggruppamenti specifici o più in generale delle dashboard di reportistica sulle schede di corrosione, in base alle meta informazioni e agli attributi valorizzati (ad esempio: raggruppamenti per Paese, Company, Anno, ecc.).

Di seguito un esempio di schermata per l'inserimento di una nuova scheda:

L'attività di raccolta dati è iniziata presso il Centro Ricerche Polimeri Europa di Porto Marghera. Sono stati selezionati e trasformati in file elettronici circa 200 tra bollettini e rapporti, scelti fra i circa 8000 a disposizione, datati dal 1975 al 2002. Altri documenti sono stati raccolti presso altri siti del gruppo, in particolare impianti petrolchimici, raffinerie, centrali elettriche, oltre che presso la Divisione e&p.

I bollettini da inserire sono stati selezionati con i seguenti criteri:

- interesse del caso presentato;
- originalità – è preferibile evitare di avere molti casi analoghi tra di loro;
- qualità della documentazione – soprattutto le foto sono migliori nei bollettini più recenti;
- completezza – si preferiscono i documenti che riportano, oltre al caso, i rimedi applicati e/o una discussione dell'impatto sulla gestione del componente/impianto interessato.

L'attività di raccolta dati è iniziata presso il Centro Ricerche Polimeri Europa di Porto Marghera. Sono stati selezionati e trasformati in file elettronici circa 200 tra bollettini e rapporti, scelti fra i circa 8000 a disposizione, datati dal 1975 al 2002. Altri documenti sono

stati raccolti presso altri siti del gruppo, in particolare impianti petrolchimici, raffinerie, centrali di generazione di potenza, oltre che presso la Divisione e&p.

Attualmente sono stati inseriti 335 casi. I bollettini da inserire sono stati selezionati con i seguenti criteri:

- interesse del caso presentato;
- originalità – è preferibile evitare di avere molti casi analoghi tra di loro;
- qualità della documentazione – soprattutto le foto sono migliori nei bollettini più recenti;
- completezza – si preferiscono i documenti che riportano, oltre al caso, i rimedi applicati e/o una discussione dell'impatto sulla gestione del componente/impianto interessato.

3. Alcuni esempi

Qui di seguito vengono illustrati alcuni esempi di casi che si riferiscono ai diversi settori industriali di interesse per eni.

3.1 Rottura tubi del TLE (Petrolchimico, 1988)

I TLE (Transfer Line Exchanger) in oggetto lavorano alla pressione di 126 Kg/cm² e alla temperatura di 320°C, scambiando con i gas in uscita forni a 840°C; vengono alimentati con acqua demi (a pH 9,5 e conducibilità 10 µS/cm), contenente idrazina e 1 - 2 ppm di fosfato trisodico.



Fig.1: Esempio di corrosione localizzata nella parte bassa dei tubi

di laboratorio, per verificare la natura e le cause dell'inconveniente.

L'analisi metallografica ha mostrato la presenza di zone di corrosione localizzate nella parte bassa dei tubi (Figura 1), di zone di globulizzazione della perlite (indice di surriscaldamento ad almeno 600°C), evidenziate in Figura 2, e di magnetite per la maggior parte grossolana e poco protettiva. Si è concluso che le cricche e le deformazioni dei tubi sono dovute a surriscaldamento causato dall'accumulo di depositi sulla parte bassa del tubo. È stato quindi consigliato un decapaggio con acido citrico, seguito da neutralizzazione con ammoniaca.

Dopo 22 giorni dalla messa in marcia, il tubo 103/B ha evidenziato una perdita, così pure il tubo 103/A dopo 29 giorni: dopo la fermata del forno si constatava che alcuni tubi perdevano ed altri erano deformati (materiale tubi: acciaio allo 0,5% di Mo). Veniva quindi deciso di sostituire la parte finale (verso l'ingresso gas) di 14 tubi del /B e di 4 del /A. È stata effettuata una indagine

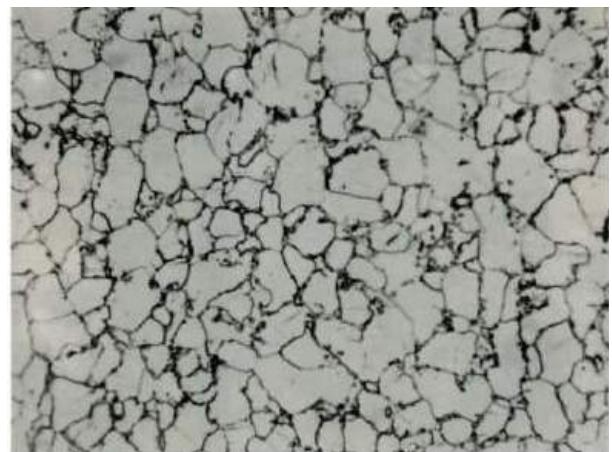


Fig.2: Globulizzazione della perlite

È stato quindi consigliato un decapaggio con acido citrico, seguito da neutralizzazione con ammoniaca.

Allegato: *Promemoria N°214/COR, "Rottura dei tubi del TLE", 22/4/1988.*

3.2 Separatore Idrogeno – metano (Petrolchimico, 1989)



Fig.3: Microcricca superficiale

L'apparecchio in oggetto, separatore idrogeno-metano, è stato costruito nel 1971 con acciaio al 9% di nichel, spessore 17 mm; lavora alla temperatura di 150°C ed alla pressione di 30 Kg/cm², con metano liquido e idrogeno gassoso all'interno, mentre l'esterno è coibentato con cospelle di fenolite. Le saldature sono state realizzate con INCO-WELD "A" ed INCONEL 182, e sono state "rasate" all'interno nel 1980, per permettere l'esecuzione di controlli non distruttivi. Durante una fermata, dopo l'applicazione di liquidi penetranti, è stata segnalata la presenza di alcune microcricche superficiali al centro del cordone di Inconel,

sulla parte inferiore della saldatura del passo d'uomo alla parete cilindrica, come evidenziato in Figura 3. In occasione della molatura per l'asportazione delle difettosità, sono state eseguite anche delle repliche metallografiche per valutare lo stato del materiale, la natura delle microcricche e stabilire le modalità della riparazione. Un esempio è mostrato in Figura 4. Le repliche sono state ricavate prima della asportazione totale dei difetti con molatura, e sono state esibite a personale dell'Istituto Italiano della Saldatura, che ha potuto così prendere visione dello stato metallografico del materiale. Il Tecnico stesso ha successivamente fatto molare nuovamente le zone interessate e constatato con applicazione di liquidi penetranti che le difettosità erano completamente sparite.

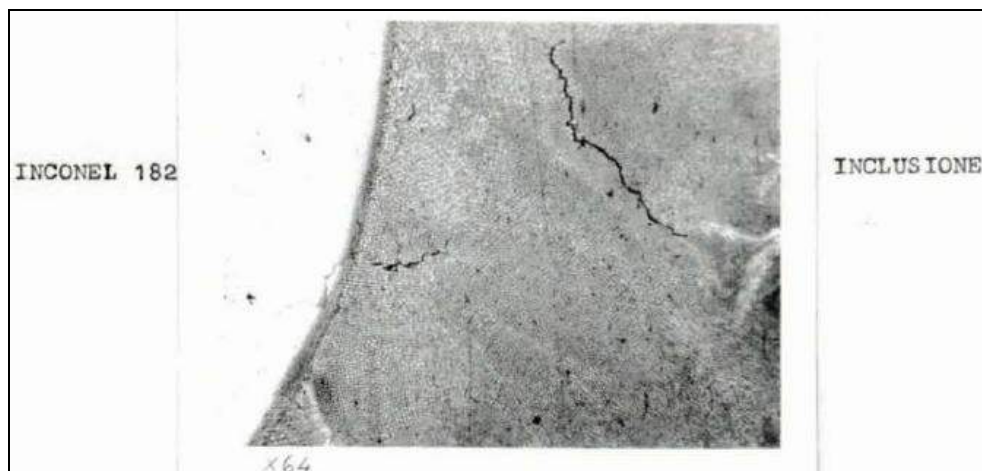


Fig.4: Replica metallografica. Da notare la buona qualità dell'immagine

Allegato: *Bollettino N° 1189, "Metallografia tramite replica", 5/10/1989.*

3.3 Foratura di un tubo da forno (Raffinazione, 2004)

I tubi in esame, sostituiti nel 1997 dopo circa 40 anni di esercizio, si sono sensibilmente assottigliati in pochi anni, subendo anche una foratura, avvenuta sul tubo n°46 (situato sulla parte finale della zona convettiva, prima dell'ingresso in zona radiante) in corrispondenza della piastra di sostegno in AISI 430.

Oggetto della presente indagine di laboratorio, oltre al tubo forato n°46 (purtroppo già sezionato e sabbiato), sono i tubi n°44 e n°48, disponibili come spezzoni ancora integri (bonificati con solo vapore) prelevati in zone del forno corrispondenti a quelle di foratura del n°46. Sulla base delle analisi e delle determinazioni effettuate, si può affermare che la corrosione interna è da attribuire principalmente ad un attacco da zolfo, sotto forma di H_2S , che porta alla solforazione della superficie.

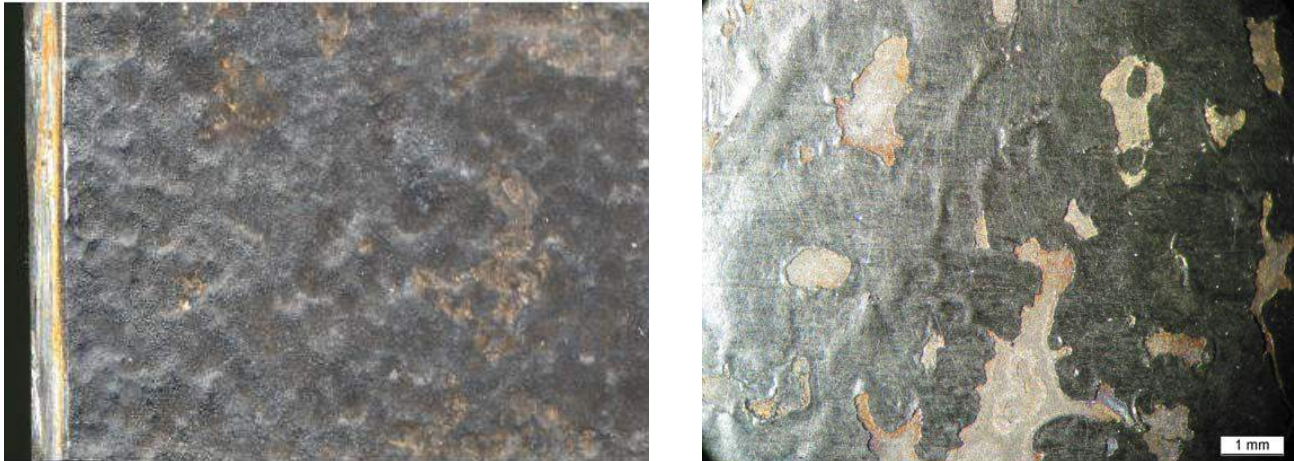


Fig.5: Corrosione ad alta temperatura in esercizio (a sinistra) e su un campione

Queste forme di corrosione ad alta temperatura vengono osservate quando i greggi contengono acidi naftenici; comportano la formazione e la distruzione di strati superficiali, e hanno una forte dipendenza dal regime di flusso. Nell'ambito di un progetto di ricerca sono stati studiati in laboratorio gli effetti di diversi regimi di flusso ad alta e bassa temperatura. In funzione dei diversi parametri di prova sono state osservate forme di corrosione che riproducono quelle osservate in campo [5].

Allegato: *Rapporto di prova N° RP CP 025/2004, VeneziaTecnologie*

3.4 Indagini su materiale prelevato dal condotto di scarico di un Turbogas (Generazione di potenza, 1998)

Si ipotizza che il distacco dei pannelli interni della condotta di scarico esaminata sia dovuto a:
- innesco di cricche di tensocorrosione sulle saldature perno/rondella, con relativa

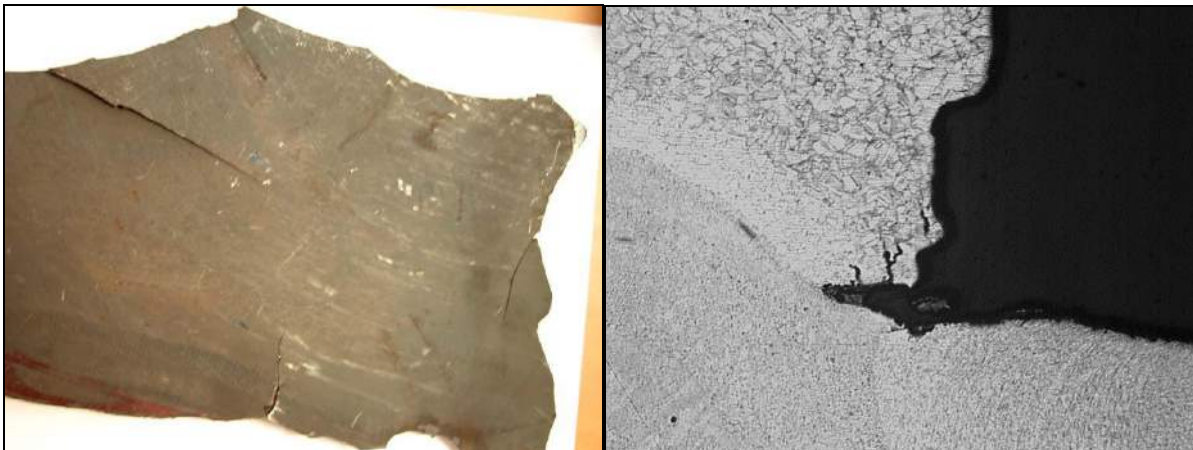


Fig.6: cricche di tensocorrosione a livello macroscopico e microscopico

successiva rottura di alcuni perni (l'attacco tensocorrosivo può avvenire solo durante i transitori per la formazione di agenti aggressivi dovuti alla combinazione dell'umidità atmosferica con i prodotti dei fumi della combustione: HCl , H_2SO_4 , Cl^-).

- Ingresso della corrente dei fumi della combustione al di sotto dei pannelli in AISI 304 con relativo scardinamento degli stessi.

Non si può comunque escludere che la dilatazione delle lamiere dovuta alle temperature d'esercizio abbia potuto concorrere all'avaria. Si consigliano le seguenti azioni per mitigare il fenomeno:

a) mantenere sotto protezione di azoto la condotta durante i transitori. È importante evitare condense acide contenenti Cloruri, che possono facilmente innescare, su questo tipo di materiale (per lo più sensibilizzato) cricche di tensocorrosione.

B) verificare che alle temperature d'esercizio ($540^\circ\text{C} \div 555^\circ\text{C}$) i pannelli si possano dilatare senza interferire tra di loro (eventuali rigonfiamenti dei pannelli per interferenze tra di loro permetterebbero alla corrente dei fumi della combustione di insinuarsi sotto ad essi e quindi scardinarli).

Considerando le temperature d'esercizio, sarebbe consigliabile usare materiali più resistenti a temperature elevate, come ad esempio AISI 304H, AISI 316H; AISI 321 H.

Allegato: RAPPORTO N. 05067/280500, Donegani Anticorrosione, 2005.

3.5 Cricche sui fori di un collettore ECO (Generazione di potenza, 2002)

Le cricche radiali ai fori di un collettore dell'economizzatore mostrate in Fig.7 sono iniziate come rotture meccaniche di fatica, e proseguite come fragilità caustica.

- Le iniziali rotture a fatica sono attribuibili a sollecitazioni meccaniche cicliche ai giunti collettore / tubi, causate da una impropria geometria della connessione.

Il fenomeno di fragilità caustica si è attivato quando, in seguito alle perdite, l'acqua trafilante ricca in alcali è penetrata all'interno delle cricche.

L'analisi ha anche evidenziato che:

- Le saldature collettore / tubi, oltre alla non corretta geometria di preparazione dei componenti, presentano inaccettabili difetti originari (mancanza di penetrazione al vertice, macroporosità).

- La superficie interna del collettore è interessata da fenomeni corrosivi che possono essere attribuiti alla cattiva qualità dell'acqua di alimento.

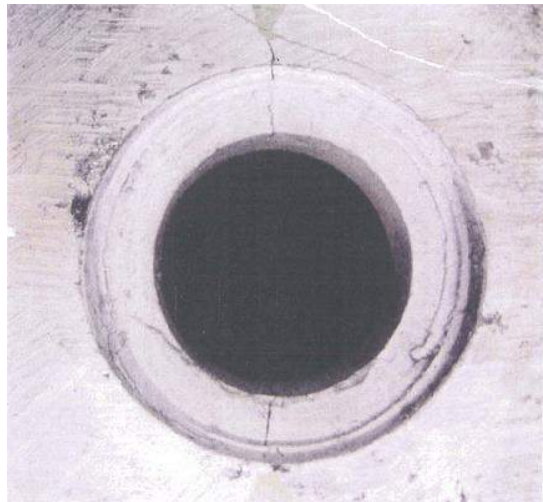


Fig.7: Cricche su un collettore Eco

Allegato: Esame di uno spezzone di un collettore ECO, criccato in esercizio. Donegani Anticorrosione, 2002.

3.6 Analisi della rottura di un anello di tenuta (pozzo di produzione, 1997)

La foratura dell'anello di tenuta, in assenza di ossigeno del fluido circolante nella tubazione, si può attribuire a fenomeni di interferenza elettrica, in particolare al salto del giunto.



Fig.8: Foratura per interferenza elettrica

Concorrono a formulare questa ipotesi l'elevatissima velocità di corrosione; la posizione dell'anello di tenuta, a monte del giunto isolante e molto vicino a quest'ultimo; l'elevata salinità (e quindi prevedibilmente l'elevata conducibilità) dell'elettrolita all'interno della tubazione; l'assenza di ossigeno nella soluzione.

Si ritiene necessario in ogni caso eseguire misure di differenza di potenziale a cavallo del giunto. Nel caso in cui sia confermata l'ipotesi

di attacco da correnti disperse, i rimedi possibili da adottare per diminuire la corrente di interferenza sono principalmente due:

- riduzione del potenziale a cavallo del giunto;
- aumento della lunghezza del giunto isolante o della parte isolata all'interno della tubazione.

Allegato: "Failure Analysis di un Anello di tenuta", Relazione Finale, Politecnico di Milano, 1997.

4. Conclusioni

La raccolta di dati e la loro presentazione tramite sistemi informatici che li rendano facilmente accessibili e fruibili è solo un piccolo passo all'interno dei processi di Knowledge Management. Si tratta tuttavia di informazioni che possono essere di valore per la gestione degli impianti industriali, perché possono per esempio dare un contributo per minimizzare gli interventi manutentivi senza per questo aumentare il rischio di danni.

In questo lavoro è stata descritta una banca dati messa a punto all'interno del sistema di KM del Gruppo eni, che raccoglie l'esperienza di più di trenta anni di attività nell'analisi di rotture e di disservizi. Sono stati mostrati in breve alcuni esempi che si riferiscono ai diversi settori industriali di interesse per il Gruppo, scelti in modo da descrivere meccanismi di danno diversi.

La banca dati può anche servire come veicolo di trasmissione del sapere, trasferendo ai più giovani una parte della conoscenza tacita che è stata accumulata da persone che hanno lasciato il Gruppo per raggiunti limiti di età.

Tutti questi casi possono essere ricercati in modo semplice, dando così la possibilità di una migliore e più rapida interpretazione di eventuali casi che si presentassero; è stato inoltre mostrato come in uno di questi casi è stato possibile paragonare il comportamento di un componente in esercizio con quello di campioni in laboratorio, dando un contributo allo studio dei meccanismi di corrosione.

Bibliografia

- [1] Nonaka, I. and Takeuchi, H. (1995) The knowledge creating company: how Japanese companies create the dynamics of innovation. New York: Oxford University Press
- [2] I.Soscia, G.Gabetta, D.Azzarone, "Knowledge management in the engineering area: communities of practice and their experience", ECL Convention 2006, San Donato Milanese, 24-25 October 2006
- [3] P.Almeida and R.Grant, "Knowledge Management In The Oil And Gas Industry", A Report to eni Corporate University, Georgetown University, Dec. 30, 2003
- [4] M.Tolomio, "Progetto Knowledge Management E&P, Cop Materiali", Venezia Tecnologie, Doc R 07-05, 28 Febbraio 2005
- [5] G.Gabetta, M.Tolomio, G.Oddo, "Corrosione di tubi da forno: paragone di risultati di laboratorio con un caso di rottura", Corrosion Italia 2004, Genova, 25-26 Novembre 2004

Casistica su danneggiamenti ed avarie nelle attrezzature a pressione: l'esperienza della UOI - ASL Varese

S. Barassi*, P. Bragatto**, C. Delle Site**

*Unità Operativa Impiantistica ASL Varese

**INAIL - DIT

Sommario

I dati di guasto delle attrezzature in pressione registrati in un decennio nella provincia di Varese sono stati studiati per ottenere informazioni sulle frequenze di guasto ed aumentare la conoscenza sui possibili meccanismi di danneggiamento. I dati raccolti sono stati confrontati con una analoga raccolta svolta una decina di anni fa in Emilia. Le frequenze di guasto derivate dai dati raccolti risultano in linea con i valori più conservativi proposti nelle più accreditate fonti internazionali utilizzate sia per l'analisi del rischio che per la programmazione delle ispezioni RBI. Attraverso studio dei modi di guasto si sono potute individuare situazioni pericolose ricorrenti da porre all'attenzione del settore.

Introduzione

Nell'industria di processo la conoscenza aggiornata sulle frequenze ed i modi di guasto delle attrezzature in pressione è un elemento essenziale per la valutazione del rischio e più in generale per la gestione degli impianti. Le frequenze di guasto di attrezzature e dispositivi entrano nel calcolo delle probabilità degli eventi incidentali e conseguentemente nella valutazione quantitativa del rischio, dalla quale a loro volta dipendono importanti decisioni delle Autorità in tema di autorizzazioni di impianti e di uso del territorio [1]. Anche i gestori utilizzano i livelli di rischio per pianificare le attività di controllo e manutenzione degli impianti, come pure le decisioni sulle modifiche tecniche ed organizzative [2]. Nel pubblico dominio esistono alcune fonti riconosciute sui modi e le frequenze di guasto delle attrezzature in pressione alla quale fanno riferimento sia le Autorità che i gestori degli impianti per studi di valutazione del rischio. Purtroppo tutte le fonti si basano sulla rielaborazioni di un numero ristretto di campagne di studio condotte negli anni sessanta e settanta su un gran numero (da 10.000 a 100.000) di recipienti in pressioni in esercizio in Stati Uniti, Regno Unito e Germania, osservati per decenni. Nel 1988 un ricercatore americano pubblicò una rassegna di questi studi fondamentali, dalla quale risulta che complessivamente furono osservati circa 8.600 guasti di minore entità e 155 eventi catastrofici su 1,5 milioni di anni osservati per più anni, per un totale di 6 milioni di anni esercizio [3]. La frequenza di guasti riparabili risultava dell'ordine di $3,5 \cdot 10^{-4}$, mentre la frequenza di guasto non riparabili risultava dell'ordine di $3 \cdot 10^{-5}$. Per i danni rilevanti gli studi analizzati da Bush presentavano una certa uniformità, mentre per i danni minori, classificati diversamente, esisteva una varianza maggiore. Fino ad oggi questi studi apparsi dei riferimenti indiscussi, anche per l'obiettivo difficoltà di ripeterli con paragonabile dispendio di mezzi e risorse. Nel corso degli ultimi decenni sono intervenuti una serie di innovazioni, in particolare nuovi materiali, nuovi processi, nuovi modelli organizzativi per la qualità, l'ambiente e la sicurezza, nuovi standard per le ispezioni e la manutenzione, nuove modalità di certificazione [4]. Si può immaginare che la somma di questi fattori influisca positivamente sull'affidabilità delle attrezzature in pressione, ma è chiaro che una simile ipotesi debba essere suffragata da evidenze credibili. Oltre alle frequenze di guasto ci si attende che anche le modalità di guasto prevalenti siano diverse da quelle di 40 anni fa. Questa problematica è stata riconosciuta dalle autorità competenti per la Seveso in diversi Paesi Europei, Regno Unito, Belgio e Paesi Bassi, che hanno iniziative e progetti

per arrivare ad una base di conoscenza aggiornata in materia di guasti, adeguata per supportare la condivisione dei dati di frequenze e modo di guasto, almeno per le attrezzature critiche per gli incidenti rilevanti, come definiti dalla Direttiva Seveso. Mentre è relativamente facile acquisire informazioni sui guasti maggiori che hanno conseguenze rilevanti per la Seveso, più difficile è il controllo sui guasti minori senza conseguenze o ancor più i semplici danneggiamenti. Un'ulteriore difficoltà è la chiara identificazione della popolazione di attrezzature cui riferimento per calcolare le frequenze.

L'INAIL e le ASL nello svolgimento dei compiti istituzionali previsti dall'articolo 71 del D.Lgs 81/08 sono titolari della verifica delle attrezzature in pressione, ed hanno la possibilità di osservare sistematicamente un gran numero di attrezzature nelle situazioni produttive più varie, raccogliendo informazioni dettagliate non solo sugli incidenti ma anche sui guasti minori ed i danneggiamenti che vengono registrati durante gli interventi svolti presso gli stabilimenti. La popolazione di attrezzature, inoltre, è perfettamente nota e controllata dall'Inail ai sensi del D.M. 11 aprile 2011. Si tratta di un'opportunità importante per aggiornare la conoscenza sull'argomento. La stretta collaborazione fra INAIL ed ASL è essenziale come dimostra la presente collaborazione fra la ASL di Varese ed INAIL Ricerca. Nel primo capitolo sono descritti gli obiettivi della ricerca, nel secondo si discute dei dati raccolti nella presente ricerca e dei dati disponibili risultanti da progetti precedenti, nel terzo paragrafo si descrivono i metodi di analisi utilizzati per determinare le frequenze ed i modi di guasto. Il risultati sono presentati nel quarto e quinto capitolo, rispettivamente dedicati alle frequenze di guasto e ai modi di guasto. Gli sviluppi futuri sono delineati nell'ultimo capitolo.

1. Obiettivi

L'obiettivo primario del progetto è raccogliere sistematicamente tutte le segnalazioni di danneggiamento riferite alle attrezzature in pressione in esercizio nel territorio di una ASL per un periodo di fissato, per ottenere due tipi di informazione le frequenze ed i modi di guasto.

1.1 Frequenze di guasto

Le frequenze di guasto Fr sono definite come

$$Fr = \int_{t_0}^{t_1} \frac{N_f(t)}{N_a(t)} dt \quad (1)$$

$N_f(t)$ = Numero di guasti registrati nell'anno t

$N_a(t)$ = numero di apparecchi in esercizio all'anno t .

T_0 anno inizio osservazione

T_1 anno fine osservazione

Il territorio della Asl di Varese, in particolare, è caratterizzato dalla presenza di molte attività industriali che impiegano attrezzature in pressione di vario tipo. I risultati possono essere considerati rappresentativi di molte realtà industriali presenti in Italia. I confronti con dati provenienti da progetti precedenti nazionali ed internazionali è però essenziali sia per avere conferme dei risultati che per cercare un confronto sulle differenze e cambiamenti e soprattutto fornire indicazione pratiche sui ratei di guasto da adottare nell'analisi del rischio.

1.2 Modi di guasto

Più articolato e ricco di contenuti scientifici è lo studio dei diversi tipi di guasto, in funzione delle cause di ipotizzate, delle conseguenze, del tipo di attrezzatura, delle condizioni di esercizio, dei materiali impiegati. Lo scopo dello studio è se i guasti sono stati provocati da

meccanismi di danneggiamento noti (p.e. corrosione) che non sono stati controllati adeguatamente oppure se sono dovuti a meccanismi complessi tecnici od organizzativi per i quali vi è conoscenza insufficiente, per cui è quindi necessaria della ricerca o almeno della formazione od altra azioni di trasferimento della conoscenza. Naturalmente per queste indagini bisogna discriminare i diversi tipi di attrezzatura, nonché i composti chimici contenuti, il settore industriale e così via. In questo modo il dato viene frazionato tanto da rendere statisticamente poco significativi i risultati di maggior dettaglio. Non per questo questi perdono d'interesse, anzi la presenza anche di poche o pochissime ricorrenze di eventi simili nell'ambito dei dati raccolti può risultare preziosa sia per individuare situazioni potenzialmente pericolose e prevenirne l'evoluzione negativa che per analizzare ed interpretare incidenti particolari che dovessero registrarsi in futuro.

1.3 Modi di riparazione

Un ulteriore interesse della ricerca è quella di raccogliere informazioni sui diversi interventi di riparazione messi in atto dai gestori al seguito di guasto. La motivazione è analoga a quella dei modi di guasto, cioè evidenziare le soluzioni ricorrenti in modo da dare indicazioni per migliorare la gestione dei guasti.

2. Materiali

2.1 Raccolta Dati della ASL Varese

È stata definita una scheda per la raccolta dei dati, che è stata applicata ad un campione di circa due terzi dei danneggiamenti riportati alla ASL Varese, sia nell'ambito della normale attività ispettiva che nei sopralluoghi post-accidentali e negli interventi specifici a seguito di segnalazione dell'utilizzatore. La scheda prevede una parte di dati fissi ed una parte di testo libero per la descrizione dettagliata. Per ogni evento è stata prodotta una scheda dettagliata, il tipo di guasto, il tipo di apparecchiatura, il tipo di materiale, il tipo di conseguenze, tipo di cause, il tipo di certificazioni e vita descrivendo. Ulteriori dettagli e fotografie, se del caso, sono stati allegati alle schede. Le industrie sono classificate secondo lo schema NACE. La provincia di Varese sta caratterizzando un gran numero di produttori di piccole e medie dimensioni, in particolare nelle industrie tessili e affini. Il tempo di osservazione era di 11 anni, dal 2002 fino al 2013. La popolazione è di 6000 attrezzature in servizio, tra cui circa 400 generatori di vapore. Questo dato è stato assunto pressoché costante nel tempo di osservazione. Nel periodo di osservazione sono stati 53 eventi registrati. Gli eventi registrati comprendono sia grandi guasti, con perdita dell'attrezzatura che guasti minori riparabili. Oltre alla perdita dell'attrezzatura sono state riportate conseguenze infortunistiche per gli addetti (2 casi) e gravi danni all'intero impianto (3 casi). Più di due terzi dei casi sono riferiti ad attrezzature classificate cat. IV PED. Per circa il 20% delle attrezzature non era disponibile il dato sulla categoria PED. Un certo numero di guasti (10), registrati da altre regioni, sono stati inclusi nello studio. Non essendo disponibili i dati di riferimento, tali dati non hanno contribuito al calcolo delle frequenze di guasto, ma sono state utili per lo studio sui modi di guasto.

2.2 Confronto con dati pubblici (Emilia Romagna)

Ai fini del confronto è stato analizzato anche una collezione di guasti registrati presenti nel dominio pubblico [5]. Esso contiene 53 eventi raccolti in 7 anni (1995-2001) in Emilia-Romagna, anche questa una zona industrializzata, seppure con profili produttivi molto diversi da quelli del Varesotto. La popolazione di attrezzature a pressione studiata è di circa 46.000 unità. Lo studio non forniva frequenze, ma semplicemente registrava in modo strutturato i guasti registrati dalle ASL. Va sottolineato che lo studio dell'Emilia Romagna non riportava ratei di guasto. I ratei di guasto utilizzati per i confronti sono

derivati dalla libera elaborazione svolta dagli autori dei dati di pubblico dominio. Nella raccolta dei dati Emilia, generatori di vapore erano considerati separatamente, poiché i guasti delle caldaie erano riconosciuti molto più frequenti e meno gravi rispetto ad altri tipi di apparecchiature. Nella Figura 1 si riporta la ripartizione degli eventi registrati nei due territori in base al settore industriale dello stabilimento dove era installata l'attrezzatura coinvolta nell'evento.

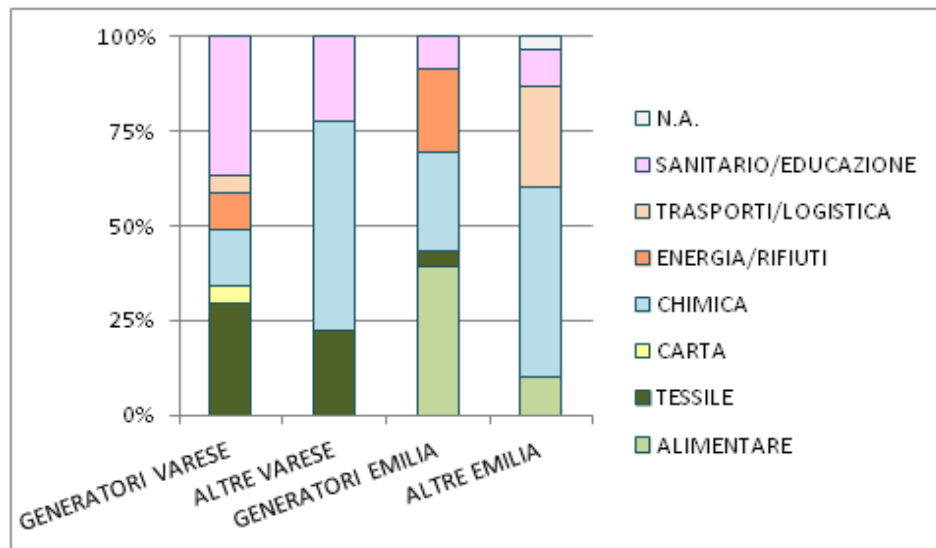


Figura 1 panorama industriale

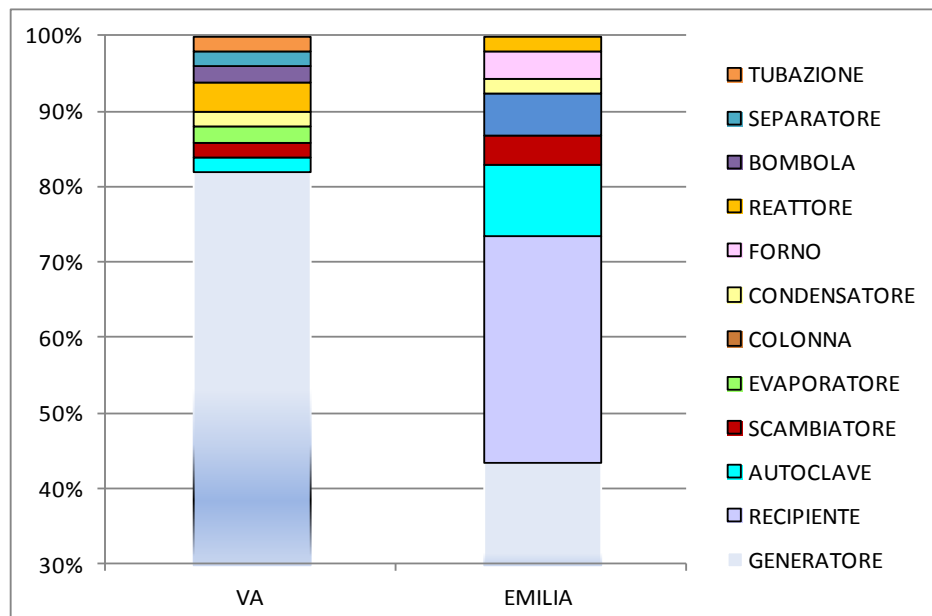


Figura 2 tipi di attrezzature nei due contesti

I due settori sono abbastanza diversi per composizione industriale, mentre a Varese vi è una certa prevalenza del tessile, in Emilia è più forte l'alimentare. In entrambi i casi, c'è un forte contributo del settore ospedaliero ad incidenti e guasti. Per evitare che questo dato possa essere fuorviante, va sottolineato che non c'è alcuna proporzione fra il numero di segnalazioni ed il numero di attrezzature. Le segnalazioni degli ospedali sono molto numerose, ma spesso riguardano guasti minori; le attrezzature sono prevalentemente generatori di vapore ed ovviamente non hanno la criticità tipica delle attrezzature industriale. Per comprendere ulteriormente i due diversi contesti si riportano anche i tipi di attrezzature coinvolti nella figura 2.

2.3 I Dati Internazionali di confronto

Il problema dei ratei di guasto e del loro aggiornamento è sentito da varie Autorità Europee competenti per la materia Seveso. In particolare la criticità maggiore emerge nelle decisioni sulle autorizzazioni e sull'uso del territorio, che hanno grande impatto sociale ed economico. I Paesi come la Gran Bretagna e Paesi Bassi, che prediligono nella loro legislazione un approccio decisamente probabilistico per le decisioni in materia di compatibilità e sostenibilità sono state le prime a porsi il problema. Già negli studi pionieristici promossi all'inizio degli anni „80 dalle autorità competenti per le due aree a maggior concentrazione industriale in Olanda ed in Inghilterra, rispettivamente Rijnmond e Canvey Island, emerse la necessità di avere ratei di guasto condivisi sui quali poggiare le valutazioni quantitative del rischio e conseguentemente le decisioni. I valori derivate dai famosi studi internazionali degli anni „60-70 furono allo scopo elaborati da un panel di esperti per adattarli alle realtà specifiche. [ref] A seguito del recepimento della Direttiva 96/82/CE Seveso II, che imponeva di valutare la compatibilità fra uso del territorio ed installazione a rischio, l'interesse per la valutazione probabilistica aumentò in modo particolare per cui si giunse in alcuni Paesi a stabilire delle raccolte ufficiali o semi-ufficiali di ratei di guasto per dare ad industria, autorità e cittadini dei riferimenti certi e condivisi. Allo stato attuale le fonti riconosciute sono le seguenti:

a) il "PURPLE BOOK" olandese [6]

Si tratta di uno studio commissionato dal governo olandese al TNO negli anni 90. I valori dei ratei riportati sono il risultato di discussioni tra rappresentanti dell'industria, le autorità competenti e il governo. Le frequenze si basano spesso sui dati storici aggiustati sulla base dei giudizi di un panel di esperti.

b) il FRED HSE britannico [7]

L'autorità competente britannica, HSE gestisce una banca dati con i ratei di guasto per un buon numero di attrezzature diverse. La varietà ed il dettaglio è simile a quello del Purple Book, il vero punto di forza è il continuo aggiornamento. Il metodo è simile a quello del purple book, cioè elaborazione di dati consolidati e giudizio degli esperti [11-12]. Nel complesso l'approccio è nettamente più conservativo, tanto che le frequenze di guasto risultano sistematicamente più alte rispetto a quelle olandesi. Un ulteriore punto di forza di FRED è che la prima edizione del 2006 ha subito nel 2012 una revisione particolarmente attenta all'esperienza operativa recente.

c) AMINAL fiammingo [8]

Il studio AMINAL dal governo regionale delle Fiandre (Belgio) è più recente del , essendo stato rilasciato nel 2009 [13]. Si basa principalmente sui dati di frequenza di guasto del Purple Book olandese, seppure presentati in formato diverso.

d) American Petroleum Institute (API) [9]

Pur trattandosi di un soggetto privato, l'API ha una forte influenza su tutto il settore "Oil & Gas". Nel documento RP 581 vengono fornite i ratei di guasto di riferimento per molte attrezzature, nella ambito delle risorse cui attingere per sviluppare un programma Risk Based Inspection (RBI). Nella Tabella 1 vengono riassunti i ratei di guasto riportati per i recipienti in pressione dalle 4 fonti internazionali sopra citate.

	Minore / riparabile	non riparabile	catastrofico
TNO 1999	9.6E-06	9.6E-07	5.0E-07
API 2008	1.0E-04	1.0E-05	6.0E-06
AMINAL 2009	1.2E-05	2.2E-06	3.2E-07
HSE 2012	4.0E-05	1.0E-05	6.0E-06

Tabella 1 - ratei di guasto

Va sottolineato che le quattro fonti citate sono riferite ai settori petrolifero o petrolchimico, dove i generatori di vapore sono meno presenti e comunque non sono molto meno critici rispetto ai settori energetico, tessile, alimentare e sanitario.

3. Metodi

3.1 Ratei di guasto

Il calcolo FR deve solo il numero di occorrenze e il numero di elementi nella popolazione di riferimento. Il numero di eventi è relativamente bassa, ma le informazioni raccolte per ogni evento è molto dettagliato. Come una grande varietà di apparecchiature è coinvolto, con molti tipi di guasto; l'analisi statistica dei documenti ha dovuto bilanciare due esigenze conflittuali: le diverse classi di appartenenza (ad esempio, i tipi di attività, tipi di attrezzature, tipi di danni, classe di età) devono essere discriminati per avere risultati interessanti e dettagliati; ma il campione non può essere frammentato troppo, per evitare una perdita di significatività statistica. Per questo motivo, prima della trasformazione numerica, è stato indagato le tassonomie differenti da utilizzare per organizzare lo studio. Una troppo articolato tassonomia non può portare a significativi risultati statistici, ma una classificazione piatto porta solo ai risultati generici. Nella tabella le tassonomia delle attrezzature. Nella Tabella 2 si riporta la tassonomia utilizzata per le attrezzature in pressione.

1	Generatore di vapore d'acqua a tubi d'acqua a focolare	9	Autoclave	17	Forno chimico e petrolchimico
2	Generatore di vapore d'acqua a tubi da fumo a focolare	10	Serbatoio per Gpl	18	Impianto frigorifero
3	Generatore di vapore d'acqua a tubi d'acqua a riscaldamento elettrico	11	Recipiente per gas ed altri vapori	51	Bombole
4	Generatore di vapore d'acqua a tubi d'acqua ad olio diatermico	12	Apparecchi per tintura	52	Tubi
5	Generatore di vapore d'acqua a tubi d'acqua a recupero di calore	13	Recipienti per liquidi	53	Criogenici
6	Impianti per produzione di acqua surriscaldata	14	tubazione per liquidi	54	Fusti
7	Sterilizzatore	15	tubazione per gas e vapori	55	Incastellature
8	Recipiente per vapore d'acqua	16	Scambiatore di calore	56	Cisterne

Tabella 2 – tassonomia attrezzature in pressione

3.2 Modi di Guasto e di riparazione

Come detto al § 1.2 lo scopo della raccolta di dati sulle modalità di guasto ha soprattutto lo scopo di aumentare la conoscenza sull'argomento, in particolare mettendo in comune le esperienze sul campo dei diversi ispettori. Per questo motivo ai metodi numerici comunemente utilizzati in statistica vanno affiancati dei metodi di analisi semantica, che consenta di raggruppare casi simili pur non essendo assegnati a priori alle categorie predefinite nelle tassonomie di cui al § 3.1. In altre parole si tratta di utilizzare dei motori di ricerca semantica per trovare le parole o i gruppi di parole uguali o meglio ancora simili. Sono metodi ormai abbastanza noti perché stanno alla base di tantissime applicazioni Google©. In pratica si cercano le frasi composte dalla permutazione delle stesse parole, di sinonimi e di parole complementari o alternative. Per la vicinanza fra due frasi K^a e K^b la definizione formale è espressa con la formula:

$$P^{a-b} = (K^a \cup K^b) / (K^a \cup K^b) \quad (2)$$

Questo in parole semplici vuol dire confrontare l'intersezione \cap , cioè le parole presenti in entrambe frasi, con l'unione \cup delle due, cioè il numero di parole presenti in almeno una delle due frasi. Più alto è il rapporto, più vicine sono le frasi. Questa metrica, nota come distanza di min-hash, viene individuare documenti simili: nel contesto specifico è stata utilizzata per trovare fra le schede quelle che descrivevano situazioni simili o ricorrenti. L'equazione 2 viene spesso espressa in forma percentuale. In questo modo il concetto di vicinanza appare ancora più intuitivo, corrisponde infatti alla frase usata anche nel linguaggio comune, quando ad esempio si dice "A e B si somigliano al 90%".

4. Risultati

4.1 Ratei di guasto

I ratei di guasto per attrezzature in pressione rilevati per la ASL di Varese nel periodo di osservazione sono riportati nella tabella 3. Vengono discriminati i generatori di vapore dalle altre attrezzature.

Danno	Attrezzature in pressione Emilia R.	Attrezzature in pressione Varese	Generatori di vapore Emilia R.	Generatori di vapore Varese
Minore / Riparabile	6,6E-05	8,9E-05	4,7E-04	9,0E-03
Maggiore	3,8E-05	5,4E-05	2,5E-04	1,3E-03
Catastrofico	6,9E-06	1,8E-05	3,1E-05	-

Tabella 3 ratei di guasto

I ratei risultati dalla ricerca sono stati confrontati con quelli derivati dall'elaborazione dei dati dell'Emilia Romagna, mantenendo la distinzione fra le caldaie le altre attrezzature. Il confronto è stato esteso anche ai dati internazionali di riferimento. Va sottolineato che comunque i dati di FRED, AMINAL e PURPLE Book si riferiscono ai soli settori chimico e petrolifero, i dati di API sono riferiti al solo petrolifero, mentre i dati di BUSH riguardavano i settori petrolifero ed energetico, incluso il nucleare.

Nella figura 3 sui riporta un quadro d'insieme dei risultati ottenuti. Nell'ordine sono riportati i dati "storici", i dati "ufficiali", i dati delle due campagne sperimentali.

4.2 Modi di Guasto e di riparazione

I tipi di guasto rilevati nelle due aree di studio sono riportati, mantenendo la discriminazione fra le caldaie e le altre attrezzature, nella figura 4.

Le parti delle attrezzature più critiche ai fini di guasti ed incidenti sono state analizzate, sempre con la discriminazione delle caldaie, che ovviamente costituiscono un caso a parte essendo caratterizzate anche da parti differenti rispetto alle altre attrezzature. La figura 5 rappresenta in forma sintetica la localizzazione dei guasti, come risultano nelle due indagini di Varese e dell'Emilia. Nelle schede di Varese e delle Emilia si sono raccolti anche i dati relativi alle cause ipotizzate. Ovviamente questo dato va preso con qualche cautela. Solo in caso di un incidente con conseguenze serie per persone o cose vengono fatte indagini approfondite da parte di personale qualificato, per guasti minori le indagini sono molto più superficiali ed ovviamente la qualità può essere minore. Ad ogni buon conto il confronto è riportato in forma sinottica alla figura 6.

Nella sola area di Varese sono stati raccolti dati anche sui materiali coinvolti negli eventi. Nelle raccolte precedenti l'informazione sui materiali non era stata prevista. Anche nella raccolta di Varese, l'acquisizione del dato sul materiale è stata motivo di qualche difficoltà, specialmente per le attrezzature più vecchie, per le quali ahimè qualche informazione era stata persa nel corso degli anni. Un altro problema è il numero di materiali differenti utilizzati. Anche se in alcuni casi si è cercato di riportare le classificazioni superate a

denominazioni più recenti, la varietà è comunque ancora notevole. I risultati sono riassunti nella figura 7.

La vetustà in alcuni casi, in particolare nell'indagine più recente, è stata identificata esplicitamente come una delle cause di incidenti e guasti gravi. In realtà il dato esplicito nasconde notevole il reale problema del generale invecchiamento degli impianti, che negli ultimi dieci anni, in assenza quasi totale di investimenti nel settore, sta crescendo notevolmente. È parso quindi importante avere un'idea dell'età delle attrezzature coinvolte nelle diverse segnalazioni d'incidente o guasto. Nella figura 8 si confronta la distribuzione d'età fra le due indagini riferite all'Emilia e a Varese. Si noti che fra le due indagini sono avvenute a dieci anni di distanza l'una dall'altra e quindi nell'indagine di Varese il problema invecchiamento è senz'altro più acuto.

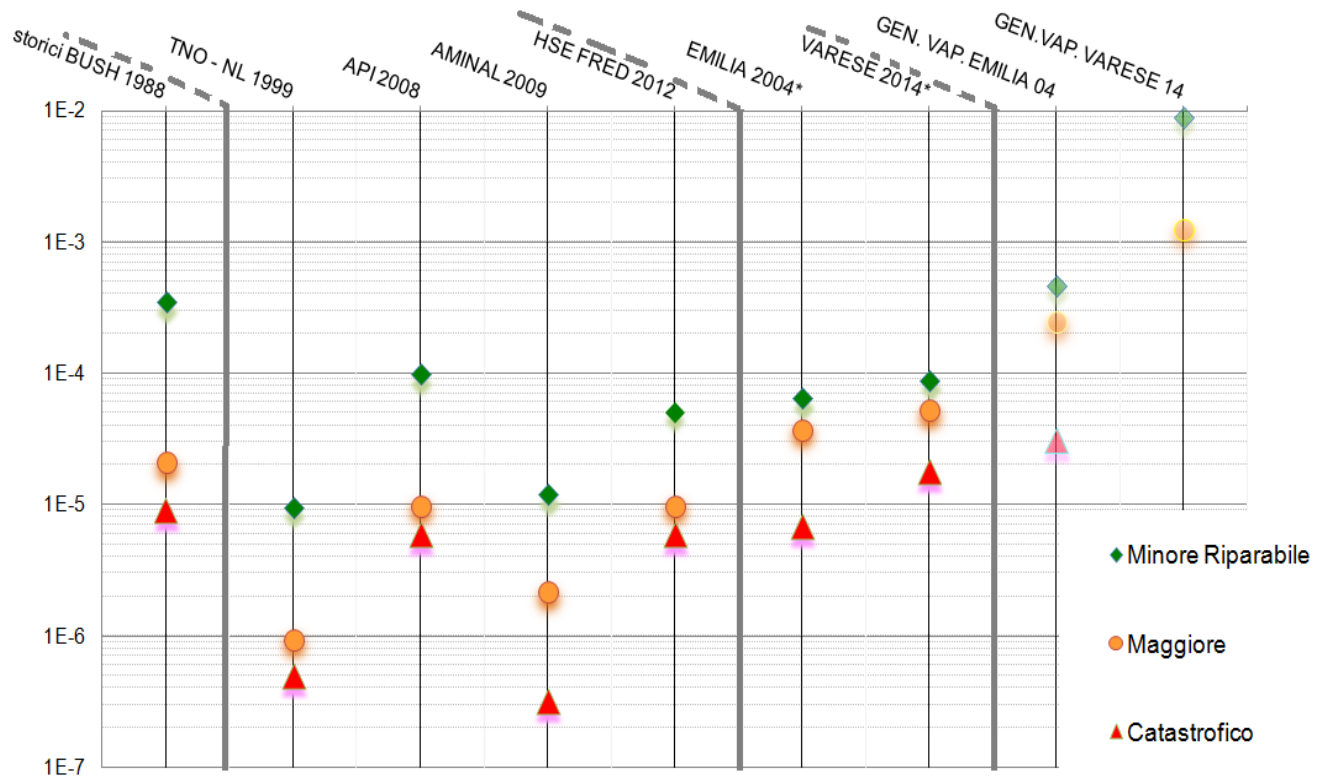


Figura 3. confronto ratei di guasto

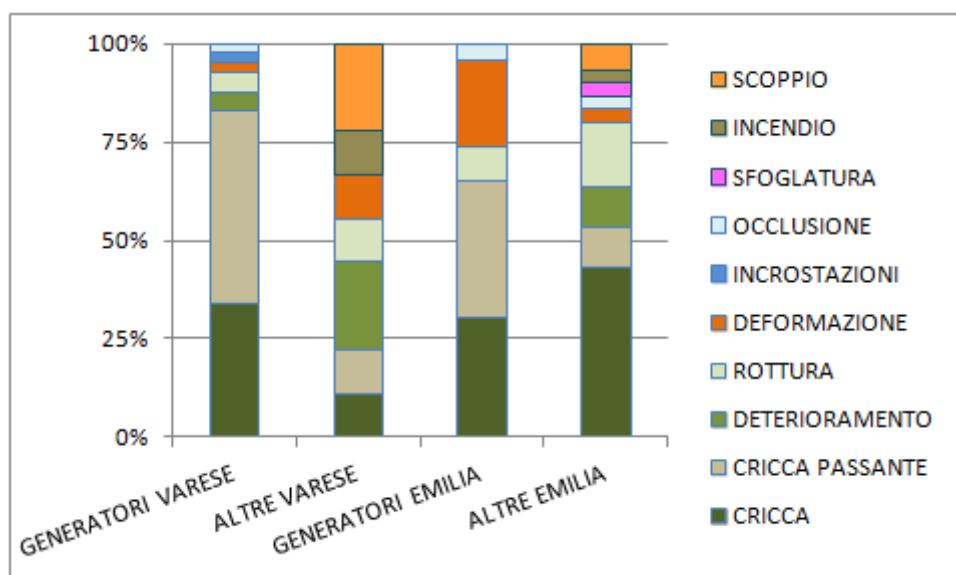


Figura 4 tipi di guasto

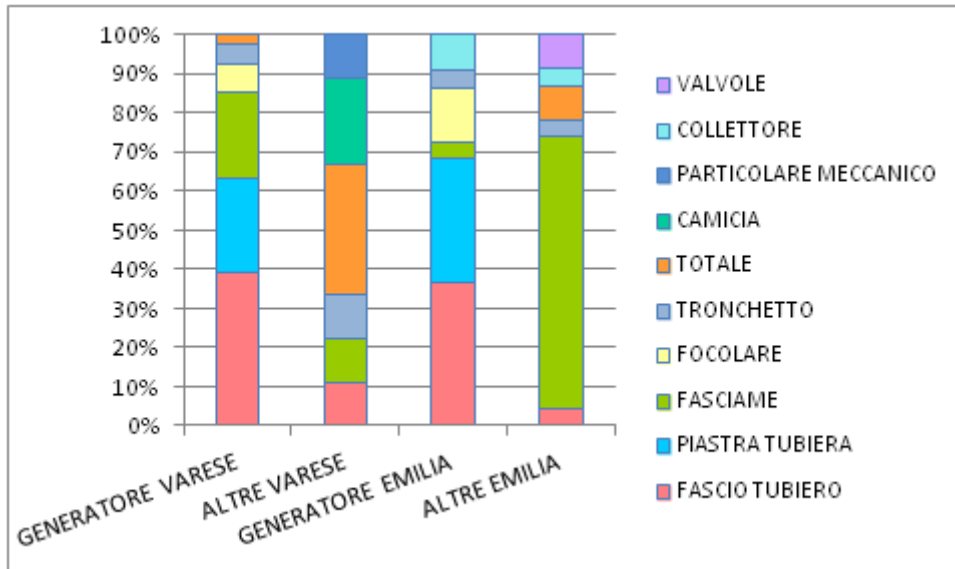


Figura 5 localizzazione

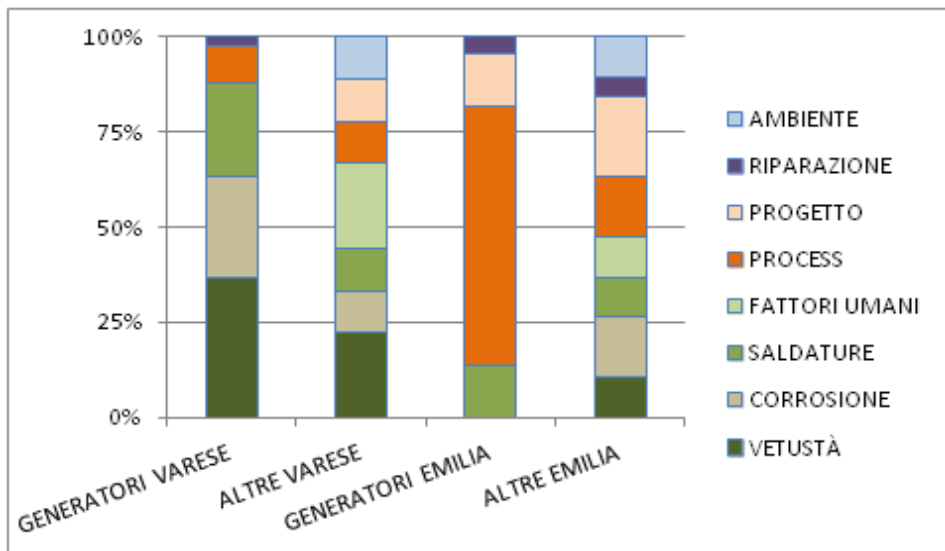


Figura 6 cause ipotizzate di guasto

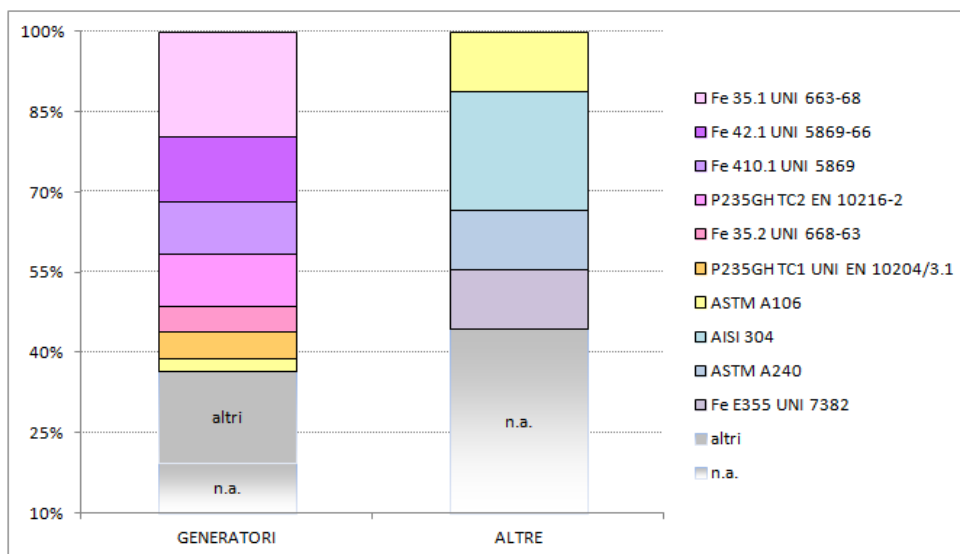


Figura 7 Tipi di materiali

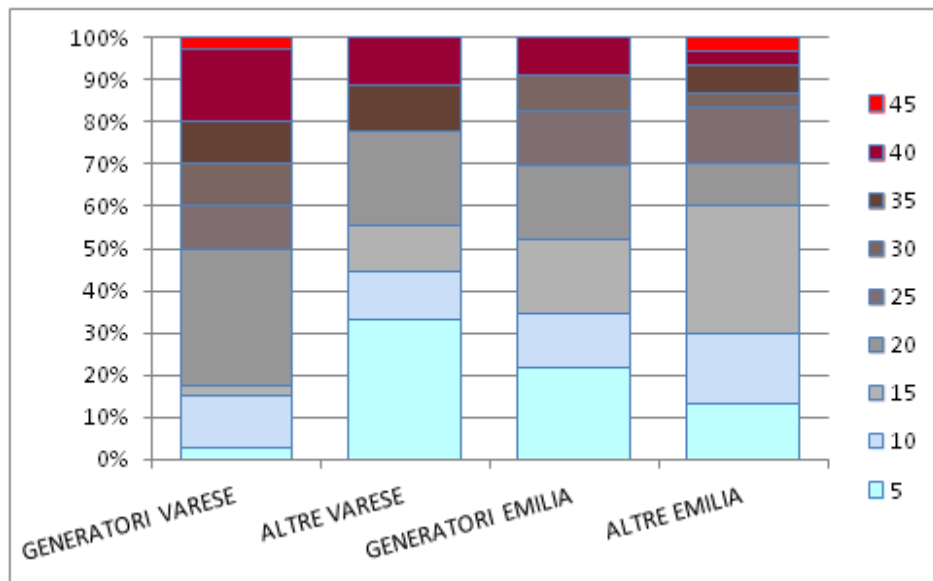


Figura 8 Anzianità delle attrezzature soggette a guasto

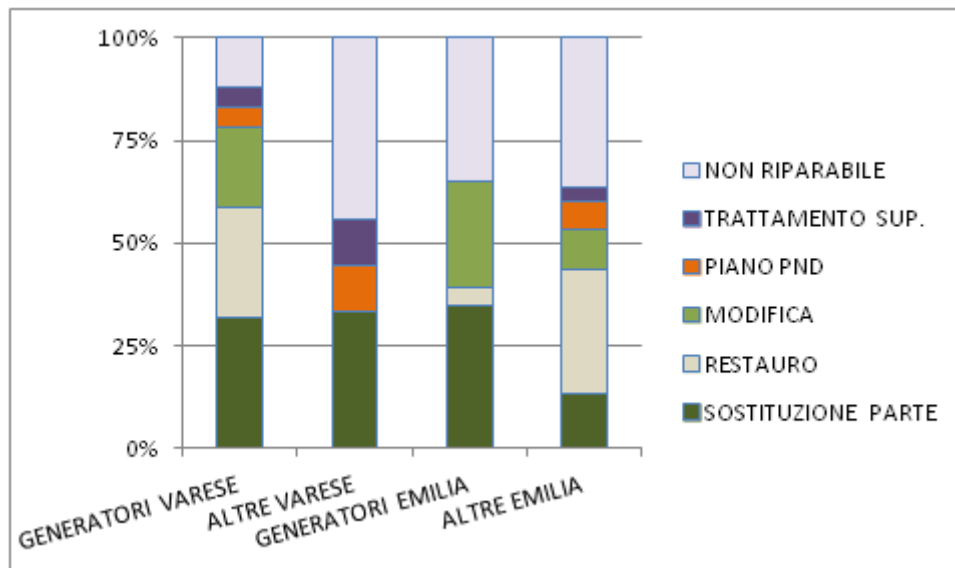


Figura 9 Tipi di riparazione

Per molti casi i danni sono limitati alle attrezzature stesse ed è possibile ricorrere a riparazioni. I tipi di riparazione sono ovviamente collegati al tipo di guasto. Ovviamente in molti casi le riparazioni non sono possibili (es. esplosione) oppure sono economicamente non vantaggiose. Quindi solo una parte degli eventi considerati contengono anche i termini di riparazione. I vari tipi di riparazione sono riportati nella figura 9.

Per andare oltre alla semplice rassegna statistica sulle varie tipologie di guasto, si è applicato, come detto al § 3.2 metodi di analisi e raggruppamento più sofisticati per trovare delle situazioni di guasto o incidenti ricorrenti. I risultati sono riassunti nella tabella 4. La tabella riporta per ogni incidente "tipo" riassunto in prima colonna, il numero di accadimenti registrati e la minima vicinanza all'interno del gruppo di eventi, espressa ovviamente secondo l'equazione (2).

Descrizione evento "tipo"	Numero casi	Vicinanza
Caldaie a vapore (oppure autoclavi o scambiatori di calore) Corrosione ed incrostazioni diffuse su varie parti (fascio tubiera, piastra tubiera, valvole) dovute a trattamento inadeguato o mancante dell'acqua. Lavaggio chimico se il danno non è troppo esteso.	6	73%
Caldaie a vapore nell'industria tessile o alimentare con deformazione plastica di parti (piastra tubiera, fascio tubiero, Focolare) dovute a a surriscaldamento per eccessivo carico termico dovuto a cause di processo (es. inadeguata alimentazione acqua)	4	91%
Reattori batch nell'industria chimica deterioramento e rottura di parti dovuti a tenso corrosione causata dall'uso di composti aggressivi (cloruri, acido cloridrico)	3	80%
Caldaie a vapore con danneggiamento da stress termico, dovuto al cambio da olio combustibile a gas naturale (con maggior potere calorifico)	3	75%

Tabella 4 Alcuni esempio di incidenti ricorrenti rilevati nell'insieme delle schede

5. Discussione dei risultati

5.1 Ratei di guasto

Dalle indagini svolte recentemente nell'area di Varese, come quelle più datate dell'Emilia si può trarre alcune indicazioni importanti per la valutazione e gestione del rischio.

I generatori di vapore hanno un frequenza di guasto molto maggiore delle altre attrezzature, per vari motivi non ultimo il ciclo di vita particolarmente prolungato, superando spesso il mezzo secolo. Nell'ambito ospedaliero il generatori di vapore mostra un rateo di guasto ancora più alto. I generatori di vapore d'altra parte sono molto meno critici delle altre attrezzature, per cui quasi molti eventi riportati sono eventi minori, con conseguenze ridotte per lavoratori ed impianti.

I ratei di guasto per le altre attrezzature in pressione sono abbastanza allineati sia ai parametri proposti dall'API e dall'HSE. I dati proposti da TNO ed AMINAL sembrano invece smentiti nelle due realtà italiane esaminate. Questo sembra confermare lo studio di xxx, che confrontando le due maggiori fonti, HSE-FRED e TNO, ne aveva dedotto che l'approccio conservativo del primo risultava più credibile e più adatto alle esigenze di valutazione del rischio e supporto alle decisione in ambito Seveso. I membri dei Comitati Tecnici regionali che sono chiamati a valutare i rapporti di Sicurezza, esaminando in particolare gli alberi dei guasti che conducono agli incidentali dovrebbero verificare la coerenza dei ratei di guasto utilizzati dagli analisti con i valori pubblicati su HSE-FRED, che alla luce delle esperienze italiane risulta la fonte più credibile.

5.2 Modi di guasto e riparazione

I guasti su attrezzature in pressione possono dare inizio ad eventi incidentali con conseguenze gravi per gli addetti, per gli impianti e, più generale, per l'ambiente e la popolazione dei dintorni. La riduzione della frequenza di guasti e della gravità delle conseguenze sono obiettivi realistici. L'azione di miglioramento da parte dei gestori deve concentrarsi su una migliore gestione del ciclo di vita delle attrezzature, comprendendo al meglio i vari meccanismi di degrado, primi fra tutti la corrosione, ed organizzando controlli specificamente orientati a prolungare la vita utile degli impianti. Oltre ai controlli, un'attenzione particolare va data alle istruzioni operative, che devono sempre essere ben presenti agli addetti, anche per mezzo di adeguate azioni formative.

6. Conclusioni

Il lavoro svolto fino a questo punto ha permesso di fare una prima fotografia di quella che è la situazione impiantistica nazionale. I risultati sono sufficienti ad esprimere un giudizio critico ed indirizzare le scelte sulle maggiori fonti di ratei di guasto disponibili sia per il supporto alle decisioni in materia Seveso che per organizzare i programmi di ispezione basati sul rischio. Un'estensione della raccolta di dati ad altre aree geografiche permetterebbe di aumentare la confidenza rispetto ai valori pubblicati.

Per quanto riguarda i modi di guasto e riparazione la raccolta è ancora parziale, ma la metodica scelta, basata sull'elaborazione semantica dei testi raccolti permette di includere anche altre raccolte disponibili a vario titolo, aumentando così il valore delle informazioni utili per tutti i soggetti interessati alla sicurezza delle attrezzature in pressione ed in particolare per gli enti di controllo. Una particolare attenzione va dedicata alle opportunità offerte dalle politiche di trasparenza adottate da molte autorità pubbliche europee (open data) che mettono a disposizione molti dati sulle attività di controllo, prima precluse ad ogni forma di pubblicità.

Bibliografia

- [1] Bragatto, P.A. Ansaldi, S. Delle Site, C. 2013 A Pooled Knowledge Basis on Pressure Equipment Failures to Improve Risk Management in Italy. Chemical Engineering Transactions; 33: 433-438
- [2] Bragatto, PA, Delle Site, C, Faragnoli, A 2012 Opportunities and threats of risk based inspections: The new Italian legislation on pressure equipment inspection. Chemical Engineering Transactions; 26:177-182
- [3] Bush, SH Statistic of Pressure Vessel and Piping Failures. 1988 J. of Pressure Vessel Technology;110: 225-233
- [4] Pittiglio, P. Bragatto, P. Delle Site, C. 2014 Updated failure rates and risk management in process industries Energy Procedia 45: 1364 – 1371
- [5] Frabetti, M. Pallavicini, L. Notari, V. 2006 La sicurezza delle attrezzature in pressione Arpa Rivista n.3 <http://www.arpa.emr.it/documenti/arpavista/pdf2006n3>
- [6] Purple book 1997 Guideline for quantitative risk assessment <http://www.publicatiereeksgevaarlijkstoffennl/publicaties/pgs3.html>
- [7] FRED 2012 Failure Rate and Event Data for use within Land Use Planning Risk Assessments updated 28-6-2012 <http://www.hse.gov.uk/landuseplanning/failure-rates.pdf>
- [8] Aminor 2009 Handbook failure frequencies for drawing up a safety report Flemish Government LNE Department BE <http://www.lne.be/en/safety-reporting/downloads>
- [9] API Risk-Based Inspection Base Resource Document RP581, 2008 American Petroleum Institute, Washington USA.

Come estrarre conoscenza da incidenti e quasi incidenti per un'ispezione più efficace

P. Agnello*, S. Ansaldi*

*INAIL – DIT

Sommario

È ormai abbastanza consueto raccogliere in maniera informatizzata i documenti propri di un'attività. In alcuni settori si conducono sui documenti delle analisi che spesso hanno carattere prevalentemente statistico. Nel settore degli impianti a rischio d'incidente rilevante si sono create raccolte a livello comunitario per analizzare in maniera mirata i soli incidenti rilevanti in un primo momento, poi anche i quasi incidenti e gli incidenti senza conseguenze a persone e ambiente.

Presso l'Istituto sono state messe a punto delle metodologie per estrarre dai documenti quelle conoscenze che possono essere rese disponibili e riutilizzate sia dal punto di vista del gestore dell'impianto sia da parte degli ispettori che eseguono le verifiche agli impianti Seveso.

In considerazione del contesto, si presenta un'analisi sugli incidenti e i quasi incidenti che coinvolgono gli apparecchi in pressione presenti negli impianti Seveso, casi raccolti sulla base dell'allegato II della procedura di conduzione delle ispezioni indicata dal Ministero dell'Ambiente in attuazione del D.Lgs334/99 e s.m.i..

L'obiettivo è quello di individuare quelle conoscenze che permettono all'ispettore di avere un'idea a priori degli elementi critici di carattere tecnico-strutturale o gestionale dell'impianto che va a verificare o di una determinata tipologia di problemi che si presentano ad un apparecchio o suo componente.

Per avere una casistica più ampia da analizzare ci siamo riferiti sia a banche dati riconosciute dalla comunità scientifica a livello internazionale sia ai *repository* proprietari.

I casi significativi, selezionati dalle raccolte, sono stati analizzati con strumenti semantici al fine di estrarre la conoscenza per evidenziare i punti di forza ed i punti deboli nei sistemi di gestione.

1. Introduzione

Dall'entrata in vigore della prima direttiva Seveso, l'Istituto è stato impegnato nelle ispezioni richieste per legge. Si sono, in parallelo, rafforzate anche professionalità legate a specifiche tipologie di apparecchi, ad esempio quelli in pressione, per i quali la verifica viene fatta da esperti dell'Istituto che, con gli anni, hanno costituito un nucleo di conoscenza di grande valore. Tali apparecchi, peraltro, sono spesso collocati negli impianti che ricadono sotto la direttiva Seveso, pertanto rivestono un doppio aspetto di interesse.

La modalità con cui l'attività ispettiva è condotta ha portato ad una ridotta condivisione dell'esperienza fatta, sia tra colleghi sia nei confronti di nuovi ispettori.

Un primo ostacolo è stato la presenza prevalente di documentazione cartacea difficile da gestire, conservata in luoghi di scomodo accesso e quindi non condivisibile all'occorrenza. Altro ostacolo alla condivisione è, spesso, la suddivisione delle ispezioni per afferenza geografica e per tipologia di impianto che ha creato delle esperienze specifiche e meno condivisibili con colleghi che si occupano di altre realtà.

Il punto di forza della direttiva Seveso, ovvero essere sovranazionale con recepimento da parte degli Stati Membri, è stato di stimolo anche per condividere, in un primo momento, le criticità che hanno portato ad incidenti rilevanti, e successivamente esteso anche ai quasi

incidenti, creando il database europeo *eMARS* (Major Accident Reporting System) [4], che viene alimentato dai singoli stati registrando l'incidente ed è consultabile on-line, al fine di realizzare le cosiddette "lezioni apprese".

Preso *eMARS* come spunto, considerate le oggettive difficoltà nei passaggi di consegna ai nuovi colleghi e con l'introduzione di documenti in forma digitale, è emersa l'esigenza di condividere, con strumenti informatizzati, tutta la conoscenza accumulata negli anni, invogliando i singoli a contribuire alla raccolta e alla messa a disposizione di tutti quei documenti che possano essere d'aiuto sia per motivi di studio ed approfondimento, sia per ispezioni ad impianti simili per tipologia e caratteristiche, sia in caso di ispettori diversi in impianti già ispezionati da altri colleghi, sia, infine, da utilizzare per la formazione su casi reali di nuovi ispettori.

Si sono così formate, con contributo spontaneo, delle raccolte documentali sull'esperienza operativa sviluppata all'interno dell'Istituto per l'acquisizione e l'utilizzo delle quali sono stati creati strumenti informatici ad hoc. Il passo successivo è stato quello di rendere fruibile la conoscenza contenuta in questo gran numero di documenti agli utenti interessati, gli ispettori, attraverso una metodologia di ricerca avanzata basata su motore semantico.

L'idea di per se non è originale considerate le altre basi di dati di argomento simile, prima tra tutte la già citata *eMARS*, ma quello che sicuramente merita attenzione è l'aver scelto di mettere insieme l'esperienza operativa, con documenti spesso in linguaggio naturale, non sempre organizzati secondo schemi fissi, con la documentazione tecnica e normativa che permetta di entrare nel dettaglio di approfondimento che giunge al singolo componente dell'attrezzatura collegata ai problemi riscontrati e valutare l'esito di soluzioni "reali" adottate.

Verranno evidenziati gli obiettivi che il lavoro si propone di raggiungere nel §2; sarà illustrata, nel §3, la metodologia di costruzione delle raccolte documentali per la loro fruibilità e le potenzialità degli strumenti di ricerca sviluppati, nonché le modalità di integrazione con le principali raccolte documentali di argomenti analoghi presenti nel panorama internazionale. Infine, nel §4, i risultati saranno presentati sotto forma di esempi e riprodurranno l'estrazione di conoscenza ed il relativo dettaglio di approfondimento che si possono raggiungere utilizzando il sistema sino a quel punto descritto.

2. Obiettivi

Per condividere in questo lavoro un linguaggio comune, occorre specificare cosa si intende con i tre termini che ricorreranno spesso nel documento. L'archivio o raccolta documentale indica quei documenti di varia natura raccolti al nostro interno e suddivisi principalmente per carattere tematico; il secondo termine è il *repository* che indica l'insieme dei documenti di un archivio memorizzati in maniera organizzata ed etichettati in funzione di uno o più obiettivi di ricerca, collegati al motore di ricerca semantico. Infine, col nome di banca dati o base di dati intendiamo i *repository* istituzionali, come ad esempio *eMARS*, ufficialmente riconosciuti come riferimento dall'istituzione che li ha creati per una comunità di utenti del settore e che li gestisce ed aggiorna.

Mettendo a sistema quanto ruota intorno agli stabilimenti industriali, dalle norme, alle attività di ispezione e verifica, alle lezioni apprese dall'analisi di incidenti e quasi incidenti, si quantifica l'enorme valore conoscitivo che tutti gli attori del settore potrebbero mettere a disposizione [5].

Rilevato, quindi, in diverse occasioni, spesso casuali, l'enorme valore che la conoscenza dei singoli può avere per l'intero gruppo, si è pensato di costruire un *repository*, che contenesse i documenti già in formato digitale, o digitalizzati per l'occorrenza, ritenuti rilevanti ai fini di analisi conoscitive di specifici problemi, individuati, in una prima fase, attraverso il giudizio degli ispettori stessi che hanno deciso cosa inserire nel *repository*.

Obiettivo principale, è la condivisione della conoscenza per mezzo di *repository* consultabili *on-line*, sia dalle postazioni d'ufficio sia per mezzo di dispositivi portatili e questo, grazie alla possibilità di fare statistica su problemi ricorrenti o tipologie di guasto, diviene lo strumento di indirizzo per gli ispettori che sono incaricati di un'ispezione in uno stabilimento molto complesso e non già noto.

Diviene in questo modo obiettivo secondario, ma di pari rilevanza, la raccolta organizzata di una mole enorme di documentazione di valutazione ispettiva e tecnica, che altrimenti andrebbe dispersa poiché in carico alla sola persona che ha svolto quelle attività.

Ultimo, ma non meno importante, obiettivo è quello di creare uno strumento efficace per la formazione di nuovi ispettori attraverso la realtà di casi già affrontati dai predecessori, l'esperienza operativa da essi fatta in campo, la proposta di soluzioni e la valutazione degli effetti che queste hanno portato in termini di miglioramento della sicurezza.

L'archivio, così generato, rappresenta la storia del settore e permette anche di seguire l'evoluzione della materia senza perdere traccia degli importanti contributi, anche in ambito normativo, che l'esperienza operativa e la ricerca sviluppata nei diversi ambiti per risolvere specifici problemi, hanno portato.

Dal punto di vista della consultazione si è scelto l'utilizzo dei nuovi motori di ricerca semantici personalizzabili, che permettono la navigazione intelligente attraverso un numero così elevato di documenti, poiché si basano su combinazioni "sense", per il dominio di riferimento, di parole e frasi che vengono recuperate nei testi solo laddove si presentino con le caratteristiche semantiche che in maniera semi-automatica ha impostato l'utente quando ha composto la *query*, ovvero l'interrogazione, di proprio interesse.

3. Materiali e metodi

La metodologia proposta si basa su due aspetti: la raccolta dei documenti organizzata secondo una modalità funzionale alle operazioni successive (*repository*), la messa a punto di una modalità di ricerca basata su motore semantico che permetta un accesso rapido e ragionato alle informazioni richieste dall'utente.

Nella composizione del *repository*, per avere una casistica più ampia da analizzare, sono state prese in considerazione sia raccolte proprietarie, cioè documenti frutto di ispezioni e verifiche da parte del personale qualificato Inail, sia banche dati esterne, riconosciute come di riferimento sulla materia dalla comunità scientifica internazionale.

Sono stati poi analizzati i metodi di ricerca disponibili e comunemente utilizzati, individuandone i punti di forza e i punti deboli.

I motori di ricerca tradizionali per testo libero ricercano, con un confronto di stringhe, nel testo del documento le parole digitate dall'utente; il risultato è certo ai fini dell'individuazione della parola ma, non preoccupandosi né del significato né del contesto in cui il termine è ricercato, potrebbe essere affetto da ambiguità dovuta ai diversi significati della parola in contesti differenti.

La ricerca per metadati, ovvero le informazioni che, associate ad un testo, ne descrivono il contenuto specificandone il contesto di riferimento, risulta più agile nel reperimento del documento ma necessita di assegnare i metadati, conoscendone i valori corretti a priori.

I motori di ricerca semantica si preoccupano, invece, di associare il significato alla parola e raggruppare i documenti individuati in base alla appartenenza ad uno stesso dominio di significato. Permettono di accedere quindi al contenuto non strutturato di un documento e di ottenere qualcosa di coerente e significativo rispetto alla *query* posta. Le risposte così ottenute risultano più "vicine" al contesto in cui si muove la ricerca, la difficoltà maggiore sta nella preparazione e nello sviluppo della "struttura" semantica propria di ciascun dominio.

3.1 Raccolte di documenti

In questo lavoro sono considerate due raccolte proprietarie che riguardano le ispezioni agli stabilimenti a rischio di incidente rilevante e la casistica di guasti alle attrezzature in pressione.

La prima delle due raccolte è *RISPE (Risposte agli Ispettori)* una collezione proprietaria dell'Istituto che raccoglie i documenti delle ispezioni agli impianti Seveso, secondo quanto indicato dal Ministero dell'Ambiente in attuazione del D.Lgs. 334/99 e s.m.i. Questa raccolta è frutto dell'iniziativa di alcuni ispettori che hanno sentito l'esigenza di condividere, almeno all'interno dell'Istituto, l'esperienza e la conoscenza acquisita durante le ispezioni. La collezione contiene, oltre ai rapporti conclusivi delle ispezioni, anche le esperienze operative, cioè incidenti e quasi-incidenti segnalati dalle aziende (Allegato II del D.M. 09/08/2000), e le valutazioni sulle attrezzature critiche e le misure di prevenzione e protezione adottate (Allegato IV del D.M. 09/08/2000).

FAIL è la seconda raccolta presa in considerazione. Essa contiene in maniera sistematizzata le schede relative ai guasti delle attrezzature in pressione e fa parte di una sperimentazione avviata in collaborazione con alcune ASL. Uno degli obiettivi è quello di valutare, ed eventualmente aggiornare, i dati di affidabilità impiantistica (modalità e frequenza di guasto dei componenti), in particolare delle attrezzature in pressione. I dati di affidabilità sono alla base della valutazione del rischio, intesa classicamente come prodotto della probabilità di accadimento e della severità delle possibili conseguenze [1], [2]. D'altra parte la raccolta rappresenta anche l'occasione di migliorare e condividere la conoscenza relativa ai tipi e alle cause di guasto delle attrezzature in pressione [3].

Alle raccolte proprietarie sono state affiancate quelle internazionali che per contenuto si avvicinavano di più ai temi di indagine e sono state scelte: *eMARS*, *ARIA*, *CCPS*.

Il sistema *eMARS*, citato nell'introduzione, è stato istituito dalla Direttiva Europea Seveso 82/501/EEC nel 1982 con l'obiettivo di agevolare lo scambio di "lezioni apprese" tratte da incidenti e quasi incidenti che abbiano coinvolto sostanze pericolose, al fine di migliorare la prevenzione degli incidenti chimici e mitigare le possibili conseguenze. Il sistema raccoglie la reportistica, obbligatoria, degli incidenti chimici rilevanti avvenuti nei diversi Paesi dell'Unione Europea, e quella volontaria inviata da Paesi non appartenenti all'Unione.

ARIA (Analyse, Recherche et Information sur les Accidents) è un sistema di raccolta degli eventi incidentali che hanno o potrebbero aver provocato danni alla salute o sicurezza pubblica, all'agricoltura, alla natura o all'ambiente. Il sistema è stato sviluppato da *BARPI (Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels)*, l'ufficio per l'analisi dei rischi industriali e dell'inquinamento del Ministero francese dell'Ecologia, Sviluppo Sostenibile e Energia [6]. I documenti raccolti si riferiscono agli eventi incidentali avvenuti principalmente in impianti industriali, ma anche in agricoltura o nel settore del trasporto di sostanze pericolose. Si tratta di una banca dati che registra soprattutto gli incidenti avvenuti in Francia; ma sono raccolti anche quegli incidenti esteri che hanno causato gravi conseguenze oppure hanno un valore in termine di acquisizione di esperienza e conoscenza.

CCPS (Center for Chemical Process Safety) è un'organizzazione non-profit in ambito *AIChE (American Institute of Chemical Engineers)*, che affronta i problemi di sicurezza di processo all'interno delle industrie chimiche, farmaceutiche e petrolifere. In particolare, *CCPS Safety Beacon* fornisce una documentazione (*Safety Alert*), in formato scheda, su specifici temi, che può considerarsi alla stregua di messaggi di sicurezza per i gestori degli impianti e del personale di produzione [7].

3.2 Motori di ricerca

Gli archivi esterni, *eMARS* e *ARIA*, utilizzano motori di ricerca personalizzati richiamati attraverso le *query* impostate sull'interfaccia utente. Il motore di *eMARS* basa principalmente la ricerca sui metadati, ovvero informazioni relative alle date di accadimento e le tipologie di attività industriali, e fornisce come risultato un elenco di documenti. Esiste anche la possibilità di ricercare un testo libero, tuttavia, visualizzato l'elenco di documenti estratti, non si può stabilire quale sia la relazione con la ricerca effettuata, senza consultare direttamente ciascun documento.

ARIA è un sistema più articolato e complesso del precedente, raccoglie circa 40.000 casi incidentali, e la ricerca si può effettuare scegliendo fra diversi argomenti organizzati su vari livelli di specificità, come parole chiave o testo libero, componendoli in modo inclusivo o esclusivo. Il risultato è un documento che raccoglie la descrizione degli incidenti che soddisfano le ricerche effettuate. Inoltre, sono disponibili dei report tematici che possono considerarsi risposte a ricerche generali, per esempio incidenti accaduti a determinate tipologie di attrezzature (i.e. caldaie a gas), o a determinate attività industriali (i.e. fuochi d'artificio).

Il sistema di ricerca utilizzato con gli archivi proprietari, *RISPE* e *FAIL*, è *OmniFind Enterprise Ed. (OFEE)* [8], basato su un'architettura flessibile ed aperta, personalizzabile sia come interfaccia utente che come funzionalità. Utilizza un motore di ricerca che dispone di funzionalità avanzate, basate su ricerche di testo libero all'interno del documento, di attributi e metadati, arricchite da strumenti per la gestione di sinonimi, lingue differenti, o declinazioni delle parole (*lemming*).

Una delle maggiori peculiarità del sistema è rappresentata dalla generazione automatica del sommario relativo al documento trovato come risultato della ricerca. Il sistema infatti utilizza le parole indicate nella ricerca per generare dinamicamente un riassunto estraendo dal documento le frasi in prossimità dei termini cercati ed in cui questi vengono evidenziati in diversi colori. I sommari così evidenziati sono visualizzati nella lista dei risultati e l'utente ha perciò la possibilità di determinare immediatamente e con facilità il contenuto di ciascun documento e stabilire quale possa essere la rilevanza del documento reperito rispetto alla sua richiesta. La dinamicità della creazione del sommario garantisce che siano evidenziate le parti di interesse, e che si possa rapidamente valutare l'aderenza del contenuto del documento alla ricerca effettuata e quindi la sua utilità.

Infine, i risultati sono visualizzati secondo una classificazione dei documenti estratti costruita sulla base di un punteggio calcolato dinamicamente dal sistema e assegnato a ciascun documento, che dipende da quali e quante parole sono state trovate al suo interno.

Le personalizzazioni che è stato possibile realizzare hanno riguardato in particolare:

- l'interfaccia utente, con la visualizzazione di elenchi predefiniti (pericolosità delle sostanze, attività industriali) relativi cioè a quegli elementi caratteristici del dominio da cui la *query* non può prescindere;
- il *Category Tree*, ovvero la struttura gerarchica ad albero in tutto simile al *file system*, i cui nodi sono le categorie utilizzate per organizzare i documenti nel *repository*. Questo metodo serve per limitare la ricerca alle specifiche categorie di documenti;
- gli strumenti specifici per arricchire le funzionalità di ricerca partendo da una *query*, tra questi di evidente utilità:
 - o sinonimi, il loro impiego è particolarmente utile perché evita all'utilizzatore finale di stabilire tutti i modi possibili in cui si può nominare un elemento, comprese le traduzioni in diverse lingue o l'utilizzo di espressioni gergali. Per esempio per il "generatore di vapore", i sinonimi sono definiti come

- combinazioni di plurale e singolare, con o senza il termine “vapore”, in lingua italiana, inglese e francese, oppure espressione gergale (“GV”);
- supporto di lingue diverse, non solo utilizzando i sinonimi ma anche associando a ciascun archivio di documenti la lingua prevalente; nel nostro caso per i documenti Seveso è stato indicato l’italiano, per l’archivio *ARIA* è indicato il francese, per *eMARS* l’inglese;
 - annotatori, cioè funzionalità software sviluppate per estrarre concetti più articolati o strutturati. Per esempio, il codice Ateco, laddove definito, può essere “annotato” come metadato all’interno del documento e quindi trovato nelle operazioni di ricerca.

Uno strumento, infine, fuori linea è lo “Sviluppo in progress” ovvero un *log file* che registra le ricerche in testo libero svolte dall’utente in modo da arricchire e potenziare le modalità di raggruppamento dei termini (es. sinonimi, annotatori...).

3.3 Organizzazione e classificazione del *repository*

Il *repository* è composto da documenti provenienti dagli archivi proprietari. Tuttavia per alcuni temi si è deciso di importare in questo sistema anche documenti che provengono dalle basi di dati pubbliche sopra descritte.

I documenti sono memorizzati nella loro versione originale e organizzati in diverse strutture logiche. Ogni struttura è caratterizzata da “attributi”, ovvero tipi di informazioni i cui valori sono usati per classificare il documento secondo i criteri propri di *OFEE*.

L’individuazione degli attributi e la scelta dei valori che possono assumere sono azioni particolarmente critiche (per individuarne numero e tipologia) e complesse (richiedono conoscenza e contestualizzazione rispetto a tutto il documento e rispetto ai diversi documenti). Infatti, da queste scelte dipendono sia il modo in cui si classificano e organizzano i documenti nel *repository*, sia il loro recupero e l’identificazione durante le attività di ricerca.

L’attributo comune a tutte le strutture logiche definite è il *tipo di documento*, che specifica la natura del documento, se è un’esperienza operativa, una scheda di guasto, un’analisi incidentale e così via. Altri attributi invece sono più inerenti alle specificità dell’archivio di appartenenza, per esempio, la *fonte* nel caso di documenti che provengono da archivi esterni, oppure il *tipo di attività industriale* nel caso di documenti aziendali. Il numero di attributi per ciascun documento è comunque limitato, così da semplificare la sua archiviazione, che può essere svolta anche da persone non esperte della materia trattata.

3.4 Metodologie

Non esiste una metodologia assoluta da seguire, ma si propone di articolare la ricerca in fasi successive di raffinamento, utilizzando, di volta in volta, le modalità più appropriate. Si può perciò avviare la ricerca partendo dalla struttura ad albero che rappresenta l’organizzazione dei documenti, il *Category Tree*, quindi si possono indicare i termini della ricerca, testo libero o attributi, raffinando successivamente fino ad ottenere un insieme che sia significativo rispetto all’obiettivo di ricerca. Oppure si può partire da un argomento particolare (per esempio un caso incidentale specifico) e con successive ricerche verificare se esistono incidenti *simili*. Il numero e il tipo di documenti trovati, la classificazione (*ranking*) indicata dal sistema e la qualità dei risultati, cioè il contenuto dei sommari visualizzati, rappresentano i fattori con cui l’utente può verificare e validare l’efficacia della ricerca svolta. Per esempio, se il numero di documenti trovati continua a restare molto alto probabilmente la ricerca resta troppo generale e quindi poco significativa. Di contro per una ricerca che non dà risultati non si può concludere nulla,

perché potrebbe essere errata l'impostazione della ricerca, ma potrebbe anche essere limitato il bacino di documenti messi a disposizione.

Ricordiamo che al momento si tratta di *repository*, anche quelli proprietari, parziali, popolati solo di documenti forniti da un ristretto numero di ispettori.

4. Risultati

Di seguito si presentano alcuni esempi di come si possono svolgere le ricerche, con diversi obiettivi, ponendo domande che permettano di giungere ad un insieme di documenti significativi.

Figura 1– RISPE - Interfaccia utente

La fig.1 illustra come si presenta l'interfaccia: a sinistra il *Category Tree* organizzato per tipo di documento o archivio di appartenenza, al centro ci sono le liste predefinite di valori su cui effettuare la ricerca (es. *Attività*, *Sostanza*), infine un campo relativo all'inserimento di testo libero, con la possibilità di combinare in modo logico le ricerche. Il risultato della ricerca è rappresentato dall'elenco dei sommari, in cui compaiono evidenziati i termini trovati. La prima colonna contiene il valore di *ranking* o classificazione assegnato al documento. I diversi colori rappresentano i gruppi di elementi trovati, nell'esempio i raggruppamenti sono tre, corrispondenti alle perdite di contenimento (celeste), alle conseguenze incidentali occorse (rosa), ai tipi di sostanze coinvolte (verde).

La prima *query* effettuata è per valutare quali e quanti siano i documenti che indicano eventi che si possano ricondurre alla *perdita di contenimento* nell'ambito dell'*Esperienza Operativa*. Le "parole" potrebbero però non essere esplicitamente citate nei documenti, ma il concetto può essere espresso attraverso altri termini, quali: *rilascio*, *fuoriuscita*, *perdita*, *gocciolamento*, ecc. Il loro insieme costituisce un gruppo rappresentativo di termini per esprimere il concetto di *perdita di contenimento*, per esempio:

Query: (rilascio | release | perdita | loss | fuoriuscita | leak | gocciolamento)

Inoltre, a partire dai risultati della ricerca, si può valutare quali di questi abbiano portato ad un evento incidentale, ciò equivale ad estendere la ricerca ai tipi di incidente, tenendo conto anche di parole simili, ad esempio: (*incendio | esplosione | fuoco | deflagrazione*). I documenti estratti si riducono drasticamente di numero, e tra questi si potrebbe voler conoscere quali hanno a che fare con il *gas*.

Si noti che il numero di documenti trovati compare in cima alla finestra dei sommari e che il sommario, prodotto dinamicamente dal sistema, offre il vantaggio di poter capire e valutare immediatamente se il documento sia o no di interesse. Per esempio, il secondo documento visualizzato si può escludere, perché di fatto tratta di una situazione che non ha portato a conseguenze incidentali (*senza incendio*). Inoltre utilizzando l'attributo relativo alle attività si trova a quali settori industriali si riferiscono i documenti.

Come detto in precedenza, lo strumento può essere utilizzato per la formazione degli ispettori, sfruttando la conoscenza presente nei documenti. Perciò può essere utile partire da eventi incidentali, anomalie o guasti, per risalire alle possibili cause che li hanno provocati e vedere quali altri casi si possono ricondurre a situazioni simili. Le ricerche si effettuano in fasi successive e la lettura dei riassunti dinamici, oltre alla possibile consultazione dei documenti, risulta essenziale nella definizione delle *query* successive.

È noto che la corrosione, ad esempio, sia una delle principali cause di danno delle attrezzature, in particolare quelle in pressione ed inoltre le caratteristiche chimiche dell'acqua utilizzata possono essere fonte del problema di corrosione nei sistemi termici. Cercando nell'archivio dei guasti (*FAIL*) emergono incidenti simili tra loro (*rottura di saldature, incrostazioni, corrosione, ostruzione*) accaduti a diverse tipologie di attrezzature (*scambiatori, generatori, autoclavi*). In fig.2 si leggono i risultati della seguente richiesta:

Query: *acqua (scavenger | trattamento | trattata | impiegata) (erra~ | "non adeguata" | insufficiente | "minore di" | "non trattata" | mare) (sterilizzatrice | generatore) (incrostazione | intergranulare | fragilità | vaiolatura)*.

84,08%	19/03/14	<p>🔍 Scheda n.1406 Lavorazione gomma</p> <p>...25 SCHEDA N 6 GENERATORI DI VAPORE Tipo GS Anno costruzione 1976 Categoria utente Lavorazione gomma 1 pressione 15 bar ...52 Capacità 6585 l Superficie 85 m2 Stato attuale Demolito Producibilità 3 0 t h Descrizione dell'apparecchio Generatore di ...Anomalie e relative cause Cricche nella saldatura tra fasciame e piastra tubiera anteriore provocata dai fenomeni di corrosione fragilità caustica imputabile ad errato trattamento dell'acqua associato a difetti del materiale originario inclusioni non metalliche. ...stessa Azienda con lo stesso numero di ore di esercizio e lo stesso trattamento acqua. ...</p>
84,05%	19/03/14	<p>🔍 Scheda n.1405 Lavorazione gomma</p> <p>...24 SCHEDA N 5 GENERATORI DI VAPORE Tipo GS Anno costruzione 1976 Categoria utente Lavorazione gomma 1 pressione 15 bar ...52 Capacità 6585 l Superficie 85 m2 Stato attuale Demolito Producibilità 3 0 t h Descrizione dell'apparecchio Generatore di ...Anomalie e relative cause Cricche nella saldatura tra fasciame e piastra tubiera anteriore provocata dai fenomeni di corrosione fragilità caustica imputabile ad errato trattamento dell'acqua associato a difetti del materiale originario inclusioni non metalliche. ...stessa Azienda con lo stesso numero di ore di esercizio e lo stesso trattamento acqua. ...</p>
83,06%	20/03/14	<p>🔍 SCHEDA PROGETTO FAIL n. 1023 GV Incrostazione</p> <p>...2 Categoria rischio secondo PED IV 2 Superficie m solo generatori 205 Producibilità t h solo generatori 10 Procedura di ...economiche 1 Danneggiamento attrezzatura incrostazioni 2 Perdita attrezzatura 3 Danneggiamento beni immobili 4 Fermo impianto 5 altro Stima conseguenze economiche ...Sostituire l'impianto di trattamento acqua e o renderlo funzionante trattasi di addolcitore Sono state effettuate valutazioni di idoneità all'...S1 x NO Descrizione anomalia A seguito di visita interna si rilevano incrostazioni diffuse su tutte le membrane lato H2O. Cause ipotizzate Addolcitore fuori uso mesi alimentazione acqua al generatore senza pre trattamento E O trattamento insufficiente Materiale della membratura ...</p>
80,84%	19/03/14	<p>🔍 Scheda n.1506 Istituto Universitario</p> <p>...11 02 92 2 temperatura 138 C Capacità 148 50 l Stato attuale Demolito Descrizione dell'apparecchio Autoclave sterilizzatrice con ...la causa è da attribuirsi ad un indebolimento intergranulare del materiale acciaio inox innescato da composti clorati in quanto nell'apparecchio veniva impiegata acqua di mare. Tale corrosione intergranulare associata a probabili fenomeni di fatica ha causato il rapido progredire delle cricche. ...che si è accentuato il fenomeno di corrosione intergranulare. ...</p>
80,32%	19/03/14	<p>🔍 Scheda n.1511 Azienda ospedaliera</p> <p>...C Capacità 186 l Stato attuale Attivo Descrizione dell'apparecchio Sterilizzatrice per ferri chirurgici con serbatoio di vapore autoproduttore a resistenze elettriche e con camera sterilizzatrice superiore in diretta comunicazione. Vapore formato da acqua proveniente da addolcitore a resine scambiatrici di ioni. Descrizione sintetica dell'anomalia Valvola di sicurezza bloccata da incrostazioni e ossidi non previsti. ...sulla tubazione di scarico e al funzionamento saltuario e non previsto con acqua non trattata. ...</p>
76,21%	20/03/14	<p>🔍 SCHEDA PROGETTO FAIL n. 1103 scambiatore di calore</p> <p>...PED 2 generatore di vapore a ricircolo Categoria rischio secondo PED IV generatore di vapore a ricircolo 2 Producibilità t ...Cio può aver determinato la presenza indesiderata di una quantità non trascurabile di O2 disciolto nell'acqua che ha dato luogo al fenomeno di vaiolatura. ...L'esame visivo effettuato sull'intero spezzone ha evidenziato la presenza di un'estesa vaiolatura localmente molto profonda figura 1. ...vince l'impiego di ioni solfito SO32 come scavenger per l'ossigeno disciolto. ...</p>

Figura 2 – Risultato della ricerca per tipo di cause, di attrezzature, di guasti

La domanda successiva può essere quella di verificare se anche gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante hanno riscontrato problemi analoghi. La ricerca si può perciò

generalizzare togliendo la limitazione sui tipi di attrezzature, ottenendo ulteriori documenti, come ad esempio uno derivante dall'*Esperienza Operativa*.

Altro tipo di indagine può essere quello di capire il fenomeno *corrosione* in presenza di sostanze aggressive, quali il cloro o suoi derivati, in attrezzature operanti nelle industrie chimiche.

Query: corrosione cloro (tubazioni | attrezzature)

Con questa interrogazione si trovano documenti da tre fonti: *ARIA* (di cui la fig.3), schede di guasti (*FAIL*) su attrezzature ed esperienze operative. Analizzando i sommari si trova che non tutti si riferiscono a eventi di corrosione causata dal cloro; in un documento di *ARIA*, per esempio, si parla di “*perdita di cloro da una tubazione dovuta a problemi di corrosione esterna*”, quindi questo documento deve essere scartato dai risultati.

La ricerca è stata ulteriormente ristretta inserendo i tipi di danno provocati dalla corrosione da cloro, per esempio *perdite, fessurazioni, fori*.

77,60% #	17/07/14	🔍 Aria 31094 2005 France ...base Dans une usine chimique un détecteur de phosgène COCl ₂ se déclenche alors que l'unité phosgénation est en phase ...Par précaution 2 employés sous-traitants dont les badges phosgène se sont légèrement colorés dose inférieur à 5 ppm min sont ...Finalement un trou de corrosion sur le circuit de liaison entre le groupe de vide de l'unité et le ...La présence concomitante d'un flux de gaz important et du trou de corrosion permet d'expliquer qu'une faible quantité de phosgène ait été rejetée ...
77,34% #	17/07/14	🔍 Aria 16318 1985 France. ...Dans l'atelier de blanchiment d'une papeterie une fuite de chlore se produit sur un circuit d'alimentation à la suite de la corrosion d'un point d'attache. Six ouvriers sont intoxiqués. Quelques heures plus tard un brasero met le feu à des déchets de papier. L'incendie est maîtrisé rapidement par des sprinklers ...
76,83% #	17/07/14	🔍 Aria 340 1988 France ...Une fuite évaluée à 600 kg de chlore gazeux a lieu en fin de dépotage d'un wagon. ...L'intervention dure 10 mn mais la fuite aurait été plus faible si l'opérateur Cl₂ avait immédiatement appuyé sur ...La fuite sur la canalisation en acier doux de transfert du Cl₂ gazeux 40 mm est due à la fusion ...de l'épaisseur de la pièce dues à une corrosion interne. ...dégazage après dépotage se condenser en certains endroits malgré les 25 à 30 C du local et entraîner une corrosion ...
76,16% #	17/07/14	🔍 Aria 7559 1995 France. ...de 200 t j une fuite évaluée à 50 kg de chlore liquide Cl₂ sous 8 b a lieu durant ...Les services médicaux examinent 3 employés et 3 riverains présentant des brûlures cutanées ou des présomptions d'inhalation de Cl₂ . La fuite qui est due à une corrosion brèche de 5 mm sera maîtrisée 51 min après le début de ...Celle-ci permet de confirmer la présence sur un joint de soudure côté eau de refroidissement d'une corrosion de type ...Des mesures de potentiel Redox sont mises en place sur le circuit eau ainsi qu'un détecteur Cl₂ supplémentaire sous ...
75,80% #	17/07/14	🔍 Aria 36547 2009 France ...N 36547 17 07 2009 FRANCE 59 WASQUEHAL C20 59 Fabrication d'autres produits chimiques n.c.a. Dans une usine chimique la corrosion interne d'une vanne d'une cuve de 17 t d'acide chlorhydrique provoque vers 6 h un trou dans la tuyauterie et le dégagement d'une épaisse fumée 50 l d'acide se déversent et sont contenus ...Les secours évacuent 1 employé victime de maux de tête et colmatent la fuite avec des équipements spéciaux. L'activité de l'usine reprend normalement vers 8 h ...

Figura 3 – Documenti individuati in *ARIA*

In modo analogo, si possono analizzare incidenti analoghi ma accaduti in presenza di sostanze aggressive differenti, quali *acido solforico, fluoridrico e ammoniac*.

5. Conclusione

Quanto presentato vuole dimostrare che grazie alla tecnologia informatica e a metodologie consolidate è possibile raccogliere l'esperienza di coloro che per anni si sono impegnati in settori complessi e nelle loro singole parti, e condividerla e riutilizzarla con diverse chiavi di lettura a seconda dell'obiettivo che si vuole raggiungere.

Come visto, i documenti non devono essere rielaborati ai fini dell'archiviazione nel *repository*, né si richiedono in formati particolari, è sufficiente inserirli nel loro formato originale. Di qui il suggerimento, a coloro che sono impegnati nelle attività di ispezione e nella verifica di attrezzature, di rendere disponibile la propria documentazione al fine di renderla fruibile e mantenere traccia del lavoro svolto.

I risultati delle analisi, soprattutto se rilevanti dal punto di vista della numerosità di casi simili o dell'importanza dell'elemento coinvolto, potrebbero essere resi disponibili, ad

esempio, mediante bollettini informativi ad ispettori e verificatori, in maniera indipendente dall'impianto ove sono avvenuti i singoli incidenti, da utilizzare come eventuale spunto per possibili punti di attenzione nella conduzione di verifiche ispettive.

6. Bibliografia

- [1] P. Pittiglio, P. Bragatto, C. Delle Site: "Updated failure rates and risk management in process industries". Elsevier, ScienceDirect. Energy Procedia 45, 2014, pp. 1364-1371
- [2] P. Bragatto, C. Delle Site, A. Faragnoli: "Importanza dei dati affidabilistici per le analisi di rischio: progetto FAIL" negli Atti del convegno SAFAP "Sicurezza ed affidabilità delle attrezzature a pressione", Napoli, 2012. ISBN 978-88-7484-230-8
- [3] G. Gabetta: "Alterazioni delle caratteristiche, difetti, meccanismi di degrado nei materiali per le attrezzature in pressione" negli Atti della Giornata di Studio AIM / *Materiali metallici nella Direttiva Europea sulle attrezzature in pressione*, pp. 43-48, Milano, 2003
- [4] <https://emars.jrc.ec.europa.eu/>
- [5] http://ricercascientifica.inail.it/documenti_catalogo/sicurezzaINDUSTRIA.pdf "Gestire la Sicurezza negli Stabilimenti Industriali" a cura di P. Pittiglio, P. Bragatto, INAIL, 2010
- [6] <http://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/find-accident/?lang=en>
- [7] <http://www.aiche.org/ccps/resources/process-safety-beacon>
- [8] http://www-01.ibm.com/support/knowledgecenter/SS5SQ7_8.5.0/welcome.html

Dispositivi di sicurezza e aperture a manovra unica

G. Giannelli*, N.R. Giannoccaro*, M.P. Marziliano*, S. Festa**, E. Zaccagnini***, C. Pierdominici****, P. Minotti*****, G. Botteri*****

*INAIL – UOT CVR Como

**INAIL – UOT CVR Catania

***INAIL – UOT CVR Milano

****INAIL – UOT CVR Bologna

*****NOSEDA S.r.l.

*****DE LAMA S.p.A.

Sommario

Uno dei maggiori problemi riscontrabili nella sicurezza dell'utilizzo delle macchine per tintura e delle sterilizzatrici, consiste nelle operazioni di apertura delle attrezzature stesse e nella protezione dell'operatore dalla proiezione di fluidi provenienti dall'interno di esse.

Si espongono di seguito le principali considerazioni in merito all'evoluzione dei sistemi di sicurezza posti a presidio delle aperture delle macchine, partendo dall'analisi dei possibili rischi e dei relativi provvedimenti di contrasto all'evento incidentale.

1. Introduzione

Negli ultimi anni si è assistito ad un profondo mutamento nel panorama normativo in materia di attrezzature in pressione. In Italia in particolare, si è passati da un regime di controllo puntuale di tutte le attrezzature prodotte, ad un regime di certificazione in accordo ad una direttiva europea, precisamente la 97/23/CE ovvero Pressure Equipment Directive (recepita con D. Lgs. 93/2000 e recentemente modificata dalla Direttiva 2014/68/UE).

Il passaggio dal regime della normativa nazionale alla direttiva europea, ha comportato una notevole discontinuità nell'approccio alla sicurezza, passando da un sistema di controllo che prevedeva un iter autorizzativo piuttosto invasivo (approvazione del progetto, controllo delle fasi di costruzione, controllo dei materiali e delle giunzioni da parte dell'ente statale preposto), ad un regime di certificazione più snello e non per questo meno sicuro.

Ne è conseguito una maggiore responsabilizzazione dei costruttori che sono stati chiamati ad una maggiore attenzione alla fase di analisi dei rischi, al fine di ridurre questi ultimi al livello più basso possibile (e comunque entro i RES imposti dalla Direttiva) demandando a specifiche indicazioni nel manuale d'uso la gestione dei rischi residui necessariamente presenti sulla macchina, contro un precedente più ferreo presidio da parte della normativa nazionale, che ha rivestito la parte della guida "cogente" alla realizzazione di sistemi in pressione sicuri.

2. Inquadramento normativo

Come accennato nell'introduzione, il profondo cambiamento imposto dalla direttiva PED ha innovato in tema di sistemi di protezione delle attrezzature ed insiemi a pressione.

In particolare per le attrezzature/insiemi oggetto di questo lavoro, si è passati dalle indicazioni previste dalla Racc. E ANCC/ISPESL ad un'analisi condotta dal fabbricante, valutata da un Organismo Notificato e parte integrante di un fascicolo di certificazione.

2.1. La Raccolta E ANCC/ISPESL e Direttiva PED

Da quanto detto finora, non stupisce se la Raccolta E, che ha costituito per anni la norma cogente per l'esercizio sicuro degli apparecchi a pressione, abbia sentito la necessità di regolare a fondo il problema legato alla fuoriuscita del fluido contenuto all'interno di autoclavi e macchine per tintura.

Invero, oltre alla Raccolta E di cui di seguito esamineremo l'approccio (per certi versi ancora perfettamente valido, considerando che trattasi di norma piuttosto datata), l'ente di controllo statale ha seguito l'emissione della Raccolta emettendo due circolari che supportavano quanto prescritto da detta norma. Va osservato che la raccolta E costituiva l'insieme delle specifiche tecniche del D.M. 21/05/1974 che a sua volta integrava il R.D. n. 824 del 12/05/1927 che invece costituiva l'ossatura portante della normativa sugli apparecchi a pressione.

Nel dettaglio, la raccolta E si occupava dei dispositivi per la chiusura e l'apertura di coperchi o portelle di apparecchi a pressione al paragrafo E.4.A.4.



L'esigenza di avere sistemi di chiusura che garantissero il confinamento dei fluidi in pressione all'interno degli apparecchi, deriva dal fatto che detti fluidi vengono eserciti, oltre che in pressione, anche a temperature piuttosto elevate; l'eventuale fuoriuscita dei fluidi e la loro proiezione sull'operatore costituirebbe, senz'altro, una severa minaccia all'incolumità dell'operatore stesso; così come l'eventuale brusco calo della temperatura a seguito dell'apertura, ad esempio di una sterilizzatrice per vetreria, comporterebbe la possibile simultanea esplosione della vetreria con proiezione dell'apparecchio e dei frammenti in varie direzioni.

Il paragrafo 1.2 della E.4.A.4. detta allora i dispositivi di sicurezza con cui debbono essere equipaggiati gli apparecchi in studio, al fine di assicurarne un sicuro esercizio:

- Dispositivo di blocco dell'immissione dei fluidi in pressione prima della chiusura e sicura chiusura di portelle o coperchi (appare evidente la finalità di questo

paragrafo e cioè evitare che il fluido investa l'operatore e comunque possa creare pericolo per lo stesso);

- Dispositivo che impedisca l'apertura spontanea dei portelli o coperchi durante l'esercizio in pressione degli apparecchi (mettendo a rischio l'incolumità dell'operatore per contatto col fluido, eventuali frammenti di oggetti fragili presenti all'interno o il travolgimento dell'operatore da parte di porte o coperchi);
- Dispositivo che impedisca l'inizio della manovra di apertura del sistema di chiusura dell'apparecchio in presenza di pressione residua (ciò è tanto più vero quanto grande è la porta, laddove anche una pressione minima distribuita sulla grande superficie può comportare il travolgimento e lo schiacciamento di chi si trovasse sul percorso della porta; vale inoltre il consueto riferimento alla proiezione del fluido sull'operatore);

Questo primo paragrafo è illuminante circa i rischi che debbono essere scongiurati al fine di prevenire infortuni. Di certo i sistemi di chiusura debbono essere affidabili e garantire un adeguato grado di resistenza (par. 1.3).

L'optimum, secondo la formula consolidata di cui è permeato tutto il sistema normativo in materia di apparecchi a pressione ante PED, consiste nel ricorrere a sistemi di tipo meccanico, comandati direttamente dalla pressione del fluido in camera, a garanzia dell'azione di sicurezza intrinseca del dispositivo.

Coerentemente con la realtà tecnologica, la raccolta E considerava due tipi di sistemi di chiusura:

- un sistema di chiusura a manovra multipla, costituita da bulloneria variamente disposta sulla chiusura, tiranteria a occhielli, morsettature di vario tipo e materiale, tutti posizionati sul perimetro del coperchio o portella, comunque caratterizzati da una manovrabilità indipendente di ciascun elemento di chiusura: appare perciò chiaro che l'apertura può avvenire solo agendo su più elementi e l'efficacia della chiusura è garantita dalla molteplicità;
- Un sistema di chiusura a manovra unica quali incastri periferici di denti ricavati sui bordi, leve a raggera, anelli cavi ecc. manovrabili con unica operazione.

Conseguentemente, per i due tipi di chiusura, stanti le differenze evidenti, vengono previste dalla norma nazionale ante PED differenti soluzioni di protezione e la conseguente adozione di diversi dispositivi.

Vediamo allora cosa prevedeva la normativa nazionale relativamente ai dispositivi di chiusura a manovra unica (paragrafo 4 della Raccolta E).

- Intanto, sicuramente, il dispositivo che impedisca l'immissione del fluido prima della chiusura certa e perfezionata del coperchio/portella (attraverso idonei sistemi di monitoraggio dello stato di chiusura degli elementi ad es. di incastro);
- Altrettanto sicuramente un dispositivo che impedisca l'inizio della manovra di apertura prima dell'azzeramento della pressione interna;
- L'adozione di un indicatore di pressione, visibile dal posto di manovra unica, in modo che l'operatore sia cosciente delle condizioni di pressione all'interno della camera;
- Se i fluidi all'interno sono non nocivi, prescrive l'adozione di un rubinetto di prova, convogliato in modo che gli scarichi non arrechino danni; sarebbe singolare ustionare l'operatore con un dispositivo di sicurezza.
- Dispositivo di blocco meccanico di chiusura ad impedire la rotazione in caso di sistemi a sovrapposizione di denti;
- Per sistemi a raggera di leve, deve essere visibile la posizione di incastro, ovvero deve essere predisposto un indicatore di avvenuto completo incastro;



- Le chiusure con anelli cavi debbono prevedere chiavistelli o analoghi dispositivi.

In chiusura la raccolta E prescrive l'accertamento della funzionalità dei dispositivi sul luogo d'impianto e nel tempo nel corso delle verifiche periodiche successive.

Va inoltre accertata la rispondenza del dispositivo al disegno o manuale e la verifica dell'integrità, e del funzionamento a bassa pressione del dispositivo meccanico di blocco.

In evoluzione la circolare 56/80 del 25/09/1980 dell'allora ANCC, introduce un concetto di livello di sicurezza inedito, stabilendo che tale livello fosse stabilito dal progettista. Introduceva un controllo di livello al fine di monitorare che l'apertura potesse avvenire con liquido ustionante al di sotto del livello di sicurezza, con imposizione dell'arresto della pompa. Tale circolare investiva in particolar modo le macchine per tintura, che notoriamente funzionano con acqua surriscaldata.

Infine affrontiamo il capitolo PED; la Direttiva prende in considerazione i sistemi di chiusura nel RES previsto al punto 2.3 dell'Al. I. con la specificazione che tale dispositivo debba essere considerato non un dispositivo di sicurezza, ma piuttosto un dispositivo regolato dal RES di cui al punto 2.3 dell'Al. I della PED (ciò è ribadito dalla Direttiva 2014/68/UE che modifica la PED, ancora da recepire).

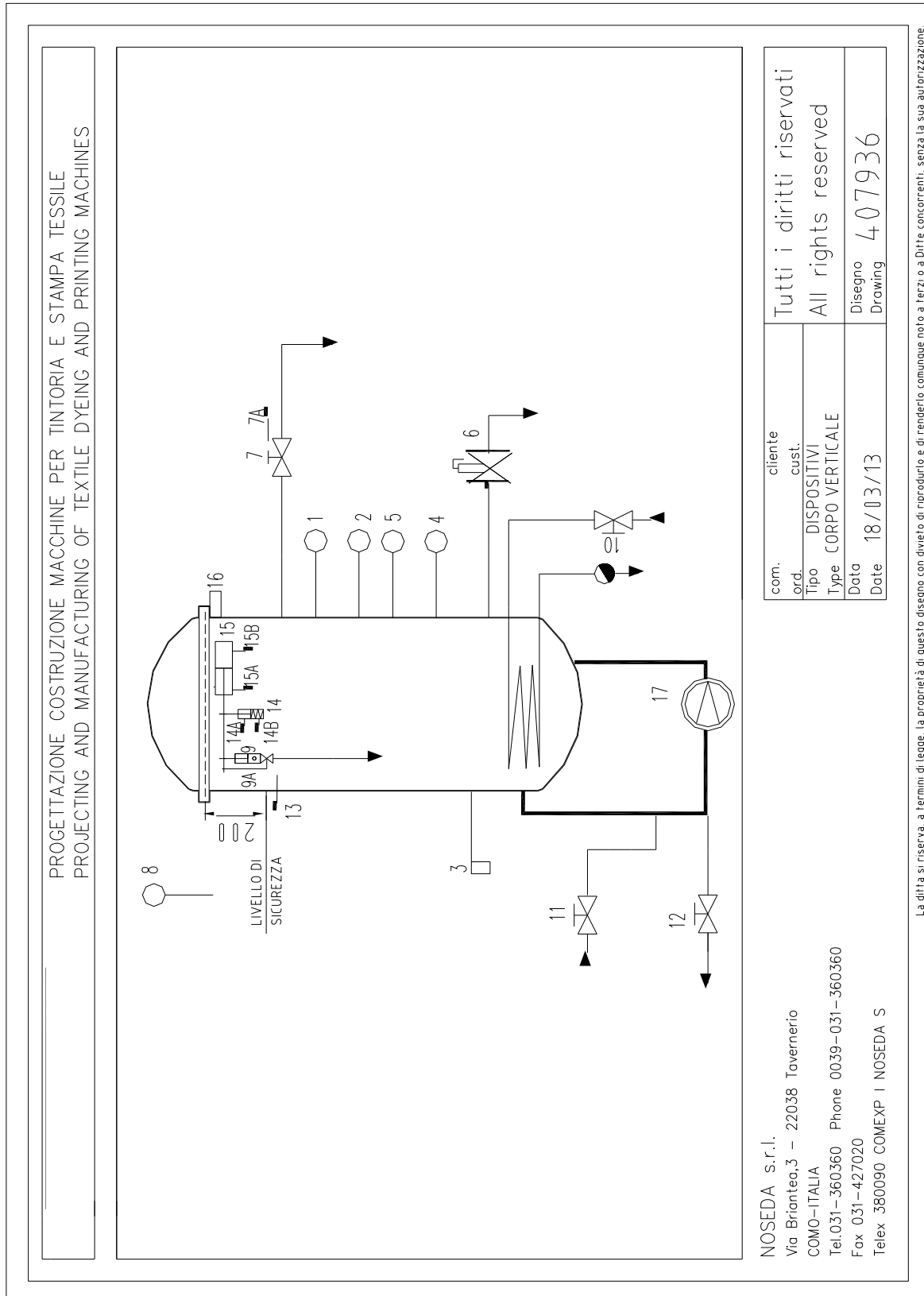


La presenza, infine, di portelle che chiudano a ghigliottina, deve indurre il fabbricante (e ciò vale in particolar modo per le sterilizzatrici) a prevedere sistemi che impediscano lo schiacciamento dell'arto dell'operatore (costola mobile, limitatore di spinta, comando a due mani).

2.2. Norme internazionali

Come visto dalla normativa quadro nazionale e dalla direttiva europea le criticità legate alle macchine coinvolgono la proiezione di frammenti di elementi sottoposti a trattamento ovvero di fluidi contenuti all'interno degli apparecchi. Un parametro considerato critico nei riguardi dei fluidi contenuti è la temperatura. Va infatti osservato come le operazioni svolte sia nelle autoclavi che nelle macchine per tintura coinvolge vapore o acqua surriscaldata. Si capisce quindi come lo sforzo di impedire che l'operatore venga investito da un getto di tali fluidi sia prioritario (si trascurava l'uso di sostanze nocive per diversa natura). Peraltro occorre osservare che, in particolare per le sterilizzatrici, occorre evitare l'apertura del portello attraverso apposito blocco con temperatura superiore a 70 °C quando sono coinvolte nel processo di sterilizzazione vetri: recenti e meno recenti incidenti inducono a valutare attentamente tale aspetto.

Affrontiamo ora l'esame, sia pur breve, delle norme principali di riferimento costruttivo, in ambito internazionale.



- Ci sentiamo di iniziare la disamina da una normativa europea, l'**AD-Merkblatter** che considera tutti i dispositivi di chiusura e le *chiusure ad azionamento rapido*; per tali chiusure si intendono tutte quelle aventi un tempo di apertura e chiusura breve. Prevede la, norma tedesca, tali chiusure anche corredate da interblocchi che garantiscano l'impossibilità di aprire involontariamente i sistemi.

Dette chiusure debbono essere idoneamente realizzate, curando in particolare la protezione dai danneggiamenti dovuti a stress funzionali e la protezione dall'apertura automatica in presenza di pressione

Particolare enfasi è posta dalle norme tedesche, sull'ispezione iniziale che comporta un accurato controllo dell'efficienza proprio dei dispositivi ad azionamento rapido.

Infine è imposto un controllo in temperatura ogni qual volta sia possibile l'evaporazione del liquido sterilizzato in vetro, al fine di prevenirne lo scoppio del contenitore.

Le chiusure debbono garantire la permanenza in condizioni di blocco del coperchio finché vi è pressione in camera; si ricorre agli interblocchi per ottenere tale requisito. In caso di mancanza di interblocchi, deve essere adottato un sistema di rilevamento della pressione collegato al sistema di chiusura che lo mantenga in posizione di sicurezza.

Deve essere previsto un sistema di sfogo della pressione in fase di apertura, in modo che ciò avvenga senza compromettere l'incolumità dell'operatore.

Tutti gli elementi debbono essere ispezionabili, e deve essere garantita la visibilità della posizione finale degli stessi.

- Un'altra norma di larga diffusione è l'**ASME VIII div. 1**; in essa si considerano i sistemi di chiusura ad azionamento rapido, quelli cioè che consentono un rapido accesso al recipiente. Il meccanismo può essere costituito da uno o più elementi in combinazione. L'attivazione dei sistemi di bloccaggio deve avvenire prima o subito dopo (differenza sostanziale con la normativa nazionale italiana che imponeva l'intervento solo ex ante) l'applicazione di una pressione. Il requisito dell'ispezionabilità degli elementi di fissaggio è condizione necessaria ai fini dell'applicazione dell'ASME VIII. Del pari va curata la possibilità di verificare visivamente o mediante altri mezzi, il bloccaggio prima dell'applicazione della pressione. Infine deve essere presente sul recipiente in pressione, un sistema di indicazione della pressione in camera, agente sulla chiusura.

Anche l'ASME come la norma tedesca, prevede lo sfogo, in modo sicuro, della pressione residua prima della completa apertura del sistema di chiusura. La norma si spinge a prevedere un sistema di segnalazione acustica o visiva, che avvisi l'operatore della presenza di pressione in camera.

- Chiudiamo, infine, questa disamina con l'**EN 13445-5**. Si tratta di una norma europea, che individua i sistemi di chiusura ad azionamento rapido quali sistemi a baionetta, a movimento centrale e a scorrimento manuale (gli schemi sono contenuti nella norma).

Tali sistemi di chiusura possono essere manuali ovvero automatici.

Devono essere immuni da influenze da parte del fluido contenuto in camera; la norma prevede la protezione dalle manomissioni da parte di personale non autorizzato, in linea con le moderne tendenze di sicurezza sulle macchine. La norma prevede inoltre la conduzione di un'adeguata e agevole manutenzione sui dispositivi. Le chiusure debbono essere provviste di segnalazioni della loro posizione di lavoro, in relazione alla pressione all'interno del recipiente.

I dispositivi di sicurezza che trasmettono un segnale di pressione debbono avere diametro minimo di 8 mm.

Deve essere prevista una ridondanza di strumenti che garantiscano lo sfogo della pressione residua in modo sicuro e senza investire l'operatore. Prima della messa in esercizio, il costruttore deve sottoporre il sistema di chiusura a controlli di funzionalità. La norma prevede l'adozione di un idoneo sistema di marcatura dei

dispositivi di chiusura identificandone il fabbricante e che indichi i parametri operativi ed i limiti d'uso (pressione, temperatura ecc.)

D'obbligo l'adozione di esaustivi manuali di istruzione (attenzione soprattutto ai rischi residui) con dettagli di funzionamento, operazioni di manutenzione da eseguire con le relative periodicità (da considerare che possono essere previsti limiti più restrittivi dalle norme cogenti) ed altri aspetti di gestione.

Conclusioni

Da quanto detto appare evidente come le norme concordino sui punti critici dei sistemi di chiusura a manovra unica o ad azionamento rapido che dir si voglia. Così risultano sostanzialmente allineate anche le soluzioni da adottare al fine di prevenire possibili infortuni agli operatori. In particolare ci sentiamo, infine, di individuare un ulteriore punto, legato alla ormai diffusa sensibilità verso l'uso scorretto della macchina. E' ormai noto come la giurisprudenza nazionale individui una responsabilità in capo al datore di lavoro e anche talvolta in capo al fabbricante, derivante dalla sottovalutazione dell'uso scorretto della macchina stessa; cioè la macchina deve essere sicura per l'esercizio ordinario, ma deve essere prevista la protezione contro le manomissioni dei dispositivi di sicurezza, almeno laddove queste manomissioni appaiono prevedibili.



Esempio di check list sicurezze macchina (fonte NOSEDA S.r.l.) in relazione ai dispositivi adottati.

Step	Descrizione azioni	Condizioni	Dispositivo
1	Operazioni sbloccaggio coperchio		Selettore sblocco chiusura
1.1	Verifica condizioni sicurezza: livello	Se livello < livello sicurezza → Ok → Step 1.2 No ok → Allarme	Sonda livello (13) + finecorsa apertura valvola scarico (12A) per apparecchi orizzontali
1.2	Verifica condizioni sicurezza: pressione	Se pressione < pressione minima sicurezza → Ok → Step 1.3	Pressostato di sicurezza (5) + finecorsa su apertura valvola sfiato (7A)

		No ok → Stop + Allarme	
1.3	Verifica condizioni sicurezza: temperatura	Se temperatura < temperatura sicurezza → Ok → Step 1.4 No ok → Stop+ Allarme	Termostato di sicurezza (2) + sonda PT100
1.4	Sblocco chiusura tramite azionamento pistoncino pneumatico sicurezza chiusura	Se finecorsa 14B ON → Ok → Step 1.5 No ok → Stop + Allarme	Pistoncino pneumatico di sicurezza (14) a semplice effetto, esteso a riposo, con finecorsa (14A) di rilievo posizione di interferenza con anello chiusura
1.4.A	Per apparecchi con sistema apertura/chiusura manuale: accertamento assenza pressione mediante pistoncino sicurezza 9 e e valvola spia 9A con leva azionamento che interferisce con leva apertura coperchio	L'azionamento della leva di apertura coperchio è possibile solo dopo aver verificato che lo stelo del pistoncino 9, pienamente visibile, non interferisce con essa ed essersi accertati mediante apertura leva valvola spia 9A dell'assenza di pressione all'interno dell'autoclave. L'accertamento dell'assenza di pressione si effettua: 1) verificando che lo stelo del pistoncino 9 sia e rimanga in posizione di riposo e verificando che non vi sia contropressione che ne provochi il ritorno in estensione. 2) azionando la leva della valvola spia 9A e verificando direttamente l'assenza di liquido o gas in pressione in uscita dallo scarico convogliato della valvola spia stessa 9A Accertamento OK → Step 1.5 No ok → Stop, interrompere ogni manovra di apertura	Pistoncino sicurezza (9) direttamente collegato con corpo autoclave chiusura Valvola spia (9A) con leva che interferisce con leva apertura coperchio e scarico convogliato in posizione visibile e non pericolosa
1.5	Apertura anelli chiusura tramite: leva ad oltrepassamento punto morto (versione manuale) o azionamento pistone pneumatico (versione pneumatica)	Se finecorsa 15A ON → Ok → Step 1.6 No ok → Stop + Allarme	Dispositivo meccanico ad oltrepassamento punto morto o pistone pneumatico doppio effetto con finecorsa 15A di rilievo posizione anelli aperti e finecorsa elettrico 15B di rilievo posizione anelli chiusi
2	Apertura coperchio (manuale o automatica)		
3	Chiusura coperchio (manuale o automatica)		
4	Bloccaggio coperchio		
4.1	Verifica corretta	Se finecorsa 16 ON →	Finecorsa 16 di rilievo

	posizione coperchio	Ok → Step 4.2 No → Stop + Allarme	posizione coperchio chiuso
4.2	Verifica corretta posizione pistoncino pneumatico sicurezza chiusura	Se finecorsa 14B ON → Ok → Step 4.3 No → Stop + Allarme	Finecorsa 14B di rilievo posizione stelo rientrato pistoncino sicurezza
4.3	Avvicinamento anelli chiusura tramite: leva ad oltrepassamento punto morto (versione manuale) o azionamento pistone pneumatico (versione pneumatica)	Se finecorsa 15B ON → Ok → Step 4.4 No → Stop + Allarme	Dispositivo meccanico ad oltrepassamento punto morto o pistone pneumatico doppio effetto con finecorsa 15A di rilievo posizione anelli aperti e finecorsa elettrico 15B di rilievo posizione anelli chiusi
4.4	Bloccaggio chiusura tramite pistoncino pneumatico di sicurezza	Se finecorsa 14A ON → Ok → Step 4.5 No → Stop + Allarme	Pistoncino pneumatico a semplice effetto, esteso a riposo, con finecorsa 14A di rilievo posizione di interferenza con anello chiusura e finecorsa 14B di rilievo posizione stelo rientrato
4.5	Chiusura coperchio completata: consenso ingresso acqua, apertura valvole ingresso acqua, termoregolazione.		

Bibliografia

- [1] UNI EN 13445-5 Recipienti a pressione non esposti a fiamma - Parte 5: Controllo e prove
- [2] AD-Merkblätter
- [3] ASME VIII Div. 1
- [4] Raccolta E ANCC ISPESL

Apparecchi in pressione esposti al fuoco: valutazione dell'efficacia delle protezioni passive

G. Landucci*, A. Tugnoli**, V. Cozzani**

*Dipartimento di Ingegneria Civile e Industriale, Università di Pisa

**Dipartimento di Ingegneria Civile, Chimica, Ambientale e dei Materiali, Alma Mater Studiorum - Università di Bologna

Sommario

L'esposizione ad incendio esterno può portare apparecchi di processo o tubazioni al cedimento per indebolimento dei materiali e contemporaneo aumento delle pressione interna con conseguenze catastrofiche. I dispositivi di protezione passiva, quali coibentazione con materiali resistenti al fuoco (PFP – Passive Fire Protection), sono un sistema consolidato per la schermatura di apparecchi in pressione e strutture di sostegno. Tuttavia la caratterizzazione convenzionale dei materiali PFP non fornisce informazioni sufficienti per la gestione della sicurezza. In particolare, tali informazioni non possono essere utilizzate per stimare il tempo di cedimento di apparecchi in pressione, che è fondamentale nella pianificazione dell'emergenza e nella prevenzione dell'effetto domino. Il presente lavoro ha avuto come scopo la valutazione dettagliata delle prestazioni dei materiali PFP per la protezione di apparecchi in pressione. Sono state utilizzate e integrate tecniche sia sperimentali che di simulazione agli elementi finiti (FEM). Lo studio è stato focalizzato su diversi materiali PFP (fibra inorganica, cemento leggero, resina intumescente).

L'attività sperimentale è stata finalizzata alla definizione di modelli per descrivere le proprietà termo-fisiche dei materiali (densità, conducibilità termica, rigonfiamento, degradazione, ecc.). I modelli sono stati validati tramite test su scala di laboratorio effettuati nel presente lavoro. Successivamente, tali modelli sono stati implementati in simulazioni FEM del comportamento di apparecchiature di processo esposte a differenti condizioni di incendio.

Lo studio ha portato ad una migliore comprensione dei fenomeni legati al comportamento termico e meccanico di apparecchi in pressione esposti al fuoco, identificando vantaggi, criticità e limiti nell'utilizzo di diversi materiali coibenti commerciali.

1. Introduzione

L'innesco di sostanze infiammabili in seguito a fenomeni di rilascio accidentali può portare alla formazione di incendi, che a loro volta possono causare eventi secondari di maggiore entità, per effetto domino [1-3]. Il controllo e la mitigazione delle conseguenze possono quindi esser critici in queste circostanze, con la necessità di utilizzare metodi di progettazione impiantistica incentrati sulla sicurezza per prevenire o comunque limitare la possibilità di effetto domino. Tra i metodi impiegati, gli schermi termici e la coibentazione con materiali resistenti al fuoco (PFP – Passive Fire Protection) sono una soluzione potenzialmente sicura e facilmente applicabile per proteggere le apparecchiature [4], a patto che i materiali siano selezionati e caratterizzati in modo adeguato per resistere all'elevato carico termico dovuto alla fiamma.

Tuttavia, le procedure convenzionali per la caratterizzazione dei materiali PFP non forniscono informazioni dettagliate circa il comportamento dell'apparecchiatura da proteggere: ad esempio, il "time-to-failure" (tempo di cedimento) di serbatoi pressurizzati contenenti sostanze infiammabili e protetti con materiali PFP, che è fondamentale nella pianificazione dell'emergenza e nella prevenzione dell'effetto domino, non può essere predetto sulla base dei risultati dei test standard.

In linea di principio, possono essere usati diversi approcci per caratterizzare le prestazioni dei materiali PFP. L'utilizzo di test sperimentali su grande scala per sistemi PFP può risultare difficilmente praticabile per l'elevata complessità, costi proibitivi e rischi per gli operatori. Di conseguenza, pochi test sono stati effettuati su grande scala utilizzando serbatoi coibentati esposti alle fiamme [5-7]. Le difficoltà riscontrate nei test su grande scala hanno determinato lo sviluppo di approcci basati su modellazione e/o test su scala ridotta. Test al fuoco standard, come UL 1709, ASTM E 119, ASTM E 1529, OTI 95635, e ISO 22899-1 sono comunemente impiegati per supportare la progettazione di sistemi PFP. Ciononostante, le informazioni ottenute da questi standard si riferiscono a un numero limitato di casi di riferimento e sono difficilmente generalizzabili quando si debba considerare la progettazione di sistemi PFP specifici.

Simulazioni basate su codici agli elementi finiti (FEM) possono costituire un utile strumento per la caratterizzazione di sistemi PFP complessi [6]. Nondimeno, affinché le simulazioni FEM siano efficaci, sono necessari modelli dettagliati per il comportamento dei materiali, in modo da caratterizzare con completezza l'evolversi delle proprietà chimico/fisiche durante l'esposizione al fuoco. Tali modelli non possono essere derivati dai risultati dei test standard citati precedentemente, e richiedono una specifica attività di caratterizzazione sperimentale. Lo sviluppo di un approccio basato su simulazioni FEM che integrano modelli specifici per materiali PFP costituisce quindi uno strumento completo e robusto per la valutazione dell'efficacia di diversi tipi di configurazioni PFP su grande scala.

Il presente lavoro illustra i risultati di uno studio finalizzato a una migliore caratterizzazione delle prestazioni dei materiali PFP per la protezione di apparecchiature in pressione critiche. Sono state utilizzate e integrate tecniche sia sperimentali che di simulazione agli elementi finiti (FEM). Lo studio è stato focalizzato su diversi materiali PFP (fibra inorganica, cemento leggero, resina intumescente). Specifici indici di prestazione (Key Performance Indicators – KPI) sono stati proposti per la valutazione del comportamento dei materiali PFP, ottenendo una rappresentazione sintetica ed immediata dei risultati delle simulazioni.

2. Approccio metodologico

La valutazione delle prestazioni di sistemi PFP è basata sulla determinazione del comportamento termico e meccanico delle apparecchiature protette esposte al fuoco. La prestazione dei sistemi PFP, misurata attraverso specifici indici quantitativi di prestazione (Key Performance Indicators – KPI) consente di identificare l'adeguatezza e la qualità della protezione, così come di valutare e confrontare diverse opzioni PFP per la stessa apparecchiatura.

La prima fase della valutazione delle prestazioni (Figura 1) consiste nella definizione delle apparecchiature di riferimento, sistema di protezione PFP e tipologia di incendio.

L'apparecchiatura di riferimento deve essere definita sia in termini di geometria (tipo di apparecchiatura, forma, dimensioni, dispositivi di sicurezza, ecc) e tipologia di servizio (materiali trattati, condizioni operative, hold-up, portata alimentata, ecc). Studi preliminari possono essere focalizzati su geometrie semplici (ad esempio, considerando solo il mantello dell'apparecchiatura senza bocchelli), mentre in altre applicazioni possono essere richiesti maggiori dettagli relativi alla progettazione dell'apparecchiatura.

Le caratteristiche del materiale PFP devono essere fornite insieme alla geometria utilizzata (spessore, numero di strati protettivi, ecc). In studi comparativi in cui si valutino diverse opzioni e strategie di protezione, diversi materiali e spessori di coibentazione vengono confrontati con lo scopo di determinare gli indicatori di prestazione KPI, fornendo quindi un supporto per la scelta dell'opzione migliore.

Lo scenario di incendio di riferimento viene scelto sulla base dei risultati dell'analisi di rischio effettuata sull'impianto. Due scenari di riferimento sono particolarmente rilevanti nell'ambito dell'industria chimica e petrolchimica: pozza incendiata e getto incendiato [8,9]. Lo scenario di incendio deve poi essere caratterizzato in termini di durata e intensità di radiazione sulla superficie dell'apparecchiatura bersaglio. Queste informazioni vengono derivate dall'analisi delle conseguenze associata agli studi di rischio QRA (Quantitative Risk Assessment) [3].

Come rappresentato in Figura 1, la metodologia integra attività sperimentali e di modellazione agli elementi finiti (FEM).

Specifici modelli sono stati usati per descrivere i fenomeni di scambio termico all'interno dei materiali PFP. I risultati sono stati validati mediante esperimenti su scala di laboratorio. Simulazioni agli elementi finiti (FEM) hanno poi consentito di descrivere il comportamento di apparecchi in pressione esposti al fuoco in differenti condizioni di incendio esterno. Le simulazioni FEM sono state a loro volta validate con esperimenti di letteratura su serbatoi di grande scala. Specifici indici di prestazione (Key Performance Indicators – KPI) sono stati proposti per la quantificazione della prestazione dei sistemi PFP.

Nei paragrafi seguenti vengono descritti in dettaglio le attività sperimentali e di modellazione mostrate in Figura 1. Per esemplificare la metodologia, verrà discusso un caso di studio.

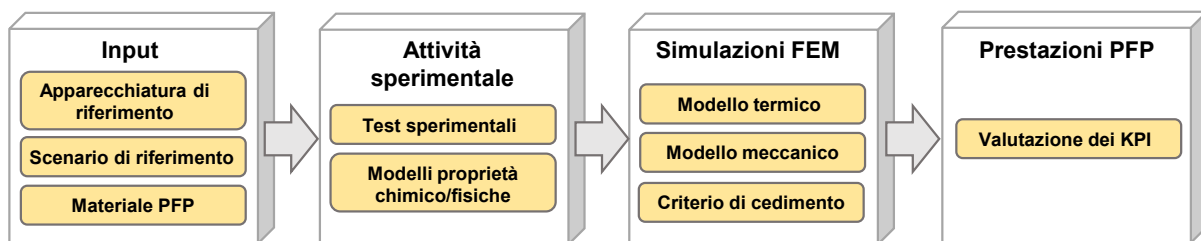


Figura 1 – Rappresentazione schematica della metodologia sviluppata per la caratterizzazione dei sistemi PFP

3. Caratterizzazione sperimentale e sviluppo di modelli per le proprietà dei materiali PFP

Il primo passo dello studio è stato rivolto alla definizione di modelli empirici per le proprietà fisiche e di trasporto dei materiali coibenti. Questa attività è stata basata su test di laboratorio su campioni di piccola scala (da alcuni mg a decine di g, a seconda dei test). Diverse strumentazioni (analisi termo-gravimetrica, calorimetria differenziale a scansione, analisi di conducibilità termica, test in fornace a letto fisso) sono state applicate in protocolli sperimentali integrati. In particolare sono stati definiti modelli per la conducibilità termica, la densità apparente, il grado di vuoto e l'espansione volumetrica. Maggiori dettagli sulla strumentazione utilizzata sono riportati altrove [10,11].

Tre tipi di materiali sono stati studiati e sono correntemente sotto indagine:

- *Resine intumescenti*: è stato preso a riferimento un intonaco intumescente fornito da International Protective Coatings (Akzo Nobel) che viene applicato in spray per rivestire esternamente apparecchiature. In questo studio sono stati ottenuti pannelli di spessore 9mm senza supporto metallico;
- *Intonaci alleggeriti*: è stato considerato un materiale a base cementizia fornito da Cafco, costituito principalmente da cemento Portland, vermiculite (una particolare forma di mica) e altri fillers inorganici. In questo studio sono stati ottenuti pannelli di spessore 20mm, tipici dell'applicazione industriale, senza supporto metallico;

- **Fibre inorganiche:** tra i diversi tipi di fibre minerali utilizzate come materiali coibenti, sono state prese in considerazione fibre di silice fornite da Insulcon. Esse sono essenzialmente costituite da biossido di silicio, biossido di alluminio (che insieme costituiscono il 97% della massa totale) e leganti. I campioni sono stati ricavati da rotoli commerciali con spessore nominale 12mm.

Per alcuni di questi materiali, i fenomeni di degradazione termica durante l'esposizione a incendio possono alterare significativamente la morfologia e composizione del materiale, con conseguente variazione delle proprietà. In questi casi, sono stati sviluppati opportuni modelli di cinetica apparente, in grado di modellare un grado di conversione del materiale a cui, poi, collegare le proprietà. I modelli cinetici consentono inoltre di tenere conto degli effetti termici delle reazioni di degradazione. Maggiori dettagli sulle equazioni sviluppate e sui modelli sono riportati in [11,12].

La Figura 2 presenta un esempio di risultati ottenuti per i materiali considerati.

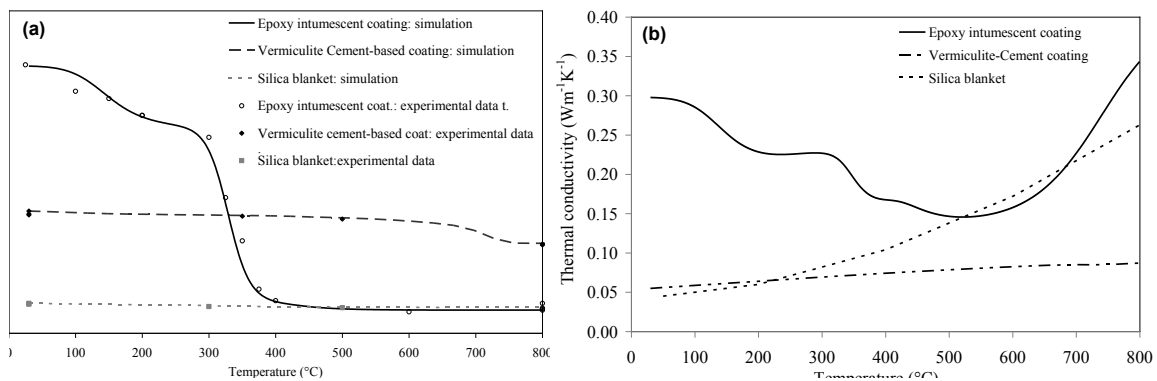
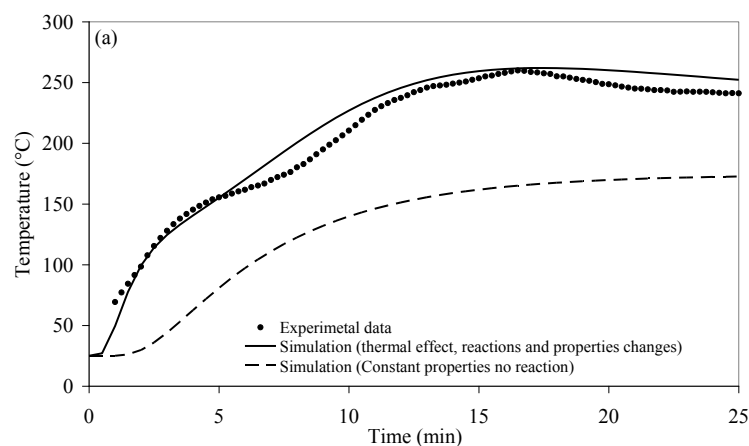


Figura 2 – Proprietà fisiche dei materiali selezionati per il presente studio: a) densità apparente; b) conducibilità termica apparente [11,12]

I modelli sviluppati per le proprietà fondamentali del materiale sono stati validati per confronto con i risultati di test su media scala. Tali test hanno riguardato l'esposizione di tavolette di materiale coibente (460 x 150 mm) a un pannello radiante, sfruttando un apparato per il test ASTM E162, opportunamente modificato per consentire a pannello e campione di essere paralleli tra loro [13].

Durante i test, la temperatura del pannello era tra 700 e 750°C ed è stato possibile registrare il profilo temporale della temperatura sul lato freddo del campione attraverso una termocamera IR (Thermovision A40M di FLIR systems).

A fine test, dopo un tempo di esposizione al fuoco definito, le tavolette di materiale coibente sono state recuperate e analizzate [11].



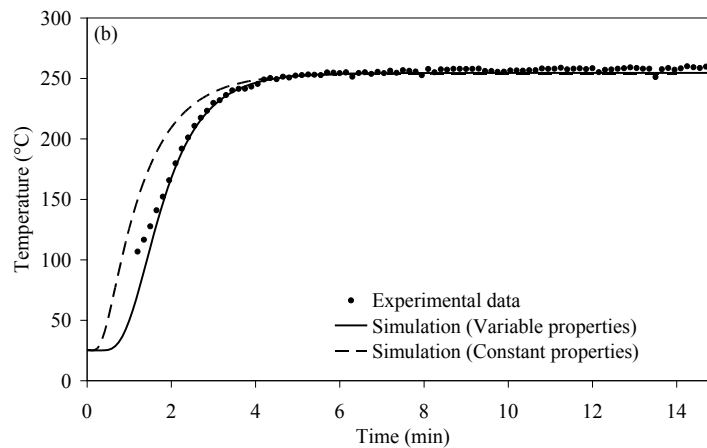


Figura 3 – Dati sperimentali ottenuti tramite il test ASTM E162 modificato e confronto con risultati delle simulazioni con proprietà costanti e variabili per: a) coibente di tipo intumescente; b) fibre di silice

Il comportamento del materiale durante l'esposizione al fuoco in questi test è stato simulato, in maniera interamente predittiva, usando i modelli per le proprietà fondamentali sviluppati in precedenza (Tabella 2). È stato sviluppato un codice di calcolo che risolvesse il problema del trasporto di calore attraverso un mezzo solido, in presenza di reazione e variazione locale delle proprietà (ivi compreso l'espansione locale del materiale) [11]. La risoluzione numerica si è basata sulla discretizzazione del sistema in nodi termici attraverso lo spessore del materiale [14]. Il trasporto convettivo dovuto allo sviluppo di gas è stato trascurato.

Il confronto tra i dati sperimentali e i risultati della simulazione ha portato a confermare l'adeguatezza di quest'ultima nel descrivere il comportamento del materiale. Esempi di risultati, con riferimento a una resina intumescente e fibra di silice, sono riportati rispettivamente in Figura 3a e 3b.

4. Simulazioni FEM e indicatori di prestazione per materiali PFP

Lo sviluppo di simulazioni mediante codici agli elementi finiti (FEM) costituisce una parte fondamentale della metodologia per la caratterizzazione delle prestazioni dei sistemi PFP. Nel presente lavoro, sono state sviluppate simulazioni FEM utilizzando il software ANSYS™ tramite il modulo ANSYS™/Multiphysics. La descrizione estesa del modello e della sua validazione è riportata altrove [5,6].

Il modello FEM è suddiviso in due principali moduli. Il primo modulo consente di determinare l'evoluzione dinamica della temperatura di parete del coibente e dell'apparecchiatura simulata durante l'esposizione al fuoco. Sulla base del carico termico applicato sulla superficie esterna del coibente, viene simulata l'esposizione ad un incendio stazionario. Il modello tiene conto della dissipazione del calore all'interno del fluido contenuto nell'apparecchiatura, mediante scambio termico convettivo e radiativo per quanto riguarda la parete a contatto col vapore, mentre soltanto considerando un flusso termico convettivo per la parete a contatto col liquido.

I risultati del primo modulo vengono poi implementati nel secondo modulo di simulazione meccanica, in cui vengono determinate le tensioni meccaniche sulla struttura, considerando oltre ai carichi termici, anche la pressurizzazione e il peso proprio della struttura. Specifiche subroutine esterne sono implementate nel codice per tenere in considerazione: 1) l'evoluzione della temperatura sia della fase vapore che di quella liquida; 2) la crescita della pressione interna; 3) l'eventuale apertura della valvola di sicurezza (PSV) e conseguente depressurizzazione.

I risultati di entrambi i moduli di simulazione vengono infine utilizzati per calcolare il tempo di cedimento dell'apparecchiatura esposta al fuoco, indicato in seguito con "tff" (dall'inglese time to failure), tramite l'applicazione di un criterio semplificato di cedimento. Esso viene applicato confrontando, a livello puntuale, i valori della tensione equivalente σ_{eq} , calcolati secondo il criterio di Von Mises, con i valori di tensione ammissibile σ_{am} , valutati seguendo le norme ASME degli USA e le ISPEL italiane. Secondo il criterio semplificato, il cedimento si ha quando, almeno in un punto, la seguente eguaglianza è verificata:

$$\sigma_{am}(T) = \sigma_{eq}(T) \quad (1)$$

Il modello FEM è stato per prima cosa sviluppato considerando serbatoi di piccola taglia in modo da poter ottenere una validazione con dati sperimentali di letteratura [15]. Successivamente, le simulazioni sono state estese a serbatoi di grandi dimensioni, utilizzati per lo stoccaggio di gas liquefatti in pressione (in particolare, butano), per analizzare uno specifico caso di studio.

In modo da quantificare l'effetto della degradazione termica del materiale coibente utilizzato per proteggere il serbatoio e simulato attraverso il codice FEM, i risultati delle simulazioni sono stati utilizzati per calcolare specifici indicatori di prestazione (KPI – Key Performance Indicators). I KPI consentono di valutare sinteticamente la prestazione del sistema di protezione al fuoco.

Il primo KPI, ovvero l'indice di resistenza (RI), fornisce un'indicazione quantitativa circa l'intervallo di tempo ancora disponibile per la mitigazione, onde evitare la rottura catastrofica dell'apparecchiatura. RI è calcolato come il rapporto tra il tempo di cedimento, tff, per uno scenario specifico di incendio (ad esempio, avvolgimento completo nelle fiamme) e un tempo di riferimento di interesse, t_r . Questo è stato assunto pari al tempo massimo necessario per avviare azioni di mitigazione efficaci, t_m , in modo da evitare guasti delle apparecchiature. Valori tipici variano dai venti ai cento minuti. RI può essere interpretato come un indice di resistenza, che fornisce una valutazione quantitativa del lasso di tempo ancora disponibile rispetto alla condizione di fallimento a seguito di esposizione al fuoco per gli scenari di riferimento considerati. Il valore di riferimento è definito in modo da discriminare le regioni "sicure" e "non-sicure" sulla base dei valori dell'indice: per RI, il valore di riferimento è ovviamente unitario (che significa che tff è uguale al tempo massimo per una mitigazione efficace). Valori di RI minori di uno, definiscono una regione "non-sicura", in cui il guasto dell'apparecchiatura viene predetto anche in presenza del coibente protettivo, dal momento che l'azione protettiva non è sufficiente per garantire le operazioni di mitigazione dell'incendio.

Il secondo KPI, ovvero l'indice di temperatura (TI), si basa sulla valutazione dei gradienti di temperatura sulla parete dell'apparecchiatura esposta alle fiamme. L'indice TI è definito come il rapporto tra la temperatura massima raggiunta dalla superficie interna della parete del serbatoio e la temperatura massima della superficie del rivestimento esterno.

Il terzo KPI, ovvero l'indice di stress (SI), tiene conto della resistenza residua del serbatoio rispetto alle condizioni di progetto. Esso è definito come il rapporto tra il valore di riferimento per la tensione ammissibile residuo e la sollecitazione massima ammissibile senza che il serbatoio sia esposto al fuoco. Il margine di tensione residua al tempo t, $\Delta\sigma$, può essere calcolato come:

$$\Delta\sigma = \sigma_{adm}(T_f) - \sigma_{max}(t) \quad (2)$$

dove $\sigma_{adm}(T_f)$ è la sollecitazione massima ammissibile alla temperatura calcolata alla fine della simulazione, T_f , e $\sigma_{max}(t)$ è il valore massimo di della tensione equivalente al tempo t. L'indice SI viene valutato nel punto più critico della struttura, cioè con la maggiore sollecitazione locale. In questa condizione, l'indice SI esprime quanto il mantello del serbatoio sia lontano dalle condizioni di guasto al tempo di riferimento di interesse. Il

valore dell'indice è uguale a 0 se al tempo assegnato viene predetta la rottura del serbatoio.

Valori di riferimento e maggiori dettagli nella definizione dei KPI sono riportati in [6].

5. Applicazione ad un caso di studio

Al fine di mostrare le potenzialità della metodologia sviluppata, è stato definito un caso di studio. In particolare, è stato analizzato un serbatoio pressurizzato contenente butano liquefatto (livello di riempimento volumetrico pari 50%), simulando il completo avvolgimento nelle fiamme. In particolare, è stata applicata una temperatura pari a 1200°C sulla superficie esterna del serbatoio, su cui è stato considerato uno strato protettivo di materiale PFP a base di fibre di silice, con spessore pari a 12mm. I principali parametri implementati nelle simulazioni FEM sono riportati nella Tabella 1, mentre la Tabella 2 riporta le proprietà termiche del rivestimento e dell'acciaio considerati nel caso-studio.

Due tipi di simulazione sono stati effettuati in modo da valutare le prestazioni del materiale PFP e l'importanza di una corretta descrizione del suo comportamento:

- Tipo 1: simulazione del serbatoio protetto da uno strato di rivestimento con proprietà termiche medie e costanti, come descritto da Landucci et al. [5,6];
- Tipo 2: proprietà termiche del materiale PFP variabili, implementando una specifica funzione di conducibilità termica (Tabella 2) e riproducendo così un comportamento più accurato del materiale PFP.

Caratteristiche del serbatoio	Caratteristiche del fluido stoccato (butano)
Diametro: 1.8 m	Temperature media liquido: 67°C
Lunghezza: 10 m	Temperatura media vapore: 184°C
Spessore del mantello: 35 mm	Densità media della fase liquida: 585 kg/m ³
Pressione di progetto: 5.0 MPa	Coefficiente di scambio, lato liquido: 800 W/(m ² K)
PSV: area 0.005 m ²	Coefficiente di scambio, lato vapore; 12 W/(m ² K)
Set point: 4.9 MPa	Temperatura iniziale: 20°C
Materiale: EN10028-P460NH	

Tabella 1 – Caratteristiche geometriche e del fluido considerate nei casi di studio

Proprietà	Acciaio	Materiale PFP
Funzione per il calcolo della conducibilità termica; k in W/m, temperatura in K	$k = a T + b$ a = 3.05 b = 86.2	$k = a T^2 + b T + c$ a = 4.95x10 ⁻⁹ b = 6.2 x10 ⁻⁵ c = 0.0091
Conducibilità termica media (W/m)	55	0.1
Capacità termica media (J/(kgK))	460	1200
Emissività (-)	0.75	0.85
Densità media (kg/m ³)	7800	130

Tabella 2 – Proprietà fisiche assunte per i materiali utilizzati nelle simulazioni FEM

Le simulazioni FEM sono state effettuate per un tempo totale di 100 minuti. In entrambi i casi, la rottura del serbatoio non è stata predetta. Quindi, anche utilizzando proprietà

medie conservative, il materiale PFP è in grado di limitare l'aumento di temperatura di parete del serbatoio evitando la rottura termica.

I risultati dettagliati delle simulazioni FEM termiche sono riportati nelle mappe mostrate in Figura 4. Nel caso di proprietà del materiale PFP variabili (Figura 4b) la parte superiore del recipiente, a contatto con la fase vapore, è caratterizzata da un aumento di temperatura minore a causa alla graduale crescita della conducibilità termica rispetto al caso di PFP "ideale", in cui un valore conservativo di conducibilità termica è stato assunto come costante (Figura 4a). In questo modo, è stata ottenuta una previsione più accurata del comportamento termico del serbatoio.

La Figura 5 mostra i risultati dettagliati delle simulazioni FEM meccaniche effettuate implementando le temperature predette nella FEM termica (Figura 4). In particolare, vengono mostrate in Figura 5 le mappe della tensione equivalente di von Mises. La zona più critica dal punto di vista meccanico è l'interfaccia tra liquido e vapore. La parte superiore, a contatto con la fase vapore, subisce una dilatazione termica maggiore rispetto a quella inferiore, a contatto con il liquido. Ciò provoca tensioni più elevate a cavallo dell'interfaccia tra le due fasi. Anche la parte superiore del serbatoio è caratterizzata da forti sollecitazioni, a causa dei carichi di dilatazione termica, che aumentano maggiormente nel primo tipo di simulazione.

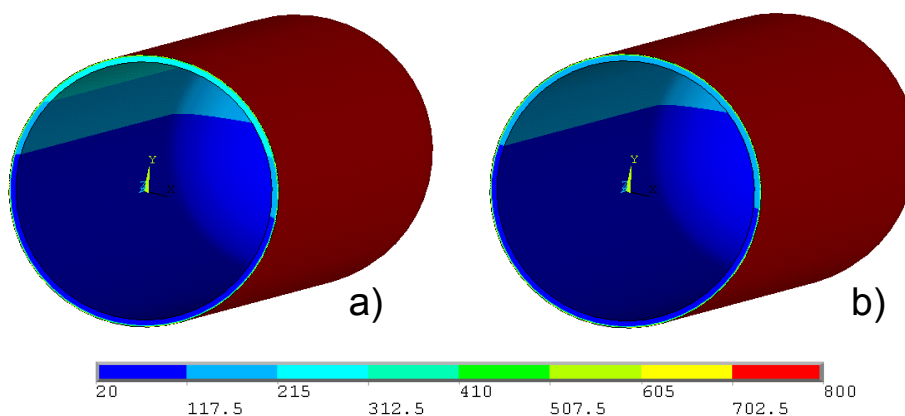


Figura 4 – Mappe di temperatura ($^{\circ}\text{C}$) ottenute tramite le simulazioni FEM a 100min: a) simulazione con proprietà termiche medie; b) simulazione con proprietà termiche variabili

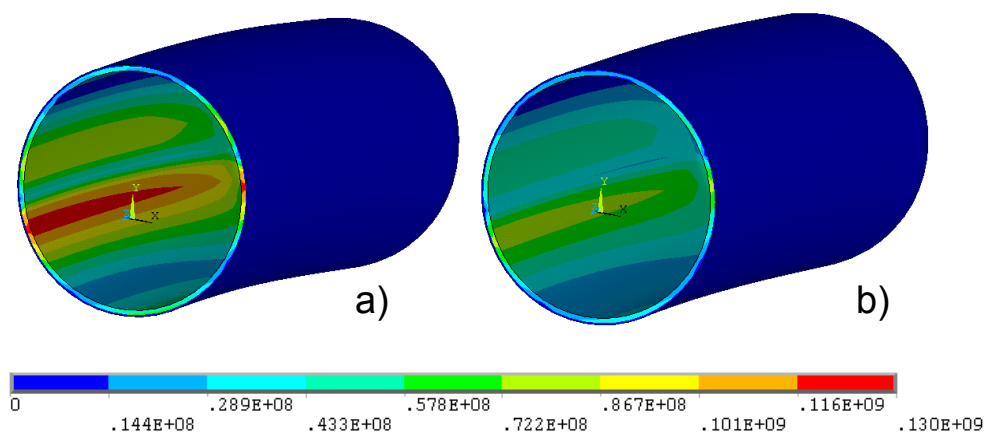


Figura 5 – Mappe di tensione equivalente (Pa) ottenute tramite le simulazioni FEM a 100min: a) simulazione con proprietà termiche medie; b) simulazione con proprietà termiche variabili

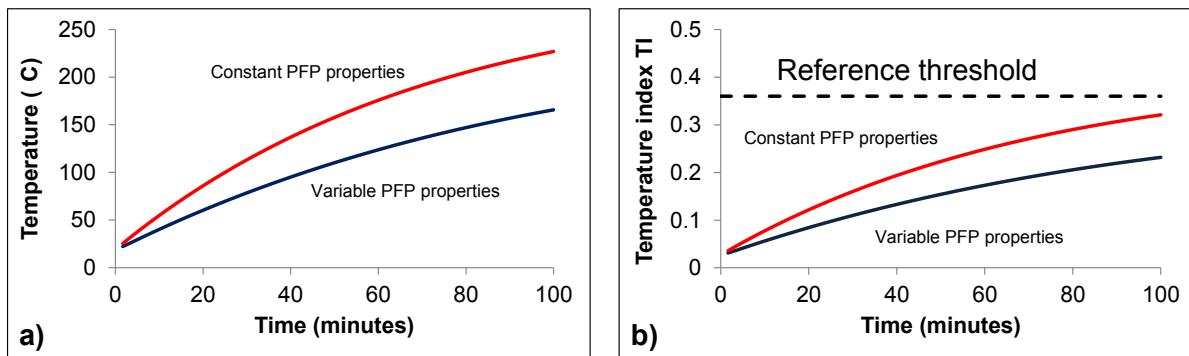


Figura 6 – a) Evoluzione dinamica della temperatura del nodo più critico; b) evoluzione dinamica dell'indice di temperatura TI per lo stesso nodo

Oltre i risultati finali sulla resistenza serbatoio in seguito all'esposizione al fuoco, il dettaglio di analisi FEM ha permesso il monitoraggio del comportamento dinamico del serbatoio. La Figura 6a mostra l'evoluzione della temperatura del punto più critico della struttura (ossia a contatto con la fase vapore) per confrontare l'effetto dell'assunzione di proprietà costanti e variabili del coibente sulla valutazione della temperatura di parete. Per lo stesso nodo, la Figura 6b mostra l'indice di temperatura TI, calcolato sulla base delle simulazioni FEM termiche. Il valore di soglia di riferimento, che indica una buona performance di protezione, viene indicato dalla linea tratteggiata, evidenziando che assumere proprietà medie costanti può portare a stime troppo conservative rispetto a considerare l'evoluzione dinamica delle proprietà del rivestimento protettivo.

6. Conclusioni

Nel presente lavoro è stata presentata una metodologia per la valutazione delle prestazioni dei materiali PFP per la protezione al fuoco delle apparecchiature in pressione. La metodologia si basa sulla valutazione sperimentale delle proprietà termiche dei materiali e sulla simulazione FEM delle apparecchiature esposte al fuoco. La metodologia è stata applicata a casi di studio di interesse industriale.

I risultati ottenuti confermano che le prestazioni dei materiali PFP dipendono fortemente dalla caratterizzazione delle proprietà termiche e dal loro comportamento durante l'esposizione al fuoco. I modelli proposti possono contribuire ad un calcolo più preciso del tempo al cedimento degli apparecchi in pressione e a fornire informazioni più affidabili per la progettazione dei sistemi di protezione, supportando quindi una più accurata valutazione del rischio e gestione dell'emergenza.

7. Ringraziamenti

Gli autori ringraziano il "Consorzio Polo Tecnologico Magona - CPTM" (Cecina, LI) e il Laboratorio di Geo-ingegneria e Risorse Naturali (LAGIRN) dell'Università di Bologna per il supporto fornito in alcune delle attività sperimentali.

8. Bibliografia

- [1] AIChE CCPS: "Guidelines for chemical process quantitative risk analysis", 2nd Ed. AIChE, New York (NY), 2007
- [2] C. Delvosalle: "A methodology for the identification and evaluation of domino effects". Belgian Ministry of Employment and Labour Report No. CRC/MT/003, 2003.
- [3] F.P. Lees: "Loss Prevention in the Process Industries", 2nd. Butterworth-Heinemann, Oxford (UK), 1996

- [4] NFPA: "Fire Protection Handbook", 17th edition. NFPA, Quincy (MA), 1991
- [5] G. Landucci, M. Molag, J. Reinders, V. Cozzani: "Experimental and analytical investigation of thermal coating effectiveness for 3m³ LPG tanks engulfed by fire", *J. Hazard. Mater.* vol. 161, n. 2-3, 2009, pp. 1182-1192
- [6] G. Landucci, M. Molag, V. Cozzani: "Modeling the performance of coated LPG tanks engulfed in fires", *J. Hazard. Mater.* vol. 172, n.1, 2009, pp. 172, 447-456.
- [7] J.D.J. VanderSteen, A.M. Birk: "Fire tests on defective tank-car thermal protection systems", *J. Loss Prev. Proc. Ind.* vol. 16, 2003, pp. 417-425.
- [8] A. Di Padova, A. Tugnoli, V. Cozzani, T. Barbaresi, F. Tallone: "Identification of fireproofing zones in Oil & Gas facilities by a riskbased procedure", *J. Hazard. Mater.* vol. 191, n. 1-3, 2011, pp. 83-93
- [9] A. Tugnoli, V. Cozzani, A. Di Padova, T. Barbaresi, F. Tallone: "Mitigation of fire damage and escalation by fireproofing: A riskbased strategy", *Reliabi. Eng. & System Safety*, vol. 105, 2012, pp. 25-35
- [10] K. Marsanich, F. Barontini, V. Cozzani, L. Petarca: "Advanced pulse calibration techniques for quantitative analysis of TG-FTIR data", *Thermochimica Acta.* vol 390, 2002, 390, pp. 153-168
- [11] M. Gomez-Mares, A. Tugnoli, G. Landucci, F. Barontini, V. Cozzani: "Behavior of intumescent epoxy resins in fireproofing applications", *J. Anal. App. Pyrolysis.* vol. 97, 2012, pp. 99-108.
- [12] M. Gomez-Mares, A. Tugnoli, G. Landucci, V. Cozzani: "Performance Assessment of Passive Fire Protection Materials", *Ind. & Eng. Chem. Res.* vol. 51, n.22, 2012, pp. 7679–7689
- [13] F. Argenti, G. Landucci: "Experimental and numerical methodology for the analysis of fireproofing materials", *J. Loss Prev. Proc. Ind.*, vol. 28, 2014, 60-71.
- [14] F. Incropera, D. Dewitt et al: "Fundamentals of Heat and Mass Transfer", 6th ed. John Wiley & Sons, Hoboken (NJ), 2007.
- [15] G. Landucci, V. Cozzani, A.M. Birk: "Heat radiation effects". In G. Reniers, V. Cozzani, Eds. "*Domino effects in the process industries: modeling, prevention and managing*", Elsevier, Oxford (UK), 2013, pp. 70-115.

Monolucido – Yankee Dryer. L’esercizio in sicurezza.

N. Bravi*, E. Franchi*

*INAIL – UOT CVR Lucca

Sommario

Il territorio di Lucca vede quale settore predominante della sua compagine industriale quella dell’industria cartaria dove considerevole è la produzione della carta “tissue”. Un’attrezzatura a pressione fondamentale per tale produzione e che riveste notevole interesse dal punto di vista della sicurezza è il monolucido. Su tali attrezzature dal 1934 al 2006 si sono verificati nel mondo circa 80 incidenti, alcuni dei quali hanno provocato l’esplosione del monolucido stesso. La presentazione vuole analizzare, partendo dalle caratteristiche di impiego, costruttive e dai materiali, le possibili cause che hanno portato a tali incidenti e dare alcune indicazioni per l’esercizio in sicurezza.

Introduzione

Con il termine “**Tissue**” si intendono tutti quei prodotti di carta destinati all’uso igienico e sanitario sia nelle case private (si parla di linea casa o “*consumer*”), sia nei luoghi pubblici identificati come AFH (*Away From Home* o anche come prodotti catering), in alberghi, ristoranti e catering, uffici, industrie, e includono *asciugamani di carta, carta igienica, tovaglioli e fazzoletti di carta, rotoli da cucina, lenzuolini medici, distributori carta ecc..* Questi prodotti sono realizzati nel settore industriale cartario da delle specifiche linee di produzione denominate: “Macchine continue”.

Le macchine continue (Fig. 1) per la produzione di carta Tissue si differiscono dalle altre, sostanzialmente dal fatto che hanno la seccheria molto compatta. Infatti queste macchine sono caratterizzate come “monocilindriche” poiché in esse l’asciugamento ha luogo su un solo cilindro essiccatore. Le dimensioni di quest’ultimo possono variare da circa 3 m di diametro per i cilindri più piccoli fino a un massimo di circa 6 m per quelli più grandi, una larghezza del mantello o tavola che può essere di circa 2,5 m fino a 6 m ed avere una superficie perfettamente rettificata, chiamato cilindro Monolucido o Yankee Dryer.

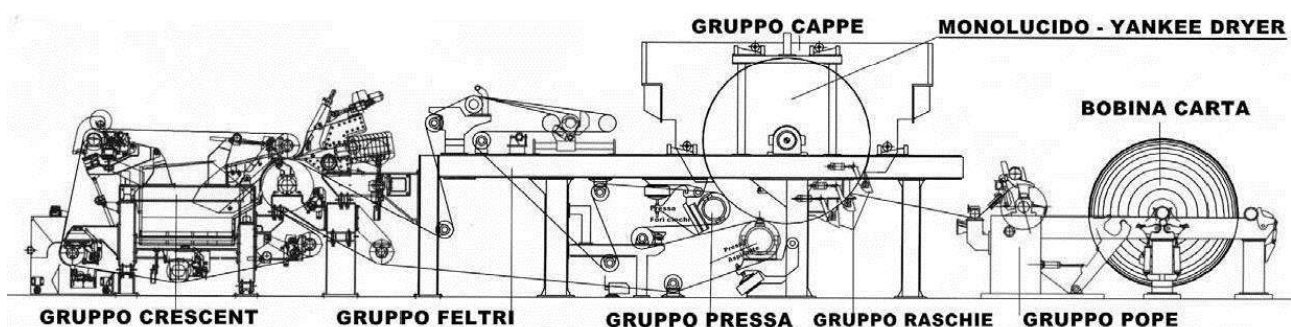


Fig. 1 – Macchina Continua

1. Monolucido – Yankee Dryer

Il cilindro monolucido è una attrezzatura a pressione rotante riscaldato internamente da vapore d'acqua. E' posizionato nella parte finale della macchina continua e, con l'aiuto di "cappe aerotermiche", provvede all'essiccazione della carta.

Il Yankee Dryer è installato sulle fiancate della macchina ed è libero di ruotare intorno al proprio asse per mezzo di due cuscinetti calettati sugli alberi. Sull'albero "lato trasmissioni" è installato un "riduttore pendolare" che, collegato al gruppo di moto, trasmette la coppia necessaria alla rotazione.

Attraverso un giunto rotante installato sul perno "lato operatore", è introdotto vapore d'acqua (vapore saturo) ad una pressione massima di circa 10 barg ed una temperatura corrispondente di circa 184°C. Il vapore è distribuito uniformemente all'interno del monolucido grazie a ugelli vapore/fori eseguiti sul tirante interno (Fig.2).

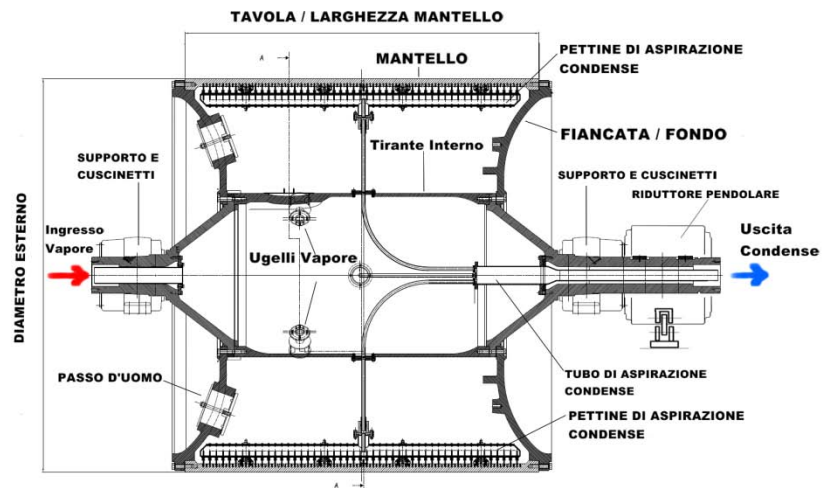


Fig. 2 - Monolucido

Il nastro di carta avvolge la superficie esterna del manto per circa $\frac{3}{4}$ della circonferenza. In questo percorso avviene il processo di essiccazione della carta dovuto a due azioni:

- 1) scambio termico dovuto al contatto della carta con la superficie del monolucido riscaldata dal vapore interno;
- 2) soffio di aria calda da parte delle "cappe aerotermiche" che avvolgono il cilindro.

Il primo scambio termico provoca la condensazione del vapore. Un sistema di estrazione condensa installato all'interno del cilindro estrae il liquido condensato. La differenza di pressione (Δp) fra interno cilindro ed esterno permette alla condensa di defluire al collettore di scarico.

Il Yankee è in grado di garantire l'essiccamento della carta anche con elevate velocità di produzione, oggi fino a circa 2000 m/1', mentre tra le sue funzioni principali è compresa la creazione di una base per la realizzazione del processo di crespatura. Il foglio si drena passando attraverso il cilindro monolucido e una pressa aspirante e il cilindro monolucido e una pressa a fori ciechi (in molte macchine quest'ultima non è prevista). Di conseguenza il foglio viene trasferito sulla superficie del monolucido nel primo press nip (ossia area di contatto tra il cilindro e la pressa) dove il carico specifico è nell'ordine di 80÷85 kN/m, mentre nel secondo nip è di circa 85÷90 kN/m. Il feltro utilizzato in entrambi i passaggi è lo stesso. Oltre al Yankee e alle presse, la sezione di essiccamento comprende una cappa ad alta efficienza che può essere costituita da due semicappe (cappa umida – cappa secca) e un gruppo di tre raschie: staccatrice, crespatrice e raschia di pulizia (Fig.3).

In generale, la parte del ciclo produttivo che incide sulla formazione e le proprietà del coating riguarda, oltre alla macchina continua e la sezione di essiccamento, l'impianto di preparazione impasti e quello di distribuzione d'acqua.

1.1 Processo di crespatura

La carta tissue si differenzia dalle altre dal fatto che è molto leggera, ma la sua caratteristica qualificante è quella di essere “crespata”. La crespatura è l'effetto provocato sulla carta quando viene staccata dal cilindro monolucido per azione della lama “crespatrice” e consiste nel conferire al foglio una serie di formazioni ondulate, nel senso trasversale, chiamate “folds”. Tali formazioni, garantite anche dalla riduzione della velocità del pope rispetto a quella del monolucido, sono decisive per le caratteristiche principali della carta tissue, quali ad esempio lo spessore apparente (bulk), la morbidezza e l'allungamento.

La forza di adesione tra il foglio e la superficie sottostante è importante poiché influisce alle prestazioni del processo di crespatura e quindi alle caratteristiche della carta. Se l'adesione è bassa rispetto alle forze interne di coesione della carta, il taglio avviene vicino alla superficie metallica del monolucido provocando la rimozione del coating e di conseguenza l'usura della superficie del cilindro (oltre a quella della lama) e un risultato di crespatura insufficiente. Se invece l'adesione è grande rispetto alla coesione, l'interfaccia della carta rimane sulla superficie del monolucido e passa sotto la lama, mentre il taglio avviene in maniera abbastanza occasionale all'interno della carta e può causare facilmente rotture del foglio.

Per garantire la massima efficienza del processo di crespatura il cilindro Yankee è dotato di 3 raschie (fig. 3).

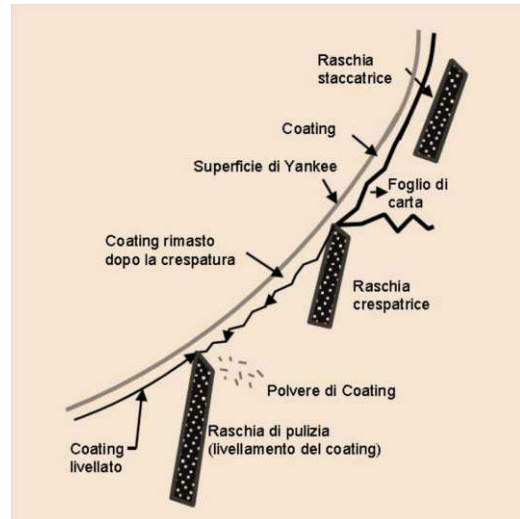


Fig 3. Gruppo raschie del monolucido

1.2 Coating

La formazione del coating (patina) sulla superficie del monolucido è necessaria per far aderire il foglio di carta al cilindro. In particolare i frammenti di fibra rimasti sul monolucido dopo il processo di crespatura costituiscono il cosiddetto “coating naturale o organico”, uno strato di alcuni micron di spessore, che dipende molto dalle emicellulose e le parti fini presenti nell' impasto utilizzato.

1.3 Descrizione degli impianti

1.3.1 Impianto vapore e condense

Cappe ed impianto vapore hanno lo scopo di asciugare il foglio da circa il 60% d'acqua presente, dopo le presse, al 5-6% della carta arrotolata. Questo fenomeno, che dipende da alcuni parametri fondamentali come la pressione del vapore, o la temperatura e velocità di soffiaggio, avviene in tempi molto brevi, frazioni di secondo. L'impianto vapore lavora assicurando l'alimentazione di vapore al monolucido e estraendo la condensa. In questo modo, il vapore saturo introdotto condensa sulle pareti del cilindro cedendo calore al mantello del cilindro e quindi alla carta. L'efficienza di questo processo dipende molto dalla corretta estrazione di condensa per evitare accumuli d'acqua che abbasserebbero lo scambio, oltre a poter innescare fenomeni di vibrazioni meccaniche.

L'impianto vapore è protetto a monte del monolucido da una Valvola di Sicurezza con caratteristiche tecniche (pressione taratura, portata di scarico ecc.) congruenti al corretto esercizio del monolucido. Un sistema di valvole e trasmettitori di pressione e temperatura provvede a regolare il processo.

Il processo è controllato attraverso loop di regolazione automatica delle seguenti grandezze (Fig. 5):

- 1) pressione della linea di arrivo dalla caldaia al collettore vapore attraverso valvola modulante e trasmettitore di pressione;
- 2) pressione interna al monolucido. Questa viene regolata da tre attuatori: la **valvola di warm up** (per il riscaldamento del monolucido), il **termocompressore modulante** (per la produzione normale) e la **valvola di make up** (quando il solo termocompressore non è sufficiente);
- 3) **Controllo pressione differenziale** fra monte e valle del monolucido. Per ottenere un corretto drenaggio delle condense, è necessario che una certa quantità di vapore attraversi il monolucido senza condensare. Questo, che viene chiamato vapore attraversante, viene recuperato dal serbatoio condense attraverso l'azione "aspirante" del termocompressore che lo riporta al valore di pressione del monolucido. È necessario infatti un certo differenziale di pressione per assicurare il drenaggio. Scopo di questo loop di regolazione è proprio quello di garantire il necessario differenziale. Il trasmettitore di pressione è in questo caso di tipo differenziale;
- 4) **Controllo di Flusso**: controllo della portata di vapore attraversante. È possibile nelle fasi di normale produzione abbandonare il controllo di pressione differenziale e regolare direttamente attraverso la portata massica attraversante (Sistema attualmente più diffuso).
- 5) livello nel separatore condense. È opportuno mantenere costante il livello delle condense nel serbatoio di separazione. Il sistema è composto da un trasmettitore di livello e una valvola modulante. Questa agisce sulla portata di condensa che ritorna verso la caldaia.

1.3.2 Cappa ad alta efficienza

L'impianto di cappa provvede invece a soffiare aria calda a velocità elevata direttamente sulla carta. La capacità di asciugamento dipende fortemente dalla velocità di soffiaggio e dalla temperatura. Il sistema si compone di ventilatori e bruciatori. La Cappa è costituita da due semicappe indipendenti, sostenute da una struttura in acciaio ancorata alla struttura della macchina. Le semicappe avvolgono il cilindro monolucido ad una distanza di circa qualche centimetro. Le due semicappe possono operare indipendentemente, relativamente alle quantità ed alle temperature dell'aria di soffiaggio. Un sistema di movimentazione consente l'allontanamento di ogni semicappa dal cilindro monolucido, in modo indipendente. Le semicappe sono costituite dai seguenti elementi principali: "Struttura portante coibentata"; "Cassette soffianti".



Fig. 4 - Cappe

Generalmente il sistema di controllo della macchina, nel caso in cui il foglio di carta non è più presente sulla superficie del monolucido (rottura carta), aziona l'apertura delle cappe e abbassa la temperatura dell'aria di soffiaggio (bassa fiamma). Nel caso in cui lo yankee si fermi, i ventilatori delle cappe si

fermano, i bruciatori si spengono e le cappe si aprono (l'alimentazione vapore si arresta) ecc.

1.3.3 Sistema di controllo

La macchina continua è gestita e controllata dal DCS (*Distributed Control System*), che contiene anche i PID (*Proportional Integral Derivative*) per le varie regolazioni. Di seguito (fig.5) è riportata la sezione del sistema di controllo relativa alla regolazione dell'afflusso del vapore e scarico condense del monolucido.

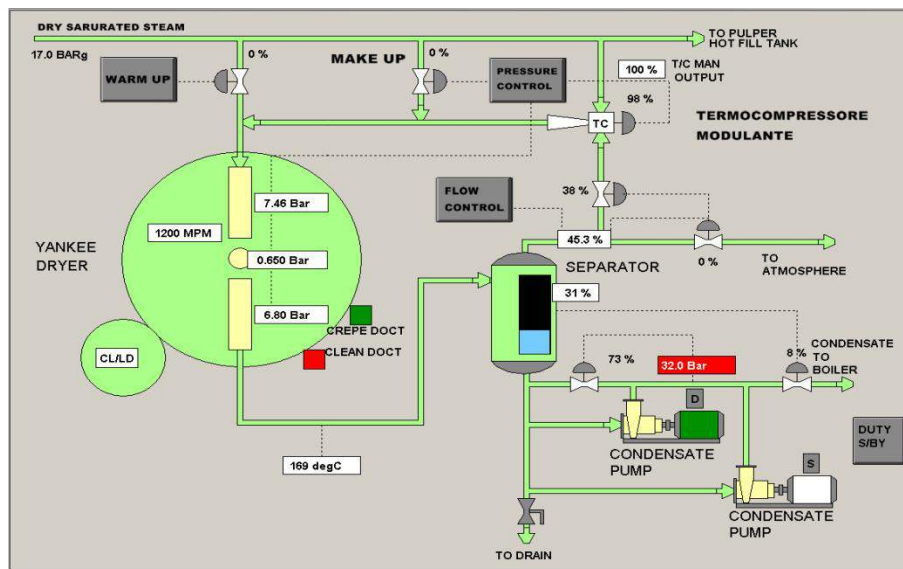


Fig. 5 Schermata video del DCS – schema controllo impianto vapore

2. Caratteristiche costruttive del monolucido

Il monolucido è soggetto ad una serie di sollecitazioni statiche e dinamiche dovute principalmente a:

- pressione interna del vapore;
- gradiente di temperature attraverso lo spessore del mantello;
- forze centrifughe;
- pressione di contatto con i cilindri delle presse e raschie.

2.1 Materiali costruttivi

Il cilindro monolucido è tradizionalmente costruito in ghisa speciale (fig. 6). Recentemente sono stati introdotti sul mercato da alcuni costruttori (TOSCOTEC, ANDRTIZ, ecc.) monolucidi in acciaio (fig. 7).

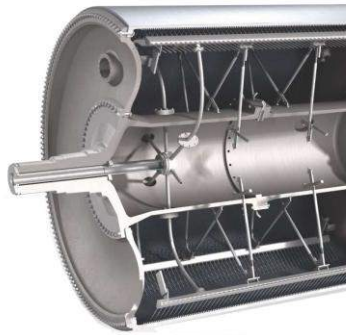


Fig. 6

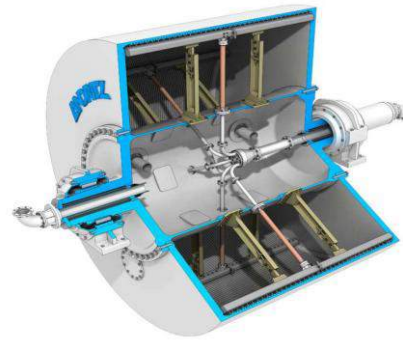


Fig. 7

Vantaggi della costruzione in acciaio

- Ridotto rischio di esplosione grazie alla elasticità dell'acciaio
- Ridotta propagazione di eventuali fratture
- Possibilità di progettare con coefficienti di sicurezza inferiore
- Assenza di problemi connessi alla fusione.
- Facilità di riparazione

Svantaggi della costruzione in acciaio

- Necessità di rivestimento delle superficie
- Giunzioni saldate sul mantello
- Possibilità di corrosione interna
- Maggiore sensibilità al fenomeno della fatica rispetto alle costruzioni in ghisa
- Scarsa disponibilità di dati connessi all'uso prolungato negli anni a causa della recente introduzione sul mercato

2.2 Principali tipologie costruttive

Si riportano in seguito le principali tipologie di collegamento mantello/fondo.

2.2.1 Mantello con bordo flangia sporgente - shell flange overhang

Nei monolucidi antecedenti agli anni 1970, il mantello era tipicamente con bordo a flangia sporgente (fig. 8). Quest'ultimo tende a disperdere calore, per cui, in questa zona, in determinate condizioni si può generare un gradiente termico particolarmente elevato. Inoltre si possono presentare fenomeni di corrosione nello spazio ristretto fra il bordo sporgente del mantello e la testata. Per questi motivi i monolucidi di questo tipo, ancora in servizio, richiedono particolari attenzioni.

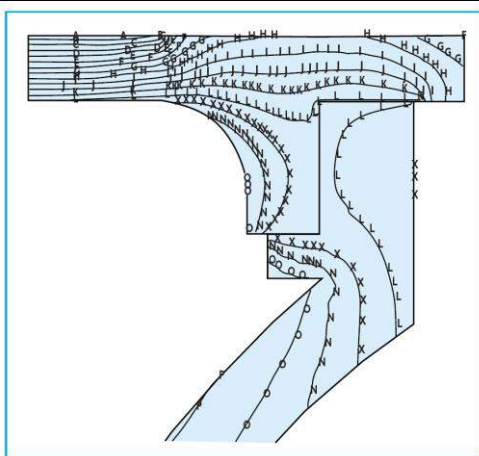


Fig. 8 - Gradiente di temperatura

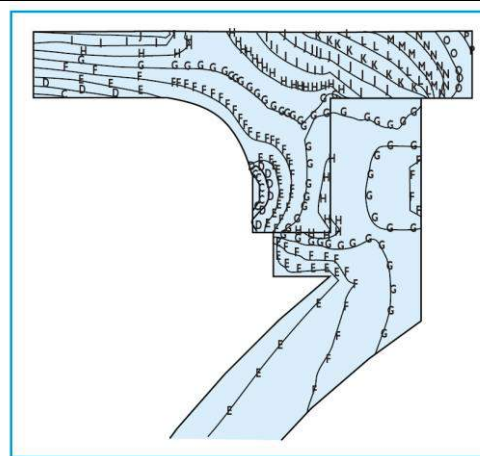


Fig. 9 - Gradiente delle sollecitazioni

2.2.2 Mantello con i bordi rastremati - taperd shell

Mantello con bordi rastremati

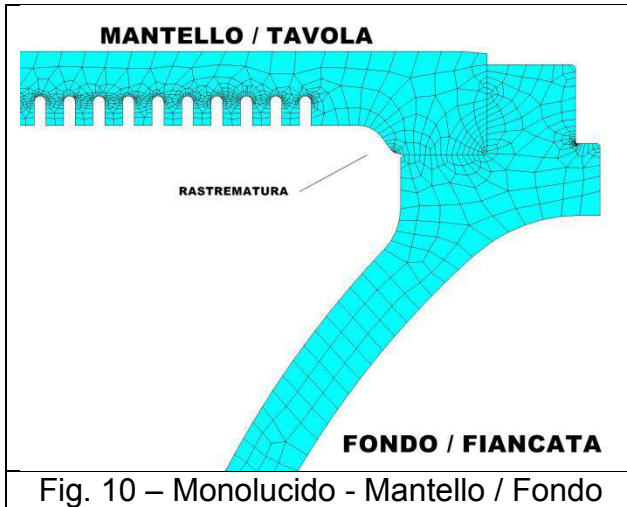


Fig. 10 – Monolucido - Mantello / Fondo

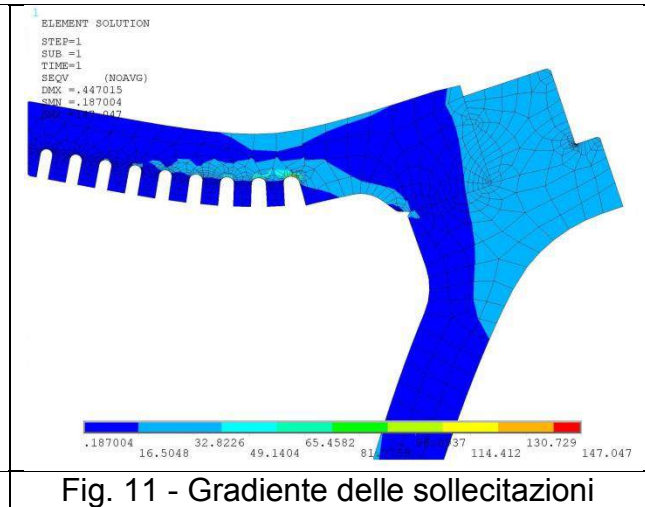


Fig. 11 - Gradiente delle sollecitazioni

2.2.3 Collegamento mantello/testate con organi filettati

Il collegamento tra mantello e testata con organi filettati è tipico dei monolucidi in ghisa. Nelle figure sottostanti sono indicati due tipici collegamenti, il primo costituito da bulloni (viti + dadi) (fig. 12), il secondo da viti mordenti (Fig. 13) che, per motivi costruttivi, comportano maggiori sollecitazioni anche sulle testate del monolucido.

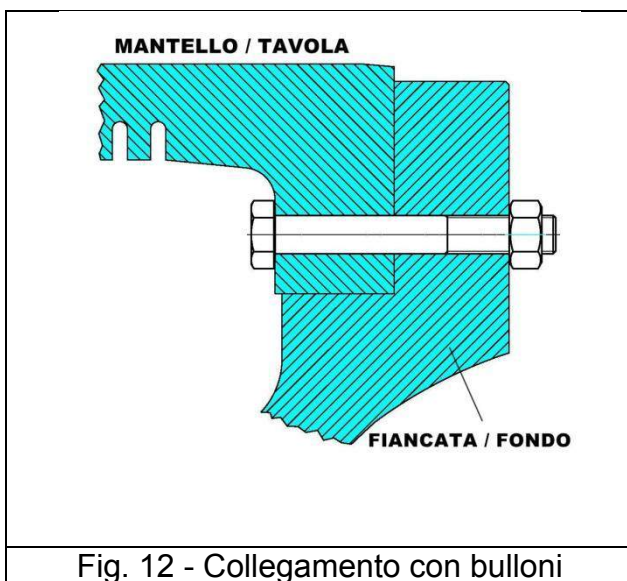


Fig. 12 - Collegamento con bulloni

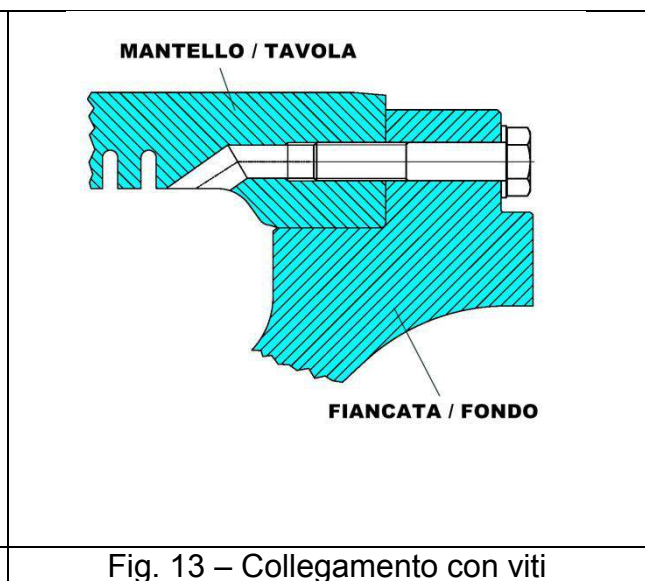


Fig. 13 – Collegamento con viti

2.2.4 Collegamento mantello/testate tramite saldatura

Il collegamento tra mantello e testata con saldatura è tipico dei monolucidi in acciaio.

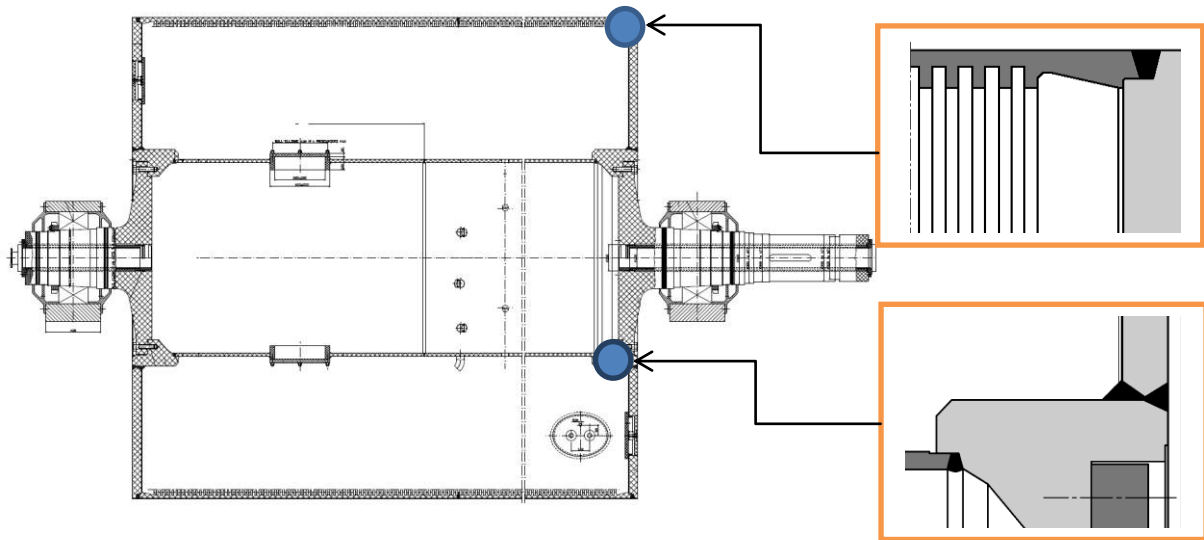


Fig. 14 - Monolucido in acciaio

3. Danneggiamenti

Nella tabella sotto riportata si raggruppano per tipologia le cause, documentate e probabili, dei cedimenti dei monolucidi che hanno generato esplosioni avvenute nel mondo da 1934 ad oggi [1] [2] [3].

cricchature e fratture in corrispondenza di:	n.31	connesse alla corrosione:	n.28
<ul style="list-style-type: none"> - mantello (shell); - testate (head) : sul diametro bulloni; - testate in corrispondenza dell'accoppiamento col mantello; - spine di riparazione mantello; 		<ul style="list-style-type: none"> - nei giunti fra mantello e testate e/o perdite di vapore; - in corrispondenza dei collegamenti bullonati; 	
cause connesse al progetto del cilindro monolucido:	n.24	cause connesse alla manutenzione come:	n.11
<ul style="list-style-type: none"> - flange mantello sporgenti dalle testate (shell flange overhang); - bordi mantello rastremati (tapered shell design); - collegamento mantello/testate; - fori filettati delle flange del mantello; - disegno delle testate; ecc. 		<ul style="list-style-type: none"> - rottura supporti rulli del feltro; - esecuzione di fori; - inadeguato serraggio dei bulloni di collegamento mantello/testate; - elevato numero di spinature; - eccessive riparazioni non adeguate; - eccessiva inclinazione del bordo delle testate. 	
cause esterne:	n.11	cause connesse agli incendi locali	n.3
<ul style="list-style-type: none"> - problemi connessi ai cilindri presse; - problemi connessi alla cappa; - oggetti fra presse e monolucido; - accumulo di feltro fra presse e monolucido; - rottura supporti; ecc. 		cause connesse alle procedure di riscaldamento:	n.3
		<ul style="list-style-type: none"> - eccessiva rapidità; - riscaldamento col cilindro fermo 	
		cause connesse alle valvole di controllo del vapore:	n.1
		<ul style="list-style-type: none"> - portata della valvola di sicurezza non adeguata. 	

Si evidenziano, nelle figure successive, alcuni tipici danneggiamenti che potrebbero portare a conseguenze catastrofiche.

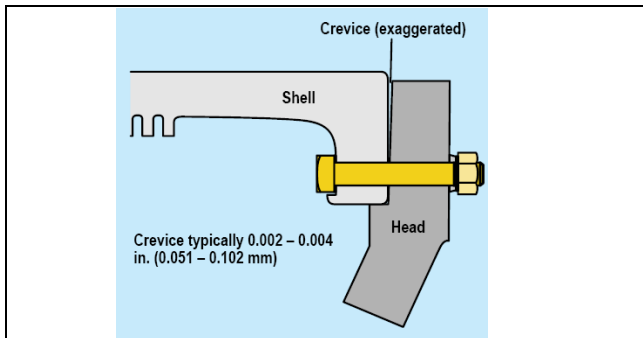


Fig. 15 - Fessura (crevice) fra flange mantello e testate in cui si può formare corrosione

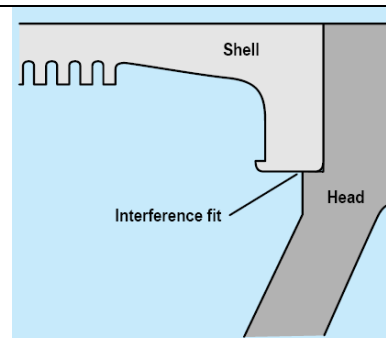


Fig. 16 - Presenza di gioco nell'accoppiamento fra flange mantello e testate (spigot)

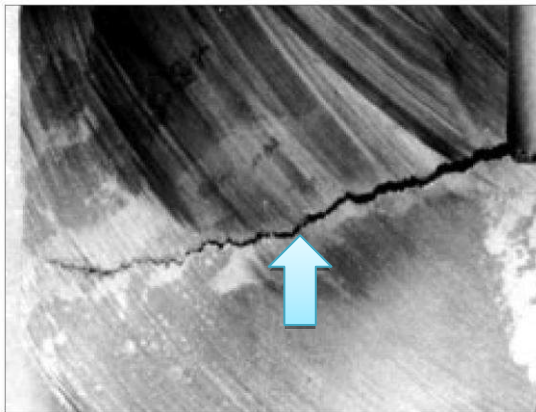


Fig. 17 - Frattura sulla superficie dell'accoppiamento flange mantello - testate

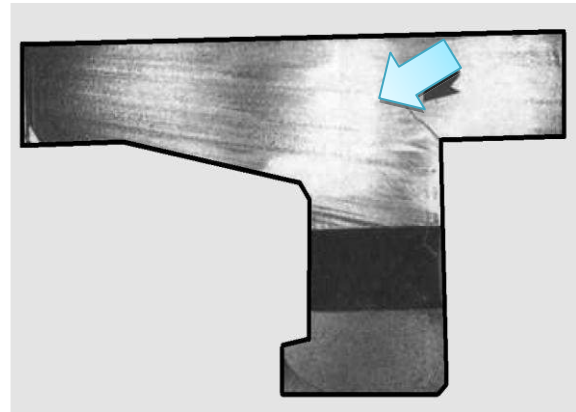


Fig. 18 - Frattura in corrispondenza della sporgenza della flangia

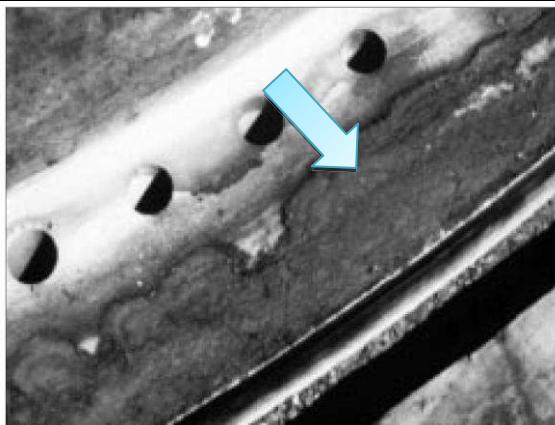


Fig. 19 - Corrosione in corrispondenza delle flange delle testate

4. Alcune indicazioni per l'esercizio in sicurezza

Si elencano i principali rischi da analizzare per l'esercizio del monolucido:

- sollecitazioni indotte durante la fase di trasporto, movimentazione e montaggio;
- rischi derivanti dall'interfaccia con l'impianto vapore e aerotermico in generale;
- superamento dei limiti ammissibili di pressione (PS) e temperatura (TS);

- sollecitazioni generate dall'aumento del livello delle condense nel monolucido;
- stress termico durante le fasi di riscaldamento e/o raffreddamento e l'esercizio;
- stress termico per rapido raffreddamento durante l'estinzione di incendi di carta o polvere di carta in prossimità del monolucido;
- stress termico durante il raffreddamento anomalo provocato dal feltro saturo di acqua;
- riscaldamento anomalo provocato dall'impianto aerotermico (rottura carta, ecc.);
- caratteristiche chimiche del vapore acqueo;
- corrosioni relativa all'accoppiamento mantello / fondi o saldatura;
- fatica nei collegamenti bullonati;
- corretto serraggio dei bulloni di collegamento tra mantello / fondo;
- sollecitazioni meccaniche esercitate da presse e raschie;
- sollecitazioni meccaniche derivanti dalla velocità di rotazione, forze centrifughe, disallineamento assiale ecc.;
- riduzione dello spessore del mantello a causa dell'usura dovuta a raschie e/o alle operazioni di rettifica;
- manutenzioni in generale (interventi di spinatura per la riparazione di danneggiamenti superficiali, interventi per sostituzione guarnizioni, ecc.);

5. Conclusioni

Il monolucido può essere considerato il cuore della macchina continua per la produzione della carta tissue.

Le numerose variabili coinvolte nel processo di lavorazione del monolucido lo sottopongono a forti affaticamenti. La combinazione di pressione interna, stress termico e meccanico, corrosione e incisioni superficiali ha portato negli anni a numerosi guasti, alcuni con conseguenze disastrose. In collaborazione con l'Associazione Industriale di Lucca e l'ASL di Lucca sono state predisposte linee guida relative ai metodi di ispezione e manutenzione, alla gestione in sicurezza delle principali manovre da compiere sia durante il normale esercizio che in situazioni di emergenza.

Bibliografia

- [1] Sicurezza Monolucido – Associazione Industriale di Lucca.
- [2] Technical Association of Pulp and Paper Industry (TAPPI).
- [3] Yankee Dryer Safety and Reliability Committee (YDSRC).

I codici di progettazione sugli apparecchi a pressione in Italia

F. Lidonnici*

*SANT'AMBROGIO Servizi Industriali S.r.l.

Sommario

Dopo l'entrata in vigore della Direttiva PED, che permette ora a costruttori ed utenti la scelta dello standard di costruzione da usare, risulta difficile orientarsi in questa scelta, sia per la lunga abitudine all'uso di una sola normativa vincolante (le Raccolte ISPESL), sia per l'esistenza di sistemi normativi diversi e concorrenti tra loro (quello americano e quello europeo). In questa memoria si cercherà di evidenziare vantaggi e svantaggi nell'uso delle varie norme possibili, con ovvio riferimento ai problemi legati alla conformità delle stesse alla Direttiva.

1. Principali standard di costruzione di apparecchi a pressione utilizzati (o potenzialmente utilizzabili) oggi in Italia

La direttiva 97/23 [1], cosiddetta Direttiva PED (Pressure Equipment Directive), entrata in vigore nel 2002, ha di fatto causato una sostanziale deregolamentazione di un settore che in Italia era da sempre stato rigidamente governato da norme tecniche (Raccolte ISPESL) [2] assolutamente obbligatorie e inderogabili; tanto che, negli ultimi venti anni che hanno preceduto l'avvento della PED, queste norme erano addirittura state promosse al rango di vere e proprie leggi, con le difficoltà operative che chi ha lavorato in quegli anni sicuramente ricorda. Con la PED è ora invece possibile adoperare, per la costruzione di attrezzature in pressione, una qualunque norma tecnica che risulti conforme ai cosiddetti "Principi Essenziali di Sicurezza" contenuti nella stessa PED, fermo restando che alle cosiddette "norme armonizzate" preparate dal CEN viene attribuita la "presunzione di conformità" alla Direttiva; tuttavia ognuno dei principali paesi europei (Francia, Germania e Regno Unito) ha cercato di attribuire anche alle proprie norme nazionali preesistenti alla PED la stessa presunzione di conformità.

Attualmente in Italia i codici più usati per gli apparecchi a pressione non soggetti alla fiamma sono i seguenti:

- **RACCOLTE ISPESL VSR,M,S** [2]
- **ASME Sezione VIII divisione 1** (U.S.A.) [3]
- **ASME Sezione VIII divisione 2** (U.S.A.) [4]
- **EN 13445** (Norma Europea Armonizzata) [5]

Non tutti questi codici garantiscono in effetti la piena conformità alla PED. Nella Tabella 1 sono state riportate le principali caratteristiche di tali norme, che, a seconda del tipo di apparecchio e delle particolari problematiche connesse al suo impiego, possono consigliare l'uso dell'una o dell'altra norma.

2. Principali differenze negli aspetti legislativi e normativi che governano la costruzione degli apparecchi a pressione in Europa e negli U.S.A.

Nelle note della Tabella 1 abbiamo segnalato alcuni problemi legati all'impiego delle norme americane ASME Sezione VIII divisione 1, e, in misura inferiore, anche divisione 2. Questi problemi si possono meglio spiegare considerando le differenze tra il contesto legislativo e normativo americano e quello europeo conseguente all'entrata in vigore della PED.

	RACCOLTE ISPESL VSR, M, S (Italia) integrate dalle Raccomandazioni del Comitato Termotecnico Italiano (ed. 2005)	ASME Sezione VIII divisione 1 (U.S.A.)	ASME Sezione VIII divisione 2 (U.S.A.)	EN 13445 (Norma Europea Armonizzata)
Lingua	Italiano	Inglese	Inglese	Inglese, Francese, Tedesco
Materiali	tutti	tutti	tutti	Solo acciai, ghisa sferoidale e leghe di Al (1)
Aggiornamento	No	Annuale	Annuale	Annuale
Progettazione mediante analisi	Sì	No	Sì	Sì
Analisi a fatica	No	No	Sì	Sì
Carichi diversi dalla pressione	No	No	Sì	Sì
Scorrimento viscoso oltre le 100.000 ore	Sì	No	No	Sì
Problemi per l'uso con la PED		(2)	(3)	

Tabella 1

- (1) leghe di Nichel e Titanio in preparazione
- (2) Filosofia di base sostanzialmente diversa - Necessità di ricorrere alla divisione 2 o ad altri documenti (WRC, ecc.) per quanto non previsto nel codice - Mancanza della garanzia sulle caratteristiche meccaniche dei materiali a caldo e a freddo (richiesto Particular Material Appraisal) - Pressioni di prova idraulica non conformi a PED.
- (3) Filosofia di base sostanzialmente diversa - Mancanza della garanzia sulle caratteristiche meccaniche dei materiali a caldo e a freddo (richiesto Particular Material Appraisal)

Europa: la Direttiva PED è una legge, ed è pertanto obbligatoria in tutti i paesi dell'Unione Europea. Richiede la conformità ai Principi Essenziali di Sicurezza (ESRs = Essential Safety Requirements), e non ad un insieme di norme dettagliate. L'uso di una "Norma Armonizzata" (EN 13445 per gli apparecchi a pressione) garantisce la "Presunzione di Conformità" con la PED, ma altri codici sono accettabili, purché conformi agli ESRs.

U.S.A.: il codice ASME (Sezione VIII per gli apparecchi a pressione) non è una legge, ma è lo standard di costruzione generalmente accettato. Richiede la conformità assoluta ai minimi dettagli della norma. Vi sono differenze nei diversi Stati (in qualcuno è obbligatorio per legge, in altri è richiesto solo a scopo assicurativo).

Sotto il profilo delle **responsabilità** bisogna inoltre osservare quanto segue.

Europa: secondo la PED il Costruttore (non il Committente) è pienamente responsabile della sicurezza del suo prodotto in tutte le condizioni possibili: di servizio normale, eccezionali, di prova, di trasporto, di montaggio, di manutenzione, ecc. Il marchio CE certifica unicamente la conformità ai Principi Essenziali di Sicurezza (ESRs), non a una specifica norma. La progettazione e la costruzione devono essere fatte sulla base di un'Analisi dei Rischi, diversa per ciascun apparecchio, sotto la responsabilità del

Costruttore. L'ente di controllo (Organismo notificato) certifica solo che i Requisiti Essenziali di Sicurezza sono stati rispettati.

U.S.A.: il codice ASME contiene una specifica sezione per ogni tipo di componente in pressione. L'ASME Stamp (differente per ciascuna sezione) garantisce questa conformità. Il Costruttore è responsabile del rispetto dei requisiti e delle condizioni di carico specificate dal Committente nella "User's Design Specification". L'Ispettore Autorizzato certifica che i requisiti del Codice e del Committente sono stati rispettati.

3. Il progetto "Comparative Study" [6] – Confronto costi apparecchi di varie tipologie secondo ASME VIII div. 1 ed EN 13445

Il progetto, nato da un'idea della Commissione e condotto negli anni 2003-2004 dal TÜV Austria e da Sant'Ambrogio per conto del Consorzio Europeo di Certificazione, era volto a confrontare i costi di alcuni apparecchi a pressione tipici costruiti in un caso secondo le norme americane ASME VIII divisione 1 per l'impiego negli U.S.A., e nell'altro secondo la

	VESSEL	AVERAGE CONSTRUCTION VALUE (EURO) ACCORDING TO EN 13445 (=100%)	% VALUE FOR CONSTRUCTION ACCORDING TO ASME SECTION VIII DIVISION 1	% VALUE FOR CONSTRUCTION ACCORDING TO ASME SECTION VIII DIVISION 1 + PED
1	LPG Storage tank, 70 bar, 80 m ³ , made of High Yield Strength Carbon Steel	124.350	130,37%	138,54%
2	Hydrogen Reactor, 180 bar, 400°C, 35 m ³ , made of 2,5%Cr-1% Mo Low Alloy Steel (from plate)	518.200	115,86%	122,81%
3	Serially Made Jacketed Autoclave, 2,5 bar, 200 litres, made of Austenitic SS type 304 (1.4301)	25.250	97,87%	98,60%
4	Stirring Vessel, 3 bar, 35 m ³ , made of Austenitic SS type 316Ti (1.4571)	142.250	110,58%	110,59%
5	TEMA R Heat Exchanger, AES type, 1067 x 6000, Pressure 10/20 bar at 200°C, made of Carbon Steel	103.750	100,25%	101,78%
6	TEMA R Heat Exchanger, BEM type, 539 x 6000, Pressure 10/20 bar at 200°C, made of Carbon Steel	51.600	98,97%	101,86%
7	Serially Made Fixed Tubesheet Heat Exchanger, ND 300 x 1500, Pressure 6/3 bar, made of Austenitic SS type 304	6.400	108,17%	106,85%
8	Serially Made Expansion Vessel, DN 400, 34 bar, 175 litres, made of Carbon Steel	2.450	105,55%	110,07%
9	Air cooler with Finned Tubes, Rectangular Channels 255 x 190 mm, Tube Length 3000, Pressure 77 bar made of High Strength Carbon Steel	91.150	106,65%	108,2%

Tabella 2

norma armonizzata EN 13445 per l'impiego in ambito PED. È stato inoltre considerato anche il caso di apparecchi costruiti in conformità alla PED, tuttavia con l'uso della norma ASME VIII divisione 1. A collaborare al progetto sono stati chiamati alcuni costruttori

europei (italiani, francesi ed austriaci), ai quali sono stati sottoposti i progetti degli apparecchi allo scopo di ottenere da ciascuno un'offerta relativa alla fornitura degli stessi.

Nella tabella 2 sono riportati i risultati del progetto: la prima colonna fornisce il costo medio in Euro dell'apparecchio costruito secondo la norma armonizzata EN 13445, le due colonne successive rappresentano in % il maggiore o minore costo dello stesso apparecchio costruito (seconda colonna) secondo le norme ASME VIII divisione 1 per impiego negli U.S.A., oppure (terza colonna) secondo le stesse norme ma con conformità alla PED. Dall'esame della tabella si ricavano le osservazioni seguenti:

- l'uso del codice ASME VIII divisione 1 è penalizzante nel caso di grandi apparecchi (differenze di costo del 20-30% rispetto ad EN 13445).
- Nel caso di scambiatori di calore a bassa / media pressione l'imposizione delle norme TEMA [7] riduce le differenze: da ciò si evidenzia la necessità di una norma europea sugli scambiatori di calore che sia meno conservativa della norma americana.
- L'uso di ASME VIII divisione 1 presenta dei vantaggi solo nel caso dei piccoli apparecchi, per la ridotta incidenza dei controlli non distruttivi.
- L'uso di ASME VIII divisione 1 come norma di supporto per la Direttiva PED comporta dei costi superiori a quelli che si avrebbero considerando solo ASME VIII divisione 1 senza la Direttiva PED.

4. Elementi che favoriscono l'uso in Italia delle norme americane in generale e dell'ASME VIII divisione 1 in particolare

- Coerenza e completezza della normativa: le norme si richiamano tutte tra loro e coprono tutti i componenti di un impianto.
- Sono le più conosciute a livello internazionale, particolarmente nei paesi del terzo mondo dove non esistono norme di legge vincolanti.
- Le norme ASME VIII divisione 1 sono conosciute in Italia come e forse più delle Raccolte ISPEL, dato che la grande maggioranza dei costruttori e delle società di ingegneria lavora soprattutto per l'estero.
- Sono molto semplici da usare e non richiedono qualifiche particolari da parte dei progettisti (ciò non è vero però per la divisione 2).
- Le grosse società americane di processo le richiedono anche per gli impianti europei soggetti alla PED.
- Gli enti notificati operanti a livello internazionale preferiscono adoperarle perché le conoscono meglio di altre e tendono comunque a sottovalutare le prescrizioni aggiuntive necessarie per la PED.

5. Elementi che sconsigliano l'uso da parte dell'industria europea delle norme americane in generale e dell'ASME VIII divisione 1 in particolare

- Non conformità alla PED, soprattutto per ciò che riguarda le responsabilità (che secondo la PED ricadono esclusivamente sul Costruttore, unico responsabile dell'analisi dei rischi, e non anche sull'utente, come previsto dalle norme americane) e la garanzia sulle proprietà dei materiali.
- Necessità di usare norme diverse nelle verifiche a fatica e nel campo dello scorrimento viscoso qualora si richieda una durata di vita superiore alle 100.000 ore.
- Spessori e pesi superiori a quelli ottenibili con altre normative, soprattutto per apparecchi di grandi dimensioni.

- La generalizzazione di norme eccessivamente semplici e conservative favorisce soprattutto l'industria manifatturiera dei paesi emergenti e penalizza quella più qualificata dei paesi occidentali (inclusi gli U.S.A., in cui si sta infatti tentando di modificare le norme in senso meno conservativo, privilegiando calcoli e controlli – vedi edizioni dal 2007 in avanti dell'ASME VIII divisione 2). Inoltre l'accettazione pura e semplice del sistema americano impedirebbe la finalizzazione del sistema di norme CEN, che solo con l'uso costante e continuo potrebbe essere perfezionato portando alla luce tutti i difetti e le incoerenze attualmente esistenti tra gli standard preparati dai vari Comitati Tecnici.

6. Elementi a favore delle norme europee in generale e dell'EN 13445 in particolare

- Conformità alla Direttiva PED ed alle altre direttive di prodotto, in particolare per ciò che riguarda le caratteristiche dei materiali.
- Minor costo degli apparecchi, in particolar modo di quelli di grandi dimensioni.
- Sono le uniche norme europee che hanno la possibilità di venire riconosciute anche fuori dall'Europa (Cina, Russia, India) e che possono quindi facilitare le esportazioni dei costruttori italiani ed europei.
- Possibilità di usare metodi meno conservativi nella progettazione mediante analisi e maggior facilità nelle analisi a fatica dovuta all'esistenza di metodi semplificati che non richiedono un'analisi FEM.

7. Elementi che ritardano l'uso in Italia delle norme EN in generale e dell'EN 13445 in particolare

- Sono scarsamente conosciute, soprattutto a livello degli utilizzatori.
- Manca una traduzione in Italiano della EN 13445, le traduzioni in Italiano delle altre norme non sono tecnicamente adeguate.
- Non esiste un sistema di informazioni efficiente sull'esistenza di successive revisioni della stessa EN 13445.
- Mancanza di un sostegno adeguato, sia finanziario che legislativo, da parte della Commissione Europea onde provvedere al loro completamento in tempi rapidi.
- Manca un coordinamento tra le norme preparate dai vari TC, spesso basate su criteri differenti e non coordinate tra loro.

8. Quale futuro per le nostre Raccolte ISPESL?

Come detto più sopra, le Raccolte ISPESL che riguardano la costruzione di recipienti e generatori (VSR, VSG, M ed S) sono in effetti specifiche tecniche applicative di vecchie leggi, ormai superate dalla PED. I diritti d'autore dei relativi testi non appartengono pertanto ad alcun ente o associazione, ma soltanto al governo italiano. E' questo pertanto il motivo per cui il loro aggiornamento puro e semplice (sull'esempio di quanto hanno fatto i Francesi per il CODAP [8], gli Inglesi per il PD5500 [9] e i Tedeschi per le norme AD [10]) è stato di fatto impossibile: non aveva senso chiedere al governo, o comunque ad un ente governativo come era l'ISPESL, l'aggiornamento di leggi decadute. A parte questo, la mancanza di una versione elettronica (in Word) delle Raccolte (non esisteva, e non esiste tuttora, una tale versione né in lingua Italiana né in lingua inglese) costituiva comunque un grosso ostacolo per un loro eventuale aggiornamento.

Negli anni che vanno dal 2003 al 2005 il Comitato Termotecnico Italiano (ente federato all'UNI a cui compete la responsabilità della standardizzazione nel campo della Direttiva

PED) ha pertanto scritto una serie di «Raccomandazioni» (in effetti vere e proprie modifiche) per permettere la continuazione del loro uso anche in ambito PED. L'ultimo aggiornamento delle Raccolte operato prima dell'entrata in vigore della PED (1999) si ispirava molto ai progetti allora in corso di elaborazione delle norme EN corrispondenti (soprattutto la EN 13445); tuttavia la continua evoluzione delle stesse norme EN dopo la loro prima pubblicazione ha reso obsolete alcune parti delle attuali Raccolte (e relative Raccomandazioni CTI).

In attesa di una traduzione seria in lingua italiana delle norme EN armonizzate alla PED, sarebbe comunque auspicabile, per favorire i numerosi costruttori italiani che ancora adoperano le Raccolte ISPEL, operare un'ulteriore revisione delle Raccomandazioni CTI. Ciò anche tenendo conto che il termine "Raccomandazioni" non viene oggi più accettato dall'UNI per definire un documento riguardante la standardizzazione: ma non mi sembra che questo costituisca un problema insuperabile.

Bibliografia

- [1] Direttiva 97/23/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio per il ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri in materia di attrezzature a pressione
- [2] Raccolte ISPEL VSR,VSG,M ed S, Edizione 1995, "Specificazioni Tecniche Applicative del DM 21/11/72 per la Verifica della Stabilità dei Recipienti a Pressione"
- [3] ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Edition 2013, Section VIII, division 1
- [4] ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Edition 2013, Section VIII, division 2
- [5] EN 13445, 2009 issue 5 "Unfired Pressure Vessels"
- [6] "Comparative Study on Pressure Equipment Standards", European Commission, DG Enterprise, Contract N° FIF.20030114, 2004
- [7] TEMA, Standards of the Tubular Exchanger Manufacturers' Association, 9th Edition, 2007.
- [8] CODAP, Edition 2005, "French Code for Construction of Unfired Pressure Vessels"
- [9] PD 5500 " Specification for Unfired, fusion welded pressure vessel", BSI Group, UK, 2012
- [10] AD 2000 Code, Technical Rules for Pressure Vessels, Beuth Verlag Gmbh, Berlin, Germany, 2014
- [11] Raccomandazioni del Comitato Termotecnico Italiano per l'uso delle Raccolte ISPEL nell'ambito della Direttiva CE 97/23, Comitato Termotecnico Italiano, 2005

La sorveglianza dei generatori di vapore esclusi dal campo di applicazione della UNI/TS 11325-3, il nuovo progetto di norma e lo stato dell'arte, una guida comparata all'adeguamento del parco caldaie a vapore e ad acqua surriscaldata

G.Rondinella*, A. Andolina**

*Coordinatore CT 305 CTI

**INAIL – UOT CVR Milano

Sommario

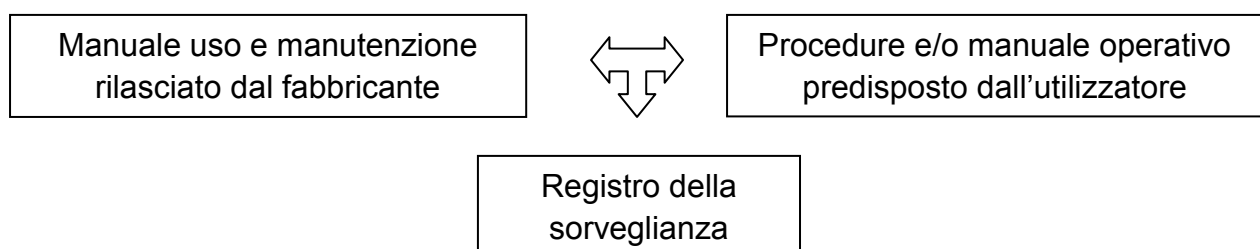
La direttiva di prodotto 97/23/CE “PED” definisce i criteri generali di calcolo, progetto e costruzione per le attrezzature a pressione ivi comprese le attrezzature a pressione esposte alla fiamma o ad altro tipo di riscaldamento che presentano un rischio di surriscaldamento (generatori di vapore e/o acqua surriscaldata, i surriscaldatori ed i risurriscaldatori, le caldaie a recupero, le caldaie per l'incenerimento dei rifiuti, le caldaie elettriche ad elettrodi o ad immersione). L'istituto degli esoneri, previsto dalla normativa previgente alla PED, prevedeva per alcuni tipi di apparecchi a pressione (apparecchi storicamente considerati a basso rischio dato il bassissimo valore di energia immagazzinata) la deroga parziale o totale da alcuni adempimenti previsti dalle vigenti disposizioni legislative. In particolare per alcuni tipi di generatori di vapore era prevista la conduzione con persona addetta non abilitata.

La direttiva 97/23/CE e il D.M. 329/2004 non prevedono l'istituto degli esoneri e quindi, di fatto, i generatori di vapore storicamente considerati a “basso rischio” non potrebbero essere eserciti con persona addetta non abilitata.

Gli autori cercano di definire quali possano essere gli elementi imprescindibili a corredo di tali generatori e quali le pratiche dei controlli sui dispositivi, già definite dal nuovo progetto di norma, che possano rendere i generatori a basso rischio ancora esercibili con persona addetta non abilitata.

0. Generalità

La specifica tecnica UNI/TS 11325-3 “Attrezzature a pressione – Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione – Parte 3: Sorveglianza dei generatori di vapore e/o acqua surriscaldata” [1] definisce le modalità di sorveglianza delle attrezzature a pressione, a focolare con rischio di surriscaldamento, destinate alla generazione di vapor d'acqua e/o acqua surriscaldata (di seguito indicati come generatori di vapore) con o senza assistenza continua ed in particolare dà indicazioni sulla documentazione indispensabile per la gestione della centrale termica.



In centrale termica o in sala controllo deve essere presente copia del manuale d'uso e manutenzione rilasciato dal fabbricante e/o copia delle procedure o dei manuali operativi predisposti dall'utilizzatore, nelle parti che riguardano l'esercizio, la manutenzione e le prove di tutti i dispositivi, inclusi quelli di sicurezza, regolazione e controllo.

Il manuale d'uso e manutenzione e/o il manuale operativo normalmente forniscono esplicite indicazioni del rischio residuo e delle particolari misure che devono essere intraprese durante l'esercizio per eliminarlo o ridurlo.

In particolare il manuale operativo indicherà:

- come provare i dispositivi di sicurezza (per esempio diagrammi logici) e quale è la periodicità di tali prove;
- i requisiti dell'acqua di alimentazione e dell'acqua di caldaia;
- le istruzioni per riaccendere il generatore dopo ogni fermata per blocco.

In centrale termica deve essere tenuto un registro della sorveglianza sul quale devono essere indicati:

- il numero delle persone addette alla sorveglianza;
- gli esiti dei controlli e delle prove sugli accessori di sicurezza;
- gli esiti dei controlli e delle prove sui dispositivi di regolazione e/o di controllo;
- i risultati delle analisi dell'acqua di alimentazione, di caldaia e delle condense;
- tutte le anomalie, prove e interventi di manutenzione.

Tutte le varie operazioni devono essere registrate in modo che vi sia evidenza della data, dell'ora e della persona addetta che le ha effettuate.

La specifica tecnica UNI/TS 11325-3 ratifica, nei termini e nella sostanza, l'abbandono del concetto di condotta del generatore di vapore in quanto l'alto livello di automazione raggiunto dai moderni generatori di vapore limita i compiti dell'operatore/persona addetta alla sorveglianza del corretto funzionamento degli automatismi. La specifica definisce le modalità di sorveglianza delle attrezzature a pressione, a focolare con rischio di surriscaldamento, destinate alla generazione di vapor d'acqua e/o acqua surriscaldata a temperatura maggiore di 110 °C con pressione massima ammissibile PS maggiore di 0,5 bar rientranti nel campo di applicazione del D. M. n. 329/2004 [2]. Per persona addetta si intende persona competente che esercita la sorveglianza del generatore, tale sorveglianza può essere con assistenza continua o senza assistenza continua.

Allo stato attuale per la valutazione della competenza della persona addetta si applica la legislazione vigente in materia, in particolare l'articolo 27 del Regio Decreto del 12 maggio 1927, n. 824 [3].

La sorveglianza con assistenza continua prevede, durante il funzionamento del generatore, la presenza stabile in centrale termica o in sala controllo di persona addetta, la modalità senza assistenza continua consente invece la presenza saltuaria ma comunque codificata e prevede anche la possibilità di gestione remota di più centrali termiche. La persona addetta dovrà essere presente durante l'accensione e la riaccensione del generatore di vapore oltretutto per i controlli dei dispositivi come da manuale operativo.

Le periodicità di sorveglianza, definite in ore, devono essere intese come ore solari continuative a partire dalla accensione o riaccensione del generatore.

I generatori di vapor d'acqua e/o acqua surriscaldata, certificati PED, possono essere eserciti con sorveglianza senza assistenza continua solo se nel manuale uso e manutenzione rilasciato dal fabbricante è prevista esplicitamente tale modalità di sorveglianza, la modalità di sorveglianza non continua non è quindi prevista per le caldaie costruite con la normativa previgente alla direttiva di prodotto.

1. Generatori rientranti nel campo di applicazione della UNI/TS 11325-3

La norma definisce le modalità di sorveglianza dei generatori di vapore e/o acqua surriscaldata:

- sorveglianza con assistenza continua
- sorveglianza senza assistenza continua fino ad un massimo di 24 ore
- sorveglianza senza assistenza continua fino ad un massimo di 72 ore

Sorveglianza con assistenza continua		
Controlli giornalieri	Controlli settimanali	
<ul style="list-style-type: none"> • efficienza dei livellostati di sicurezza • pH e durezza totale dell'acqua di alimentazione • pH, alcalinità, durezza totale, conducibilità elettrica e/o salinità dell'acqua di caldaia • spurgo degli indicatori di livello 	<ul style="list-style-type: none"> • efficienza del pressostato di blocco • efficienza del termostato di blocco 	
Sorveglianza senza assistenza continua fino ad un massimo di 24 ore		
Controlli nelle 24 h	Controlli settimanali	
<ul style="list-style-type: none"> • efficienza dei livellostati di sicurezza • pH e durezza totale dell'acqua di alimentazione • pH, alcalinità, durezza totale e conducibilità elettrica e/o salinità dell'acqua di caldaia • spurgo degli indicatori di livello 	<ul style="list-style-type: none"> • efficienza del pressostato di blocco • efficienza del termostato di blocco 	
Sorveglianza senza assistenza continua fino ad un massimo di 72 ore		
Controlli nelle 72 h	Controlli settimanali	Controlli continui
<ul style="list-style-type: none"> • efficienza dei livellostati di sicurezza • efficienza del livellostato di massimo livello • pH dell'acqua di alimento • pH, alcalinità, durezza totale e conducibilità elettrica e/o salinità dell'acqua di caldaia • spurgo indicatori di livello 	<ul style="list-style-type: none"> • pressostato di blocco • termostato di blocco 	<ul style="list-style-type: none"> • durezza e conducibilità dell'acqua di alimento (con interblocco al generatore) • durezza e conducibilità delle condense <i>(solo per le caldaie a recupero condense)</i> • Conducibilità delle acque in caldaia <i>(solo per le caldaie a circolazione naturale e assistita)</i>

Il dispositivo di controllo di fiamma deve essere autocontrollato e un suo malfunzionamento non deve consentire la gestione della caldaia neanche con il presidio della persona addetta.

La mancata effettuazione dei controlli sui dispositivi nei tempi prescritti deve mandare in blocco il generatore.

2. Generatori esclusi dal campo di applicazione della UNI/TS 11325-3 (generatori a basso rischio)

Nella normativa previgente alla PED [4] (R.D. 12 maggio 1927, n. 824 e D.M. 21 maggio 1975 [5]), era previsto l'istituto dell'esonero per alcune tipologie di apparecchi a pressione ed in particolare per alcuni tipologie di generatori di vapore, considerati a basso rischio dato il basso livello di energia immagazzinata. Tali attrezzature potevano godere dell'esonero dal conduttore patentato affidando la condotta a persona maggiorenne e capace la conduzione.

La Direttiva PED e il D.M. 329/04 non prevedono l'istituto dell'esonero di cui ai regolamenti previgenti e lasciano al costruttore del generatore di vapore la scelta della strumentazione atta ad assicurare il soddisfacimento dei Requisiti Essenziali di Sicurezza.

Queste considerazioni hanno ristretto il campo di applicazione della specifica tecnica UNI/TS 11325-3 “Sorveglianza dei generatori di vapore e/o acqua surriscaldata” escludendo:

- a) generatori a sorgente termica diversa dal fuoco;
- b) generatori ad attraversamento meccanico di limitata potenzialità aventi $PS \times V \leq 3000$ bar x l e $PS \leq 12$ bar;
- c) generatori di vapore a bassa pressione aventi $PS \leq 1$ bar, Superficie di riscaldamento ≤ 100 m² e Potenzialità ≤ 2 t/h;
- d) generatori di acqua surriscaldata a bassa pressione aventi $PS \leq 5$ bar, Temperatura massima dell’acqua $\leq 120^{\circ}\text{C}$, Superficie di riscaldamento ≤ 100 m² e Potenzialità ≤ 2 t/h, considerando convenzionalmente la potenza di 0,69 kW (600 kcal/h) di acqua surriscaldata equivalente alla producibilità di 1 kg/h di vapore d’acqua;
- e) generatori aventi volume $V \leq 5$ l indipendentemente dal valore di PS.

Per i generatori di vapore e/o acqua surriscaldata suddetti, già oggetto di esonero, è in fase di elaborazione una specifica tecnica dove viene previsto che la sorveglianza dei generatori sia affidata a persona addetta, formata o riconosciuta tale dall’utilizzatore, che esercita la sorveglianza del generatore. Anche per queste caldaie è prevista la modalità di sorveglianza continua e non continua.

Gli autori si propongono di verificare, come e in che misura l’adozione delle norme di costruzione armonizzate alla direttiva PED - UNI EN 12952-7 [6] e UNI EN 12953-6 [7]- consenta anche per questi generatori di vapore, di garantire lo stesso livello di sicurezza delle attrezzature pre-PED. Per queste caldaie la gestione del rischio residuo è demandata ad un adeguato corredo strumentale e alla sorveglianza di persona competente - non più patentata- , opportunamente formata per l’utilizzo di tale attrezzatura di lavoro.

La norma UNI EN 12953-6 “Caldaie a tubi da fumo – Parte 6: “Requisiti per l’apparecchiatura della caldaia” specifica i requisiti per le apparecchiature di sicurezza da porre a corredo dei generatori a tubi da fumo e, nell’appendice C, indica le condizioni da rispettare in termini di prove, controlli e manutenzione dei dispositivi per un esercizio senza supervisione continua. È previsto che l’avviamento a freddo del generatore, comprendente il periodo fino al raggiungimento di quella condizione operativa che permette il controllo e l’osservazione del corretto funzionamento di tutti i dispositivi di comando e controllo, debba avvenire sotto il controllo di personale qualificato (operatore della caldaia), che entro un’ora dall’avviamento ed almeno una volta ogni 24 ore, debba accertarsi delle buone condizioni dell’impianto.

La norma UNI EN 12952-7 “Caldaie a tubi d’acqua e installazioni ausiliarie – Parte 7: Requisiti per l’apparecchiatura della caldaia” indica nel capitolo 7 i requisiti aggiuntivi per impianti in esercizio senza supervisione continua.

Un contributo interpretativo viene fornito dalla guideline 9/20 [8]: “se un generatore è stato progettato costruito e sottoposto a procedura di valutazione di conformità per poter essere esercito senza supervisione continua dell’operatore della caldaia prendendo in considerazione tutti i rischi connessi con questa modalità di funzionamento e adottando adeguati sistemi di sicurezza, esso può essere posto in esercizio alle condizioni fissate dal fabbricante senza ulteriori prescrizioni aggiuntive derivanti da norme nazionali, le quali possono soltanto obbligare l’utilizzatore a controllare periodicamente la funzionalità dei sistemi di sicurezza adottati dal fabbricante”. Eventuali prescrizioni aggiuntive devono tener conto dei criteri tecnici adottati nella progettazione dei sistemi di sicurezza, allo scopo di garantire l’applicazione degli stessi requisiti per sistemi di sicurezza simili.

In altri termini, la norma nazionale:

- non può imporre prescrizioni aggiuntive ad un generatore concepito e certificato CE per poter essere esercito senza assistenza continua;

- può imporre all'utilizzatore una periodicità ed un regime di controllo dei dispositivi di sicurezza, in funzione del tipo di dispositivo adottato dal fabbricante del generatore.

La guideline 8/15 [9] da indicazioni su come devono essere interpretati i RES (requisiti essenziali di sicurezza) dell'allegato I per quanto riguarda la conduzione senza assistenza continua dei generatori di vapore o di acqua surriscaldata.

Anche per i generatori a basso rischio è prevista la possibilità dell'esercizio con sorveglianza continua e non continua a condizione che il manuale uso e manutenzione rilasciato dal fabbricante preveda esplicitamente tale modalità di sorveglianza.

Quindi possono presentarsi le tre modalità di conduzione:

- sorveglianza con assistenza continua
- sorveglianza senza assistenza continua fino ad un massimo di 24 ore
- sorveglianza senza assistenza continua fino ad un massimo di 72 ore

Sorveglianza con assistenza continua	
Controlli giornalieri	Controlli settimanali
<ul style="list-style-type: none"> • livellostati di sicurezza • pH e durezza totale dell'acqua di alimento • spurgo indicatori di livello • pH, alcalinità, durezza totale e conducibilità elettrica e/o salinità dell'acqua di caldaia solo per : <ul style="list-style-type: none"> ○ sorgente termica diversa dal fuoco ○ caldaie con $PS \leq 1 \text{ bar}$ e potenzialità $\leq 2 \text{ t/h}$ 	<ul style="list-style-type: none"> • pressostato di blocco • termostato di blocco • pH, alcalinità, durezza totale e conducibilità elettrica e/o salinità dell'acqua di caldaia solo per : <ul style="list-style-type: none"> ○ caldaie attraversamento meccanico con $P_x V \leq 300 \text{ bar It}$ e $PS \leq 12 \text{ bar}$ ○ $PS \leq 5 \text{ bar}$ e produttività $\leq 2 \text{ t/h}$ (acqua surriscaldata) ○ $PS > 32 \text{ bar}$ e $V \leq 25 \text{ It}$

Sorveglianza senza assistenza continua fino ad un massimo di 24 ore	
Controlli nelle 24 h	Controlli settimanali
<ul style="list-style-type: none"> • livellostati di sicurezza • pH e durezza totale dell'acqua di alimentazione • pH, alcalinità, durezza totale, conducibilità elettrica e/o salinità dell'acqua di caldaia • spurgo indicatori di livello 	<ul style="list-style-type: none"> • pressostato di blocco • termostato di blocco

Sorveglianza senza assistenza continua fino ad un massimo di 72 ore		
Controlli nelle 72 h	Controlli settimanali	Controlli continui
<ul style="list-style-type: none"> • livellostati di sicurezza • livellostato di alto livello (se presente) • pH dell'acqua di alimentazione • pH, alcalinità, durezza totale, conducibilità elettrica e/o salinità dell'acqua di caldaia • spurgo indicatori di livello 	<ul style="list-style-type: none"> • pressostato di blocco • termostato di blocco 	<ul style="list-style-type: none"> • durezza e conducibilità dell'acqua di alimento (con interblocco al generatore) • durezza e conducibilità delle condense (solo per le caldaie a recupero condense) • conducibilità delle acque in caldaia (solo per le caldaie a circolazione naturale e assistita)

3. Il controllo strumentale – i dispositivi di sicurezza

Il Regio Decreto forniva delle indicazioni in coerenza alle esigenze della realtà industriale dei primi 900, dopo 47 anni il D. M. 21 maggio 1974 e la regola tecnica applicativa - Raccolta E - adeguano il corpo normativo con le nuove tecnologie introducendo il concetto di "caldaia a funzionamento automatico": il funzionamento dei generatori è gestito da apparecchiature automatiche che regolano l'alimentazione del combustibile e dell'acqua in funzione di determinate grandezze di riferimento ed è protetto da apparecchiature di sicurezza pure esse automatiche.

La direttiva di prodotto degli apparecchi a pressione non fornisce indicazioni relative alla strumentazione specifica del generatore di vapore lasciando alle norme armonizzate il compito di meglio definire in che modo una strumentazione adeguata può rendere soddisfatti i RES della direttiva di prodotto.

Le norme armonizzate dei generatori di vapore richiamano altre norme di costruzione e assemblaggio necessarie per la corretta certificazione dei dispositivi di regolazione, controllo e sicurezza che corredano la caldaia, per comparazione nella tabella A:

Dispositivi di sicurezza	Certificazione del componente	Assemblaggio del componente	Caldaie a basso rischio ad attraversamento meccanico	Caldaie tradizionali UNI EN 12953- 6 UNI EN 12952-7 UNI TS 11325-3	Caldaie a basso rischio a circolazione naturale o assistita
Valvola di sicurezza	Accessorio di sicurezza PED IV cat.	UNI EN 4126	0	1	-
Livellostati di sicurezza di basso livello	(1)	CEI EN 50156	n.a.	2	1
Flussostato di blocco	Accessorio di sicurezza PED IV cat.	CEI EN 50156	1	2	1
Termostato di blocco	CEI EN 61508	CEI EN 50156	1	1	1
Livellostato di sicurezza di alto livello	(1)	CEI EN 50156	n.a.	1	-
Pressostato di blocco	Accessorio a pressione PED IV cat.	CEI EN 50156	1	1	-
Controllo durezza	(1)	CEI EN 50156	1	1	1
Conduttivimetro	(1)	CEI EN 50156	1	1	1
pHmetro	(1)	CEI EN 50156	1	1	1
Controllo di fiamma	(¹)	CEI EN 50156	1	1	1

¹ tutti i dispositivi inseriti in una logica di intervento devono rispettare le direttive di prodotto proprie (compatibilità elettromagnetica, bassa tensione, atex, etc..) ed essere inserite in una logica di intervento per la messa in sicurezza della caldaia conforme alle indicazioni della CEI EN 61508.

In particolare gli accessori di sicurezza a protezione dei generatori di vapore, quando sono accessori a pressione, devono essere progettati, costruiti e sottoposti a procedura di valutazione di conformità secondo la IV categoria PED.

Secondo la legislazione pre-PED gli accessori di sicurezza e protezione non erano sottoposte ad alcun tipo di controllo, in particolare le valvole di sicurezza costruite secondo PED sono ora sottoposte a procedura di valutazione di conformità secondo la IV categoria, la più gravosa mentre in precedenza venivano sottoposte a prove sperimentali solo per la determinazione delle caratteristiche di funzionamento e di prestazione senza entrare nel merito della loro progettazione e costruzione.

Analogamente la legislazione pre-PED nulla chiedeva sulla bontà dei componenti che svolgevano funzione di sicurezza (termostati, pressostati) mentre ora la norma armonizzata impone ad ogni componente di sicurezza un grado di affidabilità di sistema non inferiore a SIL 2 come risulta dalla Tabella riportata nella norma 50156 - 1 [10] a cui fa esplicito riferimento la 12952-11 [11] quando definisce la caratteristica dei limiter (par. 4 della norma):

Kind of furnace	Consequences of hazardous event [C1..C4]	Frequency and exposure time of hazard [F1,F2]	Possibility of avoiding the hazardous event [P1,P2]	Probability of unwanted occurrence [W1...W3]	Safety integrity level with reference to EN 61508
Automatic controlled furnace without supervision					
1.1 Consequences are limited to operation area	C3	F1	P2	W2	2
1.2 Consequences are not limited to operation area	C3	F2	P2	W2	3
a. Multiple burner furnace with local supervision	C3	F2	P2	W2(W1)*	3(2)*
b. Remote controlled multiple burner furnace	C3	F1	P1	W2(W1)*	1(a)*
3.1 Single burner	C3	F1	P2	W2(W1)*	2(1)*
3.2 Single burner continuous operation	C3	F1	P2	W2(W1)*	3(2)*
3.3 Total plant					
(*) very low probability of unwanted occurrence caused by additional measures for process control and monitoring (see 10.2).or for single burner with self-test at every start with an operation period of less than 24h.					

Table 1 - Examples for application of safety integrity levels with reference to EN 61508

Ovviamente la funzione di sicurezza deve essere raggiunta dai dispositivi e quando ne vengono richiesti due essi devono operare su logiche *di intervento* distinte, indipendenti e con specifica fail-safe. I componenti di sicurezza sono dei limiter oppure dei misuratori con sonda immersa, in genere alimentati in continuo con un sistema di amplificazione/trattamento del segnale e una logica di relè interblocco bruciatore che devono, anche loro, rispondere alla specifica di sicurezza SIL 2 come da richiesta dalla CEI EN 50156. Ancora una volta la norma armonizzata alla PED definisce indicazioni in termini di modalità di installazione, trattamento dei segnali, modalità di interblocco e ridondanza che non appartenevano alla cultura industriale delle caldaie automatiche regolate da dispositivi elettromeccanico di quarant'anni fa.

4. Il presidio dell'operatore - la formazione della persona addetta

La norma di carattere generale per la formazione e l'addestramento del personale idoneo alla conduzione delle attrezzature di lavoro è il D. Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 [12] specificatamente negli articoli :

articolo 37 - formazione dei lavoratori e dei loro rappresentanti –

articolo 71 - obblighi del datore di lavoro –

articolo 73 - informazione e formazione-

In particolare l'art. 71 recita:

al comma 4:

Il datore di lavoro prende le misure necessarie affinché:

a) le attrezzature di lavoro siano:

1) installate ed utilizzate in conformità alle istruzioni d'uso;....”

al comma 5:

Delega la scelta delle attrezzature soggette a obbligo di formazione “con specifica abilitazione” alla Conferenza Permanente tra lo Stato e le Regioni che, nell'accordo del 22 febbraio 2012, definisce le attrezzature con obbligo di patentino e ribadisce (allegato A comma 1.1) che le precedenti disposizioni legislative riguardo le attrezzature di lavoro non citate continuano ad essere applicabili.

al comma 7:

“Qualora le attrezzature richiedano per il loro impiego conoscenze o responsabilità particolari in relazione ai loro rischi specifici, il datore di lavoro prende le misure necessarie affinché:

a) l'uso dell'attrezzatura di lavoro sia riservato ai lavoratori allo scopo incaricati che abbiano ricevuto una informazione, formazione ed addestramento adeguati;”

Nello specifico il D.M. 1935, che si occupa della abilitazione alla conduzione dei generatori di vapore, continua a rimanere il solo momento di formazione accettato dal D.M. 1 marzo 74 successivamente modificato dal D.M. 7 febbraio 1979 e fissa i termini del tirocinio e della eventuale formazione didattica presso istituti abilitati alla funzione dal Ministero del Lavoro.

Alla luce delle indicazioni fornite dal Testo Unico, che non contempla patentini per la conduzione dei generatori di vapore e della sussistenza della normativa previgente sembra che per tutti i generatori, anche per quelli a basso rischio non più supportati dall'istituto dell'esonero, debbano prevedere almeno una patente di IV grado (generatori di vapore con producibilità inferiore a 1 t/h e superficie minore di 30 metri quadrati) non avendo previsto la direttiva sociale alcun percorso formativo alternativo a quello indicato dal normatore nel decreto del 1935.

Per contro, mentre allora i programmi didattici (formazione) e la pratica di tirocinio (addestramento) erano chiaramente definiti nel procedimento per acquisire l'abilitazione alla conduzione, le competenze da acquisire per la persona addetta/operatore sono ora lasciate a una buona interpretazione del Manuale Uso e Manutenzione e nell'eventuale richiamo alla buona prassi in argomento.

In effetti già la Raccolta E parlava di conduttore “abile” quindi addestrato e “capace” quindi formato nel senso già definito dal D Lgs 81/08 e il funzionamento automatico della caldaia già nel 1974 escludeva il conduttore abile e capace dalla sorveglianza continua sotto ben determinate condizioni e corredo strumentale.

È possibile confrontare la tipologia di sorveglianza per le caldaie costruite e strumentate in conformità alla normativa previgente alla PED con quelle certificate secondo la direttiva di prodotto (Tabelle B1,B2,B3,B4):



Tipologia della caldaia	Conduzione Raccolta E	Strumentazione richiesta ante PED	Sorveglianza nuova norma caldaie basso rischio	Strumentazione richiesta PED – norma UNI EN 12953 TUBI DA FUMO	Strumentazione richiesta PED – norma UNI EN 12952 TUBI D' ACQUA
P*xV < 294 PS < 9.8 bar (D.M.21 5 74, art.28) Bassa potenzialità	Assistenza continua abile e capace 	Regolatore di pressione Regolatore di livello	Assistenza continua Persona Addetta formata 		Un livellostato di blocco minimo Regolatore di pressione Regolatore di livello
Prod. < 2 t/h S < 100m ² PS < 0,98 bar (D.M.21 5 74, art.39) Bassa pressione	Assistenza non continua	Pressostato di blocco Due livellostati di blocco Valvola di sicurezza	Assistenza non continua Persona Addetta formata	Pressostato di blocco Regolatore di pressione Regolatore di livello Due livellostati di blocco minimo Un livellostato di blocco massima Valvola di sicurezza Conduttivimetro in alimento e nei ritorni di condensa Impianto di addolcimento in continuo	Pressostato di blocco Regolatore di pressione Regolatore di livello Due livellostati di blocco minimo Un livellostato di blocco massima Valvola di sicurezza Conduttivimetro in alimento e nei ritorni di condensa Impianto di addolcimento in continuo

Tabella B1



Tipologia della caldaia	Conduzione Raccolta E	Strumentazione richiesta ante PED	Sorveglianza nuova norma caldaie basso rischio	Strumentazione richiesta PED – norma UNI EN 12953 TUBI DA FUMO	Strumentazione richiesta PED – norma UNI EN 12952 TUBI D' ACQUA
P+V < 2940 PS < 11,76 bar (D.M.21 5 74, art.29) Attraversamento meccanico	Assistenza continua abile e capace  Assistenza non continua	Regolatore di pressione Pressostato di blocco Flussostato di blocco Due termostati di blocco Valvola di sicurezza	Assistenza continua Persona Addetta formata  Assistenza non continua Persona Addetta formata	Regolatore di pressione Pressostato di blocco Conduttivimetro (alimento e caldaia) Limitatore di durezza	Pressostato di blocco oppure: Termostato di blocco Regolatore di pressione Pressostato di blocco Conduttivimetro (alimento e caldaia) Limitatore di durezza

Tabella B2


Tipologia della caldaia	Conduzione Raccolta E	Strumentazione richiesta ante PED	Sorveglianza nuova norma caldaie basso rischio	Strumentazione richiesta PED – norma UNI EN 12953 TUBI DA FUMO	Strumentazione richiesta PED – norma UNI EN 12952 TUBI D' ACQUA
(D.M.21 5 74, art.41) Generatore a sorgente diversa dal fuoco	Nessuna conduzione per membrane progettate a T> fluido scaldante		Assistenza continua Persona Addetta formata  Assistenza non continua Persona Addetta formata	Pressostato di blocco Termostato di blocco ² Due livellostati di blocco minimo Phmetro Limitatore di durezza Conduttivimetro Valvola di sicurezza Un livellostato di blocco massima Conduttivimetro in alimento e nei ritorni di condensa	Pressostato di blocco Termostato di blocco Due livellostati di blocco minimo Phmetro Limitatore di durezza Conduttivimetro Valvola di sicurezza Un livellostato di blocco massima Conduttivimetro in alimento e nei ritorni di condensa

Tabella B3


Tipologia della caldaia	Conduzione Raccolta E	Strumentazione richiesta ante PED	Sorveglianza nuova norma caldaie basso rischio	Strumentazione richiesta PED – norma UNI EN 12953 TUBI DA FUMO	Strumentazione richiesta PED – norma UNI EN 12952 TUBI D' ACQUA
Prod<3 t/h Ps< 14,7 bar (D.M.21 5 74, art.43) Generatore automatico		Regolatore combustibile Reg. acqua Pressostato di sicurezza Livellostato di sicurezza Acqua depurata in alimento Registro dei controlli	Assistenza continua Persona Addetta formata  Assistenza non continua Persona Addetta formata	Pressostato di blocco Termostato di blocco Due livellostati di blocco minimo Phmetro Limitatore di durezza Conduttivimetro Valvola di sicurezza Un livellostato di blocco massima Conduttivimetro in alimento e nei ritorni di condensa	Un livellostato di blocco minimo Regolatore di pressione Regolatore di livello Pressostato di blocco Regolatore di pressione Regolatore di livello Due livellostati di blocco minimo Un livellostato di blocco massima Valvola di sicurezza Conduttivimetro in alimento e nei ritorni di condensa Impianto di addolcimento in continuo

Tabella B4

² ove necessario per condizione di surriscaldato

5. Verifica dei dispositivi di protezione per una caldaia istantanea

Vediamo in particolare in un generatore ad attraversamento meccanico quali sono i controlli previsti:

- Massima pressione del vapore
- Sensore di pressione minima-portata della pompa di alimento (check eseguito intercettando la mandata)
- Massima temperatura (check eseguito con l'inserimento in serie di un carico resistivo nel circuito, proporzionale alla temperatura di intervento prevista)

I controlli previsti permettono di provare le condizioni di efficienza di tutto il loop di comando e sono chiaramente compatibili con le richieste della CEI 50156 se vengono eseguite con il programmatore che:

- preveda una modalità di utilizzo "prova di funzionamento delle protezioni";
- azzeri le 24/72 ore solo a ciclo controlli terminato;
- sia esso stesso un componente costruito nel rispetto delle indicazioni della CEI 50156 e dotato di procedura di controllo dedicata e/o sistema di autodiagnosi con classe di affidabilità non inferiore a quello delle funzioni di sicurezza già definite dalla logica di intervento dei dispositivi provati.

Compariamo ora quanto richiesto dalla raccolta E per la conduzione di un generatore da persona maggiorenne, abile e capace: "la conduzione continua del conduttore abile non patentato è obbligatoria sempre a condizione che:

- sia effettuata la prova di funzionamento;
- sia presente un sensore di bassa portata interbloccato con il bruciatore
- sia presente un sensore di alta temperatura"

il conduttore non patentato può anche operare con la conduzione non continua - p.to E2 B, Raccolta E - tutte le volte che la caldaia ha funzionamento automatico (regolatore di pressione) ed è protetto dai sensori appena descritti ma con funzione di limiter:

- 1 pressostato di blocco
- 1 flussostato di blocco
- 2 termostati di blocco

Quindi, tutte le volte che il sistema è in grado di mettersi in sicurezza senza l'intervento del conduttore, la caldaia può essere condotta senza sorveglianza continua.

Comparando quanto richiesto dalla Raccolta E per questa tipologia di caldaie con la richiesta della UNI EN 12952-7 si può affermare che le nuove caldaie PED rispondono già ai criteri della vecchia normativa *a condizione che sia presente il secondo termostato di blocco*. Oltretutto la Raccolta E nulla diceva sulla tempistica di controllo dei dispositivi installati da parte del conduttore maggiorenne e capace, la CEI 50156 fissa invece una modalità di controllo e una tempistica strettamente collegate con il grado di affidabilità richiesto dalla funzione di sicurezza implementata. Nulla viene richiesto, per questa tipologia, riguardo alle condizioni di immissione/trattamento acqua in caldaia.

6. Conclusioni

Dal confronto tra gli accessori richiesti dalla normativa ante PED e gli accessori richiesti dalla PED si può notare come sia il numero che la qualità degli accessori richiesti dalla PED è superiore sia rispetto al numero sia alla qualità di quelli richiesti dalla normativa previgente. La normativa ante PED, tranne che per le valvole di sicurezza che dovevano essere sottoposte solo a prove sperimentali atte a verificare le caratteristiche di funzionamento e a determinare la portata di scarico, per tutti gli altri accessori non richiedeva alcuna verifica se non quella di funzionamento al momento delle verifiche sul luogo di impianto.

Per la direttiva PED le valvole di sicurezza, i pressostati di sicurezza e i livellostati di sicurezza auto controllati sono dispositivi di sicurezza e come tali sono classificati nella categoria IV e quindi sottoposti a procedura di valutazione di conformità secondo la IV categoria. La classificazione di una attrezzatura o di un insieme in IV categoria, nella filosofia della Direttiva 97/23/CE, corrisponde ad un alto grado di sicurezza

Per la direttiva PED gli insiemi (varie attrezzature a pressione montate da un fabbricante per costituire un tutto integrato e funzionale) e di conseguenza i generatori di vapore e/o acqua surriscaldata devono essere sottoposti ad una procedura globale di valutazione di conformità che comprende:

- la valutazione di conformità di ciascuna delle attrezzature a pressione costitutive dell'insieme che non sono state oggetto di una distinta procedura di valutazione di conformità né di una separata marcatura CE;
- la valutazione dell'integrazione dei diversi componenti dell'insieme che viene determinata in funzione della categoria più elevata delle altre attrezzature interessate, senza tener conto degli accessori di sicurezza;
- la valutazione della protezione dell'insieme, per evitare che vengano superati i limiti di esercizio ammissibili, che deve essere effettuata in funzione della più elevata categoria delle attrezzature da proteggere;
- La persona addetta (persona competente che esercita la sorveglianza del generatore) deve avere competenze e capacità riconosciute. La norma di carattere generale per la formazione e l'addestramento del personale idoneo alla conduzione delle attrezzature di lavoro è il D. Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 [12];
- Per la valutazione della competenza della persona addetta si applica la legislazione vigente in materia, in particolare l'art. 27 Regio Decreto del 12 maggio del 1927 n. 824;
- I generatori idonei alla sorveglianza senza assistenza continua devono essere riqualeficati prendendo in considerazione tutti i RES previsti dalla direttiva PED compreso l'adozione di adeguati sistemi di sicurezza per un esercizio sicuro;
- Il manuale uso e manutenzione a corredo del generatore riqualeficato deve esplicitamente indicare che può operare senza assistenza continua da parte di persona addetta.

Viste le considerazioni su riportate si ritiene che i generatori di vapore esclusi dal campo di applicazione della UNI/TS 11325-3 possano essere sorvegliati da persona addetta, intesa come persona competente, formata o riconosciuta tale dall'utilizzatore.

7. Bibliografia

- [1] Specifica Tecnica UNI/TS 11325-3 "Attrezzature a pressione – Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione – Parte 3: Sorveglianza dei generatori di vapore e/o acqua surriscaldata"
- [2] Decreto 1° dicembre 2004, n. 329 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'art. 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93"
- [3] Regio Decreto 12 maggio 1927, n. 824 "Approvazione del regolamento per l'esecuzione del R. Decreto-Legge 9 luglio 1926, n. 1331 che costituisce l'Associazione nazionale per il controllo sulla combustione"
- [4] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione"
- [5] Decreto Ministeriale 21 maggio 1974 "Norme integrative del regolamento approvato con R. D. 12.5.1927, n. 824, e disposizioni per l'esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchi a pressione."

- [6] UNI EN 12952-7 “Caldaie a tubi d’acqua e installazioni ausiliarie – Parte 7: Requisiti per l’apparecchiatura della caldaia”
- [7] UNI EN 12953-6 “Caldaie a tubi da fumo – Parte 6: Requisiti per l’apparecchiatura della caldaia”
- [8] PED Guideline 9/20
- [9] PED Guideline 8/15
- [10] CEI EN 50156-1 “Equipaggiamento elettrico per forni ed apparecchiature ausiliarie – Parte 1: Requisiti per la progettazione applicativa e per l’installazione”
- [11] UNI EN 12952-11- Caldaie a tubi d acqua e installazioni ausiliarie - Parte 11: Requisiti dei dispositivi di limitazione della caldaia e degli accessori
- [12] D. Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 (testo coordinato con il D. Lgs. 3 agosto 2009, n. 106)

Esempio pratico di riparazione temporanea in raffineria: valutazione e intervento

D. Cionchi* , A. Carro**

*INAIL – UOT CVR Ancona

**INAIL – UOT CVR Forlì

Sommario

Il lavoro che si intende svolgere in questa memoria, è quello di fornire una procedura pratica riguardo la richiesta di Riparazione Temporanea di una Colonna Stripper che trova impiego nell'impianto a ciclo continuo di una Raffineria, seguendo le indicazioni fornite dalla circolare ISPEL Prot. A00-007/321/10 [1]. L'articolo tratterà l'argomento affrontando la Riparazione Temporanea, dalla valutazione preliminare fino all'approvazione finale e ai controlli dovuti sull'apparecchio in pressione, cercando di fornire un metodo indicativo di supporto, ai tecnici impegnati sul territorio nazionale.

1. Introduzione

In occasione dell'esecuzione delle visite ispettive programmate all'interno del sito produttivo, si è provveduto a disaccoppiare la coibentazione della virola dell'attrezzatura denominata "Colonna Stripper Benzine" le cui caratteristiche tecniche vengono di seguito riportate:

Ps= 3.43 bar, Ts= 220°C, Capacità: 17130 litri, Fluido: HC, Gruppo fluido:1
Tabella PED:1, Categoria di rischio: IV

Da una prima analisi visiva è emersa una corrosione localizzata dovuta probabilmente all'infiltrazione di acqua attraverso la coibentazione. La corrosione ha determinato, in una zona circoscritta della virola, un sottospessore oggetto di ulteriori accertamenti tramite controlli non distruttivi UT, riguardo l'entità rispetto allo spessore originario. Dall'analisi spessimetrica a reticolo con maglia 150 x 200 della virola interessata da corrosione (figura 1-2), è stato possibile localizzare le dimensioni dell'area interessata dal fenomeno corrosivo.

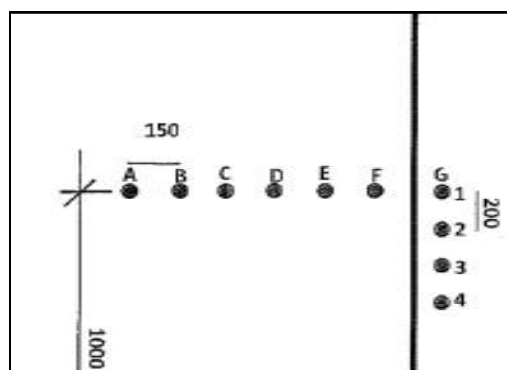


Figura 1 (Schema reticolo UT)

CONTROLLO SPESSIMETRICO A RETICOLO SULLA VIROLA 12											
	A	B	C	D	E	F	G			C.A	Sp Norm
1	10,6	10,4	9,9	10,4	10,4	10,6	10,7			3,0	10,0
2	9,9	9,1	8,1	6,5	8,3	9,6	10,5			3,0	10,0
3	10,3	10,2	9,8	9,6	9,8	10,1	10,2			3,0	10,0
4	10,3	10,4	10,0	9,8	9,9	10,2	10,2			3,0	10,0

Figura 2 (Rilevazioni spessimetriche)

Si individua in questo modo sul disegno costruttivo dell'attrezzatura in pressione l'area sottospessorata e le quote di riferimento sulla virola (Figura 3).

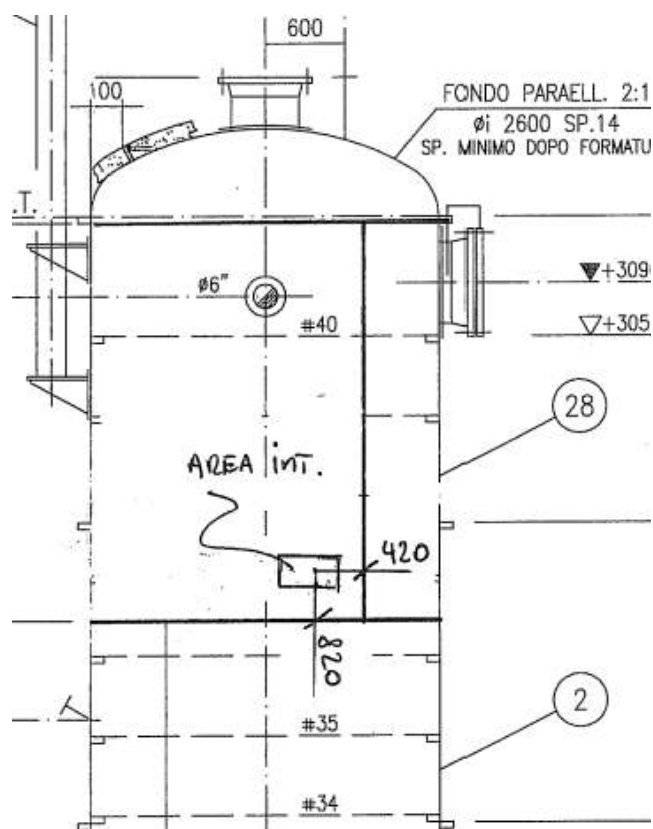


Figura 3 (Indicazione area interessata su disegno costruttivo Colonna)

2. Giustificazione ricorso riparazione temporanea

Il ricorso alla modalità di Riparazione Temporanea è dettato dal fatto che la "Colonna Stripper Benzine" è componente strategico di un impianto a ciclo continuo. L'esclusione dal servizio dell'attrezzatura in oggetto comporterebbe il blocco totale dell'impianto esponendolo a danneggiamenti dovuti alla fermata del ciclo stesso con conseguenze negative indotte su altre porzioni di impianto. Il funzionamento dell'impianto a ciclo continuo è tale che sia possibile escludere il passaggio del fluido di processo attraverso l'attrezzatura in oggetto per il tempo necessario alla riparazione stessa. Di seguito si riportano i motivi per i quali non sarebbe possibile operare mediante una pratica di riparazione così detta standard:

- a) L'interruzione del ciclo continuo causa danni all'impianto.
- b) L'esecuzione della prova idraulica comporta il dover verificare l'idoneità delle fondazioni della colonna a sopportare il sovraccarico dovuto a 171300 lt acqua, con conseguente necessità di effettuare sondaggi e valutazioni geologiche.
- c) Qualora la fondazione, in seguito alle analisi geologiche attuali e alle verifiche delle fondazioni, non risultasse idonea al carico accidentale dovuto alla prova idraulica, si dovrebbe bloccare l'impianto a ciclo continuo per posizionare in orizzontale la colonna ed effettuare la conseguente prova idraulica.

2.1 Vita residua

Così come specificato nell'articolo: "Riparazione di attrezzature in Pressione secondo ASME PCC-2 [11]: Applicabilità e cautele" pubblicato per il SAFAP 2012, la circolare Ispesl pone dei vincoli importanti riguardo il metodo di rinforzo delle porzioni di attrezzature sottospessorate tra cui quello di stabilire a priori un tempo di "validità" superato il quale l'attrezzatura non può più essere esercita. In prima analisi dunque, conoscendo l'intervallo di tempo che intercorre fino al fermo impianto successivo, si può definire, valutando la velocità di corrosione, la vita residua dell'attrezzatura nelle condizioni più gravose. La velocità di corrosione viene calcolata tramite la seguente formula:

$$V_c = S_i - S_a / t \quad (1)$$

dove **Si**: spessore iniziale;

Sa: spessore misurato;

t: tempo intercorso tra le due misurazioni.

Una volta stabilita la velocità di corrosione la vita residua viene calcolata applicando:

$$R_L = S_a - S_r / V_c \quad (2)$$

dove **Sa**: spessore misurato;

Sr: spessore minimo di calcolo richiesto;

Vc: velocità di corrosione

2.2 Analisi del rischio associato all'intervento di riparazione con l'impianto in marcia

<i>RISCHIO</i>	<i>CAUSA</i>	<i>MISURE</i>	<i>PROBABILITÀ</i>
<i>Innesco atmosfera esplosiva</i>	<i>Fonte di calore a contatto con atmosfera esplosiva</i>	<i>Esclusione passaggio del fluido di processo</i>	<i>Bassa</i>

2.3 Analisi del rischio associato alla durata di esercizio provvisorio

RISCHIO	CAUSA	MISURE	PROBABILITÀ
Nuovo fenomeno corrosivo esterno	Contatto con agenti corrosivi	Nuova coibentazione, esito positivo calcolo vita residua, monitoraggio	Bassa

Alla luce di quanto sopra esposto e considerando l'eccezionalità del caso in oggetto, l'indifferibilità dell'intervento e la natura di esercizio continuo dell'impianto, la riparazione temporanea appare l'unica strada effettivamente percorribile al fine di ripristinare le condizioni di sicurezza. Al termine della riparazione temporanea, l'utilizzatore procederà con indagini e analisi geologiche e successive verifiche delle fondazioni in condizioni di prova idraulica della colonna in modo da programmare l'effettiva modalità di esecuzione della prova di pressione in occasione della visita definitiva.

3. Metodologia riparazione proposta

La zona in cui è emersa la riduzione di spessore verrà preventivamente trattata al fine di escludere la permanenza di scorie e agenti corrosivi. Successivamente si procederà al ripristino dello spessore della virola tramite apposizione di materiale d'apporto e qualora necessario la zona verrà molata per permettere senza intralci l'apposizione di una piastra di sacrificio di dimensioni 400 x 800 mm calandrata, avente funzione migliorativa in termini di stabilità a pressione, protezione da agenti corrosivi ed irrigidimento. Le dimensioni della piastra sono determinate dall'esito dei controlli spessimetrici: l'area sottospessorata corrosa ha estensione 160x200mm (figura 4), il perimetro oltre il quale la virola non presenta sottospessori e fenomeni di corrosione ha misure 200x600mm. In conseguenza a quanto rilevato si ritiene ottimale la misura della piastra 400x800mm in quanto si ancora nella virola non corrosa e protegge interamente l'area oggetto di corrosione. La piastra sarà in acciaio SA 516 Gr.60 avente caratteristiche uguali o migliori rispetto all'acciaio di progetto originario Fe410-2 kW UNI 5869 [3]. L'apposizione avverrà mediante saldatura alla virola e le stesse saranno oggetto di controlli non distruttivi superficiali. Terminati i controlli sulle saldature si realizzerà la coibentazione in lana fibra di vetro di spessore 80mm con lamierino esterno di protezione atto ad impedire nuove infiltrazioni d'acqua dall'esterno.

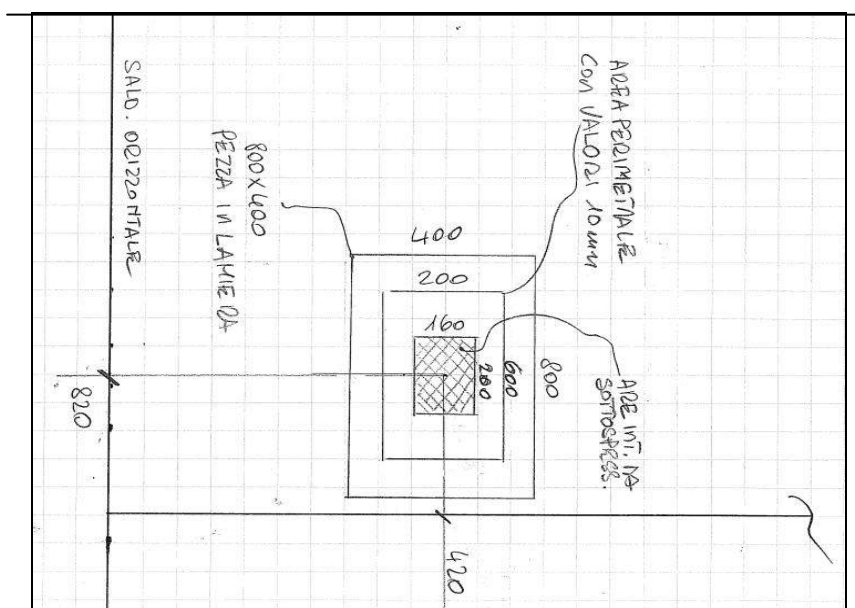


Figura 4 (Particolare zona da riparare)

4. Valutazione Riparazione in riferimento alle Norme

La riparazione viene valutata in conformità alle seguenti Normative:

- a) ASME PCC-2 (circolare prot. n°A00-07/321/10) [1-2]
- b) Raccolte ISPEL [4]
- c) UNI EN 17635:2010 [5]

In ottemperanza alla circolare A00-07/321/10[1] la riparazione si esegue in conformità alla ASME PCC-2 art.2.12 [2] (vedi tabella 1). In base a tale Norma la pezza deve coprire l'intera area danneggiata e le saldature di ancoraggio devono essere realizzate su porzioni di mantello non danneggiate (Figura 5).

Table 1 Guide for the Selection of Repair Technique

Article Number and Title	General Wall Thinning	Local Wall Thinning	Pitting	Gouges	Blisters	Laminations	Circumferential Cracks	Longitudinal Cracks	Other
2.1 Butt-welded insert plates in pressure components	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Note (1)
2.2 External weld overlay to repair methods for internal thinning	N	Y	Y	Y	N	N	N	N	Note (2)
2.3 Seal-welded threaded connections and seal weld repairs	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Note (3)
2.4 Welded leak box repair	N	Y	Y	N	N	N	R	R	Note (4)
2.6 Full encirclement steel reinforcing sleeves for piping									
Type A sleeve	Y [Note (5)]	Y [Note (5)]	Y [Note (5)]	R	N	N	N	N	...
Type B sleeve	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	R	...
2.8 Alternatives to traditional welding preheat	Y	Y	R	Y	R	Y	R	R	Note (6)
2.9 Alternatives to postweld heat treatment	Y	Y	Y	Y	S	Y	Y	Y	Note (7)
2.10 In-service welding onto carbon steel pressure components or pipelines	N	N	N	N	N	N	N	N	Note (8)
2.11 Weld buildup, weld overlay, and clad restoration	N	Y	S	S	S	N	N	N	...
2.12 Fillet weld patches	N	Y	Y	Y	S	N	R	R	...
2.13 Fillet welded patches with reinforcing plug welds	N	Y	Y	Y	S	N	R	R	...
2.14 Threaded or welded plug repairs	N	Y	Y	Y	N	N	Y	Y	...
3.1 Replacement of pressure components	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	...
3.2 Freeze plugs	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Note (9)
3.3 Damaged threads in tapped holes	N	N	N	N	N	N	N	N	Note (10)
3.4 Flaw excavation and weld repair	NA	NA	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Note (11)
3.5 Flange refinishing	N	N	Y	Y	S	N	Y	N	Note (12)
3.6 Mechanical clamp repair	N	Y	Y	R	N	N	R	R	Notes (2), (13)
3.7 Pipe straightening or alignment bending	N	N	N	N	N	N	N	N	Note (14)
3.8 Damaged anchors in concrete	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Note (15)
3.11 Hot and half bolting removal procedures	N	N	N	N	N	N	N	N	...
3.12 Inspection and repair of shell and tube heat exchangers	Y	Y	Y	R	Y	N	Y	Y	...
4.1 Nonmetallic composite repair systems for piping and pipework: high-risk applications	Y	Y	Y	R	Y	Y	R	R	...
4.2 Nonmetallic composite repair systems for piping and pipework: low-risk applications	Y	Y	Y	R	Y	Y	Y	R	...
4.3 Nonmetallic internal lining for pipe: sprayed form for buried pipe	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	...
5.1 Pressure and tightness testing of piping and equipment	N	N	N	N	N	N	N	N	Note (16)
5.3 Nondestructive examination in lieu of pressure testing for repairs and alterations	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Note (17)

Y = generally appropriate
 S = may be acceptable, but is not generally used for this condition
 R = may be used, but requires special cautions
 N = not generally appropriate
 NA = not applicable

NOTES:

- (1) This method may apply to replacement of nozzles, flat spots, and dents.
- (2) See Part 2, Article 2.1, Limitations.

Tabella 1: ASME PCC-2 (Tabella di selezione tecniche di riparazione)

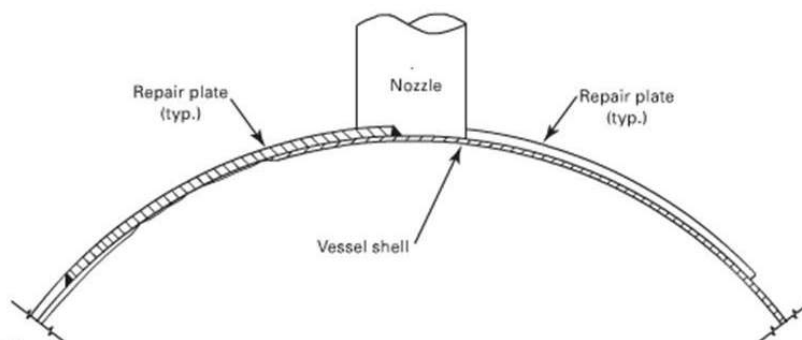


Figura 5 (Particolare apposizione lamiera su virola)

In base alla categorizzazione del giunto saldato il tecnico INAIL ha la possibilità mediante la Raccolta "S" [4] di controllare l'applicazione dei CND e l'estensione percentuale degli stessi. Può essere utile nella valutazione del piano controlli presentato l'applicazione della Norma UNI EN 17635:2010 [5] che oltre a fornire una guida per la scelta dei metodi di controllo non distruttivo delle saldature e per la valutazione dei risultati ai fini del controllo qualità, specifica inoltre le regole generali e le norme applicabili per i diversi tipi di controllo, sia dal punto di vista metodologico che da quello dei livelli di accettazione per i materiali metallici.

4.1 Raccomandazioni operative

Il livello qualitativo delle operazioni di ripristino dello spessore originario della virola e di ancoraggio della lamiera di sacrificio nonché dei controlli, sono responsabilità dell'utilizzatore che dovrà impiegare procedure e operatori adeguatamente qualificati secondo le normative in vigore. Tuttavia in base all'esperienza e alle condizioni in cui si deve operare, il tecnico INAIL può indicare e richiedere determinati standard qualitativi e dare delle indicazioni rispetto alle soluzioni tecniche adottate sia per quanto riguarda le operazioni di saldatura sia per i controlli finali. Nel caso specifico ci si trova a dover operare in quota e con l'attrezzatura installata in posizione verticale. Sia per il ripristino del materiale corrosivo (imburraggio) sia per l'ancoraggio della lamiera di sacrificio si consiglia di utilizzare la saldatura ad arco con elettrodo rivestito denominazione EN 857-2 [6]: n°111. Questo procedimento manuale impiega elettrodi costituiti da un'anima metallica ricoperta da un rivestimento solido; l'anima svolge la funzione di metallo d'apporto mentre il rivestimento in generale protegge la zona di saldatura in modo da impedire fenomeni di ossidazione e nitrurazione del metallo. Il tipo di elettrodo consigliato per questa operazione è quello a rivestimento basico; questi tipi di elettrodi sono i migliori da un punto di vista metallurgico poiché hanno un basso contenuto d'acqua (cotti a temperature attorno i 450°C) e non introducono idrogeno nel bagno di fusione contrastando l'insorgere di cricche a caldo e a freddo. La denominazione dell'elettrodo è la seguente:

AWS 5.1: E7018-1 H4 (Norma Americana) [7]

UNI EN ISO 2560 : E42 5 B 32 H5 (Norma Europea) [8]

Le schede tecniche che accompagnano gli elettrodi definiscono oltre che la classificazione dello stesso secondo le principali Normative anche le tipologie di materiali per cui vengono utilizzati, le condizioni di amperaggio, le posizioni di saldatura e le condizioni di stoccaggio. Data la natura fortemente igroscopica nelle stesse viene consigliato di mantenere gli elettrodi, una volta aperti, ad una temperatura compresa tra i 90-150°C fino all'utilizzo. Per le saldature verticali si consiglia l'utilizzo di elettrodi con diametri inferiori ai 4 mm per evitare la caduta per gravità del materiale d'apporto.

5. Piano controlli

I controlli eseguibili sull'attrezzatura oggetto di riparazione si articolano in due fasi distinte pre e post riparazione. In primo luogo si esegue un esame visivo (VT) attraverso il quale individuare le zone da monitorare tramite gli ultrasuoni (UT). A seguito del deposito del materiale per il ripristino dello spessore della virola corrosa, si realizzano controlli superficiali attraverso liquidi penetranti (PT) per rilevare l'eventuale presenza di cricche in maniera particolare nelle zone di stacco dell'elettrodo. L'ulteriore impiego dei liquidi penetranti è previsto nel controllo del cordone di saldatura relativo all'apposizione della piastra esterna con un'estensione del 100% (ASME PCC-2). La prova idraulica finale non è richiesta in quanto il caso in oggetto ricade al p.to 2.4 dell'art. 5.2 della norma ASME

PCC-2 [2]. Tutto il personale addetto ai controlli non distruttivi deve essere qualificato UNI EN ISO 9712 [9] oppure EN 473 [10] se la certificazione è stata concessa prima dell'entrata in vigore della normativa vigente. Ulteriori controlli visivi semestrali sono definiti dall'Utilizzatore per monitorare la zona interessata dall'intervento di Riparazione Temporanea fino alla successiva fermata dell'impianto.

6. Bibliografia

- [1] Lettera Circolare ISPEL Prot. A00-007/321/10 "Procedure ISPEL per la riparazione temporanea di attrezzature a pressione già in esercizio alla data del 12/02/2005 e comunque commercializzate fino al 29/05/2002 e/o certificate in conformità alla direttiva 97/23 CE PED".
- [2] Standard ASME PCC-2-2011 Repair of Pressure Equipment and Piping article 2.12 article 5.2.
- [3] UNI 5869:1975 Prodotti finiti piatti di acciaio laminati a caldo - Lamiere per caldaie e recipienti a pressione.
- [4] Raccolte ISPEL: Raccolta "S", "M", "VSR".
- [5] UNI EN ISO 17635:2010 Non-destructive testing of welds -- General rules for metallic materials.
- [6] UNI 857-2:2005 Welding and allied processes - Vocabulary Soldering and brazing processes and related terms.
- [7] ANSI AWS 5.1 Specification for Carbon Steel Electrodes for Shielded Metal Arc Welding.
- [8] UNI EN ISO 2560:2010 Materiali di apporto per saldatura - Elettrodi rivestiti per saldatura manuale ad arco di acciai non legati e a grano fine – Classificazione.
- [9] UNI EN ISO 9712:2012 Prove non distruttive - Qualificazione e certificazione del personale addetto alle prove non distruttive.
- [10] UNI EN 473:2008-11 Prove non distruttive - Qualificazione e certificazione del personale addetto alle prove non distruttive - Principi generali.
- [11] R.Balistreri: "Riparazione di attrezzature in pressione secondo ASME PCC-2: Applicabilità e cautele", SAFAP, 14-15 Giugno 2012.

Realizzazione di Checklist come strumento per il controllo della sicurezza degli impianti termici

G. Argento*, G. Vaccaro*, C. Luciano**

*INAIL - UOT CVR Palermo

**INAIL - UOT CVR Brescia

Sommario

L'importanza di dover assicurare la sicurezza ed il risparmio energetico degli impianti termici è stata riaffermata, nel tempo, dalla emanazione di diverse norme atte ad imporre opportune verifiche. Si va infatti dalla Legge 10/91 con il decreto attuativo D.P.R. n. 412/93, al D. Lgs. 192/05 sino al più recente D.P.R. n. 74 del 16 aprile 2013 ove viene ribadito l'obbligo del controllo e manutenzione degli impianti termici e di verifica dell'efficienza energetica, da far eseguire esclusivamente da Ditte Abilitate.

Dette operazioni di manutenzione dovranno essere eseguite, secondo le specifiche fornite dall'impresa installatrice ovvero, se non disponibili, in conformità alle istruzioni tecniche relative allo specifico modello ed elaborate dal fabbricante ovvero, in assenza di entrambi, dalle norme UNI e CEI che regolano la materia, e comunque sempre nel rispetto della normativa vigente.

Tenuto conto della difficoltà di reperire tutte le istruzioni tecniche necessarie dei vari componenti, ed in considerazione del fatto che spetta allo stesso manutentore, presa visione dello stato dell'apparecchio e/o dell'impianto, comunicare per iscritto al cliente quali interventi vanno effettuati e con quale tempistica, al fine di garantire un funzionamento in sicurezza con questo lavoro si è voluta elaborare una lista di riscontro sotto forma di checklist per le operazioni di controllo e manutenzione al fine consentire agli operatori di annotare le caratteristiche principali dell'impianto in modo da verificare successivamente l'aderenza alle normative vigenti.

1. Introduzione

Senza ripercorrere integralmente le diverse fasi normative che si sono succedute nell'ordinamento italiano, nell'obiettivo di assicurare per gli impianti termici corrette installazioni, esercizio e manutenzione, e per garantire, nel tempo, l'efficienza energetica, ci si è limitati, nella prima parte del lavoro ad riassumere brevemente i principali provvedimenti legislativi.

Analizzando, poi, le difficoltà e le problematiche esistenti per poter eseguire in maniera completa un preventivo controllo per l'effettuazione di una eventuale manutenzione, si è formulata una proposta di lista di riscontro/check list.

2. Iter legislativo della normativa relativa agli impianti termici

Gli impianti termici sono regolamentati dal **D.M. 1.12.75** "*Norme di sicurezza per gli apparecchi contenenti liquidi caldi sotto pressione*" pubblicato dalla G.U. n. 33 del 6 febbraio 1976 unitamente alle specifiche tecniche applicative " Raccolte R , H ed F " emanate dalla ex ANCC (ora INAIL) al fine di verificare la stabilità e la sicurezza di apparecchiature che per l'apporto di calore dovuto ad una fiamma, possono raggiungere significativi valori di pressione e costituire quindi un pericolo.

La denuncia dell'impianto termico avente potenza superiore a 35 kW si conclude con il rilascio del "libretto di impianto" ovvero con l'accertamento della conformità al progetto approvato e della verifica della corretta installazione di tutti i dispositivi di sicurezza e di protezione previsti.

L'obbligo del controllo e della manutenzione degli impianti termici e della verifica dell'efficienza energetica si concretizza, successivamente, con l'entrata in vigore della Legge 9 gennaio 1991 n. 10 e del successivo Decreto attuativo D.P.R. 26.08.1993, n. 412 modificato ed integrato con D.P.R. 551/1999 ove viene fatto l'obbligo per i cittadini di dover far eseguire nei propri impianti di riscaldamento le verifiche funzionali quali manutenzione ed analisi della combustione.

Il compito di effettuare i controlli viene demandato ai Comuni, se aventi più di quarantamila abitanti, e alle Province per la restante parte del territorio.

L'emanazione della Direttiva n° 2002/91/CE sul rendimento energetico degli edifici che estendeva l'ispezione periodica oltre che alle caldaie anche ai sistemi di condizionamento ed imponeva una verifica a tutti quegli impianti termici aventi più di 15 anni, ha determinato la promulgazione del **D. Lgs. 19.08.2005, n. 192**, decreto poi corretto ed integrato dal **D. Lgs. 29.12.2006, n. 311**.

Tale decreto che ha modificato ed abrogato alcune norme della Legge 10/91 e del D.P.R. 412/93 ha stabilito nuovi modelli di rapporti tecnici e differenti periodicità delle operazioni di controllo e manutenzione delle caldaie. A seconda della potenza del generatore, del combustibile, della vetustà o della collocazione in ambiente abitato o meno vi erano frequenze annuali, biennali o quadriennali.

Al termine degli interventi l'operatore aveva l'obbligo di redigere e sottoscrivere un Rapporto Tecnico di Controllo in cui venivano riportati i dati delle operazioni di controllo e del rendimento di combustione, conformemente ai modelli del D.Lgs. 192/05 di cui all'Allegato G per gli impianti con potenza nominale al focolare inferiore a 35 kW, e all'Allegato F per gli impianti con potenza nominale al focolare superiore o uguale a 35 kW. Il non corretto recepimento mediante il D. Leg.vo 192/05 della Direttiva 2002/91/CE ha determinato l'apertura di una procedura d'infrazione da parte della Commissione Europea nei confronti dell'Italia a causa di un controllo sulle Caldaie difforme da quello previsto dalla Direttiva Europea e per la assenza di controlli sugli impianti di condizionamento estivo. Successivamente sono stati pubblicati il **D.P.R. 74/2013** che disciplina i controlli sugli impianti termici e di efficienza energetica degli impianti di climatizzazione invernale (caldaie), ed estiva (climatizzatori) ed il **D.P.R. 75/2013** che stabilisce i nuovi requisiti professionali ed i criteri per l'accreditamento degli esperti e degli organismi abilitati all'ispezione.

Nei decreti su citati viene riaffermato che per l'effettuazione dei controlli e della manutenzione ai fini della sicurezza ci si deve attenere alle indicazioni fornite dall'installatore della caldaia (o del climatizzatore) contenute nella dichiarazione di conformità o, in mancanza di queste, nel libretto di uso e manutenzione del Fabbricante, ovvero, in mancanza di entrambi, alle prescrizioni e alla periodicità prevista dalle norme UNI e CEI di settore.

Novità introdotta dal decreto è che: **spetta comunque al manutentore, presa visione dello stato dell'apparecchio e/o dell'impianto, comunicare per iscritto al cliente quali interventi vanno effettuati e con quale tempistica, per garantire un funzionamento in sicurezza.**

I nuovi interventi di controllo e di eventuale manutenzione dovranno ora essere effettuati su impianti termici di climatizzazione invernale di potenza termica utile nominale maggiore di 10 kW e sugli impianti di climatizzazione estiva di potenza termica utile nominale maggiore di 12 kW.

Contestualmente va effettuato anche un Controllo di Efficienza Energetica (il cosiddetto controllo fumi o controllo combustione) ed il relativo Rapporto va trasmesso al Catasto Regionale degli impianti termici, a partire dalla sua attivazione, con periodicità di 1, 2, 4 anni, in funzione del tipo d'impianto, della potenza utile nominale e del combustibile come indicato in Tab. 1.

Potenza nominale del Focolare (Pn)	Tipo di combustibile	Periodicità
10 kW ≤ Pn ≤ 100 kW	Liquido o Solido	1 volta ogni 2 anni
Pn > 100 kW		1 volta all'anno
10 kW ≤ Pn ≤ 100 kW	Gas, Metano o GPL	1 volta ogni 4 anni
Pn > 100 kW		1 volta ogni 2 anni

Tab. 1- periodicità interventi secondo il dpr 74/13

A differenza delle normative previgenti, non vi è distinzione a seconda del tipo di caldaia o dell'anzianità della stessa.

Per una migliore comprensione delle varie fasi che hanno portato alla formulazione dei decreti attualmente vigenti occorre fare un breve cenno anche al Decreto Legge 4 giugno 2013, n. 63 coordinato con la legge di conversione 3 agosto 2013, n. 90, recante: « *Disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale* ». L'approvazione il 19 maggio 2010 della Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica in edilizia, il cui obiettivo primario è l'ottenimento di un maggiore risparmio energetico, ha reso necessaria l'emanazione di tale Decreto Legge al fine di apportare ai decreti vigenti delle modifiche ed integrazioni.

Novità del Decreto 4 giugno 2013 n. 63 è una nuova definizione di "impianto termico" quale impianto tecnologico destinato ai servizi di climatizzazione invernale o estiva degli ambienti, con o senza produzione di acqua calda sanitaria, indipendentemente dal vettore energetico utilizzato. Vi sono compresi gli impianti individuali di riscaldamento ed anche stufe, caminetti, apparecchi di riscaldamento localizzato ad energia radiante quando la somma delle potenze nominali del focolare degli apparecchi al servizio della singola unità immobiliare è maggiore di 5 kW.

Attraverso detto decreto si impone che le regioni devono provvedere a istituire un sistema di riconoscimento degli organismi e dei soggetti a cui affidare le attività di ispezione sugli impianti termici e di attestazione della prestazione energetica degli edifici, promuovendo programmi per la loro qualificazione, formazione e aggiornamento professionale.

Altra novità è che il rapporto di controllo tecnico, la relazione tecnica, l'asseverazione di conformità e l'attestato di qualificazione energetica, devono ora essere resi in forma di dichiarazione sostitutiva di atto notorio, sono quindi previste sanzioni sia per il professionista qualificato che redige la relazione tecnica nonché per il proprietario e per l'operatore incaricato del controllo e della manutenzione.

3. Le operazioni di controllo e manutenzione sugli impianti termici

Le operazioni di controllo ed eventuale manutenzione dell'impianto devono essere eseguite da ditte abilitate con i criteri di periodicità indicati all'art. 7 del regolamento, seguendo un ordine legato alla disponibilità di documentazione ovvero:

- 1) Secondo le istruzioni tecniche per l'uso e la manutenzione rese disponibili dall'impresa installatrice;
- 2) Secondo le prescrizioni indicate dai fabbricanti degli specifici componenti dell'impianto;
- 3) Secondo le prescrizioni contenute nelle normative UNI e CEI per gli specifici componenti dell'impianto.

Ogni impianto termico di climatizzazione invernale con potenza superiore ai 10 kW e di climatizzazione estiva superiore ai 12 kW deve essere dotato di libretto compilato in tutte le sue parti e aggiornato dal manutentore.

Con la pubblicazione del **DM 10.02.2014** sono stati pubblicati i nuovi format del libretto d'impianto e dei rapporti di controllo.

Il format del nuovo Libretto di impianto si applica sia ai tradizionali impianti termici adibiti al riscaldamento degli ambienti, sia agli impianti termici adibiti alla climatizzazione estiva come i condizionatori d'aria.

Ultimate le operazioni di controllo l'operatore provvede a redigere e sottoscrivere uno specifico "Rapporto di controllo di efficienza energetica", denominato "Rapporto".

Esistono 4 format di Rapporto di controllo di efficienza energetica: Tipo 1- Gruppi Termici, Tipo 2-Gruppo Frigo, Tipo 3-Scambiatori e Tipo 4-Cogeneratori.

I suddetti Rapporti non si applicano agli impianti termici alimentati esclusivamente con fonti rinnovabili ma resta l'obbligo della compilazione del Libretto.

I vecchi "Libretto di centrale" e "Libretto di impianto", degli impianti esistenti alla data del 01/06/2014, devono essere allegati al nuovo Libretto.

Per gli impianti di climatizzazione invernale tra i 10 kW ed i 100 kW alimentati a gas, metano o gpl e per gli impianti di climatizzazione estiva tra 12 e 100 kW l'accertamento del rapporto di controllo di efficienza energetica inviato dal manutentore o terzo responsabile è ritenuto sostitutivo dell'ispezione.

3.1 Sicurezza degli impianti

La sicurezza degli impianti risulta regolata dal Decreto Ministeriale 22 gennaio 2008, n. 37. In tale DM si classifica la "*manutenzione ordinaria*" come l'esecuzione di quegli interventi atti a ristabilire il normale uso. Al termine della stessa non è previsto il rilascio di una "Dichiarazione di conformità", in quanto non viene modificata la struttura dell'impianto; rilascio obbligatorio al termine della manutenzione da classificare "*straordinaria*" quando questa non può essere considerata come un semplice rifacimento parziale dell'impianto.

La eventuale mancanza della dichiarazione di conformità deve essere ora segnalata sul libretto di impianto e sul rapporto di controllo dal manutentore.

Le responsabilità di colui che effettua il controllo e la manutenzione è stata ribadita da sentenze della Cassazione. Il manutentore che è consapevole del malfunzionamento di una caldaia, non deve limitarsi a consigliare un uso limitato dell'apparecchio, ma deve impedirne l'uso, al fine di evitare il determinarsi di una situazione di pericolo.

3.2 Norme UNI di riferimento

L'adeguata compilazione dei modelli di rapporto di controllo tecnico, costituisce un percorso obbligato per un corretto controllo e successiva manutenzione. Preliminarmente si dovrà innanzitutto consultare la documentazione in possesso, quindi si dovranno effettuare esami visivi e strumentali, eseguire poi le eventuali manutenzioni ed in ultimo compilare il rapporto tecnico di controllo.

Per le verifiche di controllo alla rispondenza alle norme sulla sicurezza degli impianti termici a gas, occorrerà fare riferimento al rispetto della norma **UNI-CIG 10738:2012** (che ha sostituito la UNI 7129/08). riferita ad impianti per uso domestico o similare con portata termica non maggiore di 35 Kw alimentati a gas combustibili appartenenti alla I^a, II^a e III^a famiglia di gas (manifatturato, naturale e GPL).

Per gli impianti con portata termica maggiore di 35 Kw si deve riferire alla norma **UNI 11528:2014**.

Analizzando brevemente i contenuti della UNI CIG 10738:2012 vediamo che le verifiche da eseguirsi sugli impianti vengono raggruppate in tre principali aree tematiche quali:

- Impianto interno (Tubazioni, raccordi ed accessori);
- Apparecchi di utilizzazione;
- Sistemi evacuazione prodotti della combustione.

Per ogni area tematica vengono indicati i controlli sia visivi che strumentali da effettuare. In particolare dell'impianto interno ci si occuperà di verificare il tracciato, i materiali utilizzati, lo stato di conservazione e la tenuta. Dei locali di installazione occorrerà verificare la adeguatezza della ventilazione e dell'aerazione, degli apparecchi di utilizzazione lo stato di conservazione e dei dispositivi di regolazione, controllo e sicurezza limitandosi a verificare esclusivamente il funzionamento e il corretto collegamento. Per i sistemi di evacuazione fumi, infine, si dovranno controllare le caratteristiche dei materiali, la loro compatibilità con i prodotti della combustione ed il loro corretto funzionamento.

Ultimato il controllo l'operatore è tenuto a compilare la sezione 3, ovvero il rapporto tecnico di verifica dando informazione sui controlli eseguiti e esplicitando il giudizio sullo stato di sicurezza dell'impianto determinando se lo stesso è idoneo al funzionamento o meno.

È prevista anche una terza possibilità con la presenza di anomalie che non costituiscono pericolo immediato e che consentono di utilizzare l'impianto per un periodo limitato entro il quale occorre eseguire gli interventi.

In maniera del tutto analoga risulta articolata la UNI 11528:2014 che è relativa ad impianti aventi portata termica > 35 kW. In tale norma sono indicati, in particolare, i criteri e le metodologie per:

- il dimensionamento e l'installazione dell'impianto interno gas;
- l'installazione degli apparecchi;
- l'evacuazione dei prodotti della combustione;
- lo scarico delle condense.

Occorre anche tener conto del fatto che nell'impianto termico sono presenti, oltre al generatore anche i sistemi di distribuzione (pompe valvole collettori etc.); gli apparecchi utilizzatori (scambiatori, radiatori, termovettori, accumuli di acqua calda etc.); gli organi di regolazione, gli strumenti di controllo (termometri e manometri); i sistemi di sicurezza (valvole di sicurezza, di intercettazione combustibile, di scarico termico); ed i sistemi di regolazione (pressostati, termostati etc).

È evidente come il compito del tecnico verificatore non risulti agevole in quanto si presuppone una approfondita conoscenza di tutte le norme in vigore ed inoltre all'interno delle stesse norme sono talvolta indicate le possibili deroghe di alcune anomalie ed il criterio di giudizio da seguire per poterle accettare.

Le due norme precedentemente menzionate approfondiscono poco la trattazione sui dispositivi di sicurezza obbligatori limitandosi a dare indicazioni sul controllo del funzionamento e della verifica del loro corretto collegamento.

Per verificare l'obbligo, la esatta collocazione e il corretto dimensionamento degli accessori di sicurezza occorrerà fare riferimento alla UNI 10412-1 e alla UNI 10412-2.

La prima è la norma di buona tecnica che stabilisce le condizioni e le modalità di progettazione e di installazione ai fini della sicurezza degli impianti di riscaldamento che utilizzano quale fluido termovettore acqua calda ad una temperatura non maggiore di 110°C. Detta norma in Italia ha dato vita alla " **Raccolta R - Edizione 2009**, le cui disposizioni in essa contenute sono emanate come specificazioni tecniche applicative del Titolo II del D.M. 1.12.75 ai sensi dell'art. 26 del decreto medesimo

Al fine di verificare la presenza di dispositivi obbligatori contenuti nella raccolta sono state elaborate delle liste di riscontro strutturate come check list per fornire uno strumento di supporto al tecnico verificatore.

4. Check list di riscontro per le operazioni di controllo e manutenzione

La valutazione di un impianto viene spesso intesa come una formalità burocratica al fine esclusivo di ottenere certificazioni e dichiarazioni di idoneità all'esercizio. Raramente l'attività di valutazione viene percepita come un'occasione di conoscenza e consapevolezza delle criticità e dei punti di forza presenti, come monitoraggio della qualità

dell'impianto e come strumento di supporto per operare una successiva fase di miglioramento.

Per la elaborazione di questa lista ci si è basati sia su dati normativi che su dati ricavati da un buon numero di rilevamenti effettuati in campo, da suggerimenti di esperti del settore e da informazioni derivanti da esperienze dirette dei redattori la memoria.

L'obiettivo è quello di offrire principalmente spunti di riflessione e di fornire alcuni suggerimenti pratici per sviluppare processi valutativi successivi.

La prima parte della Check-list fornisce un inquadramento generale dell'impianto in relazione alla sua tipologia, sul sistema di distribuzione dell'energia termica, sul locale adibito a centrale, sulla eventuale presenza di impianto di termoregolazione e/o di un sistema di contabilizzazione dell'energia termica nonché indicazioni sulla documentazione presente.

DATI GENERALI			
UBICAZIONE	COMUNE		INDIRIZZO
	PROPRIETARIO		RESP. IMPIANTO
DESTINAZIONE			
DESTINAZIONE D'USO IMPIANTO	COMBUSTIBILE	DESTINAZIONE IMMOBILE	CENTRALE A SERVIZIO DI
RISC. AMBIENTI..... <input type="checkbox"/>	METANO.... <input type="checkbox"/> GPL..... <input type="checkbox"/> GASOLIO... <input type="checkbox"/> ALTRO..... <input type="checkbox"/> ()	RESIDENZIALE <input type="checkbox"/> EDIFICIO PUBBLICO..... <input type="checkbox"/> INDISTR./ARTIG... .. <input type="checkbox"/> ALTRO..... <input type="checkbox"/>	PIU' UNITA'..... <input type="checkbox"/> SINGOLAUNITA'.... <input type="checkbox"/>
PROD ACQUA CALDA X SERVIZI... <input type="checkbox"/>			
VERIFICA DOCUMENTAZIONE DISPONIBILE			
LIBRETTO DI IMPIANTO ISPEL (INAIL)		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NON RICHIESTO <input type="checkbox"/>	
CORRISPONDENZA TRA LIBRETTO ED IMPIANTO		SI <input type="checkbox"/> (PARZIALE. <input type="checkbox"/> TOTALE <input type="checkbox"/>) NO <input type="checkbox"/>	
MATRICOLA ISPEL (INAIL) _____			
LIBRETTO DI IMPIANTO SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		COMPLILATO SI <input type="checkbox"/> (PARZIALM. <input type="checkbox"/> TUTTO <input type="checkbox"/>) NO <input type="checkbox"/>	
LIBRETTO USO E MANUTENZIONE GENERATORE/I		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
DICHIARAZIONI DI CONFORMITA'/RISPONDENZA		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
CERTIFICATO PREVENZIONE INCENDI (OVE RICHIESTO)		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NON RICHIESTO <input type="checkbox"/>	
SISTEMA DISTRIBUZIONE ENERGIA TERMICA			
Distribuzione orizzontale monotubo con corpi scaldanti in parallelo e valvole a quattro vie <input type="checkbox"/>			
Collettori complanari con tubazioni di andata e ritorno per ogni singolo corpo scaldante <input type="checkbox"/>			
Impianto a circolazione forzata con distribuzione a colonne montanti del tipo a due tubi tradizionale <input type="checkbox"/>			
SISTEMA DI TERMOREGOLAZIONE		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
SISTEMA DI CONTABILIZZAZIONE ENERGIA TERMICA		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
TIPOLOGIA SISTEMA DI ACCUMULO TERMICO: - BOLLITORE VERTICALE AD ACCUMULO. <input type="checkbox"/> ALTRO _____ <input type="checkbox"/>			
LOCALE			
INSTALLAZIONE:	INTERNA <input type="checkbox"/>	ESTERNA..... <input type="checkbox"/>	FACILE ACCESSO SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
GIUDIZIO SUL LOCALE ED EVENTUALI OSSERVAZIONI:			
GIUDIZIO SUL SISTEMA DI ILLUMINAZIONE LOCALE		buono <input type="checkbox"/> insufficiente <input type="checkbox"/>	
GIUDIZIO SUL SISTEMA DI VENTILAZIONE (S ≥ 1/30 sup. in pianta)		buono <input type="checkbox"/> insufficiente <input type="checkbox"/>	
SISTEMA DI VENTILAZIONE Aperture libere e/o basso(GPL) in alto(metano) SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>			
SISTEMA DI CHIUSURA/APERTURA PORTA (Porta verso esterno) SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>			
PRESENZA RUBINETTO INTERCETTAZIONE COMBUSTIBILE ESTERNO SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>			
PRESENZA MEZZI ESTINZIONE INCENDI SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>			
PRESENZA CARTELLONISTICA SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>			

Successivamente si andranno ad analizzare le caratteristiche specifiche dell'impianto con l'analisi dettagliata di tutti i componenti costituenti lo schema funzionale, dal generatore alle reti di distribuzione, dai terminali ai dispositivi di regolazione controllo e sicurezza. Verranno riportati i loro dati caratteristici, l'esito delle prove di efficienza effettuate sugli stessi e la valutazione sia sullo stato di conservazione che sulla loro corretta installazione. Di seguito, a titolo di esempio, sono state riportate, per brevità della trattazione soltanto degli estratti della lista di riscontro relativi ad alcuni dei componenti principali presenti.

GENERATORE	
Fabbricante.....	Anno di Fabbricazione.....
Matricola	Modello
Combustibile	Tipologia: Singolo <input type="checkbox"/> Modulare <input type="checkbox"/>
Targa Dati SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Certificato di costruzione SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
P MAX di esercizio (bar)	T max di esercizio(°C)
Potenza Termica Nom. Max.Kw)	Pot. Term. Utile Max.....(Kw)
Disponibilità Manuale d'uso SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Giudizio stato manutenzione buono <input type="checkbox"/> insufficiente <input type="checkbox"/>
Generatore Sufficientemente Ispezionabile SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Assenza Perdite Combustibile SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Verifica Integrità Mantello Isolante SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Pulizia focolare SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Eliminazione Incombusti SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Pulizia lato acqua SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Lavaggio chimico lato acqua SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Controllo tenuta camera di combustione SI <input type="checkbox"/> NO	Ripristino refrattari SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>

BRUCIATORE	
Fabbricante.....	Anno di Installazione
Matricola	Modello
Combustibile	Revisione effettuata SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Potenza Termica nom. Max..... (Kw)	Pot. Term. Utile Max.....(Kw)
Manuale d'uso SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Targa dati SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Verifica ugelli SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Tenuta Elettroventilatore SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Controllo Combustione SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Controllo visivo fiamma SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>

RAMPA GAS	
Presenza dispositivo di intercettaz. in corrispondenza del punto inizio impianto SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Presenza Filtro SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Effettuazione Pulizia Filtro SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Presenza Riduttore di pressione SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Verifica funzionalità buona <input type="checkbox"/> insufficiente <input type="checkbox"/>
Presenza Stabilizzatore di pressione SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Effettuazione taratura SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Presenza Valvola Intercettaz. Combustibile SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Presenza valvola chiusura automatica SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	(solo x potenzialità > 350 Kw)
NOTE	

Viene pure fornito, per tipologia di impianto, l'elenco dei dispositivi obbligatori che devono essere presenti

IMPIANTO A VASO APERTO		
ELENCO ELEMENTI OBBLIGATORI		
VASO ESPANSIONE SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (H)	NO <input type="checkbox"/>	
TUBO DI SICUREZZA SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (H)	NO <input type="checkbox"/>	
TUBAZIONE DI CARICO (per impianti dopo il 2009) SI <input type="checkbox"/> (compilare Punto H)	NO <input type="checkbox"/>	
INTERRUTTORE TERMICO AUTOMATICO DI REGOLAZIONE	SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (C)	NO <input type="checkbox"/>
INTERRUTTORE TERMICO DI BLOCCO	SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (C)	NO <input type="checkbox"/>
TERMOMETRO + POZZETTO PER TERMOMETRO DI CONTROLLO	SI <input type="checkbox"/> (compilare Punto (E))	NO <input type="checkbox"/>
MANOMETRO CON FLANGIA PER MANOMETRO CAMPIONE	SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (F)	NO <input type="checkbox"/>
NOTE		

IMPIANTI A VASO CHIUSO		
ELENCO ELEMENTI OBBLIGATORI		
VASO ESPANSIONE	SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (A)	NO <input type="checkbox"/>
VALVOLA DI SICUREZZA	SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (B)	NO <input type="checkbox"/>
INTERRUTTORE TERMICO AUTOMATICO DI REGOLAZIONE	SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (C)	NO <input type="checkbox"/>
INTERRUTTORE TERMICO DI BLOCCO	SI <input type="checkbox"/> (compilare Punto (1))	NO <input type="checkbox"/>
PRESSOSTATO DI BLOCCO	SI <input type="checkbox"/> (compilare Punto (D))	NO <input type="checkbox"/>
PRESSOSTATO DI MINIMO (per impianti dopo il 2009)	SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (D)	NO <input type="checkbox"/>
TERMOMETRO + POZZETTO PER TERMOMETRO DI CONTROLLO	SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (E)	NO <input type="checkbox"/>
MANOMETRO CON FLANGIA PER MANOMETRO CAMPIONE	SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (F)	NO <input type="checkbox"/>
VALVOLA INTERCETTAZIONE COMBUSTIBILE	SI <input type="checkbox"/> compilare Punto (G)	NO <input type="checkbox"/>

Detti elenchi rimandano ai punti corrispondenti della lista di riscontro che dovranno essere, successivamente, compilati. Sempre a titolo di esempio, di seguito, sono riportati solamente alcuni estratti di detti punti.

VASO DI ESPANSIONE A MEMBRANA (A)		
Fabbricante.....		Certificato di Costruzione SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Matricola	Mod.....	Anno di costruzione.....
Volume.....(litri)	Pressione di bollo.....(bar)	Precarica.....(bar)
Giudizio stato manutenzione BUONO <input type="checkbox"/> SCARSO <input type="checkbox"/>		Coibentato SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Verifica Corretto posizionamento: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
Attacco di servizio in alto e valvola di precarica in basso		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Pressione bollo vaso > Pressione taratura valv sic. Gen		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Collegamento diretto al generatore		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Tubazione di sicurezza di diametro interno ≥ 18 mm		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Tubazione di sicurezza senza organi di intercettazione		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Giudizio sul dimensionamento vaso/i buono <input type="checkbox"/> insufficiente <input type="checkbox"/>		
NOTE		

VALVOLA DI SICUREZZA (B)	
Fabbricante.....	Certificato di Costruzione SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Matricola	Modello
Portata di scarico.....(kg/h vapore)	Pressione di taratura..... (bar)
Verifica Integrità SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Presenza Sigillo di taratura SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Certificato taratura SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Prova Funzionalità SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
VERIFICA IDONEITA':	
Se Pot Foc > 580kW N° 2 valvole SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	VERIFICA CORRETTO POSIZIONAMENTO:
Press. Tar Valv. + Sovrapressione < Press bollo Gen. SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Presenza Organi Intercettazione SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Pot Scarico Valvola > (Pot. Nom GEN)/0,58 SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Distanza uscita generatore < 1,0 mt SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
	Collegata alla tubazione in uscita dal gen. SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>

VALVOLA INTERCETTAZIONE COMBUSTIBILE (G)		
Fabbricante.....	Matricola	Modello
Certificato di Costruzione SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Certificato di taratura SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Verifica Funzionalità SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
VERIFICA CORRETTA INSTALLAZIONE		
Corpo Valvola Posizionato tra gruppo filtrazione e bruciatore SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
Pomolo di riarmo rivolto verso l'alto SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
Rispettata la direzione del flusso secondo la freccia impressa sulla valvola SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
Elemento sensibile installato sulla tubazione di uscita entro 0,5 mt		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Elemento sensibile installato a monte di ogni intercettazione		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Diametro valvola eguale diametro tubo adduzione		SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
NOTE		

In ultimo sono poi forniti suggerimenti sui criteri, metodi e strumenti per l'effettuazione di un approfondito percorso di valutazione ovvero viene fatto un collegamento ad alcuni passaggi cardine della normativa con l'ausilio di tabelle di riferimenti normativi come ad esempio quella di seguito riportata in Tab.2:

<p>Dimensionamento del tubo di sicurezza per impianto a vaso aperto (RACC. R fasc. R2)</p> <p>Il diametro interno del tubo di sicurezza deve essere non minore di $d_s = 15 + 1,4\sqrt{Q}$ mm con un minimo di 18 mm ove Q è la potenza nominale del o dei generatori espressa in kW</p>
<p>Dimensionamento delle valvole di sicurezza. RACC. R fasc. R2)</p> <p>Le valvole di sicurezza devono essere dimensionate in base alla seguente formula: $A = 0,005 Q F / 0,9 K$ in cui: A = area della minima sezione trasversale netta dell'orifizio della valvola, in cm²; Q = capacità di scarico della valvola di sicurezza, espressa in kg/h di vapore: $Q = P/0,58$ ove: P = potenza nominale del generatore, in kW; F = fattore di pressione desunto dalla tabella 2 in funzione della pressione di scarico; K = coefficiente di efflusso, desunto dal certificato di accettazione</p>
<p>Aereazione del locale adibito a centrale termica: (Decreto Ministeriale 12 aprile 1996)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Locale fuori terra $S \geq Q \times 10$ min. 3000 cm² - Locale interrato o seminterrato $S \geq Q \times 15$ min. 3000cm² - Locale interrato $S \geq Q \times 15 S^3 Q \times 20$ min. 5000 cm²

Ove Q= portata termica complessiva in kW; S = superficie in cm²

In ogni caso ciascuna apertura non deve avere superficie netta inferiore a 100 cm²

Per gas con densità maggiore di 0,8

- superficie minima $S \geq Q \times 10$ min. 5000 cm²
- sezione pari ad almeno i 2/3 realizzata a filo del piano di calpestio
- deve distare R da cavità o aperture poste sotto il piano di calpestio ($R \geq 4,5$ m per $Q \geq 116$ kW e $R \geq 2$ m per Q inferiore)

Tab. 2 riferimenti normativi

Gli indirizzi normativi costituiscono un supporto indispensabile nella valutazione degli impianti e devono stimolare riflessioni per possibili arricchimenti professionali.

Infatti, nonostante la compilazione di una lista di riscontro sia un metodo semplice e di grande aiuto per chi ha poca esperienza nel settore, il suo uso schematico ha come limite di ottenere una valutazione complessiva dipendente dall'esperienza pregressa dell'operatore, con il risultato di far individuare solamente le problematiche già riscontrate.

Pertanto è fondamentale, il modo con cui si affronta l'attività di valutazione che da un valore aggiunto alla semplice compilazione della lista di riscontro.

5. Conclusioni

Il compito affidato al manutentore dalle norme attualmente vigenti, di comunicare al cliente gli interventi da effettuare, le modalità e la tempistica, al fine di garantire un funzionamento in sicurezza, è estremamente difficoltoso.

Si è quindi voluto dare attraverso questa lista di riscontro strutturata come check list un ulteriore strumento di supporto, al fine di aiutare il tecnico verificatore al controllo della rispondenza ai requisiti di sicurezza dell'impianto e di consentirgli di esprimere le sue valutazioni, non avendo comunque la pretesa di essere totalmente esaustivo.

Bibliografia

- [1] Decreto del Presidente della Repubblica 16 aprile 2013, n. 74 Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192.
- [2] Decreto 10 febbraio 2014 Modelli di libretto di impianto per la climatizzazione e di rapporto di efficienza energetica di cui al decreto del Presidente della Repubblica n. 74/2013.
- [3] Norma UNI 10738:2012 Impianti alimentati a gas, per uso domestico, in esercizio – Linee guida per la verifica dell'idoneità al funzionamento in sicurezza.
- [4] Norma UNI 11528:2014 “ Impianti a gas di portata termica maggiore di 35 kW - Progettazione, installazione e messa in servizio”.
- [5] Norma UNI 10412-1:2006 “Impianti di riscaldamento ad acqua calda - Requisiti di sicurezza - Parte 1: Requisiti specifici per impianti con generatori di calore alimentati da combustibili liquidi, gassosi, solidi polverizzati o con generatori di calore elettrici”.
- [6] Raccolta R Edizione 2009 Specificazioni tecniche applicative del Titolo II del DM 1.12.75.

Quadro normativo e legislativo sull'utilizzazione delle attrezzature a pressione standard

G. Vaccaro*, G. Argento*, R. Sunseri*

*INAIL - UOT CVR Palermo

Sommario

Le attrezzature a pressione, quando non sono specificatamente progettate e costruite per una specifica condotta di convogliamento, ma per essere utilizzate in varie applicazioni, incluse diverse tubazioni di convogliamento o, per esempio, tubazioni industriali, vengono definite attrezzature standard.

Queste ultime sono, ad esempio, quelle utilizzate nelle cabine con funzione di riduzione della pressione e misura del gas, nelle centrali di spinta del gas e nei sistemi di misura separati del gas, e devono essere conformi al Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 (PED 97/23/CE).

Dette attrezzature, al fine di garantire sia la sicurezza che la continuità di esercizio, devono essere soggette a opportune verifiche. Si tratterà, nel seguito, un quadro legislativo e normativo sugli adempimenti necessari alla messa in esercizio e successive verifiche delle attrezzature a pressione standard anche alla luce del DM del 16 aprile 2008 *Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8*.

La memoria tratta delle modalità secondo cui il suddetto DM e le norme di settore del Comitato Italiano Gas si integrano con la legislazione attualmente vigente - DM 329/04 per le attrezzature di nuova installazione - e con la Raccolta E ISPEL per i recipienti a pressione già in esercizio alla data di entrata in vigore del D.Lgs n. 93 del 2000

1. Introduzione

Le attrezzature a pressione standard, così come definito all'art.1 punto 3.1 della direttiva 97/23/CE in vigore e confermato nell'art.1 punto 2 lettera a) della direttiva 2014/68/UE in attesa di recepimento, pur risultando *“escluse dall'applicazione delle suddette direttive le condotte comprendenti una tubazione o un sistema di tubazioni per il trasporto di qualsiasi fluido o sostanza verso un impianto o a partire da esso (in mare aperto o sulla terra ferma), a partire da, ed ivi compreso l'ultimo organo di isolamento situato nel perimetro dell'impianto, ivi comprese tutte le attrezzature collegate specificamente concepite per la condotta. Non sono invece escluse le attrezzature a pressione standard, quali quelle delle cabine di salto di pressione e delle centrali di spinta”*, che devono quindi essere marcate CE per essere immesse sul mercato.

2. Sorveglianza delle attrezzature a pressione installate nelle cabine di riduzione e misura del gas ai sensi dei DM del 16 aprile 2008

Al fine di garantire la sicurezza e mantenere in efficienza gli impianti di riduzione e misura della pressione e garantire la continuità di esercizio, questi devono essere soggetti ad una sorveglianza.

L'attività di sorveglianza include l'attività di conduzione, di manutenzione periodica e verifiche di integrità con cadenze programmate.

Le attività di conduzione e quelle di manutenzione ordinaria degli impianti devono essere eseguite in conformità a quanto prescritto dalle norme UNI 9571, UNI 10702, UNI 9463-1 e UNI EN 12186.

In particolare, i prodotti marcati CE in base al D.Lgs. 25 febbraio 2000 n. 93 - *Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione* - ivi comprese quindi anche le attrezzature a pressione standard devono essere sottoposti, ove previsto, anche ad una verifica di integrità a cura del distributore con personale qualificato sulla base di specifica formazione secondo la norma UNI ISO 9001 e UNI CIG¹ attinenti e adeguata esperienza operativa in campo.

Le verifiche seguiranno frequenze e modalità indicate nelle norme UNI CIG attinenti, tenendo conto delle condizioni di esercizio e seguendo comunque le istruzioni del fabbricante delle attrezzature.

Per gli accessori a pressione standard (valvole, riduttori, ecc.) e per i recipienti a pressione (scambiatori, filtri, odorizzatori) aventi volume minore o uguale a 25 litri e, se con pressione massima ammissibile inferiore o uguale a 12 bar, aventi capacità minore o uguale a 50 litri, le raccomandazioni per le operazioni di ispezione e manutenzione dovranno essere riportate nelle istruzioni per l'uso rilasciate dal fabbricante dell'attrezzatura stessa.

I recipienti a pressione già in esercizio alla data di entrata in vigore del D.Lgs 93/2000 che erano assoggettati a controlli ISPESL hanno mantenuto, fino alla pubblicazione delle norme UNI CIG attinenti, la tipologia e la periodicità dei controlli già in essere (Raccolta E); tali controlli sono ora effettuati a cura del distributore, con personale qualificato.

2.1 Attrezzature a pressione

I recipienti a pressione devono essere oggetto di operazioni di ispezione per verificarne l'integrità; ove dovessero riscontrarsi difetti che possano compromettere l'esercibilità in sicurezza dell'attrezzatura, dovranno essere intrapresi opportuni accorgimenti per il ripristino della integrità strutturale, oppure determinare il grado di sicurezza commisurato al tempo di ulteriore esercibilità con la permanenza dei difetti riscontrati.

Tali operazioni di ispezione devono avere una frequenza decennale; la frequenza di tali verifiche va ridotta qualora il fabbricante delle singole attrezzature nel manuale d'uso e manutenzione indichi periodicità di interventi inferiori.

Le operazioni di ispezione per le verifiche di integrità consistono in un esame visivo eseguito dall'esterno e, ove possibile, dall'interno delle varie membrature, in controlli spessimetrici ed eventuali altri controlli che si rendano necessari a fronte di situazioni evidenti di danno.

Qualora l'attrezzatura a pressione mostri caratteristiche tali da non consentire un'esauriva ispezionabilità a causa della presenza di masse interne o rivestimenti interni o esterni inamovibili, l'ispezione deve essere integrata, limitatamente alle camere interessate, da una prova di pressione da eseguirsi a 1,125 volte la massima pressione ammissibile PS e che può essere effettuata utilizzando un fluido allo stato liquido.

La prova a pressione con fluido allo stato liquido può essere sostituita, previ accorgimenti cautelativi, con una prova di pressione con gas ad un valore di 1,1 volte la massima pressione ammissibile.

Ispezioni alternative e/o con periodicità differenti, ma tali da garantire un livello di protezione equivalente, possono essere accettate per casi specifici, fatto salvo quanto previsto nelle istruzioni per l'uso rilasciate dal fabbricante dell'attrezzatura stessa.

¹ Comitato Italiano Gas

2.2 Accessori di sicurezza

Gli accessori di sicurezza devono essere oggetto di operazioni per la constatazione della loro funzionalità che va effettuata con prove a banco, con simulazioni, oppure, ove sia possibile e non sia pregiudizievole per le condizioni di esercizio, determinandone l'intervento in opera.

La verifica di funzionalità degli accessori di sicurezza deve essere eseguita di norma ogni due anni. La frequenza di esecuzione di tale verifica è specifica per ogni tipologia di attrezzatura e deve essere individuata tenendo presente le condizioni di esercizio e le modalità di gestione dell'accessorio stesso anche sulla base di indicazioni del costruttore. L'analisi delle condizioni di esercizio e le modalità di gestione dell'accessorio potrebbero determinare l'esecuzione di tali verifiche con frequenza diversa rispetto a quanto sopra indicato.

Nel caso specifico gli accessori di sicurezza marcati CE in base al D. Lgs. 25 febbraio 2000 n.93 devono essere oggetto di operazioni per la constatazione della loro funzionalità che può essere effettuata o con prove di simulazione a banco o in opera con le frequenze previste dalle norme e con personale specificatamente qualificato.

3. Sorveglianza degli impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale (REMI) connessa ai rischi derivanti dalla pressione

Secondo quanto specificato nella UNI 9571-1 le attività di sorveglianza vanno suddivise per gruppi:

- 1) Verifiche di primo impianto che precedono la prima messa in servizio;
- 2) Messa in servizio;
- 3) Conduzione;
- 4) Manutenzione;
- 5) Verifiche di integrità su attrezzature a pressione.

3.1 Verifiche di primo impianto

La verifica di primo impianto è quella che precede la messa in servizio di un nuovo impianto, nel caso di installazione di una nuova attrezzatura a pressione in un impianto esistente deve esserne verificata la corretta installazione in conformità alle regole di buona tecnica e a quanto indicato nel manuale d'uso dell'attrezzatura.

Trattandosi di installazione in un impianto esistente di un'attrezzatura a pressione, occorrerà accertarsi che la pressione massima ammissibile PS deve essere maggiore o uguale alla pressione massima MIP² in ingresso alla stessa.

Il valore della pressione massima di valle in caso di guasto, deve essere garantito secondo le indicazioni della UNI 9167. Tale garanzia, per le attrezzature avviate in regime "pre-PED", può essere ottenuta dalla presenza nell'impianto di un secondo regolatore di pressione in serie al regolatore principale o da un dispositivo di sicurezza del tipo a chiusura (per esempio valvola di blocco) o da altri diversi sistemi idonei allo scopo e comunque in conformità alle disposizioni legislative e normative in vigore al momento della messa in servizio dell'impianto.

² Pressione limite di guasto: pressione massima che il sistema può raggiungere per un breve periodo, limitata dai dispositivi di sicurezza.

Descrizione attività	Impianto/gruppo/apparecchiature	Criterio di valutazione
Disponibilità parametri condotta di monte e di valle	Condotta di monte e di valle	Disponibilità di dichiarazioni con l'indicazione del valore della pressione massima in caso di guasto sia per la condotta di monte (MIP_u) sia per la condotta di valle (MIP_v) o di grandezze correlate (per esempio MOP_u e MOP_v rispettivamente). Verifica che i predetti valori siano compatibili con quelli dell'impianto / apparecchiatura oggetto della verifica
Ispezione visiva stato esterno	Impianto ed apparecchiature	Assenza danni visibili
Verifica conformità esecuzione/installazione	Impianto ed apparecchiature	Conformità agli schemi/disegni approvati
Disponibilità documentazione	Impianto ed apparecchiature	Disponibilità della documentazione prevista nella UNI 9167
Manuale d'uso	Impianto ed ogni serie di apparecchiature	Disponibilità del manuale d'uso in lingua italiana
Verifica esistenza segnaletica di sicurezza	Sezioni impianto interessate	Esistenza della segnaletica di sicurezza prevista nella UNI 9167
Verifica impianto messa a terra e verifica equipotenzialità delle strutture metalliche all'interno dei giunti isolanti	Impianto ed apparecchiature	Verificare la conformità dell'esecuzione/installazione al progetto approvato dell'impianto di messa a terra di tutte le strutture metalliche e loro equipotenzialità in accordo al punto 4.1.5
Protezione contro le esplosioni	Impianto	Disponibilità del "documento sulla protezione contro le esplosioni" ¹⁾
	Apparecchiature	Adeguatezza delle apparecchiature alla zona di installazione
1) Alla data di pubblicazione della presente norma è in vigore il Decreto Legislativo N° 81 (art. 294_Titolo XI).		

Immagine 1 – Prospetto 2 Verifiche di primo impianto[2]

Il rapporto della verifica di primo impianto deve essere redatto sotto forma di check list e deve includere la descrizione delle verifiche eseguite e l'esito di ognuna di esse. Questo deve essere sottoscritto dall'addetto³ alla verifica di primo impianto e conservato.

3.2 Messa in servizio

La messa in servizio di un impianto o di apparecchiature all'interno di un impianto già in esercizio deve includere almeno le attività indicate nella tabella seguente (Prospetto 3 UNI 9571-1:2012) ed inerenti alle apparecchiature coinvolte.

Le procedure da seguire devono essere conformi a quelle indicate dal costruttore nel manuale d'uso.

Il rapporto di messa in servizio redatto anch'esso sotto forma di check list deve contenere:

- la descrizione delle attività svolte;
- l'esito dell'ispezione visiva dello stato esterno;
- l'indicazione dei valori di regolazione delle varie apparecchiature;
- l'indicazione delle eventuali apparecchiature dove il relativo dispositivo di sicurezza è stato sigillato;
- l'esito di ogni verifica funzionale eseguita.

³ Addetto alla sorveglianza: Persona competente che è stata addestrata, con esperienza e qualificata per le attività previste, incluse quelle in materia di sicurezza personale e salvaguardia ambientale. (vedi Linea Guida CIG n°14)

Attività	Apparecchiature coinvolte	Criterio accettazione
Ispezione visiva stato esterno ^{a)}	Apparecchiature coinvolte	Assenza danni visibili
Verifica tenuta esterna	Ogni connessione flangiata, filettata, a compressione	Assenza di perdite alla pressione disponibile
Verifica tenuta interna	Apparecchiature dove, per assolvere la funzione in ordinarie condizioni di esercizio, questo requisito è richiesto	Aumento di pressione nel volume chiuso non superiore al valore prestabilito, alla pressione di monte disponibile
	Valvole di sezionamento: - delle linee di controllo della pressione e - di altre apparecchiature per le quali è prevista la manutenzione preventiva	
Regolazioni delle tarature	Apparecchiature nelle quali le prestazioni sono modificabili con ordinarie operazioni manuali. Sono esclusi da questo intervento le apparecchiature con dispositivo di sicurezza sigillato	Ai valori di esercizio previsti
Simulazione dell'intervento dei sistemi di sicurezza per la pressione sia delle linee principali di regolazione della pressione che quelle di alimentazione della caldaia Verifica tenuta interna apparecchiature dei sistemi di sicurezza	Monitor in stand-by	- Intervento alla pressione prestabilita e regolazione della pressione controllata al valore prestabilito - Verifica tenuta interna alla pressione di monte disponibile in posizione di chiusura
	Monitor operativo	
	Dispositivi di sicurezza del tipo a blocco del flusso del gas	- Chiusura al raggiungimento della pressione prestabilita - Verifica tenuta interna alla pressione di monte disponibile in posizione di chiusura
	Dispositivi di sfioro con scarico in atmosfera	- Primo sfioro interno dell'apparecchiatura al raggiungimento del valore prestabilito di pressione - Richiusura al ripristino delle ordinarie condizioni di esercizio - Verifica tenuta interna alle ordinarie condizioni di lavoro
Simulazione intervento comandi da punto remoto	Tutte le apparecchiature telecomandate	Aperture/chiusure valvole, ecc. secondo le attese dopo il relativo comando da punto remoto
Calibrazione trasduttori di $P, \Delta p, r$ e posizione	Tutti i sensori di $P, \Delta p, r$ dei sistemi di allarme, tele-controllo e quelli coinvolti nel monitoraggio dei livelli di soglia di prestazioni significative	Errore di misura/indicazione all'interno dell'intervallo previsto per lo strumento
Simulazione attivazione allarmi	Tutte le apparecchiature per le quali, al verificarsi di determinate situazioni, sono stati previsti allarmi	Evidenza dell'allarme al verificarsi della situazione specificata di allarme
Verifica sistema di tele-controllo	Tutte le apparecchiature con telecontrollo di stato interno (posizione otturatore dei monitor in stand-by e/o dispositivi di sicurezza del tipo a blocco) e quelle interessate dal telecontrollo di specifici parametri funzionali (pressioni, $\Delta p, r$, ecc.)	Per le situazioni di stato interno e per i parametri funzionali prescelti, segnalazioni presso il punto remoto coerente con la situazione in campo
Simulazione segnalazione raggiungimento dei livelli di soglia per le prestazioni significative	Tutte le apparecchiature coinvolte in una prestazione significativa monitorata da punto remoto	Presso il punto remoto: - evidenza della soglia di attenzione al raggiungimento dei limiti di attenzione - evidenza della soglia di allarme al raggiungimento dei limiti di allarme
Verifiche funzionali su circuito di preriscaldamento ad acqua	Gruppo termoregolatore	Simulazione intervento, ove possibile, con modifica dei valori di regolazione del regolatore termostatico e successivo ripristino ai valori iniziali
	Elettropompa di riserva del circuito di preriscaldamento	Regolare avviamento della pompa di riserva dopo l'arresto di quella in esercizio e verifica che la temperatura del gas dopo la riduzione della pressione si mantiene entro i limiti prestabiliti
	Elettropompa in stand-by	Automatico avvio elettropompa in stand-by a seguito dell'arresto di quella in servizio
Verifiche funzionali su caldaia di produzione acqua calda	Pilota	- Con entrambe le fiamme del pilota e del bruciatore spente: attivazione fiamme pilota e del bruciatore con i previsti interventi di controllo - Con la fiamma del pilota accesa e la fiamma del bruciatore spenta: attivazione fiamma bruciatore con i previsti interventi di controllo
	Termostato di servizio	- Accensione del bruciatore con incremento del valore prestabilito di temperatura - Spegnimento del bruciatore con riposizionamento al valore prestabilito di temperatura
Simulazione intervento linee in stand-by delle linee principali di regolazione della pressione e delle linee di alimentazione delle caldaie	Linea di regolazione in stand-by	Intervento intera linea a seguito dell'esclusione della linea in servizio e conseguente regolazione della pressione al valore prestabilito

a) Non applicabile se l'attività di messa in servizio segue quella di verifica di primo impianto.

Immagine 2 – Prospetto 3 Attività di messa in servizio[2]

3.3 Verifica di integrità

I recipienti a pressione costruiti ai sensi della direttiva PED e quelli costruiti in accordo alla legislazione previgente al recepimento della PED aventi le seguenti caratteristiche:

- PS maggiore di 12 bar e volume maggiore di 25 litri;
- PS minore o uguale a 12 bar e volume maggiore di 50 litri;

devono essere sottoposti ad una verifica di integrità che ne accerti lo stato di conservazione delle membrature. La verifica di integrità deve essere prevista con una frequenza non maggiore di 10 anni dalla data del verbale di messa in servizio; essa consiste nell'ispezione delle varie membrature delle attrezzature a pressione mediante esame visivo esterno e interno ove possibile, e in controlli spessimetrici⁴.

Quando le caratteristiche dell'attrezzatura non consentono adeguate condizioni di accessibilità all'interno o risulta non ispezionabile in modo esaustivo - come già accennato - l'ispezione è integrata, limitatamente alle camere non ispezionabili, con una prova in pressione a 1,125 volte la PS utilizzando un fluido allo stato liquido.

In caso di necessità, la prova di pressione idraulica può essere sostituita, previa predisposizione di opportuni provvedimenti di cautela previsti dalle leggi e norme vigenti in materia di prevenzione infortuni e igiene del lavoro, con una prova di pressione con gas ad un valore di 1,1 volte la PS per una durata minima di 2 ore durante le quali non si devono verificare cadute di pressione, tenuto conto delle variazioni di temperatura.

Il rapporto di verifica di integrità deve contenere almeno i seguenti dati:

- dati identificativi dell'attrezzatura sottoposta a verifica;
- procedura adatta per la verifica d'integrità;
- esito della verifica con descrizione dettagliata dei controlli di tipo non distruttivo eseguiti;
- azioni intraprese a seguito dell'esito della verifica.

4. Conclusioni

In conclusione si vuole evidenziare che allo stato attuale le leggi e regolamenti da applicare per la sorveglianza della attrezzature a pressione standard, quali quelle installate nelle cabine di salto di pressione e delle centrali di spinta, sono il DM del 16 aprile 2008 e le norme di settore UNI CIG che descrivono le specificità degli interventi in funzione della tipologia degli impianti e delle attrezzature a pressione, comprese anche le attività di formalizzazione della messa in servizio. Attività queste che non ricadono nell'ambito di applicazione del DM 329 del 1 dicembre 2004, risultando le attrezzature standard da esso escluse ai sensi dell'art.2 comma 1 lettera g). In particolare il DM del 16 aprile 2008 affida al distributore le attività di sorveglianza in occasione dell'utilizzazione in campo delle apparecchiature degli impianti di trattamento e/o di regolazione pressione e/o misura e/o odorizzazione del gas combustibile.

5. Bibliografia

- [1] DM del 16 aprile 2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8"
- [2] UNI 9571-1 "Impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale – Parte 1: Sorveglianza" 2012
- [3] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione"
- [4] Direttiva 2014/68/UE

⁴ I controlli spessimetrici di tipo non distruttivo devono essere eseguite da personale qualificato in conformità alla UNI EN ISO 9712

Esperienza operativa di intervento di taratura valvole di sicurezza su impianto in esercizio

F. Moncini*, F. Settineri*, D. Tripaldi*

*INAIL - UOT CVR Torino

Sommario

Le valvole di sicurezza, in quanto “accessori di sicurezza” (D.Lgs. 25/02/2000 n.93), ai fini delle verifiche di cui al D.M. 329/04, seguono le procedure delle attrezzature a pressione che sono destinate a proteggere.

E' pertanto obbligatorio (D.M. 329/04 art.9) verificare con le periodicità di cui agli Allegati A e B la funzionalità degli accessori di sicurezza.

Di norma l'accertamento della corretta taratura delle valvole di sicurezza viene effettuato, previo smontaggio, su banco di prova certificato.

In alcune situazioni impiantistiche (es. impianti a ciclo continuo oppure casi di valvole saldate) può non essere effettuabile lo smontaggio delle stesse oppure può essere preferita la verifica in opera per maggiore affidabilità del risultato. Si rende pertanto necessario l'intervento di revisione in campo con impianto in marcia.

La metodologia illustrata si basa sull'utilizzo di un dispositivo – denominato “martinetto” – che misura la pressione di apertura della valvola di sicurezza in conseguenza dell'applicazione di una forza nota e controllabile sullo stelo della valvola stessa.

1. Introduzione

La norma UNI 11513:2013 [4] fornisce la seguente definizione di martinetto: “dispositivo atto ad esercitare, sullo stelo della valvola, una forza, controllabile e determinabile, avente direzione uguale e verso opposto a quelli della forza esercitata dalla molla della valvola”.

L'elemento che genera la forza di sollevamento può essere di tipo idraulico o di tipo pneumatico.

Il martinetto deve essere equipaggiato con strumenti di misura correlati ai valori delle grandezze da rilevare.

La strumentazione di misura (trasmettitore di pressione, dinamometro) deve essere accompagnata da certificazione di costruzione/taratura.

I manometri devono essere conformi alla UNI EN 837-1 con classe di accuratezza 0,6 o migliore.

Operativamente si individua sul luogo d'impianto la valvola di sicurezza oggetto di verifica e si registra la pressione di esercizio dell'attrezzatura di riferimento indicata dal relativo manometro.

La forza che deve essere esercitata sulla valvola tramite il martinetto è funzione della pressione di taratura della valvola medesima, della pressione di esercizio dell'impianto e della sezione di spinta della valvola (dato dichiarato dal costruttore).

Il martinetto, posizionato sulla valvola di sicurezza, viene azionato gradualmente fino a provocare meccanicamente l'alzata dell'otturatore e quindi l'apertura della valvola.

Sulla base dei valori immessi si ottiene il valore di taratura effettivo della valvola di sicurezza, eventualmente da modificare al fine di ottenere il valore voluto.

In Figura n.1 viene presentato il dispositivo impiegato nell'esperienza operativa.

Si tratta di un martinetto di tipo idraulico con misura delle forze.

Di seguito se ne riportano le caratteristiche.

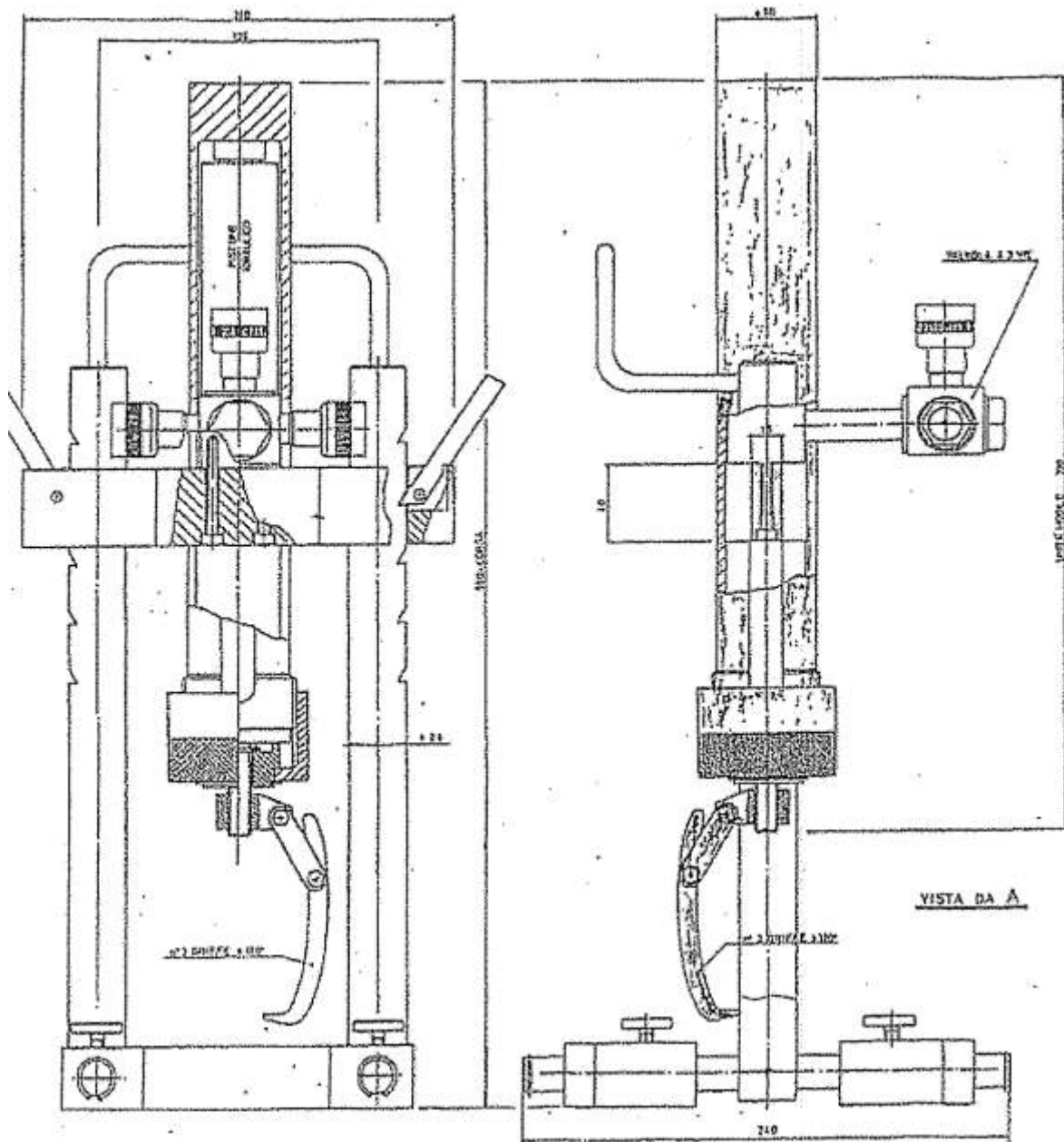


Figura n.1 – Disegno dispositivo impiegato

- Costruttore R.M. PONTEROSSO
- Modello RM110
- Disegno RM110 Rev.0 del 1/10/1992
- Campo delle forze: da 490 N a 24525 N
- Area della sezione effettiva di spinta: 6,41 cm²
- Peso dell'equipaggio mobile: 2,9 kg
- Corsa massima: 83 mm
- Periodi validità delle curve di taratura: 2 anni

2. Omologazione / Certificazione di dispositivi per verifiche di taratura di valvole di sicurezza

2.1 Simboli e definizioni

p_a = pressione di apertura della valvola [bar]

p_e = pressione di esercizio a monte della valvola [bar]

p_d = pressione sulla sezione di spinta del dispositivo [bar]

A_d = area della sezione di spinta del dispositivo [cm²]

f_d = forza esercitata dal dispositivo per il sollevamento dello stelo della valvola [N]

$$f_d = p_d \times A_d \times 10 \quad (1)$$

m_d = massa dell'equipaggio mobile del dispositivo [kg]

d_i = diametro interno della sede della valvola [cm]

d_e = diametro esterno della sede della valvola [cm]

d_m = diametro medio della sede della valvola [cm]

g = accelerazione di gravità [m/s²]

S = area della sezione di spinta della valvola di sicurezza dichiarata dal costruttore [cm²]

Δp = differenza tra la pressione di apertura della valvola e la pressione di esercizio dell'impianto a monte della stessa

$$\Delta p = p_a - p_e \quad (2)$$

$\Delta p / p_a$ % = rapporto percentuale tra Δp e la pressione di apertura della valvola

$$\frac{\Delta p}{p_a} \% = \frac{(p_a - p_e)}{p_a} \times 100 \quad (3)$$

e % = scostamento relativo percentuale delle aree della valvola

$$e \% = \left[1 - \left(\frac{d_i}{d_m} \right)^2 \right] \times 100 \quad (4)$$

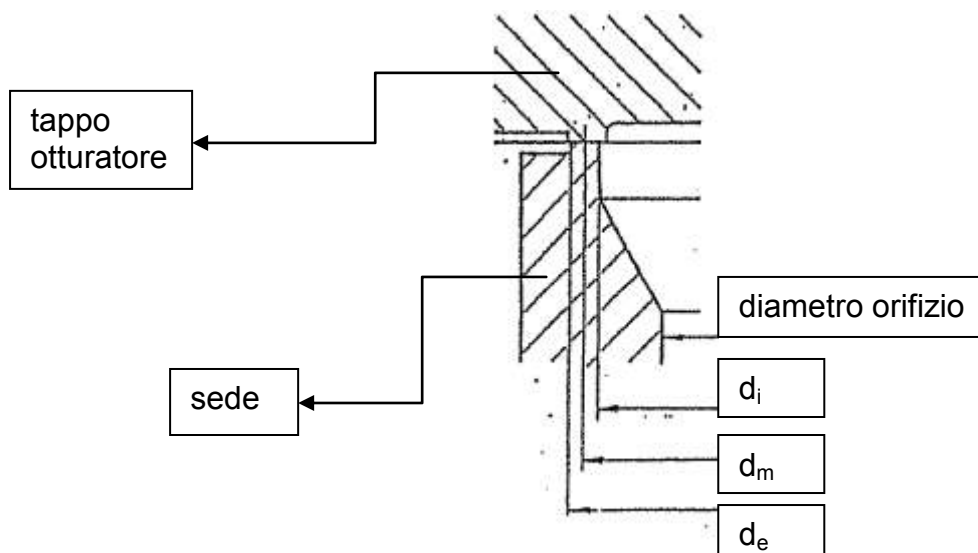
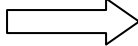


Figura n.2 - Valvola di sicurezza CARRARO Modello 1811 Orifizio K

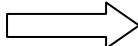
2.2 Procedura di omologazione dei dispositivi per verifica di taratura di valvole di sicurezza in esercizio secondo Circolare tecnica ISPESL n.p. 8270 del 06/08/1992

Il Costruttore del dispositivo per la verifica di taratura di valvole di sicurezza deve presentare all'INAIL, Dipartimento Innovazioni Tecnologiche e Sicurezza degli Impianti, Prodotti ed Insedimenti Antropici e p.c. all'Unità Operativa territorialmente competente, domanda di omologazione del prototipo comprensiva di relazione tecnica e disegno quotato a firma di tecnico progettista abilitato con indicazione di:

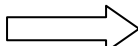
- 
- Campo forze di sollevamento e pressioni di funzionamento dispositivo
 - Area della sezione massima di spinta
 - Massa dell'equipaggiamento mobile
 - Sistema di rilevamento delle forze e relativa procedura di taratura

L'INAIL procede a:

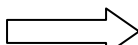
- Esame documentazione;
- Prove su prototipo presso idoneo laboratorio proposto dal costruttore:

- 
- Accertamento della rispondenza alla relazione tecnica e al disegno quotato;
 - Verifica su banco dinamometrico (tarato non oltre 2 anni prima) della corrispondenza tra forze dichiarate/indicate dallo strumento e forze effettivamente rilevate: scostamento ammesso pari a $\pm 2\%$;
 - Controllo dell'efficienza del dispositivo mediante verifica delle 3 pressioni di taratura di 3 valvole di sicurezza (preventivamente tarate a banco con aria a temperatura ambiente e contropressione atmosferica) fissando 3 valori diversi di Δp per ciascuna valvola (totale di 9 prove) ed eseguendo per ogni prova 3 letture la cui media aritmetica non deve discostarsi dai singoli valori di taratura di più del maggiore tra 0,2 bar o 2% della pressione di taratura.

- Emissione del Certificato di omologazione del modello del dispositivo, dal quale devono risultare i seguenti dati:

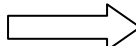
- 
- Campo delle pressioni o campo delle forze (a seconda che il dispositivo misuri pressione o forza)
 - Area della sezione effettiva di spinta del dispositivo (ove necessaria alla misura della forza)
 - Massa dell'equipaggiamento mobile
 - Periodo di validità della curva di taratura

Per ogni altro esemplare dovranno essere eseguite le sole verifiche delle curve di taratura. Su ogni dispositivo deve essere applicata targhetta riportante:

- 
- costruttore
 - modello
 - numero di fabbrica
 - anno di costruzione
 - campo delle pressioni o delle forze
 - area sezione effettiva di spinta (ove necessaria alla misura della forza)
 - massa dell'equipaggiamento mobile

2.3 Condizioni per l'impiego dei dispositivi

Il Costruttore del dispositivo deve presentare all'Unità Operativa INAIL territorialmente competente richiesta di intervento riportante:

- 
- modello del dispositivo e sue caratteristiche;
 - estremi del certificato di omologazione;
 - numeri di fabbrica degli esemplari da sottoporre a prova;
 - località di esecuzione della prova.

La prova consiste nella verifica su banco dinamometrico della corrispondenza tra forze dichiarate (o indicate dallo strumento) e forze effettivamente rilevate.

Lo scostamento ammesso è pari a $\pm 2\%$.

Il banco dinamometrico deve essere provvisto di certificato di taratura emesso da idoneo laboratorio e datato non oltre 2 anni prima della data di esecuzione della prova.

Dopo buon esito i dispositivi devono essere piombati in modo da non rendere possibile la manomissione degli organi interni e per quelli elettronici devono essere resi inamovibili gli organi di taratura della strumentazione elettronica ad esclusione dell'organo di regolazione dello zero dello strumento di misura.

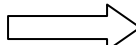
Il relativo verbale di verifica unitamente alla copia del certificato di omologazione deve accompagnare il dispositivo

La prova ha la validità di 2 anni.

Su ogni dispositivo deve essere applicata una targhetta (v. sopra)

2.4 Impiego dei dispositivi per la taratura di valvole di sicurezza in esercizio

La ditta utente deve presentare all'Unità Operativa INAIL territorialmente competente domanda corredata di relazione tecnica comprendente:

- 
- dichiarazione che le valvole di sicurezza, il tipo di impianto e i fluidi impiegati rientrano nel campo di applicazione della Circolare tecnica ISPESL n.p. 8270 del 06/08/1992 (v. paragrafo 3 successivo);
 - elenco delle valvole di sicurezza da sottoporre a prova con indicazione di costruttore, modello, dati dell'orifizio, pressione di taratura e pressione di esercizio dell'impianto a monte di ciascuna valvola;
 - dichiarazione da parte del costruttore da cui risulti il diametro della sezione di spinta;
 - copia del certificato di omologazione del dispositivo e verbale di taratura su banco dinamometrico in corso di validità (2 anni).

Copia della curva di taratura deve essere inviata all'INAIL.

3. Campo di applicazione e metodologia

Il principio di funzionamento consiste nell'utilizzo di un dispositivo atto a diminuire la forza della molla della valvola di una quantità nota e controllabile [1] - Foto n.1.

Mettendo in pressione un cilindro oleodinamico mediante pompa viene esercitata una forza sullo stelo della valvola di entità tale da vincere la resistenza della molla e sollevare l'otturatore dalla sede.

Il caso in esame rientra nel campo di applicazione della metodologia, utilizzabile per valvole di sicurezza con connessioni flangiate, saldata o filettate, poste a protezione di apparecchi contenuti:

- vapore d'acqua saturo o surriscaldato;

– gas o vapori del Gruppo 2 (non corrosivi, non infiammabili o comunque non pericolosi).
In linea di principio per le valvole di sicurezza con connessione di ingresso saldata, l'impiego di tale dispositivo è consentito sia in caso di verifica di primo o nuovo impianto, sia in caso di verifica periodica. Per le valvole con connessione di ingresso filettata o flangiata l'impiego del dispositivo è consentito solo nel caso di verifica periodica, poiché diversamente devono essere verificate a banco.

Vi sono i seguenti vincoli nell'applicabilità della procedura:

- d_i (diametro interno della sede della valvola di sicurezza): > 25 mm;
- nella determinazione del Δp si deve impiegare come sezione di spinta quella corrispondente al diametro medio di sede d_m ;
- i valori massimi di $\Delta p / p_a$ % ammessi sono quelli riportati nella seguente tabella in funzione di $e\%$:

e%		$\Delta p / p_a$ % max	
\leq	4,40	\leq	35,00
\leq	5,00	\leq	32,50
\leq	5,50	\leq	30,00
\leq	6,25	\leq	27,50
\leq	7,00	\leq	25,00
\leq	8,00	\leq	22,50
\leq	9,00	\leq	20,00
\leq	10,50	\leq	17,50
\leq	12,50	\leq	15,00
\leq	15,00	\leq	12,50
\leq	18,50	\leq	10,00

Tabella n.1

Per completezza di trattazione, poiché non riguarda il caso in oggetto, per valvole con connessione di ingresso saldata, aventi diametro interno della sede > 50 mm, il valore massimo di $\Delta p / p_a$ può essere mantenuto al 20% anche per valori di $e\% > 9$.



Foto n.1 – Dispositivo utilizzato

4. Esperienza operativa

L'attività viene condotta presso la Centrale a ciclo combinato di AceaElectrabel Produzione a Leini (TO), in occasione della prima verifica periodica di funzionamento.

Il dispositivo impiegato consiste in un banco dinamometrico, di tipo idraulico, caratterizzato dai dati specifici già sopra riportati, ed in particolare:

- Costruttore R.M. PONTEROSSO
- Modello RM110
- Campo delle forze da 490 N a 24525 N
- n.f. RM31

omologato dall'ISPESL (Figura n.3).

Lo strumento è dotato di certificato di taratura emesso nei due anni precedenti la data di esecuzione della prova (Figura n.4), come prescritto dall'allegato 3 della Circolare tecnica ISPESL n.p. 8270 del 06/08/1992.


OMOLOGAZIONE DI IMPIANTO DEGLI APPARECCHI A PRESSIONE			
Matr.	Sigla	Prov. VENEZIA	
Tipo		Comune VENEZIA	
Costr.	N.F.	Loc. Porto Marghera	
Sup.	p (bollo) /		bar
Capac.	kgf/cm ²		
Ditta R.M. PONTEROSSO S.p.A.			
CERTIFICATO DELLE PROVE E DELLE VERIFICHE ESEGUITE			
VERIFICA: sopralluogo Data 27/10/92			
(Impianto - Sopralluogo - Riparazione - Sopralluogo)			
SH. FABBRICAZIONE DELLA DITTA R.M. PONTEROSSO S.p.A. di P. Marghera (VE) si			
eseguono tutte le verifiche e prove richieste dall'allegato n. 2 alla			
Circolare I.S.P.E.S.L. n. 8270 del 06/08/1992 sul prototipo del			
dispositivo per la verifica della taratura della valvola di sicurezza in			
esercizio della Ditta stessa, rappresentata dal disegno RM 110, avente			
le seguenti caratteristiche:			
- modello: RM 110			
- matricola: 0.01			
- misura della forza: sistema dinamometrico			
- campo della forza: da 490 a 24525 Nv			
- area di spinta: 6,41 cm ²			
- corsa massima: 83 mm			
- peso equipaggiamento mobile: 2,9 Kg			
In particolare:			
si è accertato che il dispositivo prototipo risponde alla descrizione			
in particolare:			
			

Figura n.3 - Omologazione del dispositivo

ISTITUTO SUPERIORE PER LA PREVENZIONE E LA SICUREZZA DEL LAVORO			
Dipartimento di VENEZIA - Corso del Popolo 135-30172 Mestre (VE)			
VERIFICHE DI IMPIANTO ATTREZZATURE A PRESSIONE			
Matr.	Sigla	Prov. VENEZIA	
Tipo		Comune VENEZIA	
Costr.	N.F.	Loc. P.to Marghera	
Sup.	p.bollo		Via del Trifoglio 17
Cap.			
Ditta R.M. PONTEROSSO S.p.A.			
CERTIFICATO DELLE PROVE E DELLE VERIFICHE ESEGUITE			
Data 05/02/08			
VERIFICA: taratura dello strumento rilevatore di forze del dispositivo per la verifica della taratura			
della valvola di sicurezza in esercizio, di costruzione R.M. PONTEROSSO S.p.A. di Marghera			
(VE), mod. RM-110 n.f. RM 31.			
Visto il certificato n.DTV/516/92 del 30-10-92 rilasciato dal Dipartimento Centrale Omologazione			
dell'I.S.P.E.S.L. di omologazione del prototipo di serie del dispositivo di tipo idraulico per la taratura			
della valvola di sicurezza in esercizio con misura delle forze, della Ditta R.M. PONTEROSSO di			
Marghera (VE), avente le seguenti caratteristiche:			
-Costruttore:	R.M. PONTEROSSO S.p.A.		
-Modello:	RM 110		
-Disegno:	RM. 110 rev. 0 del 1-10-1992		
-Campo delle forze:	Da 490 N a 24525 N		
-Area della sezione effettiva di spinta:	6,41 cm ²		
-Corsa massima:	83 mm		
-Peso dell'equipaggiamento mobile:	28,4 N		
Considerato che il dispositivo RM 31 ha le stesse caratteristiche del prototipo, visto il buon esito			
della verifica del rilievo delle curve di taratura al banco dinamometrico eseguito presso lo studio			
tecnico Mario Cuzzolin in Mogliano Veneto (TV) in data odierna; si certifica che il dispositivo n.f.			
RM 31 rientra nell'omologazione citata nel primo capoverso.			
Il periodo di validità delle curve di taratura allegata, che costituiscono parte integrante del presente			
verbale, è di anni DUE: dal 5/2/08.			
Il costruttore e l'utilizzatore sono tenuti ad ottemperare a tutte le prescrizioni di cui alle disposizioni			
tecniche applicative del D.M. 21-5-74 e successive modifiche ed integrazioni di cui alle circolari			
tecniche n. 27/82 n.p. 25664 del 9.7.1982 e n. 85/82 n.p. 8270 del 6.8.1992.			
Per evitare possibili manomissioni i tre rilevatori di forza e il martinetto sono stati piombati e sigillati			
con punzone I.S.P.E.S.L.			
Si allega certificato n° 02/2008.			

Figura n.4 - Certificato di taratura

I manometri di misura della pressione a monte della valvola di sicurezza e della pressione agente sull'elemento che genera la forza di sollevamento sono tarati non oltre due mesi prima della prova a mezzo di banco prova o per confronto con manometri campione.

La valvola oggetto del presente caso applicativo è installata nella sezione di media pressione, con connessione saldata.

L'applicazione della tecnica del martinetto idraulico permette di verificare la corretta taratura dalla valvola di sicurezza con impianto in marcia, senza produrre disservizi, rispettando la periodicità dettata dal D.M. 329/04 e quindi dal D.Lgs. 81/08 e dal Decreto Interministeriale 11/04/11.

Per poter procedere è necessario entrare in possesso della Dichiarazione di Conformità della valvola di sicurezza, riportante i dati tecnici caratteristici del dispositivo (Tabella n.2).

Ai fini della verifica è necessario conoscere anche i valori dell'area di spinta, dei diametri interno e medio, dei valori $e\%$ e $\square p / p_a \%$ forniti dal fabbricante (Tabella n.3).

Per la determinazione della pressione di apertura p_a è necessario conoscere la forza di sollevamento applicata e la pressione di esercizio dell'impianto p_e , da rilevarsi al momento della prova (Tabella n.4). Nel caso preso in considerazione i dati sono i seguenti:

Marca	Modello	n.f.	d _{orifizio}	Set pressure
CARRARO	1811/K	C-84467	38,88 mm	37 barg

Tabella n.2

Orifizio	Diametro sezione di spinta d _i	Diametro medio sede d _m	Area di spinta A _d	e%	Δp / p _a %
K	45,85 mm	47,825 mm	16,50 cm ²	8,08	19,3

Tabella n.3

Forza sollevamento f _d	Pressione di esercizio a monte della valvola p _e	Set pressure	Pressione di apertura p _a	Pressione aggiuntiva (p _a -p _e)
120 kg _f	29,8 barg	37,0 barg	36,9 barg	7,1 bar

Tabella n.4

Nello specifico, con i dati sopra riportati di e% e Δp / p_a% della valvola sottoposta a verifica, si rientra nei valori ammessi in Tabella n.1.

La pressione di apertura della valvola di sicurezza viene determinata con la formula [2]:

$$p_a = p_e + \frac{f_d}{A_d} \quad (5)$$

dove, come già anticipato al paragrafo 2.1:

Ad = area di spinta [cm²]

p_a = pressione di apertura della valvola [bar]

p_e = pressione di esercizio a monte della valvola [bar]

f_d = forza esercitata dal sistema rilevata all'istante di apertura [kgf]

Con i dati in tabella 3 si ottiene il seguente risultato:

$$p_a = 29,8 + \left(\frac{120}{16,5}\right) \times 0,98 = 36,9 \text{ bar}$$

A valle della verifica positiva si attesta la prova effettuata con verbale di taratura (Figura n.5).

MATERIALE E SIGLA		N. FABBRICA		02 DIP.	COD. PROV./COM.	CODICI DITTA INST. ADD.
TIPO			DITTA COSTRUTTRICE			
I. PRESSIONE	II. PRESSIONE	I. TEMPERAT.	II. TEMPERAT.	SUPERFICIE	PRODUCIBILITA'	CAPACITA'
DITTA Accelectrabel Produzione S.p.A.						C. ZONA
INSTALLAZIONE Centrale Elettrica CCGT SP 3 (Cebrosa) km 5,100 - Leini (TO)						C. S. ZONA
DATA ULTIME VERIFICHE:						ANNO COSTR.
VAR. 16 D - CERTIFICATO DELLE PROVE E VERIFICHE E SEGUITE:						149709 DATA
<input type="checkbox"/> Interna	<input type="checkbox"/> Impianto	<input type="checkbox"/> Straordinaria	<input type="checkbox"/> A caldo	<input type="checkbox"/> Sopralluogo		
<input type="checkbox"/> Generale	<input type="checkbox"/> Idraulica	<input type="checkbox"/> Completa	<input type="checkbox"/> Esercizio			
<p>NOTA: Verifica della taratura di valvola di sicurezza in esercizio</p> <p>In data odierna si è proceduto, previo riconoscimento attraverso la punzonatura identificativa, alla taratura in esercizio a mezzo di dispositivo idraulico della valvola di sicurezza contraddistinta dai seguenti dati:</p> <p><input type="checkbox"/> Costruttore: CARRARO</p> <p><input type="checkbox"/> Tipo: 1811/K</p> <p><input type="checkbox"/> Matricola: C-84467</p> <p><input type="checkbox"/> Diametro dell'orifizio: 38,88 mm</p> <p><input type="checkbox"/> Area di spinta: 16,5 cm²</p> <p><input type="checkbox"/> Coefficiente K: 0,95</p> <p>La prova è stata effettuata utilizzando il dispositivo idraulico per la taratura delle valvole di sicurezza in esercizio con misura delle forze: Costruttore R. M. PONTEROSSO S.p.A., modello RM-110, p.f. RM 31.</p> <p>La valvola è stata verificata ad un valore della pressione di inizio apertura di 37 bar.</p> <p>In relazione al buon esito della verifica in oggetto, si è proceduto a rendere inamovibile la ghiera di regolazione della taratura a mezzo filo e piombo con stella ISPEL 851.</p> <p>Si allegano al presente verbale la dichiarazione di conformità della valvola di sicurezza ed il certificato di taratura del dispositivo idraulico.</p> <p><input type="checkbox"/> Vedi seguito allegato</p>						
NOTE PER IL C.E.D. ESISTONO PRESCRIZIONI <input type="checkbox"/>						NOTE PER L'U.A.

Figura n.5 – Verbale di taratura

La conclusione della procedura prevede la verifica della corretta chiusura della valvola. Scaricando lentamente la pressione nel sistema la forza applicata allo stelo diminuisce fino a provocare lo scatto di chiusura.

Il calcolo della pressione di chiusura avviene, in analogia alla formula (5), nel modo seguente:

$$p_c = p_e + \frac{f_c}{A_d} \quad (6)$$

dove

p_c = pressione di chiusura della valvola [bar]

f_c = forza applicata dal sistema rilevata all'istante della chiusura [kg]

La p_c deve essere minore della p_a , non risultare uguale, poiché causerebbe instabilità alla valvola che andrebbe ad aprirsi e chiudersi in continuazione. Da qui deriva la necessità che la scelta delle valvole di sicurezza cada su dispositivi né sovradimensionati né sottodimensionati.

La p_c deve inoltre essere maggiore della p_e , diversamente la valvola rimarrebbe aperta. Inserendo i dati si ottiene il seguente risultato:

$$p_c = 29,8 + \left(\frac{70}{16,5} \right) \times 0,98 = 34 \text{ bar}$$

Con i dati rilevati è possibile calcolare il blowdown:

$$bd\% = \frac{p_a - p_c}{p_a} \times 100 = 7,8\%$$

5. Conclusioni

Le valvole di sicurezza che, secondo quanto previsto dal D.M. 329/04 art.6, non formano oggetto di autonoma dichiarazione di messa in servizio, seguono le procedure delle attrezzature a pressione che sono destinate a proteggere.

Questo sta a significare che secondo quanto previsto dalla tabella degli allegati A e B al D.M. 329/04, ribadite nell'All.VII del D.Lgs.81/08, inerenti alla periodicità di riqualificazione periodica delle attrezzature a pressione, il corretto funzionamento delle valvole di sicurezza, la corretta taratura, deve essere verificata con la cadenza di due, tre o quattro anni a seconda della tipologia e categoria di rischio dell'attrezzatura di riferimento.

L'adozione della tecnica di taratura con martinetto ha permesso di effettuare le verifiche obbligatorie rispettando la periodicità, su impianto in marcia, senza quindi provocare interruzioni del servizio, ed in particolare verificando l'apertura del dispositivo nelle reali condizioni di temperatura di esercizio.

6. Bibliografia

[1] Circolare Ispesl n.p. 8270 del 06/08/1992

[2] Brunetta, Zannini, Monticelli: "Il controllo delle valvole di sicurezza", Manutenzione n.7, 1980

[3] D.M. 1 Dicembre 2004, n. 329 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93".

[4] UNI 11513:2013

Ambienti confinati, prevenzione e protezione per l'accesso nei generatori di vapore e serbatoi

D. Cerra*, S. Perna**, F. Taurasi***

*Presidente Comitato Nazionale Salute e Sicurezza AICQ

**Esperto di settore

***INAIL - UOT CVR Avellino

Sommario

IL D.Lgs. 81/2008, pone l'attenzione sull'importanza nella individuazione di tutti i rischi ed in particolare nella valutazione dei rischi derivanti dall'attività svolta in ambienti confinati o con sospetto inquinamento; in particolare, i casi contemplati all'articolo 66 e al punto 3 dell'allegato IV, si riferiscono agli ambienti sospetti di inquinamento o confinati nei luoghi di lavoro di cui al Titolo II del medesimo decreto, nonché sulle modalità di ingresso in tali ambienti e di gestione delle eventuali emergenze. Gli ambienti sospetti di inquinamento di cui all'art. 66 del D.Lgs. 81/2008 risultano caratterizzati da due parametri contemporaneamente presenti:

- il luogo (pozzi neri, fogne, camini, fosse, gallerie e in generale in ambienti e recipienti, condutture, caldaie e simili);
- la presenza di specifici fattori di rischio.

Nel presente lavoro vengono indicate le modalità operative di accesso, gestione ed emergenza per una particolare tipologia di "ambienti confinati" quali i generatori di vapore rientranti nel campo di applicazione del D.M. 329/2004, i quali devono essere sottoposti a verifiche periodiche che prevedono la visita interna, che consiste anche nell'esame visivo eseguito dall'interno, il che comporta l'ingresso dell'operatore all'interno dell'apparecchio per l'ispezione visiva.

1. Introduzione

La sicurezza negli ambienti sospetti di inquinamento o confinati è regolamentata dal DPR n. 177 del 14/09/2011, il campo di applicazione è definito dall'art. 1, co. 1 "In attesa della definizione di un complessivo sistema di qualificazione delle imprese e dei lavoratori autonomi, come previsto dagli articoli 6, co. 8, lett. g), e 27 del D.Lgs 81/08 mentre il co. 2 indica: «Il presente regolamento non fornisce una definizione univoca di "settore degli ambienti sospetti di inquinamento o confinati" ma si applica ai lavori in ambienti sospetti di inquinamento di cui agli articoli 66 e 121 del Dlgs 81/08, e negli ambienti confinati di cui all'Allegato IV, punto 3, del medesimo decreto legislativo». Gli articoli del D.Lgs. 81/08 citati riguardano rispettivamente:

- art. 66: lavori in ambienti sospetti di inquinamento;
- art. 121: presenza di gas negli scavi;
- Allegato IV, punto 3: vasche, canalizzazioni, tubazioni, *serbatoi*, *recipienti*, silos.

L'allegato IV riporta: "3.1. Le tubazioni, .. i recipienti, .. serbatoi e simili, in cui debbano entrare lavoratori per operazioni di controllo, riparazione, manutenzione o per altri motivi dipendenti dall'esercizio dell'impianto o dell'apparecchio, devono essere provvisti di aperture di accesso aventi dimensioni tali da poter consentire l'agevole recupero di un lavoratore privo di sensi. 3.2.3. I lavoratori che prestano la loro opera all'interno dei luoghi predetti devono essere assistiti da altro lavoratore, situato all'esterno presso l'apertura di accesso. 3.2.4. Quando la presenza di gas o vapori nocivi non possa escludersi in modo assoluto o quando l'accesso al fondo dei luoghi predetti è disagiata, i lavoratori che vi entrano devono essere muniti di cintura di sicurezza con corda di adeguata lunghezza e, se necessario, di apparecchi idonei a consentire la normale respirazione. 3.3. Qualora nei

luoghi di cui al punto 3.1 non possa escludersi la presenza anche di gas, vapori o polveri infiammabili od esplosivi, oltre alle misure indicate nell'articolo precedente, si devono adottare cautele atte ad evitare il pericolo di incendio o di esplosione, quali la esclusione di fiamme libere, di corpi incandescenti, di attrezzi di materiale ferroso e di calzature con chiodi. Qualora sia necessario l'impiego di lampade, queste devono essere di sicurezza." Alcuni ambienti confinati sono facilmente identificabili come tali, in quanto la limitazione legata alle aperture di accesso e alla ventilazione sono ben evidenti e/o la presenza di agenti chimici pericolosi è nota. Altri ambienti ad un primo esame superficiale potrebbero non apparire come confinati. In particolari circostanze, legate alle modalità di svolgimento dell'attività lavorativa o ad influenze provenienti dall'ambiente circostante, essi possono invece configurarsi come tali e rivelarsi altrettanto insidiosi. Per la Institution of Chemical Engineers (ICHEM) uno spazio confinato è un'area parzialmente o completamente chiusa dove, a causa delle condizioni di pericolo presenti, vi è un rischio significativo di infortuni, anche mortali, e che possiede una o più delle seguenti caratteristiche:

- aperture d'ingresso e uscita limitate;
- abbastanza grande da entrarci, almeno parzialmente;
- non progettato per una presenza umana continua;
- con un'inadeguata ventilazione naturale;
- contenente una atmosfera potenzialmente pericolosa.

Secondo il National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH), invece, per spazio confinato si intende uno spazio che possiede almeno una delle seguenti caratteristiche:

- aperture limitate per l'entrata e l'uscita;
- ventilazione naturale carente;
- non progettata per una occupazione continua da parte di persone.

Le norme OSHA hanno oltre cinque definizioni diverse di spazio confinato a secondo del contesto in cui ci si trova a operare. La definizione più generale, prevede che sia definito come spazio confinato uno spazio in cui si può entrare completamente con il corpo e compiere un'operazione, che ha limitate vie di accesso o uscita, e che non è progettato per essere occupato in modo permanente. Infatti, oltre all'indicazione geometrico/spaziale dell'ambiente classificano gli spazi confinati anche in funzione del loro livello di pericolo. Un approccio applicativo coerente con le norme internazionali, non dovrebbe prescindere da una particolare valutazione differenziata degli ambienti confinati che possa portare a identificare una scalabilità degli interventi da prevedersi in funzione dell'effettivo livello di rischio presente o ipotizzabile. Nella nostra legislazione l'attuazione degli obblighi di legge non dipende solo dalla definizione di spazio confinato, ma anche dalle seguenti circostanze:

- valutazione se trattasi di ambiente sospetto di inquinamento (situazione diversa rispetto all'ambiente confinato, anche se quasi tutti gli spazi confinati sono ambienti con presenza di inquinamento, non tutti gli ambienti con presenza di inquinamento sono spazi confinati);
- valutazione del tipo di ambiente confinato: vasche, canalizzazioni, tubazioni, *serbatoi*, *recipienti*, silos.

Serbatoi e recipienti sono espressamente previsti dell'allegato IV punto 3 e dal DPR 177/2011. L'attuale testo del Decreto presenta diverse difficoltà interpretative e poco si adatta allo specifico contesto operativo tipico di questa tipologia di attività. Sarebbe probabilmente stato meglio creare, anche in analogia con quanto predisposto in altri ambiti internazionali, uno specifico ordinamento che tenesse conto che le attività negli spazi confinati sono di notevole complessità e particolari, quindi come tali dovrebbero essere

trattati. Lo schema imposto dall'attuale testo normativo, potrebbe portare a generalizzare l'applicazione del DPR 177/2011, a prescindere dall'effettivo livello di rischio e condurre le aziende a predisporre misure di prevenzione eccessivamente rigorose, con il pericolo di attivare scorciatoie o applicazioni formali del disposto normativo ritenuto troppo complesso e difficile da attuare anche a fronte di rischi di lieve entità, oppure e questo sarebbe peggio, non fare nulla. Gli incidenti che hanno interessato gli ambienti sospetti di inquinamento o confinati hanno sempre evidenziato gravi carenze strutturali e/o organizzative e soprattutto la mancanza di un adeguato programma d'informazione / formazione e addestramento. E' quindi indubbio che, per garantire un adeguato livello di sicurezza nelle attività, sono fondamentali la predisposizione di una corretta programmazione e la pianificazione di tutte le fasi operative con particolare riferimento agli interventi in caso di emergenza. Inoltre, garantire sia un'adeguata attività d'informazione e formazione di tutto il personale (compreso il datore di lavoro), sia il possesso di dispositivi di protezione individuale, strumentazione e attrezzature di lavoro adeguati alla prevenzione dei rischi propri delle attività lavorative in ambienti sospetti d'inquinamento o confinati e il necessario addestramento al loro corretto utilizzo, rappresentano condizioni imprescindibili per la sicurezza dei lavoratori.

2. Aperture di accesso attraverso passi d'uomo

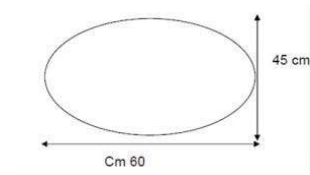
Un esempio rappresentativo dei problemi applicativi del DPR 177/2011 può essere riscontrato nelle attività di riparazione o di controllo sullo stato di conservazione delle membrature, attività che vengono normalmente svolte all'interno delle apparecchiature. L'art. 235 del DPR 547/55 e la raccolta E (specificazioni tecniche applicative del DM 21/05/1974 - apparecchi a pressione), prevedono che le aperture di entrata nei recipienti, comunemente denominate "passo d'uomo", devono avere dimensioni non inferiori a 30 cm per 40 cm o un diametro non inferiore a 40 cm.

Il DPR 547/55 è stato abrogato dal Dlgs 81/08 ma la quasi totalità degli apparecchi a pressione e i serbatoi in uso sono ancora oggi dotati di passo d'uomo aventi tale dimensioni. Con il termine "passo d'uomo" si intende un boccaporto con la funzione di consentire l'ispezione, ed eventualmente accedervi, dopo avere proceduto alla bonifica dell'apparecchio, per i controlli periodici e per eventuali riparazioni. Il "passo d'uomo" è obbligatorio per ogni scomparto. La direttiva 97/23/CE nota con l'acronimo PED, recepita con il D.lgs 93 del 25/02/2000, che disciplina la costruzione delle attrezzature a pressione, prevede al punto 2.4 "Mezzi di ispezione:



- a) L'attrezzatura a pressione deve essere progettata in modo tale che sia possibile effettuare tutte le ispezioni necessarie per garantirne la sicurezza.
- b) Ove ciò sia necessario a garantirne la sicurezza permanente si devono predisporre mezzi per verificare le condizioni dell'attrezzatura a pressione al suo interno, quali aperture di accesso che consentano l'accesso fisico all'interno dell'attrezzatura in modo tale che si possa procedere alle opportune ispezioni in condizioni ergonomiche e di sicurezza.
- c) Si possono predisporre altri mezzi che permettano di garantire lo stato di sicurezza dell'attrezzatura per il caso che:
 - essa sia troppo piccola per consentire l'accesso fisico al suo interno, ovvero
 - la sua apertura possa avere effetti negativi sull'interno, ovvero
 - sia dimostrato che la sostanza destinata ad esservi contenuta non è dannosa per il materiale di costruzione dell'attrezzatura a pressione e che non è ragionevolmente prevedibile alcun altro meccanismo di deterioramento".

L'art. 66 del D.lgs 81/08 non indica le misure dell'apertura d'accesso ma prescrive che ci sia la possibilità di recuperare una persona. La UNI EN 547-3:2009 si basa sulle attuali nozioni di ergonomia e misurazioni antropometriche e specifica i requisiti per le misurazioni del corpo umano attualmente accettati, cioè i dati antropometrici, richiesti dalla UNI EN 547-1 e dalla UNI EN 547-2, per calcolare le dimensioni delle aperture di accesso utilizzate nel macchinario. Le misure di dati antropometrici del corpo umano, possono essere utili riferimenti per le dimensioni medie del corpo umano da utilizzare per valutare la reale condizione degli accessi presenti nei luoghi di lavoro, compresi i luoghi confinati. Utilizzando tali riferimenti è possibile ricavare la cosiddetta "ellisse del corpo", avente come asse maggiore la larghezza delle spalle 60 cm e come asse minore la profondità del corpo 45 cm.

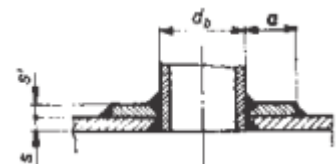


L'ingombro del corpo umano immobile può essere espresso attraverso tale ellisse e se le dimensioni sono minori significa che vi è una reale difficoltà per l'accesso e soprattutto per l'uscita in caso di emergenza. Bisognerebbe adeguare le aperture di accesso a tali ambienti confinati, ove possibile, alle prescrizioni di cui all'art. 66 tenendo conto dei dati antropometrici del corpo umano e soprattutto per consentire un agevole recupero dell'infortunato.

I generatori di vapore a tubi fumo sono spesso provvisti di un passo d'uomo ovale da 30 x 40 cm e una superficie libera tra il primo livello di tubi e la parte superiore del mantello di circa 55 cm e con queste caratteristiche difficilmente risulta agevole consentire il recupero di un lavoratore infortunato. Questa operazione rientra tra quelle classificabili come attività in ambienti sospetti di inquinamento o confinati. Le attrezzature a pressione tra cui i generatori di vapore sono caratterizzate dall'aver un'apertura di piccole dimensioni (passo d'uomo), aperture maggiori comporterebbero la necessità di membrature di maggior spessore.



Praticare aperture corrispondenti a passi d'uomo o di mano, ecc. determinano un indebolimento strutturale della membratura nella zona dove viene praticata l'apertura stessa. Tale indebolimento richiede spesso l'apporto di materiale di rinforzo attorno alle aperture (piastre saldate, tronchetti di spessore maggiorato, etc.), la quantità e la disposizione dei rinforzi deve essere pensata con particolare attenzione onde evitare di disporlo inutilmente o addirittura avere effetti contrari che possano indurre un innalzamento dei valori di sollecitazione locale, inoltre ci sono dei limiti imposti dai codici di calcolo utilizzati.



3. Obblighi d'informazione a carico del datore di lavoro committente

3.1 Qualificazione delle imprese

L'art. 2 del D.P.R. n. 177/2011 stabilisce i requisiti essenziali per la qualificazione delle imprese e dei lavoratori legittimati ad operare in questo settore. I requisiti di qualificazione relativi alla competenza, alla formazione, all'addestramento e al rispetto integrale delle misure di prevenzione e protezione, sono puntualmente elencati nell'art. 2, comma 1, del D.P.R. n. 177/2011 e riguardano la generalità dei lavori, servizi e forniture per operazioni di controllo, riparazione, manutenzione o altri motivi dipendenti dall'esercizio di impianti o di apparecchi, svolti in ambienti sospetti di inquinamento e negli ambienti confinati. Peraltro, lo stesso art. 2, comma 2, ultimo periodo, del D.P.R. 177/2011 stabilisce che tutti i requisiti di qualificazione per le imprese trovano applicazione anche nei confronti delle

imprese o dei lavoratori autonomi ai quali i lavori siano subappaltati. Si evidenzia che non è ammesso il ricorso a subappalti, se non autorizzati espressamente dal datore di lavoro committente (che ha la disponibilità giuridica dei luoghi) e certificati. La qualificazione per quanti intendono operare negli ambienti in oggetto si fonda, in base all'art. 2, comma 1, lett. a), b), d), e) ed f), del D.P.R. 177/2011, sul possesso documentato di una serie tassativa di requisiti appositamente evidenziati dal Legislatore e richiede a imprese e lavoratori autonomi ulteriori obblighi in materia di prevenzione specificamente orientati alla conoscenza completa di rischi, procedure, strumenti e attrezzature, a seguito di apposite azioni di informazione, formazione e addestramento, che riguardano tutto il personale, compreso il datore di lavoro.

3.2 Obblighi d'informazione a carico del datore di lavoro committente

Per quanto concerne il committente, i suoi obblighi sono elencati nell'art. 3, in particolare al comma 1: «1. Prima dell'accesso nei luoghi nei quali devono svolgersi le attività lavorative di cui all'articolo 1, comma 2, tutti i lavoratori impiegati dalla impresa appaltatrice, compreso il datore di lavoro ove impiegato nelle medesime attività, o i lavoratori autonomi devono essere puntualmente e dettagliatamente informati dal datore di lavoro committente sulle caratteristiche dei luoghi in cui sono chiamati ad operare, su tutti i rischi esistenti negli ambienti, ivi compresi quelli derivanti dai precedenti utilizzi degli ambienti di lavoro, e sulle misure di prevenzione e emergenza adottate in relazione alla propria attività. L'attività di cui al precedente periodo va realizzata in un tempo sufficiente e adeguato all'effettivo completamento del trasferimento delle informazioni e, comunque, non inferiore ad un giorno.» Tale disposizione, ai sensi dell'art. 1, comma 3, si applica solo nel caso di attività in appalto. Infatti, alle attività in appalto che si svolgano in ambienti sospetti di inquinamento o spazi confinati si applica comunque l'art. 26 del D.Lgs. 81/2008 che, al comma 1, lett. b), già obbliga il committente a fornire all'appaltatore: "dettagliate informazioni sui rischi specifici presenti nell'ambiente in cui sono destinati ad operare e sulle misure di prevenzione e di emergenza adottate in relazione alla propria attività". Il problema è rappresentato da quanto disposto, invece, al secondo periodo, in cui si prevede che questa attività di informazione abbia la durata minima di un giorno. È evidente che tale attività di informazione debba avere luogo solo prima dell'inizio di uno specifico lavoro, anche se la sua durata si protrarrà su un arco di più giornate lavorative. Ma la stessa scelta di imporre, eventualmente, una informazione della durata minima di un giorno appare eccessiva, poiché tale durata non tiene conto dei rischi concretamente presenti nello spazio confinato e che non necessariamente potrebbero richiedere un intervento di informazione di durata così lunga. Inoltre la normativa pregressa si è sempre limitata a prescrivere che la formazione erogata ai lavoratori sia "sufficiente ed adeguata".

4. Spazi confinati: l'accesso negli apparecchi a pressione

Per eseguire operazioni di manutenzione, riparazione, controllo o di verifica, per introdursi nei serbatoi, generatori di vapore e spazi angusti, occorre infilarsi attraverso un passo d'uomo ovale di dimensioni inadeguate; esercitazioni pratiche svolte hanno, di fatto, dimostrato che il salvataggio di un eventuale lavoratore privo di sensi è un'operazione di estrema difficoltà.

Per quanto riguarda la necessità di entrare all'interno delle apparecchiature, le attrezzature a pressione rientranti nel campo di applicazione del DM 329/04 e soggette a verifica periodica, oltre ai controlli in capo al datore di lavoro sempre previsti dall'art. 71 comma 4 e 8 del D.Lgs 81/08, bisogna ottemperare a quanto previsto dal comma 11 (e dal DM 329/04) a verifiche periodiche volte a valutarne l'effettivo stato di conservazione e di efficienza ai fini di sicurezza, con la frequenza indicata nell'allegato VII. Con particolare

riferimento alle verifiche periodiche sui generatoti di vapore che con cadenza biennale devono essere sottoposti a visita interna ed alle verifiche di integrità ogni 10 anni che comportano una visita interna ove ispezionabile ed a verifica spessimetrica. Inoltre a seguito di una eventuale riparazione (art. 14 DM 329/04), sono previste ulteriori controlli. La competenza all'esecuzione delle verifiche periodiche è disciplinata dal DM 11 Aprile 2011 e smi. Le verifiche periodiche sono richieste dal datore di lavoro, in quanto sono disposizioni di legge, ed i soggetti preposti sono l'ASL/ARPA, INAIL e soggetti abilitati. Tra le varie tipologie di attrezzature (apparecchi) quella che comporta una maggiore attenzione sono i generatori di vapore, per una serie di motivi:

- Visita interna con cadenza *biennale* ed integrità decennale;
- Per i generatori a tubi da fumo la posizione dei tubi limita lo spazio a disposizione per l'operatore;
- In genere tale apparecchiature sono coibentate e l'esecuzione della verifica spessimetrica viene eseguita sulle membrature dall'interno (eseguita con operatore qualificato incaricato dal datore di lavoro - coinvolgimento di un ulteriore operatore esterno);
- Sono soggette facilmente a fenomeni di corrosione ed incrostazioni, dovuti in particolare all'azione dell'acqua, il che comporta una maggiore manutenzione e usura;
- Si riscontrano spesso problematiche, dovute a fenomeni di surriscaldamenti, ecc., quali corrosione dei tubi, cricche, ecc., che comportano una riparazione, la quale richiede una ditta specializzata esterna e spesso un operatore deve entrare all'interno per eseguire varie operazioni tra cui anche delle saldature.

Il datore di lavoro di una qualsiasi struttura produttiva nella quale siano installati apparecchi a pressione, ed in particolare dove è prevista la produzione di vapore mediante generatori a tubi di fumo, si trova ad affrontare tutta una serie di adempimenti, che coinvolgono numerosi e diversi attori: ispettore ASL/ARPA, INAIL, soggetti abilitati, operatore addetto al controllo spessimetrico ed infine in caso di guasto la ditta esterna per effettuare la riparazione. Inoltre, è esplicitamente previsto che per le operazioni di verifiche previste dall'art. 71, comma 11 del Dlgs 81/08 (DM 11/04/2011), il datore di lavoro deve mettere a disposizione del verificatore il personale occorrente sotto la vigilanza di un preposto e i mezzi necessari per l'esecuzione delle operazioni stesse, esclusi gli apparecchi di misurazione. Il datore di lavoro committente dovrà garantire tutte le condizioni di abitabilità all'interno dell'apparecchio (misurazioni delle concentrazioni di eventuali inquinanti, verifica del livello di ossigeno ed esplosività, ventilazione adeguata, ecc.). Ovviamente il datore di lavoro, non potrà fare nulla riguardo alle caratteristiche geometriche dell'apertura di accesso che resta quella progettuale che è stata realizzata in sede di costruzione dell'apparecchio. A questo punto, bisogna trovare applicazione a quanto previsto dal DPR 177/2011 e quali siano gli effettivi obblighi del datore di lavoro (verifica preliminare, qualificazione operatore, procedure di lavoro, attrezzature di protezione e salvataggio, procedura e presenza squadra di emergenza, ecc.) e delle ditte esterne, del personale addetto alle verifiche, per le quali è previsto l'accesso all'interno degli apparecchi a pressione. Ad esempio, quale tipo d'informazione preliminare dev'essere effettuata ai sensi dell'art. 3 comma 1 e, tra l'altro, di quale durata.

5. Gestione operativa

Da premettere che prima di intraprendere un lavoro che richieda l'accesso in spazi confinati o in ambienti a sospetto di inquinamento è obbligatoria una attenta analisi delle possibilità di effettuare l'intervento operando dall'esterno (telecamere, sistemi telecomandati, ecc.). Solo dopo aver verificato l'impossibilità di utilizzare tali sistemi si può iniziare l'iter che porta all'autorizzazione all'ingresso di persone in tali ambienti. In questo caso però dovrà essere tassativamente prevista la presenza costante di una persona che dall'esterno vigili sulle condizioni esistenti all'interno e sia pronta a lanciare l'allarme in

caso dell'insorgere di difficoltà che possano procurare danni alle persone che stanno operando all'interno. La gestione degli spazi confinati e degli ambienti a sospetto di inquinamento deve partire da una corretta valutazione del rischio. È da intendersi che se al posto di ditte esterne, opereranno risorse e lavoratori interni all'azienda, tale iter rimane identico, tranne che per la qualificazione tra committente e appaltatore. La procedura prevede che gli interventi d'ispezione e/o verifica all'interno di spazi confinati possono essere svolti da operatori adeguatamente informati, formati, addestrati e in possesso d'idoneità specifica alla mansione che, durante l'espletamento del servizio, svolgono i compiti assegnati adottando comportamenti coerenti con l'attività da eseguire e secondo quanto stabilito nell'ambito della procedura stessa. Una proposta presentata dal Responsabile U.O.C. Prevenzione Sicurezza Ambienti di Lavoro dell'ASL di Pavia, nell'ambito del 3° Convegno nazionale sulle attività negli Spazi Confinati (Modena, 2013), ha evidenziato come per il proprio personale ispettivo, ha avviato la redazione di linee operative per la verifica d'impianti e attrezzature in ambienti sospetti di inquinamento o confinati [6]. In fase di richiesta il datore di lavoro, per la verifica periodica prevista dall'art. 71 del D.lgs 81/08, contestualmente all'atto di richiesta di verifica, deve compilare una check-list e produrre una specifica documentazione che consenta una valutazione complessiva delle condizioni di sicurezza previste per l'intervento di verifica.

Un altro aspetto è la funzione che l'azienda assume durante le operazioni, si rileva che da una parte opera come committente delle attività di verifica, dall'altra opera come esecutrice (con proprio personale) di attività direttamente connesse all'accesso in ambienti sospetti d'inquinamento o confinati. I problemi applicativi che il DPR 177/2011, per questo particolare ambito, sono molteplici: dalla mancata definizione della durata e modalità di somministrazione dell'informazione / formazione ai lavoratori, alla prevista durata di un giorno per le attività d'informazione su tutti i rischi esistenti negli ambienti e sulle misure di prevenzione ed emergenza adottate in relazione alla propria attività che dev'essere effettuata prima dell'accesso, ecc.

Pertanto, considerando la tipologia di attività svolta per i controlli periodici è raccomandato di procedere nella scelta di sistemi di ispezione visiva basati sull'utilizzo di telecamere telecomandate in modo da evitare completamente l'accesso di persone all'interno dei suddetti spazi.

6. Conclusione

La prevenzione dei rischi connessi all'accesso e all'attività in ambienti confinati richiede la stesura ed il rispetto di procedure specifiche, senza nulla lasciare all'improvvisazione. L'attività in ambienti confinati può presentare una pluralità di rischi, che è bene prendere in considerazione in modo specifico. Fatto salvo gli obblighi previsti in caso di riparazione oppure di verifica spessimetrica eseguite da ditte private incaricate dal datore di lavoro per le quali si applica ovviamente quanto previsto dalla legislazione vigente tra cui gli eventuali adempimenti in capo al DPR 177/2011, nell'ipotesi di ingresso dell'operatore all'interno dell'apparecchio, tutt'altro discorso può essere effettuato per le attività di controllo previste durante le verifiche periodiche. In tali casi dovrebbe essere sempre preferita la soluzione di gestione remota del controllo, ovvero realizzare la suddetta verifica in maniera scrupolosa assistita da idonea strumentazione ottica, telecamere, sistemi telecomandati, ecc., e fare in modo che la stessa venga realizzata senza prevedere l'ingresso del funzionario-tecnico all'interno dello spazio confinato. In tal modo è possibile trovare un beneficio sia in termini di sicurezza per gli operatori che in termini economici considerando gli adempimenti in capo al DPR 177/2011.

7. Bibliografia

- [1] Bacchetta A. P.. Spazi confinati: la riduzione degli accessi e l'uso di robot. <http://www.puntosicuro.it/>
- [2] Bacchetta A. P.. Spazi confinati: l'accesso negli apparecchi a pressione. <http://www.puntosicuro.it/>
- [3] Bacchetta A. P.. IL D.P.R. 177/2011: Dubbi interpretativi e criticità applicative a sei mesi dalla sua entrata in vigore. <http://www.csmb.unimore.it>
- [4] Bacchetta A. P., Zuccarello G. A.. Presentazione attività 2013 D.P.R. 177/2011. www.modenasicurezza.it/
- [5] Bifulchi G., Perna S., Taurasi F.. Criteri per la valutazione del rischio per lavori in ambiente confinato. Pubblicata sugli atti del "30° Congresso Nazionale di Igiene Occupazionale ed Ambientale" AIDII, (pp. 91 - 96), Maranello, 2013
- [6] Gremita C.. Linee operative di ispezione e verifica di impianti ed attrezzature in ambienti sospetti di inquinamento o confinati per gli operatori del Servizio Prevenzione Sicurezza Ambienti di Lavoro. Presentazione al 3° Convegno nazionale sulle attività negli Spazi Confinati . Modena, 2013. <http://www.modenasicurezza.it/>
- [7] <http://www.modenasicurezza.it/>
- [8] <http://www.puntosicuro.it/>
- [9] <http://www.spazioconfinato.it/>

Impianti DeNO_x: il controllo dell'apporto di energia termica al reattore di idrolisi quale misura di sicurezza per garantirne l'integrità strutturale

R. Lauri*

*INAIL - DIT

Sommario

Negli impianti DeNO_x, caratterizzati dalla produzione diretta di ammoniaca gassosa per mezzo della reazione di idrolisi dell'urea, l'elemento principale di tale ciclo produttivo è il reattore di idrolisi (idrolizzatore), al quale viene fornita energia termica da vapore di riscaldamento, circolante in un fascio tubiero (elemento riscaldante), e da vapore di strippaggio, iniettato direttamente nella soluzione acquosa di urea. Queste correnti di vapore sono inizialmente disponibili a temperature superiori (vapore surriscaldato) a quelle di progetto dell'idrolizzatore e dell'elemento riscaldante e pertanto si deve ricorrere ad un desurriscaldamento per evitare danni strutturali al reattore e garantirne l'esercizio in sicurezza (la produzione di NH₃ gassosa avviene generalmente a temperature comprese tra 140-180°C e pressioni variabili nel range di 15-18 barg). Nel presente lavoro viene descritta un'applicazione pratica della modalità di esecuzione del desurriscaldamento, evidenziando i parametri di funzionamento ed i componenti costruttivi del desurriscaldatore. Particolare risalto è dato all'illustrazione delle modalità operative del circuito di controllo dell'apporto di energia termica al reattore di idrolisi ed agli interblocchi di sicurezza sul valore di set-point, impostato sulla base della temperatura di progetto dell'idrolizzatore (coincidente con quella del fascio tubiero), della temperatura del vapore in uscita dalla stazione di desurriscaldamento. Infine sono fornite indicazioni riguardanti l'installazione dei sensori di temperatura, desunte dalle norme tecniche vigenti (UNI EN 306), per effettuare in modo corretto la misura della temperatura del vapore in uscita dal desurriscaldatore, parametro che disciplina la logica di funzionamento del circuito di controllo/regolazione.

1.0 Il reattore di idrolisi dell'impianto U₂A

L'impianto U₂A (urea to ammonia), deputato alla produzione di ammoniaca gassosa per l'abbattimento degli NO_x, è installato in una centrale termoelettrica a vapore. Il suo schema di funzionamento viene riportato in figura 1. L'idrolizzatore (figura 2), che costituisce l'elemento in cui viene prodotta la miscela gassosa [1], contenente NH₃, è caratterizzato dalle seguenti specifiche tecniche:

- lunghezza = 5700 mm;
- diametro= 1000 mm;
- potenzialità (portata massica di ammoniaca generata)= 900 kg/h;
- temperatura di progetto = 260°C (il reattore è realizzato in acciaio AISI 316L);
- pressione di progetto = 30 barg.

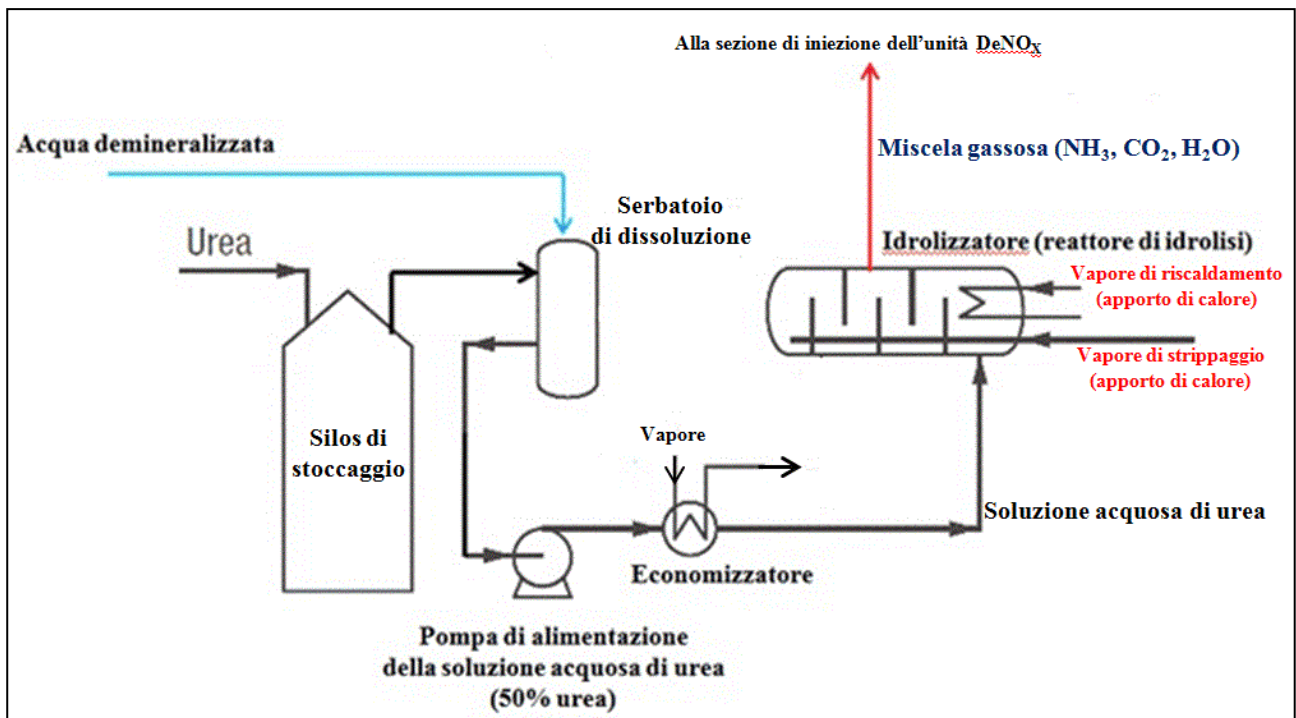


Figura 1 – Layout dell'impianto U_2A

L'elemento riscaldante (fascio tubiero ad U), nel quale fluisce una (il vapore di "riscaldamento") delle due correnti di vapore, destinate a fornire calore al reattore per l'attuazione della reazione di idrolisi dell'urea, è posizionato all'interno dello stesso ed è caratterizzato dai medesimi parametri di progetto (pressione e temperatura) dell'idrolizzatore.



Figura 2 – Il reattore di idrolisi

2.0 La stazione di desurriscaldamento

L'impiego di vapore surriscaldato presenta i seguenti svantaggi:

- l'energia termica, posseduta dal vapore surriscaldato, è data dalla somma di tre contributi: l'entalpia dell'acqua, l'entalpia di evaporazione (calore latente) e l'entalpia di surriscaldamento. La maggior parte dell'energia è costituita dal calore di evaporazione e l'energia del surriscaldamento rappresenta solamente una piccola parte;
- il coefficiente di scambio termico, quando si impiega vapore surriscaldato come fluido termovettore, è basso, variabile e difficile da quantificare con precisione. Questo rende particolarmente complesso il dimensionamento degli scambiatori. Invece quando il vapore surriscaldato viene raffreddato a valori di temperatura prossimi a quella di saturazione, il coefficiente di scambio aumenta in modo considerevole e ciò consente l'installazione di apparecchiature di trasferimento di calore più piccole e meno costose rispetto a quelle, che impiegano vapore surriscaldato;
- le alte temperature del vapore surriscaldato richiedono componenti meccaniche più costose;
- la temperatura del vapore surriscaldato può danneggiare le apparecchiature (deve essere rispettata la temperatura di progetto del componente).

Nel caso esaminato il vapore è inizialmente disponibile in un range di temperature, che variano da 240 a 365°C e che, quindi, contiene anche valori superiori alla temperatura di progetto ($T_{\text{project}}=260^{\circ}\text{C}$) dell'idrolizzatore. Il desurriscaldatore impiegato è del tipo "a contatto diretto" ed è caratterizzato dall'iniezione di acqua di raffreddamento, mediante una tubazione dotata di ugelli multipli (figura 3), nella corrente di vapore surriscaldato. Gli ugelli utilizzati sono ad "area variabile" [2], che consentono di risolvere, senza limiti pratici di portata e condizioni di esercizio, le variazioni richieste dal desurriscaldamento. Infatti la portata di raffreddamento (Q_{H_2O}), espressa in m^3/s , è influenzata da una serie di fattori, che sono legati dall'equazione:

$$Q_{H_2O} = C \cdot A \cdot \sqrt{2hg} \quad (1)$$

In cui:

- C indica il coefficiente di scarico dell'ugello (parametro adimensionale);
- A rappresenta l'area dell'ugello (m^2);
- h indica la perdita di carico dell'orifizio (m);
- g rappresenta l'accelerazione di gravità ($9,81 \text{ m/s}^2$).

Pertanto, poiché C e g sono dei parametri costanti, la regolazione della portata volumetrica di acqua può essere effettuata solamente agendo sulla variazione della perdita di carico o dell'area di efflusso (ugello ad area variabile). I principali elementi, che compongono l'ugello, sono (figura 4):

- l'otturatore (1);
- il boccaglio (2);
- la molla (3);
- la ghiera (4).

La molla, compressa dalla ghiera, mantiene chiuso l'otturatore contro la sede del boccaglio finché la differenza di pressione fra l'acqua e il vapore non vince il suo precarico.

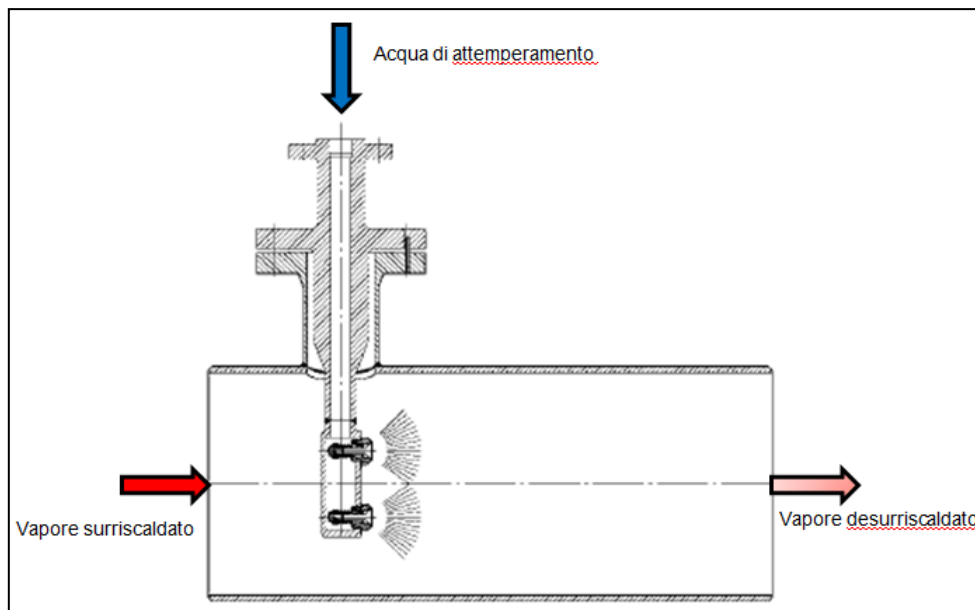


Figura 3- Desurriscaldatore ad iniezione diretta di acqua

L'apertura dell'otturatore determina la circolazione dell'acqua attraverso i passaggi del boccaglio che, per effetto del loro speciale disegno, impartiscono al flusso una componente rotatoria prima del suo contatto con il cono interno dell'otturatore. L'effetto risultante è l'ottima nebulizzazione dell'acqua, la quale esce dal boccaglio formando una lama di forma conica avente un angolo di circa 85° . Mentre in un ugello di tipo tradizionale ad area fissa, diminuendo la portata regolata dell'acqua decresce la velocità di spruzzo, essendo costante la sezione di uscita, nel caso degli ugelli ad area variabile l'otturatore tende a ridurre il meato, che si forma con il boccaglio, diminuendo la pressione differenziale fino a bilanciare la forza esercitata dalla molla. Attraverso il precarico della molla, anche per portate esigue, la velocità del fluido di raffreddamento nel meato viene mantenuta sempre sufficientemente alta.

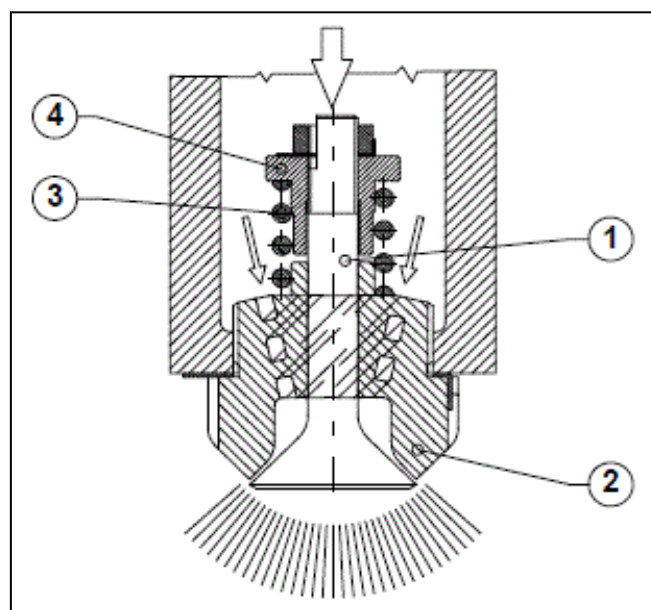


Figura 4 – Ugello ad area variabile

3.0 Il calcolo della portata di attemperamento

La portata del fluido di attemperamento deve assicurare il raggiungimento della temperatura prestabilita del vapore in uscita dal desurriscaldatore. Tale parametro viene impostato sulla richiesta di ammoniaca, necessaria all'unità DeNO_x per l'abbattimento degli ossidi di azoto, e sulla temperatura di progetto del reattore di idrolisi (coincidente, come precedentemente riportato, con quella dell'elemento riscaldante). Utilizzando l'equazione di conservazione dell'energia e quella di conservazione della massa e facendo riferimento alla figura 3 per la descrizione dei flussi interessati, è possibile ricavare la portata richiesta di acqua di raffreddamento (M_{H_2O}):

$$M_{H_2O} \cdot h_1 + M_{VS} \cdot h_2 = M_{VD} \cdot h_3 \quad 2)$$

$$M_{H_2O} + M_{VS} = M_{VD} \quad 3)$$

In cui:

- M_{H_2O} rappresenta la portata massica di raffreddamento (kg/s);
- h_1 indica l'entalpia dell'acqua in ingresso al desurriscaldatore (J/kg);
- M_{VS} rappresenta la portata massica di vapore surriscaldato in ingresso al desurriscaldatore (kg/s);
- h_2 indica l'entalpia del vapore surriscaldato (J/kg);
- M_{VD} rappresenta la portata massica del vapore desurriscaldato (kg/s);
- h_3 indica l'entalpia del vapore desurriscaldato (J/kg).

Ricavando M_{VD} dall'equazione 3 e sostituendolo nell'equazione 2 si ricava la portata di acqua richiesta in funzione di quella del vapore surriscaldato (le entalpie riportate sono ricavabili dalle tabelle acqua/vapore):

$$M_{H_2O} = \frac{M_{VS} \cdot (h_2 - h_3)}{h_3 - h_1} \quad 4)$$

4.0 L'anello di controllo dell'energia termica fornita all'idrolizzatore

Il reattore di idrolisi esaminato ha una temperatura operativa, che oscilla tra i 150°C ed i 180°C, raggiungibile mediante l'adduzione di vapore (corrente di "riscaldamento" e corrente di "strippaggio"), avente valori termici compresi tra 180-210°C. Il vapore costituisce la fonte di apporto di calore per l'attuazione della reazione di idrolisi dell'urea [3] e la conseguente produzione della miscela gassosa contenente NH₃ (gli altri componenti sono l'anidride carbonica e l'acqua). Le condizioni iniziali del vapore surriscaldato, disponibile a temperature, che possono raggiungere i 360-370°C, richiedono, per preservare l'integrità strutturale del recipiente in pressione e prevenire danni alle persone, derivanti da eventuali fuoriuscite del gas di ammoniaca (esso viene generato ad una pressione oscillante tra i 15-18 barg) un desurriscaldamento [4], fissando per la temperatura del vapore in uscita dal desurriscaldatore un valore massimo di soglia di 250°C (valore di set-point) per lavorare in condizioni di sicurezza (la temperatura di progetto dell'idrolizzatore è di 260°C). Tale temperatura viene regolata da un anello di controllo (control loop) TT/TIC (trasmettitore di temperatura/controllore della temperatura con indicatore). Un sensore di temperatura (TT) misura le variazioni di temperatura del vapore in uscita dalla stazione di desurriscaldamento ed invia un segnale ad un regolatore con indicatore di temperatura (TIC), il cui segnale di uscita viene trasmesso al posizionatore posto sulla valvola di controllo (FCV) della portata di raffreddamento (figura

5). Il segnale di uscita del posizionatore viene quindi inviato all'attuatore, che aziona l'otturatore della valvola di controllo del getto di acqua, in modo da iniettare la portata di attemperamento richiesta al desurriscaldatore per mantenere il set-point della temperatura di uscita dallo scambiatore del vapore desurriscaldato. Vengono predisposte delle misure di sicurezza per:

- 1) garantire continuità all'erogazione dell'acqua e quindi al desurriscaldamento;
- 2) assicurare il monitoraggio continuo della temperatura del vapore in uscita dal desurriscaldatore;
- 3) garantire l'interruzione tempestiva dell'alimentazione del vapore al reattore di idrolisi in condizione di emergenza e quindi il rispetto della temperatura di progetto del reattore di idrolisi.

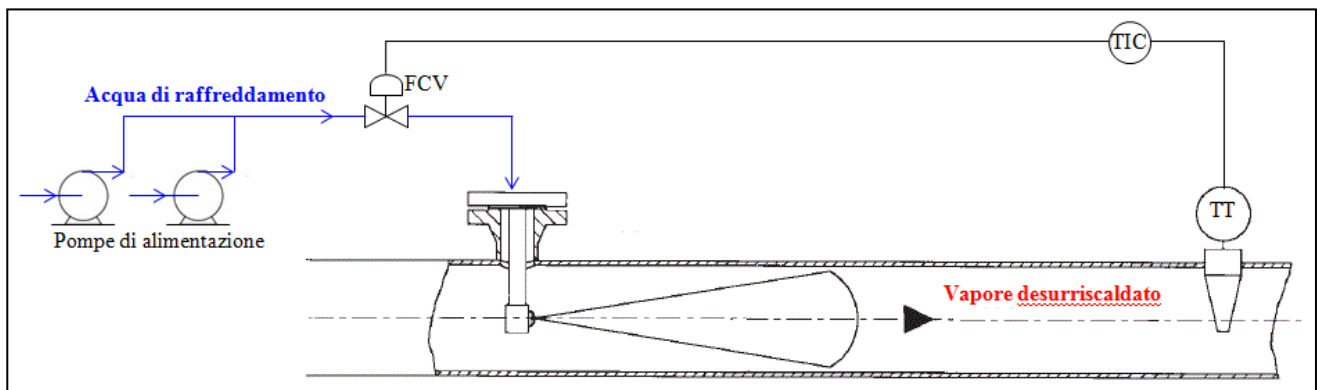


Figura 5 – Anello di controllo della temperatura del vapore in uscita dal de surriscaldatore

Ciò viene attuato dal circuito di controllo della temperatura del vapore desurriscaldato mediante:

- due pompe in parallelo (una in esercizio ed una in stand-by pronta ad essere azionata in caso di guasto dell'altra) di alimentazione del fluido di raffreddamento (figura 5);
- alimentazione elettrica preferenziale per le pompe di alimentazione in modo da fronteggiare eventuali discontinuità nel servizio di erogazione dell'energia elettrica;
- sistema di monitoraggio della pressione dell'acqua di raffreddamento: nel punto di iniezione dell'acqua nella portata di vapore surriscaldato la pressione del fluido di attemperamento deve essere maggiore di quella del vapore (gli ugelli sono in grado di garantire una pressione superiore di 3,5-30 bar rispetto a quella del flusso da desurriscaldare);
- ridondanza della strumentazione predisposta per la misura della temperatura del vapore desurriscaldato;
- due interruttori termici (uno in esercizio ed uno in stand-by in grado di fronteggiare anomalie di funzionamento dell'altro) per la protezione dalle alte temperature in grado di garantire l'interruzione dell'alimentazione all'idrolizzatore del vapore richiesto (portata del vapore di riscaldamento e portata del vapore di strippaggio) per l'attuazione della reazione di idrolisi dell'urea.

Se, a causa di anomalie di funzionamento della stazione di desurriscaldamento, dovesse essere superato il valore di set-point della temperatura di uscita del vapore ($T \cong 250^{\circ}\text{C}$) dal desurriscaldatore, l'interruttore termico comanderebbe l'arresto dell'erogazione delle correnti di vapore all'idrolizzatore al fine di preservarne l'integrità strutturale. Ai fini del corretto esercizio dell'anello di controllo risulta fondamentale la precisione nella misura della temperatura del vapore desurriscaldato.

5.0 L'installazione del sensore di temperatura

La regolazione della portata dell'acqua e quindi della temperatura del vapore in uscita dal desurriscaldatore dipendono dalla misura effettuata dal trasmettitore di temperatura. La corretta rilevazione della temperatura è fortemente influenzata dalla posizione (distanza) del sensore rispetto al punto di adduzione del fluido di raffreddamento. Una distanza troppo esigua comporterebbe un'erronea misura poiché non verrebbe completata la miscelazione dell'acqua con il vapore surriscaldato e quindi l'atterramento. Viceversa un divario ampio aumenterebbe i costi dell'apparecchiatura di scambio termico. Per stabilire la distanza del trasmettitore dal punto di iniezione dell'acqua si ricorre a diagrammi (figura 6) forniti dai costruttori dei desurriscaldatori, in cui tale lunghezza è funzione della tipologia degli ugelli e della differenza di temperatura tra la desiderata temperatura del vapore desurriscaldato (dipendente dal soddisfacimento della richiesta di NH_3 dell'unità DeNO_x e dei vincoli progettuali del reattore di idrolisi) e la temperatura del fluido refrigerante. L'installazione del sensore di temperatura deve inoltre rispettare i seguenti requisiti:

- 1) non deve perturbare il flusso;
- 2) deve resistere alle sollecitazioni meccaniche;
- 3) devono essere fortemente ridotte le dispersioni termiche attraverso di essi;
- 4) deve essere misurata solamente la variazione di temperatura prodotta dal desurriscaldatore.

I primi due punti vengono soddisfatti, posizionando il trasmettitore in un apposito pozzetto, dal quale può essere estratto senza disturbare il flusso del vapore. Il terzo requisito viene garantito dall'isolamento del sensore. L'ultimo punto può essere soddisfatto disponendo il sensore vicino ai connettori dello scambiatore o, qualora ciò non fosse possibile, isolando la tubazione del desurriscaldatore in modo che la variazione di temperatura tra tali connettori ed il punto di collocazione del sensore sia trascurabile rispetto allo scambio termico, che avviene nel desurriscaldatore.

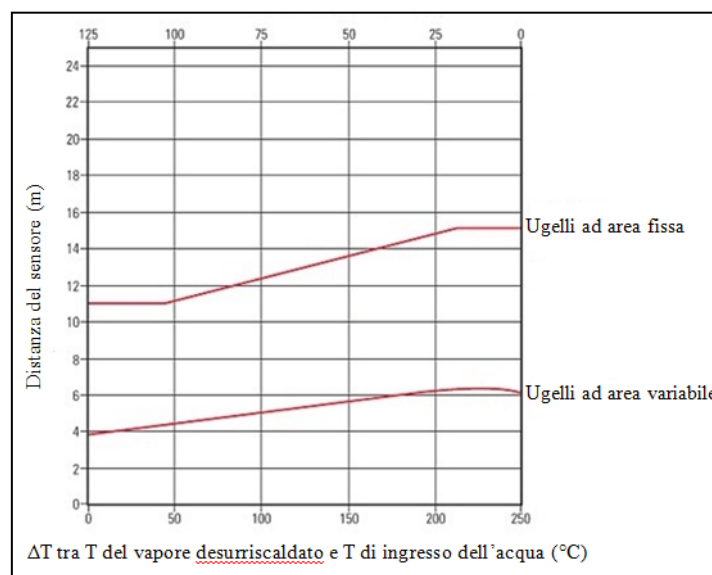


Figura 6 – Diagramma per l'installazione del sensore di temperatura

Altri accorgimenti, che vanno considerati per incrementare la vita utile del trasmettitore ed il suo corretto esercizio, sono:

- la resistenza all'erosione dovuta al transito della corrente di vapore desurriscaldato;

- la protezione dei collegamenti elettrici da danni;
- l'ispezione del sensore e la sua periodica pulizia.

5.1 Interventi per la riduzione degli errori nella misura della temperatura del vapore desurriscaldato

La misura della temperatura del vapore in uscita dal desurriscaldatore può essere soggetta ad errori, causati da specifiche situazioni. In tabella 1 si riportano alcune possibili cause, che possono inficiare la bontà della misura, e dei rimedi, che possono essere adottati per contrastarle [5].

Causa	Rimedio
cattivo coefficiente di scambio termico tra sensore e fluido	posizionare il sensore dove il flusso è turbolento
eccessivo diametro del sensore	adottare un sensore di piccolo diametro
insufficiente lunghezza di inserzione del sensore nel fluido	collocare il sensore in prossimità di una curva o di un angolo
elevata differenza di temperatura tra fluido ed ambiente circostante	isolare l'installazione del sensore

Tabella 1 – Errori di misura: cause e rimedi

Un parametro rilevante ai fini dell'efficace e pronto funzionamento del circuito di regolazione della temperatura del vapore surriscaldato è il tempo di risposta del trasduttore, definito come l'intervallo temporale necessario al sensore per rilevare una variazione a gradino della temperatura. I costruttori generalmente indicano il "tempo di dimezzamento", ovvero il tempo di risposta al 50% del gradino previsto. Per garantire un breve tempo di risposta devono essere curati aspetti relativi all'installazione:

- elevato coefficiente di scambio termico;
- estesa aria di trasmissione del calore.

6.0 Conclusioni

L'apporto di calore al reattore di idrolisi deve essere effettuato nel pieno rispetto della richiesta di ammoniaca dell'unità DeNO_x al fine di garantire le performance ambientali, in termini di emissioni di NO_x, cui sono soggette le centrali termoelettriche a vapore, e dell'esercizio in sicurezza del recipiente in pressione (evitando pericolosi stress termici). Infatti la regolazione ed il controllo del livello termico delle correnti di vapore, alimentate all'idrolizzatore, contribuiscono a preservare l'integrità strutturale del reattore, che costituisce una tutela contro il pericolo di fuoriuscita di un getto gassoso, che, per le sue caratteristiche (temperatura compresa tra 150-180°C e pressione variabile nel range di 16-18 barg), potrebbe rivelarsi una potenziale minaccia per l'incolumità degli operatori, che prestano servizio nell'impianto. I due aspetti, precedentemente riportati (soddisfacimento della richiesta di NH₃ e rispetto della temperatura di progetto dell'idrolizzatore) sono assicurati dal desurriscaldamento del vapore surriscaldato, che avviene sotto stretto controllo del circuito di regolazione, il quale, mediante interblocchi di sicurezza, riesce ad interrompere l'alimentazione del fluido termovettore (vapore) al reattore, qualora fosse superata la soglia massima ammissibile (temperatura del vapore in uscita dal desurriscaldatore) a causa di anomalie di funzionamento. Elemento fondamentale per il corretto esercizio del control loop è la misura della temperatura della corrente

desurriscaldata e pertanto particolare attenzione deve essere rivolta all'installazione del sensore di temperatura.

Bibliografia

- [1] R. Lauri "Il processo AOD e la sua applicazione agli impianti DeNO_x" - La Termotecnica, Dicembre 2012, n°11 anno LXVI, pp. 69-72
- [2] Fisher "Control valve handbook", 4^a edizione, 2005
- [3] M.A. Isla, H.A. Irazoqui, "Simulation of a urea synthesis reactor"- Industrial Engineering Chemistry and Research, 1993, pp. 2662-2670
- [4] J.E. Fisher, H.J. Peters, "Design and operation of a U₂A" – Electric Utilities Environmental Conference, Tucson 2002, Arizona
- [5] UNI EN 306, Giugno 2001

Procedura di rivalutazione della conformità delle a.p.t. (attrezzature a pressione trasportabili) immesse sul mercato prima della data di attuazione della direttiva 1999/36/CE (T-ped 1999)

R. Mercurio*, G. Piva**, A. Turi*, G. Vitale*

*INAIL – UOT CVR Bari

**TUV sud Italia

Sommario

Il Decreto legislativo 12/06/2012, n. 78 in attuazione della direttiva 2010/35/UE, sostituisce le precedenti Direttive, e disciplina le **apt** al fine di migliorare la sicurezza e garantire la libera circolazione delle stesse nell'Unione Europea, con obbligo del riporto della marcatura **π** , e vincoli specifici per la filiera tutta, degli operatori economici.

La procedura di verifica e certificazione di questi prodotti prevede ispezioni a cura di O.N., tra le quali è di notevole interesse, per il parco bombole circolante in Italia, la rivalutazione della conformità di attrezzature a pressione trasportabili **esistenti** sul mercato che non recano il marchio di conformità, ma che sono rivalutabili verso la T-PED.

La procedura è descritta nell'Allegato III, della direttiva 2010/35/UE. dal punto di vista formale.

Il riferimento è la Direttiva 2008/68/CE che si attua attraverso il regolamento ADR 2013 che, nella Classe 2 (Parte 2.2.2), tratta i gas secondo la tipologia di attrezzatura utilizzata.

Le modalità operative sono riportate nella parte 6 dell'ADR 2013, in particolare per le bombole il riferimento è il capitolo 6.2, ove tra l'altro, è ribadito l'obbligatorietà dell'impiego della norma di riferimento. L'appendice A riconduce alle norme EN di riferimento applicabili, in cui sono riportati i controlli, ispezioni e prove da eseguire per qualificare bombole per gas esistenti, prodotte in conformità a regolamenti nazionali, assicurando la conformità alla T-ped, la movimentazione e utilizzo in tutti gli Stati Membri dell'Unione Europea. Prevede inoltre che siano ritirate tutte le Norme Nazionali in contrasto. La presente memoria riporta le analisi riassuntive degli autori, per recipienti trasportabili a pressione, di capacità in acqua, non superiore a 150 litri.

1. Introduzione

Le attrezzature **apt** sono recipienti di varia natura e forma destinati al trasporto di gas compressi o liquefatti o in soluzione che presentano 3 caratteristiche peculiari: *Pressione - Pericolosità - Trasportabilità*.

Il Decreto legislativo 12/06/2012, n. 78 disciplina le **apt**, al fine di migliorare la sicurezza e garantire la libera circolazione di tali attrezzature nell'Unione europea, con obblighi specifici degli operatori economici quali fabbricanti (*art.4*), rappresentanti (*art.5*), importatori (*art.6*), distributori (*art.7*), proprietari (*art.8*).

Identifica inoltre gli operatori economici, ed i collegamenti di responsabilità delle varie figure (*artt.9-10-11*)

Queste attrezzature devono riportare una particolare marcatura, indicata con il simbolo **π** , obbligatoria per la messa in servizio e la commercializzazione all'interno dell'Unione Europea.

2. Definizioni

CLASSE 2 – GAS (punto 2.2.2 – ADR 2013)

Il titolo della classe 2 comprende i gas puri, le miscele di gas, le miscele di uno o più gas con una o più altre materie e gli oggetti contenenti tali materie.

Per gas si intende una materia che:

- (a) a 50°C ha una pressione di vapore superiore a 300 kPa (3 bar); oppure
 b è completamente gassosa a 20°C alla pressione standard di 101,3 kPa.

1	Gas compresso	un gas che, quando è imballato sotto pressione per il trasporto, è interamente gassoso a -50°C; questa categoria comprende tutti i gas aventi una temperatura critica inferiore o uguale a -50°C;
2	Gas liquefatto	un gas che, quando è imballato sotto pressione per il trasporto, è parzialmente liquido a temperature superiori a -50°C. Si distingue tra: Gas liquefatto ad alta pressione: un gas avente una temperatura critica superiore a -50°C e uguale o inferiore a +65°C; e Gas liquefatto a bassa pressione: un gas avente una temperatura critica superiore a +65°C;
3	Gas liquefatto refrigerato	un gas che, quando è imballato per il trasporto, è parzialmente liquido a causa della sua bassa temperatura
4	Gas disciolto	un gas che, quando è imballato sotto pressione per il trasporto, è disciolto in un solvente in fase liquida
5	Generatori d'aerosol	e recipienti di piccola capacità contenenti del gas (cartucce di gas);
6	Altri oggetti	contenenti un gas sotto pressione
7	Gas non compressi	sottoposti a disposizioni particolari (campioni di gas).
8	Prodotti chimici sotto pressione	materie liquide, pastose o pulverulenti sotto pressione alle quali viene aggiunto un gas propellente che risponde alla definizione di un gas compresso o liquefatto e le miscele di queste materie.

3. La procedura di verifica e certificazione per attrezzature di nuova fabbricazione ed esistenti

La procedura di verifica e certificazione di questi prodotti prevede ispezioni a cura del O.N. quali:

- ✓ approvazione e autorizzazione all'immissione sul mercato di attrezzature a pressione trasportabili di nuova fabbricazione;
- ✓ rivalutazione della conformità di attrezzature a pressione trasportabili esistenti sul mercato che non recano il marchio di conformità, ma che sono rivalutabili verso la T-ped;
- ✓ svolgimento di ispezioni periodiche per la verifica del mantenimento dei requisiti di sicurezza necessari per il riutilizzo di attrezzature a pressione trasportabili.

Tutti i recipienti a pressione trasportabili, ed i loro rubinetti ed i loro accessori, immessi sul mercato prima dell'entrata in vigore della Direttiva 1999/36/CE (T-ped 1999), che non rechino i marchi di conformità per quanto riguarda la rivalutazione della conformità, debbono essere sottoposti alla "*Rivalutazione della conformità*" secondo la procedura prevista dall'Allegato III, della direttiva 2010/35/UE. In tal modo si garantisce che le attrezzature in oggetto siano conformi alle pertinenti disposizioni degli allegati alla Direttiva 2008/68/CE (ADR) ed alla 2010/35/UE, applicabili al momento della rivalutazione.

L'Organismo Notificato coinvolto nella procedura, deve essere di categoria A, secondo la norma EN ISO/IEC 17020:2004.

La procedura operativa è descritta nell'Allegato III, dal punto di vista formale. Nella pratica, a seconda del tipo di attrezzatura, si dovrà far riferimento alle prescrizioni imposte dalla Direttiva 2008/68/CE che si attua attraverso il regolamento ADR 2013, che al suo interno, nella Classe 2 (Parte 2.2.2) tratta i GAS. In questo contesto i recipienti per il trasporto, sono concepiti come imballaggi e la parte 4, cap. 4.1.4.1, Tabella P200, tratta le istruzioni di imballaggio per i gas.



La parte relativa ai controlli periodici è trattata al punto 6.2.4.2, nel quale è ribadita l'obbligatorietà dell'utilizzo della norma il cui riferimento è riportato nella tabella seguente.

Riferimento (1)	Titolo del Documento (2)	Applicabile (3)
Per i controlli e prove periodiche		
EN 1251-3:2000	Recipienti criogenici – Trasportabili, isolati sotto vuoto, di volume non superiore a 1.000 L – Parte 3: prescrizioni di funzionamento.	Fino a nuovo avviso
EN 1968:2002 + A1:2005 (salvo Allegato B)	Bombole per gas trasportabili – Controlli e prove periodici di bombole per gas in acciaio senza saldatura.	Fino a nuovo avviso
EN 1802:2002 (salvo Allegato B)	Bombole per gas trasportabili – Controlli e prove periodici di bombole senza saldatura in alluminio.	Fino a nuovo avviso
EN 12863:2002 + A1:2005	Bombole per gas trasportabili – Controlli e manutenzione per bombole di acetilene disciolto. NOTA: In questa nota il temine di “controllo iniziale” deve essere compreso come “primo controllo periodico” dopo l’approvazione finale di una nuova bombola per acetilene.	Fino a nuovo avviso
EN 1803:2002 (salvo Allegato B)	Bombole per gas trasportabili – Controlli e prove periodici di bombole in acciaio saldato.	Fino a nuovo avviso
EN 11623:2002 (salvo clausola 4)	Bombole per gas trasportabili – Controlli e prove periodici di bombole in materiale composito.	Fino a nuovo avviso
EN 14189:2003	Bombole per gas trasportabili – Controllo e manutenzione delle valvole per bombole in occasione dei controlli periodici delle bombole per gas.	Fino al 31 dicembre 2014
EN ISO 22434:20012	Bombole trasportabili per gas – Ispezione e manutenzione delle valvole per bombole (ISO 22434:2006)	Obbligatoriamente a partire dal 1° gennaio 2015
EN 14876:2007	Bombole per gas trasportabili – Controlli e prove periodici di fusti a pressione saldati in acciaio.	Fino a nuovo avviso
EN 14912:2005	Equipaggiamenti per GPL e loro accessori – Controllo e manutenzione delle valvole per bombole per GPL in occasione del controllo periodico delle bombole.	Fino a nuovo avviso
EN1440:2008 + A1:2012	Attrezzature e accessori per GPL – Ispezione periodica delle bombole trasportabili ricaricabili per GPL	Obbligatoriamente a partire dal 1° gennaio 2015

Nelle norme nelle quali è presente l'Appendice A, significa che sono presenti quei controlli, ispezioni e prove che devono essere effettuati per qualificare bombole per gas esistenti, prodotte in conformità a regolamenti nazionali, per assicurare la loro conformità alla **T-ped** per la loro movimentazione e utilizzo in tutti gli Stati Membri dell'Unione Europea. La premessa all'Aggiornamento A1, prevede inoltre che siano ritirate tutte le Norme Nazionali in contrasto.

4. La procedura di verifica e certificazione per attrezzature esistenti (rif. Allegato III)

Il proprietario o l'operatore deve mettere a disposizione dell'O.N. qualificato in categoria A dall'Ente Italiano di Accreditamento - (EN ISO/IEC 17020:2004), ovvero accreditamento dal corrispondente Ente, se l'O.N. appartiene ad altro stato membro, informazioni

univoche identificative delle attrezzature a pressione trasportabili oggetto di collaudo. L'O.N., eventualmente con ispezioni supplementari, valuta se le attrezzature a pressione trasportabili offrono almeno lo stesso grado di sicurezza delle attrezzature a pressione trasportabili di cui agli allegati alla direttiva 2008/68/CE., ed in caso positivo sottopone all'ispezione periodica, apponendo il marchio π seguito dal numero di identificazione dell'O.N., rilasciando un certificato di rivalutazione, che riporta:

- l'identificazione dell'organismo notificato che rilascia il certificato e, se diverso, il numero di identificazione dell'organismo notificato di categoria A responsabile della rivalutazione della conformità a norma del paragrafo 3;
- il nome e l'indirizzo del proprietario o dell'operatore;
- in caso di applicazione della procedura per recipienti a pressione fabbricati in serie, i dati per l'identificazione del certificato di rivalutazione del tipo;
- i dati per l'identificazione delle attrezzature a pressione trasportabili alle quali è stato apposto il marchio π , compresi almeno il numero o i numeri di serie;
- la data di rilascio.

Nei casi in cui i recipienti a pressione siano stati fabbricati in serie, la rivalutazione della conformità di singoli recipienti a pressione, compresi i rubinetti e gli altri accessori utilizzati per il trasporto, è effettuata da un organismo notificato per l'ispezione periodica dei pertinenti recipienti a pressione trasportabili, a condizione che un organismo notificato di categoria A, responsabile della rivalutazione della conformità, abbia valutato la conformità del tipo alla norma e che sia stato rilasciato un certificato di rivalutazione del tipo. Il marchio π è seguito dal numero di identificazione dell'organismo notificato responsabile dell'ispezione periodica.

Apponendo il marchio π , il proprietario o l'operatore indica che si assume la responsabilità della conformità delle attrezzature a pressione trasportabili a tutti i pertinenti requisiti stabiliti negli allegati alla direttiva 2008/68/CE e nella direttiva 2010/35/UE, applicabili al momento della rivalutazione.

5. Codici di classificazione dei gas

GAS COMPRESSI		
CODICE	N°ONU	NOME DELLA MATERIA
1A	1956	GAS COMPRESSO N.A.S.
1O	3156	GAS COMPRESSO COMBURENTE, N.A.S.
1F	1964	IDROCARBURI GASSOSI IN MISCELA COMPRESSA, N.A.S.
	1954	GAS COMPRESSO INFIAMMABILE, N.A.S.
1T	1955	GAS COMPRESSO TOSSICO, N.A.S.
1TF	1953	GAS COMPRESSO TOSSICO, INFIAMMABILE, N.A.S.
1TC	3304	GAS COMPRESSO TOSSICO, CORROSIVO, N.A.S.
1TO	3303	GAS COMPRESSO TOSSICO, COMBURENTE, N.A.S.
1TFC	3305	GAS COMPRESSO TOSSICO, INFIAMMABILE, CORROSIVO, N.A.S.
1TOC	3306	GAS COMPRESSO TOSSICO, COMBURENTE, CORROSIVO, N.A.S.
GAS LIQUEFATTI		
2A	1058	GAS LIQUEFATTI non infiammabili, addizionati d'azoto, di diossido di carbonio o d'aria
	1078	GAS REFRIGERANTE, N.A.S. quali le miscele di gas, indicate dalla lettera R come: Miscela F1 avente a 70°C una pressione di vapore non superiore a 1,3 MPa (13 bar) e a 50°C una densità almeno uguale a quella del dicloromonofluorometano

		(1,30 kg/l); Miscela F2 avente a 70°C una pressione di vapore non superiore a 1,9 MPa (19 bar) e a 50°C una densità almeno uguale a quella del diclorodifluorometano (1,21 kg/l); Miscela F3 avente a 70°C una pressione di vapore non superiore a 3 MPa (30 bar) e a 50°C una densità almeno uguale a quella del monoclorodifluorometano (1,09 kg/l) NOTA: Il tricolorofluorometano (Refrigerante R 11), l'1,1,2-tricloro-1,2,2-trifluoroetano (Refrigerante R 113), l'1,1,1-tricloro-2,2,2-trifluoroetano (Refrigerante R 113a), l'1-cloro-1,2,2-trifluoroetano (Refrigerante R 133) e l'1-cloro-1,1,2-trifluoroetano (Refrigerante R 133b), non sono materie della classe 2. Tuttavia, essi possono entrare nella composizione delle miscele F1, F2 e F3.
	1968 3163	GAS INSETTICIDA N.A.S. GAS LIQUEFATTO, N.A.S.
20	3157	GAS LIQUEFATTO COMBURENTE, N.A.S
2F	1010	BUTADIENI E IDROCARBURI IN MISCELA STABILIZZATA, che, a 70°C, ha una pressione di vapore non superiore a 1,1 MPa (11 bar) e la cui densità a 50°C non è inferiore a 0,525 kg/l. NOTA: I butadieni stabilizzati sono anche classificati al N° ONU 1010, vedere Tabella A del capitolo 3.2
	1060	METILACETILENE E PROPADIENE IN MISCELA STABILIZZATA quali le miscele di metilacetilene e propadiene con idrocarburi, come: Miscela P1, contenente non più del 63% in volume di metilacetilene e propadiene, né più del 24% in volume di propano e propilene, essendo la percentuale d'idrocarburi saturi in C4 non inferiore al 14% in volume; e Miscela P2, contenente non più del 48% in volume di metilacetilene e propadiene, né più del 50% in volume di propano e propilene, essendo la percentuale d'idrocarburi saturi in C4 non inferiore al 5%; come pure le miscele di propadiene con dall'1% al 4% di metilacetilene.
	1965	IDROCARBURI GASSOSI IN MISCELA LIQUEFATTA N.A.S. quali le miscele, come: Miscela A, avente a 70°C una pressione di vapore non superiore a 1,1 MPa (11 bar) e a 50°C una densità d'almeno 0,525 kg/l, Miscela A01, avente a 70°C una pressione di vapore non superiore a 1,6 MPa (16 bar) e a 50°C una densità d'almeno 0,516 kg/l, Miscela A02, avente a 70°C una pressione di vapore non superiore a 1,6 MPa (16 bar) e a 50°C una densità d'almeno 0,505 kg/l, Miscela A0, avente a 70°C una pressione di vapore non superiore a 1,6 MPa (16 bar) e a 50°C una densità d'almeno 0,495 kg/l, Miscela A1, avente a 70°C una pressione di vapore non superiore a 2,1 MPa 21 bar e a 50°C una densità d'almeno 0,485 kg/l, Miscela B1, avente a 70°C una pressione di vapore non superiore a 2,6 MPa 26 bar e a 50°C una densità d'almeno 0,474 kg/l, Miscela B2, avente a 70°C una pressione di vapore

		non superiore a 2,6 MPa (26 bar) e a 50°C una densità d'almeno 0,463 kg/l, Miscela B, avente a 70°C una pressione di vapore non superiore a 2,6 MPa (26 bar) e a 50°C una densità d'almeno 0,450 kg/l, Miscela C, avente a 70°C una pressione di vapore non superiore a 3,1 MPa (31 bar) e a 50°C una densità d'almeno 0,440 kg/l. NOTA 1: Per le miscele suddette, i seguenti nomi, usati nel commercio, sono ammessi per la designazione della materia: BUTANO per le miscele A, A01, A02 e A0, e PROPANO per la miscela C. NOTA 2: Il N° ONU 1075 GAS DI PETROLIO LIQUEFATTI può essere utilizzata al posto del N° ONU 1965 IDROCARBURI GASSOSI IN MISCELA LIQUEFATTA, N.A.S., per i trasporti precedenti o seguenti un percorso marittimo o aereo.
	3354	GAS INSETTICIDA INFIAMMABILE, N.A.S.
	3161	GAS LIQUEFATTO TOSSICO, N.A.S.
2T	1967	GAS INSETTICIDA TOSSICO, N.A.S.
	3162	GAS LIQUEFATTO TOSSICO, N.A.S.
2TF	3335	GAS INSETTICIDA TOSSICO INFIAMMABILE, N.A.S.
	3160	GAS LIQUEFATTO TOSSICO, INFIAMMABILE N.A.S.
2TC	3308	GAS LIQUEFATTO TOSSICO, CORROSIVO N.A.S.
2TO	3307	GAS LIQUEFATTO TOSSICO, COMBURENTE N.A.S.
2TFC	3309	GAS LIQUEFATTO TOSSICO, INFIAMMABILE, CORROSIVO N.A.S.
2TOC	3310	GAS LIQUEFATTO TOSSICO, COMBURENTE, CORROSIVO, N.A.S.
GAS LIQUEFATTI REFRIGERATI		
3A	3158	GAS LIQUIDO REFRIGERATO N.A.S.
3O	3311	GAS LIQUIDO REFRIGERATO COMBURENTE, N.A.S.
3F	3312	GAS LIQUIDO REFRIGERATO, INFIAMMABILE, N.A.S.

6. Controlli periodici (ADR 2013 punto 6.2.1.6)

I recipienti a pressione ricaricabili, **ad eccezione dei recipienti criogenici**, devono subire controlli periodici effettuati da un organismo autorizzato dall'autorità competente, conformemente alle seguenti disposizioni:

- Controllo dello stato esterno del recipiente a pressione e verifica dell'equipaggiamento e delle marcature esterne;
- Controllo dello stato interno del recipiente a pressione (per esempio, esame dell'interno, controllo dello spessore minimo delle pareti);
- Controllo della filettatura se vi sono segni di corrosione o se gli accessori sono stati smontati;
- Prova di pressione idraulica e, se necessario, controllo delle caratteristiche del materiale mediante prove appropriate;

- e. Controllo degli equipaggiamenti di servizio, altri accessori e dispositivi di decompressione, se sono rimessi in servizio.

7. Frequenza dei controlli

Se disposizioni speciali per alcuni materiali non figurano nelle Tabelle di verifica, i controlli periodici devono aver luogo:

Ogni 5 anni	per i recipienti a pressione destinati al trasporto di gas (TOSSICO/CORROSIVI) dei codici di classificazione:	1T (1955 GAS COMPRESSO TOSSICO, N.A.S.), 1TF (1953 GAS COMPRESSO TOSSICO, INFIAMMABILE, N.A.S.), 1TO (3303 GAS COMPRESSO TOSSICO, COMBURENTE, N.A.S.) 1TC , (3304 GAS COMPRESSO TOSSICO, CORROSIVO, N.A.S) - 1TFC , 1TOC , 2T , 2TO , 2TF , 2TC , 2TFC , 2TOC , 4A , 4F e 4TC ;
Ogni 10 anni	per i recipienti a pressione destinati al trasporto di gas dei codici di classificazione	1A (1956 GAS COMPRESSO N.A.S.) , 1O (3156 GAS COMPRESSO COMBURENTE, N.A.S.) , 1F , (1964 IDROCARBURI GASSOSI IN MISCELA COMPRESSA, N.A.S. - 1954 GAS COMPRESSO INFIAMMABILE, N.A.S.) 2A , (1058 GAS LIQUEFATTI non infiammabili addizionati d'azoto, di diossido di carbonio o d'aria - 1078 GAS REFRIGERANTE, N.A.S. - 1968 GAS INSETTICIDA N.A.S. - 3163 GAS LIQUEFATTO, N.A.S.) 2O (3157 GAS LIQUEFATTO COMBURENTE, N.A.S.) e 2F (1010 BUTADIENI E IDROCARBURI IN MISCELA STABILIZZATA, - 1060 METILACETILENE E PROPADIENE IN MISCELA STABILIZZATA - 1965 IDROCARBURI GASSOSI IN MISCELA LIQUEFATTA N.A.S. - 3354 GAS INSETTICIDA INFIAMMABILE, N.A.S. - 3161 GAS LIQUEFATTO INFIAMMABILE, N.A.S.)
Ogni 5 anni	per i recipienti a pressione destinati al trasporto di materie appartenenti ad altre classi	
In deroga	i controlli periodici dei recipienti a pressione in materiale composito devono essere effettuati ad intervalli determinati dall'autorità competente l'approvazione del tipo.	
Riferimento ADR 2013 - istruzione di imballaggio P200 del 4.1.4.1 o, per i prodotti chimici sotto pressione, istruzione di imballaggio P206 del 4.1.4.1 .		

8. Pressione di prova - Grado di riempimento – Disposizioni di riempimento



La pressione di prova minima (**Ph**) richiesta deve essere di almeno 1 MPa (10 bar);

In nessun caso, i recipienti a pressione devono essere riempiti oltre il limite autorizzato nelle seguenti disposizioni:

(a) Per i **gas compressi**, la pressione di servizio non deve essere superiore ai 2/3 Ph della pressione di prova dei recipienti a pressione. Restrizioni a questo limite superiore della pressione di servizio sono imposte dalla disposizione speciale di imballaggio "o". In nessun caso, la pressione interna

a 65°C deve superare la pressione di prova.

(b) Per i **gas liquefatti ad alta pressione**, il grado di riempimento deve essere tale che la pressione stabilizzata a 65°C non superi la pressione di prova dei recipienti a pressione.

Salvo nel caso in cui si applica la disposizione speciale di imballaggio "o", l'utilizzazione di pressioni di prova e gradi di riempimento differenti da quelli che sono indicati nella Tabella è permessa a condizione che:

(i) è soddisfatto il criterio della disposizione speciale di imballaggio "r", quando applicabile; oppure

(ii) è soddisfatto il criterio di cui sopra in tutti gli altri casi.

Per i **gas liquefatti ad alta pressione e le miscele di gas** per i quali i pertinenti dati non sono disponibili, il grado di riempimento massimo (FR) deve essere determinato come segue:

$$FR = 8,5 \times 10^{-4} \times d_g \times P_h$$

dove

FR = grado di riempimento massimo

d_g = densità del gas (a 15°C e 1 bar) (in kg/m³)

P_h = pressione minima di prova (in bar).

Se la densità del gas non è conosciuta, il grado di riempimento massimo deve essere determinato come segue:

$$FR = P_h \times MM \times 10^{-3} / R \times 338$$

Dove:

MM = massa molecolare (in g/mol)

R = $8,31451 \times 10^{-2}$ bar / l . mol⁻¹ . K⁻¹ (costante dei gas)

Per le miscele di gas, si deve prendere come valore la massa molecolare media tenendo conto delle concentrazioni volumetriche dei differenti componenti.

(c) Per i **gas liquefatti a bassa pressione**, la massa massima di contenuto per litro di capacità di acqua (fattore di riempimento) deve essere uguale a 0,95 volte la densità della fase liquida a 50°C; inoltre, la fase liquida non deve riempire il recipiente a pressione fino ad una temperatura di 60°C. La pressione di prova del recipiente a pressione deve essere almeno uguale alla pressione di vapore (assoluta) del liquido a 65°C, meno 100 kPa (1bar).

Per i gas liquefatti a bassa pressione e le miscele di gas per i quali i pertinenti dati non sono disponibili, il grado di riempimento massimo deve essere determinato come segue:

$$FR = (0,0032 \times BP - 0,24) \times d_i$$

dove

BP = punto di ebollizione (in Kelvin)

d_i = densità del liquido al punto di ebollizione (in kg/l).

(d) Per il N° ONU 1001 acetilene disciolto e il N° ONU 3374 acetilene senza solvente, vedere al 10 la disposizione speciale "p".

Nota Bene

Il riempimento dei recipienti a pressione può essere effettuato soltanto da **centri specialmente attrezzati**, con procedure appropriate e personale qualificato.

Le procedure devono includere i controlli:

- della conformità alla regolamentazione dei recipienti e degli accessori;
- della loro compatibilità con il prodotto da trasportare;
- della assenza di danni suscettibili di alterare la sicurezza;
- del rispetto del grado o della pressione di riempimento, in quanto applicabile;
- delle marcature e delle identificazioni regolamentari.

Il GPL utilizzato per riempire le bombole deve essere di alta qualità; questa condizione si considera soddisfatta se il GPL è conforme ai limiti sulla corrosività specificati nella norma ISO 9162:1989.

9. Prove periodiche sostitutive (6.2.1.6 ADR 2013)

Con l'accordo dell'autorità competente, la prova di pressione idraulica **può essere sostituita** dalle prove indicate di seguito.

PROVA SOSTITUTIVA	CONDIZIONE	NORMA DI RIFERIMENTO
Sovrappressione con gas	Se l'operazione non presenta pericoli.	
Emissione acustica		ISO 16148:2006
Ultrasuoni	Bombole in alluminio senza saldature	ISO 10461:2005+A1:2006
	Bombole in acciaio senza saldature	ISO 6406:2005

10. Riparazioni (4.1.6.11 ADR 2013)

Le riparazioni devono soddisfare le disposizioni relative alla fabbricazione e alle prove enunciate nelle norme applicabili di progettazione e di costruzione e sono autorizzate soltanto conformemente alle pertinenti norme regolanti le prove periodiche. I recipienti a pressione diversi dall'involucro dei recipienti criogenici chiusi, non possono subire riparazione per i seguenti difetti:

- (a) fessure delle saldature o altri difetti delle saldature;
- (b) fessure delle pareti;
- (c) perdite o difettosità della parete, della parte superiore o del fondo.

11. Cambio d'uso (4.1.6.4 ADR 2013)

Durante un **cambio di uso** di un recipiente a pressione ricaricabile, si deve procedere alle operazioni di svuotamento, di pulizia e di evacuazione nella misura necessaria per un sicuro esercizio (vedere anche la tabella delle norme alla fine della presente sezione). Inoltre, i recipienti a pressione che hanno precedentemente contenuto una materia corrosiva della **classe 8** o una materia di un'altra classe con rischio subsidiario di corrosività **non possono essere utilizzati per il trasporto di materie della classe 2 se**

non hanno subito il controllo e le prove previste rispettivamente al 6.2.1.6 e 6.2.3.5.
Riferimento ISO 11621:1997

12. Prescrizioni al trasporto (4.1.6.13 ADR 2013)

I recipienti a pressione riempiti non possono essere presentati al trasporto:

- a) se perdono;
- b) (se sono danneggiati al punto che la loro integrità o quella del loro equipaggiamento di servizio possa soffrirne);
- c) (se i recipienti e il loro equipaggiamento di servizio sono stati esaminati e dichiarati in cattivo stato di funzionamento; oppure
- d) se i marchi prescritti relativi alla certificazione, alle date delle prove periodiche e al riempimento non sono leggibili.

13. Esclusioni

Le bombole per autorespiratori per uso subacqueo e non, e gli estintori, non sono classificati secondo la T-PED, bensì secondo la Direttiva 97/23/CE (PED); pertanto le verifiche periodiche seguono le disposizioni nazionali, che per l'Italia sono rappresentate dal D.M. 1° Dicembre 2004, N° 329, Tabelle A e B, e dal D.Lvo. 81/2008 e succ.

14. Bibliografia

- [1] Decreto Legislativo 12/06/2012, n. 78 in attuazione della direttiva 2010/35/UE
- [2] Decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81 - Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, e successive modifiche.
- [3] D.M. 329 del 01/12/2004 - Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93.
- [4] ADR edizione 2013 – Accordo europeo relativo al trasporto internazionale di merci pericolose su strada.
- [5] Direttiva 2010/35/UE del 16 giugno 2010 in materia di attrezzature a pressione trasportabili che abroga le direttive del Consiglio 76/767/CEE, 84/525/CEE, 84/526/CEE, 84/527/CEE e 1999/36/CE
- [6] Direttiva 2008/68/CE del 24 settembre 2008 - relativa al trasporto interno di merci pericolose
- [7] Direttiva 97/23/CE del 29 maggio 1997 - Per il ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri in materia di attrezzature a pressione

La procedura di nuova installazione di un generatore di vapore. Un caso concreto

G. Battista*, C. De Toro*, M. del Gaudio*, O. Di Donato*, G. Ceglia**

*INAIL – UOT CVR Avellino

**INAIL – UOT CVR Bergamo

Premessa

Il mutare delle esigenze produttive e organizzative di un'attività industriale può comportare la necessità di dover sostituire o spostare impianti e apparecchiature utilizzati nel ciclo produttivo per la produzione di vapore. Tale scelta costituisce per l'azienda un notevole risparmio economico rispetto all'acquisto di nuove attrezzature ma è necessario siano sempre garantite le condizioni di sicurezza dell'impianto.

Dopo anni di funzionamento le attrezzature presentano normalmente segni d'invecchiamento e le operazioni di smontaggio e successiva nuova installazione possono ulteriormente minarne l'integrità. In fase di reinstallazione è necessario quindi effettuare attenti controlli, anche strumentali, per verificare l'integrità strutturale della macchina e dei dispositivi di sicurezza e controllo installati.

A causa delle novità normative intervenute negli ultimi anni, situazioni di questo tipo possono presentare delle difficoltà nell'individuazione dell'iter che l'utilizzatore deve seguire per ottenere l'autorizzazione alla messa in servizio da parte dei tecnici delle Unità Operative Territoriali del Settore Ricerca, Certificazione e Verifica dell'INAIL.

In questo lavoro verrà presentato un caso reale di spostamento di un generatore di vapore, utilizzato nel ciclo produttivo della lavorazione del tabacco, evidenziando le criticità che si presentano nell'individuare la corretta procedura amministrativa e le difficoltà tecniche incontrate per verificare l'attrezzatura.

Dopo una breve descrizione dell'impianto in generale e dell'attrezzatura in particolare, si passa all'esame in dettaglio degli step amministrativi e tecnici di competenza dell'Utente e dell'Ufficio riepilogati in un diagramma di flusso.

1. Introduzione

Il primo riferimento normativo per gli apparecchi a pressione è il R.D. 1331/1926 che sancisce l'istituzione dell'A.N.C.C.. Il successivo R.D. 824 del 12 maggio 1927 (poi integrato dal D.M. 21 maggio 1974) dà, di fatto, il via alla regolamentazione delle attività di costruzione, installazione ed esercizio dei generatori di vapore e in generale degli apparecchi a pressione di vapore e di gas. La direttiva 97/23/CE (PED), recepita in Italia con il D. Lgs. 93 del 25 febbraio 2000, in vigore a partire dal 29 maggio 2002, modifica sostanzialmente i criteri di progettazione e costruzione degli apparecchi a pressione imponendo al Costruttore il rispetto dei Requisiti Essenziali di Sicurezza, lasciandogli, nel contempo, la facoltà di scegliere la norma da applicare. Strettamente legato al decreto 93/2000, il D.M. 329 del 1 dicembre 2004, nato in virtù dell'art. 19 del decreto 93/2000, completa i cambiamenti procedurali in materia, riferiti questa volta all'Utilizzatore, fissando i nuovi criteri di messa in servizio, esercizio e utilizzazione delle attrezzature a pressione. Ulteriori elementi di novità, soprattutto in termini di periodicità delle verifiche, sono stati introdotti poi dal D. Lgs. 81/2008.

2. La procedura

Prima di effettuare lo spostamento di un generatore di vapore in altro sito, l'Utilizzatore è tenuto a richiedere all'Unità Operativa Territoriale del Settore Ricerca, Certificazione e

Verifica dell'INAIL competente per territorio, l'autorizzazione alla installazione. Verificata la rispondenza del progetto dell'impianto alle norme vigenti in tema di prevenzione e sicurezza (limitatamente alle competenze istituzionali dell'INAIL), la U.O.T. comunica l'esito al Richiedente, autorizzando la realizzazione dell'impianto stesso. Ai sensi del comma 2 dell'art. 4 del Decreto Ministeriale n. 329 del 1 dicembre 2004, l'Utilizzatore presenta successivamente apposita richiesta, indirizzata all'U.O.T. del Settore Ricerca, Certificazione e Verifica dell'INAIL competente per territorio, intesa ad ottenere la verifica obbligatoria di messa in servizio.

A verifica eseguita, viene redatto verbale in duplice copia di cui una, ai sensi del comma 3 dell'art. 4 del D.M. n. 329/2004, sarà rilasciata all'Utilizzatore e riporterà i risultati degli accertamenti eseguiti nonché l'esito della verifica. Se l'esito della verifica stessa è risultata positiva il generatore di vapore può essere messo in servizio e dovrà essere assoggettato alle verifiche periodiche previste dalla normativa vigente.

Qualora l'impianto dovesse subire, successivamente, modifiche riguardanti i dispositivi di protezione, la potenzialità del generatore o si verificassero incidenti gravi, dovrà essere presentata una nuova denuncia prima della messa in funzione.

3. Descrizione dell'attività

Il generatore di vapore preso in esame è installato nel locale centrale termica, area A in figura 1, presso un'azienda che si occupa della lavorazione di tabacco; in particolare l'impianto produce vapore saturo d'acqua che, attraverso una tubazione in acciaio, raggiunge un tunnel di essiccazione (area C) dove, mediante uno scambiatore, viene prodotta aria calda per la fase di essiccazione della materia prima. Quest'ultima raggiunge la galleria di essiccazione dopo un percorso su un nastro trasportatore (area B) utilizzato per la fase della cernita.

In figura 1 è riportata la situazione planimetrica dell'impianto.

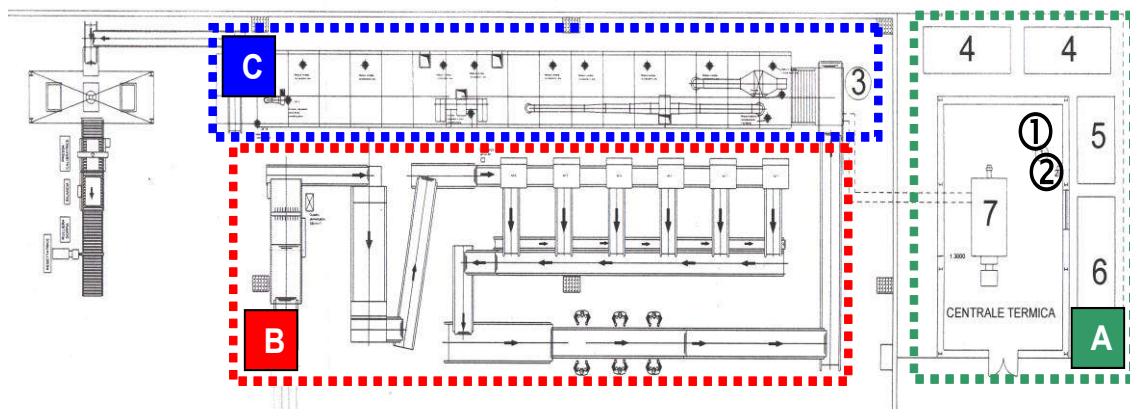


Fig 1 – Schema di utilizzo del generatore di vapore

1) Serbatoio acqua trattata; 2) Addolcitore; 3) Galleria di essiccazione; 4) Gruppi elettrogeni; 5) Serbatoio gasolio Gruppi Elettrogeni; 6) Serbatoio Olio BTZ combustibile; 7) Generatore di vapore

4. Descrizione dell'attrezzatura

L'attrezzatura trasferita è un generatore di vapore a tubi di fumo costruito nel 1995, del tipo semifisso con focolare, camera di combustione di forma cilindrica e piastre tubiere.



Fig. 2 - Generatore di vapore con recupero del calore contenuto nei fumi

Nella tabella I, sono riportate le caratteristiche tecniche:

Materiale	Fe410.2KW-UNI568
Pressione massima di esercizio	11,77 bar
Temperatura di esercizio	191 °C
Fluido	Acqua
Stato fisico	Vapore
Producibilità	2 t/h
Potenzialità	1395,3 kW
Superficie riscaldata	31 m ²
Capacità totale	3590 lt
Capacità a livello	2780 lt

Tabella I – Caratteristiche generatore di vapore installato

L'attrezzatura, assoggettata alle verifiche regolamentari all'epoca della costruzione da parte dell'ISPESL, è provvista di libretto matricolare, completo di tutta la documentazione prevista, di targhetta identificativa (Fig. 3), nonché dei relativi verbali di verifica periodica da parte dell'ASL competente per territorio.



Fig. 3 – Targhetta identificativa dell'attrezzatura

5. L'iter amministrativo

Per l'avvio dell'iter autorizzativo l'Utente ha presentato (come indicato dalla circolare ISPESL 5/05 del 07.02.2005) la modulistica predisposta dall'INAIL, completa di tutti i dati richiesti e in particolare:

- l'indirizzo completo della Sede legale della Ditta;
- il luogo di installazione dell'assemblaggio;
- i dati caratteristici significativi dell'installazione costituente il generatore di vapore nonché una serie di allegati tecnici (per i requisiti del Tecnico si rimanda alla citata circolare) e in particolare:
 - fotocopia della prima pagina del libretto matricolare (trattandosi di un'attrezzatura non marcata CE);
 - descrizione del tipo di trattamento dell'acqua (rif. Circolare ex ANCC 30/81) e relativi parametri caratteristici secondo il modello Allegato n. 3 firmato dal Tecnico abilitato;
 - caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua di alimento, con espressa garanzia di rispondenza a quanto richiesto nel manuale d'uso e manutenzione dell'insieme, secondo il modello Allegato n. 4 firmato dal Tecnico abilitato;
 - caratteristiche del sistema di combustione;
 - pianta e sezione del locale caldaia, in scala 1:100, con le seguenti indicazioni:
 - quote di ingombro del generatore;
 - disposizione di quanto ubicato nel locale caldaia;
 - indicazione del verso di apertura delle porte (verso l'esterno);
 - planimetria generale dello stabilimento in scala 1:200 con l'ubicazione della centrale termica e l'indicazione della destinazione degli altri locali;
 - dichiarazione di responsabilità compilata secondo l'Allegato n. 2 in accordo alle disposizioni vigenti;
 - attestazione del pagamento dovuto per l'esame documentazione.

6. L'iter tecnico

L'Ufficio ha provveduto all'esame della documentazione, per verificare la rispondenza del locale caldaia all'art. 26 del Titolo I del R.D 12/5/1927, al D.M. 22/4/1935 e relative circolari di chiarimento (n. 49729 del 22/12/1971 e n. 26572 del 2/7/75), trasmettendo l'esito al Richiedente.

Ottenuta l'approvazione del progetto per la nuova installazione del generatore, l'Utente ha realizzato l'impianto e ha concordato con l'U.O.T. di Avellino gli interventi e le modalità di verifica cui sottoporre il generatore di vapore. A tal proposito, non essendo stata l'attrezzatura sottoposta alla verifica decennale entro la scadenza prevista dal verbale ASL disponibile (datato 2001) da parte del soggetto preposto, si è prescritta la verifica d'integrità di cui all'art. 12 del D. M. 329/04 atta ad accertare lo stato di conservazione delle varie membrane costituenti il generatore di vapore. Il buon esito di tale accertamento risulta preliminare alla verifica obbligatoria di messa in servizio di cui al comma 2 dell'art. 4 del citato decreto.

Al ricevimento della richiesta per la verifica d'integrità decennale, il Tecnico incaricato ha concordato con l'Utente la data della verifica, richiedendo la preparazione del generatore alla verifica (esecuzione preventiva di un lavaggio chimico idoneo e predisposizione dei circuiti acqua) nel pieno rispetto delle norme di cui D. Lgs. 81/2008 e s.m.i. (Ambienti sospetti di inquinamento art. 66), (Ambienti confinati) Allegato IV Punto 3 - vasche, canalizzazioni, tubazioni, serbatoi, recipienti, silos) e D.P. R. 177 del 14 settembre 2011, al fine di poter poi procedere alla esecuzione del piano di controlli non distruttivi (esame

spessimetrico ed altre eventuali prove ritenute utili) eseguiti da personale adeguatamente qualificato incaricato dal datore di lavoro.

6.1 Verifiche di integrità

Le verifiche di integrità di cui all'art. 12 del Decreto n. 329 del 01/12/2004 riguardano l'esame visivo delle membrature dell'attrezzatura e sono volte a valutarne lo stato di conservazione ai fini della sicurezza. Ulteriori controlli possono consistere in:

- **spessimetria:** al fine di verificare lo spessore della lamiera metallica nelle varie parti del generatore ed evidenziare eventuali riduzioni che possano modificare l'integrità e quindi la resistenza dell'apparecchio. Normalmente viene utilizzato uno strumento di misura denominato spessimetro, costituito da una centralina e da una sonda che viene applicata sulla lamiera metallica da esaminare. La sonda dello strumento contiene un cristallo piezometrico che, sollecitato elettricamente, genera degli impulsi acustici nella banda di frequenza degli ultrasuoni, generando delle onde elastiche nel metallo. Quando le onde elastiche raggiungono l'altra faccia della lamiera, a causa della diversa densità del mezzo, vengono in parte riflesse e ritornano alla sonda dello strumento che è in grado quindi di calcolare il tempo per l'attraversamento e di conseguenza lo spessore;
- **prova idraulica:** viene svolta immettendo nell'attrezzatura acqua fino al raggiungimento della pressione richiesta dalla normativa e il circuito viene chiuso con una saracinesca posta a monte del manometro di prova; è importante che tale manometro sia stato recentemente tarato e che il valore di fondo scala sia adeguato al valore di pressione da misurare;
- eventuali altri controlli che si rendano necessari a fronte di situazioni evidenti di danno. Nel caso in esame, considerata la non esaustiva ispezionabilità del generatore (a causa della posizione dei tubi da fumo e del focolare), i controlli visivi (Fig. 4) sono stati integrati da un esame spessimetrico, eseguito da personale adeguatamente qualificato incaricato dal datore di lavoro. In particolare è stato utilizzato uno spessimetro Gilardoni (Fig. 5), accoppiato ad una sonda modello TDG 10/4A, e gli spessori misurati (Fig. 6) sono stati confrontati con quelli riportati sul disegno costruttivo contenuto nel libretto matricolare rilasciato in sede di costruzione da parte del fabbricante del generatore (Tabella II).



Fig. 4 - Controllo visivo del fascio tubiero



Fig. 5 - Spessimetro Gilardoni mod. DG 51



Fig. 6 – Misura degli spessori

	Camera combustione	Focolare	Piastra Anteriore	Piastra posteriore	Battifiamma
Spessori di costruzione	11,00 mm	13,00 mm	11,00 mm	16,00 mm	10,00 mm
Spessori minimi misurati	11,07 mm	13,41 mm	10,92 mm	15,94 mm	10,43 mm

Tabella II – Confronto fra gli spessori di costruzione e quelli misurati in sede di verifica

In Fig. 7 è riportata la mappatura delle misure effettuate sulle piastre anteriore e posteriore. Nel complesso i punti misurati non hanno evidenziato situazioni critiche per l'integrità dell'attrezzatura.

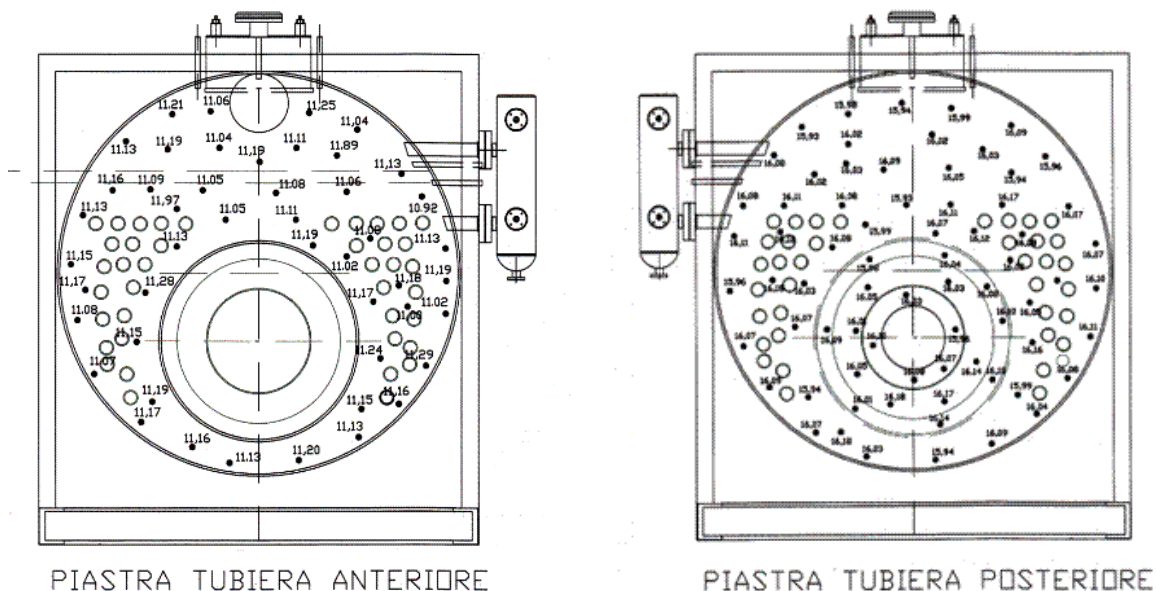


Fig. 7 – Mappa delle misure spessimetriche sulle piastre

A ulteriore completamento delle indagini strumentali il generatore è stato sottoposto ad una prova idraulica effettuata alla pressione di 13,3 bar (pari a 1,125 volte la pressione PS). Durante il tempo occorso all'ispezione di tutte le parti accessibili e visibili

dell'attrezzatura (due ore), si è verificata l'assenza della caduta di pressione e accertata l'assenza di perdite, trasudamenti e altri indizi che potessero configurare l'ipotesi di danno occulto della struttura delle membrature e nelle connessioni soggette alla prova. Per la prova è stato impiegato un manometro provvisto di certificato di taratura SIT e con adeguato valore di fondo scala.

6.2 Verifiche obbligatorie della messa in servizio

Dopo aver ottenuto l'autorizzazione all'installazione e dopo il buon esito della verifica d'integrità del generatore, l'Utilizzatore trasmette, ai sensi del comma 2 dell'art. 4 del Decreto Ministeriale n. 329 del 1 dicembre 2004 la richiesta di verifica obbligatoria di messa in servizio consistente in una prova di funzionamento.

Tali verifiche riguardano l'accertamento della corretta installazione del generatore di vapore sull'impianto. In particolare la richiesta riporta:

1. l'elenco delle attrezzature a pressione costituenti l'installazione con esclusione di tubazioni, valvole, recipienti per liquidi ed attrezzature non soggetti ad operazioni di collaudo di costruzione secondo la normativa previgente all'entrata in vigore obbligatoria della direttiva PED e l'indicazione, per ciascuna delle stesse, del valore della pressione PS (bar), del volume V (litri), ed eventualmente della superficie di riscaldamento e della potenzialità;
2. una relazione tecnica con schema d'impianto riportante la descrizione delle attrezzature costituenti l'installazione, le condizioni di installazione e di esercizio, la descrizione dei dispositivi di protezione (dispositivi di controllo ed accessori di sicurezza), nonché eventuali altre informazioni utili ai fini della sicurezza. La citata relazione tecnica deve essere firmata da un Tecnico abilitato. La relazione tecnica dovrà essere predisposta sulla base dei risultati di un'adeguata analisi dei rischi, atta ad individuare quelli ragionevolmente prevedibili connessi all'utilizzo dell'installazione, compresi quelli dell'impianto di combustione, e che tenga conto anche delle indicazioni riportate nel manuale d'uso e manutenzione delle singole attrezzature.

La verifica di funzionamento consiste nell'esame documentale, nell'accertamento dell'esistenza e della funzionalità dei dispositivi di protezione (accessori di sicurezza e dispositivi di controllo) e che i parametri operativi rientrino nei limiti di esercizio previsti.

Riguardo all'accertamento della funzionalità degli accessori di protezione, si indicano in via esemplificativa:

- per i dispositivi controllo: manometro, indicatori di livello, ecc.;
- per gli accessori di sicurezza:
 - dispositivi di limitazione, quali pressostato di regolazione, livellostato di regolazione, pressostato di sicurezza a riarmo manuale, livellostato di sicurezza per basso livello a riarmo manuale, apparecchiatura di sicurezza della combustione (controllo fiamma) a riarmo manuale, ecc;
 - dispositivi di limitazione diretta della pressione, due valvole di sicurezza idonee ed efficienti. La verifica di taratura di queste ultime è stata effettuata con prova a banco; è stato inoltre accertato che lo scarico di tali valvole avvenga in modo da non arrecare danni alle persone.

Nel caso esaminato i passaggi previsti in sede di verifica hanno riguardato i seguenti punti:

- la verifica della rispondenza del locale caldaia con quanto documentato dall'utente;
- l'identificazione del generatore attraverso il confronto dei dati rilevabili dalle punzonature di rito e targa con quelli riportati sulle certificazioni agli atti e sul libretto ISPEL rilasciato in sede di costruzione;

- la verifica della congruenza del sistema di combustione o riscaldamento e del sistema di alimentazione dell'acqua con le norme nazionali (rif. Circolare ex ANCC 31/77 per il sistema di combustione);
 - la verifica della rispondenza del sistema di trattamento dell'acqua a quanto dichiarato nella richiesta di autorizzazione;
 - la rispondenza del sistema di alimentazione;
 - l'individuazione dei dispositivi di protezione (dispositivi di controllo ed accessori di sicurezza) posti a corredo del generatore;
 - la verifica dell'esistenza del registro dei controlli, di responsabilità dell'utilizzatore;
 - l'accertamento che la conduzione del generatore sia regolamentare (possesso di regolare certificato di abilitazione da parte della persona addetta).
- L'ultimo passaggio è stata l'effettiva prova di funzionamento dell'impianto, che ha consentito di verificare il regolare comportamento delle attrezzature e dei dispositivi di controllo e di sicurezza. La prova si è conclusa con la stesura verbale con l'esito della verifica.

6.3 Obblighi successivi dell'Utilizzatore

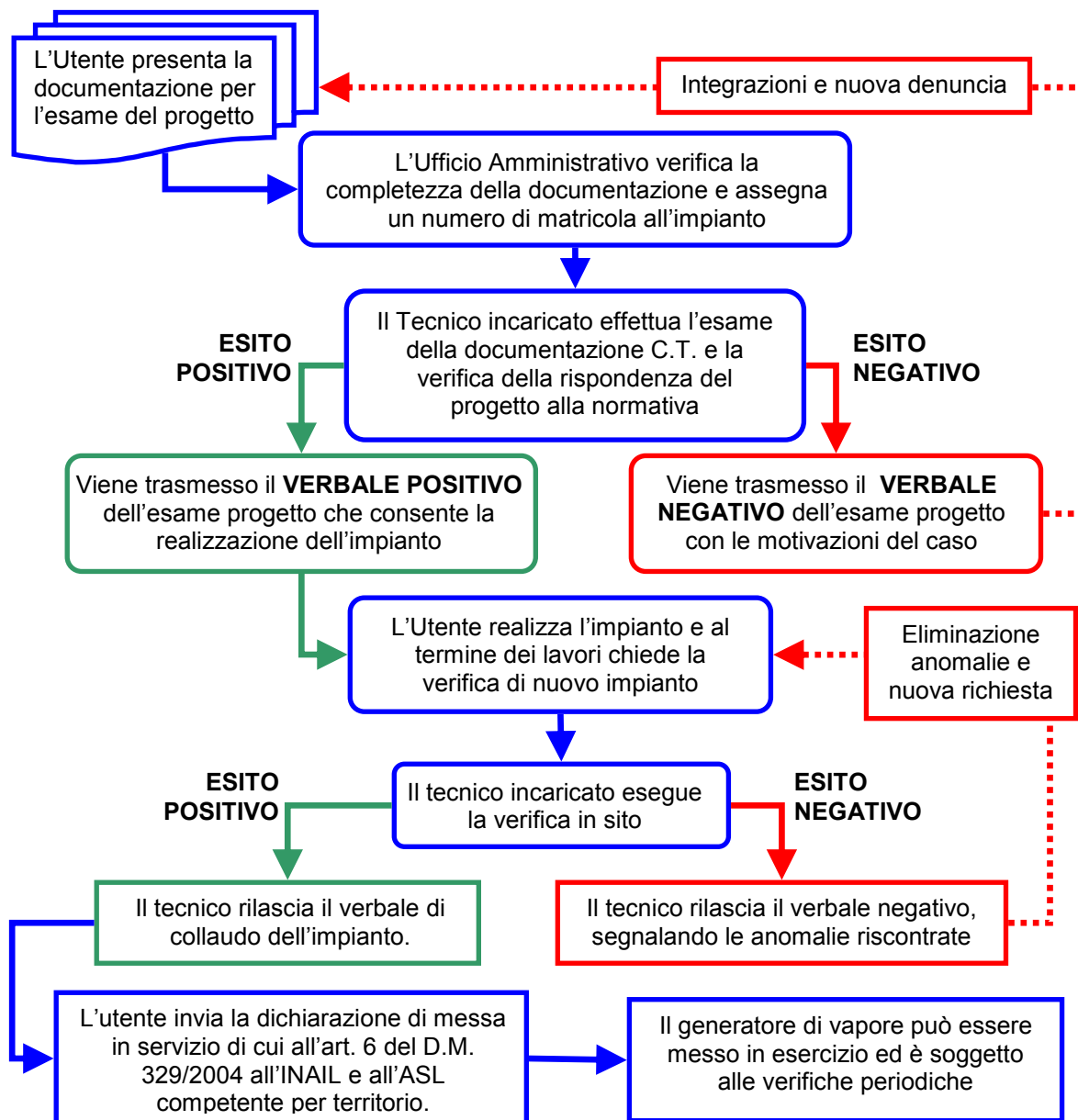
A seguito dell'esito positivo delle verifiche di funzionamento, per la quale è stata rilasciata la relativa attestazione dei risultati degli accertamenti effettuati (verbale INAIL), l'Utente è stato informato circa gli obblighi della presentazione della dichiarazione di messa in servizio di cui all'art. 6 del D.M. 329/2004 all'INAIL U.O.T. di Avellino (se non effettuata contestualmente alla richiesta) e all'ASL competente per territorio.

Il generatore di vapore dovrà essere assoggettato alle verifiche di riqualificazione periodica, regolamentate secondo lo schema riportato nell'allegato VII del Testo Unico sulla Sicurezza nei Luoghi di Lavoro (D. Lgs. 81/2008 e s.m.i):

- verifica di funzionamento: periodicità biennale;
- visita interna: periodicità biennale;
- verifica di integrità: periodicità decennale ;
da richiedersi a cura dell'Utente ai sensi dell'art. 8 del D.M. n.329/2004.

6.4 Il diagramma di flusso

A completamento del lavoro si ritiene utile riportare il diagramma di flusso riassuntivo delle procedure descritte nelle pagine precedenti.



7. Conclusioni

La normativa vigente riguardante l'installazione di generatori di vapore di grossa potenzialità prevede che il progetto e l'impianto siano sottoposti ad attenti controlli per scongiurare il verificarsi di incidenti. L'esame del progetto permette di verificare che siano stati previsti tutti i dispositivi di sicurezza necessari, la loro corretta installazione e che gli stessi siano adeguati alle potenzialità dell'impianto.

Come tutte le verifiche effettuate dall'INAIL, anche il controllo delle attrezzature a pressione può sembrare una ulteriore vessazione nei confronti del datore di lavoro, ma in realtà è possibile affermare che grazie a queste verifiche sono pochi gli incidenti che hanno interessato questo tipo di impianti. Il recepimento delle Direttive Europee ha ulteriormente sviluppato l'attenzione sulla sicurezza che in Italia era regolamentata da leggi che risalgono all'inizio del secolo scorso. Visti gli elevati costi delle attrezzature, non è raro trovare ancora in esercizio impianti molto vecchi o che si scelga di installare nuovamente attrezzature provenienti da altri siti. In fase di collaudo l'attenzione sulle condizioni dell'impianto deve essere massima ed è evidente che in questi casi i controlli

visivi e strumentali si rivelano importantissimi. La normativa vigente in materia di installazione e di esercizio delle attrezzature a pressione ha sicuramente semplificato le procedure per i primi impianti, mentre il riutilizzo di attrezzature omologate con la vecchia normativa può presentare difficoltà di interpretazione dell'iter amministrativo nonché dell'accertamento delle condizioni di integrità in sede di verifica. Ciò richiede al tecnico verifikatore esperienza e professionalità elevate per scongiurare gli effetti, a volte catastrofici, di un utilizzo di attrezzature non idonee.

Bibliografia

- [1] Regio Decreto 12 maggio 1927, n. 824 "Approvazione del regolamento per l'esecuzione del R. Decreto-Legge 9 luglio 1926, n. 1331 che costituisce l'Associazione Nazionale per il Controllo sulla Combustione".
- [2] Decreto Ministeriale 21 maggio 1974 "Norma integrative del regolamento approvato con R.D. 12.5.1927, n. 824, e disposizioni per l'esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchi a pressione".
- [3] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di apparecchi a pressione".
- [4] Decreto 1 dicembre 2004, n. 329 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'art. 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93.
- [5] Decreto Legislativo 9 aprile 2008, n. 81 "Attuazione dell'art. 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro".
- [6] Atti del convegno SAFAP 2012; Napoli 14-15 giugno 2012.
- [7] Raccolte ISPESL.

La valutazione del rischio di esplosione e gli impianti elettrici nelle sale di controllo delle cabine di riduzione e misura di gas metano all'interno delle quali risultano installati UPS e, più in generale, nei luoghi dove si effettua la ricarica di batterie di trazione e di batterie stazionarie

F. Amaro*, P. Amodeo*, M. Bellissimo*

*INAIL – UOT CVR Palermo

Sommario

Il sempre più massiccio utilizzo nei luoghi di lavoro di gruppi di continuità (UPS) e/o di apparecchiature che necessitano comunque di un'alimentazione elettrica di riserva (in particolare nelle sale di controllo delle cabine di riduzione e misura di gas metano), ma anche di mezzi a trazione elettrica per la movimentazione delle merci e la pulizia degli ambienti, determina la possibilità del rischio di esplosione sia a causa dell'esistenza di apparecchiature elettriche in ambienti nei quali vi è presenza di gas, sia a seguito dell'operazione di ricarica delle batterie di trazione e stazionarie durante la quale può liberarsi nell'ambiente gas idrogeno.

È intenzione affrontare tale problematica principalmente alla luce di quanto prescritto dalla Direttiva 1999/92/CE (ATEX) e dal Decreto Legislativo 81/2008 (Testo Unico sulla Sicurezza del Lavoro), ma anche basandosi sulle norme tecniche EN 60079-10-1, EN 60079-14 (relative agli impianti elettrici in luoghi con atmosfera esplosiva per la presenza di gas) e sulle specifiche norme tecniche EN 50272-2 (batterie stazionarie) ed EN 50272-3 (batterie di trazione), in modo da poter stabilire le condizioni per le quali nell'ambiente si possa definire assente il rischio di esplosione o, in caso contrario, determinare le caratteristiche dell'impianto elettrico nello stesso luogo nel quale risultano installate le batterie.

Una particolare attenzione andrà infine rivolta anche verso le cabine di trasformazione MT/BT (ed alla relativa norma tecnica EN 61936-1 e Guida CEI 11-35 II edizione), all'interno delle quali sono oggi sempre più spesso presenti (in quanto richiesti dalle specifiche norme tecniche per la connessione degli utenti alle reti in AT ed in MT, CEI 0-16 III edizione) gruppi di continuità dotati delle relative batterie stazionarie installati in prossimità di apparecchiature elettriche.

1. La valutazione del rischio di esplosione nelle sale di controllo delle cabine di riduzione e misura di gas metano

1.1 Generalità sulla valutazione del rischio

In generale il D.Lgs. 81/2008 all'art. 85 (Protezione di edifici, impianti strutture ed attrezzature) prescrive che *“Il datore di lavoro provvede affinché gli edifici, gli impianti, le strutture, le attrezzature, siano protetti dai pericoli determinati dall'innesco elettrico di atmosfere potenzialmente esplosive per la presenza o sviluppo di gas, vapori, nebbie infiammabili o polveri combustibili infiammabili, o in caso di fabbricazione, manipolazione o deposito di materiali esplosivi”*.

Anche ai sensi del titolo XI dello stesso D.Lgs. 81/2008 “Protezione da atmosfere esplosive” e del DLgs. 233/2003 di recepimento della direttiva 99/92/CE (ATEX) è quindi obbligo del datore di lavoro effettuare la valutazione del rischio di esplosione (nel caso particolare, dal punto di vista elettrico) in tutti i luoghi di pertinenza della sua attività lavorativa; tale valutazione nel caso specifico si traduce in pratica nella individuazione delle sorgenti di emissione, nella determinazione dell'estensione delle zone di pericolo nell'intorno delle stesse sorgenti e della presenza di componenti elettrici all'interno di tali

zone, nonché nella valutazione dell'eventuale compatibilità della ventilazione (naturale o artificiale) degli ambienti con il LEL dei gas esplosivi in uso negli stessi.

Nelle cabine di riduzione e misura di gas metano in particolare il rischio di esplosione si può manifestare:

- nell'ambiente nel quale si trovano le apparecchiature in pressione.
In tal caso il pericolo di esplosione è dovuto esclusivamente alla presenza di apparecchiature elettriche in ambiente nel quale è in uso gas metano;
- nell'ambiente (sala di controllo – misure elettroniche) nel quale risulta installato il gruppo statico di continuità (UPS) adoperato per l'alimentazione elettrica dei circuiti ausiliari (quali, ad esempio, il "Data Logger" Volumetrico DLC, apparecchiatura elettronica per la memorizzazione dei parametri fisici rilevabili nelle stazioni di misura del gas, con relativa interfaccia e PC per il trasferimento dei dati memorizzati) o nel quale sono comunque ubicate batterie stazionarie per l'alimentazione elettrica di riserva delle stesse apparecchiature o circuiti, in genere fisicamente separato (per costruzione, anche per quanto riportato all'Appendice M della norma UNI 9167, Edizione maggio 2009 "*Impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale – Progettazione, costruzione collaudo*") dall'ambiente nel quale si trovano le apparecchiature in pressione contenenti il gas metano, in modo da escludere completamente la possibilità di innesco di esplosioni in tale ultimo ambiente.

In tal caso il pericolo di esplosione è dovuto all'eventuale emissione di idrogeno dalle batterie presenti nel locale, che si può sprigionare a seguito dell'elettrolisi dell'acqua durante la fase di ricarica delle stesse batterie; a tal proposito si precisa che l'idrogeno presente nella miscela esplosiva aria-idrogeno che si viene a formare nell'ambiente (per percentuali di idrogeno LEL superiori al 4%) può essere emesso anche dalle cosiddette batterie "sigillate o ermetiche" nelle quali durante la fase di ricarica i gas possono trafilare ugualmente attraverso la valvola di sicurezza, anche se in misura ridotta rispetto alle batterie tradizionali "a vaso aperto", facendo peraltro presente che addirittura, in caso di anomalie del sistema di ricarica, la sovrappressione può determinare la completa apertura della valvola di sicurezza.

Considerando il pericolo di esplosione nell'ambiente nel quale si trovano le apparecchiature in pressione contenenti il gas metano (comunque non oggetto della presente memoria) si precisa che questi sono luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas infiammabili nei quali gli impianti elettrici devono possedere particolari requisiti di sicurezza. L'ubicazione e l'estensione delle zone con pericolo di esplosione (di tipo 0, 1 e 2) che si creano attorno alle varie sorgenti di emissione presenti in tali ambienti devono essere attualmente individuate secondo i criteri indicati nella norma EN 60079-10-1 (CEI 31-87) "*Atmosfere esplosive. Parte 10-1: Classificazione dei luoghi. Atmosfere esplosive per la presenza di gas*", in vigore dal 01.02.2010, che fornisce però esclusivamente i criteri generali a cui attenersi; per tradurre in formule e specifiche procedure logiche tali principi generali il CEI ha specificatamente predisposto la Guida CEI 31-35 Edizione 2012 "*Atmosfere esplosive. Guida alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas in applicazione della Norma CEI EN 60079-10-1 (CEI 31-87)*".

In base anche a quanto prescritto dalla norma UNI 9167 (art. 7.7), per eliminare il rischio di esplosione occorre comunque realizzare l'impianto elettrico (all'interno delle zone di pericolo) adoperando componenti conformi (antideflagranti) a quanto prescritto dalla norma EN 60079-14 (CEI 31-33), Edizione 2010 (Fascicolo 10204) "*Atmosfere esplosive. Parte 14: Progettazione, scelta e installazione degli impianti elettrici*".

Anche quando il rischio di esplosione è dovuto alla presenza di batterie stazionarie (degli UPS o facenti direttamente parte delle apparecchiature o circuiti che necessitano di

un'alimentazione elettrica di riserva) dalle quali come si è detto può essere emesso gas idrogeno, in generale la norma tecnica di riferimento per classificare il luogo è attualmente sempre la EN 60079-10-1 (CEI 31-87) da seguire unitamente alla Guida CEI 31-35 Edizione 2012.

In casi particolari, quale quello in oggetto, è comunque possibile non tenere conto di quanto riportato nella Guida CEI 31-35, facendo invece riferimento alle indicazioni riportate in altre specifiche norme tecniche (peraltro "armonizzate") quali la norma EN 50272-2 (CEI 21-39) Edizione 2002 "Prescrizioni di sicurezza per batterie di accumulatori e loro installazioni. Parte 2: Batterie stazionarie", considerato che:

- la norma EN 50272-2 ai fini della protezione contro le esplosioni tiene già specificatamente conto della norma EN 60079-10 (CEI 31-30, norma che è stata sostituita, a partire dal 01.02.2010, dalla EN 60079-10-1 o CEI 31-87);
- non sussiste alcun obbligo di applicare la Guida CEI 31-35 e nessuna contestazione può essere mossa a chi segua il procedimento specifico che nel seguito sarà descritto, indicato peraltro dalle specifiche norme tecniche europee (armonizzate), anziché un procedimento generale previsto da una "guida" italiana che non riveste le caratteristiche di "norma tecnica" così come definita nel D.Lgs. 81/2008.

1.2 La valutazione del rischio di esplosione secondo la norma EN 50272-2

Da quanto riportato nella norma EN 50272-2, specificatamente finalizzata a prevenire il rischio di esplosione dove sono presenti batterie stazionarie (peraltro in accordo anche con quanto indicato all'allegato M della norma EN 62040-1 "Sistemi statici di continuità (UPS) – Parte 1: Prescrizioni generali e di sicurezza"), l'emissione di idrogeno che determina proprio il rischio di esplosione, si può considerare terminata un'ora dopo l'interruzione della corrente fornita dal caricabatterie; successivamente potrebbe ancora fuoriuscire del gas, rimasto intrappolato all'interno delle stesse batterie, a seguito della loro movimentazione. In ogni caso l'emissione di idrogeno avviene in misura minore durante la scarica della batteria.

Se la concentrazione in aria dell'idrogeno raggiunge il 4% (LEL dell'idrogeno) la miscela idrogeno-aria può esplodere; la norma EN 50272-2 prevede che la concentrazione di idrogeno, per evitare il rischio di esplosione, sia mantenuta significativamente al di sotto della soglia sopra indicata, attraverso un'adeguata ventilazione, preferibilmente di tipo naturale.

La norma EN 50272-2 indica come calcolare:

- la portata d'aria di ventilazione minima necessaria in un locale dove risultano presenti batterie stazionarie, servendosi della seguente formula:

$$Q = 0,05 \times n \times I_{gas} \times C_{rt} / 1000 \quad (1)$$

dove:

- Q = portata d'aria di ventilazione (m³/h)
- n = numero di elementi della batteria
- I_{gas} = corrente che produce gas (mA/Ah)
- C_{rt} = capacità nominale della batteria (in 10 h di scarica per le batterie al piombo e in 5 h di scarica per le batterie al nichel-cadmio) (Ah)

In assenza di specifiche indicazioni del costruttore in merito al valore della corrente I_{gas}, per le batterie stazionarie questo può essere ricavato dalla seguente tabella:

Tipo di carica	Tipo di accumulatore		
	Aperto al piombo (mA/Ah)	A valvole al piombo (mA/Ah)	Aperto al nichel-cadmio (mA/Ah)
Carica rapida	20	8	50
Carica in tampone	5	1	5

Tabella 1 – Valori di I_{gas} per batterie stazionarie

Quando nello stesso locale è presente più di una batteria, la portata di ventilazione deve essere calcolata come somma delle singole portate d'aria di ventilazione.

- la superficie delle aperture di ventilazione che garantiscono la necessaria portata d'aria (ipotizzando una velocità dell'aria nell'ambiente di 0,1 m/s):

$$A = 28 Q \quad (2)$$

dove:

A = sezione delle aperture di ventilazione (cm^2)

Q = portata d'aria di ventilazione totale (m^3/h)

La superficie A delle aperture va intesa "libera", cioè al netto di eventuali ostacoli al flusso dell'aria (grigliature, ecc.); l'aria estratta deve essere evacuata nell'atmosfera esterna all'edificio.

Se le batterie risultano installate all'interno di un armadio dedicato, facente comunque parte integrante dell'UPS, per evitare problemi legati al possibile accumulo di gas all'interno dell'armadio/contenitore, oltre al locale anche lo stesso armadio dovrà possedere il valore minimo di ventilazione sopra indicato.

La portata d'aria richiesta deve inoltre essere garantita generalmente mediante ventilazione naturale; soltanto se ciò non fosse possibile si può ricorrere alla ventilazione forzata localizzata (che, si precisa, non si somma a quella naturale ma deve considerarsi in alternativa a quest'ultima), garantendo comunque che eventuali anomalie all'impianto di ventilazione (ad es. assenza del flusso d'aria o abbassamento dello stesso al di sotto del valore minimo necessario) devono essere rilevate (mediante flussometro o relè amperometrico inserito sul circuito di alimentazione dell'aspiratore) e devono comportare il blocco, senza ritardo, dell'alimentazione elettrica dei carica-batteria.

Se le batterie dovessero essere installate all'aperto, la portata d'aria sopra indicata è di fatto sempre assicurata.

Inoltre è bene precisare che nelle immediate vicinanze di una batteria in carica, anche in presenza della ventilazione sopra indicata, la norma EN 50272-2 prevede comunque la formazione di una zona pericolosa che, per le sue caratteristiche, deve essere classificata, secondo quanto previsto nella norma EN 60079-10-1 (CEI 31-87), come "zona 1"; tale zona si estende in qualunque direzione (ad andamento sferico) per una distanza "d", espressa in mm, dalle sorgenti di emissione del gas dalla batteria (valvole della batteria stessa o aperture superiori di ventilazione dell'involucro che contiene la batteria) che nel caso delle batterie stazionarie è pari a:

$$d = 28,8 \times (I_{gas})^{1/3} \times (Crt)^{1/3} \quad (3)$$

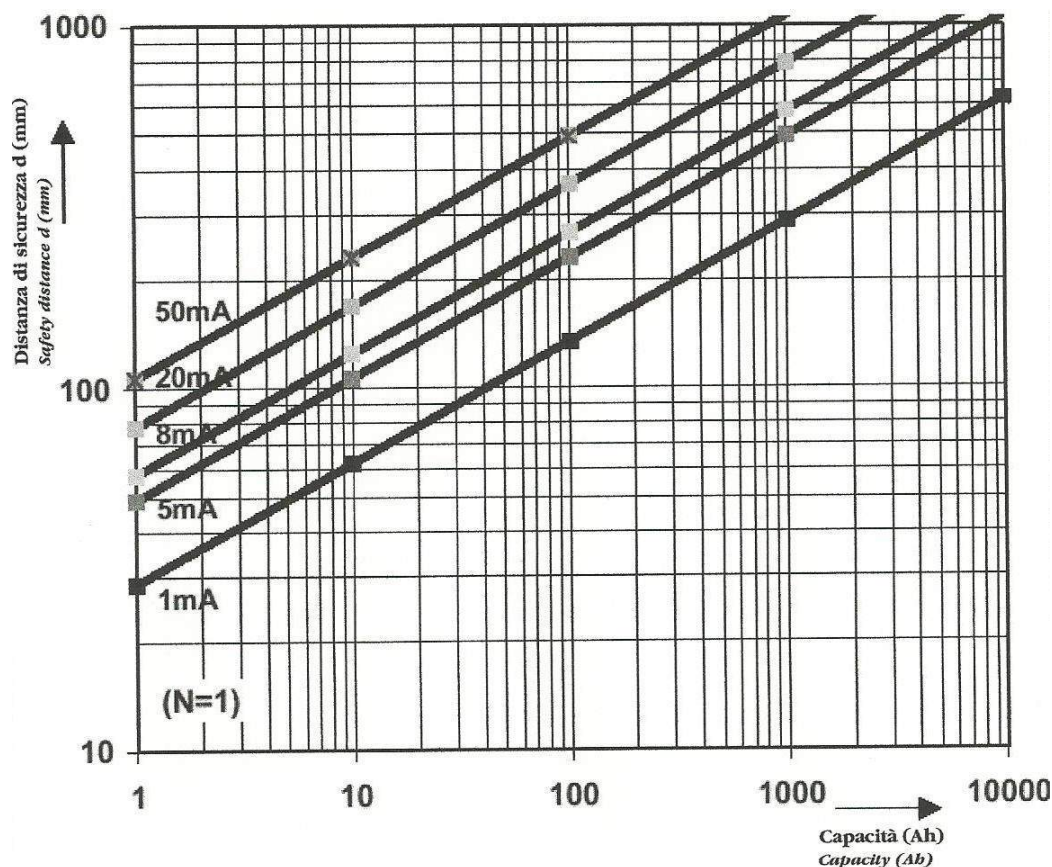
A tal proposito si fa presente che:

- il valore della distanza “d” che si ottiene con la formula precedente (in generale dell'ordine di alcune decine di cm) è un valore massimo; infatti nelle batterie di accumulatori che sono parte integrante di un sistema di alimentazione (quali quelle degli UPS) è possibile adottare, su espressa indicazione del relativo costruttore dell'intero sistema, una distanza “d” anche di valore inferiore;
- per batterie monoblocco con N celle per monoblocco, la distanza d va moltiplicata per il coefficiente $(N)^{1/3}$;
- nel caso di più batterie installate l'una accanto all'altra dovrà tenersi conto dell'inviluppo geometrico delle varie distanze “d” ciascuna riferita ad ogni singola batteria.

Al fine di prevenire le esplosioni dove sono installate o dove sono presenti le batterie è pertanto sufficiente:

- dotare i suddetti locali delle aperture di ventilazione necessarie e, se questo non è possibile, prevedere una idonea ventilazione forzata;
- non installare in zona 1 alcun componente elettrico;
- installare eventualmente in zona 1 esclusivamente componenti elettrici (incluse le stesse batterie – vedasi par. 6 Conclusioni) di tipo Ex 2G, marcati CE ai sensi della direttiva 94/9/CE e della norma CEI 31-33 Edizione 2010 (Fascicolo 10204).

Il valore della distanza d può anche essere ottenuto adoperando il seguente diagramma, in funzione della capacità assegnata (Ah) per vari valori della corrente di carica I (mA/Ah), riportato alla Fig. B.1 della norma EN 50272-2:



2. La valutazione del rischio di esplosione nelle cabine di trasformazione MT/BT

La norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) “*Impianti elettrici con tensione superiore ad 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni*” agli articoli 7.5.7.1 (Ventilazione dei locali batterie) e 9.2.2. (Alimentazione in c.c.) prevede esplicitamente l'utilizzo di batterie (facenti parte di UPS) anche all'interno delle cabine di trasformazione MT/BT; anche in relazione a quanto indicato nella norma CEI 0-16, Edizione 2012 “*Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*”, oggi si va sempre più diffondendo l'utilizzo di UPS all'interno delle cabine di trasformazione MT/BT.

In particolare nella Guida CEI 11-35, II edizione “*Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale*” all'art. 4.4 si fa esplicito riferimento al “*Locale batterie e UPS*”, precisando che lo stesso deve essere costruito in conformità alle prescrizioni, già indicate nella presente memoria per le sale di controllo delle cabine di riduzione gas metano, della norma EN 50272-2 e che il progettista “*dovrà verificare la congruità dell'aerazione del locale e della posizione delle aperture, da calcolare in funzione dell'emissione di gas idrogeno dalle batterie*”.

Nell'Allegato B della stessa Guida CEI è stata anche riportata una sintesi delle prescrizioni della Norma EN 50272-2 utili allo scopo oltre ad un pratico esempio di calcolo.

3. La valutazione del rischio di esplosione nei luoghi dove si effettua la ricarica di batterie di trazione

Nel caso specifico occorre considerare la particolare norma “armonizzata” EN 50272-3 (CEI 21-42) Edizione 2003 “*Prescrizioni di sicurezza per batterie di accumulatori e loro installazioni. Parte 3: Batterie di trazione*”.

Tale norma tecnica si differenzia dalla già esaminata EN 50272-2 (CEI 21-39) inerente le batterie stazionarie solo per quanto riguarda:

- I valori caratteristici della I_{gas} , indicati nella tabella che di seguito si riporta:

Tipo di carica	Tipo di accumulatore		
	Aperto al piombo (mA/Ah)	A valvole al piombo (mA/Ah)	Aperto al nichel-cadmio (mA/Ah)
Carica rapida	60	15	50
Carica in tampone	50 - 70	(1)	50

- (1) Le batterie di trazione del tipo a valvole al piombo vengono ricaricate soltanto con carica rapida

Tabella 2 – Valori di I_{gas} per batterie di trazione

- Il valore “A” della sezione delle aperture di ventilazione (cm^2) del locale, che dovrà essere opportunamente maggiorato nel caso di locali con volume libero inferiore a $2,5 Q m^3$.
- Il valore della distanza “d” di estensione della zona pericolosa nelle immediate vicinanze di una batteria in carica, che la norma EN 50272-3 prevede sia sempre pari a $d = 0,5 m$.
- Il valore della superficie delle aperture di ventilazione da realizzare sui contenitori di batterie, nei compartimenti o sulle coperture, in modo che durante la scarica o i

periodi di riposo, non si determinino pericolosi accumuli di gas, da determinarsi con la seguente formula:

$$A = 0,005 \times n \times C_5 \quad (4)$$

dove:

A = superficie totale della sezione delle aperture di ventilazione (cm²)

n = numero di elementi della batteria

C₅ = capacità assegnata della batteria a 5h (Ah)

4. Altre particolarità sugli impianti elettrici nelle cabine di riduzione gas metano

4.1 Applicazione del D.M. 37/2008 agli impianti elettrici nelle cabine di riduzione gas metano

Si ricorda che ai sensi del D.M. 37/2008 *“Regolamento concernente l’attuazione dell’articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all’interno degli edifici”*, gli impianti elettrici in tutti i luoghi con pericolo di esplosione ubicati all’interno di edifici sono soggetti ad obbligo di progetto, redatto da un professionista iscritto all’albo professionale nell’ambito delle sue specifiche competenze, ed i lavori di installazione, trasformazione, ampliamento e manutenzione straordinaria degli stessi devono essere eseguiti da imprese abilitate o, nel caso di imprese non installatrici, dagli uffici tecnici interni, che al termine dei lavori devono comunque rilasciare apposita dichiarazione di conformità dell’impianto elettrico alla regola d’arte, redatta sulla base dei modelli riportati agli allegati I (imprese installatrici abilitate) e II (uffici tecnici interni) al D.M. 19.05.2010.

Tali considerazioni valgono evidentemente anche per gli impianti elettrici realizzati negli edifici che costituiscono le cabine di riduzione gas metano.

4.2 Applicazione del DPR 462/01 alle cabine di riduzione gas metano

Il D.P.R. 462/01 *“Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”*, anche nel caso specifico impone al datore di lavoro:

- ai sensi del Capo II, art. 2, di effettuare la denuncia dell’impianto di messa a terra e/o di protezione dalle scariche atmosferiche inviando (in allegato agli specifici modelli opportunamente predisposti) la/e relativa/e dichiarazione/i di conformità all’INAIL (ex ISPESL) ed alla ASP o ARPA competenti per territorio, nonché di fare effettuare sugli stessi impianti, ai sensi dell’art. 3 le verifiche a campione da parte dell’INAIL (ex ISPESL) ed ai sensi dell’art. 4 le verifiche periodiche biennali da parte della ASP o ARPA o organismi individuati dal Ministero dello Sviluppo Economico.
- ai sensi del Capo III, art. 5, di effettuare la denuncia dell’impianto elettrico nei luoghi con pericolo di esplosione inviando (in allegato agli specifici modelli opportunamente predisposti) la relativa dichiarazione di conformità alla ASP o ARPA competenti per territorio, nonché di fare omologare lo stesso impianto (prima della messa in esercizio) dalla ASP o ARPA competenti per territorio e di fare effettuare, ai sensi dell’art. 6 le verifiche periodiche biennali sempre sullo stesso impianto elettrico da parte della ASP o ARPA o organismi individuati dal Ministero dello Sviluppo Economico.

5. Considerazioni finali

Abbiamo visto come le norme EN 50272-2 ed EN 50272-3 riportano le metodologie da seguire per effettuare la valutazione del rischio di esplosione quando ci troviamo in presenza rispettivamente di batterie stazionarie e di batterie di trazione, in modo da poter prevenire, nei vari ambienti di installazione, il rischio di esplosione dovuto all'emissione di gas idrogeno dalle stesse batterie.

Dall'analisi di tali metodologie appare chiaro che lo stesso rischio di esplosione, anche realizzando idonee superfici di ventilazione o dotando gli ambienti di ventilazione forzata, rimane comunque, negli stessi ambienti, limitato alla zona di pericolo (zona 1) nella quale come componenti dell'impianto elettrico sono generalmente presenti proprio le sole stesse batterie.

Per eliminare o ridurre il rischio di esplosione tali batterie, anche in relazione a quanto riportato al termine del paragrafo 1.2 e nel D.Lgs. 81/2008, dovrebbero di conseguenza risultare "antideflagranti", di tipo Ex 2G, marcate CE ai sensi della direttiva 94/9/CE e della norma CEI 31-33 Edizione 2010 (Fascicolo 10204), anche se purtroppo ad oggi non sono diffuse in commercio, salvo che per particolari casi, batterie di tale tipologia.

Non utilizzando batterie "antideflagranti" il problema, in assenza peraltro di ulteriori specifiche indicazioni da parte delle norme tecniche, si può quindi attualmente ed esclusivamente risolvere solo considerando come "accettabile", come peraltro l'esperienza fino ad oggi ci ha insegnato specialmente nel caso delle batterie "sigillate o ermetiche", il rischio di esplosione nella "zona 1" in prossimità delle stesse batterie.

Bibliografia

- [1] "Il locale batterie – La soluzione già indicata dalle norme", *TuttoNormel*, febbraio 2009, pp. 3-8
- [2] "UPS – Gruppo di continuità statico", *TuttoNormel*, aprile 2013, pp. 3-17
- [3] D.Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro" e s.m.i.
- [4] D.Lgs. 12 giugno 2003, n. 233 "Attuazione della direttiva 1999/92/CE relativa alle prescrizioni minime per il miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori esposti al rischio di atmosfere esplosive"
- [5] D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 "Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici" e s.m.i.
- [6] D.M. 19 maggio 2010 "Modifica degli allegati al D.M. 22.01.2008, n.37, concernente il regolamento di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici."
- [7] D.P.R. 22 ottobre 2001, n.462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi"
- [8] Norma UNI 9167, Edizione maggio 2009 "Impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale – Progettazione, costruzione collaudo"
- [9] Norma EN 60079-10-1 (CEI 31-87) "Atmosfere esplosive. Parte 10-1: Classificazione dei luoghi. Atmosfere esplosive per la presenza di gas"
- [10] Guida CEI 31-35 Edizione 2012 "Atmosfere esplosive. Guida alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas in applicazione della Norma CEI EN 60079-10-1 (CEI 31-87)"
- [11] Norma EN 60079-14 (CEI 31-33), Edizione 2010 (Fascicolo 10204) "Atmosfere esplosive. Parte 14: Progettazione, scelta e installazione degli impianti elettrici"

- [12] Norma EN 50272-2 (CEI 21-39) Edizione 2002 *“Prescrizioni di sicurezza per batterie di accumulatori e loro installazioni. Parte 2: Batterie stazionarie”*
- [13] Norma EN 62040-1 *“Sistemi statici di continuità (UPS) – Parte 1: Prescrizioni generali e di sicurezza”*
- [14] Norma EN 61936-1 (CEI 99-2) *“Impianti elettrici con tensione superiore ad 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni”*
- [15] Norma CEI 0-16, Edizione 2012 *“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”*
- [16] Guida CEI 11-35, II edizione *“Guida per l’esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale”*
- [17] Norma EN 50272-3 (CEI 21-42) Edizione 2003 *“Prescrizioni di sicurezza per batterie di accumulatori e loro installazioni. Parte 3: Batterie di trazione”*

Banco di verifica della taratura per VIC

F. Di Rocco*, F. Rossetti*, A.F.Cosentini**

*INAIL – UOT CVR Verona

**INAIL – UOT CVR Catanzaro

1 Sommario

La presente memoria descrive l'esperienza di taratura delle valvole di intercettazione del combustibile (VIC) effettuata dall'UOT settore ricerca e certificazione di Verona e la confronto con altre esperienze.

Nell'estate del 2011 la MADAS, aziende operante nel settore delle valvole per il filtraggio la regolazione e l'intercettazione del gas, sita nella zona industriale di Legnago (VR), ha richiesto al Dipartimento Territoriale di Verona l'intervento di taratura delle Valvole di Intercettazione del Combustibile (VIC).

A seguito del primo tentativo di taratura l'azienda è stata disposta a realizzare nuovi banchi e a concepire un diverso processo di taratura seguendo i suggerimenti dispensati dal dipartimento, ciò a portato alla realizzazione di banchi precisi ed accurati e ad un processo di taratura efficiente efficace.

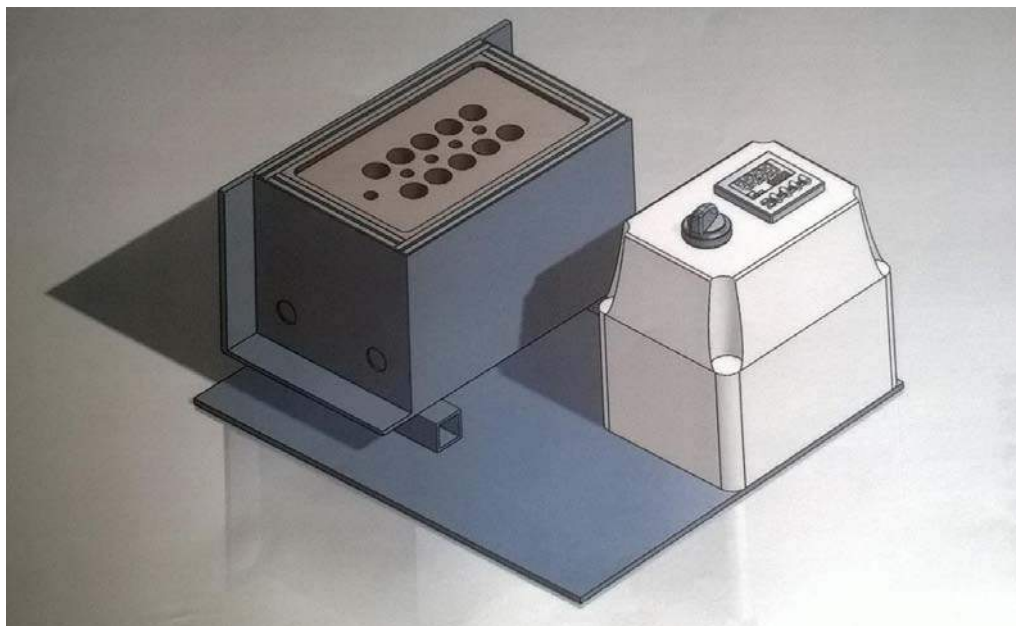


Figura 1 – Banco di verifica della taratura

2 La VIC

La valvola di intercettazione del combustibile (VIC) è un dispositivo di sicurezza molto affidabile, normato dalla specifica tecnica del D.M. n° 33 del 1/12/1975, la Raccolta R. Le VIC sono strutturate così da garantire in ogni condizione un ottimo livello di sicurezza intervenendo sull'aumento della temperatura oltre una certa soglia.

2.1 Definizione normativa della VIC

La VIC è una: "Valvola ad azione positiva che automaticamente intercetta il flusso del combustibile in caso di sopraelevazione della temperatura dell'acqua in modo da impedire che sia superata la temperatura di sicurezza prefissata. Si intende per valvola autoazionata una valvola azionata dalla stessa energia da controllare. Il ripristino

dell'apporto di calore deve avvenire solo con intervento manuale” (*Punto 9.4 Cap. R.1.B. della Raccolta R*)

Riguardo il suo scopo e la sua installazione: “Le valvole di intercettazione del combustibile devono essere a sicurezza positiva, non azionate da energia esterna ed intervenire in modo da evitare che la temperatura dell'acqua nel generatore non superi la temperatura di sicurezza prefissata (con la tolleranza necessaria per evitare l'intervento del dispositivo in conseguenza della sopraelevazione della temperatura che si verifica all'atto dello spegnimento del bruciatore) ed in modo da arrestare l'afflusso del combustibile, liquido o gassoso, al bruciatore. Il ripristino dell'apporto di calore deve avvenire solo con intervento manuale. L'elemento sensibile delle valvole di intercettazione del combustibile deve essere immerso nella corrente d'acqua calda della tubazione di uscita entro 1 m dal generatore a monte di qualsiasi organo di intercettazione e piombato dall'installatore” (*Par. 4 Cap. R.2.A. della Raccolta R*).

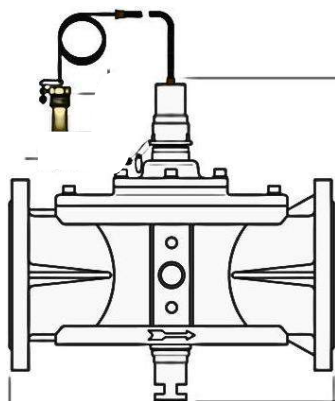


Figura 2 – Valvola di Intercettazione del Combustibile (VIC)

2.2 Struttura e funzionamento delle VIC

Una VIC può essere scomposta principalmente in due componenti: il corpo principale e il capillare

2.2.1 Il corpo principale

Il corpo principale della valvola rappresenta la parte della valvola attraversata dal combustibile, ovvero la parte dove avviene l'arresto vero e proprio del combustibile.

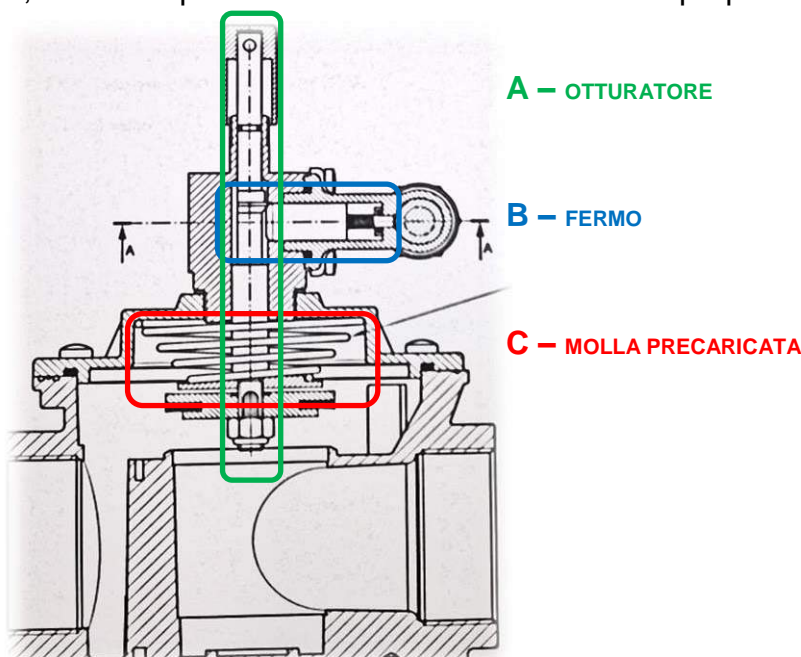


Figura 3 – Sezione di una VIC, nel dettaglio

1. una parte del *corpo* è adibita al passaggio del combustibile che attraversa il corpo principale da parte a parte.
2. spostandosi verso il centro il combustibile cambia direzione incanalandosi in un condotto che lo porta ad un restringimento.
3. nel restringimento una *molla precaricata* (Figura 3 – C) tiene sotto pressione un *otturatore* (Figura 3 – A) bloccato da un *fermo* (Figura 3 – B)
4. il fermo viene tenuto in posizione di blocco da un secondo *sistema a molla* precaricato così che il fermo non svincoli l'otturatore
5. una bobina di capillare riscaldandosi aumenta di volume e preme sul sistema a molla così da svincolare il fermo e lasciare l'otturatore libero di scorrere e arrestare il combustibile
6. il sistema a molla vincola la risalita dell'otturatore fino a quando la temperatura non scende al di sotto di una certa soglia (di solito tra gli 86°C e i 90°C)

N.B. lo svincolo del fermo si ha anche con spostamenti del sistema a molla in verso opposto a quello che si ha nel caso di riscaldamento della bobina di capillare, il caso di rottura del capillare o di temperature basse alle quali il capillare non garantisce un buon funzionamento, questo rende il sistema a *sicurezza intrinseca* oltre che a sicurezza positiva.

2.2.2 Il capillare

Il capillare rappresenta la parte che richiede più attenzione da parte degli operatori alla taratura, oltre ad essere costituita in materiale poco resistente è una parte totalmente separata dal corpo principale della valvola ed è interamente dedicata alle fasi di rilevamento della temperatura e innesco del processo di arresto del sistema.

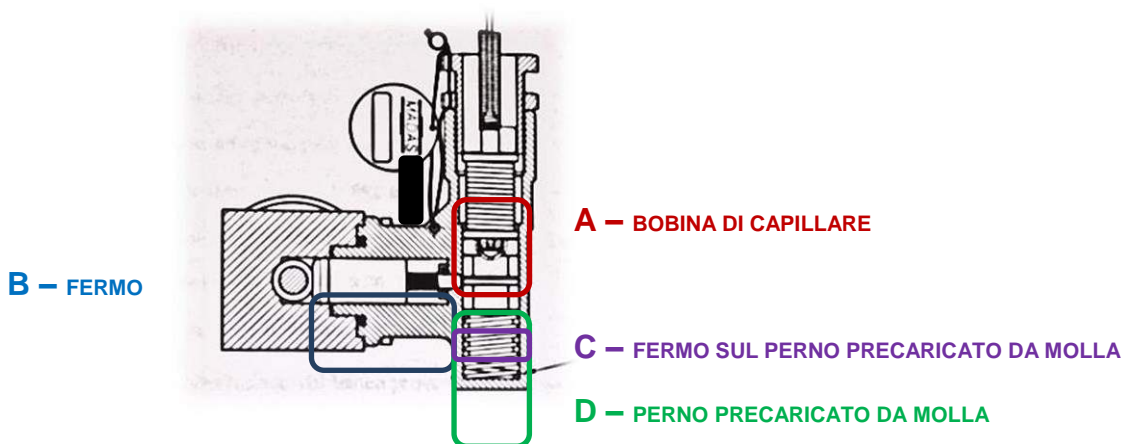


Figura 4 - sezione del capillare direttamente collegato al corpo valvola, nel dettaglio.

Il capillare può essere suddiviso in diversi componenti seguendo le fasi della rilevazione della temperatura e attivazione del sistema:

1. la sonda, o *bulbo*, viene inserita sulla mandata dell'acqua calda, è costituita da un cilindro di materiale conduttivo, solitamente rame, a cui si attacca il capillare, è riempito di olio o idrocarburo che si dilata con l'aumento della temperatura
2. il *capillare* vero e proprio, ovvero un tubicino riempito di olio o idrocarburo che collega il bulbo con la bobina ed è lungo dai 2 ai 5 metri
3. la *bobina* (Figura 4 – A), è inserita in una cavità cilindrica di dimensioni molto ridotte, con il riscaldamento del capillare avvolto su un cilindro la bobina, così sviluppata, si espande, e le ridotte dimensioni della cavità in cui è inserita

costringono l'espansione in un'unica direzione, quella di scorrimento del *fermo sul perno precaricato da molla* (Figura 4 – C)

4. il *perno precaricato da molla* (Figura 4 – D) viene spinto dalla *bobina di capillare*
5. il *fermo sul perno* è un disco che fa parte del perno precaricato dalla molla, se la bobina muove il perno dalla sua posizione di equilibrio in un verso (aumento di temperatura) o nell'altro (rottura del capillare) il fermo del perno si sposta e causa lo svincolo del *fermo* (Figura 4 – B) dell'otturatore

3 La verifica della taratura

Mentre l'efficacia e la robustezza del sistema di arresto dell'afflusso del combustibile vengono verificati con la prova di tenuta sul corpo della valvola, la verifica della taratura riguarda più strettamente il capillare.

Lo scopo della VIC è quello di evitare che l'acqua calda diventi vapore, per fare questo l'acqua deve sempre rimanere al di sotto della temperatura di ebollizione alla pressione di esercizio, o comunque al di sotto dei 110°C.

I metodi per raggiungere lo scopo della taratura di una VIC sono diversi, il più semplice è quello di infilare la sonda in un fluido o in un pozzetto ad una temperatura inferiore ai 100°C ed aspettare che la VIC intervenga.

Il metodo descritto garantisce solo ed esclusivamente che la VIC interverrà prima o in corrispondenza della temperatura del fluido (o del pozzetto) della prova.

3.1 L'importanza di una corretta taratura

3.1.1 Conseguenze della taratura

La nuova Raccolta R definisce il volume di espansione dell'acqua calda in funzione della temperatura di intervento della valvola di intercettazione del combustibile (*Par 4 Cap R3B*):

$$V_E = V_A n / 100, \text{ volume di espansione in litri, ove:} \quad (1)$$

V_A = volume totale dell'impianto, in litri;

$n = 0,31 + 3,9 \times 10^{-4} t_m^2$;

t_m = temperatura massima ammissibile in °C riferita al l'intervento dei dispositivi di sicurezza.

Una differenza sostanziale nell'intervento delle protezioni rappresenta una differenza sostanziale nel volume dei vasi necessari, la qual cosa ha due risvolti:

1. sulla sicurezza, se una VIC interviene a 98°C e non a 92°C c'è un 10% di volume nel dimensionamento vasi che manca, vengono a mancare garanzie sulla sicurezza
2. sulla economia, se ho una caldaia a condensazione che raggiunge max 88°C e installo una VIC che interviene a 85°C e non 98°C risparmio oltre il 20% sui vasi.

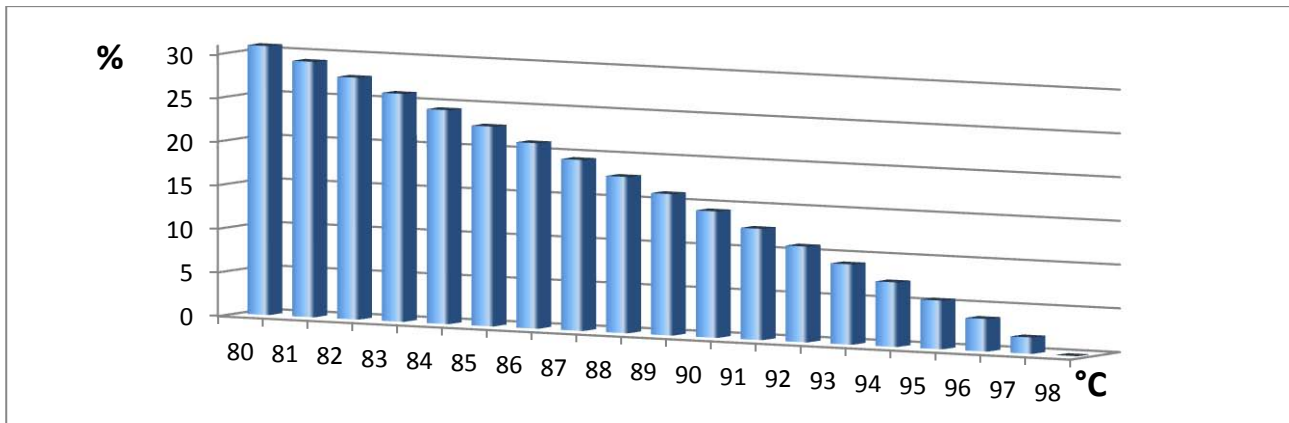


Figura 5 – Risparmio sul volume d'espansione in funzione Della T° di intervento della VIC.

3.1.2 Interventi intempestivi

Parlando di intervento di una VIC non bisogna dimenticare il funzionamento dell'impianto in cui è installata.

Nel caso in cui una VIC intervenisse molto presto, ad una temperatura di funzionamento di una caldaia di un impianto di riscaldamento ambienti, l'impianto:

1. la caldaia andrebbe in blocco causa mancanza di combustibile
2. le pompe si fermerebbero causa blocco della caldaia
3. i termosifoni si raffredderebbero presto mentre la sonda della VIC continuerebbe a segnalare acqua troppo calda per molto tempo
4. con il ripetersi della cosa la VIC verrebbe rimpiazzata, ma prima, tra la sostituzione e la consapevolezza degli interventi intempestivi sistematici, intercorrerebbe un periodo in cui la VIC potrebbe essere resa inattivabile, ad esempio sfilando la sonda dalla caldaia, questo vorrebbe dire esercizio dell'impianto senza sicurezza.

Si evince che seppure un intervento ad una temperatura di molto inferiore a quella di ebollizione sembri vantaggioso ai fini della sicurezza, perché è maggiore lo scarto tra intervento e soglia di rischio, in realtà la situazione è peggiorativa.

Proprio per evitare gli interventi intempestivi la VIC deve intervenire all'interno di un intervallo dichiarato nel certificato all'utilizzatore finale

4 Il processo di verifica della taratura

4.1 Processo di verifica della taratura per la normativa

Il processo di verifica della taratura si effettua tramite una vasca termostatica, definita nell'Appendice I della Raccolta R 2009. Dettagliando i componenti di cui è definita (si veda Figura 6) si possono trovare:

1. sonda termostatica;
2. sensore di controllo;
3. agitatore;
4. resistenza di riscaldamento;
5. livello liquido;
6. isolante termico;
7. termostato in prova.

Il processo di taratura si svolge come definito di seguito:

1. la vasca termostatica si imposta alla temperatura minima dell'intervallo di taratura
2. si infilano i bulbi nella vasca
3. si alza la temperatura della vasca

4. si blocca il termostato alla temperatura massima dell'intervallo di taratura
5. la temperatura della vasca si alza per inerzia di qualche grado
6. le VIC che intervengono fuori taratura vengono ritirate e riverificate

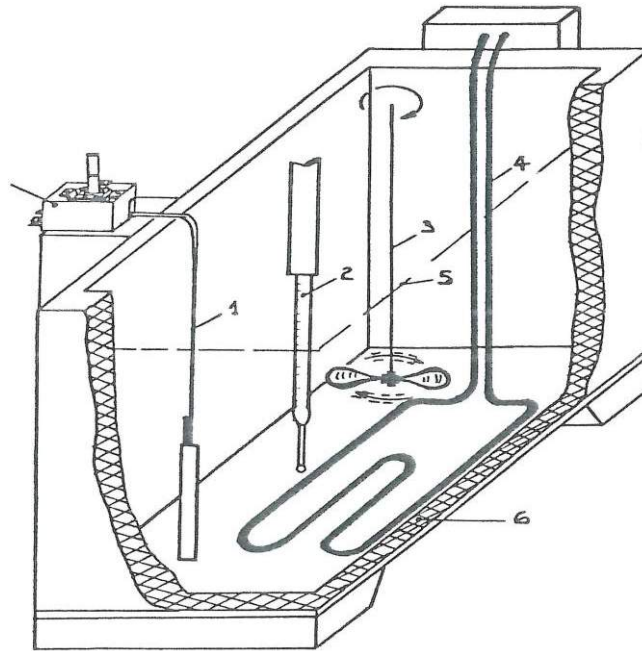


Figura 6 – vasca termostatica secondo la norma di settore, nel dettaglio:

Il processo così configurato non ha dato prova di affidabilità.

Recentemente sono state svolte dal Dipartimento di Verona verifiche di taratura di VIC presso costruttori diversi dalla MADAS nel territorio limitrofo alla provincia di Verona e alla regione Veneto, VIC di questi ultimi costruttori sono stati verificati su diversi impianti con, le VIC installate intervengono mediamente a temperature inferiori all'intervallo di taratura, spesso a 90°C, con uno scarto superiore al 10% sulla temperatura d'intervento dichiarata.

Se questi costruttori iniziassero a mettere sul mercato VIC per il settore delle caldaie a condensazione, ovvero VIC che dovrebbero intervenire intorno agli 85°C, si moltiplicherebbero i casi di intervento intempestivo con tutte le conseguenze del caso già descritte.

4.2 Processo di verifica della taratura suggerito alla MADAS

Alla fine del primo collaudo è stato consigliato alla MADAS di cambiare processo:

1. impostare la vasca termostatica 1 alla temperatura minima e la 2 alla massima
2. infilare i bulbi nella vasca termostatica 1
3. attendere i tempi di inerzia delle valvole
4. sfilare i bulbi
5. infilare i bulbi delle VIC non intervenute nella vasca termostatica 2
6. attendere i tempi di inerzia delle valvole
7. sfilare i bulbi
8. portare le VIC intervenute nella vasca termostatica 1 e le VIC non intervenute nella vasca termostatica 2 a ritare



Figura 7 – Banco di verifica della taratura della MADAS

Il processo nella vasca termostatica 1 (non intervento) e il processo nella vasca termostatica 2 (intervento) sono uno successivo all'altro, possono essere svolti come processi concorrenti su campioni di valvole successivi ovvero, dopo avere accertato il non intervento di un lotto nella vasca 1 e dopo averlo allestito nella vasca 2 si può verificare un nuovo campione di valvole nella vasca 1 intanto che si attende l'intervento nella vasca 2.

4.3 Strumenti di misura

A differenza di altre aziende che confrontano solo il termostato, ovvero effettuano accertamenti esclusivamente sul termoregolatore, abbiamo suggerito alla MADAS di effettuare una mappatura dell'intero banco: i termostati erano ampiamente all'interno della classe richiesta (classe II).

SCHEDA CONTROLLO TERMOREGOLATORI

Anno 2013 FY

Banco di collaudo NVF		Reparto PRDD.		Gruppo NVF	
Valore installato:					
Campo di temperatura 97°C ± 3°C Min. 5 rilievi			Tolleranze ± 1,5°C		Termometro fabbricato Nr.
Valori Termometro Campione: 1803000568	Valori rilievi in incremento	Errore assoluto	Valori Termometro Campione: 1803000568	Valori rilievi in decremento	Errore assoluto

Figura 8 – Taratura di una concorrente

La mappatura ha evidenziato degli errori molto variabili che sono stati risolti inserendo un offset nella scala di misura.

Gli effetti dell'OFFSET hanno ridimensionato gli scarti dei singoli pozzetti in modo molto sensibile, si veda la Figura 9, in alto il grafo degli scarti in °C alla temperatura di 93°C a sinistra con media di 94,03 senza correzione, a destra con un offset di 0,8°C media di 93,23, in basso il grafo degli scarti in °C alla temperatura di 98°C a sinistra con media di 98,79 senza correzione, a destra con un offset di 0,8°C media di 97,99°C

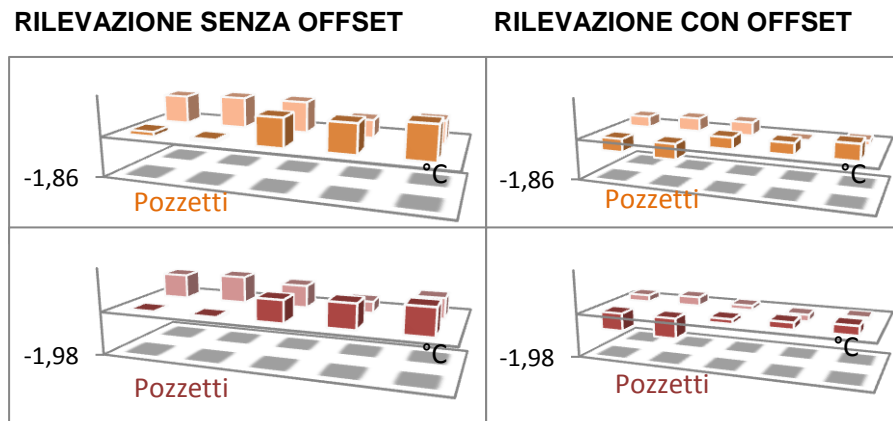


Figura 9 – Taratura semplice e mappatura del banco della MADAS per singolo pozzetto:

5 Conclusioni

Un dispositivo di sicurezza deve avere una verifica di non intervento per temperature non “sensibili” e una verifica di intervento all’interno dell’intervallo “sensibile”.

Il processo per verificare un processo di questo tipo deve essere un processo a “soglie”, difficile da realizzare in modo efficace con un solo banco, per questo si suggerisce di usare un banco (vasca termostatica) per ogni soglia.

Configurazione degli accessori nei recipienti in pressione ad uso medicale

F. Rossetti*, F. Di Rocco *, A.F.Cosentini**,C.Luciano***

*INAIL – UOT CVR Verona

**INAIL – UOT CVR Catanzaro

***INAIL – UOT CVR Brescia

1 Sommario

Gli ospedali e le strutture mediche in generale comprendono sempre di più una moltitudine di impianti di ogni genere:

- generatori di vapore
- impianti di riscaldamento
- impianti ad aria compressa ad uso tecnologico
- impianti ad aria compressa e gas ad uso medico
- impianti di refrigerazione di grandi volumi
- impianti elettrici
- impianti di sollevamento

oltre a tutte le attrezzature e le macchine dedicate a diagnostica a terapie mediche.

L'impegno tecnico per seguire tutti questi impianti, e quindi conoscere le relative normative, richiede professionalità ad alta specializzazione specifica.

Le normative che coprono gli impianti installati ad uso medico sono normative internazionali che non riguardano soltanto l'aspetto della sicurezza degli operatori sanitari e dei lavoratori circostanti in generale, ma ovviamente anche la sicurezza e la salute del paziente dal punto di vista medico.

La temperatura dell'ambiente, la purezza dell'aria, la purezza e le condizioni fisiche dell'ossigeno, tutti aspetti marginali per lavoratori in salute ma comunque normati, seppur in modo blando, vengono normati con regolamentazioni molto dure nel caso ospedaliero. Entrando nello specifico delle normative verrà approfondito un punto fondamentale presente in moltissime di esse che rischia di essere controproducente nel caso medico mentre potrebbe essere superato dai nuovi prodotti messi sul mercato.

Storicamente ogni tipo di norma e guida di buona prassi ha proibito la presenza di intercettazioni a monte di ogni dispositivo di sicurezza, anche se gli impianti vengono installati in locali ad uso tecnico con accesso esclusivo al personale addetto; la professionalità degli addetti infatti non è una garanzia tale da poter escludere il caso di una intercettazione lasciata chiusa alla fine di una manutenzione ordinaria a causa di una dimenticanza o errore umano.

Gli impianti che potrebbero beneficiare della presenza di una intercettazione a monte di una sicurezza, ovviamente a scapito della sicurezza stessa, sono ovviamente molte, il vero problema è che diverse di queste entrano in conflitto con le procedure di verifica di sicurezza dell'impianto andando a ledere la sicurezza della qualità del "medicinale" verso i pazienti.

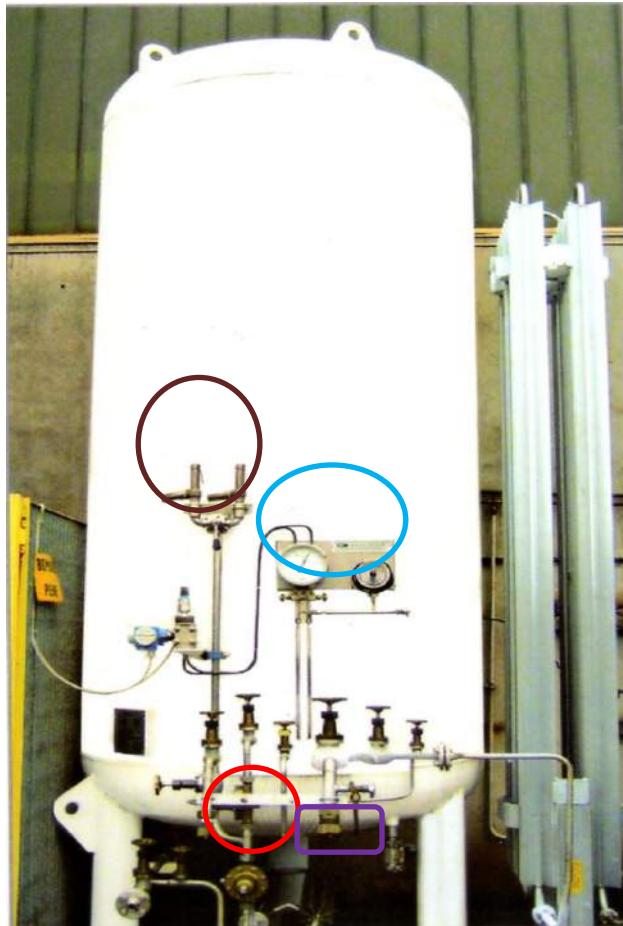
2 Criticità tra la sicurezza dei lavoratori e la sicurezza dei pazienti

Di seguito alcuni casi di "insofferenza" degli addetti sanitari nei confronti di problematiche dovute allo svolgimento di collaudi o alla presenza di specifiche prescrizioni nelle normative.

2.1 Criticità

2.1.1 L'impianto criogenico

La presenza di impianti criogenici è dovuta alla produzione di aria medicinale per sintesi da O₂ e N₂, come descritto nella European Pharmacopea, l'istituto europeo che si occupa di armonizzare le farmacopee (norme mediche) dei paesi europei.



A – VALVOLE DI SICUREZZA CON TRE VIE

B – LIVELLOMETRO E MANOMETRO

C – REGOLATORE DI PRESSIONE

D – EVAPORATORE

Figura 1 – Serbatoio criogenico accessoriato

Durante la verifica dell'integrità decennale del serbatoio criogenico è necessario verificare la tenuta del vuoto nell'intercapedine, la sola lettura del vuoto non è significativa perché l'intercapedine deve tenere anche in caso di intervento della valvola di sicurezza, ovvero 110% della taratura della pressione massima d'esercizio (apertura completa delle valvole di sicurezza).

La procedura della verifica della tenuta si svolge in sequenza:

1. montaggio dello strumento di lettura del vuoto
2. esclusione delle valvole di sicurezza
3. messa in pressione dell'impianto
 - a. la strategia migliore è sempre quella della ricarica del serbatoio in occasione della verifica
 - b. è possibile comunque alzare la pressione gassificando la sostanza liquefatta, ciò implica

- i. sostituzione o ritaratura del regolatore di pressione, che viene normalmente utilizzato per l'esercizio, con uno ad hoc (non funzionante) per la verifica dell'impianto
 - ii. riscaldamento del serpentino di evaporazione per accelerare il passaggio a gas
4. letture periodiche del vuoto
 5. raggiungimento e mantenimento della pressione richiesta
 6. lettura finale
 7. scarico dell'impianto e riassetto dell'impianto alle condizioni di normale esercizio

L'operazione 3.b.i compromette la purezza dell'aria, normalmente ossigeno, immessa nella rete.

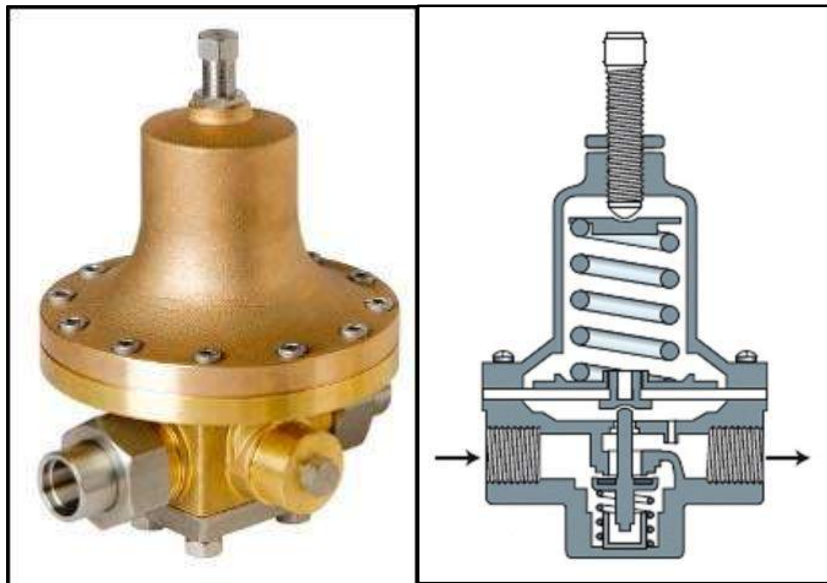


Figura 2 - Regolatore di pressione in prospettiva e sezione schematica

Vi sono poi problematiche relative alla formazione di cristalli di ghiaccio all'interno del serbatoio, derivanti dall'umidità ambientale introdotta nel sistema durante la sostituzione dei riduttori, che possono essere causa di usura interna.

2.1.2 Serbatoi d'aria compressa ad uso medico.

La presenza di circuiti di aria compressa può essere dovuta sia alla produzione di gas tecnici che alla produzione di gas respirabili o medicinali secondo i requisiti richiesti da European Pharmacopea.



Figura 3 – Serbatoio di aria compressa accessoriatato

Nei serbatoi di stoccaggio dell'aria ad uso medico, così come in quelli ad uso tecnologico, è necessario verificare il corretto dimensionamento della valvola di sicurezza in:

- portata, la portata della valvola di sicurezza deve essere superiore a quella dei compressori a cui è asservito il serbatoio;
- pressione, la pressione di taratura della valvola di sicurezza deve essere inferiore a quella del serbatoio su cui è montata

Se è vero che la verifica della portata può essere fatta in modo "cartaceo" o verificando la sezione della valvola, la verifica della taratura deve essere fatta "a banco" con la procedura seguente:

1. si esclude il serbatoio dal circuito di alimentazione dell'aria compressa
2. si scarica il serbatoio

3. si smonta la valvola di sicurezza
4. si monta la valvola di sicurezza su un banco di prova
5. si verifica la taratura con gruppo di compressione
6. si rimonta la valvola di sicurezza sul serbatoio

L'operazione 3, lo smontaggio della valvola di sicurezza, prevede la contaminazione del serbatoio da parte di polveri e agenti inquinanti che rendono vane le operazioni di filtraggio ed essiccazione dell'aria secondo le norme European Pharmacopoeia (si veda una verifica di una ditta incaricata in figura 4).

RAPPORTO DI PROVA N° 13A36578

Descrizione del campione: Aria Medica®
 Luogo di prelievo:
 Richiedente:
 Data esecuzione rilevamento:
 Identificazione punto di prelievo:

STRUMENTAZIONE

Parametro	Tipo	Matricola	Principio di misura	Sensibilità	Data taratura	Scadenza taratura
H2O			Elettrolitico	0,1 ppm	N/A	N/A
CO2			NDIR	1 ppm	06/06/2013	06/11/2013
CO			NDIR	0,1 ppm	06/09/2013	06/11/2013
SO2			FLUORESCENZA UV	0,01 ppm	06/09/2013	06/11/2013
NOx			CHEMILUMINESCENZA	0,01 ppm	06/09/2013	06/11/2013
O2			PARAMAGNETICO	0,1%	06/09/2013	06/11/2013
Olio			FTIR	0,05 mg/m3	10/11/2012	10/11/2013

ESITO D'ESAME

Determinazione	Risultato	u.m.	Limiti	Metodo	04/10	28/10
Acqua	61,9	ppm V/V	<=67	EP ed. 7.3 2012 01/2009:1238	04/10	28/10
Monossido di carbonio	1,2	ppm V/V	<=5	EP ed. 7.3 2012 01/2009:1238	04/10	28/10
Diossido di carbonio (CO2)	383	ppm V/V	<=500	EP ed. 7.3 2012 01/2009:1238	04/10	28/10
Biossido di zolfo	< 0,01	ppm V/V	<=1	EP ed. 7.3 2012 01/2009:1238	04/10	28/10
Ossidi di azoto	< 0,01	ppm V/V	<=2	EP ed. 7.3 2012 01/2009:1238	04/10	28/10
Ossigeno	21,1	% V/V	20,4-21,4	EP ed. 7.3 2012 01/2009:1238	04/10	28/10
Olio	< 0,05	mg/m3	<=0,1	* FU ed XII 2009 1238 pag 599-602	04/10	28/10

Limiti riferiti a European Pharmacopoeia - 1238 - Aria Medica®

Figura 4 – Rapporto di una verifica a valle di un circuito dell'aria compressa

Lo stesso standard definisce il migliore modo di filtrare l'aria, il serbatoio è a valle di una serie di processi di condizionamento, questo a causa della variabilità della portata in uscita, ovvero della richiesta da parte dei pazienti.

2.1.3 L'impianto di riscaldamento.

La normativa Farmacopea non trascura neppure gli aspetti relativi alla climatizzazione di locali al fine di consentire il benessere sia dei pazienti che dei lavoratori.



Figura 5 – Caldaia per acqua calda accessoriata con.

Riguardo l'impianto, vista la necessità di installare i vasi senza che questi possano essere intercettati, non è possibile, in caso di rottura del diaframma del vaso, sostituire i vasi senza intercettare tutto il ramo riscaldato a cui il vaso è asservito, ciò può comportare disagi nelle sale di degenza.

2.2 Possibili soluzioni

Nessuna delle criticità esposte può definirsi molto grave, vi sono molti dispositivi di controllo, ampiamente normati, che vigilano su ciò che viene introdotto nell'ospedale a qualunque livello, dalla temperatura dell'aria nelle sale alla sua composizione. Trascurando il malaugurato caso in cui alcuni dispositivi non funzionassero o che comunque non ci fossero intempestivi interventi per sostituire ciò che viene segnalato come non conforme con ciò che è conforme, le criticità rappresentano comunque un problema sia per i manutentori che per gli addetti delle strutture mediche.

2.2.1 L'impianto criogenico

Negli apparecchi criogenici c'è la possibilità di utilizzare una valvola a sfera a tre vie per escludere una delle due valvole di sicurezza installate (si veda la lettera *B* di figura 1) durante le verifiche pur di utilizzare un filo metallico per bloccare la valvola a sfera al centro, rendendo così operative entrambe le valvole di sicurezza; per evitare manomissioni è necessario utilizzare un piombo che le blocchi così che un eventuale manomissione sia facilmente riscontrabile.

Può essere proficuo implementare il sistema della valvola a tre vie piombata anche per il regolatore di pressione:

- La valvola a tre vie viene normalmente piombata sul regolatore di pressione
- In caso di verifica d'integrità si rompe il sigillo e si devia il flusso dal regolatore ad un tubo che lo porta all'evaporatore diretto alla parte alta del serbatoio dove è stoccato il gas in equilibrio con il liquido
- alla fine della verifica si ripiomba la valvola in apertura verso il regolatore.

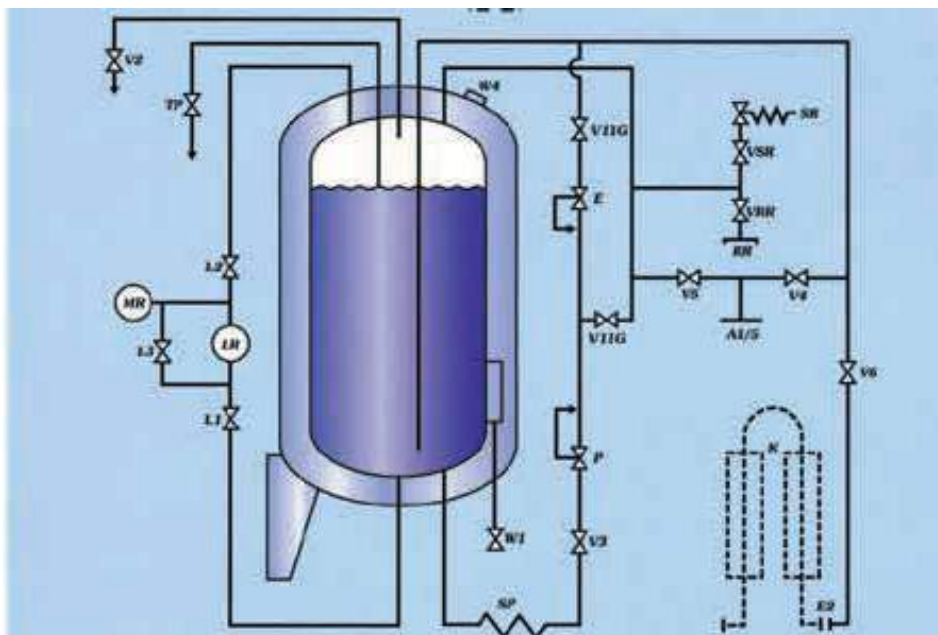


Figura 6 – Disegno schematico di un criogenico, la parte in rosso è la modifica proposta

Nei casi di sostituzione frequente del regolatore sarebbe opportuno uno sfiato all'uscita del regolatore per eventuali bonifiche.

2.2.2 Serbatoi d'aria compressa ad uso medico

La criticità dei compressori è dovuta soprattutto alla posizione del serbatoio nella catena filtrazione e condizionamento dell'aria che sarebbe inopportuno modificare.

Viste le ultime novità del mercato si può provvedere ad una intercettazione con lucchetto o a chiave che si blocchi in apertura, le operazioni sarebbero:

1. Disattivazione del compressore
2. Intercettazione tra compressore e serbatoio
3. Intercettazione della valvola di sicurezza
4. Smontaggio e verifica della valvola
5. Riassetamento dell'impianto andando a ritroso

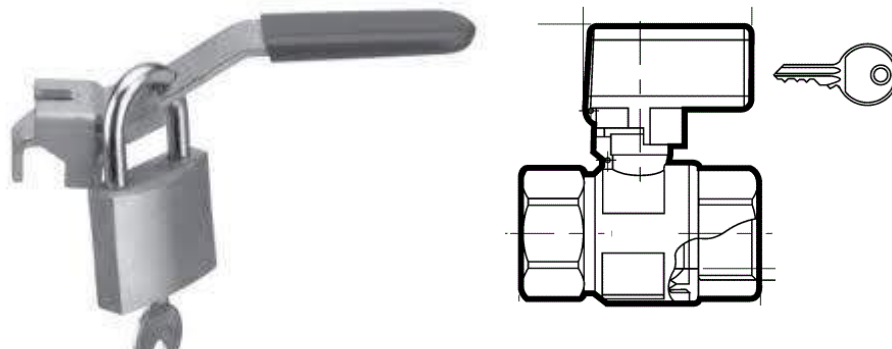


Figura 7 – Manopola per valvola a sfera a lucchetto o serratura

Inoltre è industrialmente realizzabile una valvola a riapertura automatica, con una guida a resistenza tarabile da bilancieri o a resistenza pneumatica:

1. Si sblocca la valvola a sfera
2. il volantino si sposta dalla posizione di piombatura vincendo la resistenza dei timer
3. per un intervallo di tempo tarabile il volantino rimane in posizione di blocco T_B
4. alla fine dell'intervallo T_B inizia la richiusura della valvola in un tempo T_R
5. Il volantino si riporta in posizione di chiusura

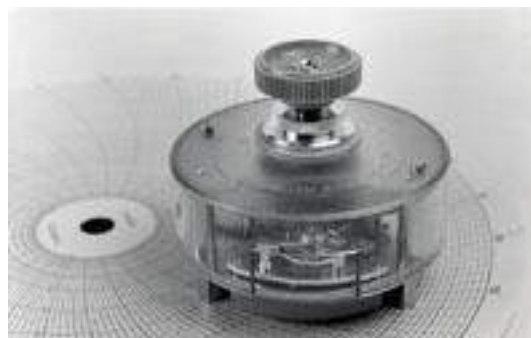


Figura 8 – Orologio meccanico circolare con attuttore

Essendo dispositivi che escludono l'intervento di dispositivi di sicurezza, se implementati, dovranno essere soggetti a verifiche.

2.2.3 *L'impianto di riscaldamento*

La strategia migliore è quella di avere sempre un vaso di riserva installato nell'impianto prima del collettore delle utenze che possa sopperire alla sostituzione del più grande dei vasi che servono le utenze e utilizzare una soluzione del tipo valvola a sfera con blocco in apertura così che la sostituzione non preveda più lo svuotamento dell'impianto ma basti un a procedura del tipo:

1. Disattivazione della pompa
2. Rimozione del fermo della valvola a sfera
3. Intercettazione tra impianto e vaso d'espansione
4. Smontaggio e sostituzione del vaso
5. Riassetamento dell'impianto andando a ritroso

Anche se tutto ciò è in contrasto con la Raccolta R.

3 **Conclusione**

Le procedure di collaudo elencate non sono sistematicamente causa di criticità con la salubrità del paziente, a volte non ne sono neppure la causa principale, come per esempio in quelle strutture dove la linea tra la sintesi dell'aria medica e il respiratore in prossimità del lettino è strutturalmente motivo di contaminazione.

I casi elencati non solo sono tali da poter ragionevolmente pensare ad un rischio di abbassamento della qualità del servizio medico ma, in talune strutture, l'abbassamento di qualità è effettivamente stato rilevato.

Nonostante l'anomalia sia stata tenuta sotto controllo si auspicano soluzioni di collaudo, o di configurazione degli accessori, che non interferiscano con l'aspetto medicinale dell'impianto.

Rivalutazione dello studio del 2012. Corrosioni da correnti indotte su piping-caso pratico: metodologia e risultato 2014

G. Calvano*, M. Faiella**, V. Vosa**, A. Cozzolino**, D. Salzano***, F. R. Trotta*

*S.T.I.G.C. S.r.l.

**INAIL – UOT CVR Napoli

***Workin'626 S.r.l.

Sommario

Il fenomeno delle corrosioni galvaniche studiate nel 2012, rivalutate nei seguenti anni, ha dato dei riscontri di notevole importanza, che permetteranno l'applicazione di anodi sacrificali, progettati in maniera accurata, nei prossimi fenomeni simili.

Definizione

La **protezione catodica** è una tecnica elettrochimica di salvaguardia dalla corrosione di strutture metalliche esposte a un ambiente elettrolitico (terreni, acqua marina, acqua dolce, sostanze chimiche, ecc.) che può essere aggressivo nei confronti del metallo.

La tecnica della protezione catodica nasce ufficialmente in Inghilterra e fu inventata da sir Humphry Davy nel 1824.

Il terreno o l'acqua di mare per la loro costituzione hanno un comportamento elettrolitico. Pertanto un metallo interrato o immerso ha un comportamento analogo a quello di un elettrodo immerso in una soluzione elettrolitica (nella quale gli ioni fungono da portatori di carica).

Sulla superficie di metallo in contatto con l'elettrolita, ossia all'interfase tra metallo ed elettrolita, possono esservi condizioni di sviluppo di reazioni elettrochimiche.

Il processo di corrosione elettrochimica di un metallo (es. il ferro) può avvenire solo se a contatto con il metallo sono presenti ossigeno e acqua secondo la reazione:

- **ferro + acqua + ossigeno = prodotti di corrosione**

Questa reazione è costituita da 4 processi parziali:

- $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$ - processo anodico (corrente I_a);
- $\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$ - processo catodico (corrente I_c);
- trasporto degli elettroni nel metallo dalle regioni anodiche dove vengono resi disponibili a quelle catodiche dove sono consumati (corrente I_m);
- trasporto di ioni nell'elettrolita (corrente I_e).

Questi 4 processi sono complementari cioè devono prodursi con la stessa velocità.

Il valore comune di queste correnti ($I_{\text{corr}}=I_a=I_c=I_m=I_e$) misura la velocità del processo globale di corrosione.

La velocità di corrosione è quindi determinata dal più lento dei 4 processi parziali.

Il metallo può allora comportarsi di caso in caso come anodo o come catodo (o talvolta anche avere entrambi i comportamenti in zone diverse della sua superficie nel caso della corrosione generalizzata, o nel caso della corrosione per aerazione differenziale).

Principi di funzionamento

Nella protezione catodica, la struttura metallica da proteggere non dovendosi comportare da anodo viene resa più elettronegativa rispetto al potenziale di "libera corrosione" che la stessa struttura assumerebbe nell'ambiente elettrolitico in condizioni "naturali". Questo lo si ottiene inviando, in senso contrario alla corrente di corrosione I_{corr} , una corrente di protezione la cui intensità $I_p \geq I_{\text{corr}}$; pertanto la corrente risultante è nulla o diretta verso il

metallo. In pratica si immettono forzatamente elettroni nel metallo che si corrode che vanno a compensare quelli *persi* durante il processo di corrosione. Se questa condizione è verificata in tutti i punti del manufatto a contatto con l'ambiente esterno il fenomeno della corrosione si arresta poiché in queste condizioni il metallo si comporta come un catodo, questo sistema di difesa si chiama protezione catodica.

Soglia di immunità

In generale un metallo si corrode perché la differenza di potenziale tra zona anodica e elettrolita (metallo - ambiente esterno), $\Delta\Phi_a$, è positiva rispetto al potenziale di equilibrio, $\Delta\Phi_{a,e}$, cioè $\Delta\Phi_a - \Delta\Phi_{a,e} > 0$.

Un metallo diventa immune alla corrosione quando $\Delta\Phi_a - \Delta\Phi_{a,e} = 0$. Questo valore del potenziale è detto **soglia di immunità**.

Al di sotto di tale valore cessano i fenomeni corrosivi, quindi riuscendo a rendere negativa questa differenza di potenziale: $\Delta\Phi_a - \Delta\Phi_{a,e} < 0$ il metallo, ricevendo corrente dall'ambiente esterno, ha un comportamento catodico cioè si passa nel campo di immunità del metallo.

La protezione catodica è quindi completa quando il potenziale in ogni punto del manufatto ed in ogni istante, è uguale o algebricamente inferiore alla soglia di immunità. Il potenziale di equilibrio sono definiti per i vari metalli rispetto a un elettrodo di riferimento nel terreno sulla verticale della struttura.

Normalmente però per avere un certo margine di sicurezza ci si riferisce non alla soglia di immunità ma a un potenziale più negativo detto **potenziale di sicurezza**. Secondo una convenzione comunemente accettata per l'acciaio posto sotto terra o immerso, il potenziale di sicurezza misurato con un elettrodo di riferimento di tipo Cu/CuSO₄ è di norma -850 mV. In un terreno anaerobico in cui sono presenti batteri solfato-riduttori è opportuno assumere un valore ancora più basso cioè circa -950 mV.

Corrosività dell'ambiente

Quando una struttura metallica è a contatto con un terreno chimicamente e strutturalmente omogeneo si può definire una corrosività (o aggressività) specifica del suolo, che viene misurata come perdita di peso del metallo o come profondità di penetrazione in un dato periodo.

La corrosività specifica di un terreno dipende dalle sue caratteristiche chimiche (pH, salinità, ecc.), fisiche (struttura geologica, dimensioni delle particelle, porosità, permeabilità all'aria, resistività elettrica, contenuto di acqua, ecc.) e biologiche (biocorrosione, presenza di batteri solfato riducenti, ecc.).

Di norma i terreni che garantiscono un maggiore tenore di ossigeno, un idoneo contenuto di acqua (non asciutti né troppo saturi) e un idoneo contenuto di sali elettroliti risultano a più alta corrosività.

La velocità di corrosione dipende inoltre da altri fattori quali:

- il pH. Più acido è il terreno maggiore è l'azione corrosiva del terreno;
- il contenuto di cloruri e solfati i quali esplicano un effetto depassivante e danno luogo a sali con il ferro con scarse proprietà protettive.

Le caratteristiche chimiche e fisiche hanno, direttamente o indirettamente e con peso maggiore o minore, un'influenza sulla resistività elettrica del terreno per cui in prima approssimazione si può assumere la resistività come indice della sua corrosività. In base alla resistività i terreni possono essere classificati nel seguente modo:

Corrosività	Resistività elettrica (Ωcm)
Trascurabile	> 12.000
Debole	12.000 ÷ 5.000
Media	5.000 ÷ 2.000
Elevata	<2.000

Tabella 1 – Resistività elettrica

Hanno elevata corrosività specifica i terreni argillosi e quelli contenenti ione cloro o solforico come ad esempio i terreni impregnati di acqua di mare.

L'acqua di mare ha una resistività di $25 \div 30 \Omega \text{ cm}$ (dato variabile per la diversa salinità che può avere).

La resistività dei terreni varia con l'umidità e la temperatura, infatti in un terreno gelato la resistività aumenta considerevolmente.

Pertanto è opportuno accompagnare il valore della resistività con quello dell'umidità e della temperatura del terreno.

Pila geologica

Quando le dimensioni della struttura sono tali da metterla in contatto con terreni di diversa natura (es. acquedotti) il manufatto è soggetto sia alla corrosività specifica di ciascun terreno che alla corrosività relativa o combinata o da pila geologica dovuta ai differenti tipi di terreno.

La corrosione del manufatto viene detta corrosione da pila geologica poiché questo si comporta come una pila dove i due elettrodi (anodo e catodo) sono le parti del manufatto metallico poste in terreni aventi caratteristiche chimiche e/o fisiche diverse, le soluzioni elettrolitiche sono i due terreni stessi e il setto poroso è la superficie di separazione dei due suoli.

Tanto più bassa è la resistività elettrica dei terreni attraversati tanto più alta è la corrente in gioco e quindi più sono intensi i fenomeni corrosivi.

Correnti disperse

Alla corrosione dovuta a fenomeni elettrochimici, spesso se ne affianca un secondo dovuto alla presenza di correnti esterne ("correnti disperse o vaganti") che interessano il terreno in cui il manufatto metallico è posato.

Tali correnti sono generate da impianti elettrici con difetto di isolamento o collegati a terra per esigenze funzionali come ad esempio:

- impianti di trazione a corrente continua - ferrovie, tranvie, ecc.
- impianti industriali che utilizzano le terre come conduttori di ritorno - impianti elettrochimici, di saldatura, di trasporto, ecc.
- altri impianti di protezione catodica - acquedotti e metanodotti in acciaio, ecc.

Le correnti vaganti disperse da impianti a corrente alternata costituiscono un pericolo di corrosione molto minore.

Quando le correnti disperse investono il manufatto, la zona di entrata si comporta come una zona catodica mentre quella di uscita come una zona anodica soggetta pertanto a corrosione.

Poiché in genere l'intensità delle correnti vaganti che investe il manufatto metallico è più intensa di quella generata dai fenomeni elettrochimici l'effetto di corrosione è molto più accentuato.

Tipologia

La protezione catodica può essere attuata principalmente secondo due approcci:

- **sistema a corrente impressa**: il metallo da proteggere è portato a un potenziale elettrico di sicurezza mediante una corrente impressa da una forza elettromotrice (f.e.m.). Il collegamento deve essere tale che il metallo si comporti da catodo mentre l'anodo è una diversa parte metallica generalmente destinata a consumarsi (*anodo solubile*); nella pratica la f.e.m. è generalmente fornita da un alimentatore in corrente continua adeguato allo scopo;
- **accoppiamento galvanico** (o ad anodo sacrificale): il metallo da proteggere (che deve assumere la funzione di catodo) è collegato a un metallo di tipo diverso e meno elettronegativo che funge spontaneamente da *anodo sacrificale* (seguendo questa tecnica, il ferro da proteggere deve essere collegato con l'alluminio, lo zinco o il magnesio). L'anodo sacrificale è destinato al progressivo consumo nel tempo e può essere necessaria la sua sostituzione periodica. Un utilizzo classico è quello sullo scafo metallico delle navi.

Analisi del fenomeno

La **corrosione galvanica** (una delle tipologie possibili di fenomeni corrosivi) avviene quando due differenti metalli vengono posti a contatto (formando un accoppiamento galvanico), in presenza di un terzo elemento (elettrolita). Si forma in questo modo una cella galvanica e il materiale meno nobile (denominato anodo) si corrode con processo di ossido riduzione (redox).

Per "nobiltà" di materiale si intende la maggiore resistenza a cedere gli elettroni; tra i materiali più nobili vi sono il rame, il platino e l'oro, tra i meno nobili vi sono lo zinco, il ferro e l'alluminio.

Rivalutazione del Caso Pratico

Il caso in esame è parte integrante del lavoro di valutazione dello stato di conservazione ed efficienza di un preriscaldatore industriale.

Da un'analisi visiva si evince che la tubazione di mandata del collettore A è soggetta a forti azioni corrosive non omogenee localizzate sui raccordi di tubazione.



Foto1: esempio di corrosione uniforme e continua

Controlli e Analisi 2014

A seguito di tali considerazioni, si effettua analisi CND con sonda ad ultrasuoni per valutare la riduzione dello spessore al fine di verificarne la sicurezza e l'affidabilità, con un calcolo preliminare di vita residua, conoscendo la tipologia dei materiali e gli spessori di progetto del piping.

I dati che sono stati rilevati risultano immutati per le tubazioni, mentre risulta diminuito in sezione l'anodo come nostra previsione.

Risultati delle Azioni correttive: Protezione Catodica

Le corrosioni del 2012 i risultati del 2014

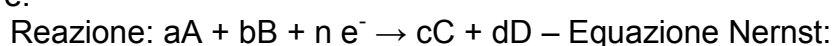
A seconda della parte del materiale metallico interessata, si aveva:

- corrosione diffusa (o generalizzata) se tutta la superficie del materiale è interessata dalla stessa
 - Completamente eliminata - Risultato positivo;
- corrosione localizzata se la corrosione interessa solo alcune zone del materiale
 - Stabile rispetto il 2012 - Risultato positivo;
- corrosione selettiva se la corrosione ha luogo in zone specifiche del materiale
 - Non presente nel 2012- Risultato nullo.

Il calcolo del 2012

Nel 2012 si prevedeva la protezione catodica delle tubazioni "collettore A" con posizionamento di un anodo sacrificale avente caratteristiche minori del potenziale di riduzione standard dei due metalli:

Da tabella di potenziale di riduzione standard si ottiene $\Delta E = 0.95 \text{ V}$ (ambiente secco) corretto con Equazione di Nernst 1.15 V . L'equazione di Nernst per una semireazione di riduzione usata è:



$$E = E^0 + \frac{0,05916}{n} \log \frac{[A]^a [B]^b}{[C]^c [D]^d}$$

Si optava per un anodo sacrificale (Foto2) con soglia d'immunità di 1.15 V da applicare con accoppiamento galvanico utile, di tipo a magnesio/allumini con Al 0,125% Zn 0,08%-0,20% per 1,5 Kg ogni tubazione del suddetto collettore.



Foto2: scelta anodo sacrificale

Il calcoli sono in funzione della UNI EN ISO 8044 "Corrosione di metalli e leghe". L'attività deve essere svolta nel rispetto della UNI 10875 "Qualificazione e certificazione del personale addetto alla protezione catodica".

Conclusioni

Nel 2014 i risultati sono stati estremamente confortanti, ed hanno dimostrato l'ottimale uso di protezioni catodiche da derivazione navale all'uso industriale. L'attrezzatura continuerà ad essere monitorata come il consumo dell'anodo sacrificale per valutarne l'andamento ed i consumi nel tempo.

Bibliografia

- [1] Direttiva PED
- [2] D.M. 329/04
- [3] Norme UNI/TS 11325-1
- [4] Norma UNI EN ISO 8044
- [5] Norma UNI 10875
- [6] Norme API 510/03
- [7] D.Lgs. n. 106 del 3 agosto 2009

Studio di una procedura per la preparazione e l'esecuzione di una prova pneumatica in sostituzione della prova idraulica su un recipiente a pressione

P.Infortuna*, F.Moncini*, F.Settineri*, S.Spinoso*

*INAIL Settore RCV – UOT Torino

Sommario

Le attrezzature/insiemi a pressione rientranti nel campo di applicazione del D.M. 1 dicembre 2004 n.329 e del Decreto Interministeriale 11 aprile 2011 (disciplina delle modalità di verifica delle attrezzature di cui all'All. VII del D.Lgs. 9 aprile 2008, n.81) devono essere sottoposte a verifiche di riqualificazione periodica.

Come è noto, il DI. 11/04/11 prevede per la verifica d'integrità decennale, laddove non sia possibile l'accesso all'interno oppure non sia effettuabile la completa ispezione dell'attrezzatura, la possibilità di procedere con la prova idraulica o con la prova pneumatica. Nel caso preso in esame la non completa ispezionabilità è provocata dalla presenza di involucro esterno di rivestimento a copertura del serpentino e dalle dimensioni che fanno prediligere la scelta della prova pneumatica.

L'esecuzione di tale prova deve avvenire previa adozione di tutte le misure di sicurezza previste dal D.Lgs. 81/08.

In particolare il presente studio, sotto l'ipotesi di cedimento strutturale (esplosione fisica) con conseguente proiezione dei frammenti, si propone di determinare, dal punto stabilito di prova, il raggio (o distanza) di un'area di rispetto, stabilire se la distanza ipotizzata per posizionare il sistema di pressurizzazione consenta lo svolgimento della prova di pressatura pneumatica in condizioni di sicurezza, valutare la gittata di un frammento significativo che si stacca dal serbatoio (fondo bombato).

1. Introduzione

Dal punto di vista operativo per "esplosione" si intende il rilascio in atmosfera di energia in un tempo sufficientemente breve e in un volume sufficientemente piccolo, tali da generare un'onda di pressione di entità finita che si allontana dalla sorgente e che può essere udita. L'onda di pressione generata dall'esplosione è il principale fenomeno su cui si focalizza l'attenzione quando si è interessati ai possibili danni alle persone e alle cose.

I maggiori danni alle persone sono solitamente causati dalla proiezione di frammenti o dal crollo di strutture. Il passaggio dell'onda d'urto provoca in genere, limitati danni alle apparecchiature, sufficienti però a fessurarle con la conseguente fuoriuscita del loro contenuto nell'ambiente. Nel caso in cui tale contenuto sia tossico o infiammabile, si possono innescare eventi incidentali di portata assai maggiore, secondo quello che viene comunemente chiamato un effetto domino.

Con il termine "esplosioni fisiche" si intendono le esplosioni che non coinvolgono, nel meccanismo di rilascio dell'energia, alcuna reazione chimica. Tipicamente si hanno "esplosioni fisiche" a seguito del collasso di un recipiente, con il conseguente rilascio in ambiente sia della massa, sia dell'energia interna contenuta.

Per esempio, nel caso di collasso di un'apparecchiatura contenente un gas compresso, il gas si espande rapidamente dalla pressione di collasso dell'apparecchiatura alla pressione ambiente e genera quindi un'esplosione. Come stima di massima, si può assumere che: circa il 30% dell'energia presente nel gas compresso generi l'onda d'urto, circa il 40% fornisca energia cinetica ai frammenti che possono essere proiettati a distanze considerevoli, infine il rimanente 30% venga dissipato (deformazione plastica del recipiente prima del collasso, ecc.).

L'energia interna del fluido disponibile per la formazione dell'onda d'urto dipende dallo stato termodinamico del fluido che a sua volta dipende dal tipo di fluido contenuto nel recipiente e dalle condizioni in cui il recipiente stesso collassa.

Il calcolo dell'energia interna posseduta dal fluido al momento del collasso può essere effettuato in modo differente, a seconda del tipo di scenario: espansione di un gas ideale/non ideale o di un liquido che evapora, deflagrazione confinata, ecc.

Nel caso preso in esame, si procede al calcolo dell'energia rilasciata dal gas in pressione all'interno del recipiente al suo collasso, utilizzando il metodo di Baker che si basa su un bilancio termodinamico e sull'ipotesi di un fluido ideale, al quale l'azoto può essere assimilato. Una volta calcolata l'energia, si è in grado di calcolare la velocità e quindi lo spazio che può coprire un frammento utilizzando un metodo che si basa sull'analisi dell'energia cinetica.

2. Descrizione dell'attrezzatura oggetto di prova pneumatica

L'attrezzatura oggetto di prova pneumatica consiste in un serbatoio verticale, categorizzato come "recipiente" in all. II Tab. 2 del D.Lgs. 25/02/2000 n.93.

Il serbatoio è costituito da due camere: "lato corpo" e "serpentino" ed è individuato con le seguenti caratteristiche:

Camera	PS [bar]	TS [°C]	FLUIDO			VOLUME [litri]
			natura	stato	gruppo	
Lato corpo	0/+7	-10/+40	N ₂ -CO ₂	G	2	109200
Serpentino	0/+4	-10/+40	acqua	L	2	500

Ulteriori caratteristiche tecniche sono le seguenti:

- Anno di costruzione 2004
- Diametro interno max \varnothing int max \approx 4000 mm
- Altezza del fasciame H \approx 8690 mm
- Altezza da terra max H max \approx 10200 mm

Il serbatoio viene mantenuto in posizione da n°6 gambe di appoggio.

La prova pneumatica viene effettuata sul "lato corpo" alla pressione di $7 \times 1,1 = 7,7$ bar.

Il serbatoio si trova all'interno di uno stabilimento industriale, non fisicamente isolato.

Le misure di prevenzione e protezione valutate nel presente studio sono mirate ad adottare il corretto posizionamento degli operatori a salvaguardia della loro incolumità.

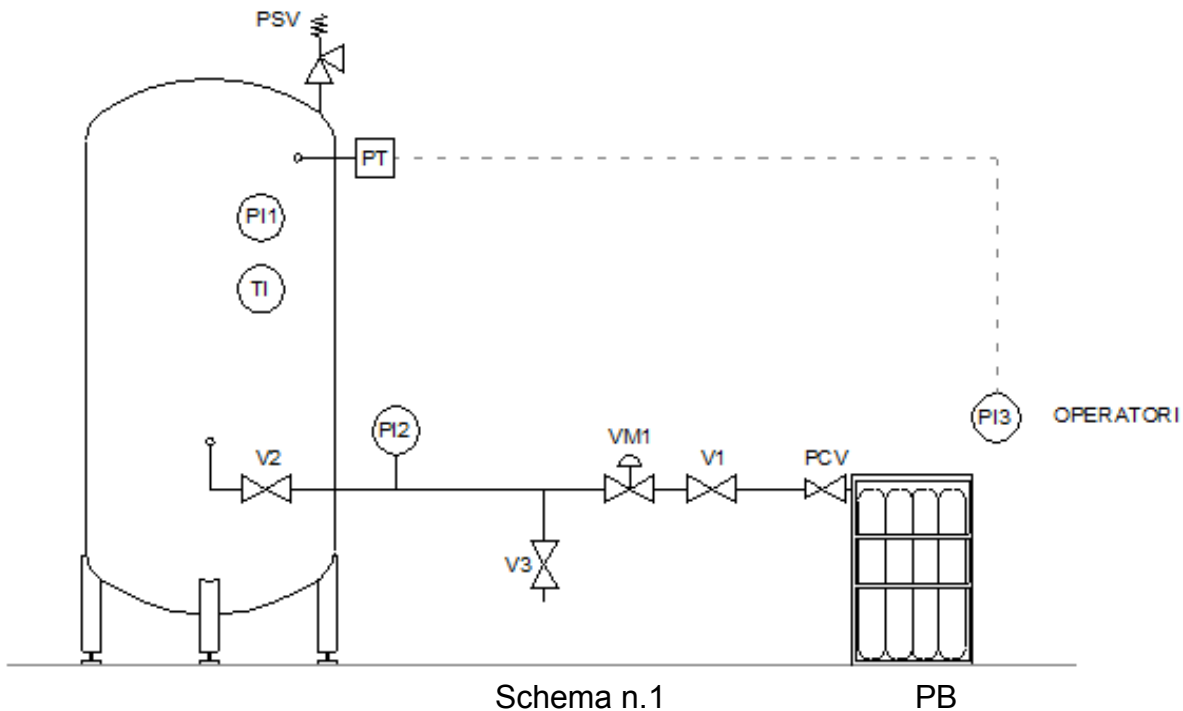
3. Predisposizione della prova

Si predispongono la prova verificando che tutti i raccordi del serbatoio, filettati o flangiati, siano otturati. Per la prova viene utilizzato fluido inerte alimentato mediante pacco bombole di gas compresso (N₂) attraverso tubazione flessibile DN 25.

La predisposizione del sistema di prova, comprensivo dei dispositivi di alimentazione, d'intercettazione, di sicurezza e controllo, esplicitata nello schema allegato (schema n.1) è di seguito esposta:

- n°3 valvole di intercettazione manuale a sfera V1-V2-V3;
- N°1 valvola micrometrica VM1;
- pacco bombole PB, dotato di riduttore di pressione PCV;
- n°1 valvola di sicurezza PSV, DN 1"1/4 , $p_{taratura} = 8,5$ bar (pari ad 1,1 volte la pressione di prova pneumatica);
- n°1 termometro ad infrarossi TI;
- n°2 indicatori di pressione PI1 – PI2 rispettivamente con f.s. 16 bar e 10 bar;
- n°1 trasmettitore di pressione PT con lettura fluke PI3.

Le grandezze mantenute sotto controllo sono naturalmente la pressione e quindi la temperatura, che in nessun caso deve oltrepassare i limiti di progettazione e secondo alcuni standard attestarsi ad un valore non inferiore a 7°C.



4. Esecuzione

Nell'esecuzione della prova pneumatica deve essere predisposta la *recinzione* dell'area interessata, con interdizione dell'accesso ai non addetti. L'estensione dell'area interessata, in prima ipotesi, e secondo quanto previsto da alcune regole di buona tecnica, sarà individuata con un cerchio di diametro uguale a 5 volte quello del serbatoio oggetto della pressatura e quindi pari a 20 m. Successivamente sarà svolta un'analisi atta a verificare se tale distanza è sufficiente a garantire, al personale incaricato, lo svolgimento della prova in condizioni di sicurezza. L'esecuzione della prova avviene come segue.

1. Le valvole di intercettazione V1, V2 e V3 sono inizialmente chiuse.
2. Il regolatore di pressione PCV viene impostato su una pressione a valle pari a 9 bar.
3. Le valvole V1 e V2 vengono poste in posizione di apertura.
4. Si agisce gradualmente sulla valvola VM1 provocando il lento incremento della pressione.
5. La gradualità consiste nell'aumento iniziale fino al 50% del valore totale, ed in step successivi pari al 10%.
6. Tra due step successivi si interpone un lasso di tempo sufficientemente lungo a garantire la stabilizzazione della pressione. In questo lasso di tempo si verifica che non vi siano trafileamenti nel sistema di prova e nel serbatoio.
7. Raggiunta la pressione di 7,7 bar vengono chiuse le valvole V1, V2, VM1 e mantenuto il serbatoio in pressione per la durata minima di due ore, come previsto dal Decreto 11/4/11.
8. Durante tale lasso di tempo si controlla la stabilità della pressione.
9. Trascorso tale periodo si procede con la lenta depressurizzazione dell'attrezzatura aprendo la valvola V2 ed agendo sulla valvola V3 gradualmente.

5. Verifica della area di rispetto

Si procede quindi con l'analisi del problema partendo dai seguenti dati:

- a) Gas contenuto nel recipiente: azoto (gas ideale);
- b) Tipo di rottura del recipiente: esplosione per cedimento strutturale a seguito di raggiungimento di una certa pressione durante la fase di pressatura pneumatica;
- c) Pressione interna al recipiente al momento del collasso (assoluta):
 $p_1 = 1,1 \times 0,7 \times 10^6 + 0,1 \times 10^6 = 0,87 \text{ MPa (8,7 bar}_a\text{)}$;
- d) Pressione ambiente: 101325 Pa;
- e) Volume del recipiente: 109,2 m³;
- f) Massa del recipiente: 14792 kg;
- g) Massa dei singoli fondi: 1659 kg;
- h) Rapporto tra pesi specifici del gas γ : 1,4
- i) Distanza ipotizzata della postazione di controllo degli operatori del sistema di pressurizzazione: 20 m
- j) Recipiente: di forma Cilindrica, disposto verticalmente su di un piano.

Calcolo dell'energia

Per il calcolo dell'energia contenuta dal gas compresso all'interno del serbatoio si utilizza

la seguente formula:
$$E_{av} = \frac{(p_1 - p_a) \times V_g}{\gamma_1 - 1} \quad (1)$$

e sostituendo i numeri si ottiene:
$$E_{av} = \frac{(0,87 \times 10^6 - 0,1 \times 10^6) \times 109,2}{1,4 - 1} = 210,2 \text{ MJ}$$

L'energia effettiva dell'onda d'urto si ottiene utilizzando la seguente formula:

$$E_{ex} = A_{sb} \times E_{av} \dots (2)$$

Dove A_{sb} è un coefficiente che tiene conto della posizione del serbatoio, ovvero $A_{sb}=1$ se il serbatoio è posizionato in alto, $A_{sb}=2$ se il serbatoio si trova nell'area determinata da una retta inclinata di 15° rispetto all'orizzonte dal punto di vista della postazione di controllo degli operatori del sistema di pressurizzazione; nel caso in esame, essendo il serbatoio installato in verticale, sicuramente si troverà al di sopra dell'area determinata dalla retta ipotetica inclinata a 15° e quindi si ha:

$$E_{ex} = 1 \times E_{av} \cong 210 \text{ MJ}$$

Calcolo della distanza a-dimensionale \bar{R}

Si utilizza la seguente formula
$$\bar{R} = r_t \left[\frac{p_a}{E_{ex}} \right]^{1/3} \dots (3)$$

sostituendo i valori
$$\bar{R} = 20 \cdot \left[\frac{0,1 \times 10^6}{210 \times 10^6} \right]^{1/3}$$
 si ottiene: $\bar{R} = 1,5$.

Calcolo del picco di pressione a-dimensionale \dot{P}_s del fronte anteriore dell'onda d'urto

Allo scopo si utilizza il grafico di Fig. 1 (Grafico 7.6) e quindi per $\bar{R} = 1,5$ si ha $\dot{P}_s = 0,2$

Calcolo dell'impulso a-dimensionale \bar{I} del fronte anteriore dell'onda d'urto

Allo scopo si utilizza il grafico di Fig. 2 (Grafico 7.9) e quindi per $\bar{R} = 1,5$ si ha $\bar{I} = 0,036$.

In considerazione del fatto che l'onda d'urto, che si genera a seguito di un'esplosione fisica di un serbatoio, non ha una distribuzione perfettamente simmetrica rispetto a \bar{R} , è necessario correggere \dot{P}_s e \bar{I} (nel caso in esame solo \dot{P}_s , poiché l'impulso a-dimensionale del fronte anteriore dell'onda d'urto non è influenzato da altri fattori quali BLEVEs, ecc.)

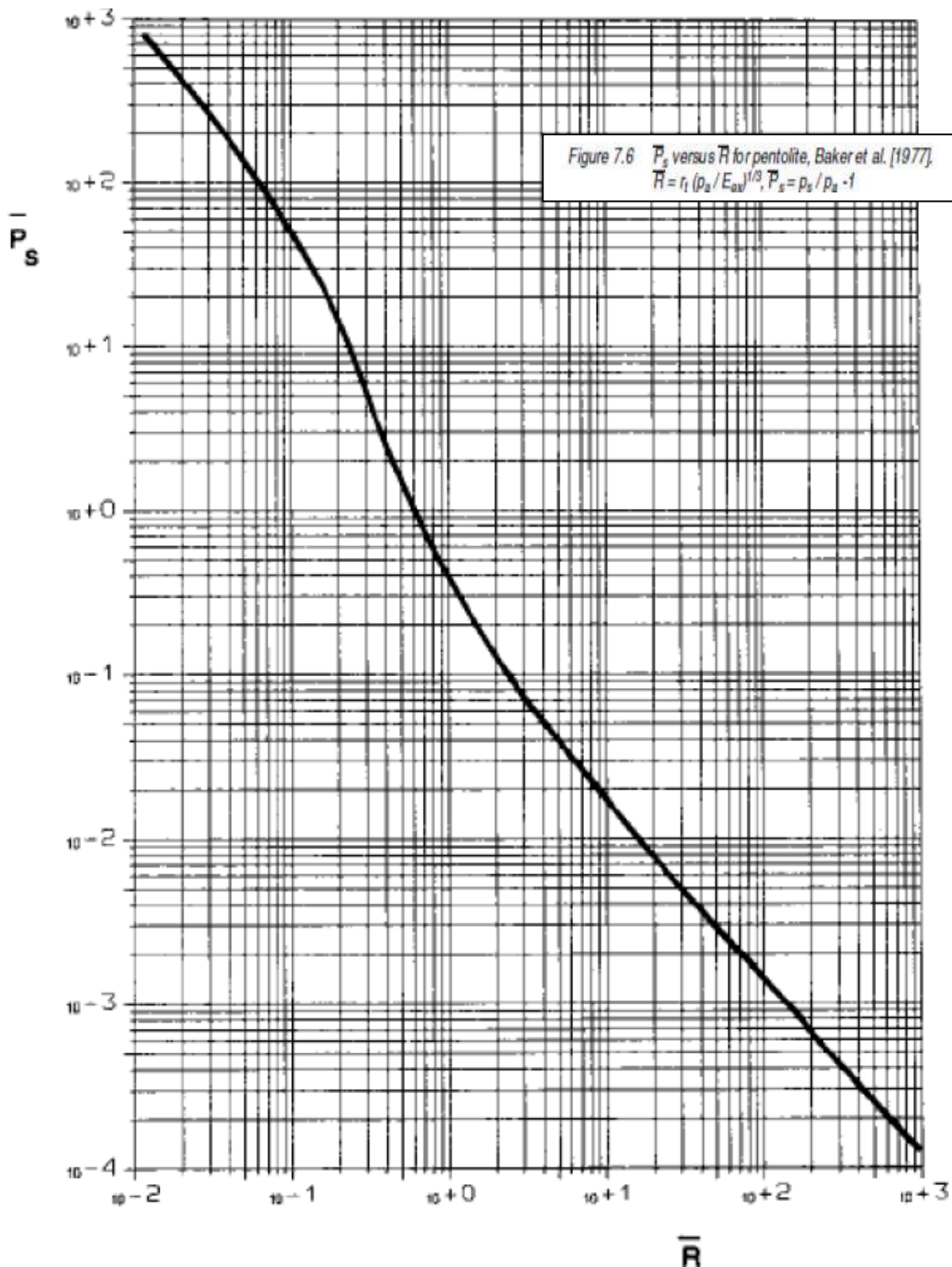


Figura 1

Nei casi di recipienti cilindrici, il fattore da utilizzare per la correzione di \dot{P}_s è 1,4, per cui:

$$\dot{P}_s = 1,4 \times 0,2 = 0,28$$

Per il passaggio dalla forma a-dimensionale a quella dimensionale del picco di pressione e dell'impulso del fronte anteriore dell'onda d'urto si utilizzano le seguenti formule:

$$p_s - p_a = \dot{P}_s \times p_a \quad (4)$$

e

$$i_s = \frac{\bar{I} \times p_a^{2/3} \times E_{ex}^{1/3}}{a_a} \quad (5)$$

Sostituendo i numeri si ottiene quindi:

$$p_s - p_a = 0,28 \times 101325 = 28,4 \text{ kPa} \text{ e } i_s = \frac{0,036 \times 101325^{2/3} \times (210 \times 10^6)^{1/3}}{340} = 136,8 \text{ Pa} \cdot s$$

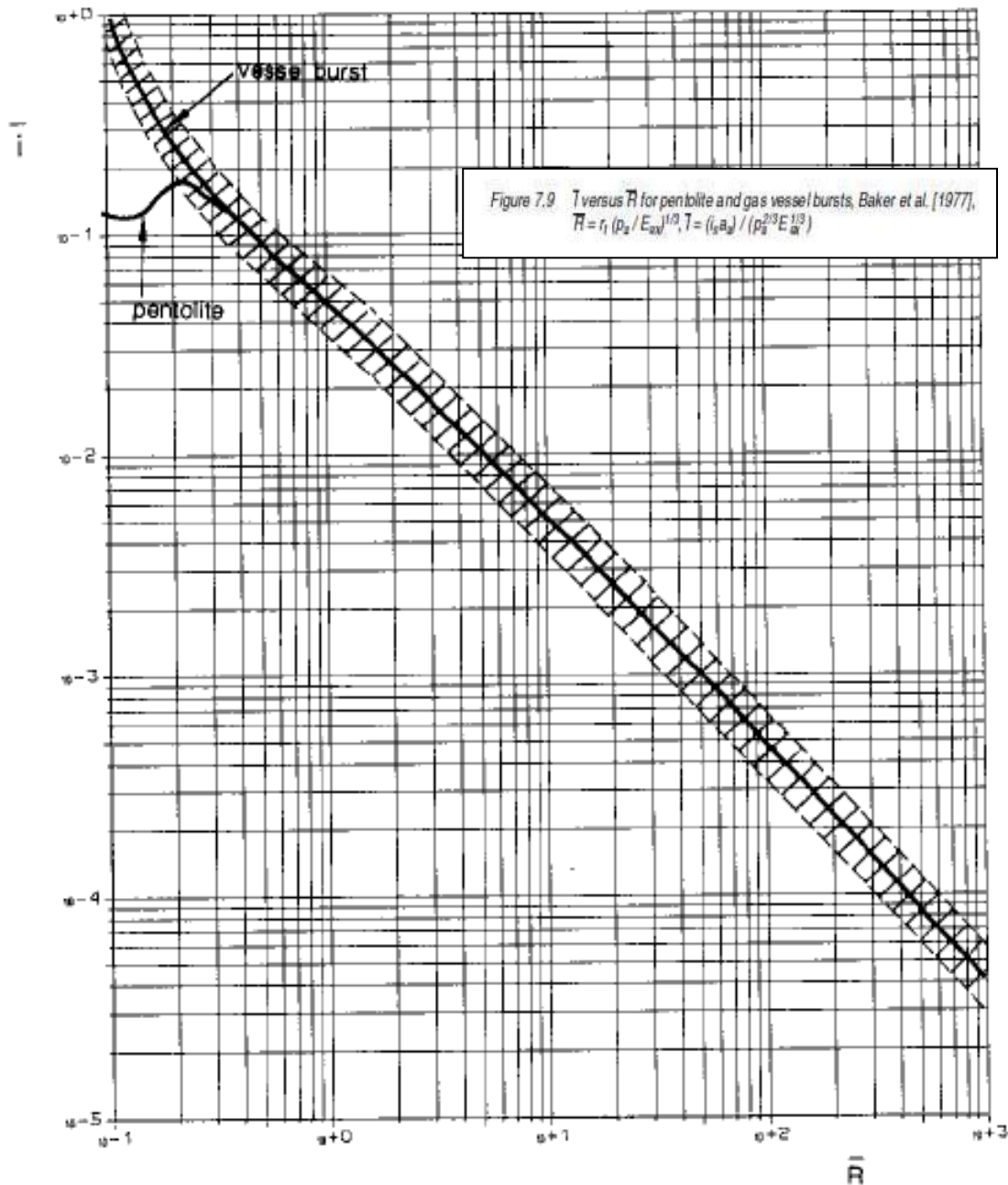


Figura 2

A questo punto è necessario comparare i valori ottenuti con altri derivanti dall'impiego di metodi più raffinati e più conservativi. Assumendo che il rapporto tra la velocità del suono nell'azoto compresso e quella nell'aria ambiente sia pari a 1 e che il rapporto dei calori specifici dell'aria ambiente sia pari a 1,4 utilizzando le formule che seguono si possono calcolare la distanza e il picco di sovrappressione iniziali;

1) Distanza

$$r_0 = \left[\frac{3V_g}{2\pi} \right]^{1/3} = 0,782 \times V_g^{1/3} \quad (6)$$

$$\bar{R}_0 = r_0 \left[\frac{p_a}{E_{ex}} \right]^{1/3} \quad (7)$$

Sostituendo i numeri si ottiene quindi: $r_0 = 0,782 \times 109,2^{1/3} = 3,74 \text{ m}$

e, per passare a quello a-dimensionale, $\bar{R}_0 = 3,74 \times \left(\frac{101325}{210 \times 10^6} \right)^{1/3} = 0,29$

2) Picco di sovrappressione

Per il picco di sovrappressione a-dimensionale \dot{P}_{so} si utilizza il grafico di Fig. 3 (Grafico 7.7) ottenendo:

$$\dot{P}_{so} = 1,85$$

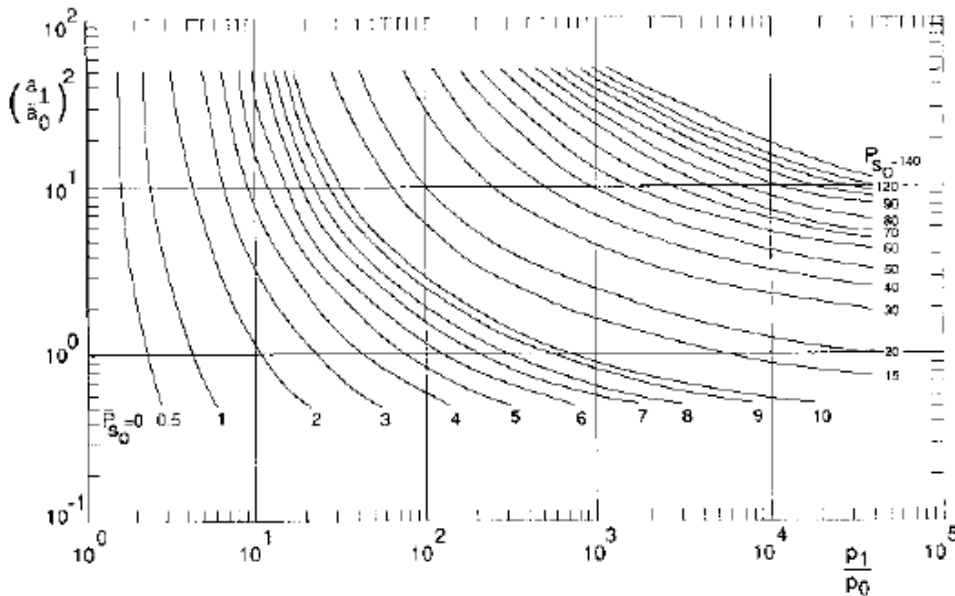


Figure 7.7 Gas temperature versus pressure for constant \bar{P}_{so} for $\gamma_1 = 1.4$, Baker et al. [1977]

Figura 3

Ora si inseriscono i valori ottenuti nel grafico riportato in Fig. 4 (Grafico 7.5), e si individua la curva di riferimento, sulla quale si va a cercare l'intersezione con la verticale corrispondente ad $\bar{R} = 1,5$ (nel caso in cui la curva non intersechi la verticale, occorre scegliere la curva parallela più vicina).

Nel caso in esame si legge $\dot{P}_s = 0,25$ che corretto, secondo la tabella riportata in Fig. 5 (Tab. 7.3), diventa $\dot{P}_s = 0,4$.

Il metodo, a differenza di quello precedente, corregge anche l'impulso \bar{I} del fronte anteriore dell'onda d'urto, infatti, sempre secondo la stessa tabella, si ottiene $\bar{I} = 0,0396$.

Per il passaggio dalla forma a-dimensionale a quella dimensionale del picco di pressione e dell'impulso del fronte anteriore dell'onda d'urto si utilizzano le seguenti formule:

$$p_s - p_a = \dot{P}_s \times p_a \quad (4) \quad \text{e} \quad i_s = \frac{\bar{I} \times p_a^{2/3} \times E_{ex}^{1/3}}{a_a} \quad (5)$$

Sostituendo i numeri si ottiene quindi:

$$p_s - p_a = 0,4 \times 101325 = 40,5 \text{ kPa} \quad \text{e} \quad i_s = \frac{0,0396 \times 101325^{2/3} \times (210 \times 10^6)^{1/3}}{340} = 150,5 \text{ Pa} \cdot \text{s}$$

I risultati ottenuti sono, anche se di poco, superiori a quelli calcolati in precedenza.

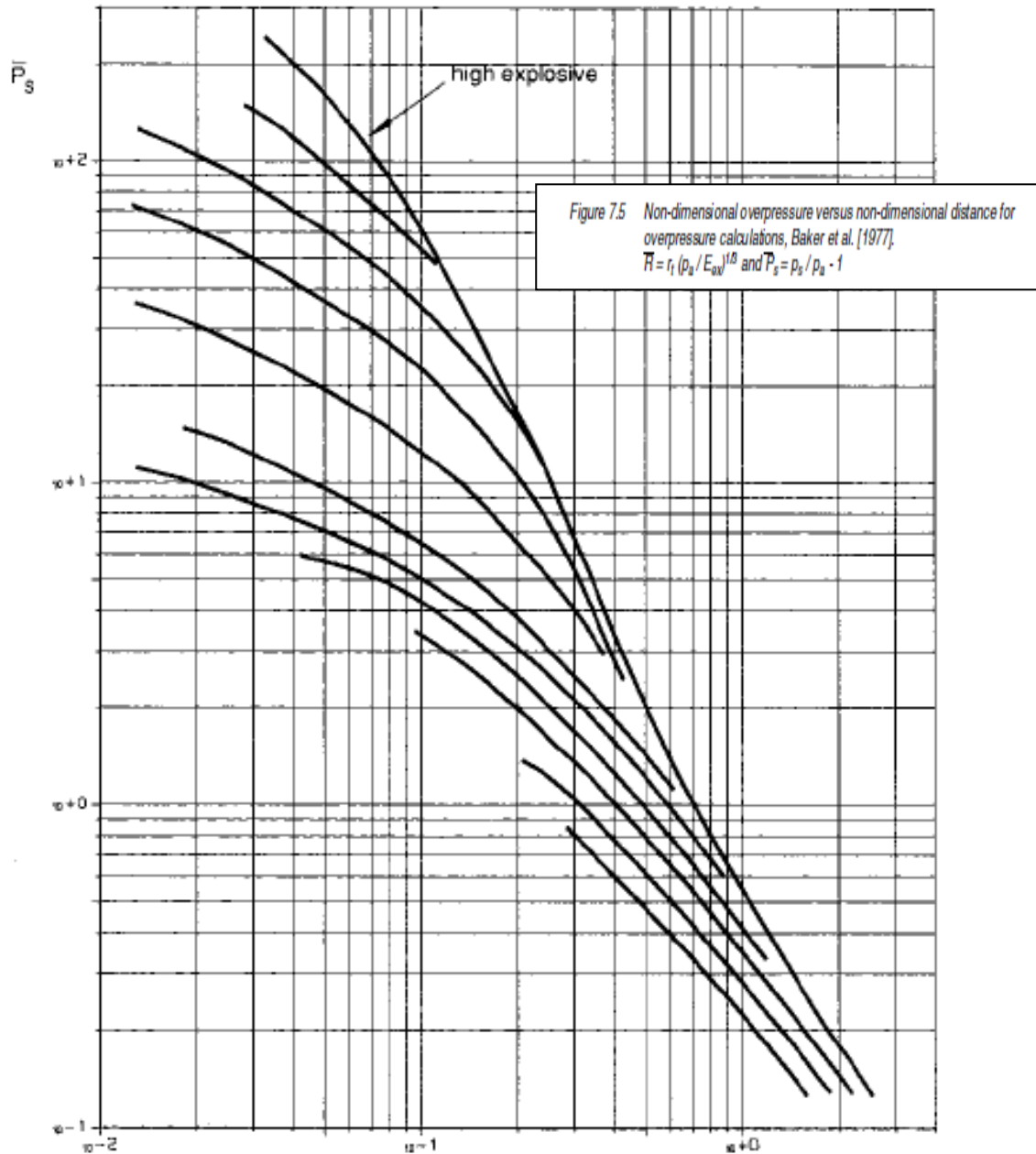


Figura 4

\bar{R}	Multiplier for	
	\bar{P}_s	\bar{I}
< 0.3	4	2
≥ 0.3 and ≤ 1.6	1.6	1.1
> 1.6 and ≤ 3.5	1.6	1
> 3.5	1.4	1

Table 7.3 Adjustment factors for \bar{P}_s and \bar{I} for cylindrical vessels for various \bar{R}

Figura 5



Calcolo della traiettoria dei frammenti

Non esistono molti metodi per determinare la traiettoria di un frammento. In questa sede sarà praticato un approccio di tipo pratico, basato sul metodo dell'**energia cinetica**; a riguardo, questo metodo rivela che un serbatoio simile al caso in questione, che collassa a

seguito di un esplosione fisica, non dovuta a reazioni chimiche avvenute all'interno del recipiente, si divide in due o tre parti (nella maggior parte dei casi i fondi e/o alcuni tronchetti). La velocità iniziale di un frammento può essere calcolata utilizzando la seguente formula:

$$v_i = \sqrt{\frac{2 \times A_{ke} \times E_{av}}{M_v}} \quad (9)$$

dove A_{ke} è un coefficiente che si assume, nel caso in esame, pari a 0,2 e quindi

$$\text{sostituendo si ottiene: } v_i = \sqrt{\frac{2 \times 0,2 \times 210 \times 10^6}{14792}} = 75 \text{ m/s}$$

Il metodo ora utilizzato sovrastima la velocità iniziale del frammento; compariamo quindi questa velocità con quella che risulta dall'applicazione del metodo di **Baker** o di **Gelfand**. Assumendo la velocità del suono nel gas (azoto) pari a 344 m/s , si calcola la media pesata del valore della sovrappressione con la seguente formula:

$$\bar{P}_i = \frac{(p_1 - p_a) \times V_g}{M_v \times a_i^2} \quad (10) \quad \text{vale a dire } \bar{P}_i = \frac{(0,87 \times 10^6 - 101325) \times 109,2}{14792 \times 344^2} = 0,05$$

Entrando con questo valore nel grafico di Fig. 6 (Grafico 7.11b) si legge il valore del rapporto tra v_i e a_i , in accordo al metodo di **Gelfand**, che è pari a 0,11 e quindi:

$$v_i = 0,11 \times a_i = 0,11 \times 344 = 38 \text{ m/s}$$

cylinder $L/d_v=5$

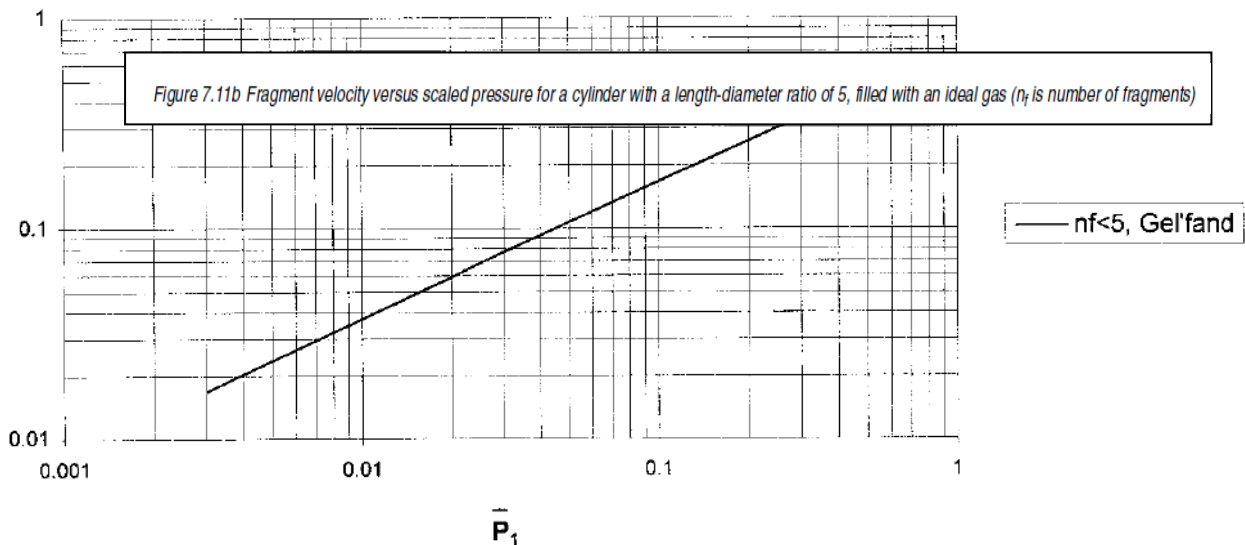


Figura 6

Secondo **Baker** $v_i = 0,296 \times a_i = 0,296 \times 344 = 102 \text{ m/s}$

Avendo ora a disposizione questa serie di valori della velocità del frammento, utilizzando le seguenti formule e con l'ausilio del grafico riportato in Fig. 7 (Grafico 7.12) possiamo finalmente calcolare la distanza massima che il frammento può raggiungere:

$$\bar{v}_i = \frac{\rho_a C_D A_D v_i^2}{M_f g} \quad (11) \quad \text{e} \quad R_f = \frac{\bar{R}_f M_f}{\rho_a C_D A_D} \quad (12), \text{ dove:}$$

- $C_D A_D$ sono coefficienti fluidodinamici per il cui calcolo si utilizza la tabella di Fig. 8 (Tab. 7.8); (per il caso di serbatoio cilindrico con due fondi bombati: $C_D A_D = 1,2 \times d_v \times L_v = 1,2 \times 4 \times 8,690 = 41,712 \text{ m}^2$);
- ρ_a è la densità dell'aria pari a $1,2 \text{ kg/m}^3$;

- M_f è la massa del frammento che, secondo le ipotesi fatte in precedenza, assumiamo pari alla massa del singolo fondo bombato (1659 kg);
 → g è l'accelerazione di gravità (9,81 m/s²).

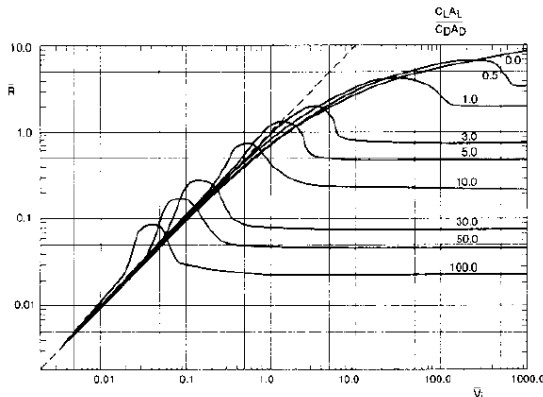


Figure 7.12 Scaled curves for fragment range predictions. ----: solution for no wind resistance, $R_f = v_i^2/g$

Figura 7

Table 7.8 Drag and lift of fragments

Shape	$C_D A_D$	$C_L A_L / C_D A_D$
Plate (tumbling)	$0.585 \times A_{\text{plate}}$	0
Plate (no tumbling, face on)	$1.17 \times A_{\text{plate}}$	0
Plate (no tumbling, edge on)	$0.1 \times A_{\text{plate}}$	0 to $10^{(1)}$
Hemisphere (tumbling)	$0.615 \times \pi/4 \times d_v^2$	0
Hemisphere (no tumbling)	$0.47 \times \pi/4 \times d_v^2$	0
Half a tank (rocketing)	$0.47 \times \pi/4 \times d_v^2$	0
Cylinder (edge on)	$1.20 \times d_v \times L_v$	0
Strips (tumbling)	$0.99 \times A_{\text{strip}}$	0

¹⁾ The value depends on the plate's angle. Use the value which gives the maximum fragment range, or calculate a number of possible ranges.

Figura 8

Sostituendo ogni volta i valori dei tre casi di velocità iniziale del frammento ed entrando, per ognuno di valori calcolati, nel grafico sopra richiamato otteniamo:

$$\begin{aligned} \text{per } v_i = 38 \text{ m/s} & \rightarrow \bar{v}_i = 4,4 & \rightarrow & \bar{R}_f = 1,07 \text{ (Gel'fand)} \\ \text{per } v_i = 75 \text{ m/s} & \rightarrow \bar{v}_i = 17,3 & \rightarrow & \bar{R}_f = 1,87 \text{ (Energia Cinetica)} \\ \text{per } v_i = 102 \text{ m/s} & \rightarrow \bar{v}_i = 32 & \rightarrow & \bar{R}_f = 3,9 \text{ (Baker)} \end{aligned}$$

Sostituendo quindi nella formula (7) si ottiene:

$$R_f = 35 \text{ m} \qquad R_f = 62 \text{ m} \qquad R_f = 129 \text{ m}$$

Dai risultati ottenuti, risulta evidente che in nessuno dei tre casi la distanza ipotizzata per posizionare la postazione di controllo degli operatori del sistema di pressurizzazione pari a 20 m (pagr. 4), risulta essere sicura.

6. Conclusioni

La procedura descritta per la preparazione e l'esecuzione di una prova pneumatica, consente di verificare, con uno studio più rigoroso, che la scelta iniziale dell'area di rispetto individuata secondo le regole di buona tecnica, risponda realmente alle condizioni di sicurezza in spazi aperti e privi di edifici, sulle quali poi impostare le procedure operative generiche per il singolo individuo e particolari per il personale impiegato nella prova. La procedura, nel caso trattato di proiezione del singolo frammento si è limitata al rischio rivolto agli individui, non escludendo che la stessa procedura, può essere utilizzata anche nella valutazione del rischio globale in uno stabilimento dove possano essere coinvolti edifici e/o impianti sensibili con eventuale effetto domino.

7. Bibliografia

- [1] VSR Rev.95, Raccolta E.
- [2] O. Borgia, L. Schoepflin "La gestione del rischio nelle prove in pressione: un caso di studio" negli atti del Convegno SAFAP Napoli 2012.
- [3] ASME Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), Section VIII, Division 1 – 2013.
- [4] BS PD 5500:2012+A2:2013 Specification for unfired fusion welded pressure vessels.
- [5] Enciclopedia degli Idrocarburi Treccani, Volume V, Cap. 7.2, Detonazioni ed Esplosioni.
- [6] J.C.A.M. van Doormaal, R.M.M. van Wees, Cap. 7 "Rupture of vessel" in "Methods for the calculation of physical effects" - Yellow Book.

Censimento, monitoraggio e adeguamento alle disposizioni del D.M. 329/04 delle apparecchiature a pressione

M. Faiella*, T. Pagliuso*, G. Perone Pacifico*, F. Razza**

*INAIL – UOT CVR Napoli

**Fiat Group Automobiles S.p.A.

Sommario

Il Ministero delle Attività Produttive, con Decreto n.329/04, ha impartito delle norme per la messa in esercizio e l'utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli "insiemi" a cui l'Utilizzatore deve rispondere. Il primo passo che l'Utilizzatore deve compiere per adempiere alla normativa, è costituito dal censimento delle attrezzature completo della relativa analisi documentale. Il compimento di tale passo permette di passare in modo corretto alla fase costituita dalla valutazione dell'installazione e dello stato d'integrità ed efficienza, dalla comunicazione all'INAIL e dal controllo dei rischi.

In molte Aziende non si è eseguito un costante e corretto aggiornamento del censimento delle apparecchiature installate, determinando di conseguenza la mancata applicazione delle disposizioni legislative imposte dal Decreto n.329/04, e quindi un aumento del livello del rischio.

Punto di partenza, per una corretta gestione, è la stesura di una adeguata procedura applicativa, così come è stato fatto per il complesso industriale FIAT GROUP AUTOMOBILES S.p.A. di Pomigliano D'Arco. In collaborazione con lo Stabilimento si è provveduto ad analizzare la procedura applicata per la gestione delle apparecchiature a pressione e si è poi passati a definire e sviluppare alcune fasi della stessa procedura, al fine di garantire il massimo controllo sulle apparecchiature.

In riferimento a ciò, con la presente memoria, vengono proposte le linee guida per l'applicazione di una corretta procedura che ha come obiettivo il censimento delle apparecchiature a pressione, l'analisi documentale delle stesse, la denuncia all'INAIL e il monitoraggio delle stesse con il rispetto delle scadenze, delle verifiche periodiche e del controllo dei rischi.

1. Introduzione

Le attrezzature a pressione che vengono installate nei luoghi di lavoro, introducono un ulteriore rischio in azienda che si va a sommare ai rischi esplicitamente evidenziati all'interno del D.Lgs. 81/2008.

In effetti il Datore di Lavoro, nello scegliere un'attrezzatura, deve tener conto dei rischi propri della attrezzatura anche in relazione al luogo di installazione, alla interferenza eventuale con altre attrezzature presenti e alle modalità di utilizzo previste nel contesto aziendale.

Quindi per le attrezzature a pressione la valutazione dei rischi è obbligatoria ed è necessario partire dai loro pericoli caratteristici. Il primo pericolo, evidente, è quello di collasso delle parti in pressione (scoppio) con conseguente proiezione di materiale e/o fluido in pressione. Evidentemente la probabilità che ciò si verifichi risulta in parte contenuta se si è in presenza di apparecchiature accompagnate da dichiarazione di conformità. Tale dichiarazione dovrebbe garantire contro questi eventi, anche per il fatto che le apparecchiature a pressione, caratterizzate da una maggiore energia potenziale accumulata, possono essere certificate secondo direttiva 97/23/CE solo a seguito di un controllo da parte di un Organismo Notificato.

Il controllo dell'Organismo Notificato varia in funzione del livello di energia potenziale che è espresso dal prodotto pressione per volume e dal tipo di fluido utilizzato. Tramite questo conteggio si va a calcolare la categoria della tubazione o del recipiente a pressione.

Secondo la direttiva 97/23/CE la categoria a maggior livello di rischio è la IV, quella a minore livello di rischio è la I.

Le categorie quindi possono rappresentare un buon indicatore del pericolo e della gravità del danno in cui si può incorrere durante l'attività lavorativa, non tralasciando il concetto che qualsiasi contenitore a pressione rappresenta un potenziale pericolo a causa del livello di pressione a cui opera.

Persino i gas e i liquidi non pericolosi, come acqua e aria, possono diventare pericolosi nel caso di un incidente che coinvolga attrezzature a pressione.

Il migliore modo per salvaguardare i lavoratori e le proprietà contro i rischi determinati da un tale pericolo, è quello di mantenere un regolare programma di gestione, di manutenzione e di verifiche degli impianti, in rispetto al Decreto n. 329/04.

Per raggiungere gli obiettivi di gestione dei rischi, secondo quanto sopra delineato, prima di tutto è necessario quindi un censimento di tutte le attrezzature a pressione accompagnato dall'analisi della documentazione tecnica che segue ogni apparecchio, in modo da arrivare a rispondere alle disposizioni di norma per la denuncia degli apparecchi e, tenendo conto della categoria, del luogo di installazione, delle modalità di utilizzo e di manutenzione, da arrivare ad un piano di manutenzione e di verifiche periodiche conformi ai requisiti del Decreto n. 329/2004.

Quindi, si sottolinea che, il non controllo delle apparecchiature a pressione porta non solo alla non conformità legislativa, con conseguente messa fuori esercizio delle attrezzature a pressione e degli insiemi coinvolti, ma porta principalmente a un notevole aumento della probabilità di incidente.

Per concludere, la valutazione dei rischi delle attrezzature a pressione non è solo un obbligo di legge ma è soprattutto una attività concretamente utile, che parte da un corretto censimento e da una corretta gestione, non è nulla di particolarmente difficile ma certamente è un impegno di tempo, per arrivare a consentire effettivi miglioramenti nel progetto di sicurezza.

A fronte di ciò è stato condotto, all'interno dello Stabilimento FIAT GROUP AUTOMOBILES S.p.A. di Pomigliano D'Arco, uno studio con il proposito di effettuare una specifica indagine, e di conseguenza arrivare a un miglioramento della procedura operativa, partendo dalle modalità con cui gli apparecchi a pressione vengono censiti e dalla definizione delle eventuali attività da farsi sugli stessi per il loro adeguamento alle disposizioni di legge, fino ad arrivare all'attivazione delle procedure per la loro verifica e messa in servizio, secondo il Decreto Ministeriale n° 329 del 01/12/04, e all'attivazione delle verifiche successive per il mantenimento delle loro condizioni di sicurezza.

2. Procedura Operativa per il censimento, monitoraggio e adeguamento alle disposizioni del D.M. 329/04 delle apparecchiature a pressione

Il D.M. n. 329 del 01/12/2004, "*Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'art.19 del D.Lgs. 93/2000*" ha armonizzato, mettendo ordine nel contempo in una realtà normativa molto ampia, le disposizioni in merito all'utilizzo e alla messa in servizio delle attrezzature a pressione.

Per arrivare ad individuare le attrezzature a pressione e gli insiemi, per i quali è obbligatoria la verifica di primo impianto, per i quali bisogna adottare prescrizioni in ordine

all'installazione, alla messa in servizio, alla manutenzione, alla riparazione, per arrivare quindi a sottoporre le attrezzature e degli insiemi a una o più delle seguenti procedure:

a) dichiarazione di messa in servizio; b) controllo di messa in servizio; c) riqualificazione periodica; d) controllo dopo la riparazione.

e attuare quanto previsto dagli articoli 4,6,e 8 del D. M. 329/2004, si è sentita la necessità di definire una Procedura Operativa che, partendo da un **CENSIMENTO** delle attrezzature e degli insiemi a pressione, permetta di individuare quali, tra quelli installati in Azienda, ricadono nel campo di applicazione del D.M. 329/04 permettendo così di definire un punto zero.

L'attività di censimento, più esplicitamente, è stata eseguita secondo i punti di seguito riportati:

1. Individuazione visiva dei recipienti, delle tubazioni, ecc. a pressione, presenti nei diversi fabbricati dello Stabilimento FIAT di Pomigliano D'Arco;
2. Impostazione di planimetrie riportanti la localizzazione di tutte le attrezzature a pressione individuate;
3. Individuazione delle caratteristiche principali, PS (pressione massima ammissibile), V (volume), DN (diametro nominale della tubazione), temperatura massima e minima ammissibile, eventuale matricola, numero di fabbrica delle attrezzature esaminate;

L'identificazione e l'inventario di tutte le attrezzature a pressione, potenzialmente rientranti in tale definizione, presenti all'interno dello Stabilimento FIAT GROUP AUTOMOBILES S.p.A., è stato condotto dal Responsabile Servizio di Prevenzione e Protezione (RSPP) e dal Responsabile degli Enti tecnici di stabilimento (Impianti, Metodi, Materiali ausiliari, ecc.) con l'ausilio dei dirigenti, dei capi ente, dei capi UTE, dei leader di manutenzione e con l'affiancamento del Consulente Esterno, in possesso di specifiche conoscenze in materia di attrezzature a pressione e di protezione da rischi specifici relativi alle attrezzature a pressione.

Individuate in prima battuta le attrezzature citate in precedenza, in seconda battuta si è provveduto a:

1. Rintracciare la documentazione tecnica dell'apparecchiatura analizzata comprendente le dichiarazioni di conformità o i libretti ISPESL, le certificazioni dei dispositivi di sicurezza, dei dispositivi di protezioni presenti, ecc;
2. Individuare, per ogni apparecchiatura a pressione, il tipo di fluido presente, e il suo stato fisico con relativa attribuzione del gruppo di appartenenza (gruppo 1 – gruppo 2) in rispetto all'art. 9 del D.Lgs. n. 93 del 25/02/2000;
3. Classificare ogni apparecchiatura con l'individuazione della categoria, utilizzando le tabelle di riferimento riportate dell'allegato 2 del D. Lgs. 25 febbraio 2000, n. 93 (direttiva PED);

Tutte le informazioni sopra elencate una volta rintracciate, sono state inserite in apposite tabelle, facenti parte della procedura base di FIAT, modificate, in ottica di miglioramento, per tener conto di tutti i dati raccolti.

In figura 1 si riporta una delle tabelle sopra menzionate (in particolare la tabella per le apparecchiature a pressione, senza le tubazioni) con esposti degli esempi di classificazione.

TABELLA N°		Classificazione delle attrezzature a pressione ai sensi del D.Lgs. n. 93 del 25/02/2000 e del D.M. n. 329 del 01/12/2004											PLANIMETRIA DI RIFERIMENTO N°				
ATTREZZATURE IN PRESSIONE - FABBRICATO/U.O./REPARTO																	
n°	Impianto e/o macchinario	Costruttore attrezzatura a pressione	Tipologia attrezzatura a pressione	Anno di costruzione	n° di fabbrica	componenti dell'apparecchiatura	Volume [Litri]	Pressione massima ammissibile [bar]	Temperatura minima amm.le (°C)	Temperatura massima amm.le (°C)	Matricola	tipo fluido	Stato fisico fluido	gruppo di fluido	Prodotto PSxV	Tabella di riferimento Alt. 2	Categoria
1	Pressa ITALTECH . Impianto oleodinamico con presenza di accumulatore con membrana	Recipienti in pressione			24,5	330	-40	80		azoto	gassoso	2	8085	Tabella 2	IV
2	Sistema per la produzione acqua calda tramite acqua surriscaldata per riscaldamento vernici		Recipiente in pressione (scambiatore a tubi)			tubi	12	16	5	204,4		acqua surriscaldata	liquido	2	192	Tabella 2	I
			mantello			19,5	12	5	110	acqua		liquido	2	234	Tabella 4	art. 3 com 3	
			Recipiente in pressione (vaso di espansione)				105	6	-10	99		aria	gassoso	2	630	Tabella 2	II
			Recipiente in pressione (vaso di espansione)				105	6	-10	99		aria	gassoso	2	630	Tabella 2	II

Figura 1: Esempio di tabella di censimento apparecchiature a pressione

Sulla base della mappatura effettuata con la prima fase, realizzato un database informatico, si è completato il censimento delle attrezzature a pressione e degli insiemi, fino ad arrivare alla classificazione degli stessi con individuazione della loro categoria.

A questo punto si è passati ad analizzare tutta la documentazione tecnica delle apparecchiature censite, andando a determinare una riorganizzazione dell'archivio documentale, base essenziale di una corretta gestione delle attrezzature a pressione.

In effetti l'archiviazione e la corretta gestione della documentazione in esame, ha dimostrato di permettere il suo pieno e immediato controllo e ha permesso di tenere sotto osservazione costante l'integrazione documentale fornita a fronte di continue richieste fatte nel caso di accertata mancanza documentale. La mancanza dei documenti e la loro ricerca ha dimostrato di essere un punto di debolezza nella procedura. Anche in considerazione del fatto che la risposta alla richiesta documentale da parte dei fornitori è stata spesso inconsistente ed evasiva.

Definita una completa mappatura delle apparecchiature a pressione, dando luogo a un punto zero, si è valutata la possibilità di aumentare il controllo sulla corretta gestione della documentazione tecnica rintracciata per le vecchie apparecchiature e di migliorare la gestione sulla documentazione tecnica da richiedere per le nuove attrezzature in corso di acquisto. Per questo secondo punto si è inserita, nella procedura, una fase di gestione a completo carico del Tecnico incaricato dell'acquisto di nuove attrezzature a pressione.

In effetti nella Procedura Operativa è stata definita la seguente attività a carico del Tecnico generico FIAT:

“ Per le attrezzature a pressione di nuova fornitura, il Tecnico che deve provvedere alla stesura del capitolato tecnico da inoltrare agli Acquisti, deve inserire, in funzione della tipologia delle attrezzature da acquistare, le schede riportanti la lista dei documenti che il fornitore deve consegnare all'atto della fornitura dell'apparecchio.”

A supporto del Tecnico incaricato dell'acquisto, sono state impostate una serie di schede riportanti la lista dei documenti che l'Installatore/Fornitore deve consegnare, all'atto della fornitura dell'apparecchio.

Le schede in oggetto sono state definite per attrezzature “ tipo” in uso negli stabilimenti del gruppo FIAT. Le schede impostate sono relative alle attrezzature elencate nella Figura “2”; (schede selezionabili nel programma realizzato in Excel allegato alla procedura.)

ELENCO DELLE ATTREZZATURE A PRESSIONE

Selezionare tra le attrezzature sotto elencate l'attrezzatura oggetto della fornitura

A	Recipienti a pressione
B	Impianti di produzione aria compressa
C	Impianti di pressurizzazione acqua
D	Impianti di refrigerazione
E	Generatori di vapore e acqua surriscaldata
F	Serbatoi di stoccaggio fluidi criogenici
G	Impianti di produzione acqua calda
H	Tubazioni
I	Serbatoi di stoccaggio GPL

Figura 2: Tipologia di attrezzature per le quali sono state impostate le schede documentali

Come esempio si allegano le schede che compariranno selezionando la riga "recipienti a pressione". Il programma reagisce alla selezione evidenziando la lista che riporta l'elenco dei documenti che devono essere consegnati, da parte dell'Installatore/Fornitore, all'atto della fornitura dell'apparecchio.

Per evidenziare la scheda con la lista della documentazione da consegnare, in funzione della tipologia del recipiente in pressione occorre definire PS, V, occorre stabilire se lo stesso rientra o meno nell'art. 2 (Esclusioni) comm. 1 lett "c" o "g" o "i" o "o" del Decreto n° 329/04. Il tutto si ottiene rispondendo ai requisiti elencati nella tabella riportata in Figura "3", che rispecchia la schermata che si ottiene eseguendo la selezione in precedenza citata.

RECIPIENTI A PRESSIONE				
N°	Riferimento normativo	Descrizione	SI	NO
1	Decreto n° 329/04 art. 2 comm. 1 lett. c	Recipiente con pressione massima ammissibile non superiore a 0,5 bar;	X	Y
2	Decreto n° 329/04 art. 2 comm. 1 lett. g	Recipienti previsti dall'articolo 3, comma 3 del decreto legislativo n. 93/2000;	X	Y
3	Decreto n° 329/04 art. 2 comm. 1 lett. i	Recipiente a pressione avente capacità minore o uguale a 25 litri e, se con pressione minore o uguale a 12 bar, avente capacità minore o uguale a 50 litri;	X	Y
4	Decreto n° 329/04 art. 2 comm. 1 lett. o	Recipienti quali desurriscaldatori, scaricatori, separatori di condense, disolatori inseriti lungo le tubazioni di vapori o di gas, i filtri, i barilotti ricevitori e distributori di vapori o di gas, per i quali si devono verificare almeno due delle seguenti condizioni: 1) il loro diametro interno in mm o dimensione nominale non superi 500; 2) la pressione massima ammissibile PS non superi i 6 bar; 3) il prodotto del loro diametro interno in mm o dimensione nominale DN per la pressione massima ammissibile non superi 3000;	X	Y

Figura 3

Definito il passaggio illustrato, si accede alla lista della documentazione menzionata. La lista riportata nelle figure 4 e 5, ha delle variazioni a seconda se il recipiente rientra o meno nell'applicazione del D. n° 329/08 e se è stato realizzato secondo la normativa antecedente la PED, secondo PED o secondo il D.Lgs. n° 311.

ATTREZZATURE NON ESCLUSE DALL'APPLICAZIONE DEL Decreto n° 329/04

DOCUMENTAZIONE DA RICHIEDERE AL FORNITORE E/O INSTALLATORE DELL'ATTREZZATURA

		Consegnata	Non Consegnata	Motivazione della mancata consegna
Per i recipienti a pressione costruiti precedentemente la PED (D.Lgs. 93/00)	1			
	2			
	3			
	4			
	5			
	6			

		Consegnata	Non Consegnata	Motivazione della mancata consegna
Per i recipienti a pressione/insiemi costruiti in PED (D.Lgs. 93/00) o D.Lgs. 311	1			
	2			
	3			
	4			
	5			
	6			
	7			

Figura 4

ATTREZZATURE ESCLUSE DALL'APPLICAZIONE DEL Decreto n° 329/04

DOCUMENTAZIONE DA RICHIEDERE AL FORNITORE E/O INSTALLATORE DELL'ATTREZZATURA

		Consegnata	Non Consegnata	Motivazione della mancata consegna
Per i recipienti a pressione costruiti precedentemente la PED (D.Lgs. 93/00)	1			
	2			
	3			

		Consegnata	Non Consegnata	Motivazione della mancata consegna
Per i recipienti a pressione/insiemi costruiti in PED (D.Lgs. 93/00) o D.Lgs. 311	1			
	2			
	3			
	4			

Figura 5

Quindi, per riassumere, effettuata la prima fase di censimento delle attrezzature a pressione, degli insiemi e fatta la loro classificazione con l'individuazione della categoria, si è passati alla seconda fase dell'operazione che è consistita nella valutazione della documentazione tecnica di ogni singolo apparecchio a pressione censito.

A completamento della fase citata si è passati alla terza ed ultima fase della Procedura Operativa, che è consistita nella individuazione e nella definizione delle eventuali attività a farsi sugli apparecchi analizzati, al fine di adeguare gli stessi alle disposizioni di legge.

La Fase finale è molto importante sia per non incorrere nelle non conformità legislative, con conseguente messa fuori esercizio delle attrezzature a pressione ed insiemi coinvolti, ma anche per contenere l'aumento della probabilità di incidente dando il via a una successiva fase di controlli periodici e di manutenzioni integrative.

La Fase di valutazione è stata condotta sempre dal Responsabile Servizio di Prevenzione e Protezione (RSPP), assistito dai dirigenti, dai capi ente, dai capi UTE, dai leader di manutenzione dal Responsabile degli Enti tecnici di stabilimento (Impianti, Metodi, Materiali ausiliari, ecc.), con il supporto del Consulente Esterno, in possesso di specifiche conoscenze in materia di attrezzature a pressione e di protezione da rischi specifici relativi alle attrezzature a pressione.

Ottenuto, con la procedura sopra descritta, il quadro generale di tutta la documentazione reperita e di tutti i dati acquisiti, in rispetto al D.M. 01/12/2004 n. 329, *“Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi”*, si è passati a valutare per ogni impianto :

- l' eventuale sua esclusione dalla verifica obbligatoria “di primo impianto” e dalla denuncia di “messa in servizio”;
- l'eventuale esclusione dalle verifiche periodiche;
- i tipi di interventi a farsi per eliminare le non conformità legislative.

Inoltre provvedendo, a completamento della tabella di censimento impostata, ad inserire nella stessa l'indicazione, per ciascun apparecchio, degli eventuali adempimenti obbligatori da attuare, quali per esempio in via esemplificativa:

- denunce o comunicazioni obbligatorie e/o eventuali esclusioni dalle stesse;
- verifiche di primo impianto, ovvero di messa in servizio;
- verifiche periodiche;
- verifiche di riqualificazione periodica;
- verifiche di riparazione o modifica, ecc.,
- ed ogni altro elemento tecnico/applicativo pertinente richiesto dalla vigente normativa per la specifica attrezzatura a pressione.

si è raggiunto lo scopo prefissato, consistente nell'ottenere un controllo totale e costante della situazione di tutti gli impianti oggetto di controllo.

Di seguito si riporta la tabella di censimento completa (figura 6), tabella che permette, alla fine, una totale e immediata visualizzazione sulla situazione in essere e una gestione nel tempo delle apparecchiature e degli insiemi a pressione.

Classificazione delle attrezzature a pressione ai sensi del D.Lgs. n. 93 del 25/02/2000 e del D.M. n. 329 del 01/12/2004 ATTREZZATURE IN PRESSIONE - FABBRICATO U.O. REPARTO													PLANIMETRIA DI RIFERIMENTO N°			Luogo e data di aggiornamento						
TABELLA N°	ai sensi del D.Lgs. n. 93 del 25/02/2000 e del D.M. n. 329 del 01/12/2004 ATTREZZATURE IN PRESSIONE - FABBRICATO U.O. REPARTO												Periodicità integrità	art 9 D. 329 verifica di esercizio	art 6 D. 329 verifica completa	Periodicità della verifica di efficienza per impianti di riscaldamento acqua	NOTE					
n°	Costruttore a pressione	Tipologia a pressione	Anno di costruzione	n° di fabbrica	Componenti della fabbrica	Volume (Litri)	Pressione massima ammessa (bar)	Temperatura minima (°C)	Temperatura massima (°C)	Matricola	tipo fluido	Stato del fluido	gruppo di fluido	Prodotto PS.V	Tabella di riferimento All.2	Categoria	Periodicità funzionamento	Periodicità integrità	art 9 D. 329 verifica di esercizio	art 6 D. 329 verifica completa	Periodicità della verifica di efficienza per impianti di riscaldamento acqua	NOTE
1	Pressa ITALTECH Impianto olodinamico di compilatore con membrana	Recipienti in pressione				24,5	330	-40	80		azoto	gassoso	2	8085	Tabella 2	IV	3	10	non applicabile	non applicabile		Esclusione dall'applicazione del DM 329/04 secondo l'art 2 comm 1 lett poichè V < 25 lt.
2	Sistema per la produzione di acqua trattata tramite acqua suriscaldata per riscaldamento ventili	Recipiente in pressione (scambiatore a tubi)			tubi	12	16	5	204,4		acqua suriscald dita	liquido	2	192	Tabella 2	I	4	10	non applicabile	non applicabile		Esclusione dall'applicazione del DM 329/04 secondo l'art 2 comm 1 lett poichè V < 25 lt.
															Tabella 4	art. 3 com 3	escluso	escluso	non applicabile	non applicabile		Esclusione secondo art. 3 comm 3 dell'applicazione del D.L. n° 93 del 25/02/00 per il recipiente (la progettazione, fabbricazione può non soddisfare la PED) Esclusione, secondo art 2 comm 1 lettera g, dall'applicazione del DM 329/04. Potenzialità globale 314 kw di 35 kw (30.000 kcal/h) quindi l'impianto rientra nell'applicazione del D.M. 01/12/75. Da effettuare la denuncia presso l'INAIL per impianto di produzione acqua calda.
															Tabella 2	II	4	10	non applicabile	non applicabile		Da effettuare la verifica di primo impianto, secondo l'art. 4 del D.M. 329/04, tramite richiesta all'INAIL di competenza poichè V > 50 lt. Non soggetto alla riqualificazione periodica secondo l'art 11 comm 1 lett a D.M. 329/04 poichè Pamm < 12bar e Pamm x V < 12000bar.l.
															Tabella 2	II	4	10	non applicabile	non applicabile		Da effettuare la verifica di primo impianto, secondo l'art. 4 del D.M. 329/04, tramite richiesta all'INAIL di competenza poichè V > 50 lt. Non soggetto alla riqualificazione periodica secondo l'art 11 comm 1 lett a D.M. 329/04 poichè Pamm < 12bar e Pamm x V < 12000bar.l.

Figura 6: Tabella di censimento completa

3. Conclusioni

In sintesi, all'interno dello Stabilimento FIAT GROUP AUTOMOBILES S.p.A. di Pomigliano D'Arco, lo studio ha condotto alla formazione della Procedura Operativa descritta tesa a garantire il massimo controllo delle apparecchiature a pressione, andando ad evidenziare i punti deboli e i miglioramenti da apportare agli impianti.

La definizione di una adeguata Procedura Operativa quindi è una attività essenziale per tutte le Aziende; è una attività che deve permettere di arrivare a una corretta gestione dei rischi e dei pericoli, determinati dalle attrezzature a pressione nei luoghi di lavoro, avendo come obiettivo il miglioramento della gestione stessa dal punto di vista sicurezza dei luoghi stessi, gestione che il legislatore, tramite il D. Lgs. 81/08, impone ai Datori di Lavoro.

Bibliografia

- [1] Regio Decreto 12 maggio 1927, n. 824 "Approvazione del regolamento per l' esecuzione del R. Decreto-Legge 9 luglio 1926, n. 1331 che costituisce l' Associazione Nazionale per il Controllo della Combustione"
- [2] Decreto Ministeriale 21 maggio 1974 "Norme integrative del regolamento approvato con R.D: 12.5.1927, n. 824, e disposizioni per l' esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchi a pressione"
- [3] Decreto Ministeriale 1 dicembre 1975 – Titolo II – Titolo III
- [4] D.Lgs. 27 settembre 1991, n. 311 "Attuazione delle direttive n. 87/404/CEE e n. 90/488/CEE in materia di recipienti semplici a pressione, a norma dell'art. 56 della legge 29 dicembre 1990, n. 428"
- [5] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione"
- [6] Decreto 1 dicembre 2004 n. 329 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all' art. 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93"
- [7] 2009 ISPESL "Raccolta R edizione 2009"

Problematiche di sicurezza negli impianti di riscaldamento a vaso aperto nelle centrali di decompressione di gas metano

F. Badolato*, R. Longo*

*INAIL – UOT CVR Catanzaro

Sommario

Il presente lavoro ha lo scopo di fornire alcune indicazioni per la messa in sicurezza degli impianti termici a vaso aperto installati presso le cabine di decompressione e misura del gas metano gestite dai vari distributori di gas e presenti su tutto il territorio nazionale.

1. Premessa

All'interno delle cabine di riduzione 1° salto, dove il gas metano viene consegnato ad una pressione di almeno 12 bar relativi, di solito tra i 50 ed i 60 bar, viene effettuata la prima riduzione della pressione del gas, che viene portata fino a qualche unità di bar.

Tale processo, per l'effetto Joule-Thomson, implica una riduzione notevole della temperatura del gas, stimabile in circa 0,5 °C per ogni bar di riduzione.

L'abbassamento di temperatura del gas può provocare dei danni alle apparecchiature a causa della formazione di ghiaccio dovuta all'acqua presente, allo stato di vapore, nel gas.

Pertanto, al fine di evitare tale inconveniente, e per mantenere un valore di temperatura necessario per una corretta misurazione del quantitativo in transito (condizioni standard), il gas viene riscaldato, mediante l'utilizzo di scambiatori di calore all'interno dei quali viene fatta circolare acqua calda (fluido termovettore) prodotta da generatori di calore che in genere rientrano nel campo di applicazione della Raccolta R.

2. Le problematiche

Di seguito si riportano due problematiche, con relative proposte risolutive, rilevate durante lo svolgimento di verifiche effettuate alle centrali installate presso le cabine di decompressione metano, dislocate sul territorio regionale.

2.1 Possibilità di fuga gas metano ad alta pressione

Come già accennato in premessa, il gas metano, in condizioni di alta pressione, viene riscaldato a mezzo di scambiatore di calore a fascio tubiero, composto sostanzialmente da due sezioni. Con riferimento alla figura 1, nella quale è schematizzato uno scambiatore tipo, con evidenziati, in diverso colore, i percorsi dei due fluidi (gas in giallo ed acqua in azzurro), si distinguono:

a) una prima sezione (alta pressione), costituita da un fondello inferiore, dove sono situati i bocchelli di entrata e di uscita del gas, chiuso superiormente da una piastra tubiera da cui parte un fascio di tubi attraversato internamente dal gas in alta pressione;

b) una seconda sezione (bassa pressione), composta da un mantello cilindrico, posizionato sopra il fondello, e contenente al suo interno il fascio tubiero di cui

sopra. Dal bocchello superiore, l'acqua calda in arrivo dai generatori di calore, entra nel mantello e, lambendo esternamente il fascio tubiero, cede calore al gas di passaggio. Successivamente, l'acqua in uscita dal mantello, fa ritorno ai generatori di calore dove viene nuovamente riscaldata e re-immessa nella tubazione di mandata, verso lo scambiatore.

Dal punto di vista costruttivo, in considerazione delle ordinarie pressioni d'esercizio (gli impianti per il riscaldamento dell'acqua funzionano anche a circolazione naturale e con una pressione idrostatica di pochi metri di colonna d'acqua, a vaso aperto), questa seconda sezione viene realizzata in classe di resistenza alla pressione molto inferiore rispetto alla prima.

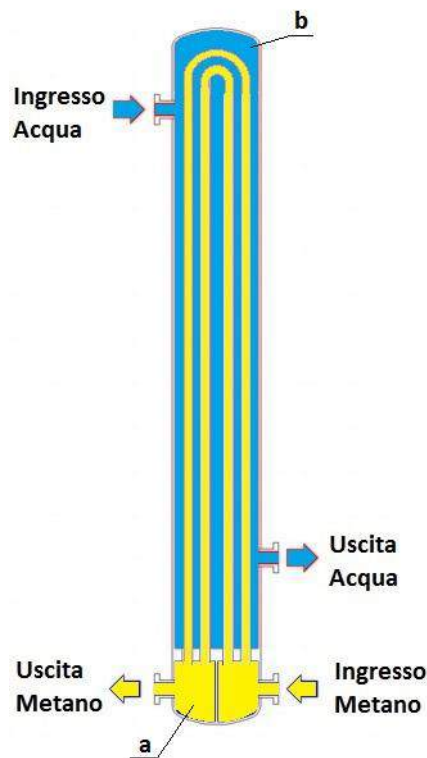


Figura 1

Quindi, considerando gli aspetti costruttivi degli scambiatori ed il loro normale utilizzo, è facilmente intuibile come una rottura del fascio tubiero (conseguente ad ossidazioni, difetti di fabbricazione o altro) metterebbe inevitabilmente in contatto i due fluidi (acqua e gas). Si osservi inoltre che la probabilità che ciò accada, aumenta in presenza di acqua con elevata durezza. Allorquando si dovesse verificare l'inconveniente, il gas, in alta pressione, invaderebbe la tubazione che trasporta l'acqua e, percorrendo l'intero impianto, fuoriuscirebbe, in corrispondenza del vaso d'espansione aperto, dai tubi ad esso afferenti (di sicurezza e di carico). Oltre al possibile rapido svuotamento dell'acqua dall'impianto, se il vaso di espansione fosse ubicato all'interno della centrale termica, si potrebbero generare situazioni di pericolo, con possibilità anche di incendi. A tal proposito va osservato che i generatori utilizzati in tali impianti sono del tipo atmosferico, quindi non a camera stagna, e che le aperture di areazione nel locale centrale termica sono proporzionate alla potenza dei generatori ed alla relativa portata di gas di alimentazione a pressioni bassissime. Si consideri infine che per tali impianti non è prevista la presenza di operatori in loco, ma risultano essere telegestiti e le

anomalie vengono segnalate su un quadro remoto; l'intervento quindi per quanto possa essere rapido, non sarebbe sicuramente immediato.

2.2 L'adduzione idrica

Altra problematica che investe le centrali termiche di ausilio alle cabine di riduzione pressione gas metano, è la frequente mancanza di alimentazione idrica continua all'impianto, spesso dovuta all'impossibilità di avere a disposizione l'alimentazione comunale.

A tal proposito la Raccolta R ed. 2009, ancor più delle precedenti, è chiara (cap. R.2.A., punto 1): occorre un mezzo di riempimento o direttamente nel vaso di espansione o nella parte inferiore del generatore di calore tramite un gruppo (di riempimento), definito a sua volta al punto 20 del cap. R.1.B.

Infatti, la definizione di cui al punto 20 (cap. R.1.B.), e gli schemi a pag. 7 della Raccolta R (cap. R.2.A. punto 1, che di seguito si riportano nelle figure 2 e 3), ed in particolare la valvola di intercettazione evidenziata nello schema di figura 2 e/o il riduttore di pressione presente in quello di figura 3, sottintendono la presenza, a monte, di una adduzione idrica continua.

D'altro canto si osservi, relativamente alla prima possibilità (riempimento dal vaso), che se fosse possibile il reintegro a mano non dovrebbe essere obbligatoria la tubazione di riempimento con intercettazione, mentre nel secondo caso, la definizione di cui al punto 20 (cap. R.1.B.), evidenzia ovviamente la necessità di avere a monte una costante fornitura idrica a pressione non inferiore di quella idrostatica a cui è sottoposto l'impianto.

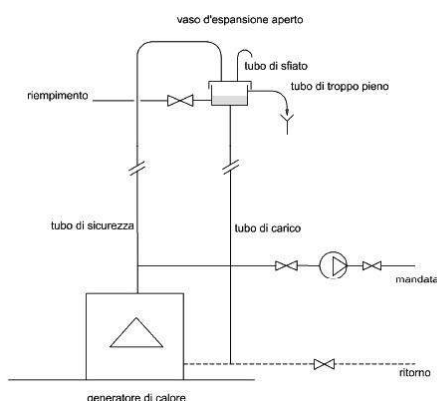


Figura 2

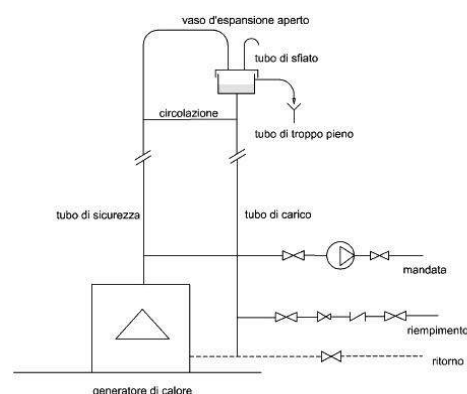


Figura 3

L'analisi del rischio di una centrale termica (con particolare riferimento al generatore di calore acqua calda) pone al primo posto la mancanza di acqua. Il dispositivo di protezione livello minimo, previsto al punto 1 lett. h) cap. R.3.A. (spesso trattasi di un livellostato installato nel vaso di espansione), non fa venir meno questa esigenza in quanto il livellostato, come la valvola di sicurezza, serve per l'emergenza, non per il normale esercizio. In altre parole, non è pensabile che la naturale ed inevitabile evaporazione dell'acqua, che potrebbe essere ancor più accentuata in particolari condizioni climatiche, sia tenuta a bada da un livellostato.

3 Indicazioni sulla messa in sicurezza

3.1 Indicazioni per eventuale fuga gas metano

Al fine di evitare le eventuali gravi conseguenze delle possibili avarie descritte al paragrafo 2.1, si potrebbero attuare i seguenti interventi:

- a) installare il vaso di espansione dell'impianto di riscaldamento all'esterno della centrale termica (figura 4), permettendo quindi al gas metano di sfogare all'esterno e non all'interno del locale centrale termica. Ovviamente per tale installazione resterebbero validi gli accorgimenti eventualmente da adottare già previsti al punto 3.5 del cap. R.3.A., in merito alla protezione contro il gelo;
- b) per gli impianti già esistenti ed aventi il vaso installato all'interno del locale centrale termica, al fine di evitare lo spostamento del vaso all'esterno del locale, si potrebbe installare un rilevatore di fughe gas, di adeguata sensibilità, sopra il vaso di espansione che, a mezzo di centralina e valvola di intercettazione gas posizionata sulla tubazione a monte dello scambiatore, blocchi il flusso del gas stesso;
- c) idonea progettazione degli scambiatori in modo da ridurre la possibilità di passaggio del gas metano all'interno delle tubazioni percorse dall'acqua dell'impianto di riscaldamento. A tal proposito si richiama la responsabilità del costruttore dello scambiatore sul pieno rispetto dei requisiti essenziali di sicurezza di cui all'allegato I della direttiva PED 97/23/CE, che *“sono vincolanti”* come ribadito al punto 2 delle osservazioni preliminari dello stesso allegato I. Il punto 3 delle stesse osservazioni preliminari recita *“Il fabbricante ha l'obbligo di analizzare i rischi per individuare quelli connessi con la sua attrezzatura a causa della pressione e deve quindi progettare e costruirla tenendo conto della sua analisi”*. Nella scelta delle migliori soluzioni da adottare il fabbricante deve applicare i principi stabiliti dal punto 1.2 del capitolo 1 dell'allegato I:
 - eliminazione o riduzione dei rischi
 - applicazione delle opportune misure di protezione contro i rischi residui
 - *“informazione degli utilizzatori circa rischi residui, se del caso, e indicazione della necessità di opportune misure speciali di attenuazione dei rischi per l'installazione e/o l'utilizzazione”*. Dunque qualora il fabbricante non riesca ad eliminare i rischi del passaggio accidentale del gas metano nella tubazione di acqua calda dell'impianto di riscaldamento, potrà nel suo manuale d'uso avvertire l'utente finale della necessità di applicare le soluzioni di cui ai punti a) e b) sopra indicati.

La responsabilità del fabbricante viene richiamata inoltre nel capitolo 2 dell'allegato I *“Progettazione”*, in particolare ai punti 2.1., in cui si richiama la necessità di garantire la sicurezza per tutta la durata di vita prevista, 2.2.1. e 2.6 in cui si chiede di tener conto della corrosione

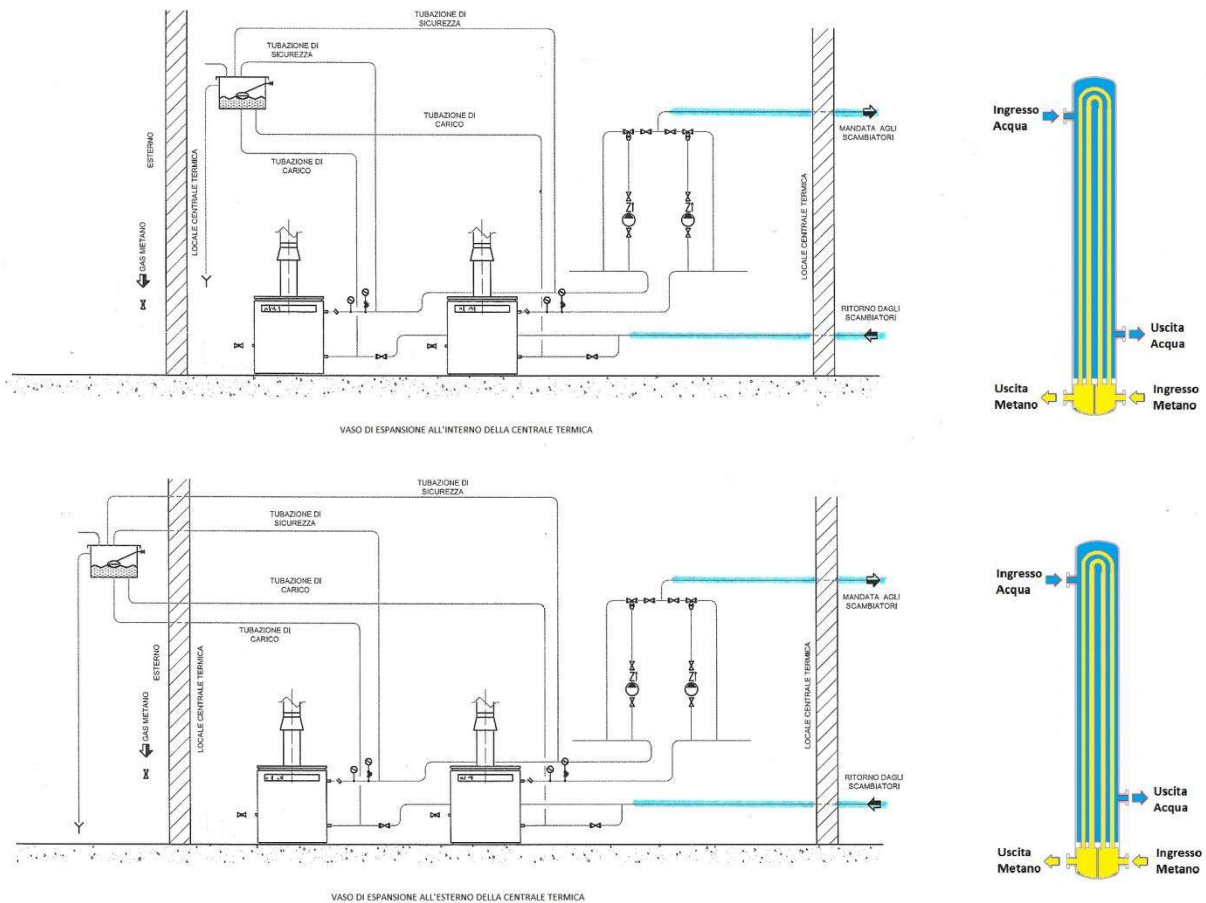


Figura 4

3.2 Indicazioni per eventuale mancanza di adduzione idrica

Facendo seguito a quanto osservato al paragrafo 2.2, negli impianti di decompressione gas metano (nei quali, si ricorda, non è prevista in loco la presenza continua di personale) in cui per diverse cause, tecniche e/o amministrative non è presente una adduzione idrica permanente all'impianto (bisognerebbe richiedere a tal proposito, in sede di verifica, l'asseverazione da parte del tecnico abilitato), si dovrebbero indicare soluzioni alternative. Una possibile soluzione potrebbe essere quella indicata in fig. 5.

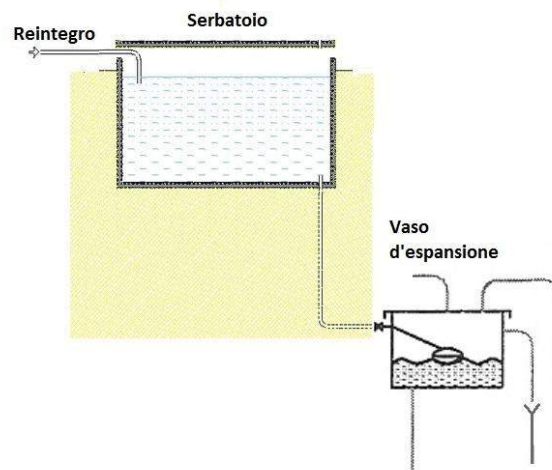


Figura 5

In tale schema è evidenziata la presenza di un serbatoio, esterno all'impianto e collegato a mezzo di tubazione al punto di riempimento del vaso (con intercettazione a galleggiante). Il volume di acqua contenuto all'interno di tale serbatoio, potrà essere commisurato proporzionalmente alle potenze e/o al volume di acqua presente nell'impianto. A titolo di esempio (non esaustivo), per impianti con generatori di potenza totale dagli 80 ai 200 kW (al focolare) si potrebbe prevedere un serbatoio di capacità intorno ai 300-500 litri.

Il posizionamento del serbatoio, a quota superiore rispetto al vaso, consentirà il riempimento automatico dell'impianto (per caduta), che tende a scaricarsi in conseguenza alla naturale ed inevitabile evaporazione dell'acqua dallo stesso. Anche per detto serbatoio andranno fatte le opportune valutazioni, relativamente alla protezione dal gelo, in considerazione del particolare luogo di installazione.

Inoltre, alla base del serbatoio, dovrà essere previsto un livellostato, che non deve essere collegato all'impianto (non deve interrompere il normale funzionamento dello stesso); la chiusura del contatto del livellostato, indicante lo svuotamento dell'acqua all'interno del serbatoio, invierà un segnale, tramite il sistema di telegestione già presente nelle cabine, all'operatore remoto, il quale avrà il tempo necessario per intervenire e ripristinare il livello all'interno del suddetto serbatoio.

Tale soluzione ha pertanto un duplice vantaggio: da una parte si garantisce la presenza di acqua all'impianto (e quindi al generatore), e dall'altra si assicura la continuità del funzionamento della centrale stessa, senza il rischio di interruzione dovuta all'eventuale intervento del *dispositivo di protezione livello minimo* presente nell'impianto (quasi sempre livellostato installato nel vaso d'espansione).

4. Bibliografia

- [1] "D. Lgs. 25 febbraio 2000, n. 93. Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione". Supplemento ordinario n. 62/L alla Gazzetta Ufficiale n. 91 del 18 aprile 2000
- [2] "Raccolta R", Edizione 2009, Istituto Superiore per la Prevenzione e la Sicurezza del Lavoro

Anomalie più frequenti riscontrate nelle attrezzature a pressione

F. Taurasi*, G. Vaccaro**

*INAIL – UOT CVR Avellino

**INAIL – UOT CVR Potenza

Sommario

Per le attrezzature a pressione la sicurezza inizia già nella fase di progettazione, avendo ben presente le condizioni ambientali, continua poi nella fase di realizzazione e prosegue durante la sua vita di servizio con interventi programmati di ispezione e manutenzione. Le apparecchiature a pressione tra cui anche quelle a focolare (es: generatori di vapore e di acqua surriscaldata), devono ottemperare ai requisiti essenziali di sicurezza (RES) previsti dalla Direttiva 97/23/CE (PED), essere progettate, costruite, controllate, equipaggiate ed installate in sicurezza, prevenendo anche i pericoli derivanti da usi impropri, in particolare bisogna:

- Eliminare o ridurre i rischi alla fonte (sicurezza intrinseca);
- Se non è possibile eliminare i rischi, applicare misure di protezione;
- Se sull'apparecchio pensato sicuro e dotato di protezioni, permane un rischio residuo informare e formare, se necessario, gli utenti dei rischi residui.

Scopo del presente lavoro è quello di presentare alcune delle anomalie riscontrate sulle apparecchiature a pressione e ricercarne le cause in modo da mettere in atto delle strategie preventive. Le anomalie più ricorrenti riscontrate sono dovute a:

- cricche nel materiale;
- cricche su saldature;
- corrosioni di varia natura;
- riduzioni di spessore nei materiali;
- deformazioni permanenti.

Con una adeguata pianificazione di gestione, manutenzione e verifica, si possono assicurare enormi vantaggi in termini di eliminazione delle principali fonti di guasto ed assicurare un esercizio più duraturo ed in sicurezza.

1. Introduzione

Le attrezzature a pressione sono progettate in modo tale che il loro esercizio avvenga in sicurezza a una determinata pressione, che è certamente il parametro operativo più importante, anche se non il solo. Il fabbricante dell'attrezzatura ha preliminarmente l'obbligo di analizzare i rischi per individuare quelli connessi con l'attrezzatura e deve quindi progettare e costruirla tenendo conto dell'analisi dei rischi. I materiali utilizzati per le attrezzature a pressione devono rispondere ai requisiti di sicurezza previsti nella PED, lavorando nelle condizioni previste per un tempo definito. Occorre quindi tenere conto, nella progettazione e nell'analisi dei rischi, dei possibili meccanismi di danno. Ognuno di questi meccanismi può provocare una o più tipologie di danno, che vanno considerati sia all'atto della progettazione che la loro evoluzione nel tempo (analisi dei rischi, RES, mantenimento dei RES). L'analisi dei rischi di una attrezzatura a pressione costituisce uno dei requisiti fondamentali sia nella fase di progettazione che in quella di esercizio. L'art. 71, c. 4 lett. b), del Testo Unico (Dlgs 81/08 e smi) impone che "siano curati la tenuta e l'aggiornamento del registro di controllo delle attrezzature di lavoro per cui lo stesso è previsto". Si può dunque affermare che è obbligatorio conservare ed aggiornare, attraverso tale registro, la documentazione relativa a tutte le attrezzature per le quali è

previsto un controllo, sia esso imposto dalla legge, come previsto dal D.Lgs. 81/2008 e s.m.i. art. 71, commi 8 e 11, sia esso individuato dal fabbricante anche in relazione al normale programma di manutenzione. Il dimensionamento dei dispositivi di sicurezza è strettamente connesso con la natura dell'impianto di cui l'apparecchio fa parte e con le cause che possono determinare l'intervento di detti dispositivi. Inoltre, è necessario eseguire regolarmente tutta una serie di controlli che evidenziano situazioni di danno e/o deterioramento delle caratteristiche meccaniche delle membrature. In particolare, la corrosione è un fenomeno diffuso che interessa tutti i tipi di materiali ed in particolare i metalli. Infatti, in un metallo la superficie in contatto con l'ambiente diventa suscettibile di corrosione, che manifesta in sé aspetti molto diversi. La conoscenza dei meccanismi di deterioramento, insieme con i risultati delle ispezioni, permette di concentrare l'attenzione sulle superfici maggiormente soggette ai vari fenomeni di degrado del materiale.

2. Degrado dei metalli

Quasi tutti i metalli mostrano, in presenza di ossigeno atmosferico, umidità ed altri agenti aggressivi, una certa tendenza a ritornare alle forme di combinazione chimica proprie dei minerali dai quali sono stati estratti, caratterizzate da un minor contenuto energetico e quindi da una maggiore stabilità termodinamica. Tale naturale processo di degradazione chimica è conosciuto con il nome di corrosione che nei diversi settori industriali è trattato con diversa nomenclatura, una migliore chiarezza su una definizione standard per la corrosione dei metalli è stata definita dalla norma UNI EN ISO 8044:2001. Secondo questo standard, la corrosione è definita come: "Interazione fisico-chimica tra un metallo e il suo ambiente, che causa cambiamenti nelle proprietà del metallo e che può determinare un deterioramento significativo della funzione del metallo, dell'ambiente o la riduzione dell'efficienza del sistema tecnico di cui questi fanno parte. Il tipo di corrosione, la sua velocità e la sua estensione sono influenzati dalla natura, dalla composizione e dall'uniformità (o non uniformità) dell'ambiente o della superficie metallica a contatto. Di solito, con il progredire della corrosione questi fattori non rimangono costanti, ma sono influenzati da variazioni esterne e da cambiamenti originati dal processo di corrosione stesso. La forma di deterioramento più frequentemente riscontrata sui metalli è proprio quella chimica. I metalli, tuttavia, possono subire anche forme diverse di degrado meccanico, qualora sottoposti a sollecitazioni di varia entità, isolate o ripetute, strutturali o superficiali, a temperatura ambiente o in presenza di calore. La corrosione che consiste in una alterazione superficiale del materiale può essere uniformemente distribuita su tutta la superficie ovvero localizzata in zone particolari. La sua conseguenza più grave può essere la progressiva riduzione della sezione resistente delle apparecchiature. Una superficie di ferro messa a nudo viene facilmente ossidata. Gli ossidi formano su di essa una pellicola generalmente poco permeabile, che protegge il metallo e rallenta o arresta del tutto la corrosione (passivazione del metallo). Nelle caldaie l'elevata temperatura è il primo fattore aggravante della corrosione, sia come acceleratore delle reazioni chimiche sia perché facilita l'attacco e la distruzione delle pellicole protettive che rivestono le superfici metalliche derivate da certi sali presenti nell'acqua o formati a seguito della corrosione, i quali depositandosi sulla superficie del metallo formano uno strato impermeabile (additivi anticorrosivi).

3. Possibile anomalie presenti nelle attrezzature a pressione

La tipologia delle attrezzature a pressione è molto varia, comprendendo il semplice serbatoio per aria compressa, il serbatoio di stoccaggio per GPL, i serbatoi per gas, le bombole fisse, i generatori di vapore, gli accumulatori di vapore, gli scambiatori di calore, i vasi d'espansione per impianti termici, i reattori di sintesi impiegati nell'industria chimica,

ecc. L'esperienza dimostra che non esistono apparecchiature o attrezzature intrinsecamente sicure, il non corretto o improprio utilizzo o la non corretta manutenzione, costituiscono fattori di rischio rilevanti, che possono portare a incidenti anche gravi. Le varie attrezzature contengono un fluido comprimibile, l'elevata energia immagazzinata e l'eventuale notevole temperatura di lavoro delle membrature del corpo a pressione, fanno sì che un'eventuale anomalia possa rapidamente evolvere in una rottura, con conseguente pericolo di scoppio per il fortissimo aumento di volume dovuto al fluido, sia esso un gas o nel caso dei generatori di vapore all'evaporizzazione dell'acqua. Le attrezzature (recipienti, tubazioni, generatori di vapore, ecc.) all'interno delle quali possano avvenire aumenti di pressione, debbono essere munite di dispositivi di sicurezza in modo tale da garantire che la pressione e/o la temperatura non superi quella di progetto delle attrezzature stesse o dell'impianto. Il dimensionamento dei dispositivi di sicurezza è strettamente connesso con la disposizione impiantistica di cui l'apparecchiatura da proteggere fa parte e con le cause che determinano l'intervento di detti dispositivi, che possono essere le seguenti:

- anomalie di esercizio, dovute a errori di manovra, a disservizi dei controlli automatici o dei meccanismi di regolazione automatica, ecc.;
- incendio esterno (di sostanze infiammabili presenti nel locale di installazione dell'apparecchio o nelle immediate vicinanze e presenti in quantità tali da poter alimentare un'incendio).

Per ogni anomalia che può causare una sovrappressione all'interno di una o più apparecchiature viene calcolata la portata di fluido da scaricare attraverso i dispositivi di protezione (valvole di sicurezza, dischi a frattura prestabilita, ecc.) affinché non venga superata la pressione/temperatura di progetto dell'apparecchiatura stessa. È ormai accertato che condizioni di utilizzo molto gravose o non corrette, costituiscano fattori di rischio rilevanti, tali da provocare incidenti gravi ed, in alcuni casi, anche in apparecchi contenenti fluidi non pericolosi o con energia potenziale non elevata. Le anomalie possono essere ricondotte a due categorie principali: anomalie originarie e anomalie dovute alle condizioni di esercizio.

Nel caso delle anomalie originarie le strutture e i materiali che costituiscono l'apparecchio possono già dalla loro origine avere difetti che in fase di costruzione possono essere ritenuti accettabili, o non rilevabili in quanto non ancora apprezzabili. La caratteristica dei difetti definiti originari è quella di emergere durante l'esercizio anche a distanza di molto tempo dalla costruzione dell'apparecchio. La distribuzione non omogenea delle tensioni quando non valutata in fase di progetto, può provocare nel tempo difetti apprezzabili come cricche o deformazioni permanenti. In questo caso la temperatura di esercizio è uno dei fattori determinanti.

Le tipologie di anomalie originarie più significative riscontrate sono le seguenti:

- sfogliature delle lamiere;
- inclusioni di materiali estranei;
- non completa penetrazione della saldatura;
- persistenza di tensioni nelle lamiere per non corretto trattamento termico di distensione.

Le tipologie di anomalie dovute alle condizioni di esercizio, possono dipendere sia da situazioni che possono causare una sovrappressione all'interno e per prevenirle viene calcolata la portata di fluido da scaricare attraverso i dispositivi di protezione (valvole di sicurezza, dischi a frattura prestabilita, ecc.) e sia da difetti nel materiale delle varie membrature, in definitiva possiamo avere:

- avarie dei dispositivi di sicurezza e controllo;
- sollecitazioni e condizioni di esercizio non previste in fase di progetto;
- inadeguata manutenzione;
- cricche nei materiali;

- cricche sulle saldature;
- corrosioni di varia natura;
- riduzioni di spessore nei materiali.

Inoltre, per i generatori di vapore ed in generale per le apparecchiature soggette a riscaldamento, sono stati riscontrati come causa che possono dare origine ad anomalie:

- trattamenti dell'acqua di alimentazione e di caldaia;
- variazioni di combustibile;
- surriscaldamenti;
- dilatazioni termiche.

L'esame visivo, consente una valutazione della conformità ai requisiti richiesti in fase di fabbricazione e dello stato di conservazione in esercizio di attrezzature in pressione, consente di rilevare, con semplicità e rapidità, la maggior parte dei difetti superficiali e fornisce informazioni utili per una gestione efficace e in sicurezza. L'accessibilità al componente o elemento da esaminare, dovrebbe essere sempre possibile, dove necessario anche rimuovendo eventuali ostacoli, ovvero dall'apertura dei passi d'uomo. La combinazione dell'esame visivo, che sotto il profilo qualitativo fornisce una immediata percezione dell'estensione e della gravità del degrado, con il controllo spessimetrico, che ne è il complemento sotto quello quantitativo nella verifica d'integrità, previste dall'art. 71 del D.Lgs 81/08 ed esplicitamente prescritti all'art. 12 del D.M. 329/2004, con le modalità previste dal DM 11 aprile 2011 e s.m.i., assumono obbligo di legge con il fine di garantire la stabilità dell'attrezzatura a fronte di un periodo di esercizio.

Generalmente, nell'ambito delle attrezzature a pressione, il meccanismo di danno dominante su materiali a matrice metallica è quello della corrosione in tutte le sue forme e, per alcuni casi, della erosione. Inoltre, i generatori di vapore essendo soggetti a fiamma diretta sono sollecitati direttamente dall'energia termica, con rischio di surriscaldamento, sono in genere soggetti a condizioni di lavoro più gravose e sono per lo più sottoposti a sorveglianza da parte di un conduttore patentato.

Le tipologie delle anomalie riscontrate maggiormente vengono elencate di seguito:

Le valvole di sicurezza, essendo dispositivi che permettono lo scarico del fluido con l'impiego della sola energia potenziale contenuta nell'apparecchio, costituiscono la migliore garanzia per la sicurezza poiché intervengono automaticamente in caso di avaria o malfunzionamento dei dispositivi di regolazione. Pertanto è indispensabile che siano mantenute sempre in perfetta efficienza e con l'opportuna taratura.



I tipi di corrosione più pericolosi sono solitamente quelli localizzati che possono creare cricche, fori, fessurazioni. Al contrario i fenomeni generalizzati sono i meno pericolosi, in quanto si manifestano sotto forma di aggressione progressiva e abbastanza costante nel tempo, permettendo di stabilire con sufficiente approssimazione, la variazione di spessore del materiale interessato dalla corrosione. La corrosione per vaiolatura o pitting provoca la formazione localizzata di buchi o vaiolature, questo tipo di attacco rientra nella classe delle corrosioni localizzate, infatti si presenta con effetti altamente dannosi (forature) concentrati in



punti sulla superficie del metallo. Le forature sono considerate un problema molto pericoloso laddove il materiale in utilizzo contenga fluidi in pressione, perché possono dare luogo a perdite o rotture improvvise. Questo tipo di corrosione è molto pericoloso soprattutto se provoca la perforazione del componente metallico come nel caso di tubi o serbatoi. Le vaiolature sono ardue da scoprire in quanto sono molto piccole e possono essere coperte da prodotti di corrosione. Esse si formano in punti in cui si hanno aumenti locali della velocità di corrosione. Le vaiolature possono evolversi rapidamente fino alla perforazione del metallo stesso. I metodi di prevenzione delle vaiolature sono diretti per lo più ad evitare che inizialmente si formi la stessa piuttosto che a "curarne" la propagazione una volta creatosi il pit (vaiolatura).



I fenomeni di erosione e corrosione (dovuti alla presenza di ossigeno) sono in genere causati da una elevata presenza d'acqua e dal continuo flusso di vapore che aggredisce chimicamente le pareti dell'apparecchio. Quando la corrosione è generata da infiltrazioni d'acqua i crateri sono leggermente più profondi e spigolosi di quelli generati da correnti di vapore, ovviamente a parità di vita e di utilizzo degli impianti.

Le attrezzature a pressione devono essere progettate per sostenere carichi appropriati all'uso per esse previsto e per le altre condizioni di esercizio ragionevolmente prevedibili. La piastra anteriore in figura, presenta un rigonfiamento molto accentuato, questa anomalia è stata riscontrata anche su altre caldaie, sembra dovuta alla posizione dei rinforzi interni che non hanno mantenuto alle maggiori sollecitazioni dovute al surriscaldamento. Oltre alla manchevolezza dovuta alla non adeguata previsione, in fase progettuale, delle possibili condizioni in esercizio di questo tipo di anomalia, c'è da aggiungere l'incuria e la superficialità del conduttore, in quanto alle prime avvisaglie di mancata tenuta della guarnizione del portellone doveva dare seguito alle eventuali sistemazioni. Dalla figura si nota, dalla diversità di colore, che la piastra risulta surriscaldata nella zona di avaria del portellone.



L'acqua di alimentazione e di caldaia negli impianti termici può dare origine a due tipi di inconvenienti: incrostazioni e corrosioni, è pertanto necessario eseguire con molta cura quando riportato nel manuale d'uso e dalle norme vigenti in materia. Il fenomeno della corrosione, imputabile ad un errato trattamento dell'acqua d'alimento, è spesso causa di formazione di cricche nelle saldature tra fasciame e piastra tubiera. Contribuiscono alla formazione e propagazione di tali cricche i difetti originari del materiale.



I trattamenti dell'acqua dei generatori di vapore, sono necessari per evitare incrostazioni e corrosioni e si possono dividere in due grandi categorie: i trattamenti esterni effettuati con impianti, ed i trattamenti interni effettuati con additivi chimici, tenendo sempre presente che un trattamento

completo delle acque, prevede sia un trattamento esterno che uno interno. Il trattamento esterno di norma opera sui sali presenti per evitare fenomeni di incrostazione, mentre il trattamento interno opera sull'acqua o sul metallo dell'impianto per impedire fenomeni incrostanti e corrosivi. Per evitare le corrosioni i sistemi fondamentali sono due: l'uno prevede la correzione chimica o chimico-fisica dell'acqua, l'altro prevede l'impiego di sostanze che isolano il metallo dall'acqua rendendo impossibile l'innescarsi delle pile di corrosione. Le incrostazioni riducono il coefficiente di trasmissione del calore con conseguente diminuzione del rendimento termico ed aumento della temperatura dei tubi con surriscaldamento, la resistenza meccanica del ferro diminuisce, mentre la pellicola di magnetite si trasforma in ossido di ferro non assicurando più la protezione e favorendo pertanto la corrosione. Quando l'impianto di trattamento dell'acqua non funziona correttamente oltre al verificarsi di fenomeni di incrostazioni e corrosione si possono verificare anche fenomeni di fragilità caustica particolarmente pericolose perché possono essere causa di cedimenti improvvisi delle membrane. Valori elevati di durezza dell'acqua nell'impianto sono indice di anomalie nella depurazione o inquinamenti nelle condense.



Manutenzione, analisi e controlli è necessario eseguirli regolarmente per verificare la regolarità di gestione delle attrezzature ed in particolare per i generatori di vapore e per le linee di vapore e di condensa. Tali attività consentono di controllare i valori dei parametri chimici che possono influenzare la conservazione dell'impianto, ad esempio, provocare corrosione ed incrostazioni con riduzione dello scambio termico e conseguente deterioramento delle caratteristiche meccaniche delle varie membrane. Fondamentale, durante le operazioni di manutenzione ordinaria è la pulizia del generatore, al fine di evitare fonti di surriscaldamento localizzato delle lamiere, dei tubi e dei giunti saldati a causa della formazione di depositi. In questi casi, infatti, sorgono tensioni interne dovute ad un eccessivo aumento locale della temperatura di parete la quale, per effetto di un ridotto scambio termico, può superare anche sensibilmente quella di progetto. Esempio: Fusione del portellone anteriore caldaia dovuto al cattivo posizionamento della guarnizione; essendo una caldaia ad inversione di fiamma la temperatura dei fumi del primo giro era alta, la guarnizione messa male, ha provocato sfiammate che ha portato alla fusione ed alla rottura del portellone.



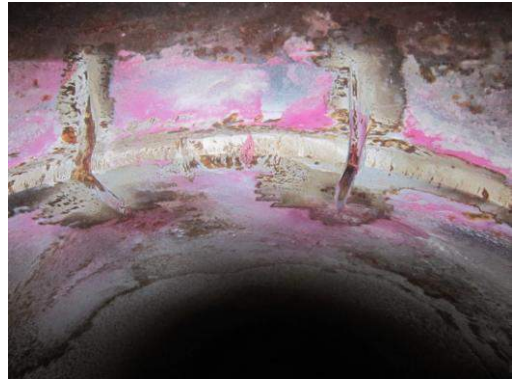
I surriscaldamenti oltre al pericolo di cricche, nelle saldature di unione tra tubi e piastre tubiere o nei tubi stessi, possono generare aumenti localizzati della temperatura di parete delle piastre tubiere.

Le dilatazioni termiche sono particolarmente pericolose per i generatori a tubi di fumo di grande potenzialità (quindi dotati di una grande superficie di riscaldamento e di notevoli dimensioni), in quanto le dilatazioni sono direttamente proporzionali alla lunghezza delle membrane. Le conseguenze meno gravi per la sicurezza, ma rilevanti dal punto di vista economico per l'utente, consistono nella perdita di tenuta con trafiletti d'acqua sulla mandrinatura dei tubi in corrispondenza del primo giro dei fumi.



La presenza di cricche passanti che interessano sia i lembi dei tubi che la piastra tubiera stessa è una delle anomalie più frequenti che si registrano durante le verifiche interne dei generatori di vapore. Le possibili cause che determinano la nascita delle differenti tipologie di cricche e fessurazioni sono numerose ma sono riconducibili, sostanzialmente, ai fenomeni della corrosione, fragilità caustica, e all'eccessivo surriscaldamento localizzato:

- l'elevato carico termico che si registra sulla piastra tubiera e sui tubi è da attribuire ad una singola o alla concomitanza di diverse cause quali la non corretta taratura del bruciatore, il cambiamento del combustibile utilizzato (esempio da olio combustibile a metano);
- al deterioramento della guarnizione di tenuta del portello del focolare;
- per i tubi sporgenti oltre la piastra, l'insufficiente raffreddamento per conduzione dell'acqua interna del generatore.



4. Conclusione

Nel corso delle verifiche effettuate sulle attrezzature a pressione, sono state rilevate anomalie classificabili principalmente come: cricche su saldature, cedimenti strutturali con fessurazioni sui materiali o deformazioni permanenti, corrosioni ed incrostazioni di varia natura ed avarie dei dispositivi di sicurezza.

Molti fattori influenzano il degrado dei materiali, tra cui la manutenzione, le caratteristiche dei materiali utilizzati, la modalità di utilizzo e la chimica dell'acqua in particolare nei generatori di vapore.

Con una adeguata pianificazione di gestione ed una buona esperienza progettuale si possono assicurare enormi vantaggi in termini:

- efficienza dei dispositivi di sicurezza e di controllo;
- eliminazione dei fenomeni di corrosione;
- miglioramento del ciclo di vita dell'apparecchiatura;
- miglioramento dello scambio termico nei generatori di vapore con risparmio energetico, le incrostazioni sulle pareti riducono la capacità di scambio termico in quanto sono un buon isolante e pertanto riducono il trasferimento termico dai fumi di combustione all'acqua.

Le attrezzature a pressione operano in un ampio range di pressioni e temperature e, sono in contatto con una grande varietà di ambienti, pertanto è sempre molto aleatorio poter prevedere, in generale, il comportamento nel tempo del materiale. L'importanza dei controlli e delle verifiche permettono una reale e tempestiva valutazione degli effetti anomali e della ricerca, a volte difficoltosa, delle cause che li hanno determinati.

5. Bibliografia

- [1] Salek, M. Benhamou, M. Chahid: Scaling approach to corrosion: comparison to experiment. International Journal of Academic Research, Vol. 3. No. 2. March, 2011.
- [2] F. Taurasi: Generatori di vapore: valutazione delle principali cause di degrado. Atti del Convegno SAFAP 2012, Napoli 14-15 giugno
- [3] F. Taurasi: Verifiche periodiche - guida alla gestione delle attrezzature. Ambiente & Sicurezza sul Lavoro (pp. 45 - 50). Gennaio 2012

Autoclavi sterilizzatrici: un sistema di gestione per la manutenzione degli aspetti di sicurezza (e funzionalità). Un caso studio c/o l'ASUR Area Vasta n. 4 di Fermo

D. Geraci*, C. Balducci**, M. Omicciolo***

*Libero professionista

**ASUR Area Vasta n.4 Fermo-U.O. Servizio di Prevenzione e Protezione

***ARPA Lazio

Sommario

Il settore sanitario si è sempre contraddistinto per la trasversalità del fattore rischio, per le problematiche connesse non soltanto agli aspetti medici e tecnologici strutturali ma anche per gli aspetti organizzativo-gestionali. In tale ambito le attrezzature a disposizione nelle strutture sanitarie devono assolvere a specifici compiti e devono possedere elevate e ben definite caratteristiche sia di sicurezza sia di affidabilità in tutto il loro ciclo di vita; ciò al fine di poter raggiungere pienamente l'obiettivo ultimo che è quello della salute del paziente. Le autoclavi di sterilizzazione assumono, a fronte di tale analisi, un ruolo centrale fra le attrezzature a pressione.

Tenuto conto degli incidenti e guasti che possono verificarsi in esse notevole importanza assume l'aspetto gestionale, soprattutto nelle operazioni di manutenzione e nella formazione, in quanto, qualora disatteso, rischia di vanificare la pur efficiente analisi di tipo puntuale basata sui controlli e sulle verifiche in base alla normativa vigente.

Caso studio: Basandosi sull'analisi di anomalie, incidenti, guasti, disservizi di tipo tecnico e organizzativo, sui registri degli interventi, sui ritorni di liste di controllo dedicate, sulle istruzioni di uso e manutenzione, si è sviluppato presso l'ASUR Marche Area Vasta n. 4 di Fermo un sistema efficace di gestione della manutenzione in grado di fornire un quadro valutativo per la tenuta sotto controllo delle autoclavi sterilizzatrici.

1. Introduzione

L'autoclave a vapore è il mezzo di sterilizzazione più usato nelle strutture sanitarie, in quanto veloce, pratico, efficace, economico e privo di tossicità.

Essa è costituita principalmente da una struttura in acciaio o altra lega metallica, a sezione cilindrica o parallelepipedica, munita di una o due porte (passanti) a tenuta ermetica, detta camera di sterilizzazione, al cui interno viene introdotto il materiale da sterilizzare.



La camera è rivestita esternamente da un'intercapedine nella quale circola il vapore; il vapore necessario al processo di sterilizzazione può essere autogenerato tramite resistenze elettriche, oppure provenire da una fonte centralizzata (generatore di vapore o più in generale vapore di rete). Componente importante è la pompa del vuoto che consente la forzata rimozione dell'aria dalla camera di sterilizzazione e dal carico.

I componenti tecnici dell'autoclave sono contenuti in una struttura metallica nella quale sono ricavati gli accessi per la manutenzione. Nella parte frontale dell'autoclave è sita una sezione comandi che può essere a schede ottiche o elettromeccanica. Ogni sterilizzatrice è munita di strumentazione per il controllo costante dei parametri con sistema software.

Prima dell'utilizzo l'autoclave deve essere sottoposta a cicli di controllo predisposti, controlli periodici, secondo le normative vigenti, al fine di effettuare il processo di convalida del sistema di sterilizzazione.

Le autoclavi, pur nella diversità degli scopi da raggiungere, sono accomunate dagli stessi principi di funzionamento e dalle stesse problematiche di sicurezza. All'interno di tali attrezzature a pressione avvengono elaborazioni con vapore o liquido a temperatura ustionante.

1.1 Operazioni da eseguire con riferimento ai dispositivi di sicurezza delle sterilizzatrici composte da apparecchi a pressione di cui alla direttiva PED 97/23/CE

Sistema di chiusura e apertura

Descrizione del funzionamento di chiusura. Si compone di due fasi, la prima relativa al completo raggiungimento della corretta posizione di chiusura della porta (ottenuta tramite appositi pulsanti e controllata con cilindro pneumatico e valvola di sicurezza), l'altra relativa ad immissione vapore/aria compressa nella sede della guarnizione della porta, al fine di assicurare la tenuta del sistema in pressione. Quando la pressione nella sede della guarnizione ha raggiunto il valore ottimale il pressostato dà il consenso elettrico all'avvio del programma di sterilizzazione ed all'immissione dei fluidi in camera.

Sicurezza aggiuntiva: a protezione di rischi eventuali di schiacciamento il sistema è costituito da due pulsanti da premere simultaneamente posti a distanza tale da impegnare entrambe le mani dell'operatore.

Descrizione del funzionamento di apertura. Si compone di fasi uguali e contrarie a quelle di chiusura. Le fasi sono due. La prima è relativa allo scarico del vapore dalla sede guarnizione (mediante vuoto che provoca il distacco tra guarnizione e porta autoclave con scarico di pressione residua ancora eventualmente presente in camera). La seconda fase, cioè dell'apertura porta, si realizza solo se l'assenza di pressione in camera fa ritrarre il pistone metallico ovvero è rilevata dal pressostato.

Immissione del fluido sotto pressione

Si verifica soltanto se c'è consenso elettrico della chiusura porta e consenso da parte del pressostato del raggiungimento della pressione prevista nella sede guarnizione.

Sicurezza della manovra di apertura

Due sistemi indipendenti (trasduttore di pressione e pressostato) controllano ciascuno che la pressione in camera sia inferiore o uguale ad un determinato valore.

Sicurezza in caso di interruzione dell'alimentazione elettrica e di aria compressa

In tale evenienza tutte le elettrovalvole restano chiuse mantenendo così la porta chiusa.

2. Disposizioni legislative e stato normativo

2.1 Disposizioni legislative

Le disposizioni legislative riferite alle autoclavi sterilizzatrici sono riconducibili al R.D. 12/05/27 n. 824 dove, in particolare negli artt. da 10 a 42, sono indicati gli accessori di sicurezza e controllo da installare sui generatori di vapore e sui recipienti per vapore, che sono i seguenti: valvole di sicurezza, manometri, apparecchi di alimentazione, indicatori di livello. Successivamente è subentrato il D.M. 21/05/74 (vedasi gli artt. 30 e 31). In particolare l'art. 31 rimanda, quando ne ricorre l'obbligo, al precedente R.D. (art. 39).

Le autoclavi comunque devono avere un dispositivo che impedisca l'apertura del portello/dei portelli con la camera in pressione di vapore (circolare tecnica Ispesl n.

protocollo 34457 del 25 settembre 1980). A fronte di quanto esposto e antecedentemente alla entrata in vigore della direttiva PED le verifiche erano regolamentate dal R.D. del '27 artt. da 60 a 65 e consistevano in prova idraulica, visita interna e prova a caldo.

DIRETTIVA PED (recepita con D.Lgs.25/02/2000 n. 93) ALL I Punto 2.3. "Disposizioni a garanzia della manovra e dell'esercizio in condizioni di sicurezza"

Frequenze della riqualificazione periodica delle attrezzature a pressione costruite in accordo alla direttiva PED 97/23.

- **Decreto ministeriale n. 329 del 01/12/2004 (art. 10 comma 3 e 5).**
- **Decreto 11 aprile 2011 "Disciplina delle modalità di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all'All. VII del D.Lgs, 9 aprile 2008, n. 81, nonché i criteri per l'abilitazione dei soggetti di cui all'art. 71, comma 13, del medesimo decreto legislativo".**

ATTREZZATURE/INSIEMI CONTENENTI FLUIDI DEL GRUPPO 2 (D.Lgs. 93/2000 art.3)	
Recipienti/insiemi contenenti gas compressi, liquefatti e disciolti o vapori diversi dal vapor d'acqua classificati in III e IV categoria e recipienti di vapore d'acqua e d'acqua surriscaldata appartenenti alle categorie dalla I alla IV	Frequenza ispezioni: – Ogni 3 anni: verifica di funzionamento – Ogni 10 anni. Verifica di integrità
Generatori di vapor d'acqua	Frequenza ispezioni: – Ogni 2 anni: verifica di funzionamento e visita interna – Ogni 10 anni. Verifica di integrità

D.Lgs. 81/08 art. 71 comma 8 - Controlli.

2.2 Normativa attività di sterilizzazione

Oltre alle normative di riferimento per la progettazione, realizzazione e manutenzione degli ambienti quali per esempio la conformità alle norme di sicurezza CEI ed altre norme sulla sicurezza elettrica in ambiente ospedaliero, per quanto riguarda le attività di sterilizzazione si prendono a riferimento le leggi in vigore e le normative specifiche.

Innanzitutto si fa riferimento alla direttiva 93/42/CEE sui Dispositivi medici adottata in Italia con il D.Lgs. n. 46 del 24. 02. 97 e successivi emendamenti.

Relativamente ai requisiti strutturali e di processo esiste una moltitudine di norme relative alle metodologie di convalida, ai sistemi di indicatori, ai microrganismi, quindi prevalentemente viste sotto l'aspetto medico e biologico.

Normative relative alle strutture-ambienti

DPR 14 gennaio 1997, n.37 (Approvazione dell'atto di indirizzo e coordinamento alle regioni e alle province autonome di Trento e di Bolzano, in materia di requisiti strutturali, tecnologici e organizzativi minimi per l'esercizio delle attività sanitarie da parte delle strutture pubbliche e private)

Normative relative alle attrezzature-materiali di consumo

Per quanto riguarda le autoclavi per sterilizzazione le norme che ci riguardano più da vicino sono quelle relative a piccole e grandi sterilizzatrici. Esse sono la UNI EN 13060 per piccole sterilizzatrici e la UNI EN 285 per grandi sterilizzatrici.

UNI EN 13060 del 2010 Piccole sterilizzatrici a vapore

È una norma armonizzata della direttiva 93/42 CEE sui dispositivi medici e si riferisce alle piccole sterilizzatrici a vapore diffuse sul mercato quali posti di sub sterilizzazione ospedaliera, centri estetici, studi dentistici, altro. Si hanno tre gruppi di cicli di sterilizzazione (B, N, S) a fronte dei quali si hanno apposite prove per il mantenimento dei

parametri fisici entro limiti determinati. Trattandosi di dispositivi medici ne deve essere indicata dal costruttore la destinazione d'uso.

UNI EN 285 del 2009 Sterilizzazione - Sterilizzatrici a vapore - Grandi sterilizzatrici

è riferita alle grandi sterilizzatrici. Indica le specifiche tecniche, costruttive e di sicurezza che le autoclavi di sterilizzazione devono rispettare, i controlli, gli indicatori ed i sistemi di registrazione che devono possedere, nonché tutta una serie di prove fisiche e biologiche da effettuare in condizioni controllate. L'unico riferimento relativo alla parte a pressione è dato dall'indicazione del rispetto della EN 13445. La EN 13445 è ancora citata, al requisito per la sicurezza, congiuntamente alla norma EN 61010 per i dispositivi elettrici.

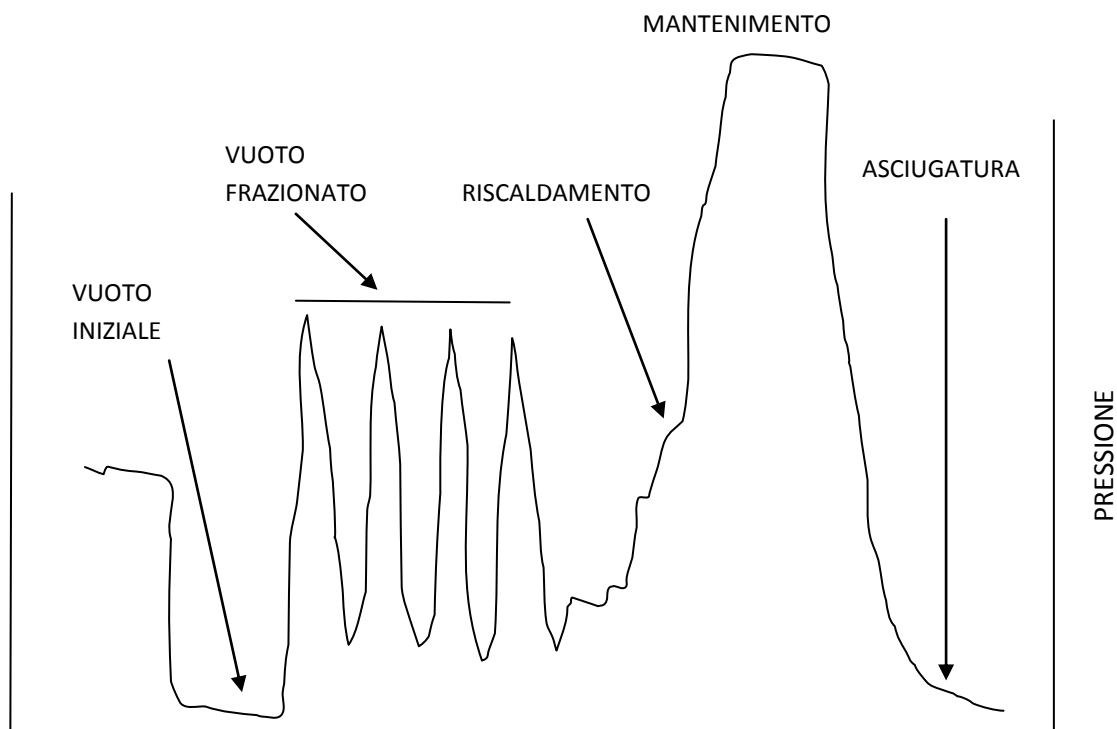
Normative relative al controllo di processo

UNI EN 556-1 del 2002. Sterilizzazione dei dispositivi medici-requisiti per i dispositivi medici che recano l'indicazione "sterile". Essa si riferisce soltanto ai dispositivi medici sterilizzati. Si sottolinea inoltre che la norma citata richiamandosi alla UNI EN ISO 9001: 2008 (punto 7.5.2 "Validazione dei processi di produzione e di erogazione del servizio) e più in particolare alla UNI CEI EN ISO 13485:2012 "Dispositivi medici-Sistemi di gestione per la qualità-Requisiti per scopi regolamentari", definisce come "speciale"¹ il processo di sterilizzazione in quanto il risultato non può essere verificato da una successiva prova sul prodotto.

3. Funzionamento e cicli di sterilizzazione

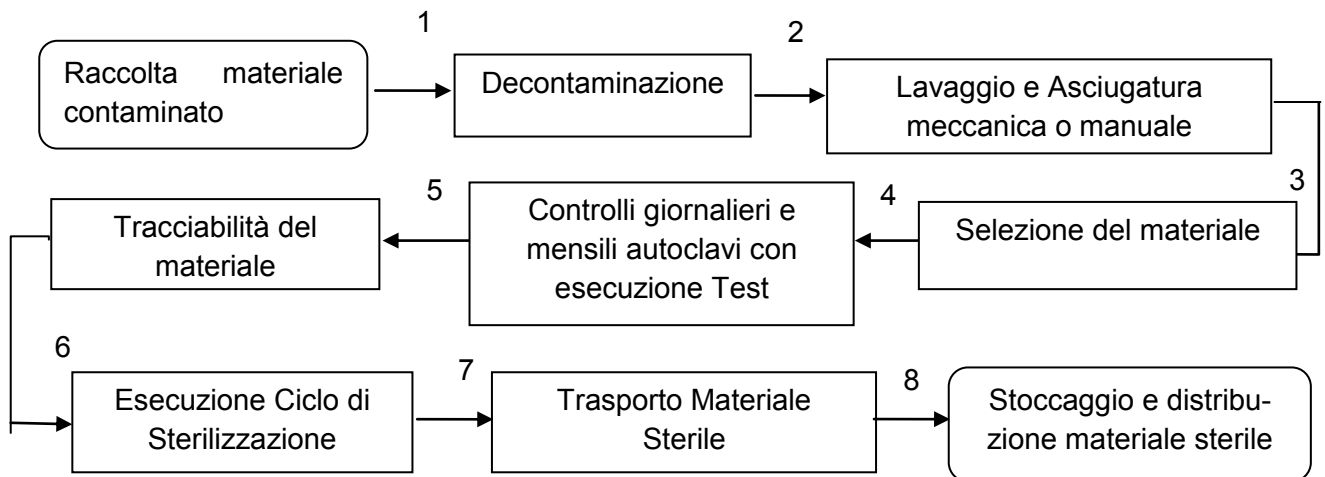
Il processo di sterilizzazione avviene utilizzando, come agente sterilizzante, vapore saturo e creando all'interno della camera di sterilizzazione condizioni fisiche di temperatura e pressione per un determinato periodo di tempo. Il ciclo di sterilizzazione prevede le seguenti fasi: vuoto e iniezione vapore, sterilizzazione e asciugatura.

Il ciclo di sterilizzazione [1]



1 È chiamato "processo speciale" un processo il cui esito non può essere completamente accertato mediante successivi controlli, collaudi e prove del materiale/prodotto e le cui carenze possono emergere in fase di utilizzazione del materiale/prodotto stesso.

Di seguito viene richiamata la SCHEMATIZZAZIONE DEL PROCESSO COMPLETO DI STERILIZZAZIONE che viene eseguito all'interno di una centrale di sterilizzazione.



4. Sistemi di sicurezza [2]

L'autoclave di sterilizzazione è provvista dei seguenti dispositivi di sicurezza che la rendono estremamente affidabile.

Dispositivo elettronico contro l'apertura porta in presenza di pressione in camera.

Dispositivo meccanico contro l'apertura porta in presenza di pressione in camera con micro di segnalazione.

Dispositivo di sovratemperatura di esercizio durante la fase di sterilizzazione.

Dispositivo per difetto di temperatura durante i cicli di sterilizzazione.

Spia di presenza vapore in camera di sterilizzazione.

Dispositivo per la protezione di massima pressione (valvola di sicurezza a molla certificata in accordo alla direttiva PED 97/23).

Dispositivo contro l'immissione di vapore in camera se la porta è aperta o non perfettamente chiusa.

Dispositivo che impedisce la simultanea apertura delle porte (in caso di modelli a due porte).

Dispositivo che in presenza di ostacoli lungo il percorso interrompe la chiusura della porta invertendone il moto fino alla posizione di completa apertura.

Dispositivo di sicurezza di minima pressione (pressostato) per l'apertura della porta.

Dispositivo di sicurezza sulla tenuta della porta (Verifica della pressione nelle guarnizioni mediante pressostato).

Dispositivo di sicurezza di massima temperatura resistenze (Termostato inserito nel corpo del generatore a contatto con le resistenze).

Selettore manuale a chiave per emergenza di scarico e apertura porte.

Magnetotermici per la protezione dei motori.

Fusibile e protezione elettrica sugli ausiliari dell'impianto elettrico.

Pulsante di emergenza a fungo di arresto di tutte le funzioni della macchina.

Protezione differenziale sul circuito elettrico produzione vapore (resistenze).

Sicurezze antinfortunistiche

Microinterruttori di sgancio sul quadro elettrico di potenza.

Doppi pulsanti (impiego delle due mani) per la manovra di chiusura della porta.

Regolatore di pressione per comando e controllo dispositivo apertura/chiusura porta/e che impedisce di superare la forza applicata.

Pulsante di emergenza posto sul pannello di comando per l'arresto immediato del funzionamento della sterilizzatrice e caduta della tensione di rete. Tale pulsante è collaudato per resistere a contatti accidentali.

Avvertenze

Particolare attenzione deve essere rivolta alle valvole pneumatiche poste lungo le tubazioni attraversate dal vapore, in quanto per esse non è possibile effettuare la coibentazione (che invece avviene per le tubazioni con materiale termoresistente) a causa della loro forma e funzionalità.

5. Caso studio c/o l'asur area vasta n. 4 di fermo-apparecchiature della centrale di sterilizzazione del presidio ospedaliero di fermo

Nell'ambito della gestione complessiva del processo di sterilizzazione, assume sempre più importanza la gestione delle manutenzioni delle apparecchiature utilizzate, ciò allo scopo di consentire di ottenere sia un'efficace processo di sterilizzazione (processo definito critico), che per assicurare nel tempo il non verificarsi di disservizi (ritardi nella consegna del materiale sterilizzato per guasti alle macchine) o evitare, nei casi ben più gravi, il verificarsi di fermi macchine prolungati che potrebbero causare addirittura la sospensione nella fornitura del materiale sterile. L'attuale gestione del processo di sterilizzazione presso l'A.S.U.R. Marche Area Vasta n. 4 di Fermo prevede [3] l'effettuazione della sterilizzazione centralizzata presso un'unica Centrale di sterilizzazione alla quale affluisce tutto il materiale proveniente rispettivamente dal Blocco Operatorio del P.O. di Fermo (capienza complessiva di 200 posti letto), dai Reparti e ambulatori Ospedalieri e dagli ambulatori Territoriali (bacino di utenza dell'ASUR Area Vasta n.4 pari a 170.000 abitanti). Le macchine utilizzate in centrale che sono oggetto di contratto di manutenzione full risk tramite ditta esterna riguardano n° 5 autoclavi di sterilizzazione (3 autoclavi sono alimentate attraverso vapore con produzione centralizzata, le restanti n° 2 hanno la possibilità di essere alimentate oltre che con vapore centralizzato anche con vapore generato autonomamente per far fronte ad eventuali guasti dovuti alla produzione del vapore centralizzato) e n° 2 lavaferri, utilizzate per lavare ed asciugare meccanicamente il materiale decontaminato prima di inviarlo alle successive fasi di confezionamento e sterilizzazione.

Sulla base delle informazioni fornite, relative alle suddette apparecchiature, è stato applicato un sistema per la gestione della manutenzione che è strutturato come di seguito.

5.1 Pianificazione

In fase di pianificazione si è tenuto conto delle ispezioni, dell'identificazione dei punti deboli e delle criticità, nonché dei rapporti di guasto.

Criticità

Attraverso i fogli lavoro degli interventi effettuati, i ritorni della somministrazione delle check list e sulla base di analisi di incidenti e guasti occorsi anche presso altre strutture sanitarie è possibile risalire alle problematiche ed alle criticità maggiormente presenti in tali apparecchiature, che sono pertanto riconducibili a:

- Perdite acqua.
- Funzionalità delle resistenze (loro sostituzione).
- Allarme mancanza acqua in quanto la macchina va in blocco.
- Problema delle guarnizioni, che devono essere sostituite ad ogni visita manutentiva ogni tot ore.
- Revisione del cilindro porta (sensore porta).
- Ustioni consistenti in fuoriuscita di vapore a causa di apertura porta con pressione all'interno.
- Affidabilità dei termostati. Necessità di prevedere un secondo dispositivo ridondante indipendente dal primo che rileva la pressione all'interno indipendentemente dal primo.

- Problema delle termosonde; avere un sistema diretto di controllo della max capacità (ml) dell'acqua nell'ampolla che non deve superare un certo valore. Il verificarsi di condensa può far aumentare tali valori con conseguente rilevazione di una temperatura inferiore a quella effettivamente esistente all'interno della camera comportando un fenomeno di surriscaldamento il quale provoca l'indurimento delle guarnizioni di chiusura e la loro non perfetta aderenza alle ghiere, provocando in tal modo una fuoriuscita di vapore (cioè si crea contemporanea presenza di pressione all'interno e stato di apertura dell'autoclave, condizione che porta a pericolo di ustioni).
- Criticità dei pressostati (in camera, all'intercapedine, della guarnizione).
- Carenza di informazione agli operatori.
- Necessità coordinamento efficace fra addetti alla sicurezza ed alla manutenzione.
- Problematiche riferite all'acqua che alimenta l'autoclave: al fine di evitare la formazione di calcare occorre prevedere un addolcitore che elimini il calcio. Però in tal caso la mancanza di calcio porta alla creazione di un fenomeno elettrolitico sulle tubazioni che aggredisce il materiale metallico, per cui è necessario utilizzare soltanto acciai inox. Un'altra soluzione può essere l'adozione dello scambio ionico.

Si rappresenta una tabella indicativa sulle tipologie di guasti che si sono riscontrati nelle autoclavi sterilizzatrici presso la struttura sanitaria, derivanti da richieste di interventi per manutenzione, riparazione o rilevamento anomalie.

TIPOLOGIA	NON URGENTE	URGENTE	URGENTISSIMO
Guasto alimentazione		X	
Errore tempo durante esecuzione cicli		X	
Errore generatore di vapore			X
Mancanza asciugatura		X	
Errore pompa	X		
Guasto porta-allarme interblocco guarnizione	X		
Guasto guarnizione		X	
Perdita acqua da generatore		X	
Guasto porta		X	
Stampante non funzionante		X	
Errore prova vuoto+lavaferri		X	
Guide carrello da saldare		X	
Rottura tubo aria compressa		X	
Perdita acqua		X	
Mancanza erogazione acqua		X	
Errore intercapedine	X		

5.2 Piano Esecutivo

In questa fase intervengono le azioni operative sulle autoclavi con l'esecuzione di tutti gli interventi manutentivi programmati e delle verifiche.

Elenco dei test effettuati

Test giornalieri: nella centrale di sterilizzazione vengono effettuati quotidianamente 2 test sulle autoclavi: vuoto test e Bowie Dick, nonché un ulteriore test (Helix test) per corpi cavi.

Integratori di sterilizzazione: utilizzo di integratori classe 5 (ISO 11140-1) posizionati all'interno dei container e all'interno delle buste.

Pacchi prove biologiche: utilizzati per materiale impiantabile (viti, placche, etc.).

Prove di stabilità: vengono eseguite per il controllo del mantenimento della sterilità del materiale contenuto nelle buste e nei container.

Applicazione del sistema di rintracciabilità del materiale

La rintracciabilità rappresenta la modalità attraverso la quale si recuperano, a posteriori, i dati che descrivono le procedure eseguite su un determinato materiale.

Presso la centrale di sterilizzazione tutto il percorso del processo di sterilizzazione è reso tracciabile. Esiste uno specifico programma per la tracciabilità del materiale sterilizzato che viene sistematicamente aggiornato. Tramite esso si hanno informazioni giornaliere sul materiale in scadenza.

La tenuta delle registrazioni [4]

Le procedure di manutenzione ed i relativi controlli effettuati sono documentati. Viene mantenuto un registro con i dati dell'apparecchiatura con tutte le informazioni utili per l'identificazione, così da disporre di una analisi storica continua (anomalie, guasti, incidenti) del funzionamento e di tutti gli interventi di manutenzione.

Progetto formativo

implementato un progetto formativo mirato per il personale coinvolto nelle varie fasi del processo di sterilizzazione. (D.LGS. 81/08 TITOLO I Artt. 36 e 37). La formazione degli operatori è eseguita tenuto conto delle istruzioni di uso e manutenzione.

Utilizzo dei DPI (dispositivi di protezione individuale)

Particolare attenzione è posta alla formazione nell'uso dei DPI. Ogni DPI deve avere come caratteristica fondamentale la tutela dell'operatore ed essere adeguato rispetto ai rischi da prevenire. I DPI in dotazione sono: guanti, indumenti di protezione (camice), mascherina per i rischi di tipo biologico e per la protezione delle vie respiratorie; dispositivi (occhiali, visiera) per la protezione del volto da spruzzi di liquidi e/o da aerosol.

5.3 Controllo

Il controllo [5] dell'apparecchiatura (autoclave) costituisce il punto di partenza per il buon funzionamento di un'autoclave, volto a garantire un risultato sicuro. Trattandosi di una apparecchiatura critica, relativamente agli aspetti di sicurezza e di protezione della salute dei pazienti, le attività di controllo, in particolare quelle manutentive, devono essere ben gestite ed affidate a personale preparato e che si sappia interfacciare in modo costruttivo. Gli interventi di manutenzione vanno messe in atto in base alle indicazioni del fabbricante. In particolare le attività applicate nella centrale di sterilizzazione in oggetto sono le seguenti.

Verifiche regolamentari/impiantistiche

Indagini volte alla verifica della sicurezza dell'intera struttura-

Le verifiche relative al rischio pressione sono eseguite periodicamente dagli enti preposti (INAIL, ASL) così come individuati dai provvedimenti di legge. Per quanto riguarda le verifiche elettriche previste dalle normative impiantistiche sono interessati gli uffici tecnici e/o i soggetti incaricati. La periodicità delle verifiche è biennale e decennale, annuale per gli interruttori differenziali e triennale per gli impianti di terra.

Verifiche funzionali

Misure ed indagini volte al controllo della prestazione offerta a fronte di quella attesa. Esse si applicano quando il corretto funzionamento dell'apparecchiatura non è evidenziabile dai risultati. Verificare la funzionalità di un'autoclave significa verificare che i cicli rispettino i parametri fisici impostati (pressione, temperatura, tempi, correlazione temperatura pressione per stabilire la qualità del vapore presente e l'assenza di altri gas non previsti).

Manutenzione ordinaria

Operazioni effettuate da parte degli operatori sanitari, con cadenza giornaliera o settimanale. Indicativamente si basano sulle istruzioni del costruttore e consistono nella:

- Pulizia quotidiana della camera e delle guarnizioni.
- Lubrificazione delle guarnizioni con prodotti specifici.

- Pulizia settimanale dell'interno della camera con prodotti anticalcare.

Sono stabiliti dei protocolli interni allo scopo.

Manutenzione preventiva

Interventi periodici volti alla sostituzione, revisione e verifica di componenti soggetti ad usura e per mantenere la funzionalità dell'apparecchiatura.

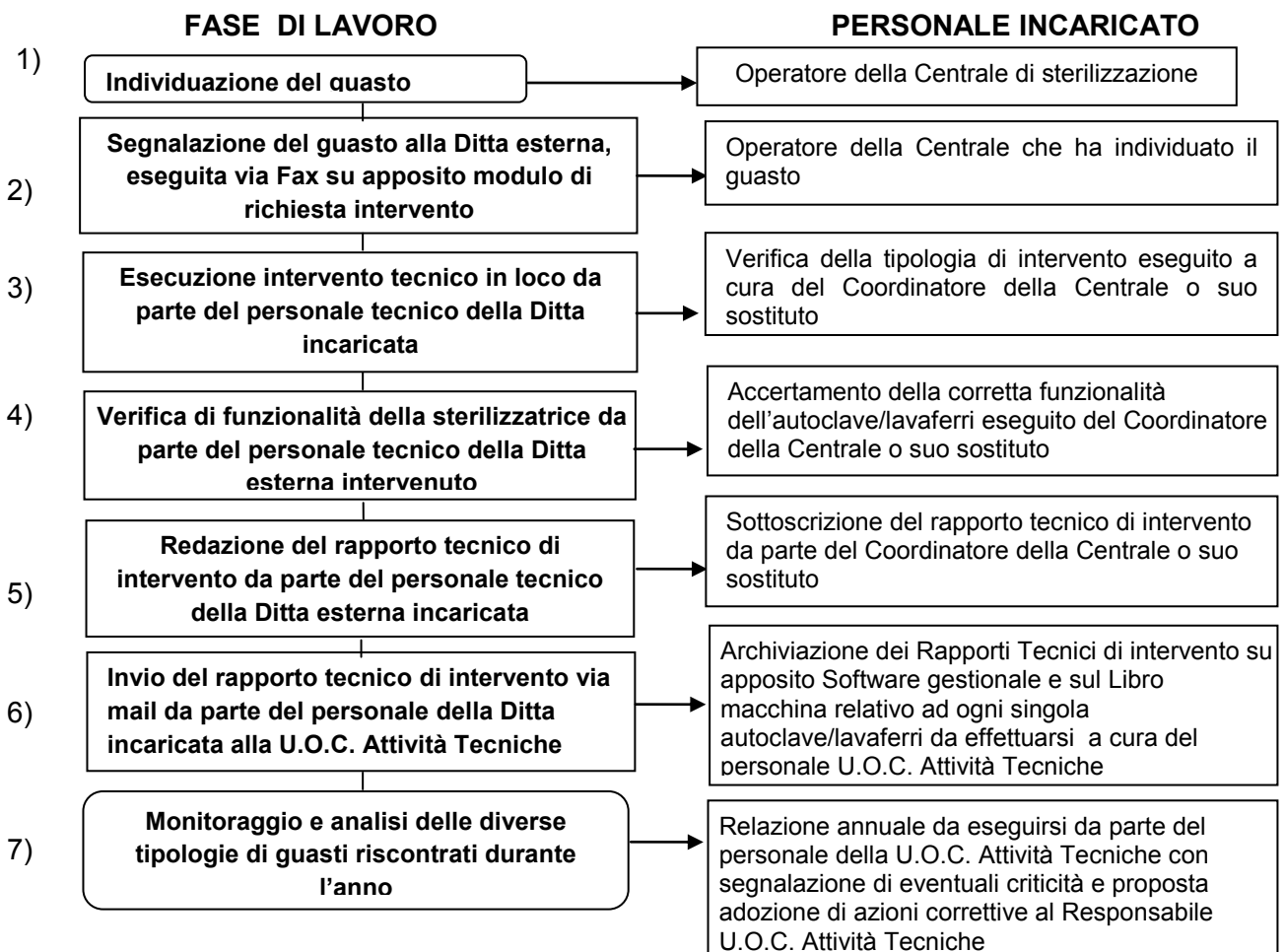
Tale manutenzione viene effettuata dalla stessa ditta fornitrice delle autoclavi e lavaferri ed è stata specificatamente prevista all'interno del contratto di manutenzione full-risk (n° 4 interventi anno), generalmente viene eseguita, qualora se ne constati la necessità, anche durante gli interventi di manutenzione straordinaria eseguiti da parte del personale tecnico della ditta incaricata. Essa comprende:

- Verifica delle guarnizioni di tenuta delle porte
- Verifica dell'efficienza di tutti i dispositivi di sicurezza (valvole di sicurezza)
- Verifica degli strumenti indicatori e di registrazione
- Pulizia di tutti i filtri e della caldaia
- Verifica delle pompe e dei circuiti idraulici
- Lubrificazione delle parti meccaniche
- Verifica e manutenzione dei sistemi di stampa (carta, inchiostro)

Manutenzione correttiva (o straordinaria)

Sono gli interventi eseguiti a seguito di segnalazioni di malfunzionamenti e guasti verificatisi. La manutenzione su guasto viene considerata all'interno del contratto di manutenzione full-risk. Essa prevede un numero illimitato di interventi su chiamata, da effettuarsi entro le 16 ore lavorative. Tale tipo di manutenzione viene eseguita seguendo una specifica procedura operativa, che viene attuata attraverso lo svolgimento delle seguenti fasi lavorative.

GESTIONE DEL PROCESSO DI MANUTENZIONE STRAORDINARIA

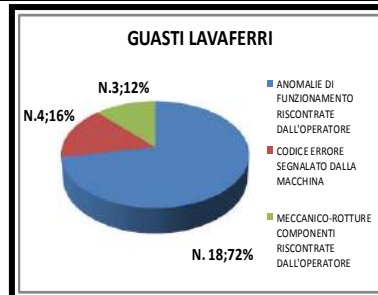


L'analisi delle richieste di intervento inoltrate dagli operatori della Centrale, dopo essere state opportunamente archiviate, sono oggetto di analisi da parte del personale che opera all'interno della UOC Attività Tecniche-Servizio Gestione Apparecchiature Elettromedicali, allo scopo di evidenziare eventuali criticità. Di seguito vengono riportati alcuni dati relativi all'analisi dei guasti riscontrati sulle autoclavi di sterilizzazione e sulle lavaferri.

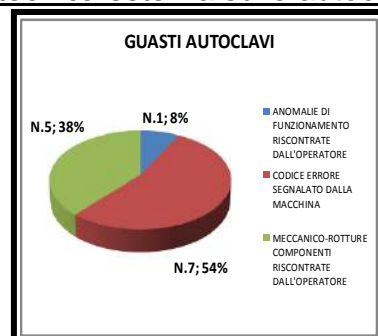
ANALISI DEI GUASTI (Richieste di interventi di manutenzione straordinaria urgente)

Complessivamente in 2,5 anni sono state inoltrate n. 38 richieste di intervento da parte degli operatori della centrale di sterilizzazione alla assistenza tecnica esterna di cui n. 25 su n. 2 lavaferri e n. 13 su n. 5 autoclavi. Sono stati eseguiti pertanto n.5 interventi medi/anno per ogni lavaferri e n.1 intervento medio/anno per autoclave.

Guasti segnalati all'assistenza tecnica esterna sulle lavaferri (gennaio 2012-giugno 2014)



Guasti segnalati all'assistenza tecnica esterna sulle autoclavi (gennaio 2012-giugno 2014)



Informazioni a carattere generale

Le apparecchiature sono mantenute in perfette condizioni di efficienza, secondo quanto previsto dall'accettazione in servizio (all'atto dell'installazione delle autoclavi), sia con interventi di manutenzione ordinaria che straordinaria. Il personale abilitato alle procedure di manutenzione è in possesso dei requisiti di cui all'art. 26, comma 1, lettera a), del D.Lgs. 81/2008 e successive modifiche ed integrazioni. Al termine dell'intervento è rilasciata una documentazione che attesta l'avvenuta manutenzione con la descrizione dell'intervento effettuato.

La convalida delle autoclavi

La convalida è una procedura documentata per ottenere, registrare ed interpretare i dati necessari a dimostrare che un processo risulta sistematicamente conforme a predeterminate caratteristiche specifiche. Per la sterilizzazione a vapore, la convalida è considerata una procedura totale che consiste nell'accettazione in servizio che deve essere documentata, e nella qualificazione della prestazione, che dimostra il raggiungimento delle condizioni di sterilizzazione richieste in tutti i carichi di sterilizzazione specificati. Attualmente presso l'unità centrale di sterilizzazione le prove di convalida e qualifica di prestazione sono effettuate da ditte con contratto di assistenza e manutenzione delle sterilizzatrici.

Calibrazione

Agisce sui valori analogici di temperatura e pressione rilevati dalla macchina, convertiti con una funzione di linearizzazione.

Addolcitore

Controllo periodico che consiste nella pulizia del nucleo interno che può essersi ricoperto di patina e quindi essersi reso meno efficiente nel funzionamento.

5.4 Correzione

Attraverso l'esame delle registrazioni, i riesami dei piani manutentivi e dei piani esecutivi, interventi correttivi su manutenzione mal eseguita, uso di check list, attività di audit e applicazione di indicatori sarà possibile intervenire sulla correzione delle attività.

6. Considerazioni finali

Una attività di tipo sistemico nel processo manutentivo permette di gestire e tener sotto controllo tutte le anomalie e criticità e distorsioni di sistema che possono verificarsi, rendendo fra l'altro procedurizzato l'iter canonico e di routine delle attività specifiche della manutenzione. Una attenta pianificazione a monte dei processi risulta essere il miglior strumento di prevenzione per il miglioramento degli aspetti di sicurezza e funzionalità di queste complesse attrezzature. Tale logica ha permesso, nell'ambito del processo di sterilizzazione realizzato presso l'A.S.U.R. Marche Area Vasta n. 4 di Fermo, di mantenere gli interventi di manutenzione eseguiti sulle autoclavi/lavaferri al valore di n. 15 per anno nel corso degli ultimi anni. Viene fatto rilevare che, nel corso di 13 anni di attività della centrale, non si è mai avuto un periodo di interruzione dell'attività di servizio e di riscontro oggettivo di un inadeguato processo di sterilizzazione (verificabile attraverso i numerosi controlli eseguiti sul processo di sterilizzazione) grazie all'adozione di un efficace sistema di gestione della manutenzione. Inoltre, nel caso in cui un'autoclave o l'impianto di produzione del vapore centralizzato non risulti perfettamente funzionante, è sempre stato possibile operare, per tutto il periodo di tempo necessario alla riparazione del/i guasto/i, attraverso l'utilizzo delle altre autoclavi esistenti, conservate sempre in perfette condizioni di funzionamento. Le criticità evidenziate nel processo complessivo di sterilizzazione, che hanno portato in qualche caso ad un allungamento nei tempi di consegna del materiale sterile, sono legate soprattutto ai numerosi guasti riscontrati sulle lavaferri (soprattutto per perdite di acqua e insufficiente asciugatura), che hanno portato ad eseguire il processo di lavaggio e asciugatura manualmente (di cui all'analisi dei guasti alla voce "anomalie di funzionamento riscontrate dall'operatore"). Il sistema di manutenzione ha permesso di tener conto, peraltro, delle problematiche legate alla vetustà dei macchinari utilizzati (Autoclavi e Lavaferri con circa 13 anni di funzionamento) e sulla base dell'analisi dei guasti, si può ragionevolmente affermare, che mentre la fase di sterilizzazione tramite autoclavi a vapore non risulta critica nello svolgimento dell'intero processo, la fase di lavaggio e asciugatura presenta delle evidenti criticità che vengono riscontrate negli eccessivi malfunzionamenti occorsi negli anni alle lavaferri, che saranno pertanto oggetto, nell'ottica di una attenta pianificazione, di sostituzione e/o integrazione con macchine di nuova generazione.

Bibliografia

- [1] Giornata formazione 21 settembre 2010-Dr. Roberto Ricci Igiene Ospedaliera– Ospedali Riuniti di Ancona
- [2] Procedure e manuali tecnici CISA
- [3] Studio di fattibilità–Riqualfica sub centrale di sterilizzazione ASUR Marche U.O.C. Attività tecniche
- [4] A. O. della Provincia di Pavia-manuale della sterilizzazione
- [5] Manutenzione delle apparecchiature. Controlli di manutenzione ordinaria e straordinaria, A. Locatelli *Pavia*

Fattore umano e stress nella manutenzione dei sistemi ad alta criticità

M. Di Sivo*, R. Iovene**, C. Cellucci*, A. D'Alessandro**, A. Lanciotti**, R. Tucceri**, S. Verrocchio**

*Università degli Studi "G. D'Annunzio" Chieti e Pescara

**INAIL – UOT CVR Pescara

Sommario

Una delle caratteristiche fondamentali che contribuiscono alla qualità di un prodotto industriale è l'affidabilità, ovvero la sua attitudine a preservare le caratteristiche originali.

Inoltre, secondo un utilizzo piuttosto diffuso del termine, la qualità indica la conformità di un prodotto alle sue stesse caratteristiche, così che la sua affidabilità è la sua capacità di rispettare tali caratteristiche nel corso della sua vita utile. L'affidabilità dunque diviene un'estensione della qualità per un più lungo periodo di tempo.

La sicurezza dei sistemi ad alta criticità è relazionata ad una molteplicità di fattori: la resistenza meccanica dei componenti, il comportamento nelle specifiche condizioni ambientali e d'uso, gli stati di sollecitazione; mentre, per quanto concerne il processo realizzativo, aspetti determinanti, ai fini della sicurezza, si configurano: i processi di produzione posti in atto per la realizzazione dei componenti, la qualità della progettazione e dei criteri costruttivi.

La sicurezza, nel settore manutentivo delle attrezzature a pressione, consiste nella predisposizione del sistema, ricercata fin in fase progettuale, al fine di ridurre al massimo che insorgano inconvenienti, durante la vita utile del sistema, tali da causare da soli o in concomitanza con altri fattori, condizioni di rischio.

Nel testo si individuano le fasi e gli elementi critici del processo al fine di pervenire alla realizzazione dei concetti di "Safe Life" e "Fail Safe".

1. Introduzione

Nell'ambito della normativa tecnica, in particolare le norme Iso, la qualità di un sistema viene definita come "*la totalità di aspetti e caratteristiche di un prodotto o servizio che riguardano la sua capacità di soddisfare bisogni enunciati o impliciti*". Per essere precisi, la qualità di un sistema è caratterizzata non solo dalla sua conformità alle caratteristiche che definiscono la qualità stessa, ma anche dalla sua capacità di adempiere tali caratteristiche per tutta la sua esistenza. Una delle caratteristiche fondamentali che contribuiscono alla qualità di un sistema è l'affidabilità, ovvero la sua abilità a preservare le caratteristiche originali.

Ad ogni modo, secondo un utilizzo piuttosto diffuso del termine, la qualità indica la conformità di un prodotto alle sue stesse caratteristiche, così che la sua affidabilità è la sua capacità di osservare tali caratteristiche nel corso della sua vita utile. L'affidabilità dunque diviene un'estensione della qualità per un più lungo periodo di tempo.

Infatti, queste due nozioni – qualità e affidabilità - sono strettamente legate tra loro. Tuttavia, qualità e garanzia di qualità hanno dato vita a specifici metodi e norme che non verranno discussi in questa sede. In effetti, i metodi di analisi per prevedere la fidatezza sono solo un altro mezzo per assicurarsi la qualità dei prodotti industriali.

La fidatezza, nel suo più vasto significato, viene definita come la scienza delle avarie: essa, dunque, comprende la conoscenza di tali avarie, la loro previsione, misurazione e controllo.

Nello stretto senso della parola, la fidatezza è l'abilità di un'entità a compiere una o più funzioni richieste secondo determinate istruzioni. Può essere caratterizzata dai seguenti concetti:

Affidabilità. È questa la capacità di un'entità di compiere una richiesta funzione nelle condizioni fissate e per un determinato intervallo di tempo. L'affidabilità è di solito misurata dalla probabilità che un'entità E possa compiere una richiesta nelle condizioni fissate e per un determinato intervallo di tempo $[0, t]$.

Il contrario di tale abilità è chiamato "inaffidabilità".

Disponibilità. È la capacità di un'entità di essere in grado di compiere una richiesta funzione nelle condizioni fissate e per un determinato lasso di tempo.

La disponibilità è generalmente misurata dalla probabilità che un'entità E sia in condizione di compiere una richiesta funzione nelle condizioni fissate per un determinato istante t .

Il contrario di tale capacità è chiamato "indisponibilità".

Sono stati definiti numerosi concetti connessi alla fidatezza (vedi appendice 1), come ad esempio tempo guadagnato, tempo perduto, stato di fidatezza, MDT.

Manutenibilità. È questa la capacità di un'entità ad essere mantenuta, o ad essere reintegrata allo stato in cui può compiere una richiesta funzione, nel caso in cui la manutenzione è compiuta nelle condizioni fissate ed utilizzando procedure e risorse stabilite.

La manutenibilità è generalmente misurata dalla probabilità che la manutenzione di un'entità (E), compiuta nelle condizioni fissate usando procedure e risorse stabilite, venga completata nel tempo t (l'entità risulta guasta per $t = 0$). Il contrario di tale abilità si chiamerà "non manutenibilità".

Tale concetto si applica solo ai sistemi riparabili. In altre parole, la manutenibilità caratterizza la capacità di un sistema di recuperare la propria funzione (o funzioni) dopo un guasto.

In connessione con la manutenibilità sono stati definiti numerosi concetti (vedi Appendice 1), come ad esempio: ripristino, manutenzione preventiva (correttiva, rinviata), manutenzione programmata o non programmata.

Sicurezza. È questa la capacità di un sistema a non causare, nelle condizioni fissate, eventi critici o catastrofici. La sicurezza è generalmente misurata dalla probabilità che un'entità E , nelle condizioni fissate, non causi eventi critici o catastrofici. Il contrario di tale abilità si chiamerà "non sicurezza".

Va notato che nello standard internazionale IEC 50 la fidatezza è definita come "il termine collettivo usato per descrivere la realizzazione dell'affidabilità, della manutenibilità e del supporto logistico di manutenzione. Ovviamente, la sicurezza rappresenta il principale fattore di influenza.

La sicurezza dei sistemi ad alta criticità è relazionata ad una molteplicità di fattori: la resistenza meccanica dei componenti, il comportamento nelle specifiche condizioni ambientali e d'uso, e gli stati di sollecitazione mentre, per quanto concerne il processo realizzativo, aspetti determinanti, ai fini della sicurezza, si configurano: i processi di produzione posti in atto per la realizzazione dei componenti, la qualità della progettazione e dei criteri costruttivi.

La sicurezza, nel settore manutentivo delle attrezzature a pressione, consiste nella predisposizione del sistema, ricercata fin in fase progettuale, al fine di ridurre al massimo che insorgano inconvenienti, durante la vita utile del sistema, tali da causare da soli o in concomitanza con altri fattori, condizioni di rischio.

La progettazione e la produzione di attrezzature ad alta pressione deve avvenire attraverso i criteri "Safe-Life" e "Fail-Safe"

2. Criteri costruttivi

Criterio Safe-Life. Il criterio di proporzionamento dei vari componenti, in modo che essi non subiscano rottura per fatica per una durata illimitata, non può essere applicato per le attrezzature ad alta pressione. Da qui deriva la soluzione di proporzionare le strutture e

non solo, ma anche per esempio gli impianti e le apparecchiature, per una vita limitata e determinata del sistema, ovvero si stabilisce una vita sicura o meglio Safe-Life.

Nel criterio di "vita sicura" (Safe-life), si determina a priori per ogni componente, quale può essere la massima durata prima che si manifesti la rottura. Ai fini della sicurezza non importa tanto che questa durata sia elevata, quanto che essa sia ben nota, affinché si possa sostituire il componente in condizioni di sicurezza.

Il progetto Safe-Life comporta:

- la definizione dei carichi (di contingenza);
- il calcolo delle sollecitazioni date da questi carichi; la determinazione delle tensioni ammissibili.

Per la definizione dei carichi risulta necessario stabilire le condizioni di impiego del sistema; Bisogna cioè conoscere lo spettro di impiego (diagramma dei carichi, per es.), cioè i fattori di carico cui l'attrezzatura a pressione è sottoposta.

Criterio Fail-Safe. La difficoltà di predire con sufficiente accuratezza la vita di una struttura ha però fatto sviluppare, anche un altro criterio, detto di "rottura sicura" o meglio di "sicurezza nella rottura".

Il criterio di "sicurezza nella rottura" (Fail Safe), si basa sul seguente principio: il verificarsi di una rottura non deve portare alla catastrofe, la struttura (ad es. un velivolo) deve invece conservare la capacità di terminare il volo. Nel campo degli apparecchi a pressione un esempio è costituito dai dispositivi di sicurezza installati, ai sensi della circolare ISPESL n° 9/04 del 19/07/2004, a valle dei serbatoi di stoccaggio liquidi criogenici.

Ovviamente una struttura così concepita deve presentare notevole facilità di controllo e manutenzione; ossia un insieme coordinato di attività di controllo e manutenzione atte a garantire, accertare e ripristinare l'efficienza dei componenti con lo stesso grado di affidabilità e sicurezza originari.

In genere, l'efficacia della manutenzione preventiva è strettamente correlata alla buona esecuzione e al fattore umano.

Quindi, l'analisi del fattore umano consiste nell'affidabilità umana che si integra con quella dell'affidabilità dei sistemi.

Nell'ambito dei sistemi ad alta criticità l'approfondimento del fattore umano va messo in atto in relazione alla gravità delle conseguenze di eventuali errori e la migliore conoscenza dei meccanismi di accadimento degli eventi consente di intervenire in modo preventivo.

Analoghe sono le valutazioni per prevenirli e gli interventi necessari per ridurli o eliminarli.

3. Maintenance Resource Management

Il Maintenance Resource Management (M.R.M.) è un metodo, applicato nell'ambito del campo aeronautico, che enfatizza un approccio di squadra alla riduzione degli errori umani utilizzando i principi che cercano di migliorare le comunicazioni, la consapevolezza della situazione, il problem solving, il processo decisionale, e il lavoro di squadra. A differenza del metodo coercitivo tradizionale e dei programmi di sicurezza top-down gerarchici, MRM sostiene un approccio decentrato, umano-centrico alla sicurezza. MRM incoraggia i gruppi di lavoro a comunicare vitali informazioni sui rischi e la sicurezza operativa direttamente e informalmente, indipendentemente dal rango o posizione, permettendo così una risposta rapida per prevenire la crisi imminente.

Le carenze che possono verificarsi durante la manutenzione sono:

- Omesse o errate procedure manutentive, ad esempio utilizzo di informazioni non esatte;
- Assenza di supervisione generale del sistema qualità inerente i controlli prima, durante e dopo le ispezioni e controlli;

- Attrezzature e strumenti per le attività manutentive non sottoposti a manutenzione periodica;
 - Scarsa conoscenza delle norme e delle procedure da parte del personale addetto alla manutenzione.
 - Assenza di parti di ricambio e ricorso a prelievi /reinstallazione da altre attrezzature in disuso, oppure assenza di una corretta gestione dei ricambi che nel corso del tempo non consentono di evitare eventuali danni ai componenti e riflessi negativi sulla tracciabilità e sulla logistica del materiale;
 - Assenza di audit interno durante l'esecuzione delle attività manutentive;
 - Tempo a disposizione molto ristretto ed attività lavorativa prolungata.
- Va inoltre sottolineato che nel campo della manutenzione gli effetti negativi di eventuali errori possono non essere rilevati dagli addetti al controllo o alla gestione dell'attrezzatura e quindi avere conseguenze impreviste.

Gli errori umani possono essere *attivi* cioè che generano effetti immediati, o *latenti* cioè che possono non dare conseguenze visibili per lungo tempo ma che diventano evidenti quando si combinano con gli errori attivi provocando l'inconveniente o l'incidente.

Assenza o carenza di comunicazione in condizioni di obiettivi non ben definiti o in contrasto con la sicurezza delle attività possono creare sequenze logiche che conducono all'evento. Dunque, se la qualità del processo organizzativo non è adeguato alla criticità del sistema, il sistema ne risente e rende incontrollabile l'organizzazione.

Quindi è possibile sostenere che così come ogni individuo commette errori, allo stesso modo un'organizzazione racchiude al suo interno inefficienze nascoste.

Gli errori latenti esistono molto prima dell'incidente ed è per tale motivo che possono essere corretti in modo pro-attivo.

James Reason [1] definisce infatti *pro-active mode* la sorveglianza dello stato del sistema e *reactive mode* gli interventi di prevenzione resi necessari dall'analisi degli incidenti.

L'insegnamento di Reason è quello di mettere in evidenza che l'errore umano è un sintomo piuttosto che una causa negli incidenti:

Le strategie di gestione del rischio e della sicurezza avranno successo se dirette a correggere gli errori latenti anziché focalizzarsi solo sull'eliminazione degli errori attivi.

4. Lo stress nel campo della manutenzione

Lo stress è una condizione che causa malessere, disfunzioni fisiche, psicologiche e sociali: si manifesta tra i lavoratori quando le richieste avanzate nei loro confronti superano la loro capacità di farvi fronte.

I rischi psicosociali derivano da inadeguate modalità di progettazione, organizzazione e gestione del lavoro e da un contesto lavorativo socialmente mediocre e possono avere conseguenze psicologiche, fisiche e sociali negative, come stress, esaurimento o depressione connessi al lavoro. Alcuni esempi di condizioni di lavoro che comportano rischi psicosociali sono: carichi di lavoro eccessivi; richieste contrastanti e mancanza di chiarezza sui ruoli; scarso coinvolgimento nei processi decisionali che riguardano i lavoratori e mancanza di influenza sul modo in cui il lavoro viene svolto; gestione inadeguata dei cambiamenti organizzativi, precarietà del lavoro; comunicazione inefficace, mancanza di sostegno da parte dei colleghi o dei superiori. Quando si considerano le richieste lavorative, è importante non confondere i rischi psicosociali, come un carico di lavoro eccessivo, con condizioni stimolanti, sebbene talvolta impegnative, in cui esiste un ambiente di lavoro che dà sostegno e i lavoratori sono correttamente preparati e motivati a utilizzare al meglio le loro capacità. Un buon ambiente psicosociale consente di promuovere il miglioramento delle prestazioni, lo sviluppo personale e il benessere fisico e mentale dei lavoratori.

L'analisi dello stress lavorativo avviene attraverso l'analisi dei fattori organizzativi, il processo lavorativo, le condizioni e l'ambiente lavorativo, la comunicazione, i fattori soggettivi.

Le operazioni di manutenzione in genere includono spesso smontaggio e rimontaggio di macchine complesse. Questo può essere associato ad un maggior rischio di errore umano e ad un più alto rischio di infortuni.

La manutenzione spesso implica un lavoro particolare, non routinario ed è spesso eseguita in condizioni eccezionali, come il lavoro in spazi ristretti, o nel fine settimana, o come lavoro notturno. Lavorare sotto pressione in termini di tempistica è tipico delle operazioni di manutenzione, soprattutto quando queste comportano arresti o riparazioni con alta priorità.

Considerare il problema dello stress vuol dire una maggiore efficienza e un deciso miglioramento delle condizioni di salute e sicurezza sul lavoro; in particolare nel campo della manutenzione uno dei modi migliori per prevenire e controllare i rischi professionali è quello di considerarli nelle prime fasi del processo di progettazione.

La relazione EU-OSHA "*Sicurezza della manutenzione nella pratica*", contiene numerosi esempi di come considerare la manutenzione durante la fase di progettazione.

Nell'esempio presentato dall'Istituto di ricerca nazionale polacco (CIOP-PIB), una macchina da avvolgimento è stata dotata di un meccanismo di arresto che ha incluso un sistema di rilevazione automatica di pericolo al fine di prevenire qualsiasi inattesa attivazione della macchina durante lavori di manutenzione. Considerare i futuri problemi di manutenzione mentre la macchina veniva disegnata ha aiutato ad eliminare i rischi e ridurre al minimo il potenziale di danno durante i lavori di manutenzione o riparazione della macchina.

Un altro esempio è l'incidente rilevante verificatosi nello stabilimento petrolifero di Texas City – TX (USA) nel 2005 [4].

Il non corretto funzionamento degli strumenti di misura del livello di fondo di una colonna (indicatori locali ed in sala controllo, allarmi di alto livello, blocchi per altissimo livello) determinò, durante l'avviamento dell'impianto dopo una manutenzione generale, il completo riempimento della stessa. Il prodotto fu scaricato dalle valvole di sicurezza al collettore di convogliamento ad uno sfiato (vent) in quota a circa 30 m. Si formò a terra una nube di vapori infiammabili che, innescata da un autoveicolo presente nelle vicinanze con motore acceso, causò un'esplosione ed un incendio con gravi danni all'impianto e 15 morti tra il personale di manutenzione presente in una baracca mobile vicino all'impianto stesso (vedi fig. 1). Per assicurare un adeguato controllo dei parametri operativi critici è necessaria un'efficace manutenzione programmata e/o su domanda sia della strumentazione in campo (trasmettitori, elettrovalvole, valvole di blocco) sia di quella in sala controllo (allarmi, indicatori, PLC, ecc.). Per garantire la disponibilità degli allarmi e dei sistemi di blocco automatico è necessario effettuare il test periodico richiesto secondo le scadenze prefissate dal SIL (Safety Integrity Level) richiesto.



Fig. 1- Incidente nello stabilimento petrolifero di Texas City - 2005 [4]

5. Conclusioni

Dunque, fattore umano e stress rappresentano sintomi rilevanti della condizione di pericolo nel campo delle attività manutentive delle attrezzature ad alta criticità; la definizione di standard di qualità universalmente riconosciuti delle procedure manutentive è sicuramente la chiave per la realizzazione di componenti ad alta pressione con buoni connotati di immunità nei confronti degli incidenti. Ciò è possibile realizzarlo attraverso la qualità dei processi di progettazione, costruzione e manutenzione, ma anche con l'impegno degli uomini che concorrono alla realizzazione della sicurezza.

6. Bibliografia

- [1] J. Reason, "Human error", Cambridge University Press, Cambridge 1990
- [2] M. Di Sivo, "Il progetto di manutenzione", Alinea, Firenze 1992
- [3] M. Cattaneo, M. Di Sivo, L. Furlanetto, D. Ladiana, "Cultura di Manutenzione", Alinea Editrice, I edizione, Firenze 2007.
- [4] D. Baroni, "Manutenzione della strumentazione critica nella prevenzione di incidenti rilevanti" *Manutenzione Tecnica e Management*", marzo 2014.

Analisi dei meccanismi di danno nei surriscaldatori di vapore all'interno di un termovalorizzatore

R. Iovene*, S. Malvezzi**, D. Moretti**

*INAIL - UOT CVR Pescara

**A2A

Sommario

Nel corso degli anni la continua ricerca del miglioramento dell'efficienza energetica ha portato, anche nel mondo dei termovalorizzatori, all'incremento dei parametri operativi del vapore (Fig. 1); questo, unito alla criticità intrinseca dei gas acidi contenuti nei fumi di combustione, comporta un incremento dei ratei di riduzione di spessore dei componenti di caldaia maggiormente sollecitati.

Scopo della presente trattazione è quello di analizzare le cause del degrado e descrivere il piano di indagini approntato nel caso specifico presso il Termovalorizzatore di Acerra.

La riduzione di spessore non è, in genere, univocamente ascrivibile a fenomeni corrosivi ma si presenta spesso come effetto generato anche dalla compartecipazione di fenomeni erosivi.

Per cercare di contenere la velocità di riduzione degli spessori delle tubazioni dei surriscaldatori di vapore di tipo convettivo si è proceduto in un primo tempo all'installazione di schermi protettivi, mentre per il prossimo futuro si sta ipotizzando la sostituzione con tubazioni claddate con Inconel 625. Attualmente la scelta gestionale ha privilegiato una precoce sostituzione degli stessi al fine di evitare fermi dovuti a guasti/fault.

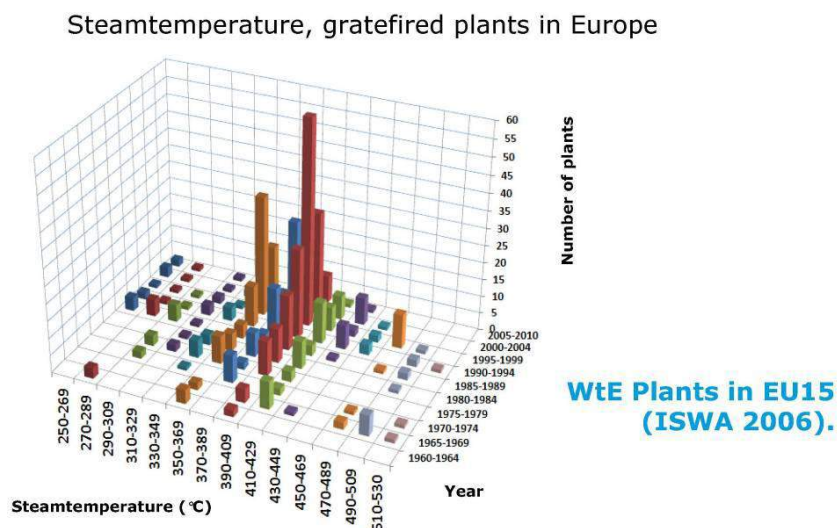


Fig. 1. Analisi statistica delle condizioni del vapore adottate dagli impianti europei di termovalorizzazione con combustore griglia [1].

1. Introduzione

Nel termovalorizzatore di Acerra (NA), entrato in funzione nell'anno 2009, si verifica un problema ricorrente che riguarda i tubi del surriscaldatore vapore; detti tubi sono soggetti ad un consumo anomalo (Fig. 2).

I dati di progetto/esercizio sono:

- Pressione di progetto/esercizio: 115/99,5 bar
- Temperatura di progetto/esercizio lato vapore: 477/422 °C
- Ore di esercizio presunte: ~25.000.

Sono stati eseguite indagini di laboratorio su 3 tubi di una stessa fila con le seguenti caratteristiche:

1° tubo: ϕ 38 mm.; sp. 6,3 mm.; materiale DIN 13 CrMo44;

2° tubo: ϕ 33,7 mm.; sp. 5,6 mm.; materiale DIN 13 CrMo44;

3° tubo: ϕ 33,7 mm.; sp. 5,6 mm.; materiale DIN 13 CrMo44.

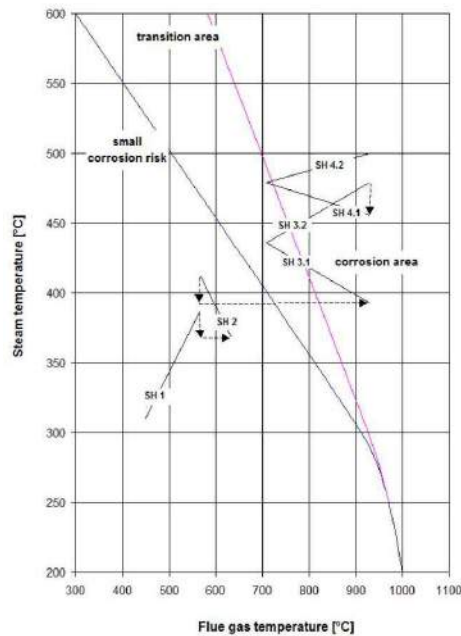


Fig. 2. Grafico esemplificativo del rischio di corrosione acida per i surriscaldatori di un termovalorizzatore che adotta parametri "spinti" del vapore [2].

Sul grafico sono riportate alcune curve operative di banchi di surriscaldamento per il raggiungimento di condizioni del vapore "spinte" analoghe a quelle raggiunte nell'impianto di Acerra. Come appare evidente, tali curve giacciono in larga parte nella regione in cui la corrosione acida è particolarmente attiva.

2. Piano delle indagini [5]

il piano di indagini approntato è il seguente:

- Esame visivo – fotografico dei reperti allo stato tal quale;
- Esame macrofotografico superficie esterna zone corrose;
- Analisi chimica per SEO;
- Prova di trazione a t.a.;
- Prova di trazione a caldo (477 °C);
- Macrografie in sezione trasversale;
- Micrografie in sezione trasversale;
- Analisi depositi esterni (solo sul primo tubo):
 - SEM EDX;
 - Controlli C, S, Cl, Na e K
 - XRF (fluorescenza raggi X)
 - XRD (diffrazione raggi X)

3. Risultati delle indagini

3.1 Esame visivo – fotografico dei reperti allo stato tal quale ed esame macrofotografico superficie esterna zone corrose (vedi figg.3-4-5-6-7-8).



Fig. 3 Panoramica dei tubi



Fig. 4. Fotografia del Tubo n° 14 in acciaio DIN 13CrMo44, allo stato “come pervenuto”



Fig. 5. Fotografia del Tubo n° 15 in acciaio DIN 13CrMo44, allo stato “come pervenuto”



Fig. 6. Fotografia del Tubo n° 27 in acciaio DIN 13CrMo44, allo stato “come pervenuto”



Fig. 7. Depositi presenti sulla superficie esterna del Tubo n° 27



Fig. 8. Tubo n° 27 :Aspetto di una zona corrosa

3.2 Analisi chimica per SEO (Spettroscopia ad emissione ottica)

Dall'analisi chimica risulta che il materiale dei tre tubi corrisponde ad un acciaio tipo DIN 13CrMo44 (vedi Tab. 1).

	ANALISI CHIMICA DEI TUBI						
	C%	Si%	Mn%	P%	S%	Cr%	Mo%
Valori secondo Norma →	0,10÷0,18	0,10÷0,35	0,40÷0,70	≤ 0,035	≤ 0,035	0,70÷1,10	0,45÷0,65
Tubo n. 14	0,16	0,18	0,59	0,013	0,016	0,94	0,48
Tubo n. 15	0,14	0,23	0,56	0,013	0,015	0,97	0,50
Tubo n. 27	0,12	0,22	0,50	0,011	0,013	0,91	0,54

Tab.1

3.3 Prova di trazione a t.a.

Dalle prove di trazione effettuate a t.a. si rileva che i tre tubi rispettano i requisiti di norma per acciaio tipo DIN 13CrMo44 (vedi Tab. 2).

Test n°	Dimensione Provette			Rottura	Snervamento	Allungamento	Strizione
	Largh. x spess.	Lo	Area [So]	Rm	Rp _{0,2}	5,65√So	
	mm.	mm.	mm ²	N/mm ²	mm ²	%	%
14	12,0 x 3,9	40,0	46,80	568	439	28,3	
15	12,0 x 3,5	35,0	42,00	538	382	36,9	
27	12,1 x 5,6	45,0	67,76	504	401	24,2	
VALORI RICHIESTI			min	440	305	22	
			max	590			

Tab. 2

3.4 Prova di trazione a caldo (477 °C)

Dalle prove di trazione effettuate a caldo si rileva che i tre tubi rispettano il requisito minimo del Carico unitario di snervamento (S_y) per acciaio tipo DIN 13CrMo44 (vedi Tab. 3).

Test n°	Dimensione Provette			Rottura	Snervamento	Allungamento	Strizione
	Largh. x spess. mm.	Lo mm.	Area [So] mm ²	Rm N/mm ²	Rp _{0,2} mm ²	5,65√So %	%
14	8,03 x 4,02	30,0	32,28	452	302	26,5	
15	8,05 x 3,45	30,0	27,77	440	286	21,5	
27	8,00 x 5,65	40,0	45,20	454	335	22,0	
VALORI RICHIESTI			min		192 (*)		
			max				

Tab. 3 (*) Valore interpolato dai dati di Norma

3.5 Macrografie in sezione trasversale (vedi figg. 9-10-11).



Fig. 9. Sezionamento per esami micro



Figg. 10 e 11. Sezionamento per esami micro

3.6 Micrografie in sezione trasversale (vedi figg. 12-13-14)

Le micrografie hanno evidenziato una microstruttura ferritico-perlitica con grano fine equiassato e non è stato rilevato degrado da creep.



Figg. 12-13-14. Esami micro 100X -200X -500X

3.7 Analisi depositi esterni tubo n. 1 (Pos. 27)

Sul tubo Pos. 27 (vedi fig. 15) sono state effettuate le seguenti analisi:

- Analisi chimica dei depositi mediante raggi X e per via umida;
- Analisi morfologica SEM e analisi chimica semiquantitativa mediante EDX.



Fig. 15. Aspetto del deposito e relativo punto di prelievo

3.7.1 Analisi chimica dei depositi mediante raggi X e per via umida

Una porzione dei depositi è stata analizzata mediante tecniche spettroscopiche nel campo dei raggi X. Il risultato dell'analisi chimica condotta mediante Fluorescenza a Raggi X (FRX) sul materiale del deposito viene riportato in Tab. 4.

Elementi principali	Elementi secondari	Elementi in tracce
Ca, S, Cl	O, K, S, Fe	Zn, Fe, Pb, Na, Si, Ti, Al, Cu, Mg, Ba, Sb, Sn, Cr, Mn, Cd, Ni, P, Sr, Mo, Br, I

Tab. 4

Il risultato dell'analisi chimica condotta mediante Diffrazione a Raggi X (DRX) sul materiale del deposito (spettro in fig. 16) viene riportato in Tab. 5.

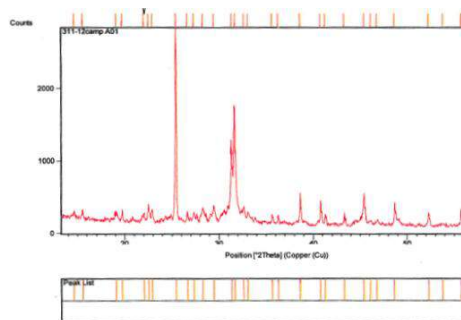


Fig. 16. Spettro del deposito

Composti principali	Composti secondari	Composti minori
CaSO ₄ Anidro CaSO ₄ · 2H ₂ O	NaCl Halite	KCl Solvine Fe ₂ O ₃ Hematite

Tab. 5

L'analisi mediante via umida condotta su porzioni di campione opportunamente disciolte in miscele acide idonee ha consentito di misurare le concentrazioni di elementi rilevanti riportati in Tab. 6.

Elemento	Unità	Risultato	Metodo
Cl	%	7,44	UNI 9944
K	%	4,69	ICP-OE
Na	%	4,54	ICP-OE
C	%	0,371	ICP-OE
S	%	11,57	ICP-OE

Tab. 6

3.7.2 Analisi morfologica SEM e analisi chimica semiquantitativa mediante EDX

Trattasi di esame mediante microsonda. La tecnica di analisi semiquantitativa utilizzata per la caratterizzazione della natura chimica degli ossidi a contatto con l'acciaio è la spettroscopia di fluorescenza dei raggi X, con rivelatore in dispersione di energia (EDXS) accoppiato ad un microscopio elettronico a scansione (SEM della Zeiss).

È stata acquisita immagine delle aree di interesse (fig.17) e sono state effettuate analisi alle seguenti condizioni:

- Senza omissione di picchi
- Analisi di tutti gli elementi

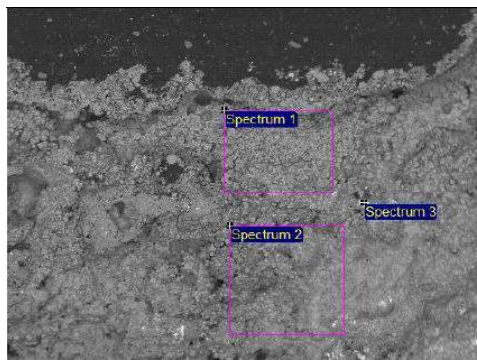


Fig. 17. Aspetto al microscopio elettronico della parte superiore del deposito, con indicazione della zona di analisi.

Nella parte più esterna del deposito inglobato (n. 3 spettri riportati in fig 18. e relativi risultati riportati in Tab. 7) spicca la presenza di **NaCl** e quella di un composto del **Piombo**. Sono altresì presenti, come già evidenziato dalle analisi precedenti, **Ca**, **S**, e **O**, ma spicca anche la presenza di **Zinco**.

Spettro	O	Na	Al	Si	S	Cl	K	Ca	Ti	Fe	Ni	Cu	Zn	Pb
1	20,8	25,4	0,6	0,6	2,4	41,5	1,9	3,0	0,2	1,3	0,5	0,3	1,4	
2	28,8	19,5	1,3	1,3	5,7	28,4	2,1	6,7	0,2	3,0	0,2	0,5	2,1	
3	23,6	4,5		1,1		10,4	5,8	1,2		0,7			1,2	51,9

Tab. 7 Percentuali in peso; Risultati normalizzati

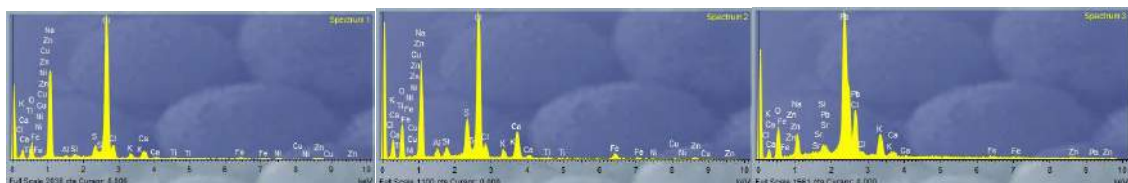


Fig. 18. Spettri EDX relativi a figura 17

La parte intermedia del deposito inglobato (fig.19; n. 8 spettri riportati in fig. 20 e relativi risultati riportati in Tab. 8) presenta ancora una notevole quantità di NaCl, di O, S, Ca, Zn e talvolta Pb individuato nei cristalli che si presentano di colore bianco; negli strati di ossido su cui giace il deposito stesso, il ferro è l'elemento principale ma permane la presenza degli elementi aggressivi.

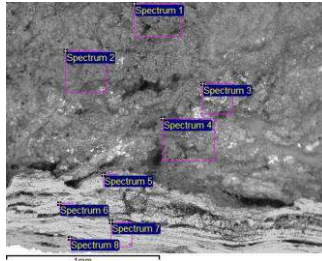


Fig. 19. Aspetto al microscopio elettronico della parte media del deposito e gli strati di ossido su cui giace il deposito stesso con indicazione della zona di analisi

Spettro	O	Na	Mg	Al	Si	S	Cl	K	Ca	Ti	Cr	Fe	Ni	Cu	Zn	Pb
1	33,1	16,7		3,0	1,2	5,6	25,5	2,4	6,6	0,2		2,6	0,4	0,1	2,7	
2	33,2	12,9		1,0	2,2	6,1	21,0	1,9	7,9	0,6	0,2	9,4	1,7		1,8	
3	34,4	12,8		0,8	1,7	7,6	18,9	2,1	8,8	0,2		2,8				10,2
4	21,5	22,4		0,4	1,3	3,2	32,4	3,0	1,2	0,1		3,5			1,0	10,1
5	24,1	4,8	0,1		0,2	1,0	4,4	0,7	0,3		0,2	63,0				1,2
6	27,5	4,8			0,2	0,5	3,8	0,4			0,7	62,1				
7	30,0	1,3	0,3		0,3	0,3	0,9	0,4	0,8		0,7	63,7			1,2	
8	30,6	0,7			0,4	0,3	1,2	0,8	1,4		0,6	63,9				

Tab. 8 Percentuali in peso; Risultati normalizzati

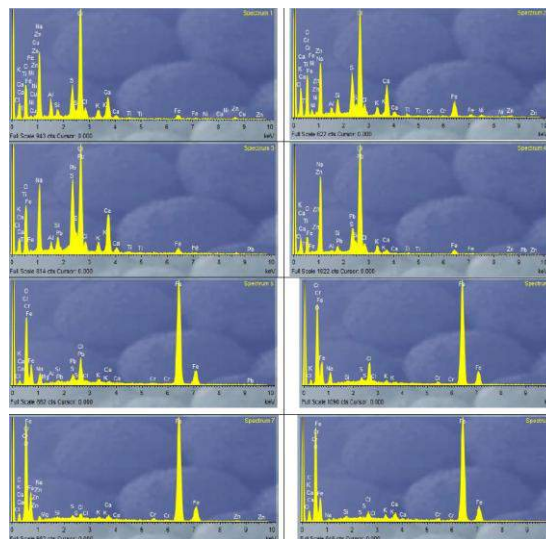


Fig. 20. Spettri EDX relativi a figura 19

Le scaglie di ossido in prossimità del metallo del tubo (fig. 21; risultati riportati in Tab. 9) evidenziano ancora la presenza di Cl, S, Na, K, Ca, Zn e Pb che sono presenti fino al metallo.

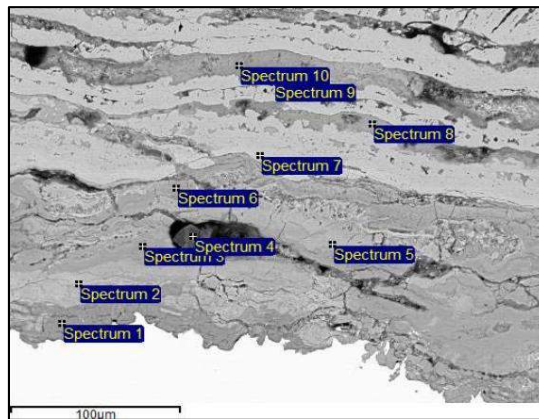


Fig. 21. Aspetto al microscopio elettronico della parte media del deposito e gli strati di ossido su cui giace il deposito stesso con indicazione della zona di analisi

Spettro	O	Na	Mg	Si	S	Cl	K	Ca	Cr	Mn	Fe	Ni	Zn	Pb
1	35,2	2,2		0,5			2,1	0,3	1,8		57,9			
2	30,6	0,5		0,3	0,2	0,3	0,6		0,3	0,7	65,9		0,8	
3	36,6				0,2	2,2		0,3			60,7			
4	60,9		15,0					22,8			1,3			
5	32,9		0,6			0,4	0,7	0,4		0,7	59,7		3,8	0,9
6	36,6			0,8		0,5	1,0	0,7	2,0	0,7	52,4		4,5	1,0
7	30,7					0,3			0,7		68,2			
8	35,6			0,2		0,9	0,8	0,5			56,2	0,4	3,5	1,9
9	29,6			0,3	0,4	0,5	0,4		0,8	0,4	67,3			0,4
10	36,1	2,3	1,8	0,3	0,3	1,3	0,5	1,3			49,7	0,5	4,6	1,4

Tab. 9 Percentuali in peso; Risultati normalizzati

4. Conclusioni

Le indagini condotte portano alle seguenti conclusioni:

- Il materiale dei tubi si conferma per composizione chimica e per prestazioni meccaniche, sia a temperatura ambiente che a temperatura di progetto (477 °C), un acciaio DIN 13CrMo44;
- La microstruttura dei tubi è regolare e non presenta segni di degrado.

Pertanto si può affermare che l'elemento più critico è rappresentato dalla corrosione, il cui maggiore responsabile è il cloro, presente sia nei rifiuti organici (ad es. nei materiali plastici come il Cloruro di polivinile) che inorganici (ad es. Cloruro di sodio). Di fatti il cloro reagendo con gli alcali (sodio, potassio e calcio) e, in particolare, con i metalli pesanti (piombo, zinco, cadmio, mercurio) causa la formazione di miscele eutettiche basso fondenti che, essendo liquide anche a basse temperature ($T_f < 200$ °C), risultano particolarmente corrosive in quanto il sale fuso ha una elevata capacità di dissoluzione nei confronti degli ossidi metallici [4].

Giova a questo punto ricordare che la stabilità termodinamica dei cloruri metallici è funzione, oltre che della temperatura, anche della concentrazione di HCl nei gas e della pressione di esercizio.

L'analisi morfologica ha rilevato la presenza di vuoti lungo i bordi dei grani, causati dall'estrema volatilità dei prodotti di corrosione clorurati attraverso la scaglia; ciò conferma l'attacco da cloruri nei confronti del metallo base.

Per cercare di contenere la velocità di riduzione degli spessori delle tubazioni dei surriscaldatori di vapore di tipo convettivo si è proceduto finora nel TMV di Acerra con l'installazione di schermi protettivi.

Poiché la velocità di corrosione, in relazione alla temperatura di esercizio ed all'ambiente aggressivo, è significativamente elevata, si conclude per l'opportunità di utilizzare materiali alternativi, in particolare si prevede per il prossimo futuro l'impiego di tubazioni claddate con Inconel 625 (Fig. 23).



Fig. 23. Immagine raffigurante tubi singoli claddati [3]

5. Bibliografia

- [1] B. Kamuk, "Consequences by operating at extreme steam parameters", presentazione tenuta al WtERT EU Meeting 2010, October 12-14, Brno, Czech Republic.
- [2] A. Main e T. Maghon, "Concepts and experiences for higher plant efficiency with modern advanced boiler and incineration technology", presentazione tenuta (paper 3541) al NAWTEC 18, May 11, 2010, Orlando, FL, USA.
- [3] Immagine tratta da <http://www.rosink.bilfinger.com/en/products-and-services/cladding/>
- [4] Rapporto CISE-SCC-94-95 "Stato dell'arte sul problema della corrosione ad alta temperatura negli inceneritori di rifiuti".
- [5] U. Giosafatto, "Termovalorizzatore di Acerra – Indagini su tubi SH", documento riservato Partenope Ambiente S.p.a.

I materiali utilizzati nella costruzione di forni industriali di steam cracking e reforming

C.Valtolina* A.Fiodo**, E.Carducci**, E.Artenio**

*MANOIR INDUSTRIES

**INAIL - DIT

Sommario

In questo articolo viene riportata una cronistoria relativa all'evoluzione tecnica nel campo dei materiali per i forni industriali. Viene valutata l'influenza dei vari componenti di lega sulle caratteristiche meccaniche, sulla resistenza al creep, sulla resistenza alla carburazione; vengono inoltre riportate le linee di sviluppo future al fine di migliorare le prestazioni di questi materiali.

1. Introduzione

I forni industriali vengono utilizzati in campo petrolchimico per due importanti processi:

- 1) Steam cracking (piroscissione a vapore)
- 2) Reforming catalitico

Il primo è un processo in cui la Virgin nafta o l'etano vengono trasformati in etilene e propilene.

Lo Steam reforming converte il gas in idrogeno, monossido e biossido di carbonio, attraverso una reazione catalitica con vapore. L'idrogeno così ottenuto viene di solito utilizzato per la reazione di sintesi dell'ammoniaca, per la produzione del metanolo, oppure direttamente in raffineria

Nei forni di cracking e di reforming i componenti sono di diverso tipo; possiamo citare:

Steam cracking:

- 1) Serpentine (interno forno), composti da tubi centrifugati, curve fuse, pezzi a Y fusi, saldati fra di loro.
- 2) Transferlines (esterno forno) composte da tubi centrifugati, pezzi a Y fusi, coni, flange e pezzi a T centrifugati in verticale, saldati fra di loro.

Steam reforming:

- 1) Tubi catalitici (interno forno), composti da tubi centrifugati, riduzioni e flange esterne.
- 2) Collettori (esterno forno), composti da tubi centrifugati, cups fusi, coni e pezzi a T centrifugati in verticale o fusi.

Da notare che esistono forni di reforming con geometria completamente diversa da quella indicata, per esempio composti da arpe con collettori interni ai forni.

Altri elementi fondamentali dei forni sono le piastre tubiere fuse, in diversi tipi di acciaio a seconda delle temperature a cui sono impiegate, che trovano impiego soprattutto nella sezione convettiva dei forni.

Da un punto di vista formale, non essendo i materiali in questione compresi nella Raccolta M, occorre procedere ad una richiesta di autorizzazione all'impiego presso l'INAIL (ex ISPESL). L'autorizzazione viene discussa all'interno del Consiglio Tecnico Materiali, previo invio di scheda di accettazione contenente i dati tecnici, prove da eseguire, equiparazione ai materiali in Raccolta M, composizione chimica ecc.

Nello specifico i materiali in oggetto sono equiparabili alle leghe di Nickel (cap. M9 Raccolta M); di seguito si riportano le loro caratteristiche principali che ne giustificano l'impiego.

2. I materiali per il settore petrolchimico

2.1 Considerazioni preliminari

Le temperature di processo dello steam cracking e del reforming sono particolarmente elevate, dell'ordine degli 800-850°C. Nello steam cracking le temperature di pelle dei componenti possono arrivare a valori dell'ordine di 1.100°C, in presenza di pressioni dell'ordine di 4-6 bar, mentre nel campo dello steam reforming le pressioni possono essere elevate (30-35 bar), con temperature di pelle dell'ordine di 900-1000 °C.

In ragione di ciò è necessario ricorrere a materiali che abbiano una elevata resistenza al creep, oltre che all'ossidazione e a fenomeni di carburazione (steam cracking) e corrosione.

Per quanto riguarda il noto fenomeno del creep (scorrimento viscoso a caldo) si è visto sperimentalmente che la velocità di creep più bassa si ha per quei materiali che presentano un tenore di carbonio di circa 0,4%. Dal momento che questa percentuale di Carbonio non è compatibile con i normali processi di deformazione a caldo dell'acciaio, come la laminazione, l'estrusione e la forgiatura, per i componenti installati all'interno della zona a più alta temperatura di questi forni è necessario fare ricorso ad altri procedimenti di fabbricazione, in particolare alla centrifugazione dei tubi e alla fusione statica dei fittings.

La presenza del carbonio nel tenore sopra indicato, favorisce la formazione di carburi adatti alla resistenza al creep che, ricordiamo è un fenomeno caratterizzato dalla dislocazione dei grani.

Per i componenti interni al forno e cioè nella zona cosiddetta radiante, per la presenza di bruciatori, è necessario utilizzare materiali con percentuale di carbonio intorno a 0,4% per le ragioni sopra esposte.

Per le parti esterne ai forni (transferlines e collettori), dove all'interno dei componenti si ha la temperatura di processo di 800-850°C e non vi è apporto di calore dall'esterno, è invece conveniente prevedere materiali che assicurino una buona duttilità e resistenza agli shocks e gradienti termici, per cui si ricorre a leghe centrifugate e fuse con percentuali di carbonio intorno a 0,10-0,15%.

Inoltre, sempre all'esterno del forno, qualora le temperature lo permettano, vengono utilizzati materiali estrusi e forgiati come l'UNS 8810 e 8811 (Alloy 800H e 800 HT).

Per i forni di steam cracking esiste inoltre un importante fenomeno che è la formazione di coke, dovuto alla pirolisi della carica. Questo coke si deposita sulla superficie interna dei componenti e provoca un aumento progressivo della temperatura di pelle; lo strato di coke viene asportato attraverso regolari operazioni di decocking, effettuate mediante l'immissione di vapore e aria nei serpentini. Si assiste tuttavia a un progressivo arricchimento del tenore di Carbonio del materiale, dovuto alla diffusione del carbonio all'interno dei tubi: questa carburazione porta al decadimento delle proprietà meccaniche del materiale.

Esistono quindi due grandi sfide per i materiali installati nella zona radiante dei forni: per gli steam reforming è l'aumento della resistenza al Creep e, per gli steam cracking anche e soprattutto il miglioramento della resistenza alla carburazione.

I materiali utilizzati per queste applicazioni sono tutti delle leghe Nickel-Cromo con struttura austenitica. Il Nickel ha una elevata resistenza alle alte temperature e alla corrosione, mentre il cromo resiste ottimamente alla corrosione.

Fino alla fine degli anni 60 - inizio anni 70, una delle leghe più utilizzate per l'impiego nei forni è stata l'HK40 (0,4%C-25%Cr-20%Ni), fino all'introduzione della Manaurite 36X (0,4%C-35%Ni-25%Cr-Nb), che ha quasi raddoppiato la resistenza al creep rispetto all'HK40. L'introduzione del Nb ha portato alla creazione di carburi secondari che si dispongono intorno ai grani, utili per rallentare la dislocazione che si riscontra nello scorrimento viscoso a caldo e che, rallentando la precipitazione dei carburi, mantengono

nel tempo le caratteristiche di duttilità del materiale e ne aumentano la resistenza all'invecchiamento.

MANOIR DESIGN°	MAX° OPERATION TEMPERATURE	% C	% Ni	% Cr	% Si	% Nb	OTHERS
Manaurite 36X	1050°C	0.4	35	25	≤2	1	
Manaurite XM	1100°C	0.4	35	25	≤2	1	+ Ti etc...
Manaurite XT	1170°C	0.4	45	35	≤2	1	2% W max
Manaurite XTM	1200°C	0.4	45	35	≤2	1	+ Ti etc...
Manaurite 40X	1150°C	0.4	40	30	≤2	1	+ Ti etc...

Tabella 1 – Composizioni medie di alcune leghe manaurite

2.2 Il processo di fabbricazione

Per la produzione dei materiali, si ricorre a forni elettrici ad arco e a induzione, rispettivamente per le fusioni statiche e per i tubi. Dopo la fusione del materiale caricato nel forno, l'affinazione per l'ottenimento della composizione chimica e il raggiungimento delle temperature prescritte per il tipo di acciaio da produrre, avviene la colata in apposite siviere, da cui poi l'acciaio liquido verrà versato negli stampi. Il processo prosegue con la centrifugazione che può essere orizzontale o verticale oppure con la fusione statica.

La tecnica della centrifugazione orizzontale sfrutta la forza centrifuga causata dalla rotazione dello stampo (conchiglia), che è un tubo forgiato in acciaio che appoggia su due coppie di rulli, a cui un motore trasmette la rotazione.

La centrifugazione verticale consiste nella rotazione, rispetto ad un asse verticale, dello stampo appoggiato su una piattaforma rotante. Gli stampi possono essere in grafite per ottenere una struttura del grano fine, adatta alla saldatura e resistente alla fatica termica.

I pezzi speciali (pezzi a Y, curve e pezzi di una particolare forma geometrica) sono prodotti attraverso il procedimento di fusione in sabbia, dove l'acciaio allo stato liquido viene versato nelle varie forme appositamente preparate a mezzo di macchine formatrici o con formatura a mano.

2.3 Leghe per i forni di reforming

Come abbiamo detto gli impianti di reforming per la produzione di idrogeno operano di solito a temperature di pelle comprese tra gli 880-950°C, con pressioni anche dell'ordine di 30-35 bar. In alcuni impianti di recente concezione si raggiungono e si superano i 1000°C. I tubi della sezione radiante del forno sono quelli dove si registrano le condizioni più gravose del processo. In particolare, per i tubi catalitici impiegati in impianti di reforming, il danno più frequente è quello dovuto a scorrimento viscoso, che si spiega con la presenza di una forte pressione interna in regime di temperature elevate.

A partire dalla seconda metà degli anni 80 la Manaurite 36X (0,4%C-35%Ni-25%Cr-Nb), che è stata per un ventennio il materiale standard dei tubi catalitici, è stata sostituita dalla Manaurite XM (0,4%C-35%Ni-25%Cr-Nb-Ti), contenente oltre al Nb delle piccole percentuali di titanio. La presenza del titanio assicura la formazione di ulteriori carburi secondari che si disperdono in maniera uniforme nella matrice, con il risultato che il dislocamento dei grani viene ulteriormente rallentato e la resistenza al creep aumentata di

circa il 15% rispetto alla Manaurite 36X. Questo tipo di lega micro legata è utilizzata in quasi tutti gli impianti di reforming, ma attualmente si sta affermando una variante della stessa, la Manaurite XMR, che è stata creata nel 2009 appositamente per l'impiego nei forni di reforming. Oltre all'aggiunta di alcuni leganti come il tantalio ed altri elementi che provocano nuovi carburi secondari, la lega è stata ottimizzata eliminando dei componenti (in particolare il Silicio) utili nei forni di cracking ma non necessari negli impianti di reforming e dannosi per quanto riguarda la resistenza al creep. In questo modo è stata aumentata la resistenza allo scorrimento viscoso di circa il 15% rispetto alla Manaurite XM, il che si traduce, a parità di condizioni di funzionamento e di geometria dei tubi catalitici, in un aumento sensibile della vita dei tubi stessi; in alternativa è possibile ridurre sensibilmente lo spessore dei tubi, aumentando così il volume del catalizzatore.

COMPARATIVE CREEP RUPTURE 100 000 hr between 800° C and 1200° C
(Minimum Values)

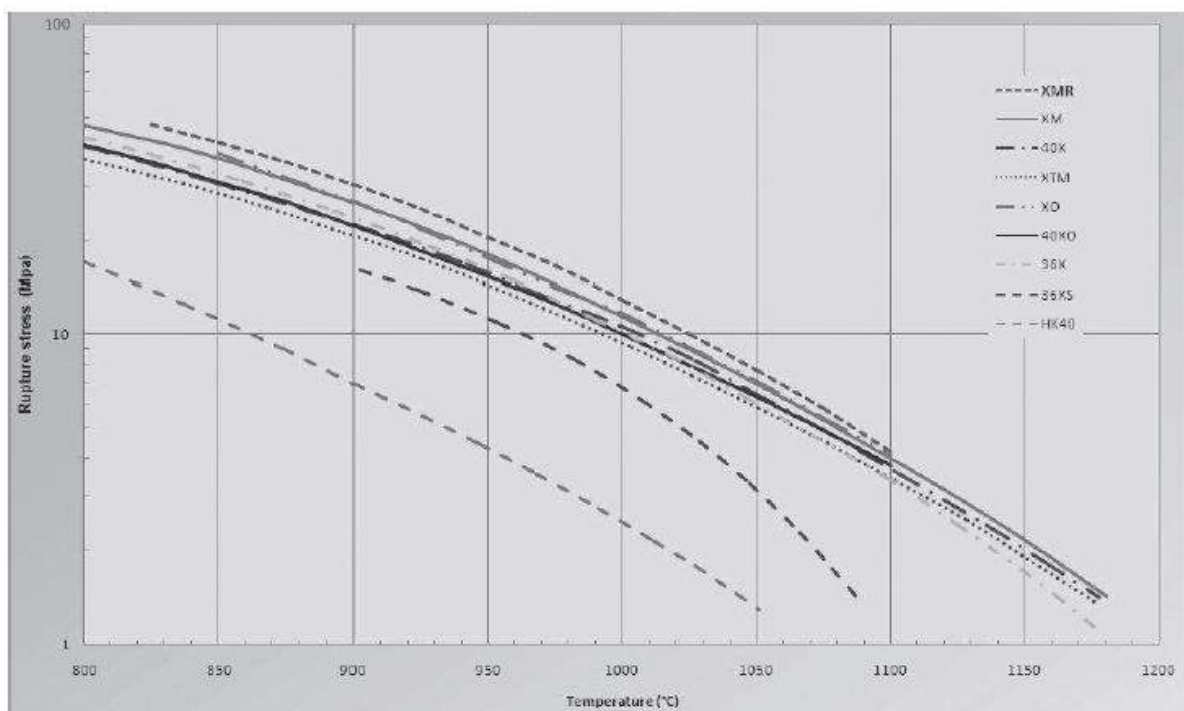


Fig. 1 - Confronto caratteristiche di creep (rottura a 100.000 ore) per alcune leghe Manoir

Element	MAN XM		MAN XMR	
	Min %	Max %	Min %	Max %
C	0.40	0.45	0.40	0.50
Mn		1.50	0.30	1.0
Si	1.2	2.0	0.60	1.20
P		0.03		0.03
S		0.03		0.03
Ni	32.0	35.0	32.0	35.0
Cr	23.0	27.0	23.0	27.0
Mo		0.50		0.50
Nb	0.50	1.0	0.50	1.0
Ti,Zr	Add	Add	+ others	
Cu		0.25		0.25
Pb		20ppm		20ppm

Tabella 2 -Composizione chimica Manaurite XM e Manaurite XMR (TABELLA 1)

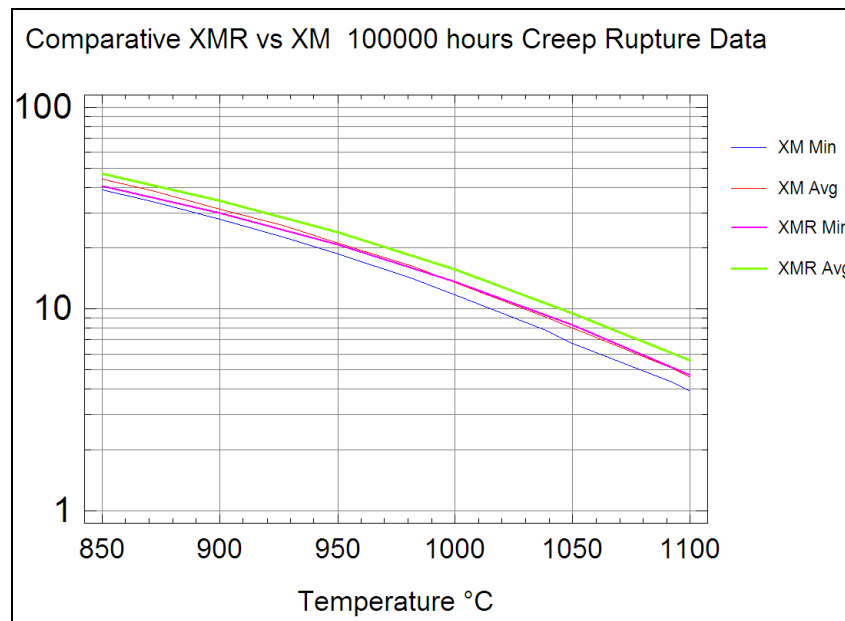


Fig. 2 - Confronto caratteristiche di creep per diverse tipologie di Manaurite

Un ulteriore contributo alla resistenza al creep dei tubi di reforming viene dato dalla saldatura con fascio elettronico (E.B.W.) dei tubi stessi. Questo procedimento di saldatura sotto vuoto non prevede l'impiego di materiali di saldatura e quindi le caratteristiche di resistenza al creep sono quelle del materiale di base. Il procedimento ha ottenuto le necessarie qualifiche Ispesl/Inail. Questa tecnica di punta è sensibile ai momenti di flessione associati a distribuzioni termiche non omogenee ed quindi è riservata solo a certi design di forni.

2.4 Leghe per i forni di cracking

Nei forni di cracking si deve fronteggiare in primo luogo la carburazione dei materiali, cioè la diffusione del carbonio all'interno dei tubi di processo, che porta a una perdita della duttilità e alla conseguente rottura in presenza di shocks termici (avviamenti rapidi, fermate improvvise, decocking violenti).

In seconda battuta, anche nei serpentini di cracking, si è in presenza di fenomeni di creep, come dimostra per esempio l'allungamento irreversibile dei tubi che può essere dell'ordine di 10 cm (100 mm) per anno.

La geometria dei forni è cambiata nel tempo: nei nuovi impianti per aumentare il rendimento del forno, si è pensato di diminuire drasticamente il diametro dei tubi, ciò ha portato ad un riscaldamento più rapido degli stessi, temperature di pelle più elevate e possibili e rovinosi intasamenti dei tubi dovuti al coke.

Dal momento che le temperature di pelle raggiungono valori estremamente elevati, soprattutto nei periodi precedenti il decocking, a causa della presenza dello spessore di coke che aumenta il gradiente termico tra il diametro esterno e il fluido di processo, è chiaro che i materiali sono sottoposti a condizioni di funzionamento particolarmente severe, motivo per cui, da decenni, si cerca di migliorare l'affidabilità e la durata degli stessi.

Il fenomeno della carburazione, viene contrastato attraverso la presenza di uno strato di ossido sul diametro interno dei tubi; la formazione di questo strato è favorito dalla presenza di alcuni elementi presenti nella lega, come il silicio, il tungsteno e soprattutto il cromo e l'alluminio.

Sono stati studiati e sono tuttora allo studio anche rivestimenti ceramici che devono poter resistere nel tempo, non consumandosi e non lacerandosi, per evitare punti innesco di carburazione.

La Manaurite XM è stata per anni il materiale più impiegato negli impianti di cracking, sia nelle zone più fredde (si fa per dire) sia nelle zone di uscita del flusso, all'interno della camera radiante, dove la temperatura di pelle può raggiungere valori nell'ordine di 1050-1080°.

Per temperature ancora più elevate è necessario ricorrere a leghe più ricche in cromo, e di conseguenza, per mantenere una buona resistenza a caldo, più ricche in Nickel.

In particolare si è da anni affermata la Manaurite XTM (0,45%C-45%Ni-35%Cr, Nb, Ti). Questa lega rispetto alla Manaurite XM, resiste indubbiamente meglio alla carburazione, ma, presenta anche alcuni inconvenienti, comunque superabili: inferiori caratteristiche di resistenza al creep, una minore duttilità e quindi una minore saldabilità.

L'elevato tenore in cromo di questa lega favorisce la formazione e il mantenimento dello strato di ossido di cui abbiamo già parlato. In effetti lo strato di ossido di cromo tende a scomparire per temperature superiori a 940°C e viene rigenerato con l'ossigeno apportato dal vapor d'acqua durante la fase di decocking; l'elevata percentuale di cromo contenuta nella Manaurite XTM fa sì che lo strato di ossido si ricostituisca per un più lungo periodo di tempo; questa lega si presta quindi molto bene anche all'operazione di pre-ossidazione dei serpentine, ottenuta attraverso l'immissione di vapore e aria prima della messa in marcia del forno.

Bisogna anche dire che il prezzo della Manaurite XTM è abbastanza elevato rispetto a quello della Manaurite XM a causa dell'elevato tenore di Nickel (45%), per cui l'impiego di questa lega è a volte limitato ad alcune zone dei serpentine.

Alcuni anni fa è stata messa a punto la lega Manaurite 40X (0,4%C-40%Ni-30%Cr, Nb, Ti): si tratta in pratica di un compromesso tra la Manaurite XM e la Manaurite XTM, una via di mezzo fra le due leghe per quanto riguarda la resistenza alla carburazione e al creep per la quale è previsto l'impiego fino a temperature di 1.150-1.175°C.

Come detto precedentemente, il fenomeno della carburazione, viene combattuto attraverso la creazione di uno strato di ossido sul diametro interno dei tubi.

Negli anni 80 si è pensato di introdurre nella lega di base Manaurite 36X (35Ni/25Cr/Nb) delle forti percentuali di Alluminio (circa il 5%) che, passivandosi ad alta temperatura, avrebbe prodotto uno strato di ossido stabile utile per ridurre, se non annullare, la carburazione. Si puntava anche a ridurre la formazione di coke, dal momento che lo strato di ossido avrebbe nascosto al fluido di processo il Nickel, ritenuto il catalizzatore per la formazione del coke stesso.

Nacque così la Manaurite XA che però presentava un grave inconveniente ovvero il decadimento delle caratteristiche meccaniche e in particolare la resistenza al creep e la saldabilità.

Questo problema è stato superato recentemente utilizzando le leghe di ultima generazione che abbiamo prima citato, quelle migliorate per quanto riguarda le caratteristiche di resistenza al creep con l'introduzione di micro leganti come il titanio, il tantalio, lo zirconio etc.

Queste leghe sono in grado di sopportare l'aggiunta di alluminio senza che le caratteristiche di creep vengano eccessivamente compromesse.

Si è deciso di non eccedere con il tenore in Alluminio, mantenendolo su valori nell'intervallo 1-3%, per conservare delle discrete caratteristiche di duttilità e quindi di saldabilità, qualità quest'ultima molto utile in caso di riparazioni.

Sono così nate la Manaurite XO, basata sulla Manaurite XM modificata, e la Manaurite 40XO, che ha come materiale di base la Manaurite 40X modificata.

La Manaurite 40XO è stata installata nel 2009 nel forno di cracking di Versalis Brindisi ed è attualmente monitorata per verificarne il comportamento, che appare promettente. La Manaurite 40XO è un materiale di marca, autorizzato come tutti i materiali sin qui visti dal consiglio Tecnico Materiali dell'ex Ispesl ora Inail, nell'anno 2008.

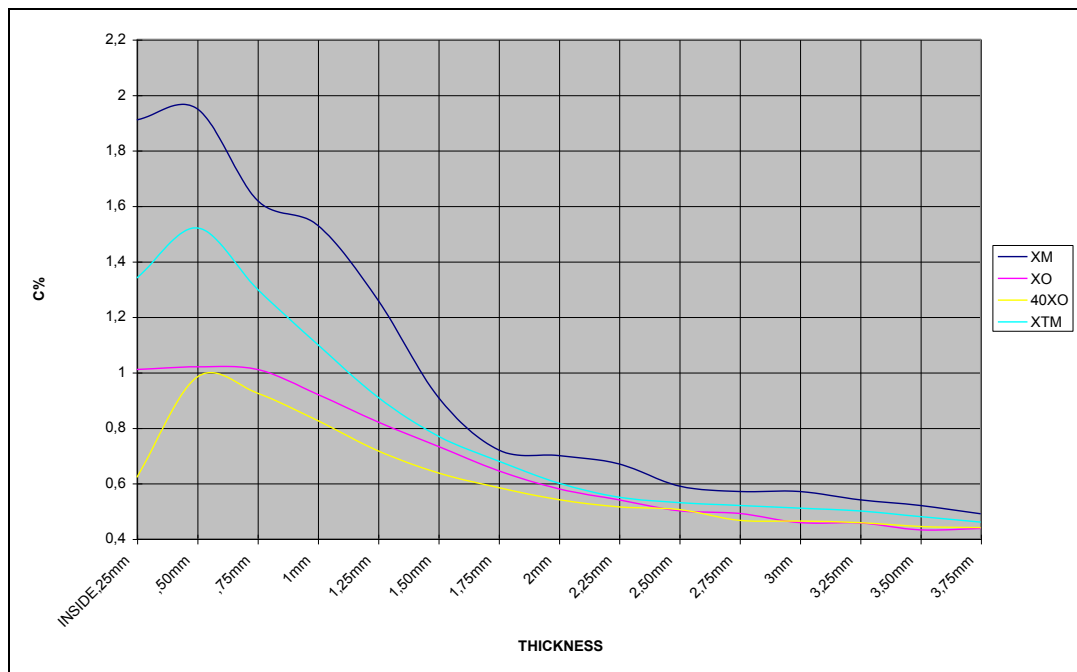


Fig. 3 - Confronto della carburazione di Manaurite XM, XO, 40XO e XTM

2.5 Collettori di uscita e transferlines

I componenti che sono posti all'esterno del forno sono sottoposti a condizioni di funzionamento ben diverse da quelle dei componenti che si trovano all'interno. Mancando l'apporto termico dei bruciatori, la temperatura di progetto delle membrature è quella del fluido di processo e quindi i materiali lavorano a temperature decisamente inferiori, anche di 100-200°C, rispetto ai materiali della zona radiante. Per contro sono sottoposti a un forte gradiente termico lungo lo spessore che impone la scelta di leghe duttili e che conservino la duttilità nel tempo. Inizialmente venivano utilizzati unicamente materiali estrusi e laminati del tipo UNS 8810 e UNS8811, ma si è visto che i materiali centrifugati e fusi permettevano di ridurre gli spessori e di raggiungere durate di gran lunga superiori. In effetti, a parità di composizione chimica della lega, entra in gioco la dimensione del grano: più il grano è grosso più il materiale resiste al creep, essendoci meno possibilità di dislocamento dei grani. Non a caso le palette delle turbine dei motori d'aviazione sono realizzate, quando possibile, con la soluzione monocristallo.

Nei lontani anni sessanta, è stata introdotta, per questa applicazione, la lega Manaurite 900 (0,12%C-32%Ni-20%Cr-Nb), che si è rivelata immediatamente la soluzione del problema e che è tuttora utilizzata sia per i collettori di uscita dei forni di reforming, che per le transferlines di uscita degli steam cracking.

Le caratteristiche di creep della Manaurite 900 sono decisamente inferiori rispetto a quelle della Manaurite XM che ha un tenore di carbonio di circa 0,4%, ma la Manaurite 900 presenta delle eccellenti caratteristiche di duttilità e una grande resistenza all'invecchiamento, al punto che, dopo molti anni di funzionamento, il materiale risulta ancora perfettamente saldabile.

La Manaurite 900 può essere esercita fino a temperature di 1.000°C ed è quindi una scelta obbligata, rispetto a materiali estrusi o laminati, per temperature superiori a 900°C. Per temperature oltre i 1.000°C si deve far ricorso alla Manaurite 900B (0,15%C-35%Ni-25%Cr) che presenta dei valori dei tenori di Carbonio, Cromo e Nickel superiori.

MANOIR DESIGN°	MAX° OPERATION TEMPERATURE	% C	% Ni	% Cr	% Si	% Nb
Manaurite 900	1000°C	0.10	32	20	<1.25	1
Manaurite 900B	1080°C	0.15	35	25	<1.5	1

Tabella 3 - Composizione della Manaurite 900 e Manaurite 900 B

3. Conclusioni

Negli ultimi decenni l'evoluzione dei materiali per gli impianti di cracking e di reforming ha portato ad un continuo aumento dell'affidabilità e della durata dei componenti dei forni. Il perfezionamento delle leghe esistenti e la ricerca di nuove soluzioni è tuttora in fase di sviluppo in modo da poter rispondere a condizioni di impiego sempre più severe, in particolare per quanto riguarda le temperature di progetto, e assicurare delle durate sempre maggiori, sia per quanto riguarda i materiali degli steam cracking, che quelli dei forni di reforming.

4. Biografia

- [1] Raccomandazioni del Comitato Termotecnico Italiano per la progettazione, la costruzione e l'esercizio di forni chimici e petrolchimici (R6 :2006)
- [2] Norma UNI EN 10295 del 2003
- [3] Codice Asme e materiali ASTM

Trasformazioni di fase dell'acciaio gr.91

D. Lega, A. Antonini, A. Alvino

INAIL - Settore Ricerca Certificazione e Verifica - Dipartimento Tecnologie di Sicurezza

Sommario

In questa memoria viene presentato uno studio delle transizioni di fase dell'acciaio ad alto Cr gr. 91 mediante calorimetria a scansione differenziale DSC. In particolare sono state determinate le temperature critiche Ac1 ed Ac3 in condizioni prossime all'equilibrio ed è stato verificato sperimentalmente che tali temperature dipendono dalla velocità di riscaldamento, quest'ultimo aspetto è molto importante nella pratica metallurgica. Le velocità di riscaldamento in molti procedimenti di saldatura possono essere molto elevate e quindi è necessario un sovrariscaldamento notevole per ottenere la trasformazione completa della ferrite in austenite. Inoltre anche un trattamento termico di normalizzazione vicino o al di sotto della temperatura critica Ac1 ha effetti estremamente negativi sulle proprietà meccaniche della lega. Dalle prove sperimentali effettuate mediante DSC, microscopia ottica ed elettronica, è emerso che la trasformazione della ferrite in austenite avviene in due fasi, in una prima fase il ferro α si trasforma in ferro γ intorno alle particelle di carburi $M_{23}C_6$, mentre nella seconda fase si realizza la dissoluzione dei carburi $M_{23}C_6$ e un processo di omogeneizzazione dell'austenite. Inoltre è stata determinata la temperatura critica Ac4 relativa all'inizio della trasformazione della austenite γ in ferrite δ . Alcune prove di riscaldamento sono state interrotte alla temperatura massima consentita dallo strumento DSC utilizzato che è pari a 1500°C. Dall'analisi del tracciato DSC è ragionevole pensare che la formazione delle prime tracce di liquido avvenga nell'ambito del campo di coesistenza delle fasi γ e δ . Dalle prove sperimentali effettuate in raffreddamento è emerso che la trasformazione della ferrite δ in austenite γ è incompleta anche con velocità di raffreddamento lente ed in condizioni generalmente ritenute molto prossime all'equilibrio. La presenza di ferrite δ può ridurre notevolmente la resistenza meccanica dei depositi di saldatura.

Introduzione

Il miglioramento del rendimento degli impianti di generazione elettrica da combustibile fossile è attualmente fondato sull'innalzamento della temperatura di ingresso del vapore in turbina. Condizioni di esercizio con temperature fino a 580-600°C e pressioni fino a 280 bar sono dette ultra super critiche USC ed hanno forti ricadute sui materiali. Gli acciai ferritici ad alto Cr gr.91, offrono una buona resistenza al creep, alla fatica termomeccanica ed alla corrosione fino a temperature pari a 580-600°C. Le notevoli proprietà meccaniche del gr. 91 dipendono interamente dalla creazione, mediante trattamento termico di normalizzazione e rinvenimento, di un preciso stato micro strutturale costituito da martensite rinvenuta ed una fine precipitazione di carburi e carbonitruri. Un trattamento termico inadeguato durante le fasi di produzione dell'acciaio o qualsiasi altra azione successiva in grado di alterare la microstruttura dell'acciaio stesso quale formatura a caldo, forgiatura, saldatura etc, può creare una microstruttura che conferisce proprietà meccaniche del tutto diverse da quelle attese. [1] Lo studio di tutti gli aspetti del trattamento termico che possono modificare la microstruttura di questa tipologia di acciai è quindi di fondamentale importanza. L'analisi termica è un mezzo di indagine particolarmente adatto a valutare la risposta degli acciai al trattamento termico. In particolare mediante la tecnica DSC viene misurata la differenza del calore assorbito o ceduto da un campione di acciaio in funzione della temperatura rispetto ad un campione di

riferimento sottoposto allo stesso programma termico. La forma, la posizione e le dimensioni dei picchi ottenuti in un tracciato DSC forniscono informazioni in merito alla temperatura, entalpia e cinetica di ciascuna trasformazione di fase subita dal campione di acciaio. [2] In questa memoria viene presentato uno studio sperimentale eseguito con la tecnica DSC sulle transizioni di fase dell'acciaio gr.91. La caratterizzazione di tali transizioni è di enorme importanza per la definizione di adeguati trattamenti termici, ed appropriati cicli termici di saldatura. Infatti l'acciaio gr.91 subisce importanti trasformazioni di fase durante il riscaldamento. Tali transizioni di fase sono determinate dal punto di vista teorico nei diagrammi di fase calcolati di cui un esempio è riportato in figura 1. Come si evince da tali diagrammi la sequenza delle trasformazioni nella regione a più alta temperatura non è del tutto chiara.

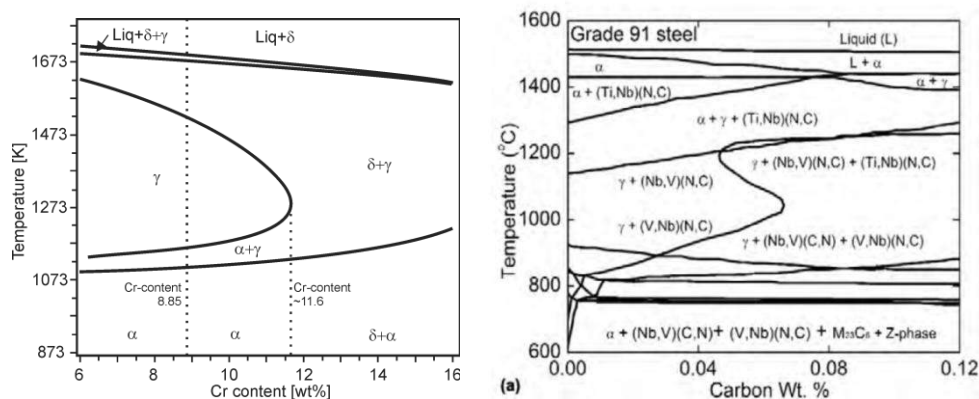


Fig. 1 esempi di diagrammi di fase calcolati per l'acciaio gr.92 e gr.91 [3, 4]

Materiali e metodi

Gli studi sono stati eseguiti su campioni di una tubazione in acciaio gr. 91 fornita con trattamento termico di normalizzazione e rinvenimento. Le analisi chimiche sono state effettuate con quantometro ad emissione ottica ARL 3460 thermofisher ed analizzatore di N Horiba. Le indagini in microscopia ottica sono state realizzate con microscopio ottico Nikon Eclipse ME600 e quelle in microscopia elettronica con microscopio elettronico ad emissione di campo Zeiss Ultra Plus su campioni attaccati con reattivo di Vilella. Inoltre sono state effettuate misure di micro-durezza con microdurometro manuale Leitz. Gli esperimenti DSC sono stati realizzati utilizzando un microcalorimetro a flusso di calore DSC 404 Netzsch per alta temperatura, dotato di una termocoppia di tipo S (Pt10%Rh-Pt). I crogioli utilizzati sono di allumina ed hanno un volume di circa 85 μl . I campioni di acciaio sono stati tagliati a freddo e sagomati con il tornio fino ad ottenere dei cilindri con un volume massimo inferiore a metà della capacità del crogiolo. Gli esperimenti DSC sono stati realizzati in atmosfera inerte sotto flusso di argon puro, i campioni sono stati riscaldati con velocità comprese fra 5 e 50°C/min da temperatura ambiente a 1500°C, il successivo raffreddamento è stato condotto alla medesima velocità del riscaldamento. La calibrazione della scala delle temperature lette dal DSC è stata effettuata utilizzando la temperatura di fusione di Sn, Zn, Al, Ag, Au (99,99+ %), mentre invece la calibrazione del flusso di calore è stata realizzata misurando la capacità termica di uno standard di riferimento primario costituito da zaffiro.

Risultati e discussione

La composizione chimica dell'acciaio gr.91 utilizzato in questo studio è la seguente (tabella n. 1):

C	Mn	Si	P	S	Ni	Cr	Cu	Mo
0,0914	0,535	0,268	0,0166	0,008	0,285	8,84	0,0336	0,938
V	Ti	Al	Nb	W	Sn	Co	Fe	N
0,206	0,001	0,0003	0,0775	0,002	0,001	0,0148	88,70	0,03

Tabella n. 1 composizione chimica dell'acciaio gr.91 utilizzato in questo studio

Le indagini condotte in microscopia ottica ed elettronica hanno rilevato la presenza di una microstruttura costituita da martensite rinvenuta ed una fine precipitazione di carburi $M_{23}C_6$ e carbonitruri MX. Nella figura seguente (fig. 2) sono mostrati i tracciati DSC ottenuti per questo acciaio a diverse velocità di riscaldamento 5-50°C/min, nei tracciati sono stati rilevati diversi picchi endotermici. Nel tracciato DSC l'ampio segnale endotermico intorno 740°C, contrassegnato in fig. 2 con il n.1, è determinato dalla trasformazione della martensite e dal cambiamento delle proprietà magnetiche dell'acciaio (temperatura di Curie). Con l'aiuto della derivata prima della curva DSC è stato possibile determinare la temperatura di inizio della trasformazione della martensite che corrisponde a circa 550°C. La temperatura di Curie presenta una modesta variazione in relazione alla velocità di riscaldamento, il valore estrapolato a velocità di riscaldamento 0 è pari a $742 \pm 5^\circ\text{C}$. I dati ottenuti concordano con quelli presenti in letteratura. [4, 5] Il secondo segnale endotermico compreso fra 833-885°C, contrassegnato in figura 2 con il n.2, è associato al cambiamento nel reticolo cristallino da cubico a corpo centrato (ferrite α) a cubico a facce centrate (austenite γ). Le temperature critiche della trasformazione $\alpha \rightarrow \gamma$ sono determinate sulla base della posizione dell'onset e dell'end del picco DSC. In particolare la temperatura onset è A_{c1} , temperatura alla quale ha inizio la trasformazione $\alpha \rightarrow \gamma$ e si

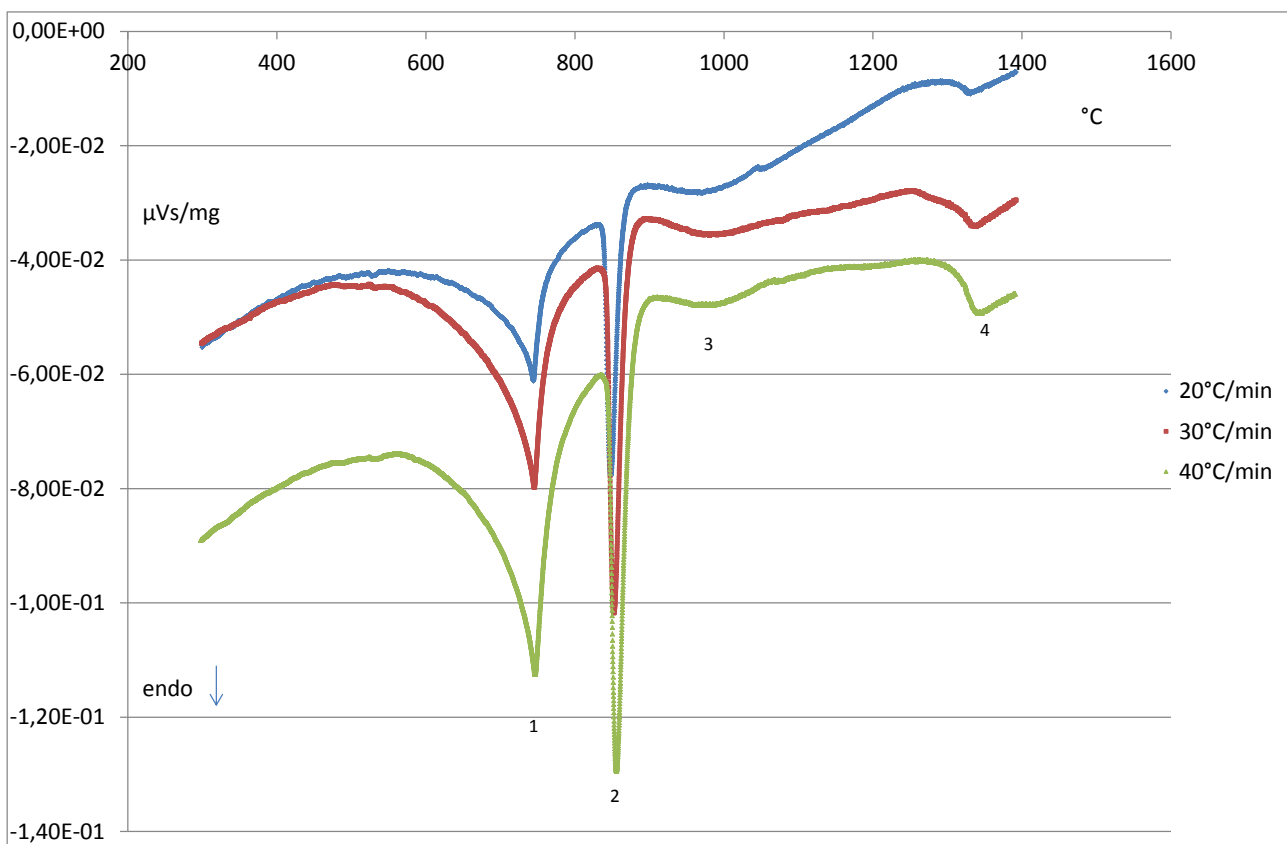


Fig. 2 tracciati DSC ottenuti per i campioni di acciaio gr. 91

formano i primi nuclei di austenite, mentre la temperatura di end è Ac3 , temperatura alla quale la maggior parte della ferrite α è scomparsa. Le temperature critiche Ac1 ed Ac3 risultano essere fortemente dipendenti dalla velocità di riscaldamento (fig. 3), i valori di tali temperature estrapolati a velocità di riscaldamento zero sono pari rispettivamente a $834^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ e $852^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$. Non sono stati invece osservati cambiamenti di tali temperature in rapporto alla massa del campione. I dati ottenuti sono in buon accordo con quanto riportato in letteratura. In generale la trasformazione $\alpha \rightarrow \gamma$ è molto sensibile alla velocità di riscaldamento. [4, 5, 6, 7]

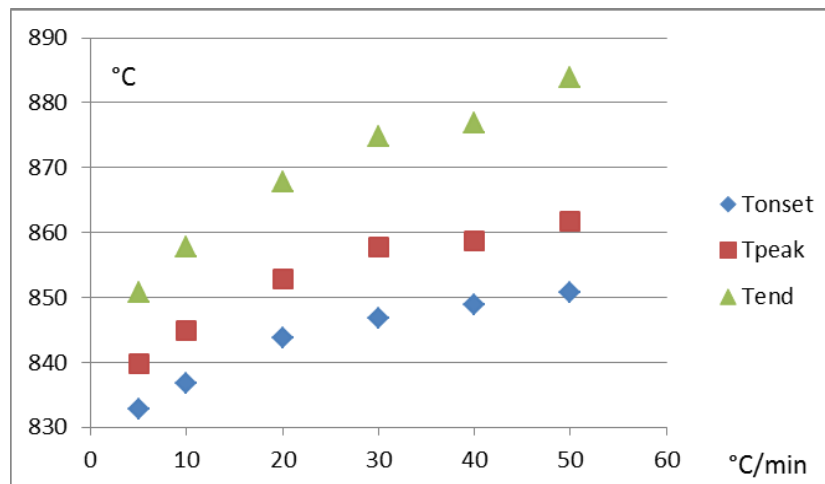


Fig. 3 Le temperature Ac1 (Tonset) ed Ac3 (Tend) in funzione della velocità di riscaldamento

Alcuni autori ritengono che la dipendenza delle temperature Ac1 ed Ac3 della trasformazione $\alpha \rightarrow \gamma$ dalla velocità di riscaldamento possa essere messa in relazione alla "diffusività" del C. All'aumentare della velocità di riscaldamento la trasformazione avviene a temperature più elevate poiché è insufficiente il tempo per la "diffusione" del C che è posizionato diversamente nel reticolo α rispetto al reticolo γ . [8] Il fatto che le temperature Ac1 ed Ac3 presentano una dipendenza dalla velocità di riscaldamento è un concetto molto importante nella pratica metallurgica. Le velocità di riscaldamento in molti procedimenti di saldatura possono essere molto elevate e quindi è necessario un sovrariscaldamento notevole per ottenere la trasformazione completa della ferrite in austenite. Inoltre anche un trattamento termico di normalizzazione vicino o al di sotto della temperatura critica Ac1 ha effetti estremamente negativi sulle proprietà meccaniche della lega. Nel tracciato DSC dopo Ac3 si osserva un segnale endotermico molto allargato. La posizione del picco è molto sensibile alla velocità di riscaldamento nell'intervallo 5-50°C . All'aumentare della velocità di riscaldamento il picco si sposta verso temperature più elevate , i valori delle temperature di inizio e di fine della transizione, nonché il valore della temperatura di picco estrapolati a velocità di riscaldamento 0 sono rispettivamente i seguenti: $885 \pm 10^{\circ}\text{C}$, $1038 \pm 10^{\circ}\text{C}$, $970^{\circ}\text{C} \pm 10^{\circ}\text{C}$. Molti autori hanno osservato un segnale endotermico ampio ed allargato dopo Ac3 utilizzando le tecniche di analisi termica DSC e TMA e analisi diffrattometriche in situ. [3, 4, 5, 9, 10]. In particolare P. Mayr et. al hanno condotto esperimenti DSC e XRD in situ su un acciaio gr.92. Nel tracciato DSC sono visibili due picchi endotermici in un intervallo di temperature compreso fra 800 e 1100°C. L'analisi XRD in situ rileva una diminuzione di intensità del pattern di diffrazione della ferrite ed un incremento di intensità del pattern di diffrazione dell'austenite in un intervallo di temperature corrispondente al primo picco DSC. Tuttavia una certa frazione di ferrite rimane e l'intensità del pattern di diffrazione di tale fase decresce gradualmente fino alla fine dell'intervallo di temperature corrispondente al secondo picco DSC. P. Mayr et. al

pertanto ipotizzano che la trasformazione della ferrite in austenite avvenga in due fasi, in una prima fase il ferro α si trasforma in ferro γ intorno alle particelle di carburi $M_{23}C_6$, e questa trasformazione corrisponde al primo picco, mentre nella seconda fase si realizza la dissoluzione dei carburi $M_{23}C_6$ e un processo di omogeneizzazione dell'austenite. [3] Un secondo picco endotermico dopo Ac_3 è stato rilevato anche da Raju et al. sul tracciato DSC di un acciaio gr.91. Raju et al. ritengono che questo secondo picco sia dovuto al processo di omogeneizzazione della fase austenitica e/o alla comparsa della ferrite δ . Infatti in molti diagrammi di fase calcolati Fe-xCr-0,1C la ferrite δ compare intorno 1100°C , e data la possibile discrepanza fra valori calcolati e valori sperimentali è possibile che subito dopo Ac_3 abbia inizio la trasformazione della austenite in ferrite δ . [5] Anche i tracciati DSC ottenuti su acciai basso legati a microstruttura bainitica presentano due segnali endotermici distinti nella regione della trasformazione della ferrite in austenite. Brunelli et al. ritengono che il secondo picco sia determinato dalla dissoluzione dei carburi nell'austenite. [10] Allo scopo di chiarire meglio quale processo chimico-fisico è associato al picco n. 3 sono state effettuate delle prove DSC interrotte a 880°C e 1100°C con a seguire raffreddamento rapido. I campioni ottenuti sono stati osservati al FEGSEM. Sul campione derivante dalla prova interrotta a 880°C è stata riscontrata una microstruttura costituita da martensite e carburi del tipo $M_{23}C_6$ e MX (fig. 4). Invece sul campione derivante dalla prova interrotta a 1100°C è stata riscontrata una microstruttura costituita da martensite e carburi MX (fig. 5). Si può concludere pertanto che il picco n.3 corrisponde alla dissoluzione di carburi $M_{23}C_6$. Tale ipotesi è inoltre confermata dalle prove di riscaldamento effettuate su campioni normalizzati (1100°C 30 minuti) la cui microstruttura di partenza è costituita da martensite (425 HV_{10}) e carburi MX.

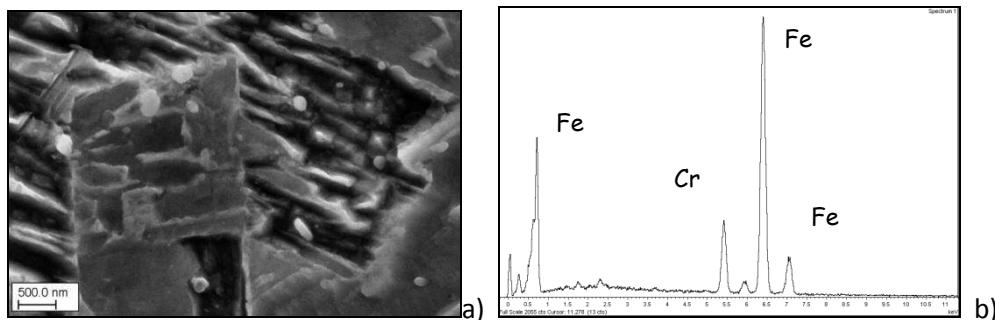


Fig. 4 a) 50.000X micrografia al microscopio elettronico del campione derivante dalla prova DSC interrotta a 880°C , microstruttura costituita da martensite e carburi $M_{23}C_6$ ed MX. b) spettro EDX di un carburo $M_{23}C_6$

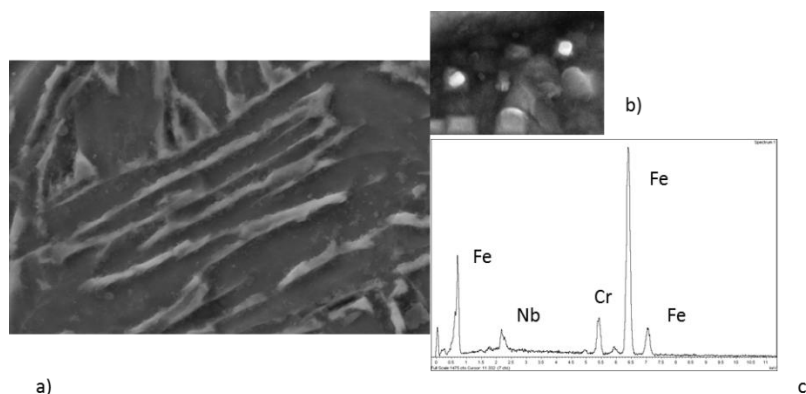


Fig. 5 a) 50.000X micrografia al microscopio elettronico del campione derivante dalla prova DSC interrotta a 1100°C , microstruttura costituita da martensite b) 100.000X particolare a più alti ingrandimenti in cui si possono osservare i carburi MX c) spettro EDX di un carburo MX

Dall'analisi del tracciato riportato in figura 6 emerge che la trasformazione ferrite-austenite avviene in un solo step. In questo caso il picco relativo è molto diverso per posizione, forma e dimensioni, ciò significa che il meccanismo e la cinetica della trasformazione sono influenzati dalla presenza di carburi del tipo $M_{23}C_6$.

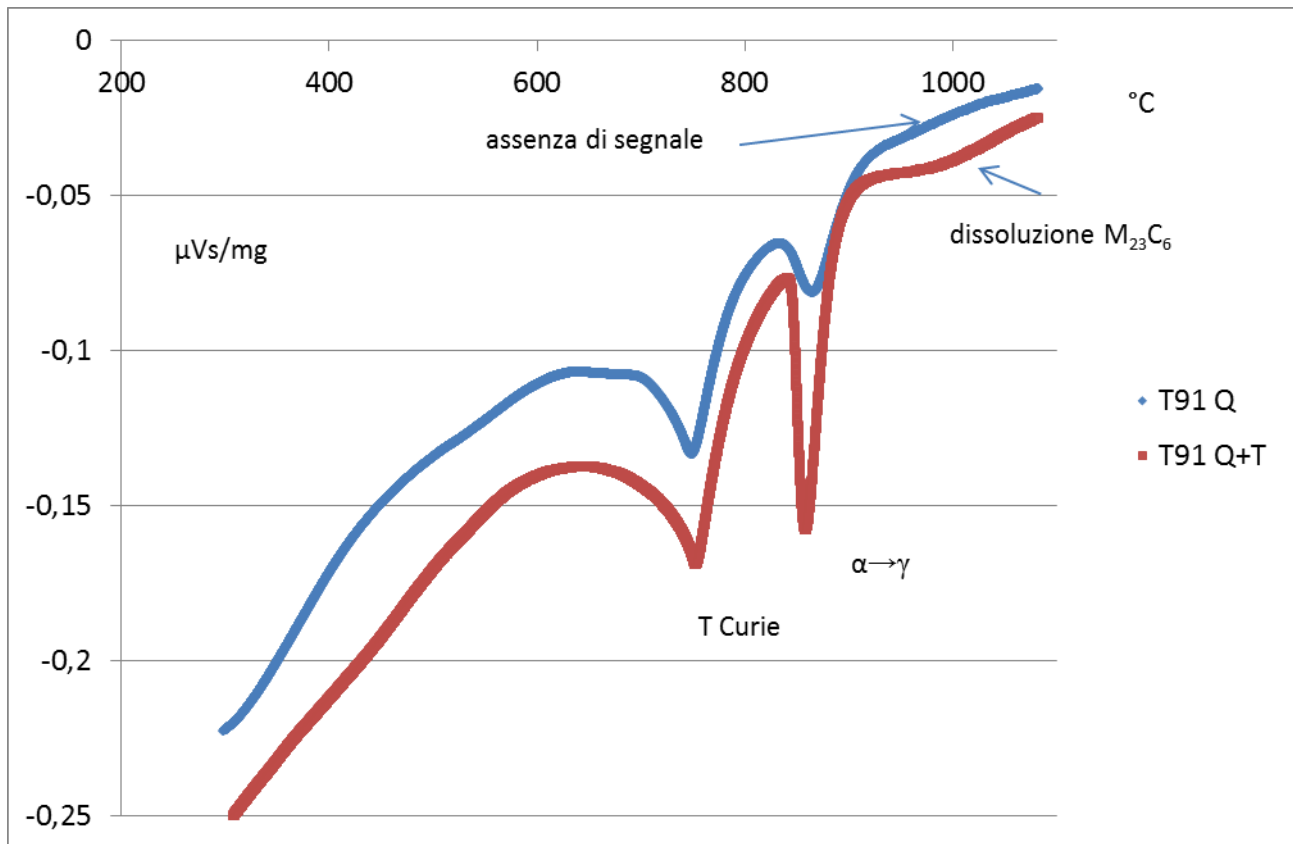


Fig. 6 tracciato DSC del campione di tubo normalizzato e rinvenuto (Q+T) , e del campione normalizzato (Q)

Nel tracciato DSC in fig. 2 si osserva un segnale endotermico intorno 1310°C . La temperatura di onset risulta essere dipendente dalla velocità di riscaldamento, il valore estrapolato a velocità di riscaldamento 0 è pari a $1276 \pm 3^{\circ}\text{C}$. Pochi sono gli studi sperimentali riguardanti le trasformazioni di fase del gr. 91 nell'intervallo di temperature sopra A_{c3} . Gli esperimenti effettuati da P. Mayr et al. mediante in situ Xray diffraction fino 1300°C rivelano che in un intervallo di temperature compreso fra 1032°C e 1210°C il campione è completamente austenitico. A partire da 1210°C inizia la formazione della ferrite δ che raggiunge la frazione percentuale del 19% a 1300°C . Inoltre i calcoli di equilibrio effettuati mediante il programma MATCALC e il data base MC steel indicano che l'inizio di formazione della ferrite delta (A_{c4}) avviene intorno a 1239°C (fig.1) . [P. Mayr] Si può pertanto ipotizzare che il segnale endotermico intorno 1310°C contrassegnato con il n.4 nel tracciato DSC riportato in fig. 2 corrisponde alla trasformazione della austenite γ nella ferrite δ . La temperature A_{c4} è quindi pari a $1276 \pm 3^{\circ}\text{C}$. Tale risultato è in accordo con quanto ottenuto da Ganesh et al. Alcune prove di riscaldamento sono state interrotte alla temperatura massima consentita dalla strumento DSC utilizzato che è pari a 1500°C . Il tracciato DSC ottenuto è riportato nella seguente figura 7. Si può osservare la comparsa di un forte segnale endo prima del completamento della trasformazione $\gamma \rightarrow \delta$. E' ragionevole pensare che tale segnale possa corrispondere all'inizio della fusione, quindi in accordo a quanto calcolato nel diagramma di fase presentato in fig. 1 la formazione delle prime tracce di liquido avviene nell'ambito del campo di coesistenza delle fasi γ e δ .

In fig. 8 vengono mostrati i tracciati DSC effettuati in raffreddamento con diverse velocità a partire dal liquido ottenuto dopo un tempo di permanenza a 1500°C pari a 30 minuti.

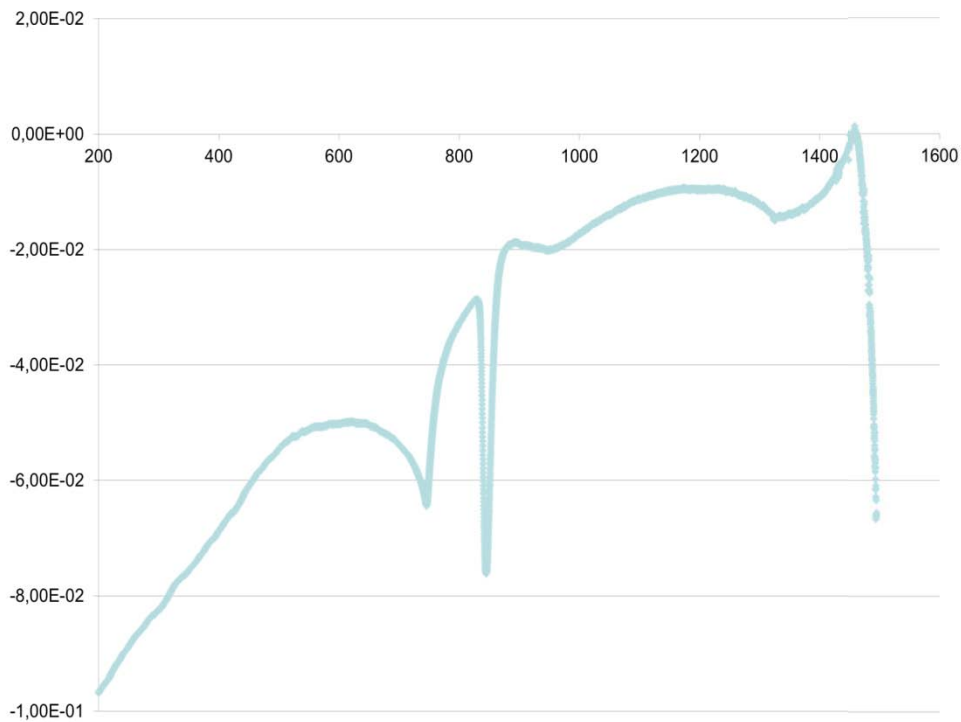


Fig 7 tracciato DSC di un campione gr. 91 fino a 1500°C

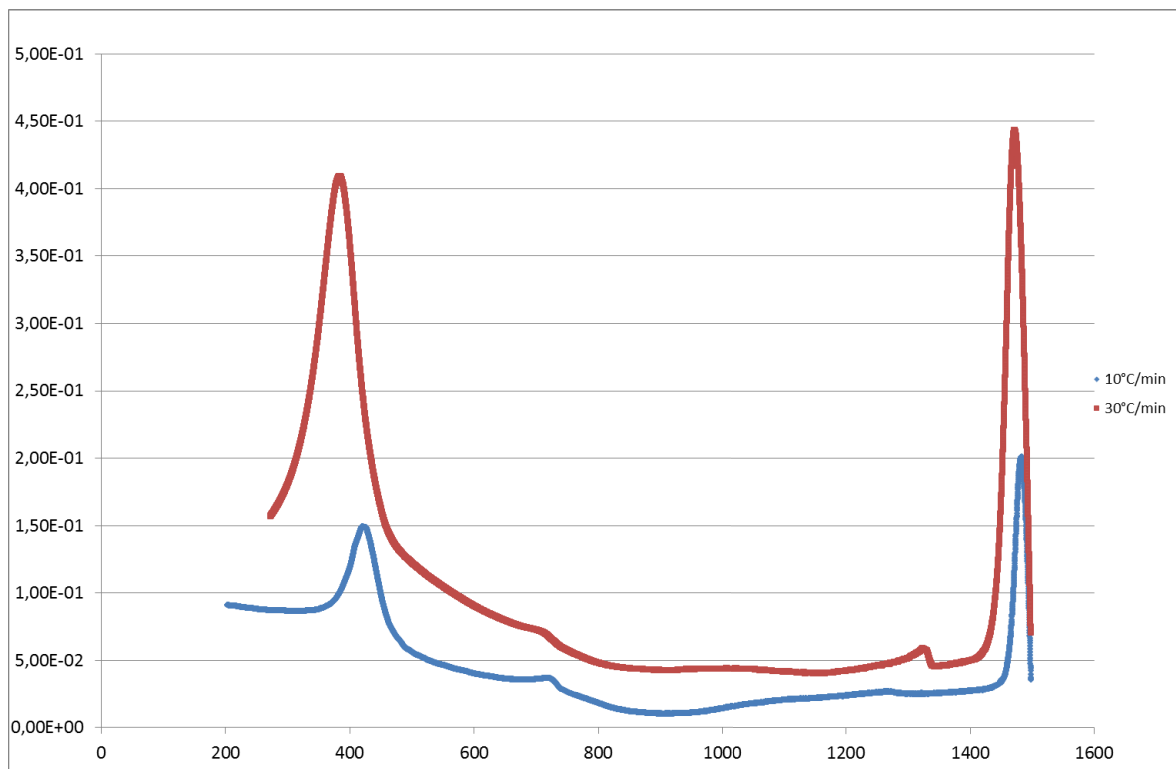


Fig. 8 tracciati DSC ottenuti in raffreddamento a 10°C/min e 30°C/min

Alla luce dei risultati ottenuti durante le prove di riscaldamento il picco intorno a 1480°C ($T_{\text{onset}} = 1497 \pm 3^{\circ}\text{C}$) potrebbe corrispondere alle seguenti trasformazioni di fase: $\text{liquidus} \rightarrow \delta + \text{liquidus} \rightarrow \delta + \gamma + \text{liquidus} \rightarrow \delta + \gamma$. Infatti non emerge chiaramente un segnale significativo successivo che possa corrispondere al completamento della trasformazione della fase δ nella fase γ . Il segnale intorno 400°C corrisponde alla trasformazione della austenite in martensite. La martensite è una forma allotropica metastabile dell'acciaio che si forma quando l'austenite è raffreddata velocemente in modo da evitare una trasformazione diffusionale. Emerge chiaramente dai tracciati che la martensite si forma anche a velocità di raffreddamento piuttosto basse pari a $10^{\circ}\text{C}/\text{min}$. La temperatura di onset del picco rappresenta M_{start} , temperatura alla quale inizia la trasformazione $\gamma + \text{carburi} \rightarrow \text{martensite} + \text{carburi}$ in assenza di tensioni applicate. Non è invece possibile determinare con accuratezza sufficiente la temperatura di end del picco e quindi M_{finish} , infatti il DSC utilizzato riesce a registrare bene segnali in raffreddamento solo al di sopra di $200\text{-}250^{\circ}\text{C}$. La temperatura M_{start} mostra una dipendenza dalla velocità di raffreddamento. Infatti con una velocità di raffreddamento pari a $30^{\circ}\text{C}/\text{min}$ M_{start} è pari a $440 \pm 5^{\circ}\text{C}$, mentre per una velocità di raffreddamento pari a $10^{\circ}\text{C}/\text{min}$ M_{start} è pari a $468 \pm 5^{\circ}\text{C}$. L'area del picco mostra un incremento significativo all'aumentare della velocità di raffreddamento. Dalle prove riportate in fig. 8 emerge un'area pari a circa il doppio alla velocità di raffreddamento più elevata. Un risultato analogo è stato ottenuto su acciai martensitici al 9Cr del tipo RAFM, l'area del picco DSC ottenuto dalla trasformazione austenite-martensite mostra un incremento all'aumentare della velocità di raffreddamento nel range $5\text{-}40^{\circ}\text{C}/\text{min}$, al di sopra del quale raggiunge un valore di saturazione. Si può ipotizzare che a basse velocità di raffreddamento sia diversa la resa della trasformazione. [11]. È stata effettuata un'analisi metallografica dei campioni ottenuti dopo il raffreddamento al microscopio ottico ed elettronico ed un esame delle microdurezze con microdurometro. In fig. 9 sono riportate le micrografie ottenute al microscopio ottico del campione riscaldato fino a 1500°C con velocità pari a $10^{\circ}\text{C}/\text{min}$, holding time 30 minuti, e successivamente raffreddato alla stessa velocità, la microstruttura appare complessa. La fase più scura presenta una microdurezza pari a $360\text{-}370\text{ HV}$, e corrisponde a martensite laths, la fase più chiara invece con microdurezza pari a $160\text{-}180\text{ HV}$, potrebbe corrispondere sia a ferrite δ che ad austenite residua.

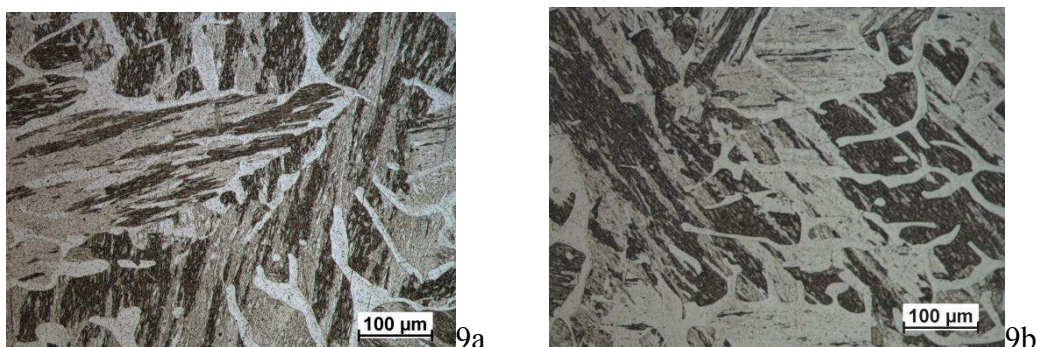


Fig. 9a micrografia al microscopio ottico del campione riscaldato fino a 1500°C con velocità pari a $30^{\circ}\text{C}/\text{min}$, holding time 30 minuti, e successivamente raffreddato alla stessa velocità. Attacco metallografico con reattivo Vilella, 9b stesso campione dopo trattamento termico di normalizzazione

Allo scopo di chiarire meglio la composizione della fase più chiara il campione ottenuto è stato sottoposto ad un trattamento termico di normalizzazione, le micrografie del campione prima e dopo tale trattamento termico presentano la stessa percentuale di fase chiara. (fig. 9a, 9b). Sulla base delle prove effettuate è possibile concludere che la microstruttura del fuso è costituita da ferrite δ e martensite, che dopo trattamento termico di rinvenimento

(780°C 30 minuti) si trasforma in martensite rinvenuta (durezza 210-230HV) e ferrite δ . Il risultato ottenuto si inserisce in un panorama offerto dalla letteratura piuttosto complesso e contraddittorio. Alcuni autori rilevano una microstruttura del fuso costituita esclusivamente da martensite laths [12], altri da martensite ed austenite residua [13], altri ancora martensite, austenite residua e ferrite δ [14, 15], martensite e ferrite δ [3]. La formazione della ferrite δ è influenzata da vari fattori quali la composizione chimica del fuso in termini di Cr_{eq} e Ni_{eq} e dagli input di calore utilizzati nel processo di saldatura. Il diagramma costitutivo di Shneider, così come modificato da Orr e Di Francesco, viene spesso utilizzato per definire la microstruttura dei depositi di saldatura per la famiglia degli acciai al 9 Cr. Per un acciaio gr. 91 anche all'interno dell'intervallo di composizione specificato dagli standards ASTM la ferrite δ può essere presente a temperatura ambiente. [13] Questo studio mediante DSC mostra che anche con raffreddamenti lenti, in condizioni molto prossime all'equilibrio, la trasformazione della ferrite δ in austenite è incompleta. La presenza di ferrite δ riduce notevolmente la resistenza meccanica dei depositi di saldatura degli acciai gr.91.

Conclusioni

Le transizioni di fase dell'acciaio gr. 91 sono state studiate mediante analisi termica differenziale. Sono state rideterminate le temperature critiche Ac1 ed Ac3 in condizioni prossime all'equilibrio ed è stato verificato sperimentalmente che tali temperature dipendono dalla velocità di riscaldamento, quest'ultimo aspetto è molto importante nella pratica metallurgica. Le velocità di riscaldamento in molti procedimenti di saldatura possono essere molto elevate e quindi è necessario un sovrariscaldamento notevole per ottenere la trasformazione completa della ferrite in austenite. Inoltre anche un trattamento termico di normalizzazione vicino o al di sotto della temperatura critica Ac1 ha effetti estremamente negativi sulle proprietà meccaniche della lega. Inoltre sono emerse alcuni aspetti relativi al meccanismo della trasformazione $\alpha \rightarrow \gamma$. Tale trasformazione avviene infatti in due stadi, nel primo stadio avviene la nucleazione e l'accrescimento della fase γ intorno ai carburi M₂₃C₆, nel secondo stadio invece i carburi si dissolvono e la fase γ diventa omogenea. E' stata inoltre determinata la temperatura critica Ac4 di inizio della trasformazione della austenite γ nella ferrite δ . Dall'analisi dei tracciati ottenuti in raffreddamento è emerso che la trasformazione della ferrite δ in austenite γ è incompleta anche con velocità di raffreddamento lente ed in condizioni generalmente ritenute molto prossime all'equilibrio. La presenza di ferrite δ può ridurre notevolmente la resistenza meccanica dei depositi di saldatura.

Bibliografia

- [1] R.W.Swindeman et al. "Issue in replacing Cr-Mo steels and stainless steel with 9Cr-1Mo-V steel" Int. J. pressure vessel piping vol. 81, 2004, pp 507-512
- [2] P. Gabott principles and applications of thermal analysis Backwell publishing 2008
- [3] P. Mayr et al. "Formation of ferrite δ in 9 wt % Cr steel investigated by in situ X ray diffraction using synchrotron radiation" Metall. and mat. transactions A vol. 41, n. 10, 2010, pp. 2462-2465
- [4] G. Potirniche," Prediction and monitoring system of creep fracture behavior of 9Cr-1Mo steel for reactor pressure vessel" NEUP project 09-835 final report.. University of Idaho 2013
- [5] S. Raju et al. "Characterization of thermal stability and phase transformation energetics in tempered 9Cr 1Mo steel using drop and differential calorimetry" Mat. Sci. Eng. A vol. 465, 2007, pp 29-37

- [6] C. Garcia de Andres et al. Application of the dilatometric analysis to the study of solid solid phase transitions in steels Mater.Char. vol. 48, 2002 , pp 101
- [7] S.Sulaiman "Structure and properties of heat affected zone of P91 creep resistant steel" . PhD thesis 2007 . University of Wollongong. pp.106-121
- [8] Chenxi Liu et al. "Kinetics of isochronal austenization in modified high Cr ferritic heat resistant steel " App. Phys. Mat. Sci., vol. 105, 2011 , pp 949-957
- [9] B. Jeya Ganesh et al. Differential scanning calorimetry study of diffusional and martensitic phase transformations in some 9Cr low carbon ferritic steels. Mat. Sci. Tech., vol.27,n. 2, 2011, pp.500-511
- [10] Brunelli et al. Microstructural evolution of a continuously cooled hair hardening steel. Metallogr. Microstruct. Anal. N. 2, 2013, pp 56-66
- [11] Raju et al. "A study on martensitic phase transformation in 9Cr-1W-0,23V-0,063Ta-0,56Mn-0,09C-0,02N (wt%) reduced activation steel using differential scanning calorimetry" J. Nucl. Mater. , vol. 405, 2010, pp 59-69.
- [12] P. Hariharan et al. "Identification of microstructural zones and thermal cycles in a weldments of 9Cr-1Mo steel" J. Mat. Sci., vol. 42, 2007, pp 5700-5713
- [13] V. Gaffard. Experimental study and modeling of high temperature creep flow and damage behavior of 9Cr1Mo-NbV steel weldments. PhD thesis. Ecole des mines de Paris. 2004
- [14] Li Yajang et al. "XRD and TEM analysis of microstructure in the welding zone of 9Cr-1Mo-NbV heat resisting steel" Bull. Mat. Sc. Vol 25, n. 3, 2002, pp.213-217

INAIL & Failure Analysis: esaminare una rottura per accrescere sicurezza e affidabilità. Metodologie investigative ed esempi di applicazione presso i laboratori del Settore Ricerca Certificazione e Verifica

C. Delle Site*, D. Lega*, A. Antonini*, A. Alvino*

*INAIL - DIT

Sommario

Il settore Ricerca Certificazione e Verifica dell'INAIL si distingue per le numerose attività di studio e controllo in merito alla sicurezza ed affidabilità di materiali e componenti, in particolar modo se operanti sotto pressione o in condizioni ambientali severe. Tra le varie tematiche di ricerca sono comprese anche le indagini di failure analysis condotte presso le strutture ed i laboratori afferenti al Dipartimento di Innovazione Tecnologica e Sicurezza degli Impianti. In ottemperanza alla funzione dell'Istituto stesso, questo tipo di attività non è limitato all'individuazione della mera causa dell'incidente, ma deve apportare necessariamente il proprio contributo all'accrescimento ed alla diffusione delle conoscenze. Una volta resi noti e disponibili agli addetti ai lavori, i risultati di una failure analysis correttamente condotta diventano un importante strumento di prevenzione, in grado di evitare (o comunque di ridurre la probabilità) che forme di danno ed eventi incidentali simili a quello già avvenuto si ripetano in futuro.

In questo lavoro viene illustrato l'approccio investigativo alla failure analysis tenuto dal Settore Ricerca dell'INAIL con il supporto di esempi provenienti da alcune delle indagini condotte presso i Laboratori del Dipartimento di Innovazione Tecnologica e Sicurezza degli Impianti

1. Introduzione

Il settore Ricerca Certificazione e Verifica dell'INAIL si distingue per le numerose attività di studio e controllo in merito alla sicurezza ed affidabilità di materiali e componenti, in particolar modo se operanti sotto pressione o in condizioni ambientali severe. Molti progetti di ricerca attivi presso il Dipartimento di Innovazione Tecnologica e Sicurezza degli Impianti hanno come tema principale il creep, la corrosione sotto sforzo, la corrosione ad alte temperature, l'affidabilità di materiali in atmosfera chimicamente aggressiva e la stima della vita in servizio di un componente.

Una vocazione che INAIL continua ad incoraggiare è il fornire agli addetti ai lavori un sempre crescente know-how su sicurezza e prevenzione, assieme ad una sempre più estesa ed accurata valutazione statistica degli eventi incidentali (di qualsiasi entità e gravità) che hanno interessato le realtà, industriali e non solo, di questo Paese. In questo secondo filone di attività confluiscono le indagini di failure analysis. In ottemperanza alla funzione dell'Istituto stesso, questo tipo di attività non è limitato all'individuazione della mera causa dell'incidente, ma deve apportare necessariamente il proprio contributo all'accrescimento ed alla diffusione delle conoscenze. In questo lavoro viene illustrato l'approccio investigativo alla failure analysis tenuto dal Settore Ricerca dell'INAIL. Le metodologie d'esame impiegate nell'analisi dei meccanismi di frattura e delle cause degli eventi incidentali sono riportate assieme ad alcuni esempi di indagini condotte presso i Laboratori del Settore Ricerca.

2. Condurre una failure analysis

Una failure analysis è innanzitutto un lavoro di squadra e come tale necessita che tutti i protagonisti siano ben consapevoli delle proprie mansioni e delle responsabilità derivanti dal loro operato. Un'indagine di questo tipo, infatti, comporta una notevole quantità e varietà di misure, da eseguirsi nel più breve tempo possibile (spesso in presenza di terze parti) i cui risultati devono condurre alle reali cause di rottura del componente in esame escludendo contemporaneamente (nei limiti del possibile) tutte le ipotesi alternative. Una perizia di questo tipo necessita pertanto di una precisa strategia di azione, in modo da ottimizzare tempi e risorse a disposizione: tale organizzazione può essere ottenuta in modo assai soddisfacente mediante lo sviluppo ed il continuo miglioramento di opportune procedure. Solitamente, per ogni tipo di esame da effettuarsi viene stilata e convalidata una apposita procedura, nella quale sono ben specificate le operazioni da compiersi e le modalità con cui agire. Un ulteriore aspetto da tenere sempre in debita considerazione quando si effettua una failure analysis è la possibilità di avere a disposizione un componente integro, in tutto e per tutto identico a quello oggetto di studio (lotto di fabbricazione, vita in servizio, condizioni di esercizio), da utilizzarsi come riferimento per indagini distruttive e esami di laboratorio. Nel caso di esami su danneggiamenti dovuti all'esercizio, può inoltre essere utile avere a disposizione anche un componente non esercitato. L'importanza e la necessità di poter analizzare un riferimento appare immediata, perché qualora dovessero essere riscontrate anomalie anche su quest'ultimo, una delle prime conseguenze della failure analysis sarebbe il ritiro dal mercato o la cessazione dal servizio di tutti i componenti del lotto i cui campioni hanno dato segni di non conformità, al fine di preservare la sicurezza degli addetti ai lavori e l'integrità delle stesse attrezzature ove i componenti difettosi prestano servizio.

Nei capitoli successivi sono esposti in sequenza i vari esami cui viene sottoposto il componente da studiare.

3. Esame visivo

Solitamente, una volta acquisiti e catalogati i reperti su cui condurre l'indagine, l'esame visivo è il primo step della failure analysis: uno sguardo attento ad ogni pezzo può già permettere di formulare le prime ipotesi sulle eventuali forme di danno presenti, come pure consente di osservare l'aspetto macroscopico di una frattura. Questo esame va eseguito prima di ogni altra operazione sui reperti (prelievo di saggi e/o preparazione di provini) in modo tale che questi ultimi possano essere osservati nella loro interezza.

Nei casi più fortunati è sufficiente uno sguardo ad occhio nudo (oppure con l'ausilio di una lente d'ingrandimento) per fare una cernita delle ipotesi inerenti le cause e le forme di danno subite dal pezzo, sgomberando il campo da quelle errate o non verosimili. Per ogni reperto da esaminare, la metodica seguita presso le strutture INAIL – Dipartimento di Innovazione Tecnologica e Sicurezza degli Impianti prevede di acquisire e memorizzare su supporto informatico un numero opportuno e sufficiente di immagini fotografiche. Tali immagini dovranno sia riprodurre il pezzo nella sua interezza, sia evidenziarne i particolari più interessanti ai fini dell'esame. Un caso tipico da portare ad esempio è quello della failure analysis di un tubo in acciaio basso legato, che aveva subito un evidente danno da pitting: i crateri di corrosione (come si evince dalla figura 1) sono stati immediatamente riconosciuti ed il tubo è stato fotografato nella sua interezza, per poi acquisire anche immagini più particolareggiate, per evidenziare le aree vaiolate.



Figura 1- Alcune fotografie scattate in occasione dell'esame visivo di un tubo in acciaio basso legato affetto da corrosione localizzata (pitting).

4. Spessimetria

All'esame visivo viene affiancato un rilievo degli spessori (molto utile nel caso di componenti fratturate) per individuare eventuali mancanze di conformità o riduzioni degli stessi e quindi potenziali anomalie su cui indagare. Durante l'esame di una frattura, l'analisi degli spessori è uno strumento assai utile per individuare il carattere della stessa: una frattura fragile, oppure violenta ed improvvisa mostra una riduzione pressoché nulla, mentre una frattura duttile (tenace) presenta un certo grado di assottigliamento del materiale.

5. Piano di campionamento

Le indagini che seguono l'esame visivo richiedono spesso un'opportuna preparazione del campione da analizzare: osservazioni in microscopia, analisi chimiche e prove meccaniche/tecnologiche sono abitualmente condotte su porzioni di materiale di forma e dimensioni contenute e prestabilite da norme o standard cui le procedure in uso presso i laboratori Chimico e Tecnologico dei Materiali e Metallografico fanno riferimento. Per questo motivo è necessario prelevare adeguate porzioni di materiale dal componente o dal reperto in studio seguendo un piano di campionamento. Un adeguato numero di saggi serve per fabbricare campioni per analisi chimiche e prove meccaniche/tecnologiche. Per queste ultime, in particolare, il materiale dovrà essere prelevato quanto più lontano possibile dalle fratture, di modo che non sia presente una deformazione plastica residua che possa influenzare l'esito della prova. Le osservazioni in microscopia invece dovranno riguardare sia la microstruttura del materiale sia la natura della frattura, pertanto il prelievo di saggi per queste analisi riguarderà sia le zone non interessate dalla frattura, sia quelle a ridosso della stessa, sia infine porzioni significative proprio delle superfici di frattura. Un opportuno piano di campionamento dovrà essere elaborato anche per l'eventuale riferimento a disposizione (componente integro o non esercito).

6. Analisi chimiche

La non conformità della composizione chimica del materiale è una causa frequente di rotture di componenti. Un'opportuna analisi degli elementi è in grado di rivelare in breve tempo eventuali anomalie. E' pertanto necessario dotarsi di apparecchiature in grado di effettuare un'analisi quantitativa degli elementi di lega per un gran numero di materiali metallici (acciai, ghise, leghe di alluminio, titanio e rame), secondo le più recenti GLP (Good Laboratory Procedures): uno spettrometro ad emissione ottica è generalmente

sufficiente per determinare tutti gli elementi di interesse, ma in casi particolari, qualora fosse richiesta un'analisi estremamente accurata, possono essere utilizzati analizzatori a combustione o fusione (per gli elementi leggeri) oppure i metodi classici di analisi a umido (volumetria e gravimetria).

7. Esame macro

Un esame macro, effettuato con l'ausilio di uno stereomicroscopio, può fornire utili informazioni sulla topografia di un campione come pure permettere di individuare difetti sul materiale in studio. Particolarmente indicato è l'esame a bassi ingrandimenti di sezioni di saldature per verificarne la corretta esecuzione. In figura 2 sono riportate alcune macrografie della saldatura mantello-calotta di un bidone adibito al trasporto di gas liquefatti: si nota un'evidente mancanza di penetrazione - caratterizzata dalla presenza di una fessurazione in corrispondenza della zona fusa al vertice della discontinuità tra il fasciame e la parte risbordata - attestante un'esecuzione non a regola d'arte.

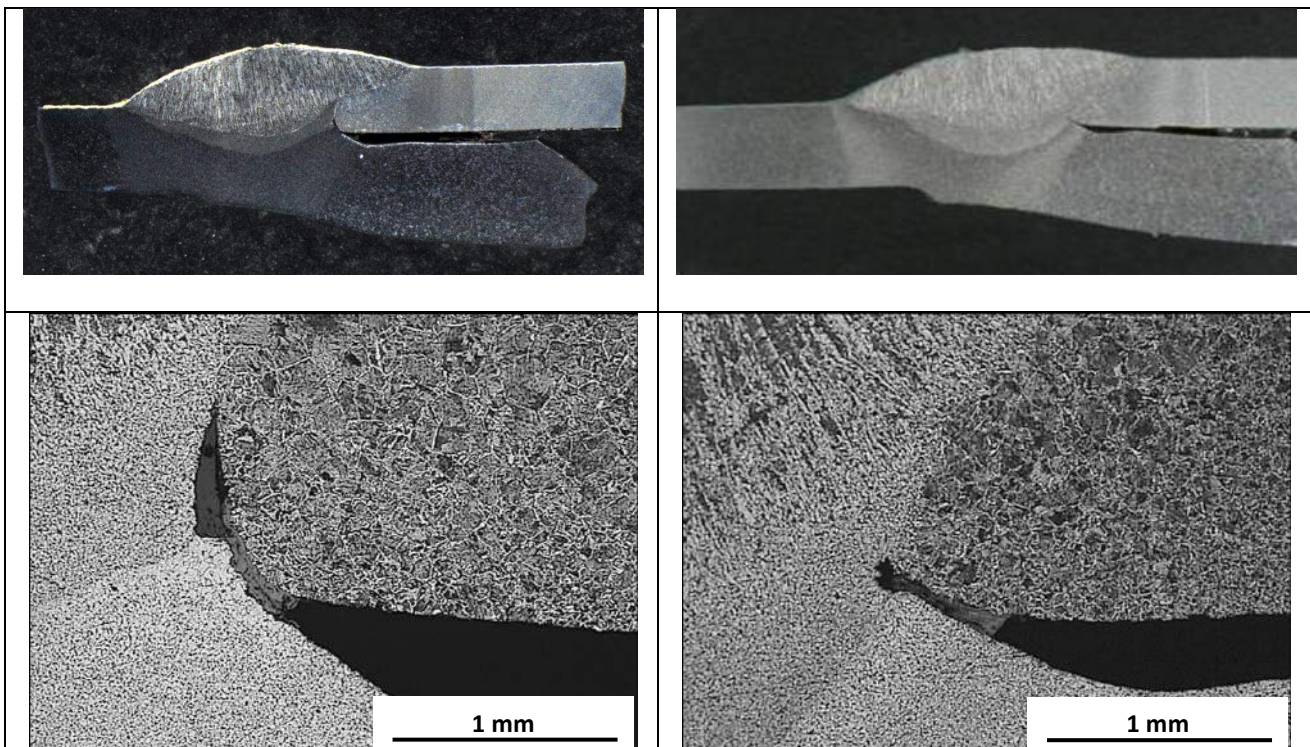


Figura 2 - Esame macro di una saldatura non eseguita a regola d'arte.

Nel caso di una superficie di frattura si possono invece ricavare valide informazioni sulla natura della stessa ed è inoltre possibile raccogliere importanti dettagli sulla tipo di danno che ha interessato il materiale. Un esempio calzante dell'utilità e dell'immediatezza di un esame macro può essere trovato nell'analisi delle superfici di frattura provenienti dai reperti di una bombola in acciaio bonificato (34CrMo4) esplosa violentemente: alcune fratture presentavano un caratteristico aspetto "a doppio strato" in cui cioè l'aspetto e la direzione di propagazione della frattura presentavano due aspetti distinti (figura 3): un primo strato, si estendeva dalla superficie interna della bombola fino al bulk, mostrando una superficie metallica opaca e scura, spesso ricca di concavità e porosità con una direzione di propagazione della rottura nello spessore ortogonale alla tensione principale. Il secondo strato presentava invece una superficie di frattura uniforme, netta e lucente orientata a 45° nello spessore.

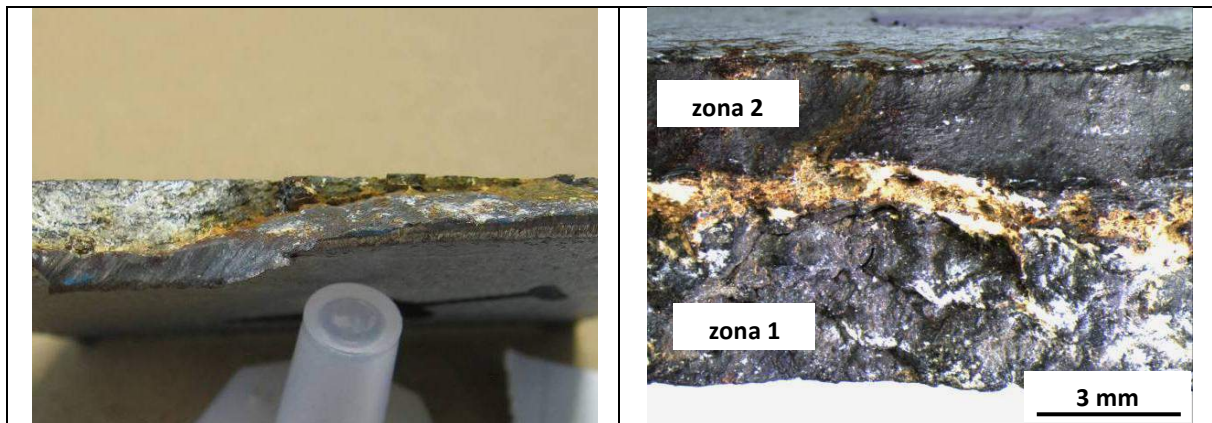


Figura 3 - Analisi macro delle superfici di frattura. Macrografie di campioni di acciaio 34CrMo4 prelevati da una bombola esplosa.

Un aspetto del genere è stato ricondotto a fenomeni di tensocorrosione sul materiale, in termini di alterazione delle sue proprietà chimico-fisiche e meccaniche: il primo strato presenta i segni dell'attacco ambientale mentre il secondo strato mostra le caratteristiche tipiche della rottura di schianto causata dal sovraccarico conseguente alla riduzione della sezione utile.

Oltre allo stereomicroscopio in sé, è opportuno precisare, infine, che un equipaggiamento completo comprende generalmente anche un lungo braccio snodabile su cui è possibile installare l'unità vera e propria in modo da poter acquisire immagini tridimensionali anche quando il soggetto da esaminare non è compatibile per forma e/o dimensioni con il consueto tavolino di uno stereomicroscopio tradizionale.

8. Microscopia

Le osservazioni al microscopio sono di gran lunga il piatto forte di una failure analysis. La varietà di strumenti a disposizione permette al personale di laboratorio di spaziare dai bassi ingrandimenti di un microscopio ottico metallografico fino all'universo dell'estremamente piccolo rivelato dagli elevatissimi ingrandimenti dei microscopi elettronici a scansione e trasmissione.

Il microscopio ottico (LOM) è di gran lunga lo strumento più utilizzato in una failure analysis, perché consente di effettuare una valutazione della microstruttura del materiale (solitamente una lega metallica) nella maggioranza dei casi già sufficiente per determinare cause e meccanismi di danno. Innumerevoli sono le varietà di campioni analizzabili, a seconda del materiale e del componente in esame: una valutazione preliminare solitamente eseguita è l'osservazione della microstruttura del materiale, al fine di individuare eventuali mancanze di conformità rispetto ai requisiti prestabiliti. Ad essa viene generalmente affiancato un esame delle dimensioni e densità delle seconde fasi. Negli acciai basso legati ad esempio ci si concentra sulla misura delle dimensioni dei grani e su densità, forma e dimensioni delle inclusioni. Al giorno d'oggi, comunque, grazie ai moderni metodi di fabbricazione, trovare un materiale con microstruttura non conforme è un evento estremamente raro. In occasione di un evento incidentale che ha coinvolto una linea di tubazioni di acciaio al carbonio, l'esame delle dimensioni dei grani mostrava evidenti anomalie, essendo questi ultimi fortemente ingrossati rispetto ai valori di riferimento (figura 4); questo aspetto, però, non era affatto la causa dell'incidente, quanto invece una mera conseguenza dello stesso, essendosi verificato, in seguito alla rottura della tubazione, un violento incendio che aveva letteralmente ricotto l'acciaio, ingrossandone i grani.

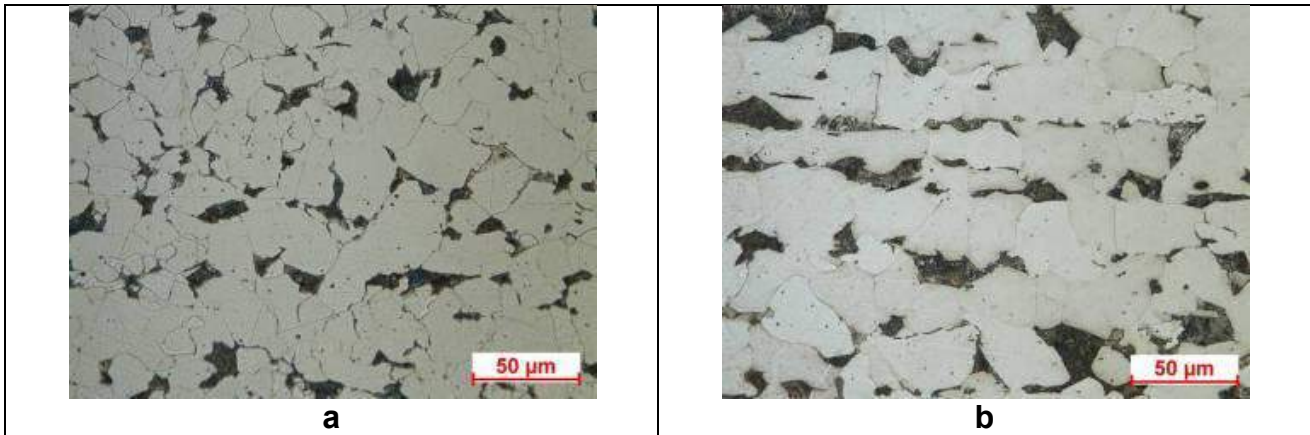


Figura 4 - Analisi della microstruttura di un acciaio al carbonio (a) riferimento; (b) materiale coinvolto in rottura incidentale seguita da incendio: è ben visibile l'ingrossamento dei grani dovuto al surriscaldamento

Si procede poi con l'osservazione di campioni prelevati a ridosso delle fratture e quindi con le sezioni delle fratture stesse. A questo punto alcune tipologie di danno eventualmente presenti sono già facilmente identificabili: microcricche ed alterazioni della microstruttura (invecchiamento ed evoluzione delle seconde fasi) sono infatti ben visibili anche con gli ingrandimenti di un microscopio ottico, che permettono di osservare particolari le cui dimensioni rientrano nell'ordine del micron. Questo è il caso ad esempio di cricche da tensocorrosione o del danno da carburizzazione, come riportato nelle figure 5 e 6.

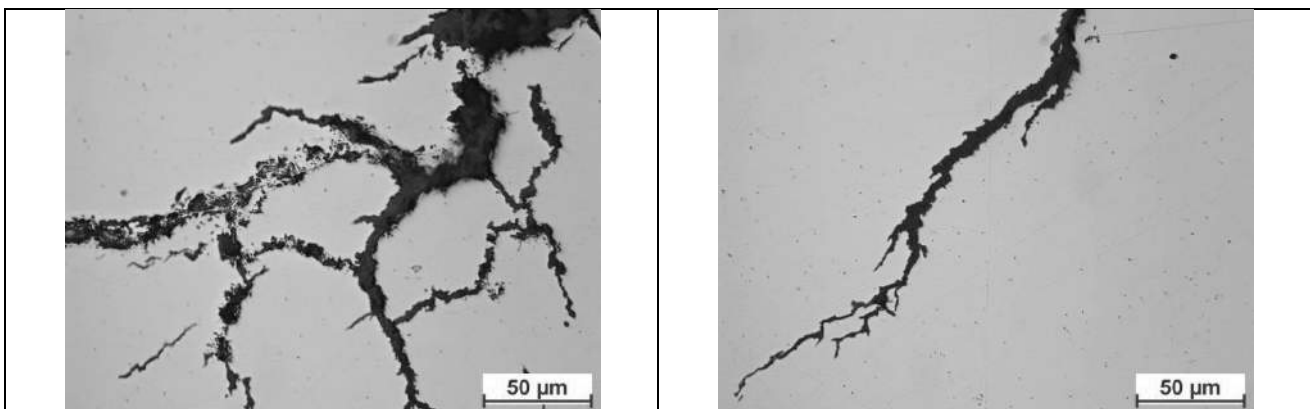


Figura 5 - Cricche di tensocorrosione su campioni di acciaio bonificato 34CrMo4 prelevati da una bombola esplosa

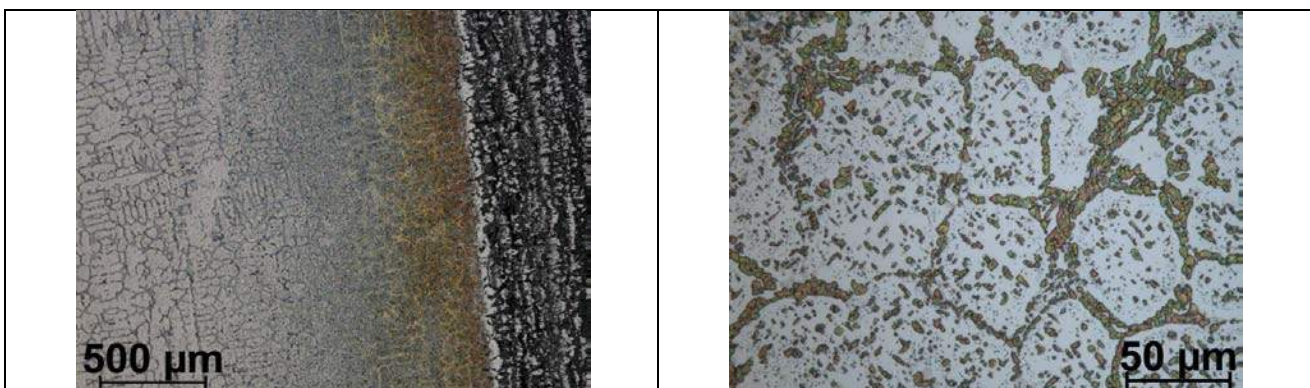


Figura 6 - Carburizzazione su lega ASTM A297 grado HP

Per altre forme di degrado più sfuggenti si rende invece necessario l'esame in microscopia elettronica a scansione (SEM), che solitamente segue quello al LOM e viene condotto sui medesimi campioni. Il microscopio elettronico fornisce immagini estremamente dettagliate della microstruttura, potendo rivelare particolari con dimensioni di poche decine di nanometri: un esempio emblematico di applicazione è la ricerca negli acciai ad alto cromo (grado 91) delle seconde fasi (Laves, carburi e carbonitruri MX) e delle microcavità tipiche del danno da creep (figura 7).

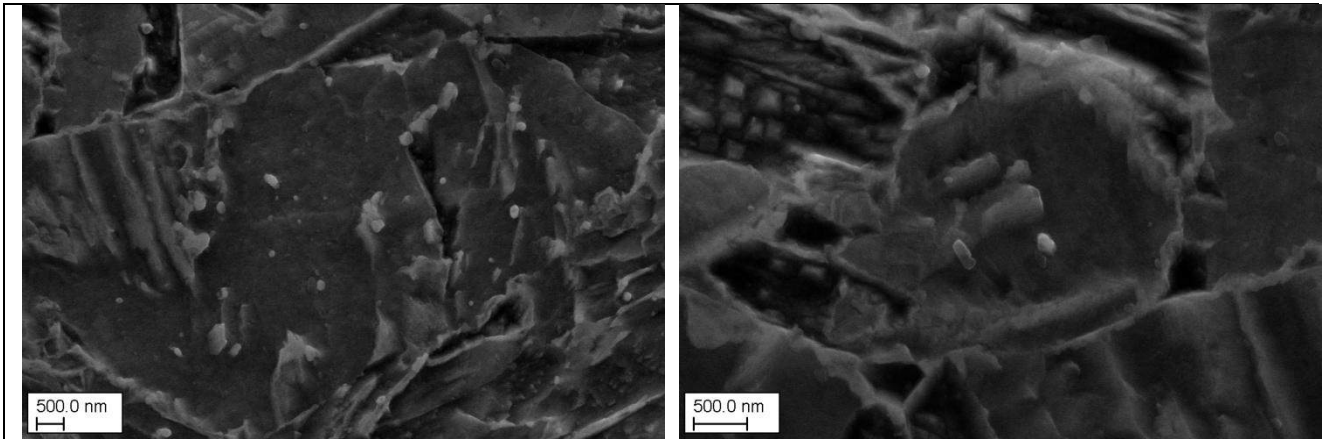
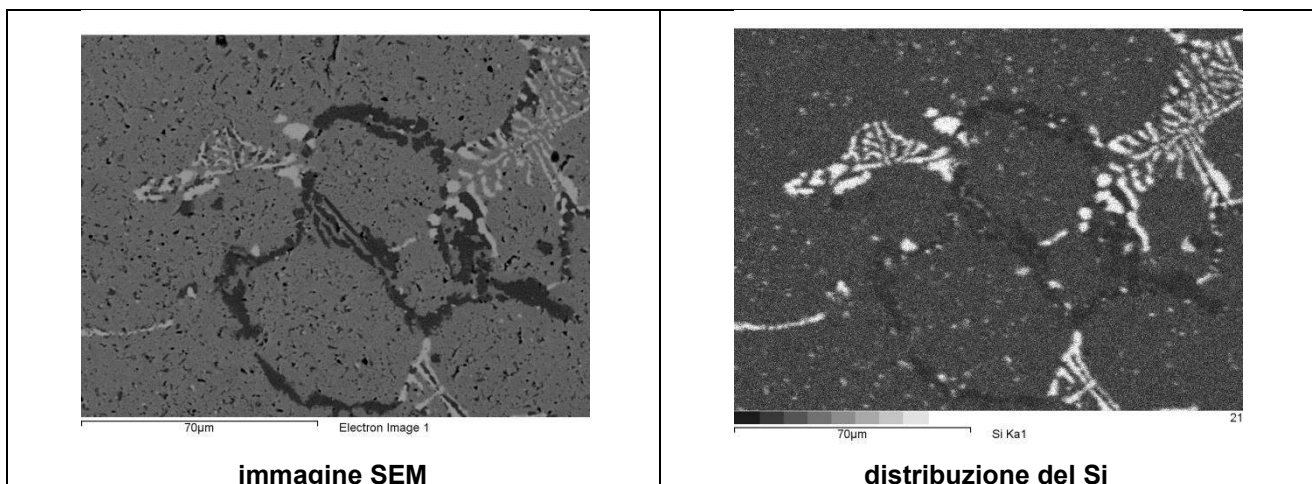


Figura 7 - Esame al SEM delle seconde fasi di un acciaio ad alto cromo ASTM A 213 T91

L'indagine al SEM ha il suo punto di forza sulla possibilità di osservare il medesimo campo con rivelatori differenti (contrasto topografico, di fase o misto), così da mettere in evidenza un numero ancora maggiore di particolari. Inoltre un SEM è generalmente equipaggiato con una sonda a raggi X, permettendo così all'operatore di effettuare un'analisi chimica quali-quantitativa immediata su un'area di interesse individuata. Ciò si rivela notevolmente vantaggioso quando si deve caratterizzare l'evoluzione microstrutturale di un materiale in funzione della composizione chimica delle seconde fasi in esso presenti.

Un tubo in lega ASTM A297 grado HP sottoposto a mappatura EDX presentava ad esempio una particolare distribuzione di alcuni elementi di lega nelle seconde fasi (figura 8) che attestava il lungo periodo di esercizio ($T \approx 900^\circ\text{C}$): gli originari carburi di niobio si erano accresciuti e trasformati in particelle di G-phase, un intermetallico a base di nichel, niobio e silicio. I carburi di cromo inizialmente presenti si erano arricchiti di altri elementi ed erano cresciuti in dimensioni e numero.



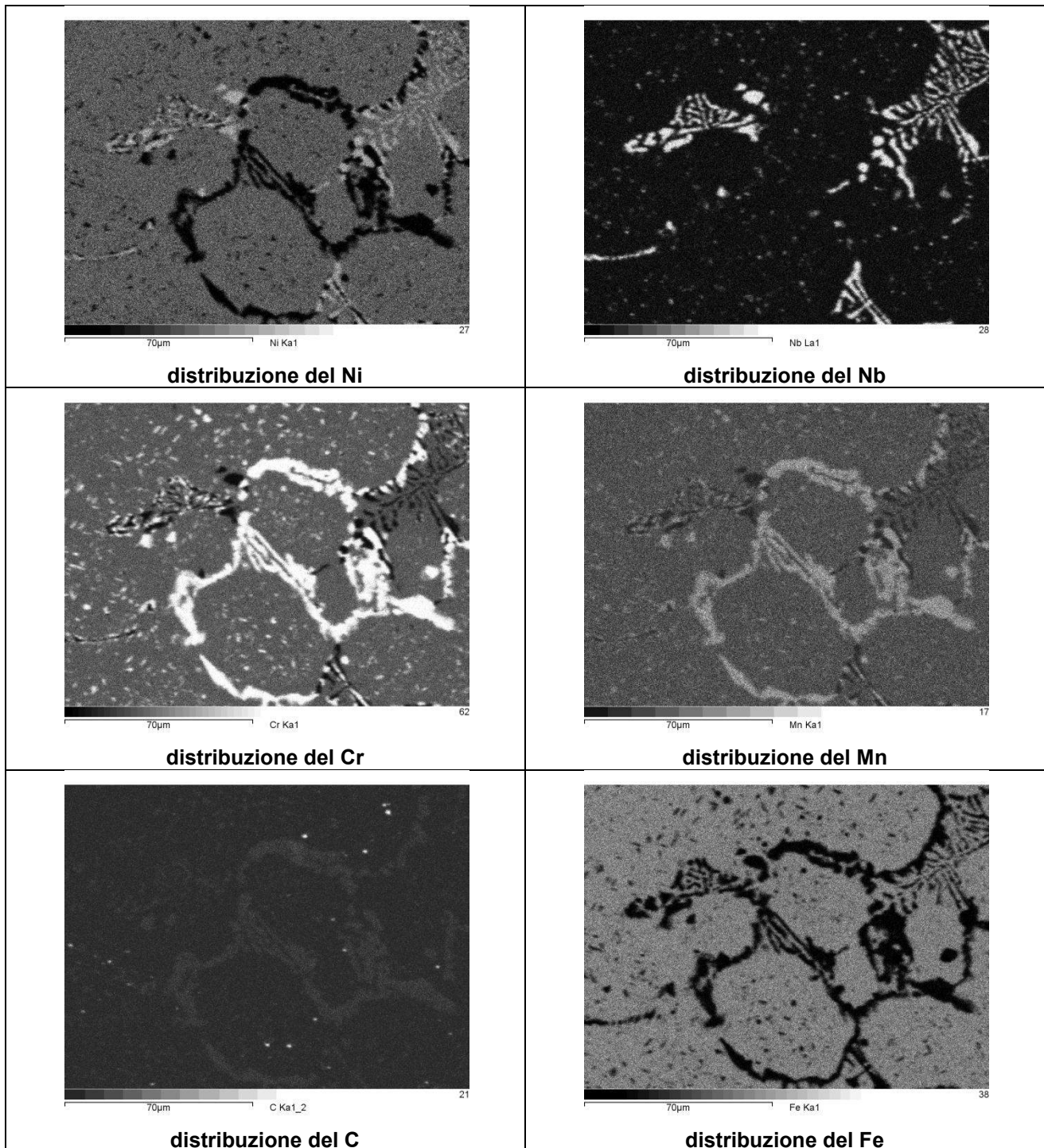


Figura 8 - Distribuzione degli elementi di lega, ricavata mediante analisi con microsonda EDX, in un campione di lega ASTM A297 grado HP proveniente da tubazione esercita per oltre 90000 ore. Le intensità seguono una scala di grigi: nero = non presente; bianco = max. concentrazione relativa.

Il metallo presso la superficie esterna del tubo, inoltre, essendo stato a contatto con dei bruciatori, aveva subito un locale surriscaldamento: di tale anomalia c'era traccia nel materiale, in quanto la G-phase, non essendo stabile sopra i 1000°C, in quella porzione di metallo si era convertita in carburo di niobio ed ogni altro tipo di seconda fase abitualmente presente in questa categoria di acciai si era disciolto in matrice. Anche

questa seconda evidenza è stata individuata per mezzo delle analisi in microscopia elettronica e con microsonda EDX.

La caratterizzazione microscopica di un materiale può ritenersi completa già con queste osservazioni; alcune analisi tuttavia possono richiedere un esame approfondito che viene generalmente condotto al microscopio elettronico a trasmissione (TEM).

Ciascun tipo di osservazione dovrà essere condotto per confronto anche sul materiale di riferimento, fatta eccezione ovviamente per gli esami riguardanti le fratture.

9. Prove meccaniche

Un altro caposaldo della failure analysis sono le prove meccaniche cui viene sottoposto il materiale. Solitamente si effettuano test di trazione, durezza e resilienza. Ognuno di essi è condotto secondo gli standard di riferimento in vigore all'atto della fabbricazione del materiale ed ovviamente le prove riguardano sia il materiale oggetto della failure analysis, sia il riferimento. Le proprietà meccaniche di un materiale sono fortemente influenzate dalle caratteristiche chimiche e chimico fisiche dello stesso. Generalmente, risultati non accettabili nelle prove meccaniche sono indice, nel caso di acciai, di una composizione chimica non conforme o di un trattamento termico non corretto, oppure, nel caso di materiali eserciti, della prolungata esposizione ad un ambiente chimicamente aggressivo ovvero in condizione di servizio in regime di creep. A tal proposito in tabella 1 sono mostrati i risultati delle prove di trazione effettuate su un acciaio ASTM A 297 grado HP esercito per quasi 90000 ore in regime di creep che mostrano inequivocabilmente uno scadimento delle proprietà meccaniche. In tabella 2 sono riportati i valori di durezza (HV 30) dello stesso materiale, misurati lungo la sezione di un tubo affetto in questo caso da carburizzazione: si nota un sensibile incremento in corrispondenza della superficie interna, dove il danno era effettivamente localizzato.

Materiale	ultimate tensile strength
non esercito	470 MPa
esercito campione A	294 MPa
esercito campione B	267 MPa

Tabella 1 – Risultati delle prove di trazione effettuate su campioni di lega ASTM A297 grado HP eserciti e non

Materiale	sup. esterna	bulk 1	bulk 2	sup. interna
esercito campione A	211 ± 8	217 ± 9	216 ± 8	243 ± 10
esercito campione B	215 ± 6	212 ± 3	217 ± 7	252 ± 5

Tabella 2 – Risultati delle prove di trazione effettuate su campioni di lega ASTM A297 grado HP eserciti e non

Particolare attenzione va prestata nella scelta dei saggi, in modo da testare il materiale lontano dalla frattura, per evitare alterazioni dei risultati dei test (in particolare quelli di trazione e resilienza) causate dalla deformazione plastica e dall'incrudimento subiti in occasione dell'evento incidentale.

10. Conclusione delle indagini

Una volta compiute tutte le analisi predisposte, se ne elaborano e valutano i risultati con l'obiettivo di individuare e vagliare le varie indicazioni prodotte da ciascuna misura. A seconda degli elementi trovati, le possibili cause della rottura vengono a questo punto confermate o escluse e viene stilata una dettagliata relazione tecnica sull'indagine condotta.

È bene porre nella giusta evidenza che una corretta failure analysis deve non solo fornire una descrizione ben dettagliata della causa di rottura (o delle cause se ce n'è più d'una), spiegando se possibile anche l'evoluzione temporale del danno; è infatti necessario, inoltre, che vengano escluse anche tutte le altre possibili cause, opportunamente motivando ogni decisione, in modo da non lasciare adito a dubbi o fraintendimenti in tutte le parti coinvolte, soprattutto quando si tratta di una analisi per conto terzi.

11. Considerazioni finali

Oltre all'immediato riscontro analitico, i risultati dell'indagine possono essere assimilati ad un valido strumento di prevenzione, in grado di evitare (o comunque di ridurre la probabilità) che forme di danno ed eventi incidentali simili a quello esaminato si ripetano in futuro. Una volta resa nota e disponibile agli addetti ai lavori una failure analysis può divenire un mezzo di diffusione del sapere alquanto veloce ed efficace, in grado di raggiungere un numero elevatissimo di soggetti interessati (fabbricanti, utilizzatori, addetti alla sicurezza), facendo luce su aspetti e dinamiche a volte, purtroppo, non ancora adeguatamente poste in evidenza.

Nell'ambito della failure analysis, la vocazione di INAIL alla divulgazione delle conoscenze nell'ambito della prevenzione e sicurezza sul lavoro prende corpo in varie maniere: la produzione e distribuzione di una serie di Fogli Tecnici incentrata sulle indagini condotte presso le strutture del Dipartimento di Innovazione Tecnologica e Sicurezza degli Impianti è stata ideata al fine di fornire a tutto il personale dell'Istituto la possibilità di accedere a questo notevole bagaglio di nozioni. La pubblicazione di articoli scientifici (opportunamente emendati di tutto quanto possa ricondurre a soggetti privati e/o pubblici coinvolti in qualsiasi titolo nell'evento incidentale) su riviste specialistiche a diffusione internazionale garantisce invece un'adeguata visibilità di INAIL in tutto il mondo, nell'ambito della ricerca nei settori Sicurezza e Prevenzione.

12. Bibliografia essenziale

- [1] Wulpi, D.J. "Understanding how components fail" ASM International ISBN – 13: 978-0-87170-631-7.
- [2] ASM Handbook vol. 12 "Fractography" ASM International ISBN – 13: 978-0-87170-018-6.
- [3] Alvino, A.; Lega, D.; Giacobbe, F.; Mazzocchi, V.; Rinaldi, A. "Damage characterization in two reformer heater tubes after nearly 10 years of service at different operative and maintenance conditions" *Eng. Fail. Anal.* 2010 17 1526-1541.
- [4] Alvino, A.; Ramirez, D.; Tonti, A.; Lega, D. "Influence of chemical composition on microstructure and phase evolution of two HP heat resistant stainless steels after long term plant-service aging" *Mater. High Temp.* 2014 31 2-11.
- [5] Alvino, A.; Antonini, A.; Lega, D. "Failure analysis on a fractured 34CrMo4 steel high pressure cylinder filled with a mixture of inert gases" *Eng. Fail. Anal.* 2014 38 49-57.

Studio per la redazione del documento di valutazione dei rischi di esplosione ai sensi della Direttiva 1999/92/CE (ATEX) recepita al Titolo XI del D.Lgs. 81/08 Titolo XI in un deposito per lo stoccaggio e movimentazione di idrocarburi liquidi

P. Amodeo*, M. Bellissimo*, V. Nastasi*, G. Sunseri*

*INAIL – UOT CVR Palermo

Sommario

La valutazione dei rischi di esplosione ai sensi della direttiva sociale ATEX 1999/92/CE recepita dal D.Lgs 81/08 titolo XI deve essere effettuata nei luoghi in cui sono presenti:

- sostanze in grado di sviluppare gas, vapori, nebbie, polveri infiammabili che possono, in condizioni atmosferiche, miscelarsi all'aria per dar luogo alla formazione di atmosfere esplosive;

- efficaci sorgenti di innesco.

Pertanto quando sostanze esplosive o infiammabili e fonti di innesco sono contemporaneamente presenti nello stesso luogo, occorre prevedere apprestamenti di prevenzione e/o protezione contro le esplosioni in grado di:

- prevenire la formazione di atmosfere esplosive, o se la natura dell'attività non lo consente:

- evitare l'ignizione di atmosfere esplosive;

- attenuare i danni di un'esplosione in modo da garantire la salute e la sicurezza dei lavoratori.

Quando ciò non sia possibile devono essere scelte ed adottate misure protettive, apparecchiature di processo, sistemi e procedure tali che la probabilità di contemporanea presenza di atmosfera esplosiva e sorgente di innesco sia così piccola da potersi ritenere accettabile. Tali misure possono essere usate singolarmente, se sono altamente affidabili, o in combinazione, al fine di raggiungere un livello di sicurezza equivalente.

Un'esplosione può essere innescata ad esempio da archi elettrici, scintille o superfici calde, prodotte sia nel corso delle "attività normali", sia in occasione di specifici guasti delle costruzioni elettriche.

Pertanto, le apparecchiature installate nei luoghi con pericolo d'esplosione debbono avere delle caratteristiche speciali, atte a renderle idonee ad operare in tali luoghi.

La presente memoria ha come finalità quello di fornire delle indicazioni operative per la stesura del DVR inerente il rischio esplosione in un deposito per lo stoccaggio e movimentazione di idrocarburi liquidi.

1 . Procedure preliminari

Prima di effettuare la valutazione dei rischi di esplosione è necessario definire e predisporre:

- documenti di riferimento (rapporti di sicurezza, S.G.S, D.V.R);

- struttura organizzativa aziendale (figure professionali operanti);

- descrizione del luogo di lavoro (coordinate IGM, superficie occupata, confini);

- descrizione delle attività del deposito comprensiva dei servizi ausiliari;

- sostanze presenti che potrebbero originare il rischio incendio;

- descrizioni dei sistemi di controllo e di blocco;

- identificazione delle principali sostanze presenti nel deposito ai fini della classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione EN 60079-10-1 (CEI 31-87)

2. Valutazione dei rischi di formazione di miscele esplosive. Metodologia adottata. Indice di Rischio. Matrice a tridimensionale.

La classificazione delle aree con pericolo di esplosione, deve essere eseguita in accordo alla norma CEI 31-87 ed alla guida CEI 31-35 (ed. 2012).

Si definisce “**atmosfera esplosiva**” una miscela con l’aria, a condizioni atmosferiche, di sostanze infiammabili allo stato di gas, vapori, nebbie o polveri in cui, dopo l’accensione, la combustione si propaga all’insieme della miscela incombusta.

La presente valutazione del rischio di formazione di atmosfere potenzialmente esplosive consta di due fasi:

- identificazione delle aree del deposito più critiche dal punto di vista della sicurezza ovvero caratterizzate da un maggior rischio di incidente rilevante, mediante tecniche mutuata dall’analisi del rischio;
- stima del rischio effettuata analizzando il trinomio probabilità di formazione di atmosfera pericolosa e presenza di una fonte di innesco efficace (probabilità di esistenza del pericolo) e di un fattore di contatto che rappresenta la gravità del danno (magnitudo).

Pertanto in primo luogo devono essere individuate le aree del deposito in cui è non trascurabile la probabilità di accadimento di eventi incidentali quali ad esempio dispersioni, flash-fire, ecc., in secondo luogo si deve procedere, per le “zone critiche” identificate, alla valutazione del rischio di esposizione ad atmosfere potenzialmente esplosive mediante l’utilizzo di un’apposita matrice tridimensionale e le relative scale di probabilità e magnitudo. Il rischio può essere definito mediante la relazione:

$$R = Pe * Ia * C * (K)$$

Nella tabella che segue si definiscono i simboli della formula prima evidenziata.

Simbolo	Definizione
R	Indice di rischio
Pe	fattore di pericolo, il quale rappresenta la probabilità di formazione di atmosfera pericolosa (Zona 0 , 1 o 2 per i gas e 20, 21 o 22 per le polveri)
Ia	fattore connesso con la presenza di una fonte di innesco/accensione, il quale rappresenta la probabilità che un innesco diventi efficace e determini l’accensione dell’atmosfera pericolosa
C	fattore di contatto, il quale rappresenta la gravità del danno per la salute e la sicurezza dei lavoratori
K	Coefficiente di riduzione del rischio in relazione alle misure di sicurezza adottate

Tabella 1 – Definizione dei simboli della formula che da l’indice del rischio

Nel presente metodo assume un ruolo fondamentale la probabilità dell’esistenza del pericolo “**Pe**” che indica quanto sia probabile la presenza di una atmosfera potenzialmente esplosiva in un dato luogo e rappresenta il tempo durante il quale tale pericolo è disponibile a determinare un evento incidentale.

Segue la tabella 2 evidenzia i gradi del fattore di pericolo da associare al fattore “**Pe**”.

GRADO DEL FATTORE DI PERICOLO "Pe"	DEFINIZIONE QUALITATIVA DEL FATTORE DI PERICOLO "Pe"
4	Il pericolo è presente sempre o frequentemente (Zona 0 o 20)
4	Il pericolo è presente talvolta, ogni tanto (Zona 1 o 21) Le sostanze pericolose presenti si trovano allo stato gassoso o gas liquefatto con bassa energia di innesco
3	Il pericolo è presente talvolta, ogni tanto (Zona 1 o 21) Le sostanze pericolose presenti sono infiammabili e si trovano allo stato liquido
3	Il pericolo è presente raramente e solo per evento anomalo o di guasto (Zona 2 e 22) Le sostanze pericolose presenti si trovano allo stato gassoso o gas liquefatto con bassa energia di innesco
2	Il pericolo è presente raramente e solo per evento anomalo o di guasto (Zona 2 e 22) Le sostanze pericolose presenti sono infiammabili e si trovano allo stato liquido
1	Il pericolo è estremamente improbabile o quasi mai presente (Zona 0,1 o 2 NE)

Tabella 2 - gradi del fattore di pericolo da associare a al fattore "Pe"

Per la determinazione del grado correlato alla presenza di una sorgente di innesco ed alla probabilità che questa diventi efficace per l'accensione di una atmosfera pericolosa, si fa riferimento ai criteri di valutazione determinati dalla norma UNI EN 1127-1-01.

Relativamente alla probabilità della presenza di un innesco, si farà riferimento alla seguente classificazione:

- Inneschi con probabilità di esistenza non determinabile;
 - Inneschi presenti continuamente o correlate al normale funzionamento dell'impianto;
 - Inneschi presenti raramente o correlate a situazione anomala e/o di guasto prevedibile;
 - Inneschi presenti in circostanze molto rare e/o di guasto estremamente improbabile.
- Segue la tabella 3 in cui viene evidenziato sul piano qualitativo il fattore di innesco/accensione "Ia".

GRADO DEL FATTORE DI INNESCO /ACCENSIONE (UNI EN 1127-1-01) "Ia"	DEFINIZIONE QUALITATIVA DEL FATTORE DI INNESCO "Ia"
4	Sorgenti di innesco/accensione con probabilità di esistenza non determinata
3	Sorgenti di innesco/accensione continue, frequenti o correlate al normale funzionamento
2	Sorgenti di innesco/accensione rare o correlate a condizioni anomale di funzionamento o a guasti prevedibili
1	Sorgenti di innesco/accensione molto rare o correlate a rare avarie di funzionamento o a guasti estremamente improbabili

Tabella 3 – Definizione qualitativa il fattore di innesco/accensione "Ia"

Sono prese in considerazione le seguenti tipologie generali di innesco:

- superfici calde;
- scintille di saldatura, fiamme e gas caldi di altra origine;
- superfici calde di origine meccanica;
- scintille di origine meccanica;
- materiale elettrico;

- correnti vaganti;
- cariche elettrostatiche;
- onde elettromagnetiche a radiofrequenza (RF) da 10^4 Hz a $3 \cdot 10^{12}$ Hz;
- onde elettromagnetiche da $3 \cdot 10^{11}$ Hz a $3 \cdot 10^{15}$ Hz;
- radiazioni ionizzanti;
- ultrasuoni;
- compressione adiabatica e onde d'urto;
- aumenti di temperatura dovuti a reazioni chimiche o a materiali instabili;
- combustione di uno strato di polveri o di altro materiale combustibile;
- fulmini.

In particolare ricoprono un ruolo fondamentale le seguenti fonti di innesco:

- superfici calde di origine meccanica;
- cariche elettrostatiche;
- fulmini.

Il fattore di contatto "C" rappresenta la gravità del danno (magnitudo) in relazione alla presenza delle persone e/o di un determinato bene materiale e/o di elementi ambientalmente rilevanti nella zona pericolosa.

Nella tabella 4 che segue si riportano i livelli di tale fattore di contatto con la relativa definizione qualitativa.

GRADO DEL FATTORE DI CONTATTO "C"	DEFINIZIONE QUALITATIVA DEL FATTORE DI CONTATTO "C"
4	Un singolo individuo, un gruppo di individui, un determinato bene materiale o elementi ambientalmente rilevanti, sono presenti permanentemente o frequentemente nella zona (luogo) considerata
3	Un singolo individuo, un gruppo di individui, un determinato bene materiale o elementi ambientalmente rilevanti, sono presenti talvolta ovvero ogni tanto nella zona (luogo) considerata
2	Un singolo individuo, un gruppo di individui, un determinato bene materiale o elementi ambientalmente rilevanti, sono presenti talvolta ovvero quasi mai nella zona (luogo) considerata
1	Un singolo individuo, un gruppo di individui, un determinato bene materiale o elementi ambientalmente rilevanti, non sono mai presenti nella zona (luogo) considerata

Tabella 4 - livelli di tale fattore di contatto "C"

Segue la tabella 5 in cui si riportano i coefficienti di riduzione del rischio "K", in cui si evidenzia che il fattore di riduzione interviene se risultano presenti o meno:

- sistemi fissi di rilevazione presenza gas con allarme visivo e sonoro e blocco automatico, e/o manuale da luogo costantemente presidiato, del processo o delle operazioni in corso;
- sistemi di rilevazione incendi con allarme visivo e sonoro ed attivazione automatica, e/o manuale da luogo costantemente presidiato, dei sistemi di mitigazione, soppressione e di protezione attiva e passiva (barriere ad acqua) antincendio.

COEFFICIENTE DI RIDUZIONE DEL RISCHIO "K"		DEFINIZIONE QUALITATIVA DEL FATTORE DI RIDUZIONE DEL RISCHIO "K" IN RELAZIONE ALLE MISURE DI PREVENZIONE E PROTEZIONE PRESENTI
GRUPPO A	1 (nessuna riduzione)	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilità del documento aggiornato classificazione aree pericolose secondo Norma CEI 31-87 e Guida CEI 31-35; • Impianti ed apparecchiature elettriche conformi ai requisiti del documento classificazione aree pericolose; • Presenza di procedure operative e/o istruzioni di lavoro; • Presenza di istruzioni e modulistica per l'emissione dei permessi di lavoro specifici e per il coordinamento delle attività; • Personale addestrato, formato ed informato sui rischi specifici dell'ambiente di lavoro; • Presenza di indumenti di lavoro e DPI realizzati in modo da evitare la formazione di cariche elettrostatiche; • Disponibilità dei rilevatori portatili di esplosività in dotazione al personale operativo; • Utilizzo di attrezzature di lavoro antiscintilla adeguate alle aree classificate; • Presenza di adeguata segnaletica delle aree potenzialmente con pericolo di esplosione; • <i>Assenza di sistemi fissi di rilevazione presenza gas con allarme visivo e sonoro e blocco automatico, e/o manuale da luogo costantemente presidiato, del processo o delle operazioni in corso;</i> • <i>Assenza di sistemi di rilevazione incendi con allarme visivo e sonoro ed attivazione automatica, e/o manuale da luogo costantemente presidiato, dei sistemi di mitigazione, soppressione e di protezione attiva e passiva (barriere ad acqua) antincendio.</i>
GRUPPO B	0,75	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilità del documento aggiornato classificazione aree pericolose secondo Norma CEI 31-87 e Guida CEI 31-35; • Impianti ed apparecchiature elettriche conformi ai requisiti del documento classificazione aree pericolose; • Presenza di procedure operative e/o istruzioni di lavoro; • Presenza di istruzioni e modulistica per l'emissione dei permessi di lavoro specifici e per il coordinamento delle attività; • Personale addestrato, formato ed informato sui rischi specifici dell'ambiente di lavoro; • Presenza di indumenti di lavoro e DPI realizzati in modo da evitare la formazione di cariche elettrostatiche; • Disponibilità dei rilevatori portatili di esplosività in dotazione al personale operativo; • Utilizzo di attrezzature di lavoro antiscintilla adeguate alle aree classificate; • Presenza di adeguata segnaletica delle aree potenzialmente con pericolo di esplosione; • Presenza di sistemi fissi di rilevazione presenza gas con allarme visivo e sonoro e blocco automatico, e/o manuale da luogo costantemente presidiato, del processo o delle operazioni in corso; • <i>Assenza di sistemi di rilevazione incendi con allarme visivo e sonoro ed attivazione automatica, e/o manuale da luogo costantemente presidiato, dei sistemi di mitigazione, soppressione e di protezione attiva e passiva (barriere ad acqua) antincendio.</i>
GRUPPO C	0,5	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilità del documento aggiornato classificazione aree pericolose secondo Norma CEI 31-87 e Guida CEI 31-35; • Impianti ed apparecchiature elettriche conformi ai requisiti del documento classificazione aree pericolose; • Presenza di procedure operative e/o istruzioni di lavoro; • Presenza di istruzioni e modulistica per l'emissione dei permessi di lavoro specifici e per il coordinamento delle attività; • Personale addestrato, formato ed informato sui rischi specifici dell'ambiente di lavoro; • Presenza di indumenti di lavoro e DPI realizzati in modo da evitare la formazione di cariche elettrostatiche; • Disponibilità dei rilevatori portatili di esplosività in dotazione al personale operativo;

	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizzo di attrezzature di lavoro antiscintilla adeguate alle aree classificate; • Presenza di adeguata segnaletica delle aree potenzialmente con pericolo di esplosione; • Presenza di sistemi fissi di rilevazione presenza gas con allarme visivo e sonoro e blocco automatico, e/o manuale da luogo costantemente presidiato, del processo o delle operazioni in corso; • Presenza di sistemi di rilevazione incendi con allarme visivo e sonoro ed attivazione automatica, e/o manuale da luogo costantemente presidiato, dei sistemi di mitigazione, soppressione e di protezione attiva e passiva (barriere ad acqua) antincendio.
--	---

Tabella 5 in cui si riportano i coefficienti di riduzione del rischio "K"

In relazione a quanto precedentemente descritto è possibile predisporre una **matrice a tre dimensioni** per la caratterizzazione del livello di rischio.

Tale matrice tridimensionale in sintesi dipende da:

- GRADO DEL FATTORE DI PERICOLO "Pe"
- GRADO DEL FATTORE DI INNESCO "Ia"
- GRADO DEL FATTORE DI CONTATTO "C"

Segue la Figura 1 in cui si evidenzia la matrice tridimensionale in cui interagiscono i tre fattori di pericolo.

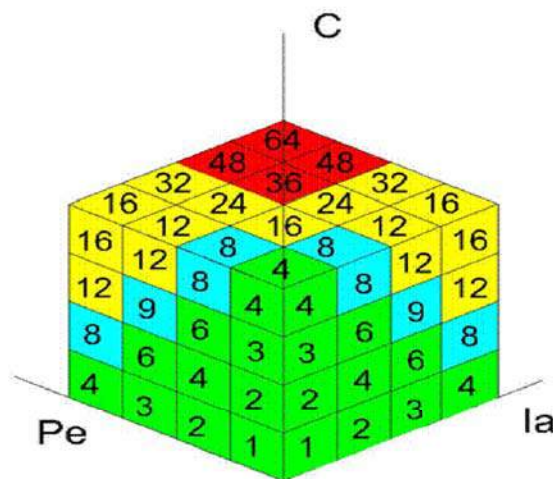


Figura 1 - matrice tridimensionale con i tre fattori di pericolo

Con riferimento ai valori presenti nella matrice è stata predisposta la seguente tabella 6, per la valutazione dell'indice di rischio, in cui per i diversi intervalli dell'indice di rischio "R" si deduce l'accettabilità o meno del rischio e le conseguenziali priorità di intervento:

Intervalli dell'indice di rischio "R"	Accettabilità del rischio	Priorità di intervento
$R \geq 36$	Non tollerabile	P1
$12 \leq R < 36$	Migliorabile	P2
$8 \leq R < 12$	Tollerabile	P3
$R < 8$	Accettabile	

Tabella 6 - Indice di rischio "R", l'accettabilità o meno del rischio, conseguenziali priorità di intervento

3. Identificazione delle ipotesi incidentali e stima delle frequenze di accadimento

L'analisi della sequenza degli eventi incidentali deve essere effettuata facendo riferimento all'analisi storica, all'analisi di operabilità effettuata, all'esperienza degli operatori ed al sopralluogo presso il deposito.

3.1 Scelta degli scenari incidentali

Le tipologie delle conseguenze, tenuto conto che stiamo affrontando lo studio di un deposito per lo stoccaggio e la movimentazione di idrocarburi liquidi, per le diverse aree possono essere ricondotte a incendi di idrocarburi in pozza (Pool-fire), innesco di nubi di vapori di benzina (Flash-Fire) e ad esplosioni di nubi di vapori in ambienti non confinati (UVCE).

Considerate le cause iniziatrici delle sequenze incidentali, si procede all'individuazione degli scenari incidentali ragionevolmente prevedibili che sono rappresentativi degli impianti oggetto dello studio. Tale scelta non è ovviamente esaustiva di tutte le possibili ipotesi di incidenti formulate, ma si ritiene che altre ipotesi rientrino (come tipologia di incidente) sia come frequenze che come conseguenze in quelle di cui si è sviluppata la stima degli effetti incidentali.

La scelta delle ipotesi incidentali esaminate è stata effettuata considerando:

- 1) le caratteristiche dei prodotti;
- 2) la completezza di scenari per tipologia (tossicità, infiammabilità);
- 3) gli incidenti che possono determinare condizioni di pericolo per i lavoratori e per l'esterno;
- 4) la singolarità di alcune tipologie di incidenti.

Per ciascuna ipotesi incidentale, si provvede alla valutazione della frequenza di accadimento attraverso i dati riportati nella letteratura di riferimento, facendo uso anche di banche dati componenti specializzate.

3.2 Individuazione degli scenari incidentali

Gli scenari incidentali considerati come rappresentativi (TOP EVENTS) hanno generalmente frequenza uguale o superiore a 10^{-4} / 10^{-5} occ/anno, così come indicato nelle linee guida del Dipartimento Della Protezione Civile – Presidenza del Consiglio dei Ministri – datato 18.01.1994.

In alcuni casi di maggior gravità delle conseguenze per l'interno e l'esterno, si sono presi in considerazione anche eventi con frequenza uguale o superiore a 10^{-5} / 10^{-6} occ/anno, così come in uso presso altri Paesi europei.

- ⇒ conseguenze gravi all'interno del Deposito → $f = 10^{-4} \div 10^{-5}$ occ/anno
- ⇒ conseguenze gravi all'esterno del Deposito → $f = 10^{-5} \div 10^{-6}$ occ/anno

4. Stima dell'indice di rischio

4.1 Identificazione dei luoghi pericolosi per la probabile presenza di atmosfere esplosive

Dopo che è stata compilata una tabella riepilogativa degli scenari incidentali probabili è possibile stilare un elenco delle aree critiche, rappresentative delle zone pericolose dove la probabilità di formazione di atmosfere potenzialmente esplosive è non trascurabile. Di seguito deve essere compilata una tabella, come quella sottostante, dove accanto a ciascuna area in esame è indicata la tipologia di zona in accordo alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas o vapori infiammabili secondo la norma europea EN 60079-10-1 (CEI 31-87).

AREA IN ESAME	SORGENTI DI PERICOLO	ZONA ATTRIBUITA (CEI 31-30)

Tabella 7 – relazione tra area in esame, sorgenti di pericolo e zona attribuita

In relazione alla zona attribuita è così possibile definire la relativa probabilità di presenza di atmosfera esplosiva in relazione alle indicazioni della norma EN 60079-10-1 (CEI 31-87):

Zona 0

Luogo dove è presente continuamente o per lunghi periodi un'atmosfera esplosiva per la presenza di gas.

Zona 1

Luogo dove è possibile sia presente durante il funzionamento normale un'atmosfera esplosiva per la presenza di gas.

Zona 2

Luogo dove non è possibile sia presente un'atmosfera esplosiva per la presenza di gas durante il funzionamento normale o, se ciò avviene, è possibile sia presente poco frequentemente e per breve periodo.

Inoltre la guida CEI 31-35 identifica un riferimento dei limiti di durata complessiva di atmosfera esplosiva di seguito riassunto nella tabella 8:

ZONA	Probabilità di atmosfera esplosiva in un anno	Durata complessiva di atmosfera esplosiva all'anno
0	$P > 10^{-1}$	> 1000 ore
1	$10^{-3} \leq P \leq 10^{-1}$	tra 10 e 1000 ore
2	$10^{-5} \leq P \leq 10^{-3}$	tra 0,1 e 10 ore

Tabella 8 - identifica un riferimento dei limiti di durata complessiva di atmosfera esplosiva

Per le sorgenti di emissione che determinano le zone di cui sopra valgono le seguenti definizioni:

Sorgente di emissione (SE)

Un punto o una parte di un impianto, un contenitore, un'apparecchiatura, una macchina, una tubazione ecc., da cui può essere emesso nell'atmosfera un gas, o vapore o un liquido infiammabile con modalità tali da originare un'atmosfera esplosiva.

Non sono considerate sorgenti di emissione i punti e le parti di impianto che possono originare atmosfere esplosive solo a causa di guasti catastrofici non compresi nel concetto di anomalità ragionevolmente prevedibili in sede di progetto.

Gradi di emissione

Sono stabiliti tre gradi fondamentali di emissione, qui di seguito elencati in ordine decrescente di probabilità di presenza di atmosfera esplosiva per la presenza di gas:

Emissione di grado continuo

Emissione continua o che può avvenire per lunghi periodi.

Emissione di 1° grado

Emissione che può avvenire periodicamente od occasionalmente durante il funzionamento normale.

Emissione di 2° grado

Emissione che non è prevista durante il funzionamento normale e che se avviene è possibile solo poco frequentemente o per brevi periodi.

Con riferimento alla metodologia descritta è possibile stilare la tabella 9 relative all'analisi quali/quantitativa del rischio attribuito alle aree analizzate.

AREA IN ESAME	SORGENTI DI PERICOLO	INDICE DI RISCHIO	MISURE DI PREVENZIONE E PROTEZIONE PRESENTI	INDICE DI RISCHIO COMPENSATO	ACCETTABILITÀ

Tabella 9 - quali/quantitativa del rischio attribuito alle aree analizzate

5. Conclusioni

Il documento di “*valutazione dei rischi di esplosione*” è il risultato dell'analisi di tutti gli aspetti significativi e determinanti per la prevenzione, il monitoraggio e la mitigazione dei rischi nelle aree potenzialmente soggette a pericolo di esplosione e/o incendio, al fine di salvaguardare la salute e sicurezza dei lavoratori che ne possono essere esposti.

L'analisi da effettuare evidenzia quanto segue:

- le ipotesi incidentali devono essere desunte dal Rapporto di Sicurezza;
- la mappatura delle zone pericolose, effettuata in accordo alle norma CEI 31-87 ed alla guida CEI 31-35, deve prevedere estensioni di Zona 0 pressoché trascurabili e quelle di Zona 1 limitate e circoscritte;
- il deposito deve disporre di un adeguato sistema di protezione attiva antincendio con impianti fissi e dispositivi mobili regolarmente testati e sottoposti a manutenzione in accordo alle disposizioni di legge applicabili alle procedure aziendali e riportate sul registro antincendio;
- il sistema di gestione della sicurezza SGS e le relative procedure gestionali devono consentire di operare correttamente nel rispetto delle norme di sicurezza Aziendali in tutte le fasi di lavoro.

Premesso quanto sopra, nel rispetto dei principi ispirati dal D.Lgs 81/08, al fine di ridurre i rischi derivanti da formazione di atmosfere esplosive, devono essere messi in atto interventi impiantistici/procedurali ed organizzativi tali che:

1. All'ingresso del deposito e nelle zone pericolose, rappresentate sulla planimetria, devono essere previsti appositi cartelli di forma triangolare con l'iscrizione Ex ;
2. Tutto il personale interno ed esterno, che opera in tali aree, sia operativo che di manutenzione, deve essere formato ed informato sui rischi specifici con l'implementazione delle procedure del sistema di gestione della sicurezza.
3. Deve essere verificata l'adeguatezza dei dispositivi di protezione individuale con particolare riguardo ai pericoli derivanti da accumulo di cariche elettrostatiche.
4. Gli addetti di campo che operano in zone a rischio di formazione di atmosfere esplosive devono essere dotati di esplosimetri portatili.

Bibliografia

- [1] D.Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro” e s.m.i.
- [2] Norma EN 60079-10-1 (CEI 31-87) “Atmosfere esplosive. Parte 10-1: Classificazione dei luoghi. Atmosfere esplosive per la presenza di gas”
- [3] Guida CEI 31-35 Edizione 2012 “Atmosfere esplosive. Guida alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas in applicazione della Norma CEI EN 60079-10-1 (CEI 31-87)”
- [4] Norma UNI EN 1127-1-01 “Atmosfere esplosive - Prevenzione dell'esplosione e protezione contro l'esplosione - Parte 1: Concetti fondamentali e metodologia”

La Raccolta R ed. 2009 alla luce dell'utilizzo di nuove tecniche di progettazione, atte ad incrementare il livello di sicurezza nei medi e grandi impianti di Cogenerazione.

D. Tropiano*, G. A. Zuccarello*, M. Lombardi**

*INAIL – UOT CVR Bologna

**Enerconsulting S.r.l.

Sommario

L'articolo si propone di discutere in maniera costruttiva le regole della Raccolta R.2009 allorché siano da applicare agli impianti industriali o comunque di media e grande potenza. Si dimostrerà che è possibile raggiungere livelli di sicurezza di impianto uguali o superiori, consentendo anche di superare i limiti imposti dalla norma, utilizzando nuovi criteri di progettazione, quali ad esempio:

- Calcoli meccanici dei piping e degli sforzi che questa può sopportare con norme consolidate (es. ASME B31.3 o EN13480);
- Verifica condizioni di installazione delle valvole di sicurezza, tramite calcoli termo fluidodinamici già consolidati (es. API standard);
- Verifiche termodinamiche alle differenze finite – Tecniche CFD;
- Analisi dei rischi degli impianti con tecniche consolidate (es. HAZOP) e Tecniche di valutazione del "Performance Level" delle catene di sicurezza, atte ad ottimizzare l'affidabilità e la sicurezza dell'impianto (es. valutazione SIL).

Si richiamerà il caso pratico di analisi di un impianto di Teleriscaldamento - TLR da 80MW.

Ringraziamenti

Un ringraziamento particolare al P. Naut. P. Ballini per il contributo apportato nella stesura del presente lavoro.

1. Introduzione

Nella progettazione e nella realizzazione di un impianto di cogenerazione di grande potenza si incontrano problematiche di tipo normativo che devono essere affrontate prima dal progettista, e dopo, dall'Ente preposto all'omologazione. Nello specifico caso in esame, la norma da applicare è la Raccolta R ed. 2009, contenente le specificazioni tecniche applicative del Titolo II del D.M. 1.12.1975.

La Raccolta R ed.2009 trova la sua massima utilità per l'esercizio in sicurezza di impianti di piccola e media potenza, mentre risulta carente per affrontare adeguatamente tutte quelle problematiche che nascono in sistemi più complessi o utilizzando grandi volumi d'acqua o grossi diametri per le tubazioni, e che, se trascurate, possono generare gravi situazioni di rischio. Per queste tipologie di impianti, pur in presenza di attrezzature regolarmente marcate CE ai sensi delle Direttive di prodotto, nella fase di integrazione per la realizzazione dell'impianto complesso, si rimanda di fatto la responsabilità della progettazione d'impianto all'utilizzatore, che nella maggioranza dei casi può non avere le conoscenze tecniche necessarie per una valutazione di sicurezza adeguatamente accurata.

Nella fase di progettazione di tali tipologie di impianti, l'impiego di ulteriori norme tecniche internazionali consente di raggiungere livelli di sicurezza di impianto senz'altro superiori a quelli conseguibili attraverso la semplice applicazione delle norme nazionali vigenti.

L'applicazione di tali norme europee, suggerisce di modificare il posizionamento degli organi di Sicurezza, in deroga alle attuali norme vigenti. Di seguito vedremo come tutte queste problematiche sono emerse e sono state affrontate nella progettazione di un impianto di teleriscaldamento da 80MW, utilizzato per la produzione di acqua calda presso la città di Imola, all'interno dell'impianto di Cogenerazione di HERA S.p.A.

2. La Centrale di Cogenerazione

Per una più facile comprensione di quanto di seguito descritto, si faccia riferimento allo schema di funzionamento della centrale, indicato in Figura 1.

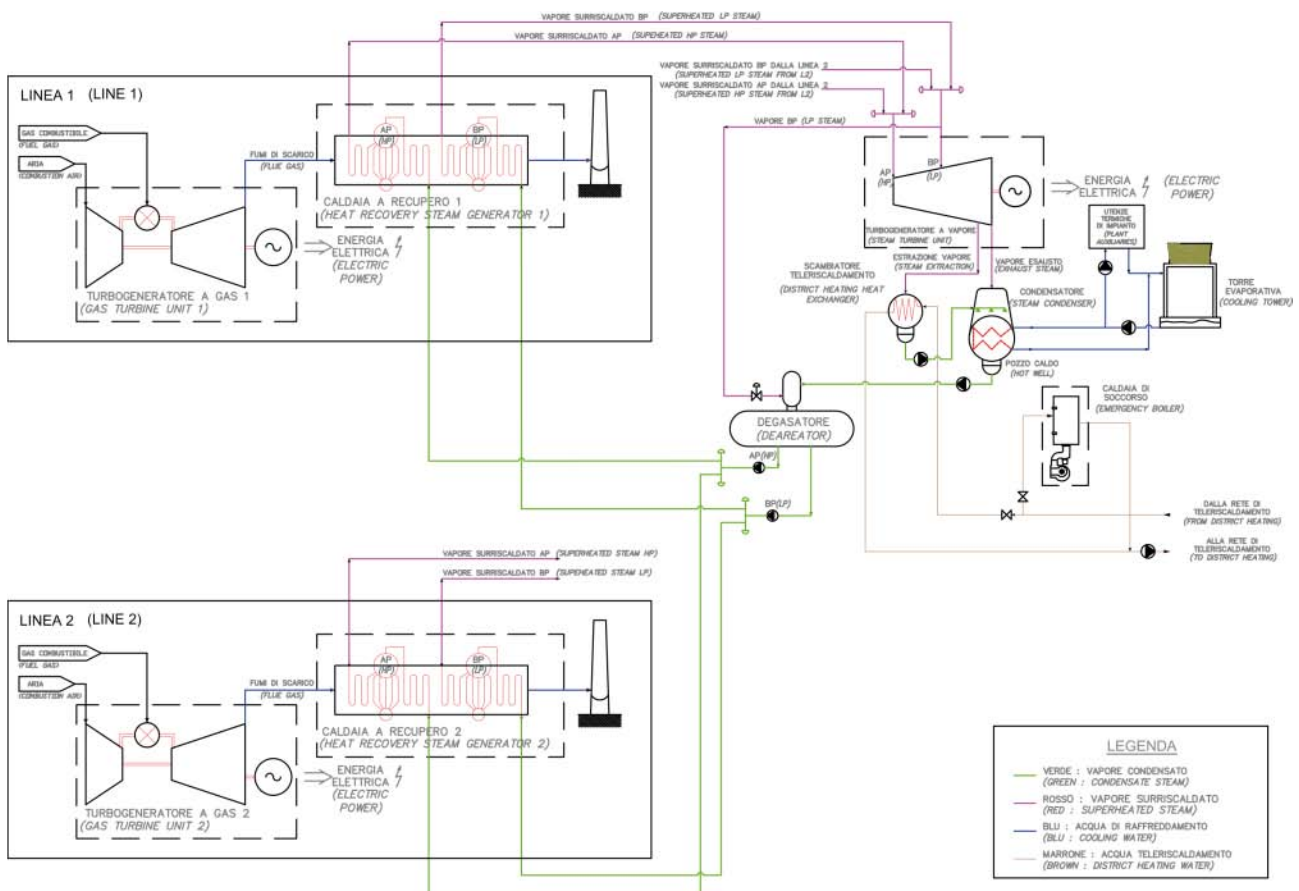


Figura 1 – Schema di Funzionamento della Centrale di Cogenerazione HERA S.p.A.

L'energia primaria utilizzata dalla centrale in esame proviene dalla combustione di gas metano, che alimenta i due turbogeneratori a gas producendo energia elettrica. I gas di scarico, ancora ad elevata temperatura (circa 500°C) e, quindi, ad alto contenuto energetico, anziché essere scaricati in atmosfera sono inviati alle caldaie di recupero. Qui, grazie all'utilizzo di particolari dispositivi di scambio termico (banchi), i fumi cedono il calore posseduto all'acqua per la sua trasformazione in vapore. I gas di scarico, dopo aver ceduto il proprio contenuto energetico all'acqua/vapore, vengono scaricati in atmosfera a circa 110°C. Il vapore surriscaldato prodotto dalle due caldaie, ai due diversi livelli di pressione, viene inviato al turbogeneratore a vapore e, grazie alla sua espansione, viene prodotta ulteriore energia elettrica. A uno stadio intermedio della sua espansione in turbina, quando il vapore si trova nelle condizioni di 1,7 bar e 133°C, una parte del vapore viene estratto e inviato a uno scambiatore di calore, dove condensa e cede calore all'acqua del circuito di Teleriscaldamento, che viene così riscaldata fino a 92°C. Il vapore che non viene estratto continua la sua espansione in turbina per la produzione di energia

elettrica, fino a quando ormai esausto, viene scaricato nel condensatore, in condizioni di sottovuoto. Nel caso in cui la produzione di calore per il circuito di teleriscaldamento non sia possibile, tale servizio viene garantito dalle caldaie di soccorso.

3. Metodologie di calcolo integrative

È inevitabile che le grandi potenze e le relative masse d'acqua richieste in questa tipologia d'impianti, portino a dover valutare aspetti che in impianti più piccoli, anche in quelli di medie dimensioni, siano trascurabili od addirittura inesistenti. L'approccio e i metodi di verifica utilizzati in impianti di differente natura (es. classico ciclo termico generatore, turbina, condensatore e degasatore), possono fornire validi spunti per una serie di problematiche che dovrebbero essere prese in considerazione nella fase di progettazione di sistemi di produzione di acqua calda, allorquando questi siano integrati negli impianti complessi di cui sopra (es. cogenerazione al servizio del Teleriscaldamento).

3.1. Calcoli meccanici dei piping

Negli impianti di produzione acqua calda tradizionali la resistenza delle tubazioni al carico permanente (pressione, massa del fluido, della tubazione stessa, della coibentazione, peso dei componenti, ecc.) e agli sforzi dovuti alla variazione di temperatura, sono ritenuti trascurabili una volta utilizzato un acciaio di adeguato spessore, derivato nella grande maggioranza dei casi dalla buona prassi consolidata. Differentemente, quanto si parla di tubazioni di grande diametro, con masse di acqua anche di due ordini di grandezza superiori rispetto alla maggioranza degli impianti di riscaldamento, gli sforzi derivanti assumono valori critici, specialmente nel tratto prossimo al produttore di acqua calda. Norme di progettazione specifiche, come l'ASME B31.3 [1] e l'EN13480-3 [2], permettono di prevedere gli sforzi agenti sui piping, e di verificare sia la resistenza ai carichi permanenti sia l'adeguata flessibilità a seguito della variazione di temperatura. Ancora più importante, ci permettono di quantificare gli sforzi agenti sulla tubazione a seguito dell'apertura delle valvole di sicurezza (vedi § 4.1) e gli sforzi agenti sugli attacchi degli scambiatori/generatore (vedi § 3.2). Nella peggiore delle ipotesi tale verifica si potrebbe estendere a tutto lo sviluppo della tubazione all'interno dello stabilimento, ma sicuramente il tratto di maggiore importanza è quello che va dal produttore fino al primo punto fisso.

3.2. Calcoli meccanici sui produttori di acqua calda

Le caldaie e gli scambiatori per produzione di acqua calda, a prescindere dalla loro dimensione, sono progettati con standard di calcolo più che consolidati, in moltissimi casi sono anche soggetti direttamente alla marcatura CE secondo direttiva PED. Negli impianti di grandi dimensioni sorge però la necessità di integrare la progettazione che potremmo definire "classica" con valutazioni inerenti i punti di interfaccia con gli altri apparecchi e definite trascurabili in alcuni manuali d'uso e manutenzione. Non è nello scopo del presente testo quello di trattare la progettazione di apparecchi in pressione, ma vogliamo comunque chiarire alcune problematiche che diventano rilevanti allorquando le dimensioni dei produttori superino la decina di migliaia di litri. Tramite l'utilizzo di codici di calcolo integrativi (es. WRC bulletin n.537 [3]) è possibile verificare la resistenza di un apparecchio in pressione e quindi gli sforzi massimi sopportabili, nei punti di ancoraggio con i supporti e sui bocchelli di connessione con l'impianto. Proprio quest'ultimi possono trovarsi in situazioni di carico critico, a seguito di scelte fatte dal progettista o dal costruttore delle tubazioni, qualora si posizionino i supporti e i punti fissi in modo che il peso dei piping e/o gli sforzi dovuti alle dilatazioni gravino sui bocchelli di collegamento.

Per sfruttare in maniera ottimale gli sforzi sopportabili dai bocchelli sarebbe opportuno effettuare la verifica di cui sopra in concomitanza con la progettazione dei piping, in modo da focalizzarsi solamente su alcune componenti critiche (direzione di sviluppo dei piping). Diversamente il fabbricante dell'apparecchio, specificherà valori cautelativi anche per componenti che di fatto non saranno presenti nel luogo di installazione. Come specificheremo in seguito, l'apertura delle valvole di sicurezza è caratterizzata da sforzi considerevoli, che in aggiunta ai carichi di già presenti in condizioni di esercizio, possono portare sia la tubazione sia l'apparecchio a deformazioni permanenti pericolose se non addirittura a cedimenti strutturali.

4. Problematiche di installazione delle valvole di sicurezza

Le grandi potenze impiegate comunemente in impianti di cogenerazione, anche di media dimensione, richiedono normalmente l'installazione di due valvole di sicurezza di dimensioni considerevoli. La necessità di tenere le valvole entro 1 metro dall'uscita dello scambiatore (sui generatori sono spesso installate direttamente sul corpo caldaia), come abbiamo già detto, incrementano significativamente gli sforzi agenti sulla tubazione e sull'apparecchio, fino al punto di dover fare uno specifico dimensionamento per evitare condizioni al limite di snervamento dei materiali utilizzati. E' importante tenere conto che in fase di apertura delle valvole, le spinte trasmesse dalla massa in movimento sono significative, ed andranno a sommarsi ai carichi già presenti.

4.1. Forze di scarico

Utilizzando la norma API 520, parte II [4] è possibile quantificare la forza che la valvola trasmette al sistema tramite le formule contenute al §4.4 della norma. Di seguito citiamo la formula utilizzata per lo scarico di vapore, in condizione di regime e con un salto critico:

$$F = 129W \sqrt{\frac{kT}{(k+1)M}} + 0,1 (AP) \quad (1)$$

Dove:

F = forza di reazione nel punto di scarico all'atmosfera, (N);

W = flusso del gas o vapore, (kg/s);

K = rapporto dei calori specifici (Cp/Cv) alle condizioni di uscita;

Cp = calore specifico a pressione costante;

Cv = calore specifico a volume costante;

T = temperature all'uscita, (°K);

M = peso molecolare del fluido;

A = area di del tubo di uscita nel punto di scarico, (mm²);

P = pressione statica all'interno del tubo di uscita nel punto di scarico, (barg);

Date la grande portata delle valvole di sicurezza adottate, la forza F assume ordini di grandezza comparabili con gli sforzi sopportabili dalle membrane coinvolte (tubazioni, connessioni e lo stesso produttore di acqua calda, data l'inevitabile vicinanza con esso).

Un opportuno studio della geometria della tubazione di collegamento e degli staffaggi, con i metodi descritti al paragrafo precedente, possono ridurre le tensioni che si vengono a scaricare su queste parti; spesso però la miglior soluzione suggerisce un allungamento del tratto di connessione in modo da aumentare la flessibilità distribuendo il carico nell'intera lunghezza. La distanza massima di un metro, richiesta dalla normativa di riferimento, si trova quindi ad essere eccessivamente stringente, specie considerando che le curve hanno lunghezze di sviluppo nell'ordine di 40÷50 cm. Nei paragrafi che seguono suggeriremo dei metodi di dimensionamento delle valvole e delle loro condizioni di installazione, estratte da norme di comprovata affidabilità, che possono permettere un

installazione diversa da quanto previsto dalla Raccolta R ed.2009, ma senza pregiudicare il livello di sicurezza.

4.2. Differenziazione taratura valvole

L'apertura di due valvole di sicurezza, seppur progettate con lo stesso valore di taratura, non sarà mai contemporanea: una delle due valvole si aprirà prima dell'altra; all'apertura della seconda, per le portate in gioco, si potrebbe verificare una fluttuazione di pressione nell'apparecchio e nella tubazione, con una instabilità nell'innalzamento dell'otturatore in una delle due valvole. Inoltre al momento di apertura di un valvola, si ha un picco della forza di reazione che può arrivare anche fino al doppio di quella calcolata a regime. Agendo sulle tarature, differenziandone l'apertura a valori sufficientemente distanti è possibile diminuire la contemporaneità di questi picchi e l'influenza delle derivanti fluttuazioni, senza diminuire l'efficacia degli accessori.

Come indicato al § 3.5.2.2 dell'API 520 part I, è possibile variare la taratura secondo i valori elencati nella seguente Tabella1:

Contingency	Multiple- Valve Installations	
	Maximum Set Pressure (percent)	Maximum Accumulated Pressure (percent)
Nonfires Cases		
First valve	100	116
Additional Valve(s)	105	116

Tabella 1- Estratto Tab. 1 Api 520 Part I, p.39

La norma tiene però conto della possibilità di superare la pressione massima ammissibile dell'apparecchio del 10% in fase di scarico (come anche consentito dalla direttiva 97/23/CE), e fino al 16% in caso di due o più valvole. La Raccolta R ed. 2009 richiede che la pressione di apertura massima (Pressione di taratura più sovrappressione) delle valvole rimanga al di sotto della massime pressioni ammissibili delle attrezzature componenti l'impianto; possiamo perciò tarare le valvole utilizzando i valori (percentuali) elencati nella Tabella 2:

	Pressione di Taratura (percentuale)	Pressione di taratura più sovrappressione (percentuale)
Prima valvola	85,7	94,3
Seconda valvola	90	99

Tabella 2- Taratura per installazioni richiedenti due o più valvole

I valori sopra riportati ci permettono di rimanere entro i limiti prescritti dalla Raccolta R, differenziando però il momento di apertura delle due valvole, diminuendo sia gli sforzi di picco, sia la possibilità che le due forze di reazione siano applicate contemporaneamente, nel caso in cui la pressione si sia innalzata di poco rispetto al valore di esercizio. L'apertura differenziata delle valvole dà ottimi vantaggi anche per quanto riguarda l'usura e la manutenibilità delle valvole: lo scatto di una valvola può creare effetti di danneggiamento più o meno facilmente riparabili, quindi la possibilità di dover mantenere solo un accessorio a seguito di una lieve variazione di pressione porta sicuramente vantaggi sia nell'affidabilità che nei tempi di riavvio dell'impianto.

4.3. Tubazione di ingresso

Come abbiamo già detto l'apertura di più valvole in contemporanea può portare ad una fluttuazione ("flutter") dell'otturatore delle stesse, fino ad arrivare, nel peggiore dei casi, al

—chatter” in cui l’otturatore arriva a contatto con la sua sede. Questi due fenomeni oltre ad usurare l’attrezzatura portano anche instabilità nel flusso di scarico, diminuendo quindi la portata totale scaricata e sollecitando in maniera anomala le tubazioni. Un’altro fattore che può portare ad una fluttuazione di pressione in fase di scarico è un’eccessiva perdita nella tubazione di ingresso alla valvola/e. La velocità considerevole raggiunta nella tubazioni di collegamento, in concomitanza con lo sviluppo del piping (come descritto nel § 3.1), possono causare eccessive perdite risolvibili soltanto usando tipologie differenti di valvole, come le pilotate (non contemplate nella Raccolta R2009), capaci di compensare queste eccessive perdite. Sia l’API 520 sia l’ISO 4129-9 [5] concordano che la massima perdita ammissibile, per poter considerare il flusso sufficientemente stabile, deve essere minore del 3% del valore di taratura della valvola.

La norma l’ISO 4129-9, nell’ANNEX C - Sizing of inlet lines, suggerisce un metodo di calcolo semplificato che, partendo dalle ipotesi dimensionali e dalla portata del flusso scaricato, permette di definire la massima lunghezza della tubazione ammissibile al fine di avere la perdita al di sotto del valore descritto precedentemente. Altri metodi di calcolo —formula”, comunemente utilizzati nell’ambito dell’industria petrolifera, sono quelli descritti nella pubblicazione —Cane Technical Paper No. 410” [6]: anche in questi casi è possibile stimare la perdita di carico nella tubazione di ingresso. Una perdita maggiore di quella consigliata non è di per sé certezza della comparsa di fenomeni di “fluttering” o —chattering”, ma richiedono, come detto, adeguate considerazioni che esulano dall’attività di progettazione di un normale impianto di produzione di acqua calda. Come già detto, una valvola pilotata può supportare in maniera efficace queste elevate perdite, agendo in modo dinamico rispetto al variare della pressione a monte.

4.4. Tubazione di scarico

Analoghe considerazioni devono essere fatte anche per la tubazione di scarico, anche se i margini progettuali sono decisamente maggiori, avendo a disposizione maggiore libertà per quanto concerne la scelta del diametro e della geometria di sviluppo. Per evitare fenomeni di instabilità, è importante verificare (secondo le norme sopra citate) che la perdita massima sia inferiore al 10% della pressione di taratura. Spesso le masse scaricate devono essere convogliate a distanze maggiori rispetto ai comuni impianti di produzione acqua calda, quindi la lunghezza della tubazione può costituire il fattore discriminante. Anche in questo caso le valvole pilotate, o le bilanciate, possono sopportare ad elevate contro-pressioni, ma un attento dimensionamento, unito alla non pericolosità del fluido scaricato (in zona sicura), permetteranno sicuramente l’utilizzo di valvole a molla in piena conformità alla Raccolta R ed. 2009.

4.5. Verifiche alle differenze finite

L’utilizzo del metodo CFD (Computational Fluid Dynamics) consente di ricavare, in prossimità di zone soggette a brusche variazioni geometriche, come in prossimità di valvole di sicurezza (tubazioni d’ingresso) oppure all’uscita di uno scambiatore, i valori di pressione, temperatura e velocità del fluido. Permette inoltre di eseguire un’analisi in transitorio, cioè di analizzare il variare dei parametri caratteristici del fluido nel tempo, a seguito di un evento che modifichi le condizioni di regime. Tale metodo, ad esempio, permette di analizzare l’andamento del fluido in prossimità della valvola di sicurezza durante l’apertura della stessa, determinando i parametri termodinamici e cinematici, e le eventuali perdite di carico che possono riportare alla richiusura la valvola (chatter). Per situazioni che vanno al di là dei valori minimi richiesti dalle norme API520 e EN4126-9 come descritti ai § 4.3 e 4.4, questa metodologia ci permette di conoscere le condizioni del

fluido in tutti i punti della tubazione, in modo da determinare la portata di scarico necessaria e la tipologia di valvola di sicurezza.

5. Cogenerazione: i carichi agenti sullo Scambiatore per TLR

5.1. Caratteristiche impianto

Le condizioni di progetto dello scambiatore, equivalenti sia per il lato mantello che per il lato tubi, sono le seguenti: Pressione 10 barg, Temperatura = 300°C, Potenza termica = 80.000 kW. La portata di scarico delle valvole di sicurezza deve garantire lo scarico di un quantitativo orario di vapore superiore a 137932 kg/h (secondo Raccolta R2009). Il diametro nominale del bocchello e della tubazione di adduzione è 600, mentre la flangia d'ingresso alle valvole di sicurezza ha un diametro nominale di 200.

In questo caso il costruttore delle valvole ha fornito gli sforzi trasmessi dalle valvole al sistema, durante l'apertura: $F_X = 12820N$, $F_Y = -33490N$ (i segni sono relativi al sistema di riferimento della Figura 2). Gli sforzi massimi sopportabili dallo scambiatore sono stati forniti anche in questo caso dal costruttore e sono riassunti nella Tabella 3 per quanto concerne il bocchello di connessione con la distribuzione (che chiameremo N1).

BOCCELLO		CARICHI MASSIMI SU BOCCELLO					
		FORZE (N)			MOMENTI (Nm)		
N1	24"	22000	22000	22000	32000	32000	32000

Tabella 3- carichi massimi sul bocchello N1 di connessione dello scambiatore

5.2. Installazione di valvole in prossimità dello scambiatore

Per poter sfruttare al massimo la pressione disponibile ipotizziamo di utilizzare due valvole di sicurezza tarate a 8,5 barg e sovrappressione del 10%, caratterizzate da una portata massima di vapore scaricabile di circa 94 t/h.

Dati i grandi diametri usati, l'installazione entro il metro permette poche scelte per quanto concerne la geometria, tenendo conto che una semplice curva DN200 ha una lunghezza di sviluppo di circa 600mm.

Inoltre, la semplice apertura di una sola valvola porta ad avere sforzi ben al di sopra di quelli sopportabili dallo scambiatore (Tabella 4).

NODE	Load Case	FX N.	FY N.	FZ N.	MX N.m.	MY N.m.	MZ N.m.
10	MAX	65146	-119907	2659	7098	-4492	-1639

Tabella 4- sforzi su bocchello trasmessi da una sola valvola posta in prossimità

Il blocco completo della valvola con punti di ancoraggio fissi, limiterebbe gli sforzi trasmessi ma non permetterebbe l'espansione della tubazione a seguito dell'innalzamento della temperatura, mentre l'installazione delle valvole direttamente sullo scambiatore farebbe assorbire l'intera spinta direttamente da connessioni aventi carichi massimi sopportabili inferiori rispetto a quelli del bocchello N1.

5.3. Installazione delle valvole con dilatazione permessa

La configurazione che segue, richiede uno sviluppo in lunghezza maggiore ad un metro ed utilizza una tubazione di diametro maggiore (DN250), ma ha il vantaggio di permettere l'installazione di supporti atti a reggere la spinta e una maggiore duttilità (Figura 2).

Nella precedente configurazione l'installazione di questi supporti porta ad avere sforzi di oltre tre volte superiori rispetto alle forze F_X ed F_Y trasmesse dalle valvole, dovuti alla mancata dilatazione termica delle parti.

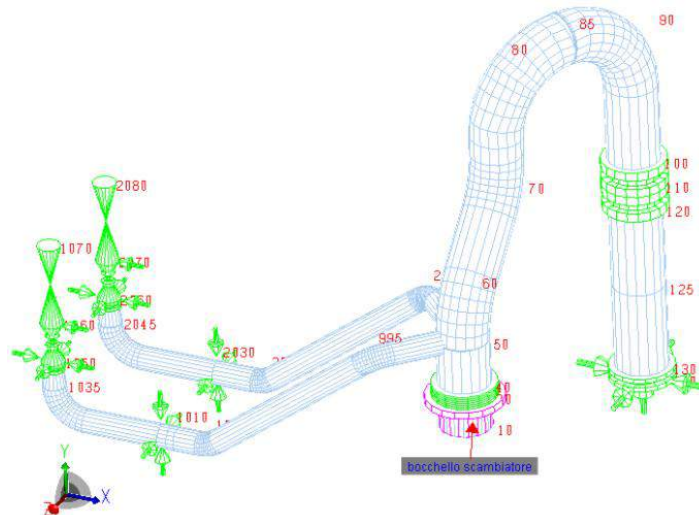


Figura 2 - installazione delle valvole a distanza dallo scambiatore

Abbiamo utilizzato due valvole a taratura differenziata come indicato al § 4.2, per avere i vantaggi già descritti.

Le due valvole tarate ai seguenti valori, avranno differenti parametri caratteristici:

PSV 1= taratura 9barg portata scaricabile 99 t/h FX= 13520N, FY= -35440N

PSV 2= taratura 8,5barg portata scaricabile 94 t/h FX= 12820N, FY= -33490N

Nella Tabella 5 vediamo come gli sforzi siano estremamente minori e perfettamente in linea con i massimi ammissibili; va inoltre tenuto conto che il calcolo è stato eseguito con ambedue le valvole in apertura, quindi con tutte le forze di scarico agenti contemporaneamente alle pressione di 9 barg (nel caso precedente avevamo considerato la sola valvola con una pressione di calcolo di 8,5 barg)

NODE	Load Case	FX N.	FY N.	FZ N.	MX N.m.	MY N.m.	MZ N.m.
10	MAX	15902	-3865	7355	22588	-798	-7215

Tabella 5- sforzi trasmessi sul bocchello da valvole poste a distanza

5.4. Verifica della perdita di carico

L'installazione a distanza delle valvole potrebbe portare ad instabilità nel funzionamento delle stesse, per cui procediamo a verificare che le perdite siano al di sotto del 3% della taratura, come indicato dalle norme specifiche citate. Utilizzando il metodo di calcolo semplificato contenuto nell'ANNEX C della ISO 4129-9, ed utilizzando i seguenti parametri di input, procediamo alla verifica del tratto di collegamento con la valvola a maggiore portata, avente quindi maggiori perdite di carico:

Tubazione di ingresso: Diametro esterno 273 mm, spessore secondo SCH 40

Curve: 2 curve a 45° long radius, 1 curva a 90° long radius

Riduzioni: utilizziamo una singola riduzione 10"X8" prima del collegamento alla valvola

Tramite la formula:

$$L_E = (\zeta_Z - \sum \zeta_I) \times \frac{d_E}{\lambda} \quad (2)$$

Dove:

L_E = lunghezza della tubazione di ingresso, [mm]

ζ_Z = coefficiente di resistenza permesso, tabellato o calcolabile (dipende dal rapporto tra il 90% dell'area di passaggio della tubazione e dall'orifizio dalle valvola, mediato dal coefficiente di efflusso K_{dr} caratteristico della valvola), [mm]

ζ_I = coefficiente di resistenza dovuto alle parti componenti la tubazione, tabellato (curve, riduzioni, ecc.), [mm]

d_E = diametro interno tubazione di ingresso, [mm]

λ = Coefficiente di attrito della tubazione, tabellato o calcolabile

è possibile ricavare la massima lunghezza consentita per la tubazione, tenuto conto delle perdite di carico distribuite e concentrate, al fine di garantire al massimo un 3% di perdita rispetto al valore di taratura. Con i seguenti valori utilizzati:

$d_E = 254$ mm

$\alpha = 0,871$

$\alpha_l = 0,17$ (curva 90°), 0,12 (curva 45°), 0,1 (rid.)

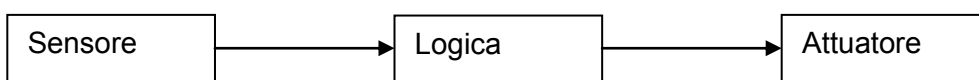
$\alpha_Z = 0,015$

otteniamo un L_E disponibile di 6261 mm, tenuto conto di una portata di circa 99 t/h di vapore da scaricare a 9 barg. Le tubazioni di collegamento (simmetriche) hanno una lunghezza di sviluppo di circa 5500 mm, abbondantemente sotto il limite richiesto. Questo valore è frutto dell'utilizzo di curve a 45°, che diminuiscono le perdite e offrono comunque un duttilità alla tubazione che possa parzialmente attutire le spinte distribuendo gli sforzi su una maggiore lunghezza.

6. Sistemi di sicurezza e Hazop: determinazione e livello di integrità

Una simile tipologia di impianto ricade anche sotto l'applicazione di altre direttive, quali direttiva macchine, di conseguenza, deve essere eseguito uno studio di analisi e valutazione dei Rischi in accordo allo standard *UNIEN12100* [7], valutando i singoli equipaggiamenti, considerandone l'interazione reciproca, determinando come eventuali limitatori e protezioni debbano agire mettendo in sicurezza l'intero impianto. Su questo tipo di impianti l'analisi e valutazione del rischio viene comunemente effettuata con l'approccio della tecnica Hazop (od altre tecniche equivalenti) procedendo prima allo studio dei pericoli esistenti, quindi ad una analisi degli stessi per determinare qualitativamente e quantitativamente il rischio presente e infine progettando il sistema di sicurezza. Lo studio deve essere effettuato valutando per ogni parametro (Flusso, Temperatura, Pressione e Comunicazione) le cause dello scostamento dai valori di progetto e le conseguenze sul sistema. Analizzando i risultati si procede implementando le protezioni necessarie.

Oltre all'analisi e valutazione dei rischi deve essere data evidenza di conformità ai requisiti essenziali di sicurezza applicabili di cui all'allegato I della stessa direttiva. In particolar modo ci concentriamo sul RES 1.2.1 sull'affidabilità dei sistemi di comando (sicurezza funzionale). La conformità al RES in oggetto è ottenibile applicando le norme armonizzate ENISO13849-1/2 [8] e/o EN 62061 [9] e CEI EN 50156-1 [10] o utilizzando eventuali altri standard non armonizzati con prova finale che attesti il raggiungimento almeno dello stesso livello di sicurezza. Anche in accordo a tali standard deve essere fatta una analisi e valutazione dei rischi non solo sui singoli componenti ma anche tenendo conto dell'interazione tra questi, soprattutto considerando il fatto che esiste un unico sistema di controllo e gestione dell'impianto. Le norme consentono di estrapolare dall'analisi dei rischi il livello di performance (PL) o di integrità della sicurezza (SIL) richiesto ai limitatori e ai dispositivi di protezione che non devono essere visti come singolo strumento ma come intero loop:



Nel caso in esame precedentemente citato viene utilizzato del vapore per la produzione di acqua; facciamo per un attimo l'ipotesi di avere a monte del produttore una turbina a gas. Per rispettare contemporaneamente Raccolta R2009 e sicurezza funzionale si possono installare delle serrande del bypass fumi sul primario dello scambiatore conformi allo standard EN61508-1/7 [11] e fare una valutazione SIL di tutto il sistema di gestione del bypass. Questa soluzione, sebbene contemplata dalla Direttiva macchine e ammessa dalla Raccolta R2009, risulta di difficile applicazione in quanto non esistono in commercio

sistemi approvati ISPESL/INAIL. Non rimane quindi che agire sulla valvola di intercettazione del combustibile sulla turbina. Questo sistema può ovviamente essere realizzato in accordo ai suddetti standard sulla sicurezza funzionale armonizzati alla direttiva macchine, valutandone SIL/PL rispettando contemporaneamente la raccolta R2009. Ma, sebbene perfetto da un punto di vista normativo, l'approccio risulta non ottimale dal punto di vista della sicurezza, in quanto non tiene conto del fatto che la turbina va in spegnimento d'emergenza (ESD), e che tale manovra coinvolge una gran numero di strumenti ed apparecchiature necessarie al funzionamento del ciclo termico. Concludendo, a valle di una analisi HAZOP sull'intero impianto, la soluzione con il bypass realizzato con serrande ad alta affidabilità (analisi affidabilistica effettuata tenendo conto dei valori di trasmittanza e di perdite tra le palette in accordo allo standard UNI EN 1751 [12] e tenendo conto del grado di affidabilità del sistema di attuazione delle serrande e della diagnostica), risulta essere il compromesso migliore in termini affidabilistici e di sicurezza dell'impianto nonché in termini di disponibilità.

7. Conclusioni

Abbiamo evidenziato come in grandi impianti di produzione di acqua calda, quali ad esempio quelli di cogenerazione, le valutazioni di sicurezza debbano necessariamente essere estese anche a fattori normalmente ritenuti trascurabili, come pure che le comuni logiche di blocco possano non essere sufficienti a garantire elevati standard di sicurezza.

Come abbiamo visto, norme internazionali consolidate, utilizzate ad esempio in ambiente Oil & Gas, stabiliscono metodologie utili ad una standardizzazione di gran parte delle problematiche, che risultano così di facile risoluzione. Si è visto, in un caso pratico, come tali metodologie possono fornire una sicurezza equivalente, migliorando la probabilità di guasto e quindi la manutenibilità e i tempi di fermo-impianto.

In particolare, nella fase progettuale di un impianto di Teleriscaldamento - TLR da 80MW, sono state adottate ulteriori norme tecniche internazionali raggiungendo livelli di sicurezza di impianto talmente elevate da rendere indispensabile la richiesta all'Ente preposto, in fase di omologazione d'impianto, di apposita autorizzazione ad installare le valvole di sicurezza ad una distanza superiore rispetto agli attuali limiti consentiti dalla vigente normativa.

Infine, si è fatto un rapido cenno all'analisi e valutazione del rischio con la tecnica Hazop. Le norme armonizzate adottate, consentono di estrapolare dall'analisi dei rischi il livello di performance (PL) o di integrità della sicurezza (SIL) richiesto ai limitatori e ai dispositivi di protezione. Nell'ipotesi di avere un turbina a gas, è stata individuata una possibile soluzione tecnica per il caso di superamento della temperatura massima di esercizio, contemplata dalla Direttiva macchine e ammessa dalla Raccolta R ed. 2009 ma di difficile applicazione e certamente assai più affidabile di quella che prevedrebbe di agire semplicemente sulla valvola di intercettazione del combustibile a valle della turbina.

Alla luce di questi fatti emergono due possibili vie: o integrare le norme nazionali vigenti con nuove appendici normative tratte dalle succitate norme europee, oppure definire meglio le condizioni alle quali sarebbe opportuno derogare dall'attuale normativa vigente.

8. Bibliografia

- [1] ASME, *ASME B31.3-2012*.
- [2] CEN, *EN 13480-3*.
- [3] Welding Research Council, *WRC 537: Precision Equations and Enhanced Diagrams for Local Stresses in Spherical and Cylindrical Shells Due to External Loadings for Implementation of WRC Bulletin 107*.

- [4] American Petroleum Institute, API 520 Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries - Part II—Installation, API.
- [5] International Organization for Standardization, ISO 4126-9:2008.
- [6] CRANE CO., Crane Technical Paper 410: Flow of Fluids Through Valves, Pipes and Fittings, Crane Valves, 2009.
- [7] UNI EN 12100 Safety of machinery-General principles for design-Risk assessment and risk reduction.
- [8] UNI EN 13849-1/2 Sicurezza del macchinario- Parti dei sistemi di comando legati alla sicurezza.
- [9] CEI EN 62061 Sicurezza del macchinario-Sicurezza funzionale dei sistemi di comando e controllo elettrici, elettronici ed elettronici programmabili correlati alla sicurezza.
- [10] CEI EN 50156-1 Equipaggiamento elettrico per forni ed apparecchiature ausiliare Parte 1: Requisiti per la progettazione applicativa e per l'installazione.
- [11] CEI EN 61508-1/7 Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems.
- [12] UNI EN 1751: Dispositivi per la distribuzione dell'aria-prove aerodinamiche delle serrande e delle valvole.

Valutazioni statistiche sui lavoratori degli impianti a rischio di incidente rilevante

C. Simeoni*, P. Bragatto*, F. Cipolloni**, G. Morinelli**, A. Nebbioso*, G. Saputi*

*INAIL - DIT

**INAIL - Consulenza Statistico Attuariale

Sommario

La direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012 (Seveso III) interessa quasi un migliaio di stabilimenti nei quali è installata una rilevante percentuale delle attrezzature in pressione in esercizio in Italia. Il recepimento, dovuto entro la prima metà del 2015, è una occasione per evidenziare il particolare ruolo dei lavoratori all'interno degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante, giungendo alla determinazione di dati sui quali fondare valutazioni di tipo economico e sociale tipiche dell'INAIL.

Nell'ambito della normativa Europea, le direttive sui RIR sono storicamente rientrate nelle competenze ambientali, pur sovrapponendosi con le normative sociali riguardanti la salute e la sicurezza del lavoro. Nella realtà, gli incidenti rilevanti hanno avuto conseguenze soprattutto per i lavoratori presenti all'interno dello stabilimento interessato, sia in qualità di lavoratori dipendenti che di lavoratori delle ditte appaltatrici, inclusi i trasportatori. Il dato generale europeo trova corrispondenza anche negli incidenti avvenuti in Italia, dove i lavoratori hanno pagato un prezzo alto in termini di decessi ed invalidità permanenti o temporanee [1].

La maggior parte degli studi e delle pubblicazioni sulla materia Seveso è stata prodotta partendo dall'approccio ambientalista; il presente lavoro, invece, pone l'attenzione sui lavoratori, utilizzando il dato statistico relativo alla sovrapposizione tra Sicurezza del Lavoro e Rischio Industriale ottenuto attraverso l'analisi congiunta delle banche dati esistenti. Ciò permetterà di definire il percorso per una valutazione quantitativa della composizione dei lavoratori coinvolti dalla normativa Seveso e fornire alla discussione dati organizzati in modo tale da consentire valutazioni economiche, in relazione anche alle attività di certificazione e verifica delle attrezzature di lavoro, per le quali l'INAIL è titolare.

1. Introduzione

Non è facile comprendere la reale dimensione della Seveso in Italia, per il suo carattere "trasversale". L'applicazione della Direttiva Seveso, infatti, coinvolge in Italia oltre mille stabilimenti industriali ed è guidata soltanto dai quantitativi di sostanze classificate pericolose presenti all'interno dei singoli stabilimenti, non dipendendo, perciò, né dalle dimensioni aziendali né dalla tipologia industriale. Seguendo la classificazione ATECO delle attività produttive è tutt'altro che facile ricostruire un "settore Seveso". La sola attività ben individuata nella classificazione ATECO che sicuramente ricade sotto la Seveso è la raffinazione di petrolio e la miscelazione ed imbottigliamento del GPL (codici ATECO C19.20.1, C19.20.2).

Le sostanze pericolose indicate nella Direttiva Seveso sono presenti in numerosi processi industriali e, conseguentemente, molti settori della classificazione ATECO ricadono potenzialmente in essa. I Principali codici ATECO interessati sono il settore petrolifero (C19), il settore chimico (C20) ed in misura minore il settore metallurgico (C24), farmaceutico (C21). La Seveso è completamente agganciata alla classificazione di sostanze e miscele secondo i regolamenti REACH e CLP. Quindi potenzialmente qualsiasi stabilimento può ritrovarsi in Seveso, anche solo per la riclassificazione di una sostanza presente, come pure per un qualsiasi cambiamento nei processi di produzione che

richieda una sostanza diversamente classificata o quantitativi maggiori della medesima sostanza.

Inoltre va ricordato che la legislazione Seveso si applica agli stabilimenti, intesi come unità ben individuata da limiti fisici; mentre i codici ATECO si applicano alle Aziende, che sono realtà organizzative non necessariamente legate ad un'unica struttura fisica.

In sintesi si può dire che essendo i dati statistici disponibili (INAIL, ISTAT, ecc.) basati sulla classificazione ATECO è sempre stato difficile estrarne dei dati specifici per il "settore Seveso". D'altra parte parlare di un "settore Seveso", seppure trasversale rispetto alle classificazioni ATECO, ha perfettamente senso. Pur nella loro diversità gli stabilimenti Seveso condividono lo stesso sistema di gestione, gli stessi modelli di identificazione, analisi e valutazione quantitativa dei rischi. Le aziende si avvalgono tutte o quasi di un insieme molto ristretto di consulenti e ricevono le visite di ispettori pubblici, anche questi in un giro molto ristretto per la particolare professionalità richiesta.

2. Obiettivi

Lo scopo dell'attività è comprendere quale sia l'effettiva dimensione nascosta del settore, superando le difficoltà indotte dalla trasversalità rispetto alle codifiche ATECO normalmente utilizzate. In particolare le domande alle quali la ricerca vuole rispondere sono:

- quanto vale il settore "Seveso" in termini economici (fatturato, indotto, patrimonio impiantistico comprese attrezzature in pressione installate);
- quanto vale in termini sociali (numero di lavoratori occupati direttamente, di lavoratori occupati nelle ditte terze presenti negli stabilimenti);
- quanto è l'impatto sul territorio (numero di comuni Seveso, numero di persone che vivono nei comuni Seveso);
- quanti sono gli effetti negativi se presenti (infortuni ed incidenti rilevanti);
- quant'è l'attività fatta direttamente ed indirettamente per la Seveso.

L'obiettivo è piuttosto ambizioso e sono quindi previste alcune fasi successive attraverso le quali si intende passare. La prima fase, che coincide con lo scopo del presente lavoro, è dimostrare la fattibilità di un monitoraggio del settore Seveso attraverso l'approfondimento dello studio dei settori più tipici, quali quello petrolifero. Il settore è in particolare caratterizzato da un grande numero di impianti ed attrezzature in pressione, ed ha un indotto notevole come costruzione, installazione e manutenzione di attrezzature, molte delle quali progettate per esercizio in pressione, anche a temperature molto elevate. Questo induce una grande attività di controllo e verifica, alla quale partecipano, oltre ai gestori, un certo numero di soggetti e figure estremamente specializzate nella sicurezza delle attrezzature in pressione fra i quali l'INAIL, le ASL, e le ARPA, gli organismi notificati ai sensi PED ed i soggetti abilitati ai sensi del D.M. 11 aprile 2011. Nelle fasi successive, che non sono comprese nella presente trattazione, si concentrerà l'attenzione sugli altri settori, dove le attrezzature in pressione sono meno importanti.

3. Materiali e metodi

La soluzione adottata è stata quella di integrare le informazioni raccolte dalle attività istituzionali svolte in materia Seveso (visite ispettive, RdS e sopralluoghi post incidente) con contenuti di diverse banche dati. Nei paragrafi seguenti vengono descritte quelle utilizzate ai fini dell'elaborazione dei risultati del presente lavoro.

3.1 Banche dati INAIL

Nell'ambito del processo di valorizzazione del proprio patrimonio informativo, l'Inail mette a disposizione dei cittadini un set di dati pubblici, in formato aperto e senza restrizioni per il

riutilizzo: un patrimonio che può rappresentare un'interessante opportunità per la sua valenza storico-statistica, ma soprattutto sociale e scientifica.

La Pubblica Amministrazione produce in generale dati gestionali, relativi ai processi organizzativi e di servizio e dati di tipo statistico, descrittivi dei fenomeni che gestisce. L'Inail nella logica dell'open data (Direttiva 2003/98/CE del 17 novembre 2003 recepita dall'ordinamento italiano con il Decreto Legislativo 24 gennaio 2006 n. 36; Codice dell'Amministrazione Digitale - Decreto Legislativo 7 marzo 2005 n. 82) rende pubblici:

- dataset statistici con dati elementari, sono dati relativi al singolo caso di infortunio e di malattia professionale, corredati da metadati, vocabolario e thesaurus, "modello di lettura" (definito su una struttura di tabelle);
- dataset statistici con dati aggregati, propongono, su temi particolari, dati statistici aggregati ma manipolabili;
- dataset gestionali, riportano informazioni sulle sedi dell'Inail e sui Centri Operativi Regionali.

Oltre agli open data, l'Inail mette a disposizione dei cittadini una banca dati statistica che fornisce tavole di dati aggregati ottenuti elaborando le informazioni registrate negli archivi gestionali. Sono presenti cinque aree tematiche riguardanti aziende assicurate, lavoratori assicurati, infortuni, rendite, rischio.

Le informazioni possono essere distinte per settore di attività economica secondo la classificazione ATECO e per ripartizioni territoriali.[2,3]

3.2 Banca dati Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Sul sito del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare nella sezione "Rischio industriale" è disponibile "L'inventario nazionale degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante", predisposto dalla Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali - Divisione IV - Rischio rilevante e autorizzazione integrata ambientale e redatto in collaborazione con il Servizio Rischio Industriale di ISPRA.

Nella suddetta sezione si trovano informazioni molto dettagliate sulla Direttiva Seveso e sulla documentazione relativa agli stabilimenti a rischio di incidente rilevante. "L'inventario nazionale degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante" viene aggiornato semestralmente ed è diviso per regioni. Per ogni regione si trova l'elenco degli stabilimenti RIR in essa presenti e per ciascuno di essi le informazioni relative a Provincia, Comune, Località, Codice ministero, Ragione sociale, Attività. Oltre alle schede regionali è presente anche una scheda nazionale che fornisce una sintesi numerica degli stabilimenti RIR presenti sul territorio italiano.[4,5]

3.3 Banca dati ISTAT

Le banche dati e i sistemi statistici a carattere tematico dell'ISTAT forniscono una visione globale e accurata del fenomeno indagato. L'accesso è libero e gratuito ed ogni banca dati è corredata di metainformazioni (metodologie, classificazioni, definizioni) relative all'argomento trattato. Le informazioni sugli stabilimenti a rischio di incidente rilevante sono contenute nella sezione "Censimento industria e servizi 2011" che raccoglie il patrimonio informativo relativo alle principali caratteristiche delle imprese, delle istituzioni non profit e delle istituzioni pubbliche, disaggregato a livello territoriale. Si trovano informazioni relative anche a dati d'insieme che consentono il confronto tra i risultati del 9° Censimento del 2011 e quelli dell'8° Censimento del 2001. Sono diffusi i dati di imprese, istituzioni non profit e istituzioni pubbliche relativi alle loro principali caratteristiche strutturali: forma giuridica, attività economica (ATECO 2007), risorse umane impiegate e localizzazione territoriale. [6]

3.4 Banca dati SIDPI

Sidpi è l'acronimo di Sistema Informativo Dipartimenti Periferici INAIL ed è una banca dati proprietaria che gestisce tutte le basi dati territoriali sia dal punto di vista tecnico che da quello legato allo storico delle verifiche sugli apparecchi/impianti effettuate da parte dell'Istituto. Raccoglie, inoltre, i dati relativi alle attrezzature di lavoro classificate nei macro settori "Pressione, Riscaldamento, Sollevamento e Terre", nonché la loro dislocazione sul territorio. I macro settori sopracitati si esplicano come segue:

- Pressione: raccoglie tutte le attrezzature/impianti a pressione rientranti nel D.M. 329/2004 e nel R.D. 12/5/1927, n. 824 e s.m.i., nonché quelle rientranti nell'Allegato VII del D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.
- Riscaldamento: raccoglie tutti gli impianti di riscaldamento rientranti nel DM 01/12/1975, nonché quelli rientranti nell'Allegato VII del D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.
- Sollevamento: raccoglie tutti gli apparecchi di sollevamento immessi sul mercato e messi in servizio prima del 21/9/1996 non marcati CE, nonché quelli rientranti nell'Allegato VII del D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.
- Terre: raccoglie tutti gli impianti di messa a terra e protezione dalle scariche atmosferiche rientranti nel DPR 462/2001

I dati raccolti nel sistema dal punto di vista tecnico, della mappatura delle attrezzature e relativi agli interventi subiti quali, ad esempio, quelli di riparazione successivi alla loro messa in servizio, diventano di fondamentale importanza per gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante ove la sicurezza ed affidabilità legata alle attrezzature in pressione, così come agli altri componenti d'impianto, hanno un ruolo molto importante al fine della valutazione della probabilità d'accadimento di eventi incidentali, sulla quale si basano le successive decisioni delle autorità competenti in materia di autorizzazioni di nuovi impianti e di compatibilità con l'uso del suolo [7,8]. Per effettuare valutazioni di questo genere, con bassi margini di errore, le fonti potenzialmente più "ricche" di dati sono quelle degli Enti di controllo. Infatti, dai dati sulle verifiche di primo impianto (o prima verifica), sulle verifiche periodiche, sulle riqualificazioni dopo riparazioni e modifiche, nonché le comunicazioni su demolizioni o declassamento si potrebbero ricavare informazioni utili a tal fine. Il SIDPI nel panorama nazionale rappresenta un valore aggiunto in quanto, ad oggi, è l'unico sistema che raccoglie tutte le informazioni relative a tali attrezzature consentendone sia una mappatura sul territorio che una tracciatura sullo storico di quanto operato dall'Istituto.

4. Risultati

A titolo descrittivo si riporta nella tabella 1 l'analisi dei dati effettuata per la regione Sicilia. Si è confrontato il fenomeno infortunistico per i settori petrolchimico, metallurgico e costruzioni che presentano realtà diverse rispetto all'aspetto sicurezza. Il settore petrolifero, definito in ATECO con "Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio (C19)", dove tutte le industrie presenti sono soggette a normativa Seveso, ha il rateo di infortunio più basso. Ciò conferma il fatto che il rischio infortunio è minore nonostante le attività siano classificate ad alto rischio.

Codice Ateco	2011				2012			
	Denunce di infortunio in occasione di lavoro	Denunce mortali di infortuni in occasione di lavoro	n. addetti	Rateo infortuni % (denunce/addetti)	Denunce di infortunio in occasione di lavoro	Denunce mortali di infortuni in occasione di lavoro	n. addetti	Rateo infortuni % (denunce/addetti)
C19 - Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio	31	0	6.033	0,5%	19	0	5.704	0,3%
C24 - Metallurgia	70	0	1.099	6,4%	49	0	978	5,0%
F - Costruzioni	1.448	5	39.828	3,6%	1.125	11	33.900	3,3%

Tabella 1. Denunce di infortunio e addetti della gestione industria e servizi – settore tariffario industria - Dati estratti dalla banca dati INAIL- Regione Sicilia

Nota: I casi mortali presenti nel report si riferiscono ai decessi denunciati all'Istituto e avvenuti entro 180 giorni dalla data in cui si è verificato l'infortunio, con esclusione di quelli per i quali nello stesso periodo è stata accertata la causa non professionale o non tutelata

Le industrie non appartenenti al settore C19, hanno presentato altre problematiche per la determinazione delle informazioni. Ad esempio non tutte le industrie del settore "Fabbricazione di prodotti chimici (C20)" ricadono in Seveso. Infatti l'applicazione della Direttiva Seveso è basata sulla detenzione di determinati quantitativi di sostanze pericolose, ed è indipendente dalla classificazione in senso stretto dell'industria. Non è quindi possibile estrapolare le informazioni attraverso la procedura utilizzata per il settore petrolifero. Per cui è stata sperimentata una metodologia che permette di estrapolare i dati relativi alle sole attività di nostro interesse. Dall'Inventario Nazionale degli Stabilimenti a Rischio di incidente Rilevante del Ministero dell' Ambiente sono state desunte le informazioni sulla ragione sociale dell'azienda, il tipo di attività svolta e la localizzazione geografica. In totale gli stabilimenti soggetti a Seveso sono 1137, di cui 551 articolo 6 e 586 articolo 8. Questa informazione è stata poi utilizzata per estrarre i dati di interesse dalla banca dati INAIL attraverso l'integrazione di informazioni interne. Visto l'elevato numero di stabilimenti Seveso, per definire le fonti appropriate e la procedura di raccolta dati, sono state selezionate 14 aziende prendendo in considerazione stabilimenti del settore petrolifero e petrolchimico poiché presentano più tipologie di scenari di rischio ed hanno un elevato numero di addetti. Inoltre, per tali stabilimenti si disponeva anche di informazioni derivate da conoscenza diretta per le attività di verifica ed ispezione, che hanno permesso di filtrare e controllare l'esattezza dei dati reperiti. I dati, riportati nelle tabelle seguenti, rispondono ai criteri previsti dall'open data INAIL aggiornati al 30 aprile 2014 con riferimento alle sole 14 aziende selezionate.

Settore di attività economica	Anno di accadimento				
	2009	2010	2011	2012	2013
C 19 Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio	8	6	10	7	7
C 20 Fabbricazione di prodotti chimici	43	33	17	13	23
<i>C Totale industrie manifatturiere</i>	<i>51</i>	<i>39</i>	<i>27</i>	<i>20</i>	<i>30</i>
D Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	2	0	0	1	0
Altro	28	19	14	35	17
Totale	81	58	41	56	47

Tabella 2. Denunce d'infortunio in occasione di lavoro per settore di attività economica e anno di accadimento. Gestione Industria e servizi - Dati INAIL

Modalità di accadimento	Anno di accadimento				
	2009	2010	2011	2012	2013
In occasione di lavoro	81	58	41	56	47
senza mezzo di trasporto	68	50	36	49	41
con mezzo di trasporto	13	8	5	7	6

Tabella 3. Denunce d'infortunio in occasione di lavoro per modalità di accadimento e anno evento - Dati INAIL

Anno di accadimento	In assenza di menomazioni	Grado di menomazione						Esito mortale	Totale	
		1-5	6-15	16-25	26-50	51-85	86-100			
2013	22	6	4	0	0	0	0	10	1	33
2012	36	5	0	1	0	0	0	6	0	42
2011	15	5	2	1	0	0	0	8	0	23
2010	30	8	2	0	0	0	0	10	0	40
2009	39	14	6	0	0	0	0	20	0	59

Tabella 4. Infortuni occorsi in occasione di lavoro accertati positivi per anno di accadimento, modalità di accadimento e classe di menomazione - Dati INAIL

Gli stabilimenti SEVESO sono distribuiti sul territorio nazionale in modo non omogeneo coinvolgendo numerosi comuni. Per la valutazione dell'impatto di queste attività sul territorio, dal sito del Ministero dell'Ambiente è stata estratta l'informazione sul numero di comuni in cui è presente uno stabilimento SEVESO e dal sito ISTAT il numero di abitanti per comune. [9]

In Italia ci sono in totale 379 comuni SEVESO, con una popolazione coinvolta di circa 12.125.498 abitanti, con esclusione delle città di Roma e Milano, in quanto gli impianti sono collocati in zone periferiche e non coinvolgono tutto il comune. La maggior parte è localizzata nel nord Italia in modo prevalente in Lombardia e Veneto.

5. Conclusioni

Partendo dagli open data senza integrazione di altre informazioni si hanno delle indicazioni importanti solo per il settore petrolchimico. Per gli altri settori, a causa della frammentarietà delle informazioni, è necessario inseguire gli stabilimenti attraverso specifiche coordinate confrontabili con le PAT (Posizioni Assicurate Territoriali) gestite dall'INAIL. Con questo percorso è possibile, successivamente, ricavare valutazioni precise per tutti i settori interessati in termini di incidenza e gravità degli infortuni e anche di valore delle attività di controllo svolte. Sarà anche possibile, attraverso lo stesso procedimento, accedere alle informazioni relative alle attrezzature esistenti ed alle altre caratteristiche tecniche contenute nella banca dati interna SIDPI.

Bibliografia

- [1] Hough, P. (2012). Worker safety and human security: the case for global governance. *E-Journal of International and Comparative Labour Studies*, 1(3-4).
- [2] <http://dati.inail.it/opendata/default/Qualidati/index.html>
- [3] <http://bancadaticsa.inail.it/bancadaticsa/login.asp>
- [4] http://www.isprambiente.gov.it/files/pubblicazioni/rapporti/rapporto_181_2013.pdf
- [5] <http://www.minambiente.it/pagina/inventario-nazionale-degli-stabilimenti-rischio-di-incidente-rilevante-0>
- [6] <http://dati-censimentoindustriaeservizi.istat.it/>

- [7] Bragatto, P.; Delle Site, C. ; Faragnoli, A. (2012) Importanza dei dati affidabilistici per le analisi di rischio: progetto Fail in Atti Conferenza SAFAP 14-15 giugno
- [8] Pittiglio,P.; Bragatto,P.; Delle Site C. Updated failure rates and risk management in process industries Energy Procedia 45 (2014) 1364 – 137
- [9] <http://demo.istat.it/index.html>

L'esame progetto e la verifica degli impianti termici. Un ausilio informatico

O. Di Donato*, G. Battista*, C. De Toro*, M. del Gaudio*

*INAIL – UOT CVR Avellino

Sommario

Prima della realizzazione di un impianto termico con potenzialità superiore ai 35 KW, il tecnico incaricato dall'utilizzatore deve presentare al Settore Ricerca, Certificazione e Verifica dell'INAIL copia del progetto ed ottenerne l'approvazione.

Successivamente l'impianto potrà essere realizzato e prima della messa in funzione dovrà essere richiesto il collaudo nella sede di installazione dell'impianto da parte di un tecnico della U.O.T. INAIL competente per territorio.

Accertato che l'impianto sia stato realizzato a regola d'arte e verificata la corrispondenza dello stesso al progetto approvato, verrà rilasciato un verbale di collaudo positivo e l'impianto potrà essere messo in esercizio.

Il presente lavoro illustra il funzionamento di un foglio di calcolo Excel realizzato per permettere, al tecnico incaricato dall'Utente, di verificare la rispondenza degli elementi fondamentali del progetto a quanto richiesto dalla normativa e di predisporre la modulistica da presentare alla U.O.T. INAIL competente per territorio per consentire l'avvio dell'iter amministrativo e tecnico che dovrà portare al collaudo dell'impianto.

1. Introduzione

Il Titolo II del Decreto Ministeriale 1.12.1975, "**Generatori di calore per impianti di riscaldamento ad acqua calda sotto pressione con temperatura non superiore a quella di ebollizione a pressione atmosferica**", prevede la denuncia degli impianti termici con potenzialità superiore a 35 kW (30.000 kcal/h), presso l'Unità Operativa Territoriale del Settore Ricerca, Certificazione e Verifica dell'INAIL competente per territorio, nei casi previsti dallo stesso Titolo.

L'art 26 del citato Decreto prevede l'emanazione da parte dell'Organo Tecnico competente (ora INAIL) delle specifiche tecniche denominate "Raccolta R". Tali specifiche sono state periodicamente aggiornate e la versione attualmente in vigore è quella dell'anno 2009, entrata in vigore il 01.03.2011.

Si tratta in sostanza delle indicazioni tecniche specifiche di carattere progettuale e di verifica relative agli impianti in questione.

In particolare, il punto 2 del Cap. R.1.A della Raccolta R 2009 definisce l'impianto termico come "*... uno o più circuiti idraulici ad acqua calda sotto pressione, con vaso di espansione aperto o chiuso, servito da generatore singolo o disposto in batteria, da generatore modulare, da scambiatore di calore, e funzionante con combustibili solidi, liquidi o gassosi o con sorgenti termiche con rischio di surriscaldamento ...*".

Il punto 3 individua altresì, come generatori soggetti alle prescrizioni del D.M. 1.12.1975, le caldaie, a fuoco diretto o non, alimentate da combustibile solido, liquido e gassoso, e gli scambiatori di calore il cui primario è alimentato da fluido avente temperatura superiore a 110 °C.

2. L'impianto termico

È un impianto tecnologico destinato alla climatizzazione degli ambienti e alla produzione di acqua calda per usi igienici e sanitari; è anche utilizzato, per specifiche attività in campo industriale, a servizio del ciclo produttivo dell'azienda.

Un **impianto termico** è costituito essenzialmente dai seguenti elementi:

- Alimentazione del combustibile
- Uno o più generatori di calore
- Sistema di espansione
- Dispositivi di sicurezza, controllo e misurazione
- Circuiti di utilizzazione, smistamento, canalizzazione e irradiazione del calore.

In funzione del numero di generatori e del sistema di installazione, è possibile considerare il caso di:

- un generatore singolo
- più generatori disposti in batteria
- più generatori modulari.

Il primo caso (Fig. 1) è il classico schema-tipo di un impianto termico a vaso chiuso; nella figura sono evidenziati il generatore (G), il blocco alimentazione con la valvola di intercettazione del combustibile e il bruciatore (A), il blocco dei dispositivi di sicurezza, protezione e controllo (B), il vaso di espansione (C) e i circuiti di distribuzione del fluido termovettore (D).

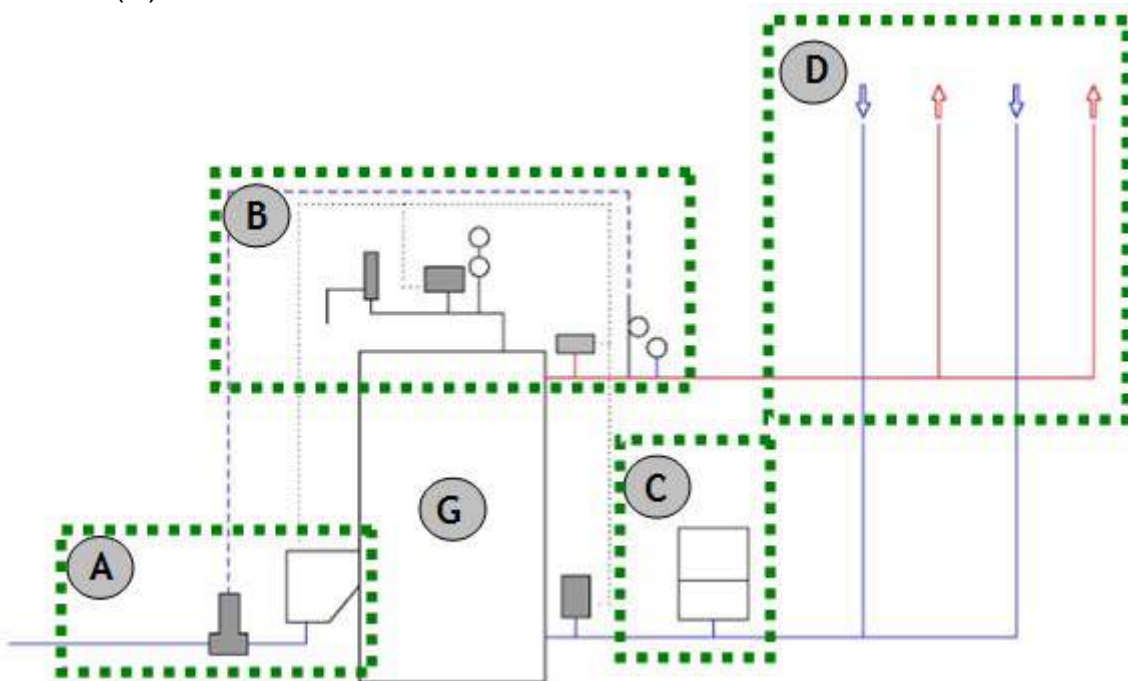


Fig. 1 - Schema impianto termico con generatore singolo e vaso chiuso

Nel secondo caso (Fig. 2) lo schema prevede la installazione di più generatori, ciascuno con la propria dotazione di dispositivi di sicurezza e di espansione, alimentati generalmente da un'unica sorgente; nella figura sono evidenziati i generatori (G), il blocco alimentazione con la valvola di intercettazione del combustibile (A), il blocco dei dispositivi di sicurezza, protezione e controllo (B) e i vasi di espansione (C).

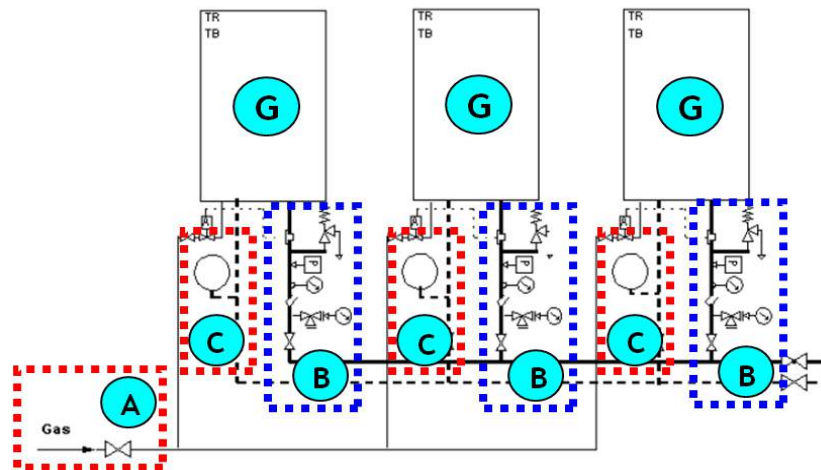


Fig. 2 - Schema tipo impianto termico con generatori in batteria e vasi chiusi

Nel terzo caso (Fig. 3) lo schema prevede la installazione di più generatori collegati tra loro ma con un'unica dotazione di dispositivi di sicurezza, protezione e controllo, tutti disposti a valle dell'ultimo modulo (e comunque entro 1 metro da questo), un sistema di espansione comune a tutti i generatori, e un'unica sorgente di alimentazione; tale soluzione deve essere certificata dal Costruttore e autorizzata dal D.C.C. del Settore Ricerca, Certificazione e Verifica dell'INAIL. Nella figura sono evidenziati il blocco dei moduli termici (A), il blocco dei dispositivi di sicurezza, protezione e controllo (B) e il sistema di espansione (C).

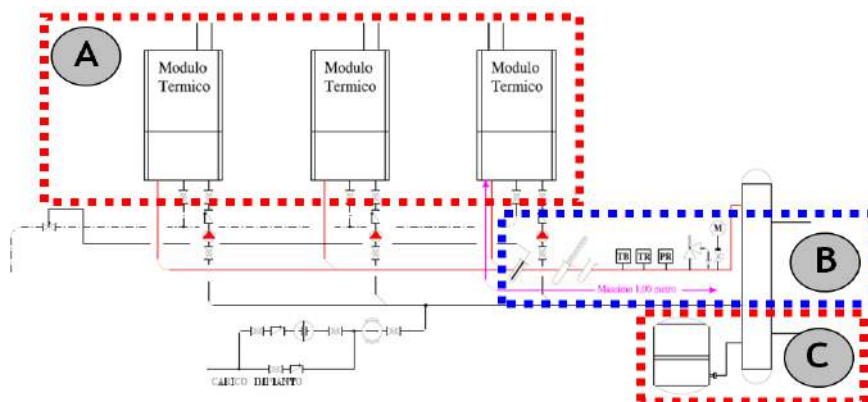


Fig. 3 - Schema tipo impianto termico con generatori modulari e vaso chiuso

La Fig. 4 riporta invece lo schema tipo di un impianto a vaso aperto, con l'indicazione del generatore (G), del vaso (V) e del sistema di tubazioni previste dalla norma.

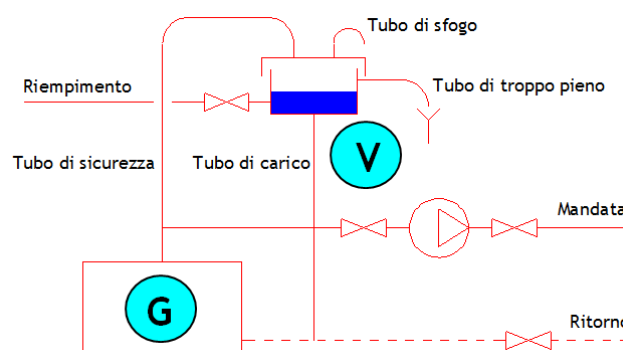


Fig. 4 - Schema tipo impianto termico a vaso aperto

3. L'iter amministrativo-tecnico

L'Utente che intende installare un nuovo impianto termico, che per caratteristiche rientra tra quelli soggetti alla denuncia (art. 18 del D.M. 1.12.1975 - potenzialità superiore a 35 kW), ha l'obbligo di presentare all'U.O.T. INAIL del Settore Ricerca, Certificazione e Verifica competente per territorio la documentazione prevista dalla normativa vigente per consentire l'approvazione del progetto e la successiva verifica dell'impianto a lavori ultimati. Nell'immagine che segue (Fig. 5) è indicato il diagramma di flusso che consente di giungere all'ottenimento del verbale di verifica dell'impianto.

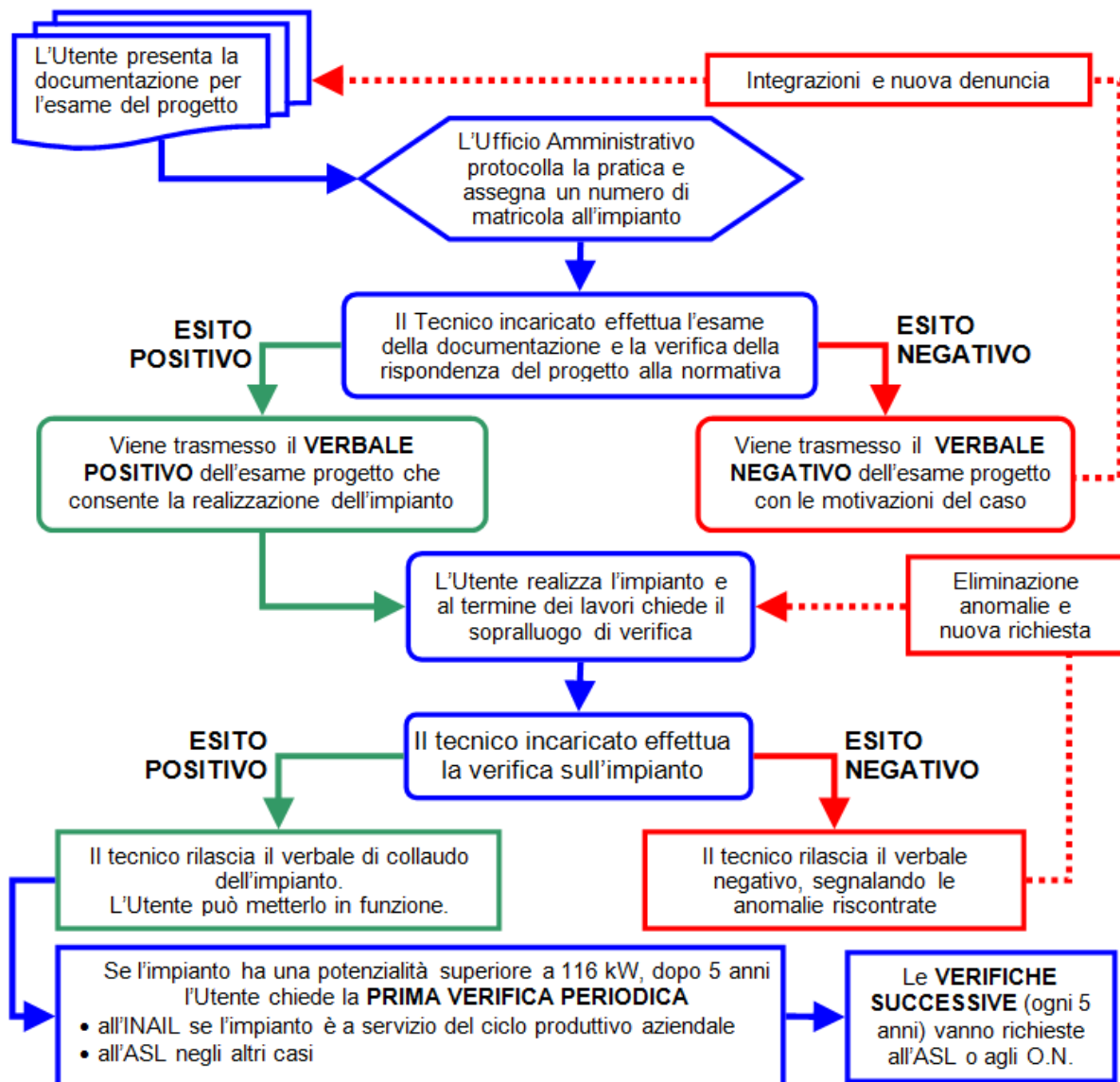


Fig. 5 – L'iter amministrativo/tecnico di un impianto termico

4. L'ausilio informatico

Il foglio di calcolo presentato in questo lavoro intende essere un ausilio per il tecnico incaricato della progettazione dell'impianto e della predisposizione della modulistica necessaria.

Comprende una serie di fogli di lavoro (Fig. 6) che, compilati con i dati richiesti, forniscono indicazioni sia di carattere tecnico che di tipo normativo sulla correttezza delle soluzioni adottate.



UNITA' OPERATIVA TERRITORIALE DI AVELLINO

LA GESTIONE DEGLI IMPIANTI TERMICI

UN AUSILIO INFORMATICO



Fig. 6 – La schermata di apertura con i fogli di lavoro presenti

La presente versione del programma consente di lavorare per impianti fino a un massimo di 5 generatori, con vasi aperti o chiusi del tipo a diaframma (tipologia utilizzata nella maggior parte degli impianti). In funzione dello schema idraulico scelto è possibile effettuare le verifiche considerando un circuito unico (nel caso ad esempio di un solo generatore o anche di più generatori ma indicando, in tal caso, la somma delle potenzialità, la somma dei contenuti d'acqua, la somma delle capacità dei vasi, ecc.) oppure valutare separatamente i singoli circuiti dell'impianto (ad esempio ciascuno con il proprio generatore e il proprio sistema di espansione); verranno quindi, di volta in volta, utilizzate solo una o più colonne nelle varie tabelle di inserimento dati. Nelle pagine successive sono riportate, per i singoli fogli di lavoro, le immagini delle varie tabelle con i valori di progetto e gli esiti di verifica riferiti, come esempio, al caso di un impianto con 2 generatori in batteria a combustibile solido non polverizzato, a vaso chiuso, con riscaldatori per la produzione di acqua calda.

4.1 Il Foglio dei "DATI GENERALI"

Nel foglio dei DATI GENERALI (Fig. 7) vanno inseriti tutti i dati relativi all'Utente (area A), alla ubicazione dell'impianto (area B), quelli relativi all'Installatore se già disponibili (area C) e alla persona che presenta la denuncia (area D). Vanno inoltre indicate, scegliendo tra le opzioni offerte (ove presenti), le principali caratteristiche dell'impianto (area E); in quest'area, in caso di impianto modificato, quindi già esistente al momento della denuncia, vanno **obbligatoriamente** indicati l'anno di installazione e la vecchia matricola.

DATI GENERALI

RAGIONE SOCIALE UTENTE	
INDIRIZZO AMMINISTRATIVO	
CAP	A
COMUNE	
PROVINCIA	
INDIRIZZO INSTALLAZIONE IMPIANTO	
CAP	B
COMUNE	
PROVINCIA	
RAGIONE SOCIALE INSTALLATORE	
INDIRIZZO	
CAP	C
COMUNE	
PROVINCIA	
NOME DENUNCIANTE	
COGNOME DENUNCIANTE	
DITTA	
INDIRIZZO	
COMUNE	D
PROVINCIA	
TELEFONO	
FAX	
IN QUALITA' DI	
DESTINAZIONE LOCALI RISCALDATI	
DESTINAZIONE IMPIANTO	
TIPOLOGIA INTERVENTO	E
ANNO INSTALLAZIONE IMPIANTO	
VECCHIA MATRICOLA	

anno matricola sigla

dati non
obbligatori per la
richiesta di esame
progetto

Fig. 7 – Sezione inserimento dati generali

4.2 Il Foglio dei “DATI TECNICI”

Nel foglio dei DATI TECNICI (Fig. 8) vanno inseriti, scegliendo tra le opzioni offerte (ove presenti), tutti i dati di progetto, dalle caratteristiche dell'impianto (punto 1), a quelle del generatore (punto 2), fino ai dati di dimensionamento dei dispositivi di sicurezza e del sistema di espansione (punto 3); la parte finale del foglio prevede infine l'inserimento delle informazioni sulla presenza di altri dispositivi di sicurezza e protezione previsti dalla norma, utili alla completa compilazione della modulistica. Durante l'inserimento dei dati vengono evidenziate eventuali note di commento o avvertenze.

Si riportano di seguito le schermate relative all'esempio, con alcune note (in rosso) che appaiono in funzione delle opzioni di progetto scelte.

1 - CARATTERISTICHE IMPIANTO

FONTE ENERGETICA:	COMBUSTIBILE SOLIDO NON POLVERIZZATO	
SISTEMA DI ESPANSIONE:	A VASO CHIUSO	<input type="checkbox"/>
TIPOLOGIA INSTALLAZIONE GENERATORI:	GENERATORI IN BATTERIA	
NUMERO GENERATORI DA INSTALLARE:	2	(inserire fino a un massimo di 5 generatori)
TEMP. MAX INTERV. DISPOSIT. SICUR. (°C):	90	(è il valore utilizzato per il calcolo del coeff. espans. acqua)
VALORE PRESS. ATMOSF. ADOTTATO (BAR):	1,00	(1,00 bar è il valore convenzionale fino a 2000 metri s.l.m.)

Il vaso chiuso è ammesso solo per generatore a CARICAMENTO AUTOMATICO e CIRCOLAZIONE FORZATA oppure a CARICAMENTO MANUALE e POTENZIALITA' NON SUPERIORE A 100 kW

2 - CARATTERISTICHE GENERATORE/I

(Costruttore e numero di fabbrica sono obbligatori all'atto della richiesta di verifica)

CODICE TIPO	F	F			
CODICE COMBUSTIBILE	9	9			
PRESSIONE DI TARGA (bar)	5,00	4,00			
POTENZIALITA' FOCOLARE (kW)	600	200			
POTENZIALITA' NOMINALE (kW)	560	165			
PRESSIONE PROVA IDRAULICA (bar)	7,50	6,00			

(O)

(O) E' il valore minimo di prova che deve risultare dal certificato di prova idraulica rilasciato dal Costruttore o dalla dichiarazione del Progettista

3 - DATI DI CALCOLO IMPIANTO (dati per vaso chiuso dati per vaso aperto dati indipendenti dal tipo)

DENOMINAZIONE CIRCUITO	GENER 1	GENER 2			
NUMERO CIRCUITI SERVITI	1	1			
CONTENUTO D'ACQUA PER CIRCUITO (litri)	1000	800			
NUMERO VASI PER CIRCUITO	1	1			
CAPACITA' TOT. VASI PER CIRCUITO (litri)	50,00	80			
CAPACITA' UTILE VASI PER CIRCUITO (litri)					
TIPO REINTEGRO	TOTALE				
SISTEMA DI REINTEGRO	POMPA REINTEGRO				
DISLIVELLO GENERAT./SOMMITA' IMPIANTO (m)	24,00	24,00			
DISLIVELLO VALVOLA DI SICUREZZA/VASO (m)	1,00	1,00			
PRESS. INIZIALE (PRECARICA) P _i RELATIVA (bar)	1,50	1,50			
PRESSIONE DI TARGA (RELATIVA) DEL GENER. (bar)	5,00	10,00			
DIAMETRO INTERNO TUBO DI COLLEGAMENTO (mm)	21,70	20,00			
NUMERO VALVOLE DI SICUREZZA	1	1			
TIPO VALVOLE DI SICUREZZA	3	3			
SOVRAPRESSIONE V.S. GENERATORE (%)	10	10			
SOVRAPRESSIONE V.S. RISCALDATORE (%)	10	10			
PREVISTA VALV. TRE VIE INTERCETT. GENER.	NO	NO			
DIAMETRO VALVOLA (mm)					
DIAMETRO TUBO DI SFOGO VALVOLA (mm)					
DIAMETRO INTERNO TUBO DI SICUREZZA (mm)					
DIAMETRO INTERNO TUBO DI CARICO (mm)					
DIAMETRO TUBO DI SFOGO (mm)					
DIAMETRO TUBO DI TROPPO PIENO (mm)					

Fig. 8 – Sezione inserimento dati tecnici.

4.3 Il foglio "ELAB DATI"

In questo foglio (Fig. 9) non vanno inseriti dati; è solo un foglio contenente dei calcoli effettuati in automatico dal programma. In esso appaiono, come si vede nell'immagine successiva, il valore della temperatura massima di intervento dei dispositivi di sicurezza con il relativo calcolo del coefficiente di dilatazione dell'acqua, i valori dei contenuti d'acqua dei circuiti considerati in progetto, dei relativi volumi di espansione e delle pressioni in gioco per il calcolo dei volumi dei vasi. Sono inoltre riportati i calcoli relativi ai valori massimi ammissibili delle sovrappressioni delle valvole di sicurezza e dei riscaldatori eventualmente presenti, utili al corretto dimensionamento delle valvole stesse.

Per l'esempio di impianto considerato appare una situazione del genere:

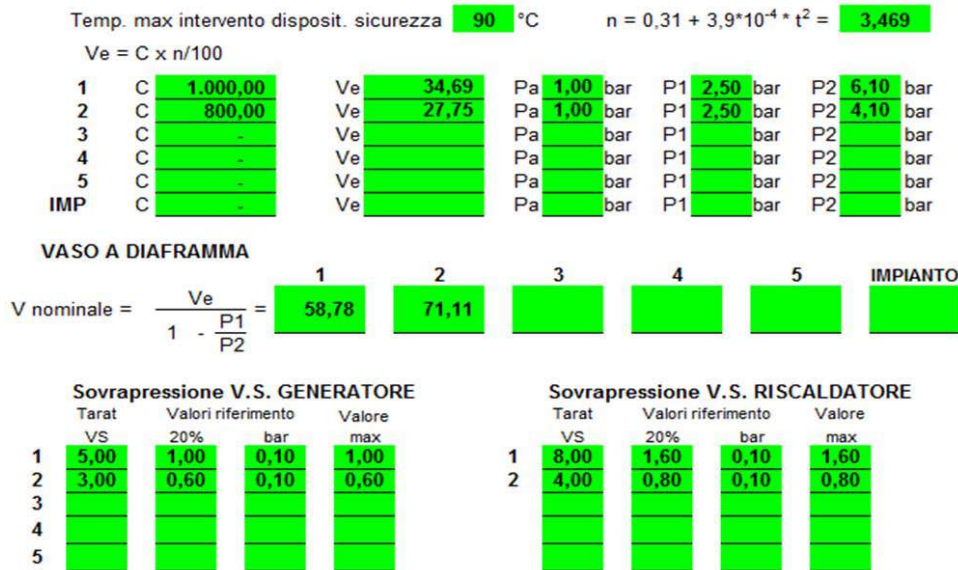


Fig. 9 – La schermata del foglio di elaborazione dati

4.4 Il foglio “VASO CHIUSO”

In questo foglio, di cui è riportato nell’immagine seguente uno stralcio relativo alla parte della verifica delle valvole di sicurezza e dei vasi di espansione (Fig.10), vanno inseriti i dati richiesti nelle celle a sfondo giallo, mentre quelli delle celle a sfondo bianco vengono in automatico da altri fogli o derivano da calcoli e quelli delle celle a sfondo verde forniscono l’esito positivo o negativo della scelta progettuale (con le relative osservazioni e riferimenti normativi).

VERIFICA VALVOLE DI SICUREZZA			
Numero di valvole previste		1	1
Diametro interno orifizio		12	15
Diametro sufficiente ?		NO	SI
Pressione relativa di taratura		5,00	3,00
Sovrappressione massima ammessa		1,00	0,60
Sovrappressione effettiva		1,10	0,30
Pressione di targa del Generatore sufficiente ?		NO	SI
Portata scarico vapore		850,00	355,00
Portata minima di scarico		965,52	284,48
Portata sufficiente ?		NO	SI
VERIFICA VASI DI ESPANSIONE			
Denominazione circuito		GENER 1	GENER 2
Contenuto acqua circuito	(litri)	1000,00	800,00
Pressione idrostatica sul vaso	(m)	24,00	24,00
Pressione iniziale RELATIVA (precarica)	P ₁ (bar)	1,00	1,50
La Pressione iniziale ASSOLUTA è sufficiente ?		NO	SI
Dislivello VASO/VALV. SICUREZZA	(m)	1,00	1,00
Pressione finale ASSOLUTA	P ₂ (bar)	6,10	4,10
Volume MINIMO vaso espansione	(litri)	58,78	71,11
VOLUME VASO DA INSTALLARE	(litri)	50,00	80,00
Verifica positiva ?		NO	SI
Pressione di targa V.E. da installare	(bar)	5,00	10,00
La pressione di targa è sufficiente ?		NO	SI
Ø tubo collegamento VASO/GENERATORE	(mm)	21,00	20,00
Il diametro è sufficiente ?		SI	SI

OSSERVAZIONI	
P. gener. > 580 kW - 2 V.S.	
Dato progettuale	
Valore inferiore a 15 mm	
Dato progettuale	
Limite max sovrappressione	
Val. oltre il limite ammesso	
Valore inferiore a P+dP	
Dato progettuale	
Valore da normativa	
Portata insufficiente	
OSSERVAZIONI	
Identificazione circuito/i	
Dato progettuale	
Dato progettuale	
Dato progettuale	
Pressione insufficiente	
Valore +/-	
Valore da normativa	
Valore da normativa	
Dato progettuale	
Volume insufficiente	
Dato progettuale	
Valore insufficiente	
Dato progettuale	

Fig. 10 – Sezione inserimento dati per verifica valvole di sicurezza e vasi espansione

4.5 Il foglio “VASO APERTO”

Per questo tipo di scelta progettuale, anche in questo foglio (nell'immagine che segue (Fig. 11) è riportato uno stralcio relativo all'area dedicata alla verifica del sistema di tubazioni) vanno inseriti i dati richiesti nelle celle a sfondo giallo, mentre in automatico sono inseriti i dati presi da altri fogli (celle sfondo bianco) e gli esiti delle scelte fatte (sfondo verde).

VERIFICA SISTEMA TUBAZIONI				OSSERVAZIONI
Dislivello VASO / GENERATORE	(m)	0,00	0,00	
Pressione di targa del generatore sufficiente ?				
Ø interno tubo di sicurezza	(mm)	0,00	0,00	
Il diametro è sufficiente ?				
Ø interno tubo di carico	(mm)	0,00	0,00	
Il diametro è sufficiente ?				
Ø interno tubo di sfogo	(mm)	0,00	0,00	
Il diametro è sufficiente ?				

Fig. 11 – Sezione inserimento dati e verifica tubazioni.

4.6 I fogli della MODULISTICA

Completato l'inserimento di tutti i dati e verificata la correttezza di tutte le scelte progettuali (dimensionamento vasi, dimensionamento valvole, ecc.), i restanti fogli di lavoro offrono in automatico, a meno di pochissimi dati da inserire manualmente, tutta la modulistica da presentare agli uffici INAIL competenti per l'avvio dell'iter omologativo dell'impianto.

I primi due fogli, “DENUNCIA” e “RD”, vengono completamente predisposti in automatico.

Il foglio “RR” richiede l'inserimento manuale dei dati relativi al Costruttore del/i generatore/i e dei corrispondenti numeri di fabbrica; i restanti dati vengono inseriti in automatico.

Il foglio “RR-GEN1” prevede unicamente l'inserimento manuale della scelta relativa al fatto di considerare i generatori presenti o singolarmente (indicando quindi “1”) o insieme (quindi una delle altre opzioni) (Fig. 12); le opzioni possibili appaiono in un menù a tendina nella cella a sfondo giallo, come evidenziato nello stralcio dell'immagine seguente.

The screenshot shows a spreadsheet interface with a dropdown menu open. The menu is titled "Mod. RR/Generatori" and contains the following options: "1", "1+2", "1+2+3", "1+2+3+4", and "1+2+3+4+5". The option "1" is currently selected and highlighted in yellow. The spreadsheet cells around the menu contain technical data related to a boiler system, including fields for "DATI TECNICI DELL'IMPIANTO", "Contenuto d'acqua del circuito: 1000,00 litri", and "VASO DI ESPANSIONE APERTO" and "VASO DI ESPANSIONE CHIUSO" with their respective capacities.

Fig. 12 – Scelta del numero di generatori presenti.

I fogli “RR-GEN2” ... “RR-GEN5” vanno considerati, e quindi stampati, solo nel caso in cui si è scelto, nel foglio precedente, di tenere separati i singoli generatori, quindi solo se nella casella a sfondo giallo è stata scelta l'opzione “1”; non richiedono alcun inserimento di dati.

Il foglio “RR-CIRC” riporta, completamente in automatico, il riassunto dei dati dei singoli circuiti considerati.

Il foglio “RICH VERIF” fornisce il modulo per la richiesta del sopralluogo da trasmettere all'Ufficio INAIL successivamente al ricevimento dell'approvazione del progetto presentato e alla ultimazione dei lavori di installazione dell'impianto; tale richiesta consente al tecnico

incaricato di effettuare il sopralluogo sull'impianto per il collaudo definitivo e la successiva messa in funzione dello stesso.

I dati da inserire manualmente (celle a sfondo azzurro) riguardano la matricola INAIL assegnata all'impianto e i vasi di espansione installati e soggetti alle disposizioni del D.M. 329/2004 (quelli con capacità superiore a 50 litri, se presenti nell'impianto); nella seconda pagina vanno riportati (sempre nelle celle a sfondo azzurro) i riferimenti della persona da contattare per concordare la data del sopralluogo. Sono inoltre indicati gli allegati da trasmettere unitamente alla presentazione della richiesta.

5. Conclusioni

L'esperienza maturata dai tecnici dell'U.O.T. di Avellino del settore Ricerca Certificazione e Verifica dell'INAIL, sia nella fase di esame dei progetti presentati dall'Utenza che nel corso dei sopralluoghi di verifica sugli impianti, ha consentito di elaborare una sorta di casistica relativa a imprecisioni ed errori di calcolo o di interpretazione della norma da parte dei Progettisti nonché di difficoltà di presentazione di documentazione.

Si è pensato quindi di mettere a disposizione dei Progettisti un ausilio informatico che permettesse loro di verificare la conformità del progetto alle normative vigenti prima della richiesta di esame del progetto.

Il foglio di calcolo è stato realizzato a partire dai criteri utilizzati dai tecnici INAIL per l'esame del progetto e permette quindi di verificare l'idoneità dei sistemi di protezione previsti e di compilare in automatico i modelli da presentare evitando eventuali errori di trascrizione.

Al Progettista resta comunque il compito di effettuare le migliori scelte progettuali, di valutare la convenienza economica e il minore impatto ambientale del progetto e infine di ricercare i materiali tecnologicamente più avanzati disponibili sul mercato per realizzare impianti più sicuri.

Come sempre il Settore Ricerca, Certificazione e Verifica dell'INAIL fornisce assistenza ai Progettisti e quindi agli utilizzatori finali, mettendo a disposizione la competenza dei suoi tecnici per realizzare impianti sicuri e prevenire incidenti nei luoghi di lavoro.

Il foglio di calcolo è in fase di completamento e potrà essere richiesto all'U.O.T. di Avellino del Settore Ricerca, Certificazione e Verifica inviando una e-mail a uno degli indirizzi di seguito indicati:

o.didonato@inail.it - g.battista@inail.it - c.detoro@inail.it - m.delgaudio@inail.it

Bibliografia

- [1] D. M. 01.12.1975 "Generatori di calore per impianti di riscaldamento ad acqua calda sotto pressione con temperatura non superiore a quella di ebollizione a pressione atmosferica".
- [2] ISPESL: Raccolta R - Edizione 2009 "Specificazioni tecniche applicative del Titolo II del D.M. 1.12.1975".
- [3] Circolari ISPESL-INAIL: interpretazioni e chiarimenti sulla raccolta R2009.

Modifica di un Impianto di Distribuzione dei Gas Medicinali. Analisi delle non conformità alle normative tecniche a seguito di evento incidentale accaduto presso una Struttura del SSN

D. Di Fonzo*, V. Nastasi*, G. Sferruzza*

*INAIL – UOT CVR Palermo



Sommario

Nell'esercizio delle funzioni e compiti tecnico-scientifici di propria competenza previsti dall'art. 9 comma 6 lettera b) del D. Lgs. 81/08 ed, in particolare, nell'ambito dei controlli che richiedono un'elevata competenza scientifica per quanto concerne la prevenzione degli infortuni, la sicurezza del lavoro e la tutela della salute negli ambienti di vita e di lavoro, gli autori della presente memoria, a seguito di un evento incidentale accaduto in una Struttura Sanitaria, hanno svolto, su incarico della Procura della Repubblica, in qualità ausiliari tecnici di Polizia Giudiziaria, una consulenza tecnica sull'impianto di distribuzione gas medicali del reparto, al fine di garantire lo scrupoloso accertamento dei fatti e valutare la natura e le cause derivanti da carenze ed irregolarità impiantistiche. L'incidente è stato causato dalla somministrazione ad un paziente di Protossido d'Azoto N_2O al posto della corretta somministrazione dell'Ossigeno O_2 . Dalla misura della concentrazione di Ossigeno, rilevata tramite un analizzatore di gas medicali, si è accertato che il terminale destinato all'erogazione dell'Ossigeno in realtà erogava Protossido d'Azoto, gas anestetico/analgesico. Nel corso dei sopralluoghi congiunti al NAS Carabinieri di Palermo sono state accertate violazioni della Norma **UNI EN 7396-1/2007**, alla **Linea Guida** Assogastecnici Gruppo Gas Medicinali (**Applicazione D. Lgs. 46/97**) Il Edizione novembre 2004, ed al **D. Lgs. 9 aprile 2008, n. 81**. La presente memoria rielabora dal punto di vista tecnico e amministrativo le cause di una Modifica non conforme ad un I.D.G.M., nonché le funzioni non più preventive di polizia giudiziaria, espletate durante la fase tecnica delle indagini preliminari, a carattere di ausiliarità e collateralità rispetto alla funzione del pubblico ministero, per le quali gli ingegneri del Dipartimento INAIL RCV di Palermo hanno ricevuto un Encomio formale dal Comando CC - NAS.

1. Premessa

Nella presente memoria gli autori tracciano in sintesi gli elementi di una Consulenza Tecnica di particolare rilievo svolta sul territoriale regionale, sotto la direzione del Comando Carabinieri per la Tutela della Salute – N.A.S., a seguito di delega del pubblico ministero. Gli accertamenti e le indagini eseguiti nei luoghi di lavoro interessati agli eventi incidentali, finalizzati alla **ricerca della prova**, sono stati riferiti **senza ritardo** tramite apposita relazione tecnica rimessa all'Autorità Giudiziaria per il tramite del N.A.S. CC. Gli atti compiuti e la relazione tecnica con i risultati ai quesiti formulati, avendo la stessa natura ed efficacia probatoria degli atti compiuti dall'autorità giudiziaria, sono stati riferiti dagli autori, nella qualità di teste del p.m. nella fase dell' **Udienza preliminare**.

La relazione tecnica è stata essenzialmente compilata sulla base di:

- a) copia di documentazione inerente il procedimento penale della Procura della Repubblica c/o Tribunale, consegnata dal N.A.S. CC, agli ingegneri INAIL RCV incaricati;
- b) risultanze dei sopralluoghi effettuati, presso l'area di interesse dell'Ospedale pubblico;
- c) documentazione pervenuta dall'Area Gestione Tecnica e Logistica, per il tramite del NAS CC ed acquisita agli atti, relativa all'impianto di distribuzione dei gas medicinali, su espressa richiesta degli ingegneri incaricati del Dipartimento INAIL RCV di Palermo;
- d) attuale quadro normativo di riferimento.

2. Descrizione degli eventi clinici

Dalla analisi dei fatti accaduti e dai documenti disponibili è emerso che alla data dell'incidente presso l'isola neonatale, veniva disposto dai sanitari il trattamento con Ossigeno (O₂) ad un neonato. A seguito di una evoluzione sfavorevole, il neonato veniva successivamente ricoverato presso l'Unità di Rianimazione per "grave asfissia perinatale". L'episodio ha portato ad una verifica interna dell'Azienda Ospedaliera, relativamente alle modalità di erogazione della presa terminale dell'Ossigeno (Oxygen O₂). Dalla misura della concentrazione di Ossigeno, tramite un analizzatore di gas medicali, si è accertato, che il medesimo terminale destinato all'erogazione di Ossigeno in realtà erogava Protossido di Azoto (Nitrous Oxide N₂O), gas anestetico/analgesico.

3. Normative applicabili in materia di certificazione degli Impianti di Distribuzione dei Gas Medicali (IDGM)

Si premette che le tubazioni dell' IDGM oggetto della presente memoria sono escluse dal campo di applicazione del **Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93**: "*Attuazione della Direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione*" (PED) Pressur Equipment Directive, essendo la dimensione nominale (DN) dei tubi inferiore a 25 mm indipendentemente dalla pressione massima ammissibile (PS). Il **Decreto Legislativo 24 febbraio 1997, n. 46** (*Pubblicato nella Gazzetta Ufficiale 6 marzo 1997, n. 54, Supplemento Ordinario*) "*Attuazione della Direttiva comunitaria di Prodotto 93/42/CE, concernente i dispositivi medici*" entrato in vigore a partire dal 14 giugno 1998, colloca gli IDGM tra i **Dispositivi Medici** in quanto destinati a somministrare all'uomo dei medicinali. Le disposizioni del presente decreto si applicano alla **Progettazione**, alla **Fabbricazione** e alla **Valutazione di conformità** di tali dispositivi, prevedendo per essi una diversa classificazione crescente a seconda del rischio connesso al loro utilizzo:

- 1) **Classe I**: basso rischio,
- 2) **Classe IIa**: medio rischio,
- 3) **Classe IIb: medio/alto rischio**,
- 4) **Classe III**: alto rischio.

Ferma restando la responsabilità del fabbricante riguardo la classificazione dei dispositivi, i Notified Bodies Medical Devices, collocano gli IDGM, alla **Classe II b (medio/alto rischio)**. Per poter marcare CE, l'IDGM, è necessario espletare quindi le procedure di certificazione previste per la Classe II b, che prevedono l'intervento di un organismo notificato, cioè di un organismo privato o pubblico, sito in uno dei Paesi dell'U.E., autorizzato ad espletare tali procedure. La direttiva di prodotto 93/42/CEE e il decreto legislativo di recepimento 46/1997 non si occupano esplicitamente di Modifiche, Prove, Controlli e Procedure di Collaudo per la Convalida e Certificazione dell'IDGM.

In relazione agli IDGM, la principale Norma tecnica Sociale armonizzata è la **UNI EN 7396** parte 1 e parte 2 elaborata dal Comitato Europeo di Normalizzazione (CEN), ed entrata a

far parte del corpo normativo nazionale il 4 ottobre 2007. Le suddette parti della norma sostituiscono la norma UNI EN 737-2 e 737-3:2000, rimasta tuttavia in vigore fino al 30 aprile 2009. L'applicazione della norma UNI EN 7396-1 e 7396-2 è volontaria ma, ove il fabbricante decida di applicarla e la rispetti integralmente, il dispositivo si presume conforme, per gli aspetti trattati dalla norma, al D. Lgs. 46/1997. La norma **UNI EN 7396-1** specifica i requisiti per la **Progettazione**, l'**Installazione**, il **Funzionamento**, le **Prestazioni**, la **Documentazione**, le **Prove** e l'**Accettazione** degli **IDGM** compressi e per vuoto e gas per alimentare strumenti chirurgici nelle strutture sanitarie. La norma **UNI EN 7396-2** specifica gli analoghi requisiti e la Convalida degli Impianti di Evacuazione dei Gas Anestetici, **SDEGA**. Queste norme trattano l'estensione e la modifica di impianti già esistenti e la modifica o la sostituzione di sistemi/sorgenti di alimentazione. Gli interventi tecnici riguardanti gli IDGM sono suddivisi alla Linea Guida Assogastecnici Gruppo Gas Medicinali "Applicazione Direttiva 93/42/CE Dispositivi Medici Settore Impianti Gas Medicinali" (Decreto Legislativo 24 febbraio 1997 n° 46) II Edizione - Novembre 2004, in due grandi categorie:

- **nuovi impianti;**
- **modifiche di impianti esistenti** (combinazione di un Dispositivo Medico marcato o non marcato CE, con un Dispositivo Medico marcato CE);

soggetti entrambi al D. Lgs. 46/97 e pertanto a Procedura di Certificazione, rilascio della Dichiarazione di Conformità, e Marcatura CE.

4. Accertamenti oggettivi riscontrati durante le fasi di sopralluogo

L'**IDGM** dell'Isola neonatale dell'Ospedale, risultava non marcato CE perché installato antecedentemente all'emanazione del D. Lgs. 46/97 in vigore dal 14.06.1998. L'Impianto inoltre era mancante dei Dati di Progetto iniziale e delle sue caratteristiche, e in mancanza degli stessi, l'Ospedale non aveva provveduto ad un'identificazione della configurazione esistente, alle Norme tecniche Sociali UNI EN 7396-1 e 7396-2.

Nel particolare nel corso dei sopralluoghi sono state accertate le seguenti violazioni:

- a) Tutte le tubazioni relative all'**IDGM**, in particolare quelle poste all'interno delle pannellature superiori lungo il corridoio, e quelle poste lungo l'intercapedine esterna alla parete sinistra dell'isola neonatale (foto 1), erano state realizzate in rame e risultavano sprovviste, di:
 - marcatura applicata con il nome del gas (e/o con il simbolo),
 - frecce indicanti la direzione del flusso del gas,
 - colori distintivi conformi alla ISO 5359,
 - marcatura col nome del gas e/o col simbolo in prossimità della valvola di intercettazione del Protossido di Azoto N₂O, dei punti di collegamento e dei cambi di direzione, prima e dopo ogni parete o separazione, e in prossimità delle unità terminali.
- b) Le valvole di intercettazione, non riportavano idonea indicazione del gas con il loro nome o simbolo e mancava altresì idonea indicazione dei relativi montanti, delle diramazioni o le aree controllate ed, inoltre, le valvole di intercettazione risultavano installate in cavità stagne, dove una eventuale fuga possa essere causa di accumulo di gas.
- c) Sulla parete interna sinistra dell'isola neonatale, sono stati riscontrati tre gruppi presa di gas medicali relative all'ampliamento e le cui unità terminali di ogni singolo gruppo, risultavano rispettivamente identificate da sinistra verso destra:
 - unità terminale di presa Ossigeno (**OXYGEN** Oxygenium **O₂**) con relativa nuova placca tipo AFNOR, di colore Bianco.
 - unità terminale di presa Aria Medica AC (**AIR MEDICAL** Aer Medicinalis) con relativa nuova placca tipo AFNOR, di colore Bianco/Nero.

- unità terminale per Vuoto (**V** Vacum) con relativa nuova placca tipo AFNOR, di colore Giallo.



Su tutte le unità terminali dell'ampliamento non erano state apposte idonee targhette etichettate per indicare che non devono essere usate.

- d) Dall'ispezione visiva eseguita nella intercapedine esterna della parete sinistra di confine dell'isola neonatale (foto 1), si riscontrava ancora nel particolare:
- la presenza di n. 4 tubi in rame, provenienti dal soffitto, uno dei quali, contrassegnato con un semplice nastro adesivo di colore "**Blu**", risultava tagliato ortogonalmente al proprio asse longitudinale, piegato, e messo fuori servizio mediante saldobrasatura, mentre i restanti 3 tubi erano collegati in serie con i predetti nuovi gruppi presa, installati sull'attigua isola. Quest'ultimi risultavano così contrassegnati (da sinistra verso destra): il primo tubo tramite nastro adesivo di colore "**Rosso**", il secondo tubo non riporta nessuna identificazione, il quarto tubo contrassegnato tramite nastro adesivo color "**Bianco**".

Con riferimento ai Colori Distintivi da assegnare alle tubazioni, definiti dalla **ISO 5359**:

Bianco	colorazione tubo per Ossigeno O₂
Blu	colorazione tubo per Protossido di Azoto N₂O
Bianco + Nero	colorazione tubo per Aria Respirabile
Rosso	colorazione tubo per Vuoto

si presume che la Ditta Appaltatrice dei lavori, provvedeva a piegare e saldare, la tubazione nastrata di colore Blu, ritenendola una diramazione della linea di distribuzione del Protossido di Azoto (*di fatto la linea di adduzione dell'Ossigeno che alimentava i tre nuovi gruppi presa, è stata fatta erroneamente derivare dalla linea del Protossido di Azoto*). La non conforme individuazione del gas circolante, all'interno del tubo identificato dal nastro adesivo di colore Blu, risale a vecchi lavori di manutenzione all'impianto stesso. Tale dichiarazione, riferita dai teste del P.M. nella fase dell'udienza preliminare, è stata resa agli stessi dall'Azienda Ospedaliera, in forma di **testimonianza indiretta**. Sono testimonianze indirette le testimonianze di coloro che non hanno conoscenza <<diretta>> e <<immediata>> dei fatti, ma sanno di questi per averne appreso da altre persone.

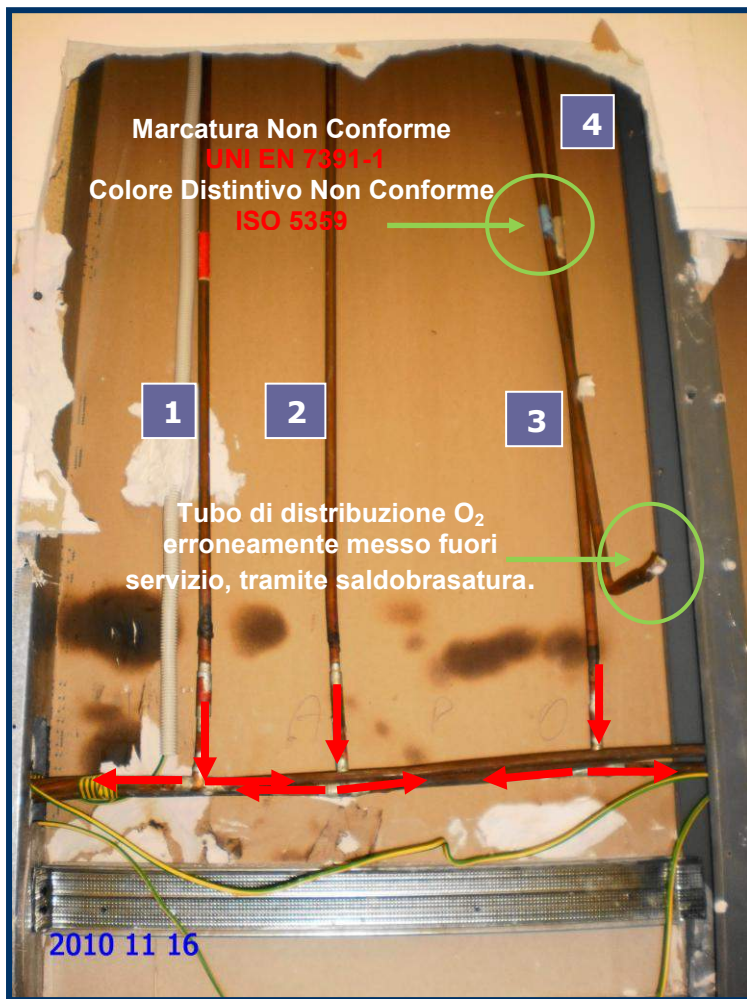


Foto 1 - Rete di distribuzione Gas Medicinali (Intercapedine esterna della parete sinistra di confine dell'Isola Neonatale).

→ direzione del flusso dei Gas Medicinali

5. Prova di Identificazione gas

Tra le indagini tecniche condotte in campo è stata eseguita, anche, una verifica delle modalità di erogazione dei gas effettuando la Prova di identificazione gas, sulle Unità Terminali e sul flusso gassoso circolante all'interno del tubo in rame erroneamente disposto fuori servizio. Le letture sul display digitale dell' analizzatore paramagnetico di gas sono risultate:

A. per le unità terminali di O_2 :

- **0,3%** di Ossigeno

B. per le unità terminali di N_2O :

98,2 % di Ossigeno

C. per le unità terminali di Aria

Medicale: miscela al **20,5 %** di Ossigeno

La misura della concentrazione di Ossigeno proveniente dalle relative prese, ha dimostrato che le bocchette destinate all'erogazione di Ossigeno in realtà erogavano Protossido di

6. Analisi delle documentazioni / informazioni relativi all'IDGM

Dalle documentazioni acquisite agli atti, riguardanti gli interventi tecnici di Modifica all'IDGM esistente (combinazione di un Dispositivo Medico non marcato CE con un Dispositivo Medico marcato CE) risulta che:

- Non sono stati disposti dall'Azienda Ospedaliera, soggetto Appaltante, i dati di Progetto iniziale e le Caratteristiche dell'IDGM esistente, prima dell'intervento di modifica - ampliamento eseguito dalla Ditta Appaltatrice dei lavori (Fabbriante / Installatore);
- Non è stato fornito nessun Modulo per la Certificazione degli IDGM, relativamente alla Prova di identificazione del gas in ogni unità terminale dopo il riempimento con il gas specifico, utilizzando di un analizzatore gas-specifico, né altra tipica modulistica di Certificazione riportata in Appendice D - UNI EN 7396-1/2007, in cui il Rappresentante del Fabbriante (Ditta Appaltatrice) congiuntamente con la Persona Autorizzata (P.A.)* dal Committente, certificano che le Prove e le

Procedure di Collaudo per la Convalida e Certificazione dell'IDGM sono state eseguite in conformità all'Appendice C - UNI EN 7396-1/2007;

- Non è stata eseguita da parte della Ditta Appaltatrice dei lavori (Fabbriante/Installatore): la Procedura di Certificazione, non è stata rilasciata la Dichiarazione di Conformità ed eseguita la Marcatura CE dell'IDGM, in conformità alla norma UNI EN 7396/2007 e al D. Lgs. 46/97;
- Non sono state fornite le Istruzioni per l'Uso e la Manutenzione rilasciate dal Fabbriante inerente il sistema di distribuzione dei gas medicali, con relativa registrazione dell'avvenuta consegna all'Azienda Ospedaliera;
- Non è stato fornito alcun Verbale di consegna dell'IDGM da parte dall'Impresa Appaltatrice alla Persona Autorizzata dal Committente, il quale verificata la corretta esecuzione dei lavori, ne doveva dare informazione al proprio RLS per la Salute e l'Ambiente, ed effettuare la definitiva presa in carico dell'IDGM per il regolare funzionamento;
- Non è stata fornita la Dichiarazione di Conformità ai sensi del D.M. 22 gennaio 2008 n. 37 "Regolamento inerente l'attività di installazione degli impianti tecnologici all'interno degli edifici" di cui all'art. 1 comma 2 lettere a) e g);
- Non è stato fornito nessun Piano di Manutenzione ordinaria e straordinaria dell'IDGM e dei suoi componenti;

(*) La norma UNI EN 7396-1/2007 descrive all'**appendice G**, le Responsabilità funzionali che descrivono i ruoli individuali, le differenti funzioni e le relative responsabilità rispetto all'IDGM. Tra i ruoli chiave con responsabilità specifiche nell'ambito della politica operativa rivestono particolare importanza:

- a) il Responsabile esecutivo (**RE**);
- b) il Responsabile tecnico delle strutture (**RTS**);
- c) la Persona autorizzata (**PA**);

Il (**RE**) è la persona che ha la più alta responsabilità esecutiva dell'organizzazione in cui l'IDGM è installato e utilizzato, compresa la definizione delle risorse e la nomina del personale. Il (**RTS**) è la persona con responsabilità operativa globale dell'IDGM e normalmente fa capo al (RE) dell'Ospedale. Può avere alle sue dirette dipendenze una o più persone autorizzate (PA) competenti e qualificate. La (**PA**) dovrebbe essere nominata per iscritto dal (RE) o dal Direttore Generale dietro consiglio di un ingegnere abilitato con conoscenza specialistica degli IDGM, ed avere la responsabilità di decidere se un IDGM dovrebbe essere messo in servizio o fuori servizio.

Altre definizioni:

- **Committente (Appaltante)**: (il soggetto che affida il contratto in quanto titolare del potere decisionale e di spesa relativo alla gestione dello specifico appalto, ai sensi dell'art. 26 del D. Lgs. n. 81 /2008).
- **R.U.P.** (Responsabile Unico del Procedimento): soggetto responsabile dell'esecuzione del contratto, nei limiti delle proprie competenze professionali; in particolare svolge tutti i compiti relativi alle procedure di affidamento ed alla vigilanza sulla corretta esecuzione dei contratti.
- **Ditta Appaltatrice** (Appaltatore): colui che si assume, con organizzazione dei mezzi necessari e con gestione a proprio rischio, l'obbligazione di compiere in favore di un'altra (committente o appaltante) un'opera o un servizio.

7. Il coordinamento Committente-Appaltatore in attuazione alle norme del Testo Unico Decreto Legislativo n. 81/08, e s.m.i.

Per quanto riguarda gli obblighi connessi ai **Contratti d'Appalto**, al fine di evitare i **Rischi interferenziali**, l'**art. 26** prevede una serie di interventi a carico della committenza che svolge la propria attività con propri dipendenti in contemporanea ai lavori affidati ad altre ditte esterne. L'obiettivo è quello di definire ed organizzare preventivamente il coordinamento delle attività appaltate a terzi, mediante l'identificazione puntuale delle interferenze e dei relativi rischi derivanti e la conseguente definizione delle misure di prevenzione e protezione, delle procedure e delle azioni di coordinamento da attuare al fine di ridurre e/o eliminare tali rischi. In attuazione dei concetti ribaditi dall'**art. 26** il Committente, responsabile del coordinamento e delle norme di emergenza, redige il **DUVRI** (Documento Unico di Valutazione dei Rischi da Interferenza) per promuovere l'Informazione, la Cooperazione e il Coordinamento fra i datori di lavoro, appaltatori e committenti, per l'attuazione delle misure di prevenzione e protezione, al fine di eliminare rischi dovuti alle interferenze fra le attività appaltate a terzi e quelle presenti nell'unità produttiva. Dalle indagini ed accertamenti tecnici disposti, è emerso che l'Azienda Ospedaliera **non ha ritenuto opportuno redigere il DUVRI** " *non essendo prevista la sovrapposizione tra le lavorazioni delle ditte incaricate ed essendo stata temporaneamente inibita l'attività svolta nella zona interessata dell'intervento* ".

In merito ai **Dispositivi Medici** utilizzati dal personale medico ed infermieristico all'interno delle strutture sanitarie, questi rientrano tra le **Attrezzature di Lavoro** e pertanto sono soggetti alle disposizioni contenute nel Capo I del Titolo III, articoli 70, 71, 72 e 73. **L'art. 70** nel particolare evidenzia al comma 1, che "*le attrezzature di lavoro messe a disposizione dei lavoratori devono essere conformi alle disposizioni legislative di recepimento delle Direttive comunitarie di prodotto*", ed al comma 2 che, "*le attrezzature di lavoro costruite in assenza delle disposizioni legislative di cui al comma 1, devono essere conformi ai Requisiti generali di sicurezza di cui all'ALLEGATO V*".

8. Cenni sulle funzioni dei "Soggetti eventuali" nel processo penale

Tra i principali **fini della funzione amministrativa** dello Stato, vi è la *cura del benessere materiale della collettività*, che si esplica anche nell'efficienza del settore della prevenzione e sicurezza dei lavoratori e degli ambienti di lavoro. La attività di verifica e controllo degli obblighi, per quanto concerne la prevenzione degli infortuni e la sicurezza del lavoro, è assunta dal funzionario INAIL RCV **pubblico ufficiale**, in quanto compiendo atti pubblici, esercita una pubblica funzione amministrativa. Tale attività di sicurezza è rivolta di fatto "**al futuro**", occupandosi di inadempienze normative che potrebbero essere commesse, con lo scopo di prevenirne la commissione. Quando invece si è già verificata una violazione della legge penale che l'attività preventiva o amministrativa purtroppo non ha potuto evitare, ha inizio il procedimento penale con l'acquisizione della **notizia di reato** da parte della polizia giudiziaria o del **pubblico ministero** che assume la direzione delle **indagini preliminari**. La polizia giudiziaria ha la funzione di ricercare le fonti di prova e di compiere un complesso di attività e accertamenti che hanno natura e finalità non più preventive, ma *repressive*. L'attività di polizia giudiziaria è dunque rivolta "**al passato**", nel senso che si occupa di reati già commessi, con lo scopo di assicurare alla giustizia i loro autori.

I **soggetti necessari** "**protagonisti**" del processo penale sono:

- **il giudice, il pubblico ministero** (p.m.), **la polizia giudiziaria** in ausilio e sotto la direzione del **pubblico ministero** (*organi di investigazione*), **l'imputato**, che è l'accusato, **il difensore** in ausilio dell'imputato.

Accanto ai **soggetti necessari**, si muovono, sulla scena del processo, altri soggetti la cui presenza può essere spontanea o provocata dall'Autorità Giudiziaria, definiti "**eventuali**"

figure tutte che, in singole situazioni, in funzione dei loro eventuali accertamenti ed indagini, delle loro testimonianze, possono giocare una parte determinante agli effetti dell'esito del processo:

- il testimone, il perito, il consulente tecnico, l'interprete, l'ufficiale giudiziario, **gli ausiliari del giudice e del pubblico ministero**, la persona offesa dal reato, la parte civile, il responsabile civile e civilmente obbligato per la pena pecuniaria;

L'*ausiliare tecnico di polizia giudiziaria* deve:

- a) *Essere persona idonea dal punto di vista delle capacità tecniche e della idoneità morale.*
- b) *Presentarsi ed espletare l'incarico ricevuto:* è fatto salvo il giustificato motivo, ma in caso di rifiuto, omissione o ritardo dell'atto è configurabile il reato di cui all'art. 328 c.p. (Rifiuto di atti di ufficio. Omissione).
- c) *Mantenere il segreto in ordine all'atto e all'operazione compiuta.* In caso di violazione dell'obbligo, l'ausiliare può incorrere nel delitto previsto dall'art. 326 c.p. (Rivelazione ed utilizzazione di segreti di ufficio).

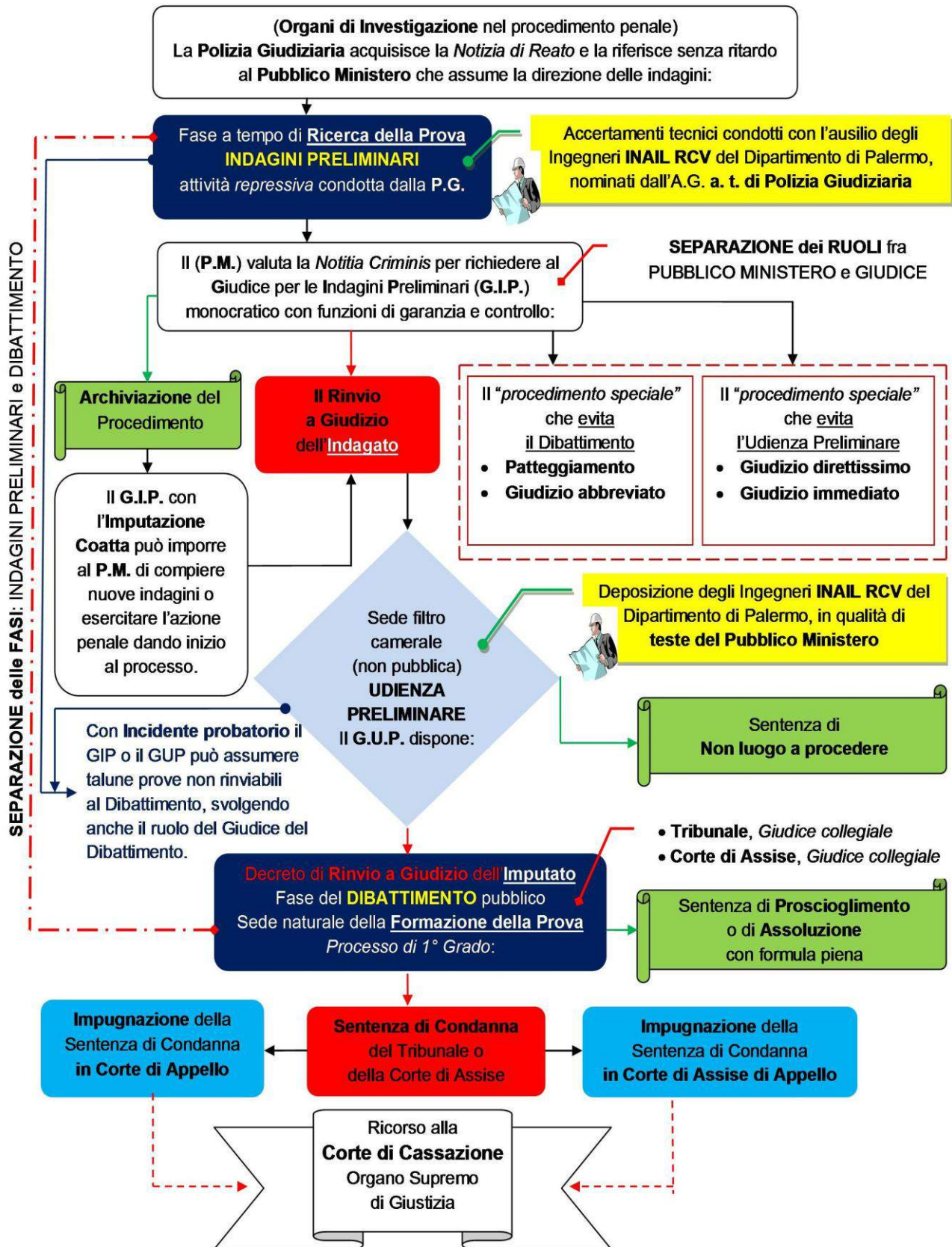
9. Conclusioni

È evidente che alla luce dei fatti e degli accertamenti eseguiti, che la causa dell'evento incidentale è stata dovuta ad una errata esecuzione dell'impianto di distribuzione dei gas medicinali, a causa dell'errata connessione della linea che eroga Ossigeno al collettore del Protossido di Azoto. L'accaduto evidenzia, in ultima analisi, un'inadeguatezza dell'attività di verifica e controllo da parte della struttura pubblica rispetto all'operato della ditta titolare dell'appalto dei lavori. L'errore tecnico si sarebbe potuto evidenziare in vari momenti, ma soprattutto e senza ombra di dubbio in fase di collaudo, eseguito seguendo la procedura per la prova e l'accettazione della norma tecnica UNI EN 7396:2007. Sono da evidenziare, altresì, le criticità emerse in merito alle violazioni, rispettivamente, dell'art. 26 e degli art. 70 e 71 D. Lgs. 81/2008 e s.m.i. in quanto:

- L'evento è derivato da un rischio interferenziale non gestito in conformità al suddetto articolo poiché venivano svolte contemporaneamente le attività della Committenza (Ospedale) con la fornitura di un gas medicinale al paziente ed i lavori ancora non completi dell'impresa che hanno portato all'incidente.
- I dispositivi medici sono di fatto attrezzature di lavoro per il personale medico e infermieristico. In riferimento a ciò gli stessi devono rispettare i requisiti di sicurezza previsti dall'art. 70 e il Datore di lavoro deve saper riconoscere e valutare i rischi derivanti dall'uso di tali attrezzature ed attuare una serie di misure tecniche (manutenzione, controlli, ecc.) ed organizzative (informazione, formazione e addestramento) dei lavoratori.

La trattazione, esempio di buona pratica finalizzata, attraverso l'intervento di un attore istituzionale, al raggiungimento di una gestione effettiva dei rischi per la sicurezza e salute dei lavoratori e degli ambienti di lavoro, delinea in estrema sintesi alcune fasi del Processo penale in argomento, in cui gli ingegneri del Dipartimento INAIL RCV di Palermo, autori della memoria, hanno svolto nella veste di ausiliari tecnici di polizia giudiziaria, gli accertamenti tecnici durante la fase a tempo di "Ricerca della Prova" denominata fase delle Indagini Preliminari, (*attività di natura repressiva condotta dalla Polizia Giudiziaria e sotto la direzione del Pubblico Ministero, distinta e separata dal Codice di procedura penale, dalla fase pubblica del Dibattimento sede naturale della "Formazione della Prova"*). Successivamente, nella celebrazione dell'Udienza Preliminare, sede filtro camerale (*non pubblica*), gli stessi ingegneri sono stati chiamati dall'Autorità Giudiziaria, a deporre, in qualità di teste del Pubblico Ministero. (rif.: *Accertamenti e Deposizioni dei "Soggetti eventuali" nel diagramma di flusso del Processo penale accusatorio*).

Gli Accertamenti tecnici e le Deposizioni dei "Soggetti eventuali" nel diagramma di flusso del Processo penale accusatorio (Codice Vassalli, D.P.R. N. 447/88)



13. Bibliografia Legislativa/Normativa

- [1] D. Lgs. 24 febbraio 1997, n. 46: *“Attuazione della Direttiva 93/42/CEE (MD), concernente i dispositivi medici”*.
- [2] D. Lgs. 25 febbraio 2000, n. 93: *“Attuazione della Direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione” (PED)*
- [3] D. Lgs. 2 febbraio 2002, n. 23: *“Attuazione delle Direttiva 99/36/CE, 2001/2/CE e della Decisione 2001/107/CE in materia di attrezzature a pressione trasportabili” (T-PED)*.
- [4] D. Lgs. 18 febbraio 2003, n.43: *“Modifiche ed integrazioni al D. Lgs. 2 febbraio 2002, n. 23, recante attuazione delle Direttiva 99/36/CE, 2001/2/CE e della Decisione 2001/107/CE in materia di attrezzature a pressione trasportabili” (T-PED)*.
- [5] Decreto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti 20 novembre 2003: *“Recepimento della Decisione 2003/525/CE della Commissione del 18 luglio 2003, che rinvia la data di attuazione della Direttiva 99/36/CE del Consiglio per alcune attrezzature a pressione trasportabili”*.
- [6] Decreto del Ministero dell'Interno 18 settembre 2002: *“Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l'esercizio delle strutture sanitarie pubbliche e private”*.
- [7] Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 22 gennaio 2008, n. 37: *“Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici”*.
- [8] Testo Unico Sicurezza Lavoro - D. Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 (G.U. 30 aprile 2008, n. 101 – s.o. n. 108) aggiornato ed integrato con il Decreto legislativo 3 agosto 2009, n. 106.
- [9] UNI CEI EN ISO 14971: *“Dispositivi medici – Applicazione della gestione dei rischi ai dispositivi medici”*.
- [10] UNI 11100: *“Guida alle prove di accettazione ed alle verifiche periodiche di sicurezza e di prestazione dei dispositivi medici – Impianti di distribuzione dei gas medicali e del vuoto”* Farmacopea Europea (ultima edizione).
- [11] UNI EN 7396-1: *“Impianti di distribuzione dei gas medicali - Parte 1: Impianti di distribuzione dei gas medicali compressi e per vuoto”*.
- [12] UNI EN 7396-2: *“Impianti di distribuzione dei gas medicali - Parte 2: Impianti di evacuazione dei gas anestetici”*.
- [13] Assogastecnici Gruppo Gas Medicinali *“Applicazione Direttiva 93/42/CEE Dispositivi Medici Settore Impianti Gas Medicinali (Decreto Legislativo 24 febbraio 1997 n° 46) II Edizione – Novembre 2004*.
- [14] Ministero dell'Interno Dipartimento della Pubblica Sicurezza – Direzione Centrale per gli Istituti di Istruzione. La pratica di Polizia Giudiziaria - Loris D'Ambrosio, Pier Luigi Vigna. Casa Editrice CEDAM - 1995.
- [15] Ministero dell'Interno Dipartimento della Pubblica Sicurezza – Direzione Centrale per gli Istituti di Istruzione. Diritto penale per l'attività di Polizia Giudiziaria - Loris D'Ambrosio. Casa Editrice CEDAM - 1999.

Formazione del personale e certificazione delle competenze degli addetti alla manutenzione delle giunzioni flangiate imbullonate con interposta guarnizione

A. Falla*, R. Nicosia*, F. Boella**, A. De Palma**, R. Acerboni**, P. Morucchio**

*Vetroresina Engineering Development S.r.l. Priolo (SR)

**INAIL – UOT CVR Venezia

Sommario

Negli stabilimenti industriali sono presenti migliaia di giunti flangiati e ciascuno di essi rappresenta una potenziale fonte di pericolo se non viene trattato con metodo e competenza.

Troppi incidenti e mancati incidenti si verificano ogni anno a seguito di perdite da giunti flangiati; le cause potrebbero essere, ad esempio, una non sufficiente conoscenza specifica sia da parte dei conduttori dell'impianto che da parte dei manutentori, la sottovalutazione dei rischi in caso di perdita e una inadeguata applicazione delle istruzioni operative.

Lo scopo del presente lavoro è di analizzare la linea guida ASME PCC-1-2013 e la norma UNI EN 1591-4:2013, partendo dalla considerazione che un giunto flangiato può essere assimilabile ad una giunzione saldata.

Si propone di incrementare la formazione del personale addetto alla manutenzione, per generare la necessaria competenza e consapevolezza rispetto allo specifico ambito di intervento.

1. Introduzione

Negli impianti di produzione, trasformazione, stoccaggio e trasporto di fluidi sono sempre più presenti giunti flangiati imbullonati con interposta guarnizione, che collegano tra loro apparecchiature, linee, serbatoi, o insieme.

Il giunto flangiato offre evidenti vantaggi tra i quali la prefabbricazione nella realizzazione dell'impianto; inoltre, rispetto ad una giunzione saldata le ispezioni risultano più agevoli, le manutenzioni e la sostituzione di componenti più veloci.

Il giunto saldato tuttavia consente la perfetta tenuta, peso e ingombri minori, il monitoraggio dello stato di conservazione della saldatura in esercizio a basso costo.

2. Giunti saldati

La saldatura è una tecnica di giunzione che realizza l'unione permanente di due pezzi metallici con o senza apporto di materiale e di calore.

I vantaggi delle giunzioni saldate sono: una rapida esecuzione, strutture delle linee più leggere, consentendo una perfetta tenuta con poche lavorazioni meccaniche, oltre al basso costo complessivo.

Le principali tipologie di saldatura sono :

- per fusione
- per pressione
- per brasatura

Il processo di saldatura usato più comunemente è quello per fusione. I seguenti punti riassumono le attività previste dalle norme tecniche per l'esecuzione di una giunzione saldata:

- suddivisione degli acciai in campi di applicazione e gruppi;
- tipi di giunti saldati e loro categorie;

- ubicazione e forme dei giunti saldati;
- procedimenti di saldatura e materiale d'apporto;
- qualifica dei procedimenti di saldatura;
- qualifica dei saldatori;
- prescrizioni esecutive;
- trattamenti termici;
- controllo delle saldature con esami distruttivi e non.

L'esecuzione della saldatura deve essere fatta da parte di personale in possesso di una specifica qualifica di saldatura della durata di due anni con verifica intermedia ogni 6 mesi.

3. Giunto flangiato assimilabile ad una giunzione saldata

La Direttiva Attrezzature a Pressione 97/23/CE (Pressure Equipment Directive – PED), regola a livello Europeo la progettazione, la fabbricazione e la valutazione di conformità delle attrezzature a pressione. La direttiva prevede che le giunzioni permanenti dei materiali e le zone adiacenti siano esenti da difetti di superficie o interni tali da nuocere alla sicurezza delle attrezzature; è previsto che tali giunzioni siano realizzate da personale adeguatamente qualificato secondo percorsi formativi e procedure adeguate.

Prima di eseguire una saldatura deve essere predisposta la documentazione che formalizza una procedura operativa e la qualifica del saldatore. Si tratta pertanto di documenti da predisporre con la massima cura ed attenzione, tenendo in conto considerazioni di tipo metallurgico e operativo.

Come per le giunzioni fisse, anche per le connessioni flangiate si ritiene fondamentale che gli operatori siano specializzati, addestrati e che vi siano procedure di installazione specifiche, affinché siano soddisfatti i Requisiti Essenziali di Sicurezza.

Così come una saldatura non realizzata correttamente, anche un errato assemblaggio di una flangia potrebbe provocare danni, anche ingenti, a cose, persone e ambiente.

Il giunto flangiato viene classificato dalle norme di riferimento UNI/DIN/ANSI per forma, dimensione, materiale, tipo di utilizzo e tolleranze. La scelta della flangia viene fatta a seconda del tipo di applicazione e da questo dipende anche la scelta della guarnizione più adatta.

La principale causa di perdita localizzata è la non adeguata planarità delle flange: cattive condizioni di contatto producono infatti un canale preferenziale per il trafilamento del fluido. Un altro parametro di cui si deve tener presente al fine del buon assemblaggio è la finitura delle superfici di appoggio delle flange. Le irregolarità della superficie e la rugosità vengono compensate con l'introduzione delle idonee guarnizioni. Come per le flange anche per le guarnizioni vi sono norme tecniche che le classificano e ne specificano l'uso. Per ottenere ed assicurare delle prestazioni affidabili dalle giunzioni flangiate e tali da garantire il contenimento dei fluidi, si dovranno inoltre rispettare regole precise nelle fasi di assemblaggio, riassumibili in: selezione, preparazione iniziale, trattamento superficiale, installazione e serraggio del giunto.

Ciascuna delle fasi sopra elencate, dovrà essere opportunamente individuata e tracciata attraverso idonea documentazione; le procedure di assemblaggio (montaggio/smontaggio) permetteranno la gestione della manutenzione dei giunti che normalmente si verifica in occasione delle fermate programmate degli impianti.

Similmente a quanto sopra espresso per le giunzioni saldate, i seguenti punti riassumono le attività previste dalle norme tecniche relativamente alle giunzioni flangiate:

- classificazione delle flange;
- classificazione delle guarnizioni;
- finitura superficiale di appoggio;
- elementi di collegamento;

- strumenti di serraggio e loro calibrazione;
- tipologie di test di verifica della tenuta;
- qualifica degli operatori e specifiche procedure.

4. L'evoluzione del concetto di serraggio di giunti flangiati imbullonati

Sino ad alcuni anni fa, ed ancora oggi in talune realtà industriali, la manutenzione dei giunti flangiati imbullonati era considerata un'attività di secondaria importanza e solitamente affidata a personale generico sprovvisto di specifiche competenze.

In tutti i casi di perdita di tenuta, durante il test idraulico o l'esercizio, si aumentava semplicemente la coppia di serraggio dei bulloni, considerando come origine della scarsa tenuta esclusivamente la guarnizione e la (scarsa) pressione esercitata su di essa.

Gli scarsi risultati ottenuti con questo approccio hanno fatto sì che questo venisse modificato, cominciando ad utilizzare via via attrezzature sempre più sofisticate e maggiormente corrispondenti alle necessità, fino ad arrivare ad una vera e propria revisione metodologica dell'assemblaggio e manutenzione dei giunti stessi.

4.1 Chiavi a percussione

Il serraggio dei dadi veniva dapprima eseguito unicamente con chiavi a percussione, meglio note come "chiavi a battere". Dopo un accostamento manuale dei dadi si passava al serraggio la cui regolarità era esclusivamente affidata alla capacità e sensibilità dell'operatore ed influenzata da molti fattori esterni (ingombri, posizione, accessibilità, etc.).



Fig. 1 - Chiavi a battere, poligonale e a forchetta

4.2 Avvitatori ad impulsi

Per velocizzare le operazioni e per far fronte alla richiesta di coppie di serraggio sempre più elevate, è stato introdotto l'impiego di avvitatori pneumatici ad impulsi.

La possibilità di realizzare un valore predefinito della coppia di serraggio ha rappresentato un passo avanti nell'applicazione di carichi di serraggio omogenei, ma nel contempo si è diffusa la convinzione che aumentando la coppia di serraggio si potesse risolvere qualunque problema di tenuta.



Fig. 2 - Avvitatore pneumatico ad impulsi

4.3 Chiavi torsionometriche e tensionatori

Con l'aumentata sensibilità nei confronti della sicurezza è risultato evidente come fosse fondamentale, durante le fasi di serraggio, considerare altri parametri (es. lubrificazione,

modalità di applicazione del carico, verifica della tensione residua) e utilizzare attrezzature sempre più precise e affidabili quali gli avvitatori pneumatici a rotazione continua, le chiavi torsionometriche idrauliche e i tensionatori idraulici.



Fig. 3 - Avvitatore pneumatico ad impulsi



Fig. 4 - Chiave torsionometrica idraulica a bussola



Fig. 5 - Chiave torsionometrica idraulica ad anello

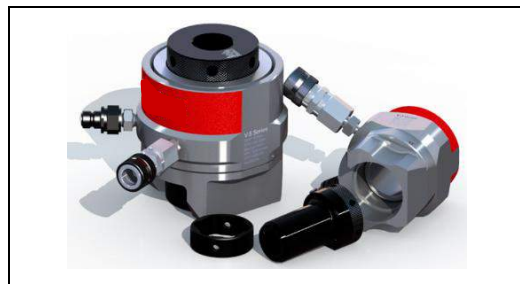


Fig. 6 - Tensionatore Idraulico

La maggior disponibilità sul mercato di queste attrezzature ne ha favorito la diffusione e l'utilizzo, tanto che oggi per linee e apparecchiature critiche o, comunque, per tiranti aventi diametro superiore a 1 1/2" (M39) il serraggio viene normalmente eseguito con l'ausilio di

attrezzature idrauliche o pneumatiche spesso associato al controllo dell'allungamento dei tiranti con sistemi meccanici o ad ultrasuoni.



Fig. 7 - Strumento ad ultrasuoni per misura allungamento tiranti

4.4 Il Bolting Service “Servizio di montaggio/assemblaggio”

Un giunto flangiato, correttamente installato e sottoposto a corretta manutenzione, non presenta problemi di tenuta durante l'esercizio né tantomeno durante la prova idraulica o pneumatica.

Le fasi di assemblaggio e di serraggio di un giunto flangiato spesso sono gestite separatamente, sottovalutando l'importanza che hanno alcune operazioni eseguite durante il montaggio del giunto al fine del buon esito del serraggio.

Si può eseguire un serraggio a regola d'arte applicando la coppia corretta, utilizzando la procedura ottimale, impiegando il migliore lubrificante, verificando l'allungamento, ma se non sono stati adeguatamente controllati tutti gli aspetti relativi alla fase di assemblaggio, si rischia di non raggiungere sistematicamente il risultato auspicato.

È pertanto necessario operare con metodo e competenza, in maniera completa e coerente, in tutte le fasi del montaggio.

5. Lo Standard ASME PCC-1:2013

Nel 1993 l'ASME ha costituito un gruppo di lavoro incaricandolo di occuparsi del “Post-construction”. Cresceva il bisogno di standard ingegneristici riconosciuti e accettati universalmente per il controllo e la manutenzione di attrezzature a pressione dopo la loro messa in servizio.

Nell'anno 2000 è stata pubblicata la prima edizione PCC-1 “Guidelines for pressure boundary bolted flange joint assembly”; nel 2013 l'aggiornamento introduce un'appendice rilevante dal titolo: “Training and qualification of bolted joint personel”. Tali linee guida rappresentano uno strumento tecnico molto importante per gli utilizzatori e per chi offre un servizio di Bolting Service. Nella PCC-1 è approfondita la parte tecnica, che prende in considerazione i componenti principali che costituiscono il giunto flangiato: le flange, le guarnizioni e gli elementi di collegamento.

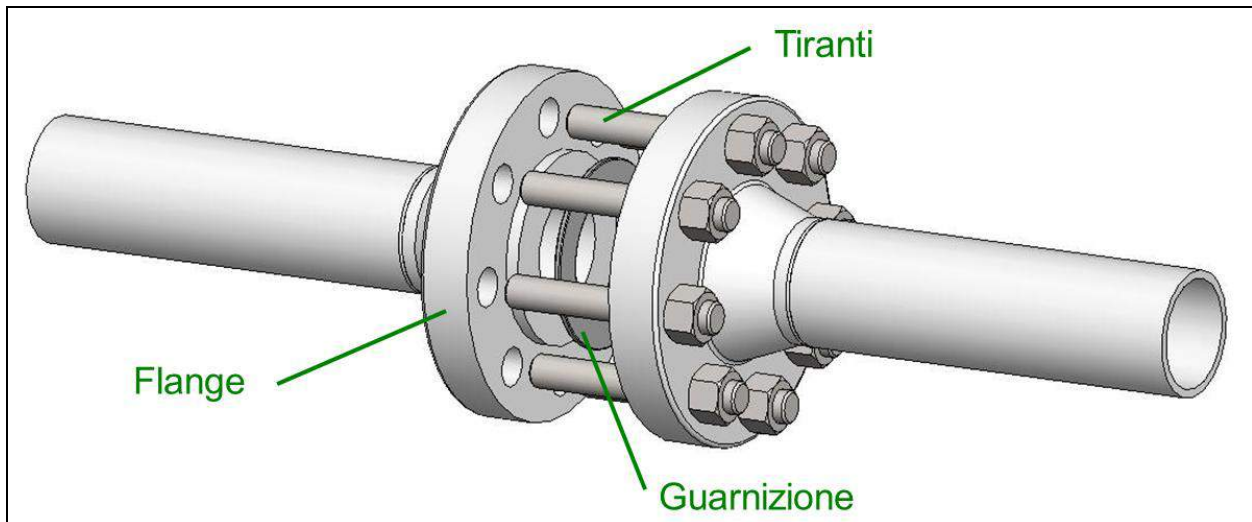


Fig. 8 – Componenti principali di un giunto flangiato

Per garantire un servizio di assemblaggio e manutenzione qualitativamente adeguato è necessario dare evidenza al controllo delle fasi operative. Tale controllo, relativo alle fasi del procedimento in analogia con le procedure previste nella PCC-1, rappresenta un valido strumento per la programmazione ed il monitoraggio dell'attività, diventando un documento gestionale.

Si ritiene quindi di poter identificare le fasi fondamentali da monitorare elencate di seguito:

- pulizia generale flange;
- esame retro flange;
- pulizia sedi guarnizioni;
- esame visivo sedi:
- pulizia aste e dadi;
- esame visivo aste e dadi;
- prova dado su asta;
- marcatura aste e dadi;
- guarnizione a specifica;
- posizionamento guarnizione;
- accostamento giunto;
- inserimento aste;
- lubrificazione aste;
- lubrificazione dado;
- accostamento dadi;
- serraggio.

È prevista l'esposizione di una targhetta identificativa in prossimità della giunzione flangiata che sarà compilata in occasione dello svolgimento dell'attività, parallelamente al monitoraggio con moduli cartacei o strumenti informatici. Ciascuna delle fasi sopra elencate, ordinate secondo una sequenza logica, è stata opportunamente individuata per permettere anche la gestione in un contesto di manutenzione di più giunti.

	
Divisione Tag n°	
Assemblaggio Giunti	
Data Inizio / Fine : _ _ _ _ / _ _ _ _	
Fasi Controllate	Ispettore
Pulizia generale flange	
Esame retro flange	
Pulizia sedi guarnizioni	
Esame visivo sedi	
Pulizia aste e dadi	
Esame visivo aste e dadi	
Prova dado su asta	
Marcatura aste e dadi	
Guarnizione a specifica	
Posa guarnizione	
Accostamento giunto	
Inserimento aste	
Lubrificazione aste	
Lubrificazione dado	
Accostamento dadi	
Serraggio	

Fig. 9 - Esempio di targhetta metallica sul giunto

6. La formazione del personale e la certificazione delle competenze nella ASME PCC-1: 2013 e nella UNI EN 1591-4:2013

Nella norma UNI EN 1591-4:2013 vengono delineati i percorsi formativi per la qualificazione degli operatori con particolare attenzione ai piani di studio che dovranno essere seguiti. Il personale dovrà essere addestrato in centri attrezzati che permettano di verificare anche il livello finale di apprendimento pratico ricevuto durante l'addestramento. Le conoscenze teoriche e pratiche dovranno essere certificate da un responsabile e registrate su apposite procedure.

Allo stesso modo la linea guida PCC-1 nell'appendice A suggerisce le indicazioni per l'addestramento e la qualifica del personale addetto all'assemblaggio di giunti; essa fornisce anche le indicazioni per il controllo di qualità del programma di formazione.

Le società che opereranno nel montaggio, smontaggio e manutenzione dei giunti flangiati, dovrebbero predisporre un programma di qualifica, dettagliato e documentato, da sottoporre a valutazione e approvazione da parte di un organismo indipendente.

7. Conclusioni

Al fine di raggiungere analoghe prestazioni rispetto alle giunzioni saldate utilizzando giunzioni flangiate, è necessario gestire tutte le fasi di installazione e manutenzione, adeguatamente monitorarle e documentarle ma è evidente che una componente fondamentale per ottenere un servizio che garantisca gli auspicati risultati in termini di funzionalità e sicurezza risulta essere la procedura di formazione e qualifica degli operatori. per questo un riferimento fondamentale risultano essere le citate linee guida ASME e la norma UNI, delle quali si è fornita una panoramica.

8. Bibliografia

- [1] ASME PCC-1:2013
- [2] UNI EN 1591-4: 2013

Impianti di cogenerazione. Sistemi energetici ad alta efficienza

A. Polimeni*, C. Micciché**

*INAIL - UOT CVR Messina

**Tecnico esperto

Sommario

Per cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e di energia termica (calore) ottenute in appositi impianti utilizzando la stessa energia primaria. Pertanto un impianto di cogenerazione è impianto che produce simultaneamente energia elettrica/meccanica e calore utile. Oggi la tecnologia permette la realizzazione di impianti di trigenerazione, ovvero un sistema energetico costituito da un impianto di cogenerazione la cui energia termica utile viene impiegata, in tutto o in parte, per produrre, mediante frigoriferi ad assorbimento, acqua refrigerata per il condizionamento o per i processi industriali.

Questa tipologia di impianti è soggetta in particolare a diverse disposizioni normative in materia energetica ed ambientale oltre naturalmente a quanto previsto per la messa in servizio secondo la raccolta R ed il DM 329/04. L'impianto infatti è costituito da diverse attrezzature che sono soggette alle verifiche di primo impianto. Siamo infatti in presenza di:

- impianto recupero calore ad acqua calda con scambiatori
- generatore di vapore recupero fumi
- generatore di acqua calda a recupero fumi
- tubazioni vapore e collettore
- tubazione gas

Ad oggi, non sono state formalizzate apposite specifiche disposizioni che definiscono le linee guida per questo tipo di impianto particolarmente articolato che permettono una opportuna gestione nel suo complesso anziché attraverso un esame in modo separato delle singole attrezzature. Il presente lavoro vuole illustrare l'esperienza maturata nel caso di un impianto della potenza di 5,6 MW di potenza immessa, ripartita in 2,2 MWe e 3,4 MWt.

Gli utilizzatori si auspicano, per un prossimo futuro, poter procedere secondo un approccio integrato che permette di esaminare l'impianto nel suo complesso valorizzando i criteri di sicurezza scelti dal progettista in una logica d'insieme.

1. Impianti di cogenerazione

La cogenerazione, nota anche come CHP (Combined Heat and Power), è la produzione congiunta e contemporanea di energia elettrica (o meccanica) e calore utile a partire da una singola fonte energetica, attuata in un unico sistema integrato. La cogenerazione, utilizzando il medesimo combustibile per due utilizzi differenti, mira ad un più efficiente utilizzo dell'energia primaria, con relativi risparmi economici soprattutto nei processi produttivi laddove esista una forte contemporaneità tra prelievi elettrici e prelievi termici. La stessa Comunità Europea promuove l'impiego di questa tecnologia attraverso la direttiva 2004/8/CE.

Generalmente i sistemi CHP sono formati da un motore primario, un alternatore, un sistema di recupero termico ed interconnessioni fluido meccaniche ed elettriche. Il motore primario è un motore endotermico utilizzato per convertire il combustibile in energia meccanica, l'alternatore la converte in energia elettrica, mentre il sistema di recupero termico raccoglie e converte l'energia contenuta nei raffreddamenti e negli scarichi del motore primario, in energia termica utilizzabile (recuperato e trasformato in energia

termica come acqua calda, acqua surriscaldata o vapore). L'accoppiata tra motore endotermico ed alternatore viene comunemente e semplicemente chiamato generatore o gruppo¹ secondo le definizioni del D.M. 13 luglio 2011.

In sintesi il funzionamento del sistema può essere così descritto: il motore endotermico brucia il combustibile (generalmente metano proveniente dalla rete) e genera energia elettrica e calore. Il calore contenuto nei gas di scarico viene recuperato attraverso la caldaia (denominata generatore a recupero), dove l'acqua si trasforma in vapore. Il vapore è raccolto in un collettore insieme al vapore prodotto dalle eventuali ulteriori caldaie tradizionali (denominate generatori d'integrazione). Il rimanente calore dei fumi di scarico ed il calore proveniente dai fluidi caldi del motore endotermico producono per scambio termico acqua calda.

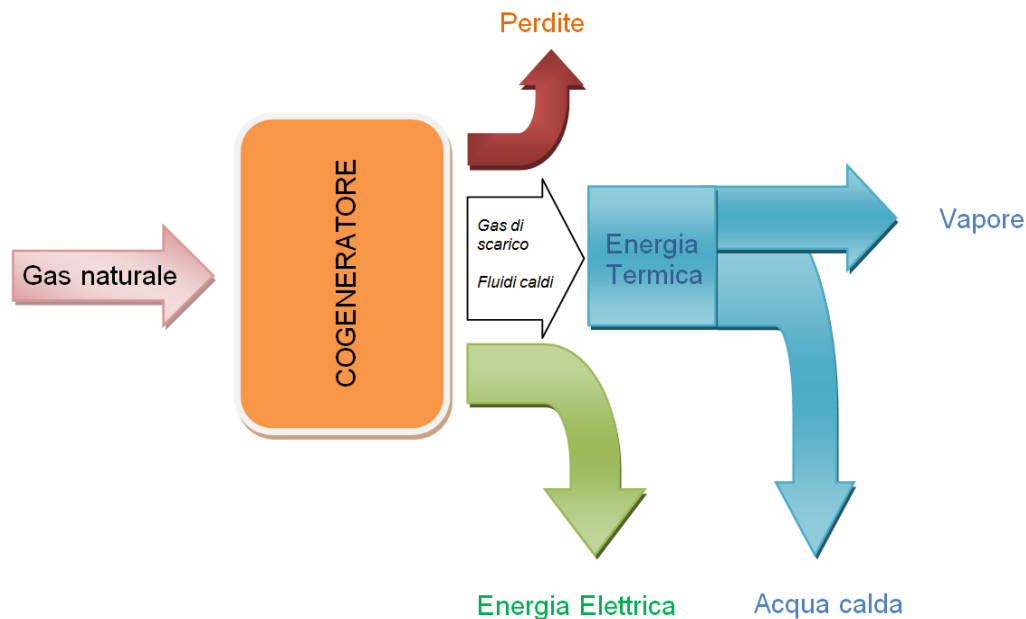


Fig. 1 – Rappresentazione schematica del flusso energetico in un impianto di cogenerazione

Il sistema di cogenerazione permette una serie di benefici. Il primo vantaggio della cogenerazione è evidentemente economico: un impianto cogenerativo alimentato ad esempio a gas metano consente elevati risparmi energetici anche dell'ordine del 30%, ed un pay-back dell'investimento intorno ai 4-6 anni. La cogenerazione consente di ottenere rendimenti nell'ordine dell' 85%, valore notevole se confrontato col 50-60% degli impianti nuovi a ciclo combinato per la sola produzione di elettricità.

¹ gruppo: complesso derivante dall'accoppiamento di un motore a combustione interna con generatore di energia elettrica e/o con altra macchina operatrice; può essere di tipo fisso, rimovibile, mobile. Esso può comprendere anche l'insieme dei relativi accessori necessari per il funzionamento

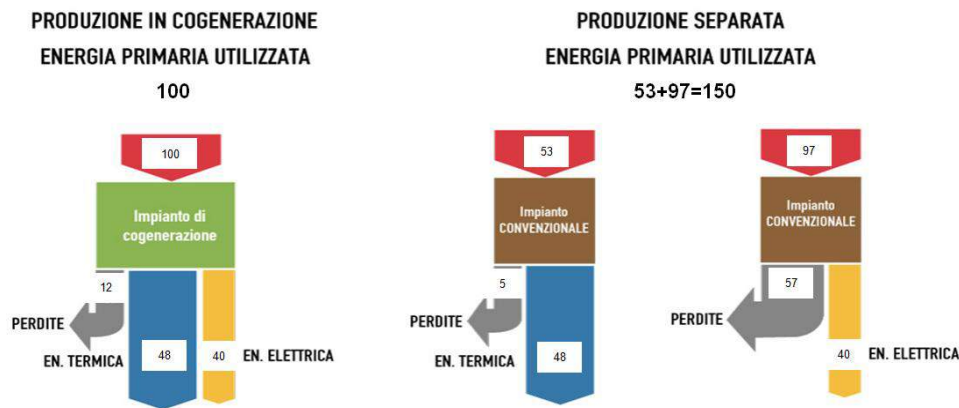


Fig. 2 – confronto energetico tra un impianto convenzionale ed un impianto di cogenerazione

La cogenerazione oggi è una strategia di risparmio energetico con utilizzo e l'ottimizzazione dell'energia delle perdite con il pregio di fornire energie nel luogo in cui sono necessarie (smart grid).

Da non sottovalutare anche gli aspetti ecologici in quanto l'impiego di centrali di cogenerazione ad alto rendimento contribuisce alla riduzione delle emissioni di CO₂ e degli altri inquinanti conseguenti la combustione in quanto lo sfruttamento contemporaneo dell'energia elettrica e termica porta il rendimento complessivo degli impianti di cogenerazione ad oltre l'85% contro il 40% di una Centrale Termoelettrica classica o il max 55% di una Centrale Termoelettrica a ciclo combinato. Inoltre la generazione di energia elettrica sul punto di utilizzo evita le perdite di rete (5,1% in media tensione) e l'adeguamento delle infrastrutture di rete.

2. La trigenerazione

La trigenerazione o tricogenerazione è un efficiente sistema di produzione combinata di elettricità, calore e freddo da un unico impianto. La trigenerazione viene spesso identificata dalla sigla inglese CCHP, acronimo di combined cooling, heating and power. Un trigeneratore è "semplicemente" un impianto di cogenerazione, a cui viene abbinata una macchina frigorifera, per produrre freddo sotto forma di acqua refrigerata, per il condizionamento degli edifici o per usi industriali.

Rispetto alla sola produzione di calore ed elettricità, la trigenerazione consente di sfruttare pienamente le potenzialità dell'impianto anche in estate, quando viene meno l'esigenza di riscaldamento.

Questo scongiura uno dei maggiori punti deboli della cogenerazione, in particolare nelle applicazioni residenziali, che sta proprio nella difficoltà o addirittura nell'impossibilità di sfruttare durante la stagione estiva tutto il calore prodotto.

Le utenze ideali di un impianto di trigenerazione sono quelle che presentano un fabbisogno di energia elettrica, termica e anche frigorifera.

Un impianto in trigenerazione produrrà dunque:

- nella stagione invernale energia elettrica recuperando calore che viene utilizzato per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria;
- nella stagione estiva lo stesso calore, che non viene utilizzato dal riscaldamento spento, viene fornito all'assorbitore di calore che lo trasforma in acqua fredda ad una temperatura tra i 7 e i 13°C che può essere usata per raffreddamento.

Le utenze più interessanti e con le maggiori possibilità di applicazione ricadono soprattutto nel settore terziario ed industriale. Ad esempio:

- uffici / centri polifunzionali

- ospedali / case di cura
- università
- centri polisportivi
- impianti di trasformazione agroalimentare

Nel settore residenziale, la trigenerazione è attualmente realizzabile soltanto in edifici di medie-grandi dimensioni.

Così come si parla di “microcogenerazione” per cogeneratori di potenza elettrica inferiore ai 50 kW elettrici, allo stesso modo si può parlare di “microtrigenerazione” nel momento in cui a questi impianti viene affiancata una macchina frigorifera per la produzione di freddo.

Concludendo rispetto a una generazione separata dei tre principali beni energetici (elettricità, calore e freddo), la trigenerazione offre grandi risparmi energetici, valutabili mediamente intorno al 30%.

3. Caso studio

L’installazione nell’azienda ospedaliera Papardo di Messina di un impianto di trigenerazione capace di produrre contemporaneamente l’energia elettrica e termica (cogeneratore) e la frigorifera (assorbitore) rappresenta un razionale ed ottimale sfruttamento delle risorse energetiche nonché la soluzione economica di risparmio più conveniente.

La centrale di trigenerazione è costituita da un gruppo di cogenerazione, per la produzione simultanea di energia elettrica e termica e da un frigorifero ad assorbimento per la produzione di energia frigorifera.

Il gruppo di cogenerazione è costituito da un gruppo elettrogeno (motore endotermico alimentato a gas naturale (metano) e generatore elettrico), dalle tre sezioni di recupero termico, (circuito di raffreddamento motore, circuito recupero fumi di scarico per produzione vapore e acqua calda ad alta temperatura) e dalla sezione di adduzione dell’energia elettrica.

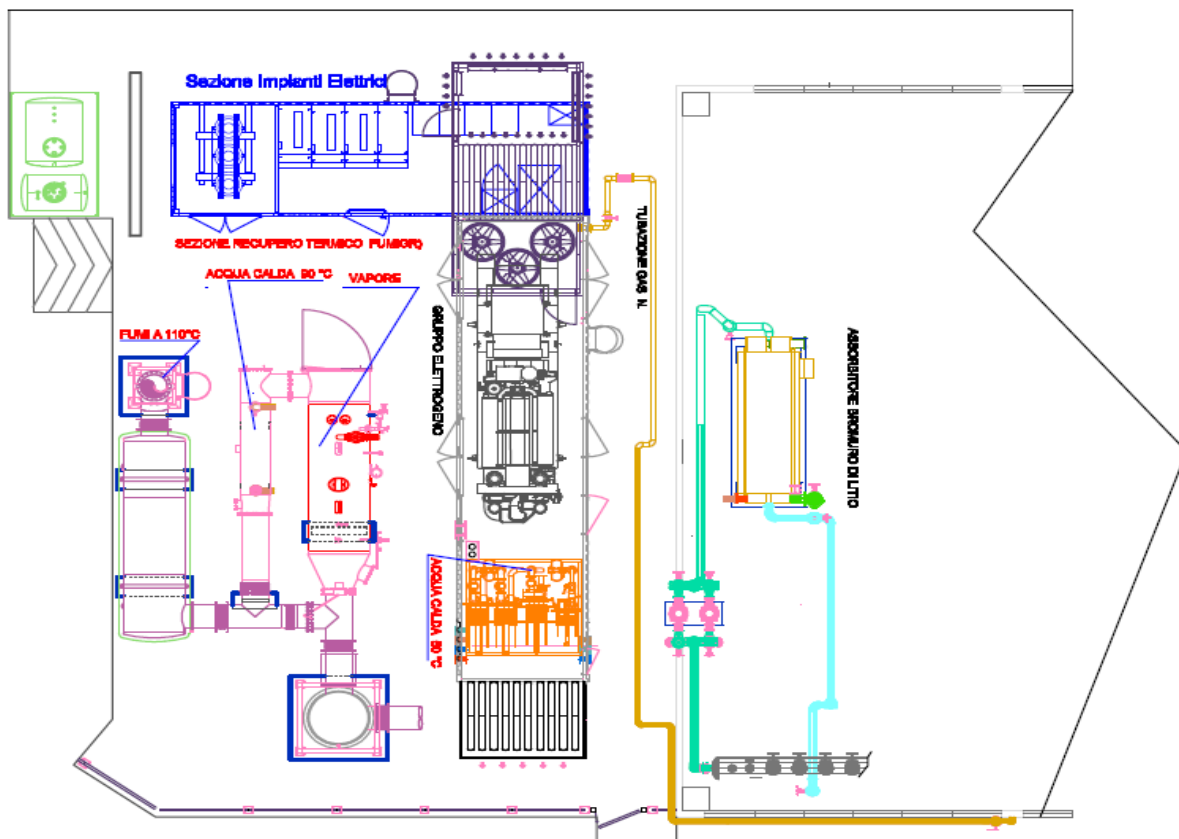


Fig. 3 – Vista planimetrica dell’impianto di trigenerazione



Fig. 4 – Vista dell'impianto di trigenerazione

L'intervento realizzato, come rappresentato in figura 4, consiste essenzialmente:

- l'installazione di un'unità di cogenerazione in containers, del tipo per ubicazione "all'aperto" collegato alla Centrale Frigorifera e Centrale Termica preesistenti. Tale unità di cogenerazione è costituita da un modulo di produzione di energia elettrica (alternatore) azionato da motore alternativo a ciclo otto alimentato a gas metano, della potenzialità elettrica resa di 2.141 kWe e da due moduli di recupero calore dei residui prodotti dalla combustione in espulsione (fumi) e da due moduli di recupero termico dai circuiti di raffreddamento acqua ed olio motore per un totale di 2607 kWt. I rendimenti, a condizioni di funzionamento nominale, attesi sono:
 - ✓ Elettrico 40,8%
 - ✓ Termico 49,7%
 - ✓ Complessivo 90,6%.

La sezione di recupero termico ha quindi tre circuiti, che a regime, rendono tre fluidi termovettori con le seguenti caratteristiche:

- ✓ vapore alla pressione di 10 bar (6 bar): 1.250 kg/h (1.475 kg/h)
- ✓ acqua calda ad alta temp. (88÷75°C): 95 mc/h
- ✓ acqua calda a bassa temp. (44,5÷40°C): 50 mc/h
- la realizzazione di una rete gas metano con pressione di esercizio pari a 400 kPa (4.000 mbar), derivata dalla rete cittadina, con percorso interamente a vista dedicato esclusivamente all'alimentazione del motore;
- la realizzazione degli impianti elettrici per interconnettere l'impianto di cogenerazione, con la rete di distribuzione interna in media tensione (MT);
- La realizzazione di una nuova rete fluidica, per l'utilizzo dei fluidi vettori derivati dal processo cogenerativo.
- l'installazione, nell'esistente centrale frigorifera (in cui sono attualmente presenti n°3 gruppi refrigeratori d'acqua alimentati a vapore), di un nuovo gruppo refrigeratore del tipo ad assorbimento, con potenzialità pari a 625 kWf, che utilizza il calore recuperato, sotto forma di acqua calda ad alta temperatura (88°C), dall'unità di cogenerazione, per la produzione di acqua refrigerata.

Il sistema energetico così configurato è riconosciuto come Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) dal GSE nonché Sistema efficiente di utenza (SEU) ai sensi del dall'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo n. 115/08.

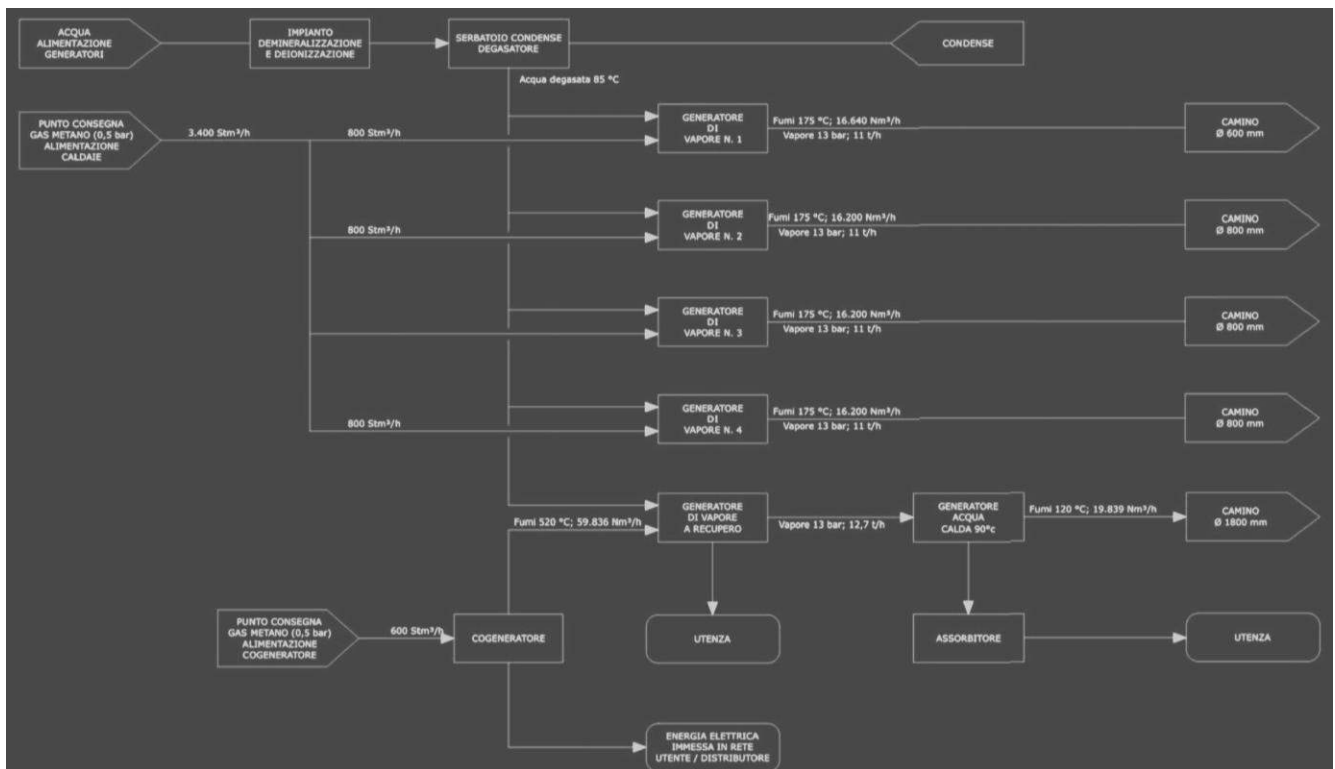


Fig. 5 – Schematizzazione del flusso funzionale

Questa tipologia di impianto, come sopra descritto, è alquanto complesso e prevede logiche di funzionamento e protezione che tengono conto della articolazione dei singoli componenti in una visione globale. Le scelte progettuali conseguenti non sempre sono gestite attraverso la certificazione PED d'insieme ma come singole attrezzature. Ciò comporta la necessità di operare, per le verifiche di legge (raccolta R e DM 329/04), considerando i singoli item con le relative prescrizioni. Attraverso un approccio per singolo item è dunque necessario ottemperare ai vincoli di sicurezza in modo dedicato. Tali protezioni non sono sempre le stesse previste dal progettista per la protezione dell'impianto nel suo complesso. Diversamente con la dichiarazione di conformità di insieme il fabbricante, attraverso il fascicolo tecnico, effettua tutte le valutazioni e predispone i dispositivi di sicurezza con una logica coordinata e specifica.

4. Conclusioni

Ad oggi la nuova raccolta R al capitolo R.3.G prevede che se l'impianto di cogenerazione viene dichiarato come insieme ai sensi della PED non rientra nell'ambito del DM 01.12.75, viceversa rientra e pertanto deve essere oggetto delle relative prescrizioni. Tenuto conto della complessità dell'impianto di cogenerazione/trigenerazione e che lo stesso è soggetto a più direttive è auspicabile una procedura specifica che permette il rispetto dei requisiti di sicurezza in una logica integrata.

5. Bibliografia

- [1] Direttiva 2004/8/CE del parlamento europeo e del consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE. Recepita D.Lgs. 115/08, Gazz. Uff. Suppl. Ordin. n° 154 del 03/07/2008
- [2] Decreto Ministeriale n° 329 del 01/12/2004 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui

all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93”, Gazz. Uff. Suppl. Ordin. n° 22 del 28/01/2005

- [3] Raccolta R ed. 2009 “Specificazioni tecniche applicative del Titolo II del DM 1.12.75”
- [4] Decreto 13 luglio 2011 “Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la installazione di motori a combustione interna accoppiati a macchina generatrice elettrica o ad altra macchina operatrice e di unità di cogenerazione a servizio di attività civili, industriali, agricole, artigianali, commerciali e di servizi, Gazz. Uff. Suppl. Ordin. N° 169 del 22/07/2011

Progettazione delle Protezioni per le Prove in Pressione di Valvole Industriali. Un Caso di Studio.

I. Iannone*, N. Palumbo**, G. Gurnari***

*Industrial Ideas

**INAIL - UOT CVR Brescia

***INAIL - UOT CVR Udine

Sommario

Le valvole industriali sono sottoposte a prove in pressione, di resistenza e di tenuta, in accordo alle norme europee EN 12266. Le protezioni contro i pericoli di tali prove devono essere correttamente progettate, tenendo conto delle conseguenze di un eventuale cedimento della attrezzatura.

In questa memoria è illustrato lo schema di progetto dei sistemi di protezione per le prove di valvole ad alta pressione.

1. Introduzione

Le attrezzature prodotte per operare ad una pressione superiore a quella atmosferica devono essere collaudate prima della messa in servizio definitiva, allo scopo di verificare la sicurezza per l'uso e la regolarità di funzionamento. Durante un collaudo in pressione esiste sempre il rischio di un cedimento strutturale. In particolare, le valvole ad alta pressione necessitano di una fase di collaudo che faccia parte del processo produttivo, con strutture dedicate allo scopo secondo la tipologia di valvola e la realtà produttiva, nonché di personale adeguatamente formato che segua procedure dedicate.

In questa memoria si sintetizzano i risultati della progettazione delle strutture di protezione e delle istruzioni operative relative alla conduzione delle prove per un'azienda produttrice di valvole ad alta pressione. Dopo l'attuazione delle misure tecnico-gestionali previste, l'azienda esegue le prove all'interno di strutture di sicurezza, con procedure chiare e personale formato ed addestrato, con un miglioramento della produzione.

La norma UNI EN 12266 prevede che siano eseguite una prova di resistenza e una successiva prova di tenuta. La prova di resistenza consiste nel verificare la capacità di contenimento dell'involucro alla pressione interna. La prova di tenuta deve verificare la capacità della sede di rispettare il grado di perdita specificato.

Preliminarmente occorre valutare l'energia immagazzinata nella valvola, che è direttamente proporzionale alla pressione e al volume della valvola stessa. In base all'energia accumulata nella valvola si dimensionano le strutture di protezione per il contenimento dei danni all'interno di aree produttive.

Poiché l'eventuale rottura può interessare sia la valvola in prova che i componenti della sorgente di pressione, oltre alla struttura di contenimento in acciaio, nella quale è posizionata la valvola, è stata calcolata anche una barriera in cemento armato delimitante la zona di prova. L'ingresso in tale zona è regolamentato dal responsabile della conduzione della prova per vietare l'accesso ai non addetti e gestire la presenza degli ispettori del cliente e/o dell'organismo notificato.

La prova di resistenza è eseguita con acqua, mentre quella di tenuta è eseguita con aria. Entrambe le prove consistono nel comprimere il fluido contenuto ad una pressione superiore a quella massima ammissibile e mantenere la condizione per tutto il tempo necessario all'esame della valvola in ogni sua parte. L'esame ravvicinato della superficie della valvola può avvenire solo dopo che la pressione è stata ridotta ad un valore opportuno.

È importante rilevare che la prova di tenuta è eseguita su un corpo valvola già collaudato in termini di resistenza meccanica.

2. Quadro Normativo

La progettazione e la realizzazione delle protezioni per la prova delle valvole discende da un obbligo di legge in capo al datore di lavoro. Tale obbligo è previsto nel Testo Unico sulla Salute e Sicurezza nei Luoghi di Lavoro (D.Lgs. 81/08), dove è stabilito che il datore di lavoro deve valutare tutti i rischi ed elaborare il relativo documento dove sono indicate le misure di prevenzione e protezione attuate, nonché l'individuazione delle procedure per l'attuazione delle misure da realizzare.

Pertanto, anche le norme specifiche per le attrezzature a pressione, sia nazionali che non, prevedono che per le prove in pressione debbano essere approntate apposite procedure, in special modo per le prove pneumatiche.

Purtroppo, nelle norme non è detto come determinare i carichi che insistono sulle barriere di protezione, né quali siano gli effetti sulle persone di un cedimento strutturale.

Una ricerca nella letteratura tecnica, ha permesso di reperire le informazioni necessarie per una corretta progettazione delle protezioni e per gli approfondimenti si rimanda alla bibliografia.

3. Rischi Connessi con l'Esecuzione della Prova

Si ribadisce che, come in qualsiasi attività soggetta al D.lgs. 81/08, anche per la prova idraulica e ancor di più per quella pneumatica, è obbligatoria la valutazione del rischio e l'adozione delle misure necessarie alla sua eliminazione o riduzione ad un livello accettabile. Durante l'esecuzione della prova in pressione sono possibili:

- la fuoriuscita di liquido in pressione
- la fuoriuscita di gas
- il distacco di elementi dell'attrezzatura o degli organi di collegamento
- il distacco delle tubazioni, rigide o flessibili, di connessione con l'attrezzatura (colpo di frusta, che provoca infortuni anche gravi)
- generazione di un'onda acustica
- generazione di un'onda d'urto.

La frammentazione da cedimento può essere parziale o totale, con perdita di membrane principali, membrane secondarie, tappi o altre piccole chiusure.

In caso di prova pneumatica, la generazione dell'onda d'urto può arrecare notevoli danni alle persone e alle attrezzature in prossimità dell'esplosione.

Le lesioni provocate dallo spostamento d'aria e dalla generazione di proiettili indotte dall'esplosione sono suddivise in tre categorie:

- lesione primaria: provocata direttamente dal picco di pressione e dalla durata dell'onda d'urto. Il danno più probabile interessa i polmoni, che sono soggetti a emorragia ed edema, le orecchie, la laringe, la trachea e la cavità addominale;
- lesione secondaria: causata dall'impatto di missili con penetrazione e trauma;
- lesione terziaria: spostamento del corpo intero seguito da impatto con possibile frattura del cranio.

Per quanto riguarda l'onda acustica, che può causare danni all'udito, viene raccomandato l'uso di opportuni oto-protettori.

Altri rischi ai quali è esposto il personale che ispeziona la valvola senza che necessariamente si verifichi una rottura, sono dovuti alla fuoriuscita di sottili getti di fluido da cricche: tali perdite sono talmente esigue da non poter essere rilevate né dal manometro né a occhio nudo, ma possono perforare la pelle e iniettare il fluido in

pressione nei vasi sanguigni o danneggiare seriamente gli occhi. Al riguardo l'ispezione con telecamere è importante per tenere gli operatori il più possibile lontano dal sistema in pressione, inoltre le procedure devono comprendere il divieto di strofinare la mano sulla valvola o le tubazioni e indossare indumenti protettivi adeguati e gli occhiali di sicurezza. Se poi alla prova assistono rappresentanti del cliente o di un organismo notificato, il responsabile della prova deve assicurarsi che sostino in un luogo sicuro.

4. Misure di Protezione

Sono state progettate due misure di protezione. La prima è costituita da un cubicolo di contenimento in acciaio al carbonio allo scopo di intercettare frammenti o componenti di valvola proiettati ad alta velocità e getti di liquido/gas; la seconda è costituita da barriere di protezione in cemento armato allo scopo di proteggere l'addetto al banco di messa in pressione dalla proiezione di parti e dal distacco di condutture di collegamento con la sorgente di pressione.

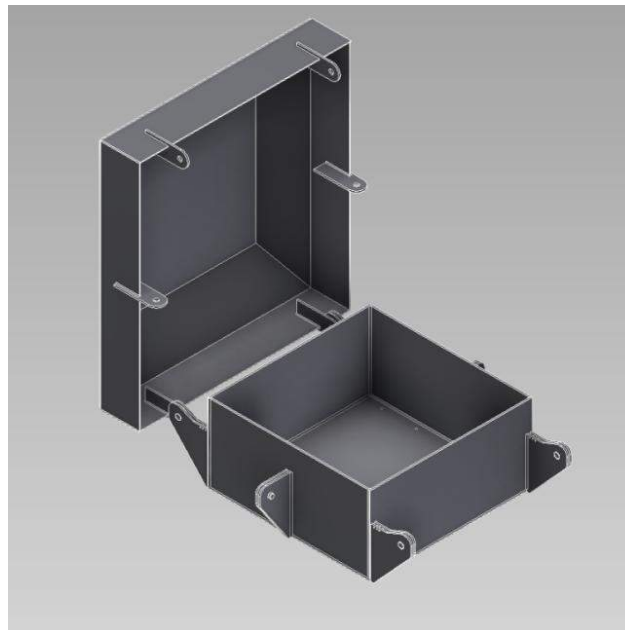


Fig. 1 Cubicolo di Prova in Pressione

Il cubicolo è una struttura di forma parallelepipedica, ed è composta da due elementi complementari di cui uno fisso ed uno mobile che funge da coperchio e viene chiuso prima dell'inizio della prova (Fig. 1). Lo sfalsamento del coperchio rispetto alla base costituisce lo sfiato per le sovrappressioni. Una volta inserita la valvola, le due parti vengono chiuse per formare un corpo unico mediante spine di acciaio opportunamente dimensionate. Per agevolare le operazioni di preparazione della prova, il coperchio è dotato di un sistema automatico di apertura e chiusura ed è possibile inserire un sistema di ispezione visiva azionabile da remoto.

La barriera fissa è costituita da quattro pareti in cemento armato opportunamente vincolate; una delle pareti è provvista di una apertura segregabile (Fig. 2).

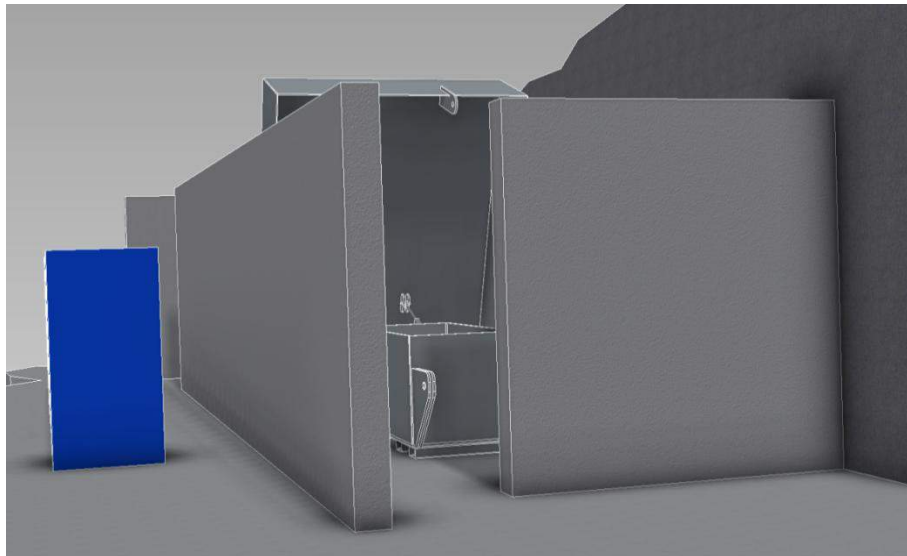


Fig. 2 Barriere di Protezione

5. Dati e Norma di Progetto

Sulla base delle dimensioni e del lay-out dell'area produttiva dell'azienda si definiscono le dimensioni dell'area prove, contemperando le esigenze produttive con quelle di sicurezza. I dati di progetto necessari per il dimensionamento del cubicolo, affinché possa resistere alla penetrazione dei frammenti, sono:

- Volume massimo valvola
- Materiale costitutivo valvola
- Pressione massima idraulica
- Pressione massima gas

La norma applicata è la UNI EN 12266 parte 1 e 2 "Prove su valvole – Prove in pressione, procedimenti di prova e criteri di accettazione – Requisiti obbligatori e supplementari". Essa, oltre a definire, come detto sopra, la prova di resistenza e quella di tenuta, stabilisce anche la pressione di prova, la sua durata e i criteri di accettazione.

La pressione nella prova di resistenza dell'involucro eseguita con liquido non deve essere inferiore a 1,5 volte la pressione ammissibile a temperatura ambiente.

La pressione nella prova di tenuta della sede eseguita con gas non deve essere inferiore a 1,1 volte la pressione ammissibile a temperatura ambiente.

Nel caso di studio le pressioni di progetto sono dell'ordine di 1000 bar.

6. Calcolo Diametro, Spessore e Massa della Sfera Equivalente

La valvola è modellata come una sfera cava di volume interno pari a quello della valvola più grande in produzione. Il calcolo dello spessore è eseguito con la formula della Raccolta ISPESL VSR rev. 95 per le sfere, assumendo che il materiale sia quello della valvola e che la pressione sia quella di prova, idraulica o pneumatica a seconda dei casi. Noto lo spessore della calotta sferica si valuta la sua massa. A questo punto si ha una sfera equivalente alla valvola, di cui sono conosciuti tutti i dati necessari al calcolo delle protezioni contro l'urto di frammenti, la cui velocità dipende dalla massa della sfera e dall'energia in essa contenuta.

7. Energia Immagazzinata

L'energia immagazzinata nella sfera equivalente è dell'ordine dei MJ; in particolare nella prova pneumatica, sebbene la pressione sia inferiore, si ha un'energia circa 8 volte superiore a quella della prova idraulica.

La letteratura tecnica concorda nel ripartire l'energia accumulata in energia cinetica dei frammenti e energia dell'onda d'urto nelle proporzioni seguenti:

- 35% in energia cinetica
- 65% in onda d'urto.

8. Frammentazione e Velocità dei Frammenti

A seconda della modalità di frammentazione (fragile o duttile) si generano frammenti di dimensioni e velocità differenti. La eventuale rottura della valvola è quasi sicuramente di tipo duttile, però, a favore di sicurezza, si sceglie una rottura fragile. Ne consegue, quindi, una maggiore velocità dei frammenti. La velocità dei frammenti si ricava ipotizzando che gli stessi siano accelerati fino ad una distanza pari a metà del raggio della circonferenza di frattura. La sagoma dell'attrezzatura è un parametro che serve a determinare forma e velocità di un proiettile equivalente che colpisce le strutture di protezione. Per il dimensionamento degli ancoraggi si utilizzano dei macro-frammenti.

9. Calcolo Spessore Pareti in Acciaio

Le barriere costituiscono la protezione contro la proiezione di frammenti della valvola. Gli studi utilizzati provengono da esperienze militari opportunamente dedotte e adattate con correlazioni sperimentali. Il dimensionamento adottato vale per acciaio al carbonio di tipo duttile, per il quale i valori minimi garantiti della resistenza allo snervamento del materiale base f_{yb} (R_s) e della resistenza a rottura f_u (R_m) devono essere certificati. Sulla base di correlazioni sperimentali viene determinato uno spessore base minimo, e aumentando lo spessore si assicura la non perforazione del 100% dei proiettili. E' importante notare che esistono varie correlazioni, tra le quali occorre utilizzare quella più rappresentativa e cautelativa rispetto al caso in esame.

10. Impatto dei Missili contro le Pareti del Cubicolo

Nonostante l'impatto del missile sia concentrato, ai fini della determinazione dell'impulso sulle pareti del cubicolo si assume che il carico sia distribuito. Con tale ipotesi, note la massa, la velocità e la superficie di impatto dei missili, è possibile, ipotizzando una decelerazione costante, determinare il tempo di impatto e quindi i carichi di progetto sulle strutture per tutte le ipotesi di frammentazione.

11. Distanza di Sicurezza nella Prova Idraulica

E' disponibile in letteratura tecnica, un nomogramma per la valutazione della distanza di sicurezza nella prova idraulica. Fermo restando che le prove in pressione devono avvenire con le protezioni chiuse è possibile calcolare una distanza di sicurezza minima ipotetica senza barriere. La distanza desunta dal nomogramma, incrementata mediante opportuni coefficienti di sicurezza, fornisce valori indicativi per prove condotte all'aperto.

12. Effetti delle Lesioni Secondarie per Impatto sul Corpo Umano

Si tratta delle lesioni causate dall'impatto di missili. Tali missili producono lacerazioni, penetrazione e trauma contusivo. Sulla base di nomogrammi, disponibili in letteratura

tecnica, è possibile dare delle stime di pericolosità per l'impatto dei frammenti con varie parti del corpo umano che danno un probabilità di morte per:

- impatto con la testa,
- impatto con il corpo e gli arti.

13. Verifica allo Slittamento e al Ribaltamento

Si ipotizza che il frammento colpisca il cubicolo in una certa posizione, si assume che tutta l'energia si trasformi in energia cinetica e che la resistenza di attrito dissipi l'energia cinetica senza considerare gli effetti dissipativi deformativi. Le verifiche a ribaltamento e a slittamento forniscono un quadro probabilistico delle rotazioni e degli spostamenti che potrebbero interessare il cubicolo in un caso di cedimento totale. La valutazione delle componenti di sollecitazione è peraltro necessaria per il dimensionamento degli ancoraggi al suolo. In questa fase si riscontra una carenza normativa poiché bisogna riferirsi a codici di calcolo non italiani per dimensionare gli ancoraggi.

14. Stima dell'Onda d'Urto sulle Strutture Protettive

L'onda d'urto è un fenomeno correlato all'esplosione fisica di un corpo pressurizzato con gas che si sviluppa in tempi brevissimi con un rapido aumento di pressione fino ad un valore di picco seguito da un decadimento della sovrappressione con una fase di depressione o risucchio ed un'oscillazione della pressione fino alla quiete definitiva. Questa perturbazione si propaga nello spazio circostante a velocità superiore a quella del suono (340 m/s); il valore della sovrappressione di picco si riduce allontanandosi dall'origine. La notevole similitudine tra l'onda d'urto dell'esplosione fisica con le esplosioni condotte in ambito militare permettono di riferirsi a tali studi. L'onda d'urto di solito è compresa tra due situazioni limite che vanno dalla rottura duttile a quella fragile. Per lo studio delle esplosioni fisiche si tiene conto della somma degli effetti:

- si determinano i valori di picco di pressione e impulso sulle pareti della camera dovuti all'onda d'urto
- secondo il grado di chiusura della camera si sommano i valori di picco di pressione e impulso dovuti al solo gas rilasciato.

Le valutazioni vengono eseguite sia sulle pareti in acciaio del cubicolo che, avendo ampi sfiati e ridotte superfici coinvolte, sono meno sollecitate, sia sulle pareti in cemento armato della camera di prova.

15. Valori di Picco della Pressione e Impulso dell'Onda d'Urto

I valori di picco della pressione e dell'onda d'urto si ottengono dalla distanza scalata che è una grandezza dipendente dalle dimensioni e dall'energia del sistema. In questo modo si ricavano il valore dell'impulso ed il valore della pressione di picco, e successivamente, grazie all'ipotesi di linearità, viene dedotta la durata dell'impulso stesso.

16. Valori di Picco della Pressione e Impulso dell'Espansione del Gas

Con la formula di Boyle-Mariotte, dallo stato termodinamico iniziale del gas a quello finale in cui il gas occupa il volume disponibile, si ottiene la pressione di picco che rimarrebbe costante qualora non ci fossero sfiati. In base alle dimensioni degli sfiati si può avere il tempo di decadimento della pressione e dell'impulso.

17. Diagramma delle Pressioni e Curve di Danno

Diagrammando le pressioni con i tempi, si ottiene l'andamento delle pressioni nel tempo sia nel cubicolo primario che nella sala prove, deducendo le sollecitazioni sulle strutture protettive. Importante notare che la caratteristica di duttilità dei metalli si sposta verso una maggior tenacità degli stessi, in virtù dei notevoli gradienti di applicazione del carico. Si possono così avere stime del danneggiamento indotto dall'esplosione fisica sulle strutture che l'hanno contenuta. L'analisi permette di comprendere se sia più importante il danno dovuto all'onda d'urto o all'espansione del gas e i danni potenziali per le persone.

18. Lesioni Primarie

Il danno probabile sul corpo umano che venga investito dall'onda di pressione e dall'onda d'urto e sia quindi contemporaneamente esposto ad una sovrappressione costante per un certo tempo viene valutato in termini di probabilità di sopravvivenza. Possono essere valutati danni ai polmoni, che sono soggetti a emorragia ed edema, all'apparato uditivo, alla laringe, alla trachea e dalla cavità addominale. Naturalmente i dati che emergono vengono utilizzati per definire cautelativamente le zone sicure.

19. Conclusioni

Sono state dimensionate le protezioni per condurre in sicurezza le prove idrauliche e pneumatiche di valvole industriali ad alta pressione. Inoltre sono state scritte le procedure per le diverse fasi della prova in pressione: preparazione, mantenimento e depressurizzazione, impartendo prescrizioni per il sistema di pressurizzazione, il sistema di misura della pressione e le modalità di esecuzione. L'adozione di dette procedure ha non solo migliorato la sicurezza, ma anche la produttività.

Bibliografia

- [1] G. Saville, S.M. Richardson, B.J. Skillerne de Bristowe: "Pressure Test Safety", HSE Contract Research Report 168, 1998
- [2] G. Gurnari, G. Mulè; N. Palumbo "La Valutazione del Rischio nella Prova a Pressione di Attrezzature Metalliche", Atti Convegno SAFAP, Cagliari, 2008
- [3] Foglio Tecnico INAIL "Prova in Pressione di Liquido", Atti Convegno SAFAP, Napoli, 2012
- [4] UNI EN 12666-1 e 12266-2, "Prove su valvole – Prove in pressione, procedimenti di prova e criteri di accettazione – Requisiti obbligatori e supplementari" Edizione Aprile 2004
- [5] D.Lgs. 81/2008
- [6] Raccolta E, DPR 302/56, D.M.329/04, EN 13445-5, AD Merkblatt
- [7] Raccolta VSR rev. 95

Apparecchiature a pressione trasportabili: Il quadro attuale per le revisioni periodiche

M. Giuffrida*, C. Grazioli*, M. Platania*, P. Sergi*

*INAIL - UOT CVR Messina

Sommario

Il più recente riferimento normativo in materia è rappresentato dal D.Lgs. n.78 del 12 giugno 2012, recepimento della direttiva europea 2010/35/UE. Questa direttiva si riferisce alla progettazione, costruzione e controllo delle attrezzature immesse sul mercato a far data dal 09 marzo 2002, ma non abroga una serie di norme che rimangono tuttora vigenti. Si configurano, di fatto, situazioni transitorie che richiedono una certa attenzione soprattutto nella gestione operativa.

Allo stato attuale, coesistono sul mercato due grossi gruppi di a.p.t., quelle immesse prima del 09 marzo 2002, per convenzione indicate come „vecchio parco“, e quelle immesse dopo, indicate come „nuovo parco“. Resta l'anno 2002 come transitorio, che concentra in sé le maggiori criticità tra vecchia e nuova normativa in quanto, se può sembrare abbastanza chiaro il confine di competenza delle norme per la costruzione, non lo è sicuramente nel caso della revisione periodica.

Sulla scorta dell'esperienza lunga ed approfondita di un ente come l'INAIL (Istituto Nazionale per l'Assicurazione contro gli Infortuni sul Lavoro) - Settore Ricerca Certificazione e Verifica, nel quale confluiscono tutta l'esperienza e la competenza proveniente dall'attività dell'ISPESL (Istituto Superiore per la Prevenzione e la Sicurezza del Lavoro), il presente lavoro sviluppa un'analisi parallela tra le a.p.t. „vecchio parco“ e quelle „nuovo parco“, con preciso riferimento alle procedure di revisione periodica.

1. Introduzione

Il vecchio parco risponde alla normativa preesistente, tuttora vigente, rappresentata dal D.M. del 12 settembre 1925 e successive serie di Norme Integrative (N.I.).

Per il nuovo parco invece si è concretizzata la necessità di armonizzare la normativa nazionale alle direttive europee, attraverso quelle convenzionalmente indicate come direttive TPED (Transportable Pressure Equipment Directive), a cominciare dalla 99/36/CE, ed anche ai regolamenti internazionali, quali l'ADR (Accord Dangereuses Route), il RID (Règlement International Dangereuses) e l'ADN (Accord Dangereuses Navigation) relativi al trasporto di sostanze pericolose, ivi comprese quelle contenute nelle a.p.t..

È utile ricordare che il campo delle a.p.t. risulta piuttosto articolato poiché comprende differenti tipologie di recipienti, quali bombole, bidoni, fusti, tubi, cisterne, incastellature di bombole, ecc., con tutta una serie di peculiarità e di specifiche.

Le definizioni valide per la normativa preesistente sono state aggiornate ed in parte modificate con l'attuale, inoltre tutti i recipienti vengono ulteriormente differenziati in relazione al contenuto (liquidi e gas differenti) ed alla capacità (peso e/o volume). Per ogni gruppo di a.p.t. le stesse norme presentano alcune specifiche differenti relativamente ai parametri costruttivi (materiali, spessori, saldature, ecc.), alle prove da effettuare ed ai valori di riferimento, nonché alle scadenze indicate per le revisioni periodiche.

Non in ultimo, si inserisce anche la possibilità, di „riqualificare“ le apparecchiature datate (vecchio parco) per valutare la loro conformità ai parametri attuali (nuovo parco).

A titolo esemplificativo si sceglie di riportare l'analisi effettuata su un solo tipo di a.p.t. rappresentato dai **contenitori per GPL (Gas di Petrolio Liquefatto)**. La scelta viene dettata dalla necessità di concentrare il più possibile le osservazioni e i dati disponibili,

evitando di disperdersi nelle varie casistiche, al fine di fornire un risultato chiaro che possa essere utilizzato nella sua interezza.

Nello specifico, si vuole rappresentare, per questa casistica, quali sono gli obblighi delle ditte proprietarie di queste attrezzature, le scadenze previste, gli enti preposti alle operazioni di revisione, sia per il vecchio che per il nuovo parco. Inoltre vengono messi a fuoco in particolare gli aspetti procedurali che riguardano la revisione periodica nei due casi, ossia i requisiti minimi di sicurezza, le prove e le misure da effettuare, le procedure di punzonatura e di certificazione.

Infine viene riportata una valutazione sugli esiti delle revisioni periodiche effettuate su differenti recipienti del vecchio e del nuovo parco, analizzando e confrontando le tipologie di difetti riscontrati e le percentuali di demolizione.

2. Recipienti vecchio parco

La normativa di riferimento è rappresentata dal Decreto Ministeriale 12 settembre 1925 – Approvazione del regolamento per le prove e le verifiche dei recipienti destinati al trasporto per ferrovia dei gas compressi, liquefatti o disciolti (G.U. 6 ottobre 1925, n. 232) - e successive Norme Integrative (N.I.), nonché tutta una serie di Circolari, che si susseguono fino allo stato attuale, emanate dagli Enti competenti in materia, quali il Ministero dei Trasporti e l'ISPESL. Ovviamente questi riferimenti hanno efficacia solo per quanto concerne il regime di revisioni periodiche, in quanto decadono per limiti temporali la costruzione ed il collaudo. Ma l'aspetto più significativo è che la suddetta normativa mantiene legittimità solo a livello nazionale; seppure è vero che, almeno in linea di principio, viene consentita la commercializzazione di questi recipienti, purché rispondano anche ai requisiti minimi richiesti dall'ADR e dal RID, dal punto di vista tecnico, confrontando le prescrizioni del D.M.12/09/1925 con queste ultime, risulta che le condizioni sono insufficienti per ritenere equivalente il grado di sicurezza. Pertanto di fatto queste apparecchiature continuano a vivere solo sul mercato italiano.

Bisogna segnalare inoltre la presenza di una casistica intermedia, rappresentata da quei contenitori immessi sul mercato dal 1985, secondo il recepimento delle direttive europee 84/527/CEE. Per questi è prevista la possibilità di rimarcare secondo le indicazioni della direttiva TPED, quindi con l'apposizione del marchio π , a seguito di una semplice ispezione periodica: l'aspetto controverso è che tutto ciò consente la loro commercializzazione ma non la loro libera circolazione in ambito europeo.

L'unica possibilità concreta di allargare questo orizzonte è quindi, di fatto, la „procedura di rivalutazione di conformità“ prevista dal D.Lgs. n.78 del 12 giugno 2012 (TPED), secondo la quale viene demandata agli Enti Preposti, gli Organismi Notificati, l'esecuzione di tutti gli accertamenti atti a verificare la rispondenza dei contenitori alle norme vigenti. Comunque ad oggi sussistono problematiche di carattere tecnico inerenti le proprietà dei materiali e le eventuali prove supplementari da eseguire su di essi; pertanto la procedura di rivalutazione viene eseguita sotto la responsabilità dell'organismo notificato, in attesa di indicazioni normative specifiche.

Nel Decreto sopra citato, i recipienti destinati a contenere GPL, realizzati in acciaio saldato, vengono definiti, a seconda della capacità, come bottiglie o bidoni: più precisamente piccoli bidoni, o bottiglie appunto, da 3 a 5 litri e bidoni per capacità maggiore di 5 e fino a 150 litri.

In merito alle revisioni periodiche, si stabilisce che esse vengano effettuate ogni dieci anni; il giorno di scadenza viene considerato il 31 dicembre del 10° anno successivo a quello in cui sono state effettuate le operazioni di approvazione o della precedente revisione, qualunque sia il giorno in cui tali operazioni siano state eseguite.

Nel caso in cui si rendesse necessaria la sostituzione dei collari e/o degli anelli di fondo sui bidoni destinati al trasporto GPL, secondo le modalità dettate dalla norma, ad

operazione ultimata, la ditta proprietaria dovrà richiedere la revisione agli Enti di controllo preposti; tale revisione vale a tutti gli effetti come collaudo periodico.

In questo regime normativo, gli Enti preposti ad effettuare le operazioni di revisione periodica sono l'INAIL, che ha acquisito nel 2010 le competenze già dell'ISPESL, e la M.C.T.C. (Motorizzazione Civile e Trasporti in Concessione).

2.1 Procedure di prove e verifiche

Le operazioni di revisione periodica si svolgono presso centri opportunamente attrezzati ed autorizzati dagli Enti competenti. Per l'effettuazione delle prove, i recipienti debbono essere riuniti in gruppi di non più di cento pezzi, anche non omogenei come capacità. Qualora le operazioni vengano eseguite presso centri che curano l'effettuazione di revisioni per conto terzi, i gruppi predetti devono essere costituiti di recipienti appartenenti ad un'unica ditta proprietaria.

La procedura prevede che, presso il centro incaricato della revisione, i recipienti vengano preparati per le operazioni di verifica. È necessario, pertanto, pulire le ghiere in modo da rendere agevole ed inequivocabile l'identificazione delle punzonature di origine e di approvazione nonché quelle delle eventuali precedenti revisioni; inoltre bisogna togliere da ogni recipiente la valvola ed effettuare un'accurata pulitura esterna ed interna, questa ultima mediante efficace lavaggio con acqua.

Successivamente ogni singolo recipiente, bottiglia o bidone, deve essere sottoposto alle seguenti operazioni di verifica alla presenza di un tecnico collaudatore di uno degli Enti competenti:

- visita esterna
- prova di pressione

La visita esterna consiste in un'accurata ispezione generale, per accertare l'eventuale presenza di anomalie di fabbricazione, la buona conservazione delle lamiere e delle saldature ed individuare eventuali deformazioni o difetti che possano compromettere la stabilità del recipiente.

Si considerano deformazioni significative le ammaccature prossime al cordone di saldatura, quelle di rilevante entità o che presentino bordi a spigolo vivo; difetti vengono considerati la corrosione, sia essa superficiale ma diffusa sia essa puntuale ma profonda, nonché evidenti rifacimenti delle saldature o dilatazioni del materiale.



Foto 1: Ammaccatura di rilevante entità a spigolo vivo.

La prova di pressione serve a verificare la tenuta del recipiente e viene effettuata mediante una prova idraulica: si raggiunge la pressione di 30 kg/cm² (pari a 29,4 bar), e si mantiene per un tempo sufficiente (circa un minuto) ad osservare che non vi siano perdite o trasudamenti e non intervengano deformazioni permanenti.

In caso di esito negativo delle prove, o qualora possa esservi dubbio sul grado di sicurezza del recipiente, a causa della presenza di difetti riscontrati, deve essere negato il suo ulteriore utilizzo. Ogni recipiente deve essere reso materialmente inservibile alla presenza del collaudatore, mediante un foro di mm 10 di diametro oppure mediante taglio circonferenziale.

Per i recipienti che invece presentano esito favorevole alle prove di revisione, vengono punzonate sulla ghiera le ultime due cifre dell'anno in corso seguite dallo stemma di Stato. Per la certificazione, viene impiegato un modulo cumulativo per ogni gruppo di 100 pezzi, il quale riporta i dati della ditta proprietaria e del centro revisione, ed elenca tutti i recipienti del gruppo con l'indicazione della ditta fabbricante e del numero d'ordine (matricola). Il tecnico collaudatore riporta l'esito delle prove, depennando ed evidenziando opportunamente i numeri dei recipienti per i quali questo risulta negativo; infine appone la data delle prove, la propria firma ed il timbro dell'ufficio al quale appartiene.

3. Recipienti nuovo parco

La normativa di riferimento è quella relativa all'ambito TPED a cominciare dalla Direttiva Quadro 2008/68/CE, recepita in Italia mediante il D.Lgs. 27/01/2010 n. 35, ed i successivi aggiornamenti, il più recente dei quali è rappresentato dalla Direttiva 2010/35/UE, recepita dal D.Lgs. n.78 del 12 giugno 2012. Queste norme hanno valore a livello europeo ed assimilano anche i Regolamenti Internazionali, quali l'ADR, RID e ADN, consentendo la libera circolazione delle a.p.t. tra i vari Stati. In Italia il D.M. 21/01/2013 recepisce proprio la Direttiva 2012/45/UE che adegua al progresso tecnico l'ADR ed adotta l'edizione 2013.

Secondo le indicazioni, i recipienti di nuova costruzione vengono collaudati, a cura dall'Ente Preposto, e dichiarati conformi alle norme TPED mediante l'apposizione del marchio π, che consente quindi la loro commercializzazione ed il loro utilizzo.

I recipienti portatili e ricaricabili per GPL, una volta definiti bidoni, nella suddetta norma sono indicati come „bombole“, al pari di qualunque a.p.t. di capacità non superiore a 150 lt; nello specifico si tratta di „bombole in acciaio saldato“.

Per quanto riguarda le revisioni periodiche, rimane fissata anche in questo caso la cadenza decennale, sempre con riferimento al 31 dicembre del 10° anno successivo alla precedente revisione.

Quali Enti Preposti ad effettuare le operazioni di revisione sono indicati invece gli „Organismi di controllo e di prova periodici“, detti Organismi Notificati (O.N.); questi devono essere approvati dall'Organismo Nazionale di Accreditamento, che in Italia è rappresentato da Accredia, attraverso una valutazione della competenza settoriale.

3.1 Procedure di prove e verifiche

Le revisioni periodiche continuano a svolgersi presso i centri autorizzati, i quali hanno sempre la responsabilità di preparare e pulire opportunamente i recipienti da sottoporre a verifica. Gli stessi sono riuniti in gruppi di non più di cento pezzi, anche non omogenei come capacità, riconducibili ad un'unica ditta proprietaria. Lo stesso centro ha facoltà di scegliere l'Organismo Notificato con il quale effettuare le revisioni.

Le operazioni di verifica, da svolgere alla presenza del tecnico collaudatore dell'O.N., prevedono, secondo le disposizioni dell'ADR, le seguenti prove per ogni bombola:

- Controllo dello stato esterno, mediante esame visivo, e verifica dell'equipaggiamento e delle marcature esterne;

- Controllo dello stato interno, mediante esame visivo interno o controllo dello spessore minimo delle pareti;
- Controllo della filettatura se vi sono segni di corrosione o se gli accessori sono stati smontati;
- Prova di pressione idraulica e, se necessario, controllo delle caratteristiche del materiale mediante prove appropriate;
- Controllo degli equipaggiamenti di servizio, altri accessori e dispositivi di decompressione, se sono rimessi in servizio.



Foto 2: Vista interna recipiente (dettaglio spessore fasciame).

Si precisa che, nel nostro territorio, attualmente vige l'accordo Multilaterale M255, sottoscritto da Italia e Francia, che consente di derogare al controllo dello stato interno del recipiente alle condizioni previste, le quali tengono conto della qualità del GPL con il quale viene effettuato il riempimento delle bombole in questione. È evidente che questo limita la circolazione delle bombole ai soli paesi che rispettano l'accordo, pertanto rimane nella facoltà della ditta proprietaria optare per la procedura completa; in caso contrario questo deve essere espressamente evidenziato nel certificato di revisione.

Si segnala, per opportuna conoscenza, che dal 1° gennaio 2015 diventerà obbligatoria l'applicazione della norma UNI EN 1440 (edizione 2012), in merito alle stesse procedure di verifica.

Per quanto concerne la prova di pressione idraulica, il valore di riferimento è indicato pari a 30 bar; permane l'obbligo della messa fuori uso, mediante foratura o taglio, dei recipienti che presentino esito negativo alle prove, a causa della presenza di difetti.

Sui recipienti per i quali l'esito risulti positivo, vengono punzonati sia il marchio dell'O.N., depositato presso l'autorità competente, sia la data dei controlli costituita dalle quattro cifre dell'anno o solo dalle ultime due; le punzonature vengono riportate sulla ghiera.

L'attestato di ispezione periodica cumulativo è costituito da un modulo per bombole saldate che riporta, per ogni gruppo di 100 pezzi, le seguenti informazioni:

- 1) Numero e data di emissione del Certificato a cura dell'O.N.;
- 2) Ditta richiedente;
- 3) Numero di recipienti (non più di 100);
- 4) Luogo e data dell'ispezione;
- 5) Valore della pressione di prova idraulica espressa in bar;
- 6) Estremi del certificato di taratura del manometro utilizzato unitamente alla marca ed al numero identificativo;
- 7) Elenco delle bombole con esito negativo;

- 8) Osservazioni e/o prescrizioni del tecnico dell'O.N. (eventuale riferimento all'accordo Multilaterale M255);
- 9) Dati del fabbricante e numeri d'ordine di fabbricazione dei recipienti;
- 10) Note eventuali;
- 11) Conclusioni con esito delle prove e indicazione del termine di successiva ispezione periodica;
- 12) Data e firma del tecnico collaudatore dell'O.N.;
- 13) Firma del Responsabile Tecnico dell'O.N.;
- 14) n° progressivo della specifica di addebito TPED.

Gli attestati di ispezioni e prove periodiche sono prodotti in triplice copia; la ditta richiedente ha obbligo di conservare la copia in suo possesso almeno fino alla successiva ispezione.

4. Valutazioni statistiche

L'Unità Operativa Territoriale dell'INAIL - Settore Ricerca sede di Messina svolge attività di revisione dei recipienti per il trasporto di GPL presso alcune ditte presenti sul territorio di competenza. Questo ha consentito di osservare diverse casistiche ed acquisire sufficienti dati da consentire opportune valutazioni di tipo statistico.

Per quanto riguarda l'attività inerente i recipienti del „vecchio parco“, le revisioni risultano molto numerose e, di conseguenza, i dati disponibili, mentre per quanto concerne il „nuovo parco“ le revisioni decennali sono iniziate solo recentemente (tenuto conto delle scadenze imposte dalle norme). Al fine di confrontare due campioni del tutto omogenei, e rispettando il proposito di fornire un quadro attuale della situazione, si propone un'osservazione in parallelo sulle revisioni eseguite nei due casi tra il mese di settembre del 2013 e il mese di giugno 2014.

I due campioni di recipienti individuati sono dell'ordine dei 4000/4500 pezzi revisionati: per ognuno viene valutato il tipo di difetti riscontrati e la sua incidenza in termini statistici, successivamente vengono messi a confronto e analizzati i risultati ottenuti.

Si possono riassumere le tipologie di difetti utili da analizzare secondo lo schema seguente:

- **Corrosione puntuale**
 - fondo,
 - fasciame,
 - bordo superiore,
 - saldature;
- **Dilatazione** (deformazione plastica del materiale);
- **Difetti di saldature;**
- **Forature;**
- **Filettatura dei rubinetti** (danneggiamenti vari).

4.1 Vecchio parco

Per i recipienti G.P.L. appartenenti al vecchio parco viene preso in esame un campione di 4500 pezzi, di capacità 10, 15, 25 o 62 kg. In questo caso la percentuale di elementi messi fuori uso, a causa di esito negativo della revisione, è dell'ordine del 4-5% rispetto al totale. I difetti più frequenti sono apparsi quelli legati alla corrosione e poi quelli derivanti da rifacimenti di saldatura lungo il fasciame del bidone; sono quasi assenti i difetti riconducibili a danneggiamenti delle saldature sui fondelli e sui collari. I risultati si riferiscono comunque al totale dei pezzi sottoposti a verifica, indipendentemente dalla loro tipologia.



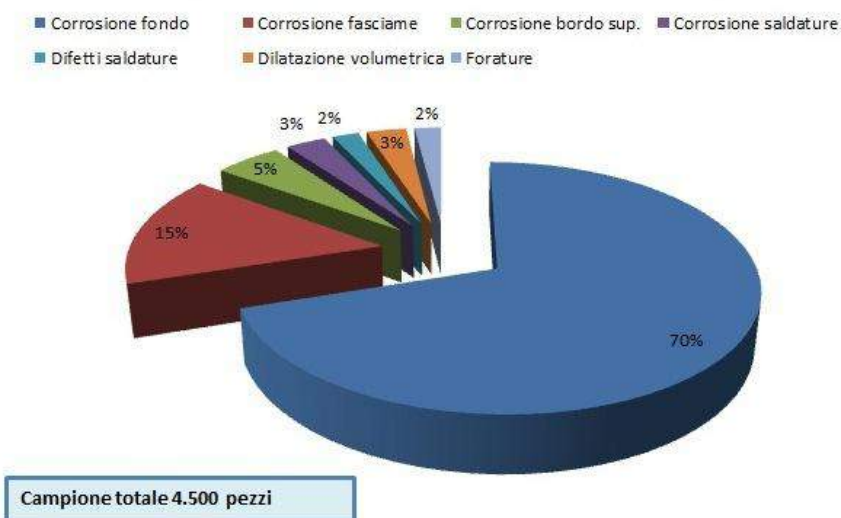
Foto 3. Corrosione profonda con foratura



Foto 4: Rifacimento di saldatura

Il diagramma che segue riporta l'incidenza statistica dei vari difetti osservati, rispetto al numero di recipienti scartati.

Suddivisione per tipologia dei difetti riscontrati



Si evince facilmente che l'incidenza dei difetti riguarda principalmente fenomeni di corrosione del fondo ed in maniera più marginale quella del fasciame. Sono rari i casi di forature, così come i difetti di forma dovuti a dilatazione.

Inoltre si è notato che una percentuale maggiore di pezzi scartati, o comunque interessati da difetti, si presenta tra i bidoni da 10 kg e tra quelli da 15 kg del tipo "alto". Questo si ricollega innanzitutto al fatto che lo spessore dell'acciaio diminuisce al diminuire della capacità del bidone; inoltre, dai riscontri effettuati, è emerso che tale tipologia è frequentemente utilizzata da attività commerciali del settore della ristorazione, o da utenti privati in attività di campeggio o simili, il che comporta il loro posizionamento in locali esterni, maggiormente esposti agli agenti atmosferici e soprattutto all'azione di agenti corrosivi sul fondo, fatto rilevante soprattutto se si pensa che la vita media di un contenitore è dell'ordine dei 40-50 anni.

4.2 Nuovo parco

Per i recipienti GPL appartenenti al nuovo parco si esamina un campione di circa 4000 pezzi, sempre di diversa capacità. In questo caso la percentuale di bombole revisionate con esito negativo in media è dell'ordine dello 0,3% rispetto al totale.

Appare ovvio che la differenza consistente rispetto al caso precedente è legata alla giovane età di questi recipienti, che si trovano alla loro prima revisione decennale.

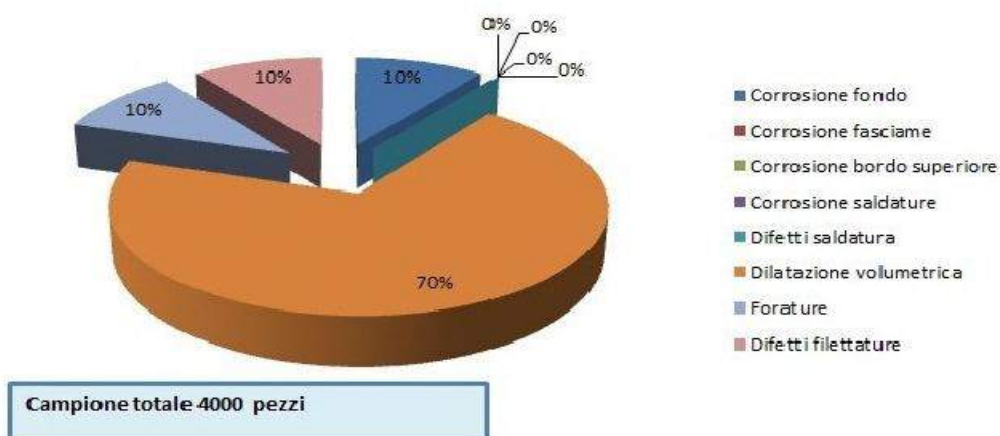
I difetti più frequenti sono legati stavolta alla dilatazione volumetrica, che si presenta con il classico „spanciamento” della bombola; si registra inoltre il difetto connesso alla presenza di danneggiamenti sulle filettature dei rubinetti.



Foto 5: Dilatazione volumetrica

Anche per questo campione, un diagramma riporta l'incidenza statistica dei diversi difetti riscontrati, indipendentemente dalla tipologia delle bombole osservate.

Suddivisione per tipologia dei difetti riscontrati



La scarsa presenza di corrosione è imputabile ancora una volta alla breve vita delle bombole, mentre si conferma, seppure nelle basse percentuali, la tendenza di associare il maggior numero di difetti ai recipienti di minor capacità (10 kg), per le stesse motivazioni già rilevate nel caso precedente.

Bibliografia

- [1] Decreto Ministeriale 12 settembre 1925 – Approvazione del regolamento per le prove e le verifiche dei recipienti destinati al trasporto per ferrovia dei gas compressi, liquefatti o disciolti
- [2] 55° Serie di Norme Integrative al D.M. 12/09/25
- [3] Circolare Ministeriale n° 14/4424/C del 23 marzo 1974
- [4] D. M. del 16/10/98 (Min. Trasporti e Navigazione)
- [5] Circolari n.3982/MOT2/C del 26/10/2004 e n.4371/MOT2/H del 12/12/2005 - Ministero delle infrastrutture e dei trasporti
- [6] Direttiva Quadro 2008/68/CE, recepita in Italia mediante il D.Lgs. 27/01/2010 n. 35,
- [7] Direttiva 2010/35/UE, recepita dal D.Lgs. n.78 del 12 giugno 2012.
- [8] D.M. 21/01/2013 recepisce proprio la Direttiva 2012/45/UE
- [9] Regolamento Internazionale ADR edizione 2013 e relativo allegato Istruzione di imballaggio P200.
- [10] Tonti A. “Recepisce le nuove regole europee sulle attrezzature a pressione trasportabili”, Igiene e Sicurezza del Lavoro n.10/2012
- [11] Pierdominici M.A. “La nuova direttiva TPED”, Atti Convegno Safap2012
- [12] Giacobbe, Polimeni, Sergi, Russo, Olivo, Morelli “Prove di scoppio su bombole GPL”
- [13] UNI EN 1440 “Recipienti portatili e ricaricabili di acciaio saldato per gas di petrolio liquefatto (GPL) – Riquilificazione periodica”, 2012
- [14] UNI EN 1442 “Recipienti portatili e ricaricabili di acciaio saldato per gas di petrolio liquefatto (GPL) – Progettazione e costruzione”, 2008
- [15] UNI EN 1803 “Bombole trasportabili per gas – Ispezione periodica e prove per bombole per gas di acciaio al carbonio saldato”, 2004
- [16] UNI EN 13322-1 “Bombole trasportabili per gas - Bombole ricaricabili per gas di acciaio saldate – Progettazione e costruzione”, 2004

La Centrale Termoelettrica della Tirreno Power s.p.a. di Napoli. Le attività di manutenzione e verifica. Analisi di una criticità

P. Addonizio*, C. Piccolo*, T. Pagliuso*, V. Vosa*, G. Crispino**, A. Modugno***, C. Salemme****

*INAIL – UOT CVR Napoli

**Asl NA1 Centro SPASL

***Libero Professionista

****RSPP Tirreno Power S.p.A.

1. La centrale turbogas Tirreno Power di Napoli

1.1 Descrizione dell'organizzazione

Tirreno Power nasce a seguito della riorganizzazione del mercato italiano dell'energia elettrica, avviata con il D.Lgs. 16/03/99 n.79, in attuazione della Direttiva 96/92 CE.

Con l'approvazione del piano per la cessione degli impianti, intervenuta con il D.P.C.M. 4 agosto 1999, l'ENEL costituiva il 1 ottobre 1999 tre società per azioni (Eurogen, Elettrogen ed Interpower) destinate ad essere cedute. Pertanto, a decorrere dalla sua costituzione, Interpower è succeduta, ex lege, in tutti i beni, diritti e rapporti giuridici inerenti gli impianti ad essa conferiti, compreso tra l'altro la Centrale Napoli Levante.

Il 12 novembre 2002, la società consortile costituita al 50% da Energia Italiana S.p.A. ed al 50% da EblAcea S.p.A., ha ottenuto dall'Autorità per l'Energia e il Gas il diritto di acquistare la Società denominata Interpower S.p.A.

Nel gennaio 2003, Interpower assume la denominazione Tirreno Power S.p.A.

Nel Marzo 2011, l'Assemblea totalitaria dei Soci di Tirreno Power S.p.A. ha deliberato il nuovo assetto azionario, che vede GDF Suez Energia Italia S.p.A. acquisire il 100% di Eblacea S.p.A (ora GDF Suez Italia Holding Partecipazioni S.p.A.), come conseguenza dell'uscita di Acea S.p.A. da quest'ultima. Ad oggi, quindi, la Società è detenuta pariteticamente da GDF Suez Italia Holding Partecipazioni S.p.A. ed Energia Italiana S.p.A. (Sorgenia 78%, Hera 11%, Iride 11%).



Figura n. 1: Composizione societaria

1.2 Ubicazione della Centrale Napoli Levante

La Centrale Termoelettrica Napoli Levante, di proprietà della società Tirreno Power S.p.A., è situata in località San Giovanni a Teduccio nella periferia orientale di Napoli. L'area dell'impianto insiste su di un terreno ricavato dal riempimento di una zona marina nel porto di Napoli, in prossimità della Darsena Petroli. L'orografia immediatamente circostante il sito di Centrale è pianeggiante ed i rilievi più vicini sono costituiti dalle colline della città di Napoli e dal complesso Somma-Vesuvio.



Figura n. 2: Consistenza impianti

1.3 Informazioni sul sito produttivo: cenni storici e sviluppi attuali

La Centrale Napoli Levante è costituita da una unica sezione a ciclo combinato alimentata esclusivamente a gas naturale. Tale configurazione è stata autorizzata dal Decreto del Ministero delle Attività Produttive n°55/01/2005 del 18/05/2005 che ha consentito la trasformazione a ciclo combinato della preesistente Centrale, costituita da 3 gruppi tradizionali a vapore, alimentati ad olio combustibile e gas naturale.

Le operazioni di avviamento sono iniziate nel mese di Settembre 2008 con il First Firing; successivamente è stato effettuato il primo parallelo del Turbogas ad Ottobre 2008 ed infine il primo parallelo completo a fine Novembre 2008. Le attività di messa a regime dell'impianto si sono concluse il 28 aprile 2009 con l'entrata in servizio commerciale.

A decorrere da questa data, il funzionamento della Centrale segue le fluttuazioni del consumo energetico del territorio sulla base delle indicazioni fornite dal Gestore della Rete Elettrica.

Durante l'anno 2011 la Centrale ha ottenuto la certificazione ISO 14001 del Sistema di Gestione Ambientale e la relativa registrazione EMAS.

Grazie a tali risultati e al continuo impegno dei lavoratori nei confronti delle problematiche di sicurezza ed ambiente, il Decreto Autorizzativo n°55/01/2005 del 18/05/2005 (Autorizzazione Integrata Ambientale) è stato recentemente rinnovato per ulteriori 8 anni dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare che ha emanato il D.M. 320 del 12/11/2013, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 02/12/2013.

1.4 Informazioni sul sito produttivo: descrizione dell'impianto

La Centrale a ciclo combinato (CCGT) Napoli Levante trasforma l'energia chimica contenuta nel gas naturale in energia elettrica ad alta tensione. Il gas naturale necessario ad alimentare la turbina a gas viene prelevato dal metanodotto Snam Rete Gas.

La tecnologia CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) utilizzata dalla Centrale Napoli Levante è oggi considerata tra le migliori disponibili, grazie ai suoi elevati rendimenti (superiori al 50%) ed ai ridotti impatti ambientali.

Lo schema produttivo della Centrale, di seguito riportato, è quello tipico di un ciclo combinato per la produzione di energia elettrica che nei suoi tratti essenziali è composto da una turbina a gas, un generatore di vapore a recupero ed una turbina a vapore. La potenza elettrica lorda complessiva dell'impianto è pari a circa 400 MWe.

Più nel dettaglio, l'unità di generazione è costituita da:

- ✓ un turbogas da 268,4 MWe (688 MW termici) ed il suo generatore elettrico associato;
- ✓ un generatore di vapore in grado di erogare vapore a tre livelli di pressioni;
- ✓ una turbina a vapore da 132,6 MWe ed il suo generatore elettrico associato.

La camera di combustione anulare della turbina a gas è dotata di bruciatori di tipo DLN (Dry Low NOX) a bassissima emissione di NOx, in modo da rendere inutile qualunque sistema di abbattimento secondario. L'aria comburente viene immessa in camera di combustione a mezzo di un compressore coassiale con la turbina a gas alla quale è accoppiato il rispettivo generatore elettrico.

Il generatore di vapore a recupero è collegato direttamente allo scarico dei fumi caldi della turbina a gas ed è in grado di produrre vapore, a tre livelli di pressione, in modo da realizzare le condizioni termodinamiche più idonee per il migliore utilizzo nella turbina a vapore, anch'essa accoppiata ad un generatore elettrico.

Il ciclo termico, inoltre, è provvisto di circuiti di risurriscaldamento del vapore, che contribuiscono ad aumentare ulteriormente il rendimento termodinamico dell'impianto.

Il vapore esausto viene scaricato dalla turbina a vapore in un condensatore raffreddato ad acqua di mare a circuito aperto.

Al gruppo turbogas è associato un generatore di vapore a tubi d'acqua da 15 t/h a 20 bar la cui funzione è quella di riscaldare i sistemi del gruppo e velocizzare al la messa a regime del sistema e consentire il parallelo elettrico di rete in tempi rapidi. Gli impianti appena descritti sono corredati di ulteriori apparecchiature che garantiscono alla Centrale un elevato grado di automazione ed un livello di supervisione particolarmente spinto che non potrebbe essere raggiunto con una conduzione tradizionale.

L'energia elettrica prodotta viene ceduta alla rete nazionale a mezzo di una stazione di interconnessione a 220 kV di proprietà della Società Terna S.p.A..

Di seguito viene riportato uno schema tipico di impianto turbogas in ciclo combinato.

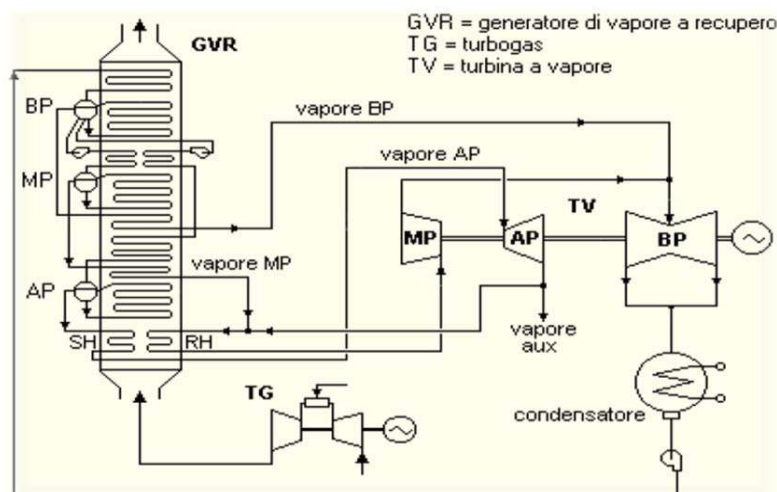


Figura n.3: Schema semplificato dell'impianto

2. Le attività dell'INAIL

2.1 La denuncia di messa in servizio

Le attività dell'INAIL hanno avuto inizio nell'anno 2009 a seguito della denuncia di messa in servizio ai sensi dell'art. 6 del DM 329/2004 presentata al Dipartimento ex ISPEL di Napoli dell'insieme a pressione, fabbricato e debitamente installato in sito da Ansaldo Energia S.p.A., avente numero di fabbrica AEN 0348-01-01.

La documentazione è pervenuta al Dipartimento ex ISPEL di Napoli in data 12/06/2009 con prot. N.8312 ed esitata all'esito della verifica documentale.

L'insieme, pur complesso e corredato di attrezzature autonome a supporto e non parte costitutiva del gruppo turbogas, è stato denunciato come ricadente nell'ipotesi di cui all'art. 5 del DM 329/04 ed è stata presentata la documentazione richiesta dall'art. 6 in tali ipotesi.

2.2 La verifica periodica delle attrezzature

In relazione alla categorizzazione dell'insieme AEN 0348-01-01 secondo quanto indicato dall'allegato VII del D.Lgs. 81/08 l'Azienda ha inoltrato all'INAIL UOT di Napoli la richiesta di Prima Verifica Periodica secondo quanto indicato dall'art. 71 del D.Lgs. 81/08 e in attuazione degli adempimenti normativi di cui al DM 11 aprile 2011.

Products (produzione)	Vessels (recipienti)	Piping (tubazioni)	Fluids
GAS	TABLE 1	TABLE 6	Group 1
	TABLE 2	TABLE 7	Group 2
LIQUIDI	TABLE 3	TABLE 8	Group 1
	TABLE 4	TABLE 9	Group 2
CALDAIE		TABLE 5	

Di seguito si riportano, a solo titolo esemplificativo, **la tabella II** (Recipienti gas,vapori e liquidi la cui tensione di vapore alla T° max è > 0,5 bar Fluidi Gruppo 2) e **la tabella IX** (Tubazioni contenenti liquidi la cui tensione di vapore alla T° max è inferiore o uguale 0,5 bar Fluidi Gruppo 2, quando PS > 10 bar - DN > 200 e PS x DN > 2000 bar)

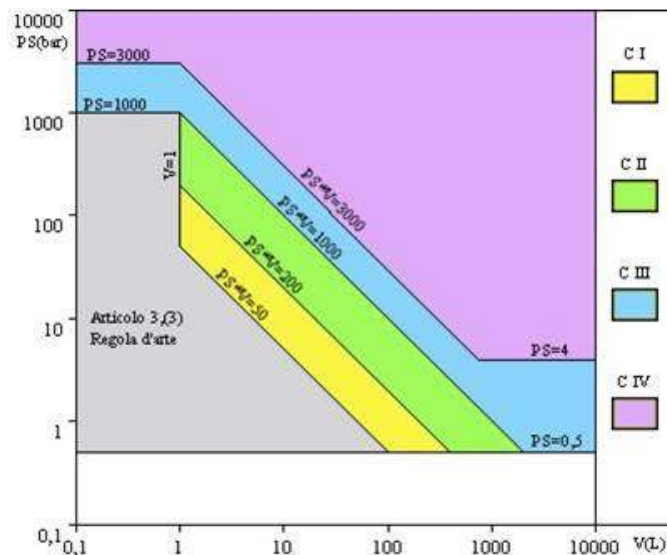


Tabella II Recipienti gas, vapori e liquidi la cui tensione di vapore alla T° max è $> 0,5$ bar
Fluidi Gruppo 2 (fluidi non pericolosi)

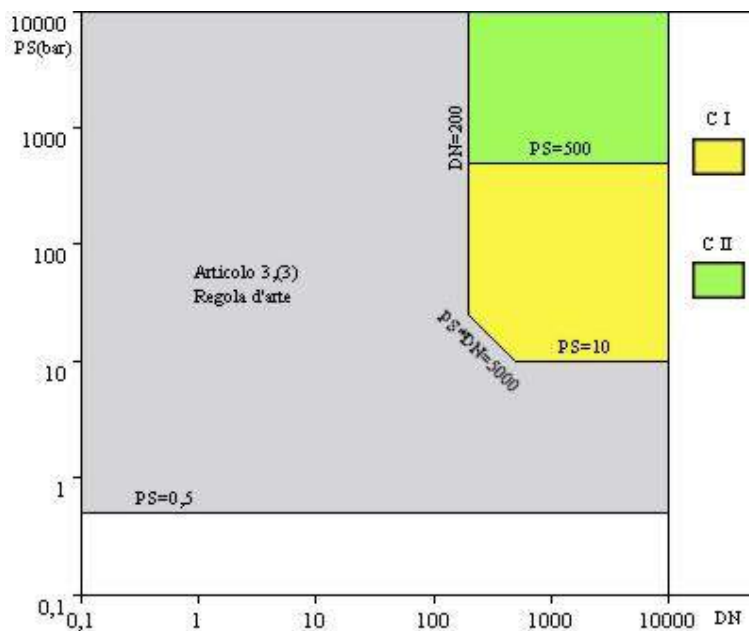


Tabella IX TUBAZIONI liquide la cui tensione di vapore alla T° max è inferiore o uguale 0,5 bar
Fluidi Gruppo 2 (fluidi non pericolosi), quando $PS > 10$ bar - $DN > 200$ e $PS \times DN > 2000$ bar

La richiesta di prima verifica periodica è stata inoltrata per ogni singola attrezzatura componente dell'insieme in relazione ai dati $P \times V$ ed alla categoria di rischio.

In relazione a tale richiesta l'UOT di Napoli ha provveduto ad assegnare una propria matricola ad ogni singola attrezzatura costituente l'insieme, provvedendo di fatto, "a sciogliere" l'insieme inizialmente denunciato.

Tenuto conto della peculiarità dell'insieme, difficilmente gestibile nelle successive attività di verifica periodica a cui sottoporre l'insieme nel suo complesso, tale scelta operativa si è dimostrata essere l'unica strada tecnicamente percorribile e per questo condivisa tra le parti (Tirreno Power, INAIL, ASL).

Inoltre ciò ha consentito di rielaborare lo scadenziario delle verifiche periodiche secondo una logica operativa più snella e funzionale in grado di superare il problema legato alle fermate di impianto, le quali erano necessarie a garantire l'effettuazione delle verifiche sull'intero insieme estremamente complesso.

Le attività di prima verifica periodica sono state effettuate nell'anno 2013 ed il loro esito è stato registrato, da parte dell'INAIL UOT di Napoli, sui relativi verbali di verifica periodica e sulle schede tecniche indicate dal DM 11 aprile 2011.

Tipo di attrezzatura	Verifica e periodicità
Recipienti ed Insiemi per Gas, Vapori diversi dal Vapor d'acqua III e IV	Funzionamento – 3 anni Integrità – 10 anni
Recipienti per Vapore d'acqua o acqua surriscaldata I, II, III e IV	Funzionamento – 3 anni Integrità – 10 anni
Recipienti ed Insiemi per Gas, Vapori diversi dal Vapor d'acqua I e II	Funzionamento – 4 anni Integrità – 10 anni
Generatori di Vapor d'acqua	Funzionamento – 2 anni Visita Interna – 2 anni Integrità – 10 anni

Periodicità delle verifiche - Attrezzature contenenti fluidi del gruppo 2 (Non pericolosi)

MATRICOLA INAIL	FABBRICANTE	N° FABBRICA	APPARECCHIATURA	TAG VALVOLA SICUREZZA	CERTIFICAZIONE CE	TIPO E GRUPPO FLUIDO	CATEGORIA PED	
SOTTOINSIEME			010	Distribuzione aria Strumenti e Servizi				
2013/7/156/NA	CASAF	SAR028/07	SERBATOIO ACCUMULO ARIA SERVIZI	40QFB30AA19 1	SAR028/07 30/12/2008	ARIA - 2	IV	
2013/5/157/NA	CASAF	SAR029/07	SERBATOIO ACCUMULO ARIA STRUMENTI	40SCA20AA19 1	SAR029/07 30/12/2008	ARIA - 2	IV	
2013/03/12NA	COES SRL	S070023	FILTRO ESSICCATORE D'ARIA	40QFA11AA19 1	AP003/04 02/02/2007	ARIA - 2	II	
2013/03/13NA	COES SRL	S070024	FILTRO ESSICCATORE D'ARIA	40QFA11AA19 2	AP003/04 02/02/2007	ARIA - 2	II	
2013/03/14NA	COES SRL	S070025	FILTRO ESSICCATORE D'ARIA	40QFA12AA19 1	AP003/04 02/02/2007	ARIA - 2	II	
2013/03/15NA	COES SRL	S070026	FILTRO ESSICCATORE D'ARIA	40QFA12AA19 2	AP003/04 02/02/2007	ARIA - 2	II	
MATRICOLA INAIL	DATI TECNICI			PERIODICITA' VERIFICA DI FUNZIONAMENTO	DATA PRIMA VERIFICA PERIODICA	DATA VERIFICA SUCCESSIVA	PERIODICITA' VERIFICA DI INTEGRITA'	DATA VERIFICA DI INTEGRITA'
	V (l)	Ps (barg)	Ts (°C)					
2013/7/156/NA	20000	12	60	TRIENNALE	22/04/13	22/04/16	DECENNALE	27/07/2017
2013/5/157/NA	20000	12	60	TRIENNALE	29/04/13	29/04/16	DECENNALE	27/07/2017
2013/03/12NA	71,5	12	100	QUADRIENNALE	05/07/13	05/07/17	DECENNALE	02/02/2017
2013/03/13NA	71,5	12	100	QUADRIENNALE	05/07/13	05/07/17	DECENNALE	02/02/2017
2013/03/14NA	71,5	12	100	QUADRIENNALE	05/07/13	05/07/17	DECENNALE	02/02/2017
2013/03/15NA	71,5	12	100	QUADRIENNALE	05/07/13	05/07/17	DECENNALE	02/02/2017

Esempio di quadro riepilogativo delle attività di verifica

2.3 La verifica periodica delle tubazioni

In tale ottica si è operato anche per la prima verifica delle tubazioni (periodicità quinquennale indicata dall'allegato VII).

Pertanto anche in tale caso la Tirreno Power ha inoltrato richiesta di prima verifica periodica all' UOT di Napoli.

Anche in questo caso le attività di verifica periodica delle tubazioni sono state caratterizzate attraverso la redazione, da parte dell'INAIL UOT di Napoli, dei verbali di verifica periodica e delle schede tecniche indicate dal DM 11 aprile 2011.

Tipo di attrezzatura	Verifica e periodicità
Tubazioni per Gas, vapori e liquidi surriscaldati III con Ts ≤ 350 °C	Integrità – 10 anni
Tubazioni per Gas, vapori e liquidi surriscaldati III con Ts > 350 °C	Funzionamento – 5 anni Integrità – 10 anni
Tubazioni per liquidi	Nessuna Verifica

Periodicità delle verifiche - Attrezzature contenenti fluidi del gruppo 2 (Non pericolosi)

SOTTOINSIEME			005	BY-PASS VAPORE MEDIA PRESSIONE A CONDENSATORE				
MATRICOLA INAIL	FABBRICANTE	N° FABBRICA	APPARECCHIATURA	CERTIFICAZIONE CE	TIPO E GRUPPO FLUIDO	CATEGORIA PED		
2014/7/57/NA	Ansaldo	40MAP01BR002	TUBAZIONI	0348FB-01-I0500 CE 1131 12/03/2009	VAPORE-2	III		
2014/7/758NA	Ansaldo	40MAP01BR003	TUBAZIONI		VAPORE-2	III		
MATRICOLA INAIL	DATI TECNICI			PERIODICITA' VERIFICA DI FUNZIONAMENTO	DATA PRIMA VERIFICA PERIODICA	DATA VERIFICA SUCCESSIVA	PERIODICITA' VERIFICA DI INTEGRITA'	DATA VERIFICA DI INTEGRITA'
	DN (mm)	Ps (barg)	Ts (°C)					
2014/7/57/NA	900	41	567	QUINQUENNALE	13/02/2014	13/02/2019	DECENNALE	12/03/2019
2014/7/758NA	900	41	567	QUINQUENNALE	13/02/2014	13/02/2019	DECENNALE	12/03/2019

Esempio di quadro riepilogativo delle attività di verifica

2.4 L'esame della documentazione per la proposta di riparazione di tubazione

Come descritto nel successivo paragrafo relativo all' analisi di un "caso critico" l' UOT di Napoli dell' INAIL è intervenuta nell'esame della proposta di riparazione di tubazione inoltrata dalla Tirreno Power s.p.a. a seguito di alcune cricche riscontrate in una tubazione facente parte dell' "insieme" avanti descritto ed già oggetto delle attività di verifica previste dal DM 11 aprile 2011.

Le attività dell'INAIL sono state svolte secondo le modalità operative descritte nella Circolare ISPESL prot. A00-07/0000821/10 del 8 marzo 2010. I risultati delle attività sono riportati nel capitolo successivo nella descrizione del "caso critico".

Di seguito si riportano le foto delle cricche individuate durante le attività di monitoraggio.



Cricca passante



Individuazione dell'estensione della cricca tramite LP

3. Il ruolo e l'esperienza operativa dell'ASL NA 1

Pur se la normativa attuale attribuisce alle ASL compiti di verifica solo successivamente alla esecuzione della prima verifica periodica di competenza INAIL, nel caso di specie, attesa la complessità dell'insieme "Turbogas" della centrale Termoelettrica Tirreno Power di Napoli Levante e dei suoi sottoinsiemi, si è ritenuto opportuno, in sintonia con il management Tirreno Power ed in sede di avvio delle attività produttive, eseguire accessi ricognitivi sul sito per verificare l'aderenza alla reale situazione impiantistica degli elaborati allegati alla denuncia di messa in servizio art 6 DM 329/04.

Sono emersi alcuni disallineamenti con le documentazioni a corredo della denuncia di messa in servizio, inoltre alcuni sottoinsiemi strutturali, composti esclusivamente di tubazioni, erano di difficile identificazione.

D'intesa con la società Tirreno Power che ha dimostrato sensibilità ed attenzione alla problematica si è convenuto di procedere alla perfetta regolarizzazione dell'insieme e delle attrezzature di supporto; denunciando all'INAIL con procedura art. 4 e successivamente messa in servizio art.6 DM 329/04, le attrezzature non ricomprese nell'insieme ed infine procedendo con una capillare ricognizione ad individuare ed identificare con opportuna targhetta ogni sottoinsieme ed i suoi limiti fisici.

Relativamente alla gestione in sicurezza delle singole attrezzature dell'impianto, nelle more di un definitivo assetto normativo (DM 11/04/2011), al fine di adempiere al dettato normativo dell'art 71 comma 11 ed Allegato VII D.Lgs 81/08 sono state eseguite da parte dell'ufficio le attività di verifica delle singole attrezzature e dei sistemi di protezione dell'insieme, il controllo e la taratura su banco attrezzato delle valvole di sicurezza secondo la cadenza temporale normativamente prevista.

4. Attività di manutenzione in Tirreno Power: gestione delle attrezzature a pressione

Ciascuna apparecchiatura di Centrale è soggetta a specifico programma di manutenzione gestito secondo calendari elaborati dai costruttori delle stesse apparecchiature. Tutte le attività di manutenzione si distinguono per entità e frequenza a seconda delle indicazioni del costruttore e delle specifiche condizioni operative d'impianto.

In tale contesto, l'applicazione della Direttiva PED ha innovato complessivamente l'approccio alla costruzione, ai controlli ed alle autorizzazioni delle attrezzature a pressione; tale innovazione risiede principalmente nella trasformazione dal sistema autorizzativo, gestito dall'Ente di Controllo Pubblico, al sistema certificativo di conformità, che tiene conto non solo dei criteri minimi di sicurezza ma anche dei requisiti di qualità in senso lato.

5. L'analisi di un caso critico

Nell'ambito del presente lavoro, si ritiene particolarmente utile presentare un caso di estremo interesse relativamente alla gestione delle attrezzature a pressione effettuata nell'ambito della Centrale Tirreno Power Napoli Levante:

“attività di sostituzione senza modifica di un tratto lesionato della tubazione che dalla valvola by-pass M.P. (tipo “VLBL 250 BTC” identificata con numero di serie NF AENIM 0348FB-01-I0500) arriva al condensatore (attrezzatura a pressione avente categoria di rischio PED III, gruppo 2, stato gas, modulo applicativo G, pressione massima 41 bar, temperatura massima 567°C, DN_{MAX} 900)”.

Tale intervento di riparazione si è reso necessario poiché, a seguito di alcuni controlli eseguiti secondi il programma di manutenzione adottato, sono emerse delle cricche che, monitorate nel tempo, hanno evidenziato una graduale progressione.

Dalle indagini condotte si è potuto determinare che la formazione di tali cricche era da attribuire a due cause concomitanti:

- gradienti termici differenti delle superfici a cavallo della saldatura con conseguente diversa dilatazione dei materiali ed induzione di tensioni strutturali;
- utilizzo non continuo della linea con notevoli sbalzi termici (*effetto a fatica*).

L'entità delle cricche e la loro dislocazione, individuate con utilizzo di liquidi penetranti, hanno fatto propendere per la sostituzione del tratto di tubazione interessato piuttosto che per la riparazione delle cricche.

L'attività di sostituzione in questione è stata condotta seguendo una specifica procedura, la quale recependo le prescrizioni della normativa PED-DM 329/04 e delle relative lettere circolari applicative dell'ISPESL/INAIL consente di dimostrare la congruità tipologica e dimensionale dei materiali, dei procedimenti di saldatura adottati nonché l'invarianza delle condizioni di esercizio quali carichi di produzione, entità dei flussi termici, temperature e pressioni; condizioni necessarie a non alterare le valutazioni eseguite dal costruttore in sede progettuale.

Ciascuna attività di riparazione è stata controllata attraverso indagini non distruttive per valutare la corretta esecuzione del lavoro ed il grado di affidabilità e di sicurezza globale del tratto interessato alla sostituzione. In particolare, le indagini di verifica delle saldature sono state condotte attraverso l'impiego della metodica PT (*liquidi penetranti*); la scelta è stata effettuata in considerazione della particolare propensione della metodica in questione alla evidenziazione e localizzazione delle discontinuità superficiali, quali cricche, porosità e ripiegature in tempi rapidi e con grande accuratezza. Tale indagine si è svolta attraverso le seguenti fasi:

- 1) pulizia preliminare tramite solvente e preparazione della superficie;
- 2) applicazione del penetrante rosso;
- 3) rimozione del penetrante in eccesso;
- 4) asciugatura;
- 5) applicazione dello sviluppatore/rivelatore bianco;
- 6) ispezione con l'ausilio della lampada rilevatrice di Wood.

Le attività di sostituzione senza modifica sono state completate in maniera ottimale secondo i dettami della CE-PED e delle normative/lettere esplicative INAIL/ex ISPESL.

L'attrezzatura è quindi rientrata in servizio dal momento che l'intervento si configura come modifica non sostanziale.

Infatti, si ricorda che le condizioni progettuali iniziali e di funzionamento, così come concepite dal costruttore, non sono state cambiate.

Di seguito di riportano alcune foto delle fasi operative dell' intervento di sostituzione della tubazione



6. Conclusioni

L'attività di monitoraggio e controllo delle attrezzature, secondo un programma sistematico e puntuale come quello messo in campo dalla società Tirreno Power spa, consente di individuare e correggere criticità delle apparecchiature ed impianti siano esse di natura strutturale (difetti rilevati) o certificative (carenze o assenze omologative)

riducendo significativamente il livello di rischio nella gestione produttiva di sistemi anche complessi ed articolati.

La collaborazione istituzionale tra l' Azienda e gli enti di verifica e controllo (ASL ed INAIL) ha consentito di realizzare gli interventi nel rispetto degli standard normativi nonché dei termini di verifica periodica previsti la legislazione vigente, garantendo al contempo la funzionalità e l' operatività in sicurezza delle attrezzature nelle loro complessità e globalità.

Bibliografia

- [1] Regio Decreto 12 maggio 1927, n. 824 "Approvazione del regolamento per l'esecuzione del R. Decreto-Legge 9 luglio 1926, n. 1331 che costituisce l'Associazione Nazionale per il Controllo della Combustione"
- [2] Decreto Ministeriale 21 maggio 1974 "Norme integrative del regolamento approvato con R.D: 12.5.1927, n. 824, e disposizioni per l'esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchi a pressione"
- [3] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione"
- [4] Decreto 1 dicembre 2004 n. 329 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all' art. 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93"
- [5] D.M. 11 aprile 2011 "Disciplina delle modalità di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all' All. VII del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, nonché i criteri per l'abilitazione dei soggetti di cui all'articolo 71 comma 12, del medesimo decreto legislativo"

Mappatura delle tensioni su polmone di impianto aria compressa

N. Altamura*, G. de Gennaro*, A. de Sandre*, M. S. de Musso*, A. Mele**

*INAIL - UOT CVR Bari

**INAIL - UOT CVR Taranto

Sommario

Dall'applicazione del DM n. 329/04, ed in particolare l'articolo 16, si sono evidenziati apparecchi in pressione che in passato, con il R.D. n. 824 del 1927 non avevano l'obbligo di verifica di messa in servizio (ex apparecchi di classe A). Molti di questi apparecchi erano destinati al semplice contenimento di acqua con bassissima pressione di lavoro (solitamente inferiore a 1 bar), e successivamente venivano destinati ad altre funzioni o processi produttivi che, al contrario, connotavano pressioni maggiori.

Per diversi motivi, come il cambio delle proprietà aziendali, la vendita al fallimento di alcune aziende (specialmente in questi ultimi anni di depressione produttiva), ecc., diversi apparecchi, improvvisamente hanno assunto una nuova destinazione, diventando però molto pericolosi.

Nella memoria si sottopone l'attenzione sull'utilizzo di un polmone di aria di grossa capacità, originariamente progettato per contenere acqua a bassa pressione. Per evidenziare i pericoli strutturali a cui si è dovuto ovviare si è effettuato un confronto fra i metodi di analisi lineare e non lineare, concentrando l'attenzione sulle membrature ovviamente più sollecitate.

Allo scopo, si è utilizzato il metodo FEM per mappare l'andamento delle tensioni equivalenti su tutta l'estensione dell'apparecchio. Ciò ha esaltato i problemi delle parti che si elasticizzano ma ha anche evidenziato l'aumento delle tensioni in zone poco esaminate e quindi più sensibili a tutti quei fenomeni di degrado che si dovrebbero evitare nella vita di un apparecchio "semplice".

L'analisi FEM è stata rieseguita ad una pressione di progetto inferiore seguendo nuovamente le due strade parallele, confrontando il comportamento dell'apparecchio nei due casi di comportamento lineare e non lineare del materiale. Ciò ha confermato la validità della teoria elastica e la precisione del metodo di analisi non lineare e la sua necessità nei casi limite come il presente.

1. Introduzione

L'apparecchio sottoposto ad osservazione è stato installato circa venti anni fa presso un'azienda per la progettazione e costruzione di sistemi di trasmissione meccanica a servizio di un impianto di aria compressa con pressione massima di progetto pari a 7 bar.

Per logiche legate al risparmio attuate dalla vecchia gestione, il vecchio "polmone" ormai corroso ed inaffidabile, fu sostituito da un preesistente apparecchio per il contenimento di acqua a pressione atmosferica, ma con spessore di 8 mm e volume di 12000 litri, mai sottoposto a verifiche per gli obblighi del R.D. n. 824 del 1927 durante la sua precedente installazione sempre nell'azienda in questione .

Nel frattempo l'azienda ha cambiato la proprietà e l'entrata in vigore del DM n. 329/04 ha mosso la nuova gestione a regolarizzare amministrativamente l'installazione dell'apparecchio inserito nell'impianto e conseguentemente a capire l'adeguatezza dello stesso, visti i precedenti diversi usi.

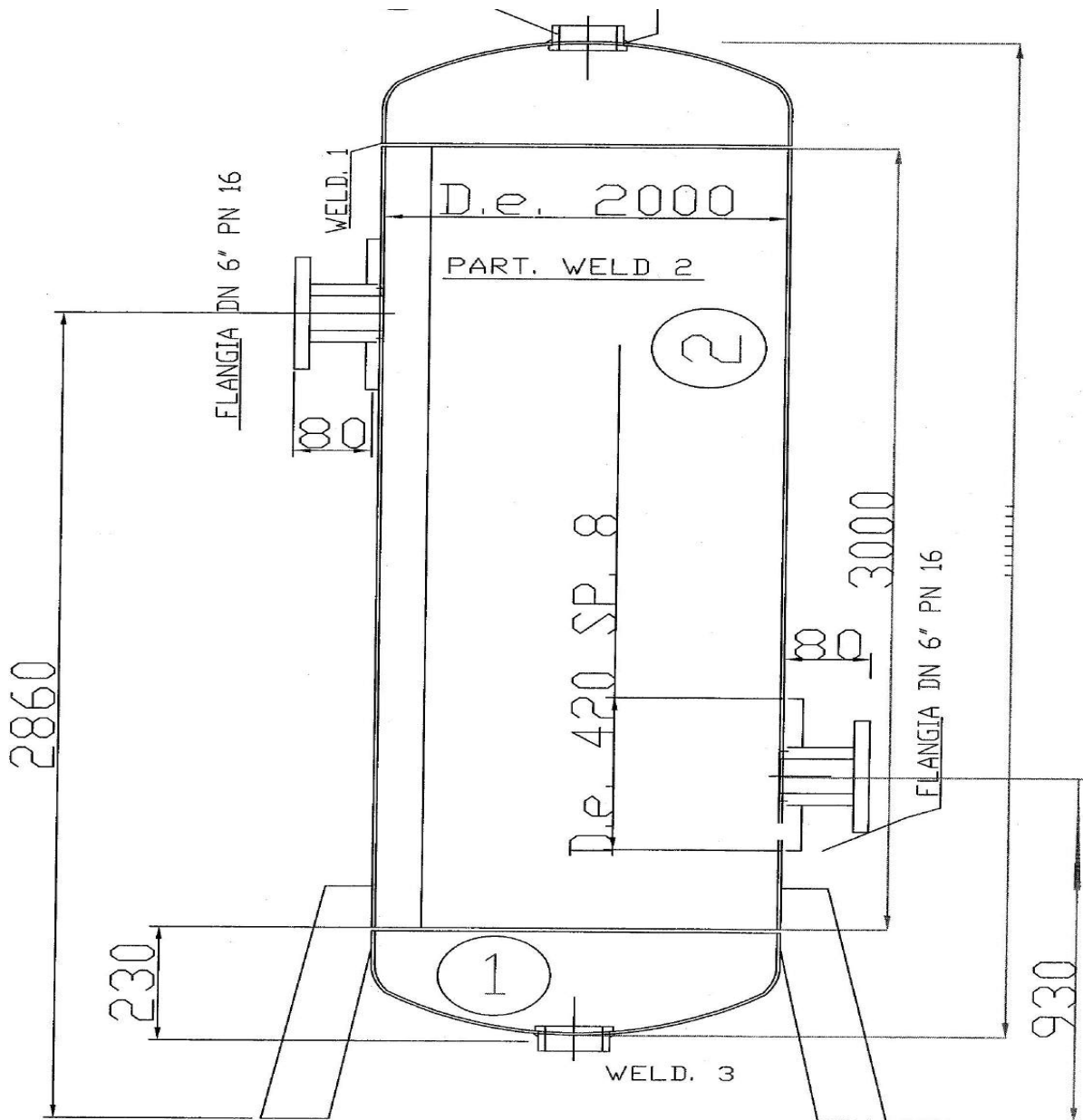


Figura 1

In sintesi le dimensioni e geometria dell'apparecchio "nuovo" sono mostrate in figura 1. In esso, tutte le membrature principali (Fondi e fasciame) sono costruite con materiale P275NH ex EN 10028 avente un diagramma specifico prelevato dalla colata del certificato così come nella figura 2, e con modulo elastico a temperatura ambiente di 205940 N/mmq, coincidente con i valori espressi sulla raccolta VSR dell'Ispesl.

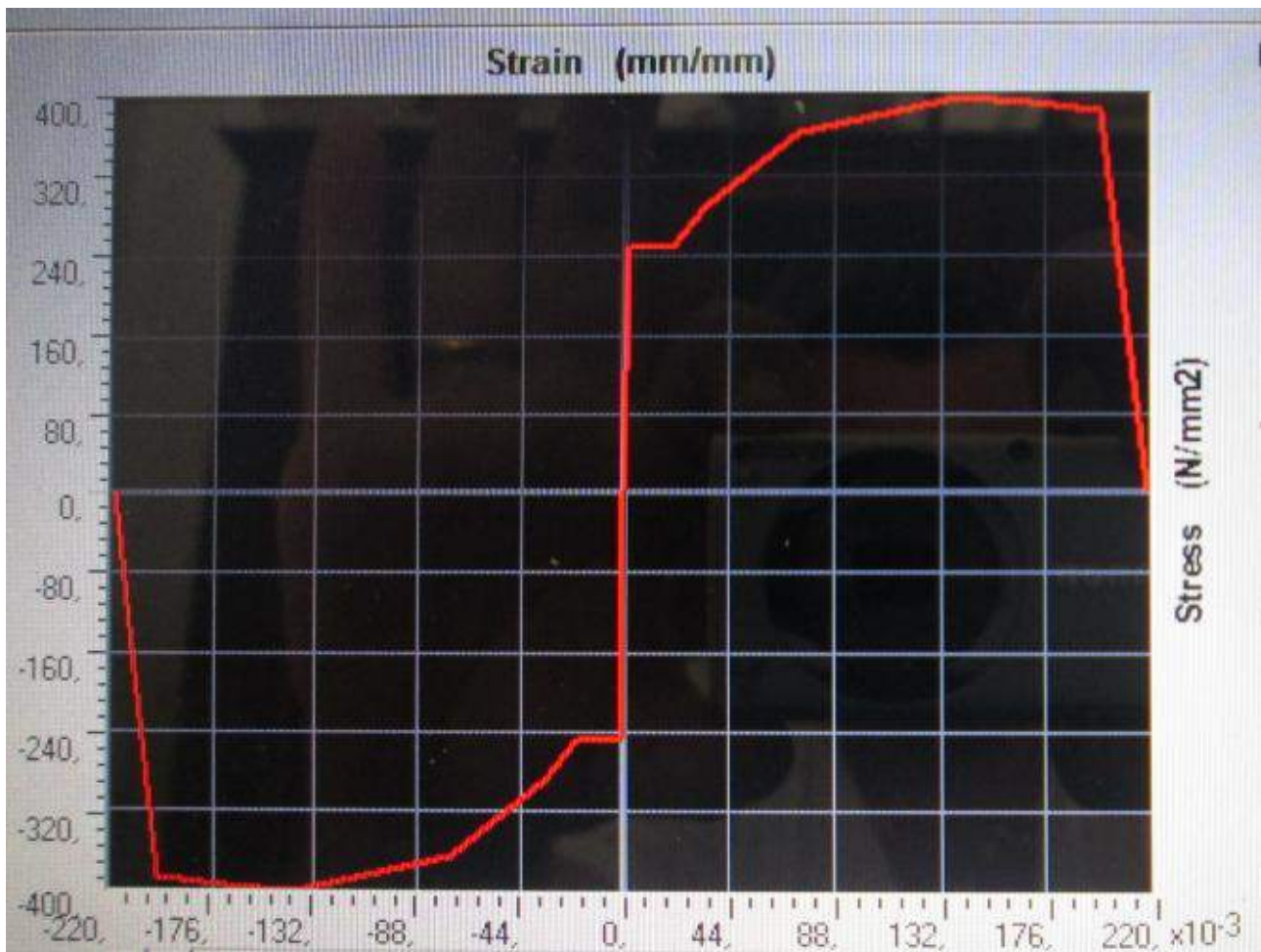


Figura 2

Pertanto prima di procedere all'applicazione di quelle modifiche sostanziali utili alla nuova certificazione secondo direttiva 97/23/CE, si è provveduto ad uno studio strutturale utilizzando il metodo degli elementi finiti per esaminare le reali potenzialità dell'apparecchio.

2. Modellazione FEM

L'apparecchio è stato modellato direttamente con il programma SAP 2000 vs. 15, con meshes aventi dimensione massima di 10 cm, pertanto adeguate alle dimensioni dell'intero apparecchio, con comportamento che comprende sia i risultati delle piastre che delle membrane (shell).

Dal punto di vista dello schema statico per ragioni cautelative al posto degli appoggi si è considerato il vincolo incastro anche nel caso di esame non lineare.

Come anticipato, l'unico carico è quello della pressione di 7 bar applicato staticamente anche perché l'apparecchio è situato all'interno di un capannone progettato per le azioni sismiche; non ci sono membrane sottoposte ad alte temperature e nemmeno trasmissione di vibrazioni, ed inoltre il ciclo di carico prevede un $\Delta p = 2$ bar per garantire sempre l'efficienza dell'impianto di aria compressa. Tale ciclo non prevede l'analisi a fatica in quanto la regola EN 13455.3 cap. 17 la esclude.

Il modello matematico risultante è quello mostrato nella figura 3.

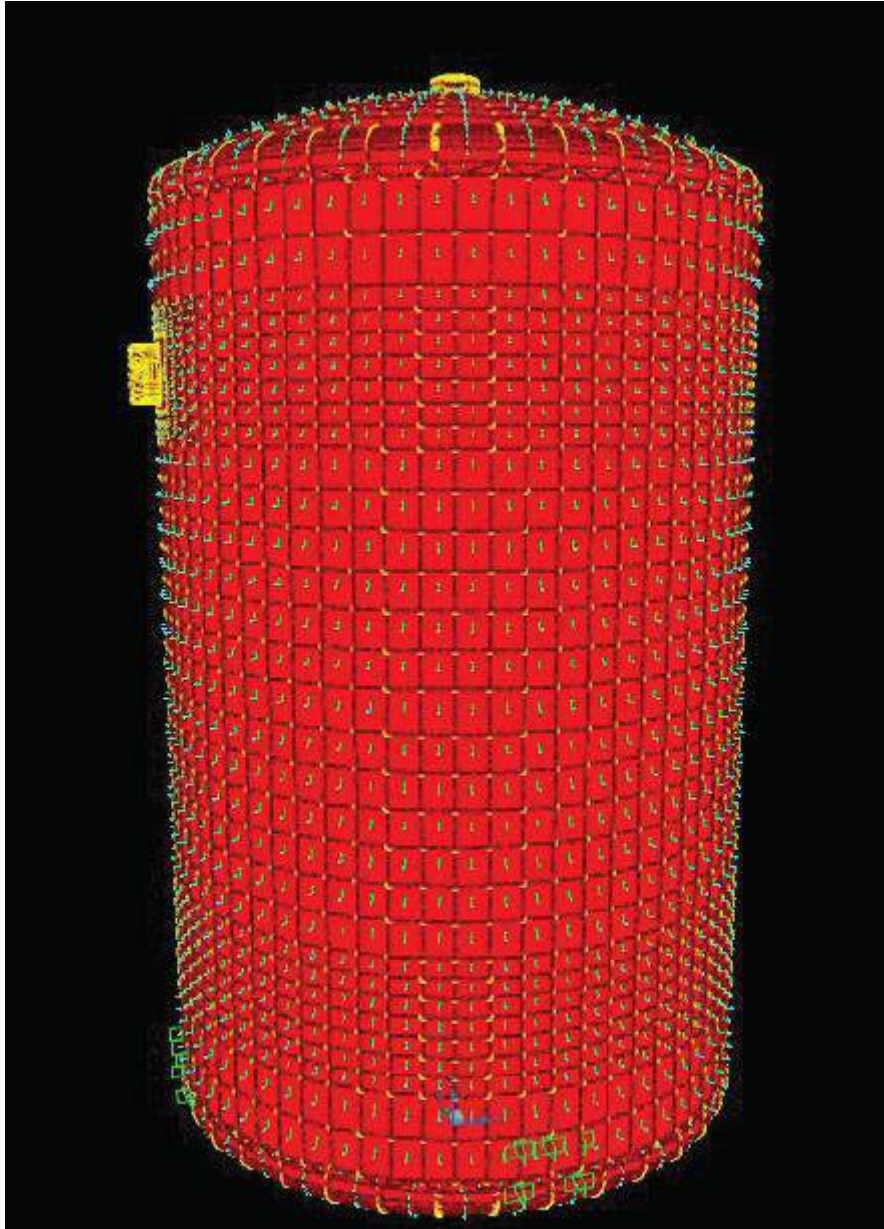


Figura 3

3. Risultati delle analisi

Le analisi eseguite sono di due tipi:

1. Comportamento lineare della relazione σ - ε del materiale;
2. Comportamento NON-lineare della relazione σ - ε del materiale;

È evidente che le due analisi si rendono necessarie in quanto l'apparecchio è stato originariamente progettato per contenere acqua alla pressione atmosferica, ma sicuramente per questioni legate al cedimento plastico dovute al suo stesso peso e geometria durante la costruzione si è adottato uno spessore maggiorato rispetto alle mere esigenze legate alla pressione.

Infatti nel comportamento 1 si ipotizza un materiale "ideale" con relazione σ - ε sempre elastica; infatti dopo la tensione di snervamento il punto di rottura è ipotizzato lontano dalla stessa. In questo modo ciò che realmente interessa è la deformazione degli elementini più

sollecitati; questa deformazione ε è quella corrispondente alla tensione ideale lineare, ma in corrispondenza di essa si dovrà leggere la tensione del diagramma della figura 2.

Tale studio riflette quanto riportato nella regola VSR dell'IspeSI in riferimento alla categorizzazione delle sollecitazioni: in tale regola è ammessa una tensione pari al doppio di quella di snervamento del materiale in quanto si teorizza una elasticità "ampliata" e "localizzata" del materiale; infatti, al superamento di tale valore si innescano pericolosi fenomeni di plasticizzazione che sono causa della formazione di cricche con nucleazione solitamente a bordo del grano della struttura metallografica.

Lo studio 2 riflette altresì il comportamento più vicino alla realtà. Innanzitutto è rispettata la curva della figura 2, ma ciò che interessa maggiormente è la congruenza delle deformazioni. Infatti, mentre nello studio 1 l'attenzione ricade solo sui punti più sollecitati, nel caso 2 l'interesse si sposta sull'intera struttura a causa delle "autolimitazioni" nelle deformazioni che la non linearità del materiale e della geometria della struttura impongono.

Con simile comportamento anche le parti che ipoteticamente sono interessate da una tensione abbondantemente entro lo snervamento, sono chiamate in maniera diversa ad "aiutare" quelle che hanno superato tale soglia, aumentando le tensioni risultanti senza necessariamente superare lo snervamento.

Nelle figure successive si nota come i punti più sollecitati sono sulle direttrici circolari dei due fondi, situate quasi a metà strada tra le saldature circonferenziali con il fasciame ed il punto di colmo dove è montato il bocchello.

Dalle figure 4 e 5 si evidenzia il confronto rispettivamente fra il caso 1 e 2.

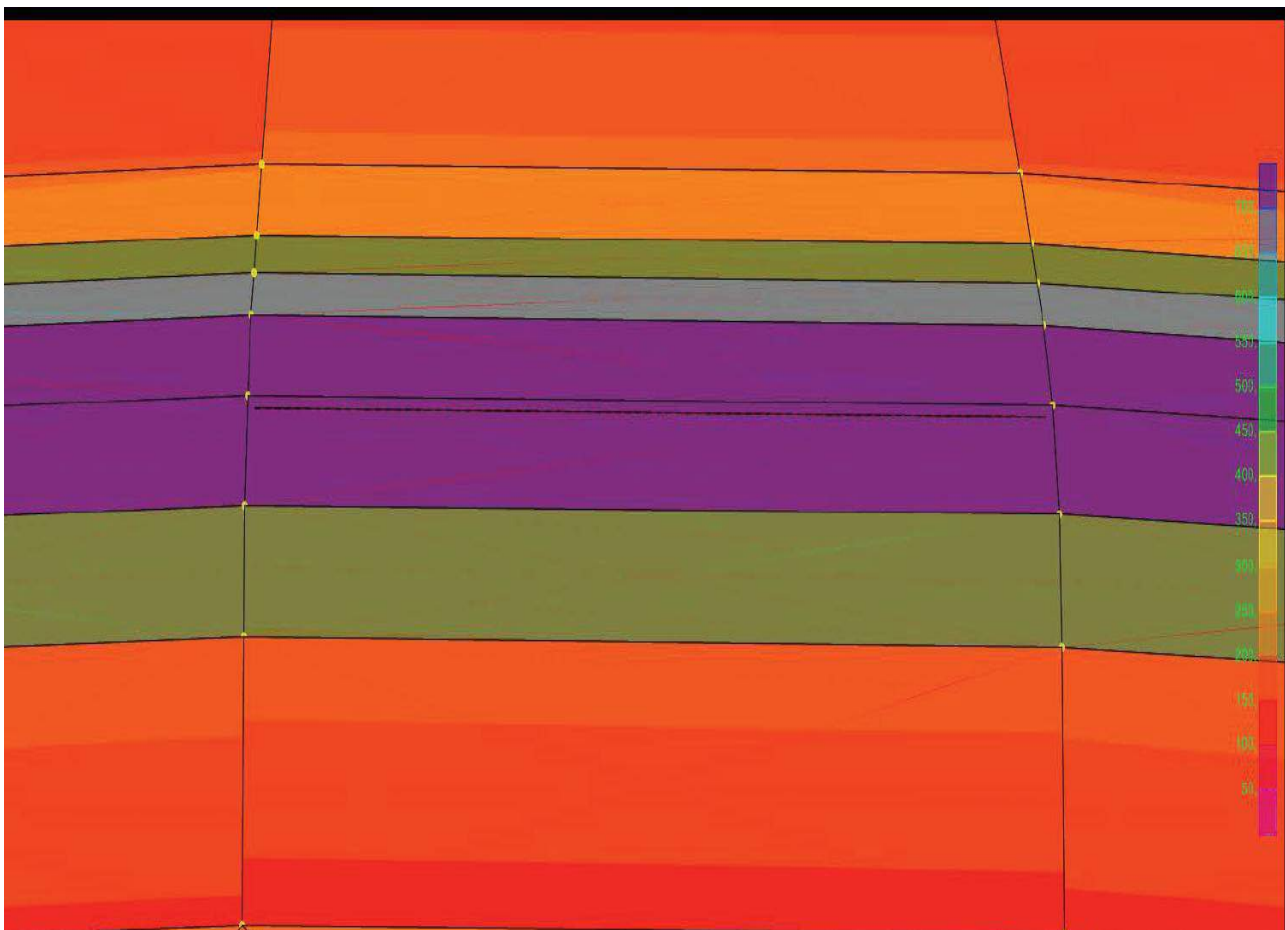


Figura 4

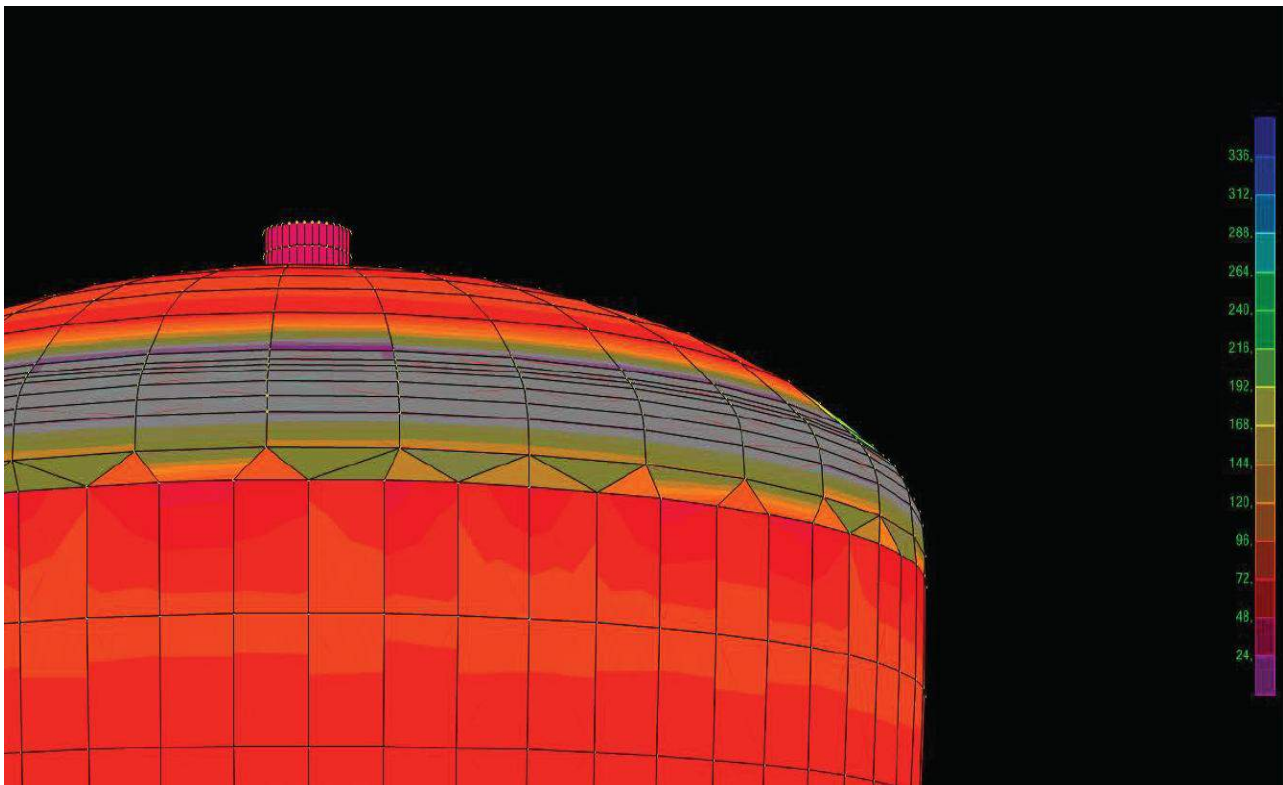


Figura 5

Come si potrà notare nella figura 4 vi è un'intera fascia circolare che avvolge il fondo, riportante una tensione equivalente ideale di Van Mises superiore ai 700 N/mm², mentre nella figura 5 la stessa fascia è interessata da tensioni equivalenti che non superano i 370 N/mm² ed un incremento delle stesse nelle fasce limitrofe presenti sia sul fondo che sul fasciame più prossimo al fondo, senza però superare lo snervamento ufficiale di 275 N/mm².

In entrambi i casi l'intera fascia è totalmente elasticizzata poiché $700 \text{ N/mm}^2 > 2 \times 275 = 550 \text{ N/mm}^2$, e $370 \text{ N/mm}^2 > 275 \text{ N/mm}^2$.

5. Conclusioni

Anche se il caso 2 ci permette di dimostrare quanto precedentemente asserito in merito alla redistribuzione delle tensioni con nascita di auto tensioni ed autolimitazioni delle deformazioni, si evidenzia di converso una "diffusa" plasticizzazione del fondo sulla fascia circolare posta sotto esame.

È chiaro quindi che entrambi gli studi portano alla conclusione che sul fondo è presente una intera fascia circolare che si plasticizza e che quindi impone un declassamento della pressione di progetto.

Infatti, ripetendo le analisi per una pressione di progetto non superiore a 5 bar si hanno le seguenti tensioni massime equivalenti di Van Mises:

1. Caso comportamento lineare della relazione σ - ε del materiale: 547 N/mm²;
2. Caso comportamento NON-lineare della relazione σ - ε del materiale: 246 N/mq;

rispettivamente riportati nelle figure 6 e 7 seguenti:

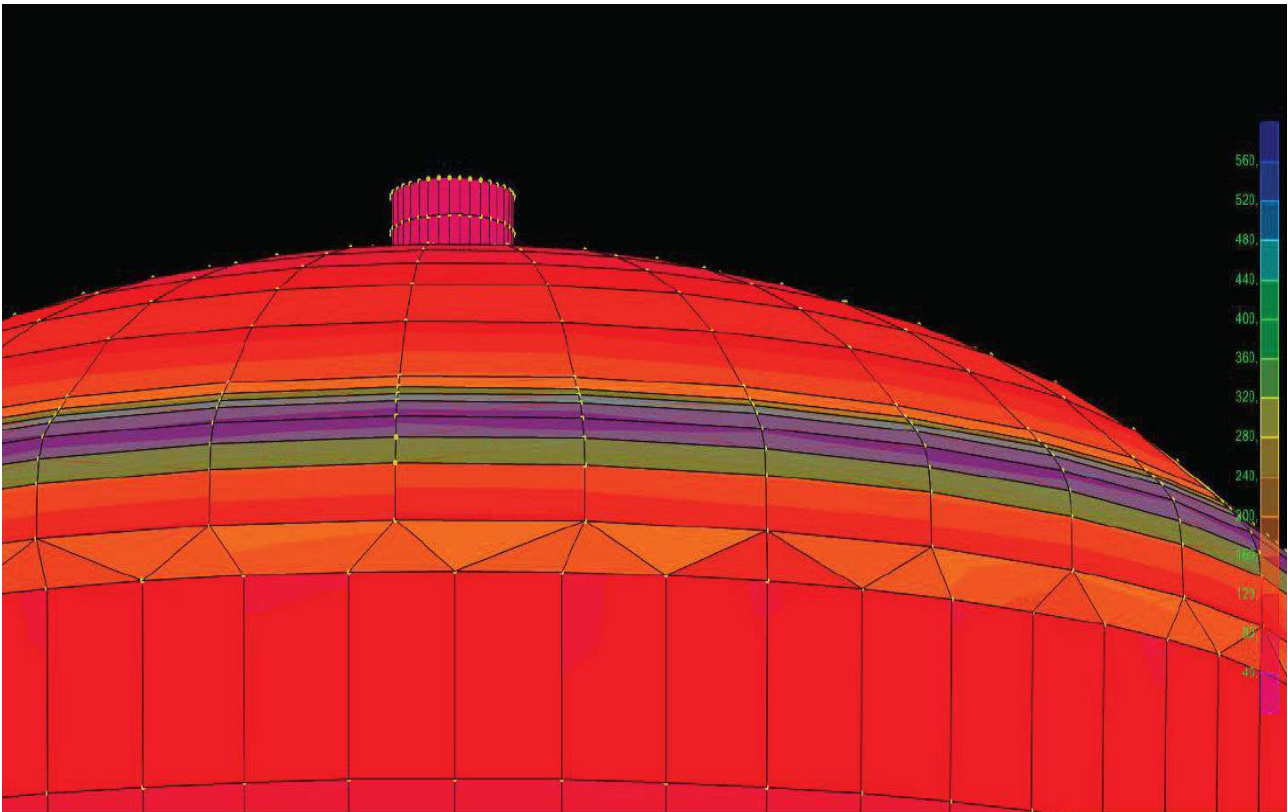


Figura 6

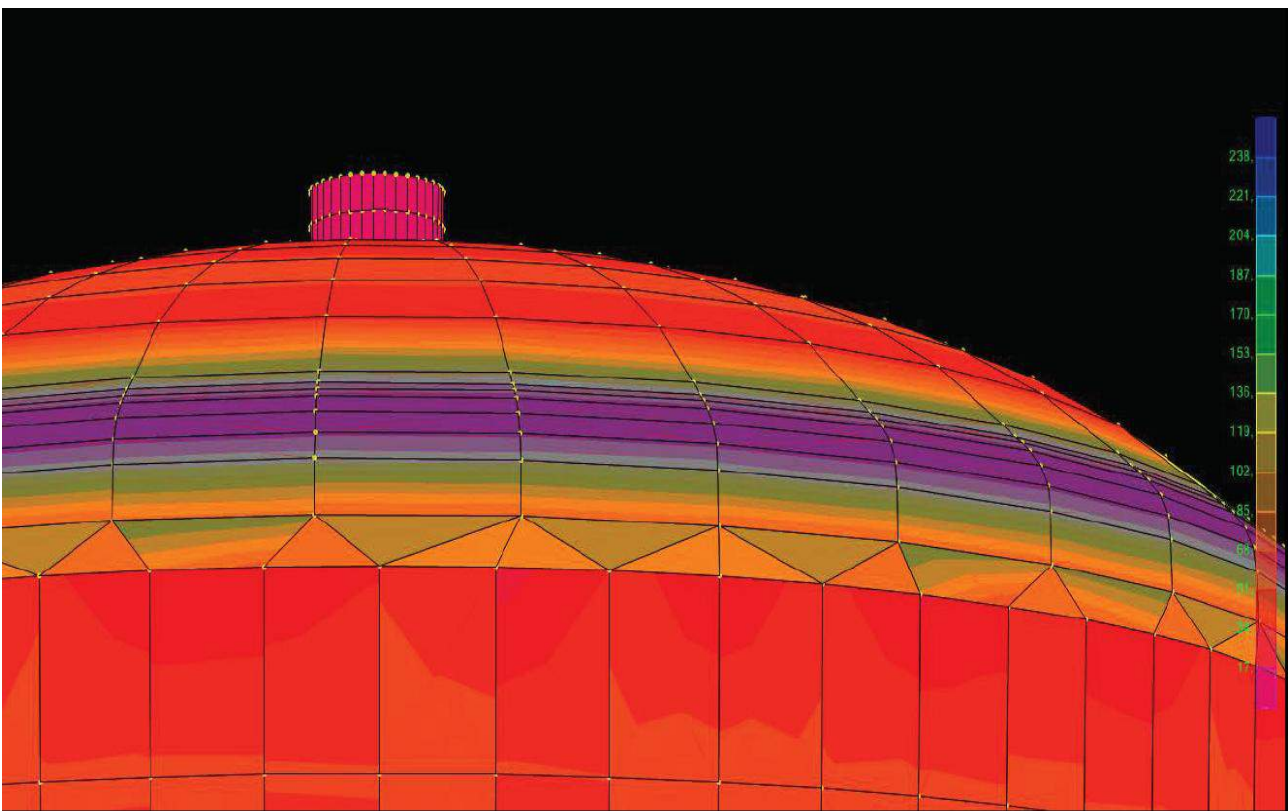


Figura 7

Entrambi i casi esaminati con la nuova pressione di 5 bar, se pur con impostazioni teoriche diverse, portano alla conclusione che la fascia del fondo sottoposta ad esame non

si plasticizza, confermando la validità di entrambi i metodi e la biunivocità degli stessi nello studio di semplici serbatoi.

In situazioni simili però si dovrà porre l'attenzione a quelle parti che apparentemente non dovrebbero avere grandi tensioni; come già anticipato la redistribuzione delle tensioni provoca aumenti per quelle membrature inizialmente poco sollecitate che in concorso con le non linearità geometriche che possono nascere per la redistribuzione delle deformazioni e degli spostamenti producono delle tensioni ben più alte di quelle iniziali, causando paradossalmente prima il cedimento di queste parti rispetto a quelle più vicine alla semplice plasticizzazione.

È per questo motivo che a volte si notano cricche in zone "apparentemente" non interessate da tensioni molto alte, mentre si notano dei comportamenti inspiegabili per quelle parti più sollecitate.

Bibliografia

- [1] Adelina Barruto: "Meccanica della Frattura", Hoepli, Milano, 2006.
- [2] Paolo Rugarli: "Calcolo Strutturale con gli Elementi Finiti", EPC Libri, Roma, 2004.
- [3] Stephen P. Timoshenko: "Scienza delle Costruzioni", Edilibri Andrea Viglongo & C. Editori, Torino, 1970.
- [4] Giuseppe Mulè: "Fondamenti della Norma : Categorizzazione delle sollecitazioni e definizioni dei relativi limiti ammissibili", ANCC, Roma, 1977.
- [5] N. Altamura, G. de Gennaro, D. Sallustio, M. S. De Musso, Sandra Manca: "Confronto fra metodi di progettazione "FEM" e "by formula" di un'autoclave destinata all'industria alimentare e ripercussione sulle verifiche di esercizio", SAFAP 2012, Napoli.
- [6] Sergio Reale, Piergiorgio Malesani: "Incidenti ed avarie. Linee guida per la valutazione di incidenti ed avarie attraverso la metodologia della meccanica della frattura", Dipartimento di meccanica e Tecnologie Industriali dell'Università di Firenze, Firenze, 2001.
- [7] Massimo Brunetta, Leonardo Bandini, Michele De Lorenzi: "Manuale SAP 2000 vs. 15 Ultimate- Analisi Lineare/Analisi Non Lineare", Brunetta e Brunetta Engineering srl, Pordenone, Settembre 2006.

Problematiche relative al dimensionamento ed alla verifica dei dispositivi di sicurezza negli impianti contenenti fluidi comprimibili

*Libero professionista

Sommario

Nella progettazione dei dispositivi di sicurezza degli impianti contenenti fluidi comprimibili in condizioni di gas o vapore (vapore d'acqua, metano, aria compressa, ecc.) ricorre di frequente la necessità di procedere al dimensionamento di tali dispositivi. Sovente tali dispositivi (nello specifico le valvole di sicurezza) sono installate dal fabbricante e occorre procedere alla verifica della loro efficacia. Tale necessità oramai divenuta cogente dai nuovi dettati normativi su molti impianti incontra spesso difficoltà operative in ordine all'interpretazione delle reali condizioni di esercizio dell'impianto e quindi nell'individuazione delle possibili anomalie o malfunzionamenti che possano pregiudicare la sicurezza dell'impianto. Non meno difficoltosa, spesso per la particolare complessità dell'impianto, risulta la scelta dei corretti algoritmi di calcolo che da un lato siano cautelativi e garantiscano il progettista o il costruttore e dall'altro non siano sovradimensionati e pertanto onerosi dal punto di vista economico per l'utente o il fabbricante. A queste difficoltà va aggiunta una certa carenza normativa che in definitiva offre poche e frammentarie indicazioni. Questa carenza normativa, in sede di verifiche, passa di mano ai funzionari responsabili di accertare la sicurezza dell'impianto.

In questa relazione si vogliono passare in rassegna alcuni schemi tipici molto ricorrenti nella pratica professionale e proporre le soluzioni adottate e gli algoritmi di calcolo utilizzati confrontandoli, se disponibili, con i dettami normativi vigenti. Gli impianti proposti riguardano tre famiglie di fluidi comprimibili in condizioni di gas o vapore molto frequenti (vapore d'acqua, gas metano e aria compressa).

1. Cenni normativi

Con l'entrata in vigore del D.M. 329/2004 – la messa in servizio e l'esercizio delle attrezzature a pressione ha subito una sostanziale modifica e un aggravio di adempimenti in capo all'utilizzatore. In particolare a corredo della richiesta di verifica di primo impianto o della dichiarazione di messa in servizio se trattasi di insiemi già verificati da un organismo notificato viene richiesta una *relazione tecnica con schema di impianto recante le condizioni di installazione ed esercizio e delle condizioni di "sicurezza, protezione e controllo" adottate*. Questa relazione pone già l'utilizzatore o il consulente chiamato a redigerla una grossa responsabilità in quanto è tenuto a valutare globalmente le condizioni di installazione dell'attrezzature nell'intero contesto impiantistico. Inoltre è tenuto a valutare che le effettive condizioni di esercizio siano compatibili con le condizioni di progetto dell'attrezzatura o dell'insieme. E' evidente che la valutazione deve riguardare sia le condizioni "normali" di esercizio che l'eventualità di eventi eccezionali eventualmente concatenati fra loro.

Da questo punto di vista l'attuale panorama normativo se da un lato è molto ampio e dettagliato per quanto concerne la costruzione degli apparecchi a pressione, non è altrettanto ampio per quanto concerne l'esercizio di tali attrezzature limitandosi, in molti casi, a indicazioni di carattere generale senza offrire una panoramica degli schemi tipici di

installazione che aiuti i consulenti o i funzionari a valutare la sicurezza di un impianto senza eccessive cautele o onerose ridondanze.

2. Attrezzature contenenti aria compressa

Si tratta di attrezzature a pressione estremamente diffuse nell'industria di qualsiasi natura e dimensioni. Nella pratica professionale sono probabilmente le attrezzature con cui più facilmente ci si trova a dover operare e per la loro capillare diffusione vengono spesso trascurate dagli utilizzatore soprattutto per quanto concerne gli impianti più piccoli. L'attrezzatura più diffusa contenente aria compressa è senz'altro il serbatoio installato praticamente su tutti gli impianti con funzione di accumulo e polmonazione ad una prefissata pressione. Lo schema tipico è quello di uno o più serbatoi collegati in serie o in parallelo ad uno o più compressori. Nell'industria alimentare e zootecnica l'aria compressa è spesso impiegata come fluido propulsore delle materie prime.

Il fabbricante fornisce il serbatoio con o senza dispositivi di controllo protezione e sicurezza. Pertanto va verificata o dimensionata. Con l'entrata in vigore del D.M. 329/2004 – la messa in servizio e l'esercizio delle attrezzature a pressione ha subito una sostanziale modifica e un aggravio di adempimenti in capo all'utilizzatore. In particolare a corredo della richiesta di verifica di primo impianto o della dichiarazione di messa in servizio se trattasi di insiemi già verificati da un organismo notificato viene richiesta una *relazione tecnica con schema di impianto recante le condizioni di installazione ed esercizio e le misure di "sicurezza, protezione e controllo" adottate perché ritenute adeguate*. Si tratta in buona sostanza di una valutazione complessiva sulla sicurezza dell'impianto dove oltre a considerazioni intrinseche della e delle attrezzature a pressione occorre procedere a valutazioni a più ampio raggio che contemplano le condizioni al contorno e le possibili avarie di impianto che possano verificarsi.

Rientrando nell'alveo degli scopi della presente relazioni nel caso di serbatoi di aria compressa la valutazione delle misure di sicurezza, nei casi più semplici, si traduce nel dimensionamento della valvola di sicurezza a protezione del serbatoio ovvero dei dispositivi o altre attrezzature poste a valle dello stesso contemplando la possibilità che possano verificarsi malfunzionamenti nei sistemi di regolazione e controllo. A questo proposito ci viene in aiuto la raccolta E dell'ISPESL che al punto 8.1 fascicolo E.1.D annovera due categorie di cause per la determinazione della portata delle valvole di sicurezza:

- la portata calcolata in caso di anomalia di esercizio (errore di manovra, disservizi dei controlli automatici con e senza by-pass, apporto di calore non dovuto all'incendio, ecc);
- la portata calcolata in caso di incendio (da non considerare qualora considerazioni oggettive circa le condizioni di installazione possano escludere, in caso di incendio, l'azione diretta del fuoco sul serbatoio. Nel caso dell'aria compressa peraltro, il successivo punto 8.4 prevede che per i serbatoi contenenti fluidi allo stato esclusivamente gassosi si debba prevedere a cura e responsabilità dell'utente, in caso di incendio, la depressurizzazione degli stessi.

Per quanto concerne il calcolo della portata in caso di anomalia di esercizio è prudente e, dato che trattasi aria compressa, non eccessivamente oneroso nella stragrande maggioranza dei casi considerare come portata di scarico della valvola di sicurezza la somma della massima portata di aria producibile da tutti i compressori che alimentano il serbatoio tarata ad una pressione pari o inferiore a quella massima di esercizio del serbatoio stesso.

Nel caso si debba procedere al dimensionamento dei dispositivi di sicurezza a protezione di una linea o di attrezzature poste a valle di un sistema di accumulo ad una pressione

inferiore di quella del serbatoio principale che nel caso specifico potrebbe essere considerato virtualmente inesauribile (accumulo principale avente volume molto maggiore di quello destinato ad essere protetto). In questo caso note le caratteristiche del dispositivo di riduzione della pressione si possono con buona approssimazione impiegare le seguenti relazioni:

1° CASO – Pressione assoluta ridotta superiore al 53% della pressione assoluta di monte

Il coefficiente K_v (tipico di ciascuna valvola) è legato alla massima portata transitabile dalla seguente relazione:

$$K_v = (Q/480,4) \cdot (d \cdot T / (P_1 - P_2) \cdot P_2)^{1/2} \quad (1)$$

Dove:

Q è la portata massima transitabile espressa in Nm^3/h ;

P_1 è la pressione assoluta di monte espressa in bar;

P_2 è la pressione assoluta di valle espressa in bar;

d è la densità relativa dell'aria (valore 1);

T è la temperatura assoluta dell'aria ($K = ^\circ\text{C} + 273$);

Nella (1) esplicitando la portata e noti tutti gli altri valori è possibile determinare la portata della valvola di sicurezza.

2° CASO – Pressione assoluta ridotta uguale o inferiore al 53% della pressione assoluta di entrata (efflusso critico)

In questo caso il coefficiente K_v è legato alla massima portata transitabile dalla seguente relazione:

$$K_v = (Q / (239,8 \cdot P_1)) \cdot (d \cdot T)^{1/2} \quad (2)$$

Dove:

Q è la portata massima transitabile espressa in Nm^3/h ;

P_1 è la pressione assoluta di monte espressa in bar;

P_2 è la pressione assoluta di valle espressa in bar;

d è la densità relativa dell'aria (valore 1);

T è la temperatura assoluta dell'aria ($K = ^\circ\text{C} + 273$);

Analogamente al caso precedente, nella (2) esplicitando la portata e noti tutti gli altri valori è possibile determinare la portata della valvola di sicurezza.

Qualora, caso assai frequente nella pratica, sia presente un dispositivo di by-pass occorre procedere alla medesima verifica. In taluni casi la presenza di una semplice valvola di cui non è noto il coefficiente K_v rende indeterminata la relazione. In questi casi potrebbe essere utile applicare il principio di continuità fra le due attrezzature ovvero il teorema di Bernoulli fra due serbatoi teorici rispettivamente alle pressioni P_1 e P_2 collegati da un orifizio dalla geometria nota.

La relazione proposta, di carattere assolutamente teorico, è valida nelle seguenti ipotesi:

- il gas sia perfetto e vengano trascurate tutte le perdite di carico nei serbatoio e nella rete di collegamento;
- il moto sia stazionario;
- vi sia continuità nel flusso di massa fra i due serbatoi teorici (ossia il flusso di massa che entra nel secondo serbatoio viene scaricato dalla valvola di sicurezza);

- la velocità dell'aria nei due serbatoi sia trascurabile.

In queste ipotesi la velocità di efflusso v è determinata dalla seguente relazione:

$$v = (2 \cdot (P_1 - P_2) / \rho)^{1/2} \quad (3)$$

dove ρ è la densità dell'aria.

Dalla (3) nota la velocità di efflusso e la geometria dell'orifizio (ovvero il diametro della tubazioni di collegamento) è possibile determinare la portata d'aria da scaricare dalla valvola di sicurezza.

3. Attrezzature contenenti vapore

Le considerazioni fatte per quanto concerne l'aria compressa possono essere trasposte anche per le attrezzature contenenti vapore. Normalmente la produzione è affidata ad uno o più generatori di vapore. Nella pratica la pressione degli apparecchi di utilizzazione può variare molto, pertanto le apparecchiature di riduzione e regolazione possono essere numerose.

Nella pratica l'approccio alla valutazione della sicurezza delle attrezzature è analoga a quanto visto per l'aria compressa con la differenza che la pressione massima di esercizio della rete, che coincide spesso con quella del generatore installato è assicurata dai dispositivi del generatore stesso e quindi ci si deve preoccupare di proteggere le attrezzature operanti a pressione inferiore operanti a valle di organi di riduzione.

Anche in queste situazioni è prudente considerare il generatore di vapore virtualmente inesauribile e procedere al calcolo delle portate in caso di anomalia di esercizio come nel caso dell'aria compressa. In questi casi note le caratteristiche del dispositivo di riduzione della pressione si possono con buona approssimazione impiegare le seguenti relazioni:

4. Vapor d'acqua saturo

1° CASO – Pressione assoluta ridotta superiore al 58% della pressione assoluta di monte

Il coefficiente K_v (tipico di ciascuna valvola) è legato alla massima portata transitabile dalla seguente relazione:

$$K_v = Q / 18,05 \cdot (P_1 - P_2) \cdot P_1^{1/2} \quad (4)$$

Dove:

Q è la portata massima transitabile espressa in kg/h;

P_1 è la pressione assoluta di monte espressa in bar;

P_2 è la pressione assoluta di valle espressa in bar;

Nella (4) esplicitando la portata e noti tutti gli altri valori è possibile determinare la portata della valvola di sicurezza.

2° CASO – Pressione assoluta ridotta uguale o inferiore al 58% della pressione assoluta di entrata (efflusso critico)

In questo caso il coefficiente K_v è legato alla massima portata transitabile dalla seguente relazione:

$$K_v = Q / (11,7 \cdot P_1) \quad (5)$$

Dove:

Q è la portata massima transitabile espressa in kg/h;

P_1 è la pressione assoluta di monte espressa in bar;

P_2 è la pressione assoluta di valle espressa in bar;

Analogamente al caso precedente, nella (2) esplicitando la portata e noti tutti gli altri valori è possibile determinare la portata della valvola di sicurezza.

4. Vapor d'acqua surriscaldato

Nel caso si sia in presenza di vapore surriscaldato le precedenti relazioni assumono la seguente forma:

1° CASO – Pressione assoluta ridotta superiore al 55% della pressione assoluta di monte

$$K_v = (F_s \cdot Q) / 17,44 \cdot (P_1 - P_2) \cdot P_1^{1/2} \quad (6)$$

Dove:

F_s è un fattore di correzione del vapore surriscaldato (vedi tabella 1);

Q è la portata massima transitabile espressa in kg/h;

P_1 è la pressione assoluta di monte espressa in bar;

P_2 è la pressione assoluta di valle espressa in bar;

2° CASO – Pressione assoluta ridotta uguale o inferiore al 55% della pressione assoluta di entrata (efflusso critico)

$$K_v = (F_s \cdot Q) / (11,7 \cdot P_1) \quad (7)$$

Dove:

Q è la portata massima transitabile espressa in kg/h;

P_1 è la pressione assoluta di monte espressa in bar;

P_2 è la pressione assoluta di valle espressa in bar;

Tss-Ts	F_s
25	1,03
50	1,06
75	1,09
100	1,12
150	1,18

Tabella 1 – Valori del fattore di correzione F_s

Dove:

T_{ss} è la temperatura del vapore surriscaldato in °C;

T_s è la temperatura del vapore saturo alla stessa pressione in °C;

5. Attrezzature contenenti gas metano

Nel caso del gas metano il quadro normativo crea qualche difficoltà interpretativa in quanto la progettazione e la costruzione rientra nel novero di due famiglie normative:

- Norma di fabbricazione come attrezzature a pressione (direttiva PED);
- Norme di progettazione e fabbricazione di impianti;

Per quanto concerne la seconda famiglia normativa va menzionato, sebbene superato, il Decreto del Ministero dell'Interno del 24/11/1984 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale avente densità non superiore a 0,8" che, contrariamente al titolo, reca anche norme specifiche di progettazione e costruzione di impianti (anche quelli posti all'interno di impianti industriali e alle derivazione di utenza purché eserciti ad una pressione maggiore di 0,04 bar).

Attualmente il quadro normativo si compone di due nuovi dettami:

- Decreto Interministeriale 16/04/2008 (Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Interno) "Regola tecnica per la progettazione,

costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8”;

- Decreto Interministeriale 17/04/2008 (Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell’Interno) *“Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8”;*

In entrambi i decreti che peraltro presentano architetture analoghe all’art. 2 è prevista la clausola di reciproco riconoscimento. I due testi al comma 1 recitano testualmente:

per il DM 16/04/2008

Le attrezzature a pressione standard quali ad esempio quelle utilizzate nelle cabine con funzione di riduzione della pressione e misura del gas, nelle centrali di spinta del gas e nei sistemi di misura separati del gas devono essere conformi al decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 di attuazione della direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 97/23 del 27 maggio 1997.

per il DM 17/04/2008

Le attrezzature a pressione standard quali ad esempio le valvole, i regolatori di pressione, le valvole di sicurezza, i filtri, i recipienti a pressione, gli scambiatori di calore, devono essere conformi al decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 di attuazione della direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 97/23 del 27 maggio 1997.

Per entrambi i decreti al comma 5 dell’art. 2 recitano testualmente:

Le prescrizioni delle norme indicate nell’allegato A non si applicano per la progettazione, costruzione e collaudo delle attrezzature a pressione standard ricadenti nel campo di applicazione del medesimo decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 di attuazione della direttiva 97/23/CE soprarichiamato.

Accertato il dualismo normativo in sede di costruzione per quanto le attiene le attrezzature a pressione standard e l’impianto (distinzione tutt’altro che acclarata in quanto molti fabbricanti progettano e costruiscono l’intero impianto secondo la direttiva PED) si tratta di capire cosa succede in sede di esercizio. Il buon senso suggerirebbe che tale dualismo continuasse anche in sede di esercizio ma è prassi diffusa che tali impianti rientrino nel novero delle disposizioni di cui al D.M. 01/12/2004 n. 329 ripreso anche dall’allegato VII del D.Lgs 81/2008.

A suffragare questa convinzione vi sono le circolari ISPESL del 20/04/2007 e la circolare ISPESL A00-09/0005411/08 del 10/11/2008 chiarificatrici in merito all’applicazione dell’art. 16 del D.M. 01/12/2004 n. 329 riguardante la denuncia di recipienti e tubazioni esistenti alla data del 12/02/2005 e non certificati secondo la direttiva PED che, esclusi dalla previgente normativa nazionale, hanno caratteristiche tecniche tali da renderli oggetto di riqualificazione periodica in accordo alle tabelle di cui agli allegati A e B del D.M. 01/12/2004 n. 329. Tali circolari escludono specificatamente i metanodotti e i gasdotti posti al di fuori del perimetro dello stabilimento ma includono tutte le tubazioni (e quindi gli impianti) posti all’interno.

A margine di questa breve dissertazione di carattere normativo e interpretativo più che tecnico si vuole solo proporre un problema ricorrente ovvero quello di dimensionare i dispositivi di sicurezza delle tubazioni e delle reti del gas metano poste all’interno del perimetro industriale. Di norma tali tubazioni sono esercite ad una pressione molto minore di quella delle reti di alimentazione (di solito ad una pressione inferiore a 5,0 bar). Solitamente le reti che alimentano le cabine di riduzione degli stabilimenti industriali sono alimentate ad una pressione compresa fra 12 e 64 bar. Nel caso di alimentazione a mezzo di carro bombolaio le pressioni sono ancora maggiori.

Il problema che si pone è quello di proteggere la rete di valle da eventuali sovrappressioni derivanti dal malfunzionamento delle cabine di riduzione. In linea di massima, noti la

geometria e le caratteristiche degli organi di riduzione posti in cabina, è possibile seguire lo stesso approccio descritto per gli impianti ad aria compressa probabilmente più cautelativo di quello che deriva dall'applicazione della norma UNI 9167 – *Impianti di ricezione e prima riduzione del gas naturale – progettazione costruzione e collaudo*. In particolare al punto 3.7.8 di tale norma si prescrive che il diametro teorico della valvola di sicurezza deve essere almeno pari a 1/10 del diametro del tubo dal quale si deriva la tubazione su cui la stessa è installata.

Bibliografia

- [1] Direttiva 97/23/CE;
- [2] DM n. 329/04; Ministero delle attività produttive: “ regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'art. 19 del decreto legislativo 25/02/2000, n.93 (G.U. 28 gennaio, n. 22 – S.O. n.10)
- [3] DM 24/11/1984: Ministero dell'Interno. “Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8 (Gazzetta Ufficiale n. 12 del 15 gennaio 1985)”
- [4] DM 16/04/2008; Ministero dello Sviluppo Economico: “Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8” (G.U. n. 107 del 08/05/2008 – S.O. n. 115).
- [5] DM 17/04/2008; Ministero dello Sviluppo Economico: “Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8” (G.U. n. 107 del 08/05/2008 – S.O. n. 115).
- [6] UNI-CIG 9167 e UNI-CIG 9571: “progettazione/costruzione e conduzione/manutenzione di cabine Re.Mi. “
- [7] Raccolta E; Ispesl: “Specificazioni Tecniche applicative del DM 21 Maggio 1974- Norme integrative del regolamento approvato con R.D. 12 maggio 1927, n. 824, e disposizioni per l'esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchi in pressione-“

Finite element analysis di un serbatoio tumulato per stoccaggio gpl

E. Rabiti*, L. Gaetani**, L. Germoni**, A. Masia**

*Officine Maraldi Bertinoro SpA

**Eleo2 Engineering S.r.l.

Sommario

Un serbatoio tumulato per lo stoccaggio di GPL di un impianto petrolchimico della capacità di 1500 m³ è stato progettato in ambito PED.

A causa delle peculiarità d'installazione di questo tipo di apparecchi in pressione, specifiche normative e considerazioni progettuali, strutturali e costruttive vanno implementate nella fase di design dell'apparecchio. I codici per gli apparecchi in pressione (norme armonizzate) e/o ASME non coprono in esplicito tutti gli aspetti meccanico-strutturali di questo tipo di applicazione.

Scopo del presente lavoro è mostrare come integrando i requisiti di sicurezza di un codice di progettazione e costruzione come l'ASME VIII Div.2 sia per la progettazione con metodi tradizionali che "*design by analysis*" con la linea guida EEMUA 190:2000 può essere considerato un approccio completo ed esaustivo alla progettazione di questo tipo di apparecchi dal punto di vista delle prestazioni di sicurezza strutturale attese dalla direttiva PED.

1. Introduzione

I serbatoi interrati sono utilizzati perché sono più sicuri se comparati con apparecchi contenenti combustibili in pressione installati sopra il livello del terreno. I benefici di avere un apparecchio interrato sono la protezione contro la fuoriuscita di fluidi pericolosi, ai flussi di calore sviluppati negli incendi, alle onde d'urto ed oggetti contundenti generati da un'esplosione ed inoltre la distanza di sicurezza dal sito d'installazione è ridotta considerevolmente. L'installazione di un serbatoio interrato prevede la posa ad almeno 1 mt di profondità per garantire un opportuno assestamento del terreno soprastante e una pendenza minima 1:200 per il drenaggio dei fluidi. Il design di serbatoi interrati è però generalmente più complesso di apparecchi non interrati.

Le azioni interne cui è soggetto un serbatoio interrato di pressione e temperatura e le loro variazioni, causano l'incremento della pressione esercitata sui fondi sferici dal terreno soprastante e la generazione di *stress* longitudinali nel corpo cilindrico per effetto dell'attrito dato dall'espansione impedita a causa del terreno circostante l'apparecchiatura. Le azioni esterne sono legate alla pressione esercitata dal terreno e alla generazione di carichi per effetto delle irregolarità della fondazione su cui poggia direttamente il serbatoio ed i cedimenti differenziali che si possono avere sulla lunghezza dell'apparecchio che può arrivare ai 60-70 mt. In particolare, i rischi connessi a questo tipo di applicazione, oltre che ai problemi di una qualunque apparecchiatura in pressione legati per l'appunto all'azione della pressione interna, della temperatura, del sisma e dei *live loads*, sono legati all'interazione del serbatoio con il terreno. Infatti, proprio a causa dell'installazione interrata, gli ulteriori rischi e quindi possibili modi di guasto, sono il rischio di instabilità per azione della pressione esterna esercitata dal terreno e la generazione di attrito durante le fasi di espansione del serbatoio con i problemi precedentemente citati.

Per definirne in maniera completa il design di un serbatoio interrato devono perciò essere usate sia procedure "*design by formula*" con l'approccio ASME VIII Div.2 e con la linea guida EEMUA integrati da metodi "*design by analysis*" in accordo al codice di progettazione. La fase di progettazione e verifica di questo tipo di apparecchio si divide quindi nelle seguenti fasi:

- Determinazione dei dimensionali minimi con calcolo a pressione esterna ed interna mediante calcolo meccanico con approccio ASME VIII Div.2 part 4 o con linea guida EEMUA.
- Applicazione di tutti i carichi interni ed esterni calcolati con le formule della linea guida EEMUA.
- Analisi e verifica degli stress con approccio ASME VIII Div.2 part 5 e con le formule della linea guida EEMUA.
- Verifica dell'instabilità con approccio ASME VIII Div.2 part 5 e con le formule della linea guida EEMUA

2. Nomenclatura

C	Coefficiente di pressione del terreno
E	Modulo di Young
f	Stress ammissibile del materiale
F' _b	Carico radiale di <i>buckling</i> per unità di lunghezza
H	Distanza verticale tra l'equatore del serbatoio e la sommità del terreno
h	Altezza del terreno soprastante
K _w	Rigidezza elastica del terreno
L	Distanza tra due anelli di rinforzo
L _{tot}	Lunghezza totale dello <i>shell</i>
n _r	Numero anelli di rinforzo
Q ₁	Peso del serbatoio in un tratto compreso tra due anelli di irrigidimento
Q ₂	Peso del liquido all'interno del serbatoio in un tratto compreso tra due anelli di irrigidimento
Q ₅	Peso del terreno sulla parte cilindrica del serbatoio
Q ₆	Carico dovuto a supporto irregolare del serbatoio
PED	Pressure Equipment Directive
P _{ext-cil}	Pressione esercitata dal terreno sulla parte cilindrica del serbatoio
P _{ext-fo}	Pressione esercitata dal terreno sui fondi del serbatoio
ψ	Angolo circonferenziale dalla verticale del serbatoio
R	Raggio del serbatoio
S ₁₄₀	Sforzo massimo di taglio negli anelli di irrigidimento
t _w	Spessore dell'anima della sezione degli anelli di irrigidimento
γ _s	Peso del terreno per m ³ = 18.639 kN/m ³

3. Approccio da Linea Guida EEMUA

L'approccio "by formula" fornito dall'EEMUA *publication* N° 190:2000 fornisce una linea guida per il design di serbatoi interrati in termini di dimensionali geometrici e verifica strutturale. Infatti, l'EEMUA definisce gli spessori minimi delle varie parti dell'apparecchio (virole, fondi e anelli di rinforzo) e in conformità a questi è effettuata la verifica degli stress sotto l'azione di carichi interni ed esterni calcolati con le formule riportate nell'*Appendix A* della pubblicazione. I carichi considerati sono: pressione esterna esercitata dal terreno soprastante, l'attrito generato dall'espansione termica, il carico termico, la pressione interna, il sisma, i cedimenti differenziali del terreno, i *live loads*, i *blast load* (se presenti). A titolo di esempio si riportano di seguito alcune delle formule principali di calcolo dell'EEMUA.

L'aspetto più rilevante è la possibile disomogeneità della rigidezza di fondazione su cui è messo in posa il serbatoio, che può portare a carichi aggiuntivi. Quest'aspetto è trattato nell'*Appendix C* dove vengono mostrate due ipotesi di distribuzione della rigidezza del

terreno di fondazione: rigidezza maggiore nella zona centrale e minore alle estremità, rigidezza minore nella zona centrale e maggiore alle estremità, come mostrato in Figura 1, considerando il serbatoio come una trave su fondazione elastica.

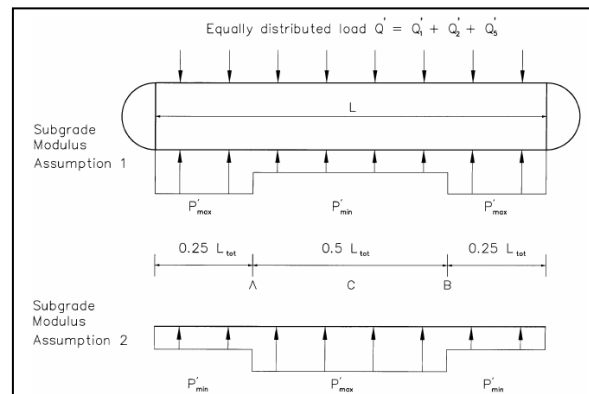


Figura 1: Rigidezza della fondazione

Pressione esterna:

Pressione sulla parte cilindrica (vedi Figura 2):

$$P_{ext-cil} = \left(\frac{\left(2 \times R \times H - \pi \times \frac{R^2}{2} + \frac{H^2}{3} \right) \times \gamma_s \times L \times n_r}{2 \times \pi \times R \times L_{tot}} \right) \quad (1)$$

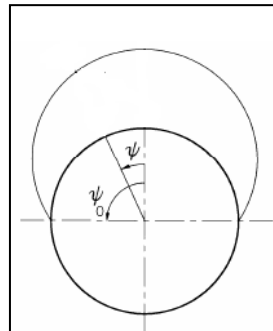


Figura 2: Pressione esterna sul cilindro

Pressione sui fondi (paragrafo A.4.2.5.2):

$$P_{ext-fon} = C \times \gamma_s \times h \quad (2)$$

Il coefficiente C denominato “soil pressure coefficient” dipende dalla pendenza del terreno circostante il serbatoio e dal movimento dello stesso alle estremità dovuto all’ espansione termica e deve quindi essere calcolato in modo iterativo.

Forza d’attrito:

La forza d’attrito tra serbatoio e terreno causata dalle dilatazioni termiche è calcolata in accordo all’Appendix A (paragrafo A.4.2.7) con la seguente formula che combina il peso del serbatoio (Q₁), del fluido (Q₂), e del terreno soprastante (Q₅):

$$F'_{soil} = Q_1 + Q_2 + 2 \times Q_5 \quad (3)$$

La forza di attrito risulta quindi particolarmente importante essendo calcolata praticamente con coefficiente di attrito pari a 1.

Gli anelli d'irrigidimento sono verificati con le procedure fornite dalla linea guida EEMUA che permettono di valutare l'entità delle forze normali, di taglio e i momenti agenti su di essi. Combinazione di stress di membrana e di flessione:

$$\frac{S_{140}}{A_w} \leq 0.5 \times f \quad (4)$$

$$S_{140} = (Q_1 + Q_2 + Q_6) \times 0.197 + Q_5 \times 0.113 \quad (5)$$

Nota: Q_6 è il carico dovuto a supporto irregolare del serbatoio.

Verifica a *buckling*:

$$F'_r \leq \frac{F'_b}{2.5} = \frac{\pi^2 \times E \times t_w^3}{120 \times d^2} \quad (6)$$

4. Approccio ASME VIII div.2

La progettazione e la verifica di un serbatoio interrato mediante approccio ASME VIII Div.2 prevedono due fasi: una di calcolo meccanico in accordo all'ASME VIII Div.2 part 4 e una di *design by analysis* per l'analisi e verifica dello stato di stress in accordo all'ASME VIII Div.2 part 5 utilizzando al contempo i carichi calcolati secondo EEMUA.

Il risultato della prima fase è di stabilire gli spessori minimi di ogni componente dell'apparecchio (corpo cilindrico, fondi sferici, anelli d'irrigidimento e rinforzi aperture) considerando come possibili modi di guasto la rottura a pressione interna ed esterna (data dal terreno circostante) e il rischio d'instabilità per definire numero e dimensionali degli anelli d'irrigidimento.

Lo scopo della seconda fase è invece quello di determinare lo stato di stress su tutto l'apparecchio considerando i dimensionali ottenuti dal calcolo meccanico e le azioni esterne che generano stress longitudinali e circonferenziali in aggiunta a quelli calcolati da formule ASME. Per il *design by analysis* è stato eseguito un calcolo con il metodo degli elementi finiti; è stato quindi riprodotto il modello del serbatoio con i dimensionali derivanti dal calcolo meccanico discretizzato con elementi shell tridimensionali (Figura 3).

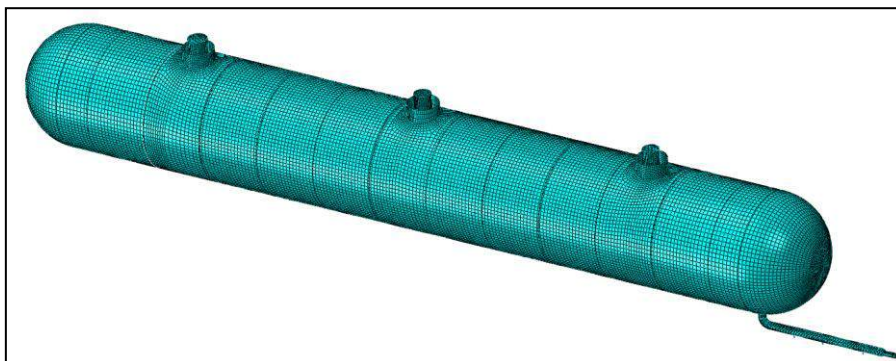


Figura 3: Mesh del modello agli elementi finiti.

È stata poi riprodotta la situazione di carico come previsto dall'*Appendix A* dell'EEMUA. L'altro aspetto fondamentale da considerare è la trattazione del serbatoio come una trave su fondazione elastica in accordo all'*Appendix C* dell'EEMUA.

Il terreno, infatti, deve essere considerato come una fondazione cedevole disomogenea; per questo nel calcolo agli elementi finiti (così come nel calcolo con formula) è stato schematizzato come una fondazione elastica con rigidità variabile considerando due possibili casi: uno in cui la rigidità è maggiore nella parte centrale del serbatoio e minore alle estremità (ipotesi HP1) e una in cui la rigidità è maggiore alle estremità e minore nella parte centrale (ipotesi HP2) (come riportato in Figura 4 e

Figura 5). Tale approccio non prevede la modellazione esplicita del terreno circostante ma la simulazione dell'interazione serbatoio-terreno attraverso elementi speciali denominati "foundation interaction" e disponibili nel software ABAQUS®.

Considerando le procedure del codice ASME sono stati analizzati gli effetti di diverse combinazioni di carico (combinazioni aggiuntive a quelle prese in esame dall'EEMUA) e riportate in Figura 6. Sono state eseguite due tipi di analisi, un'analisi elastica in accordo al paragrafo 5.2.2 ed una elasto-plastica in accordo al paragrafo 5.2.4 dell'ASME VIII Div.2 con modello di materiale elasto-plastico perfetto per le condizioni di design ed eccezionali di carico, e secondo il paragrafo 5.5.6 per le verifiche di *shakedown* dell'apparecchio in condizioni operative.

Uno dei casi più critici dell'analisi è di sisma assiale, dove l'azione di compressione del terreno circostante i fondi s'innalza notevolmente. Alcuni dei risultati più importanti sono riportati da Figura 7 a Figura 10.

L'altro aspetto altrettanto importante da considerare sono i rischi legati all'instabilità a causa della pressione esterna esercitata dal terreno. L'analisi a *buckling* è stata eseguita attraverso il metodo agli autovalori sia in condizioni di design che operative e permette di determinare i fattori di carico dell'apparecchio che devono essere confrontati con un fattore minimo critico calcolato in accordo al paragrafo 5.4 dell'ASME VIII Div.2. Per quanto riguarda l'analisi d'instabilità della parte cilindrica e degli anelli d'irrigidimento, questi sono stati verificati in accordo al paragrafo 4.4.5 dell'ASME VIII Div.2 nonché in base alle verifiche riportate nella linea guida EEMUA. Dai risultati emersi dall'analisi le zone più critiche in termini di stress sono i bocchelli e i fondi sferici, in questi ultimi l'analisi a instabilità ha riportato dei valori dei fattori di carico molto prossimi ai valori minimi limiti dettati dal codice.

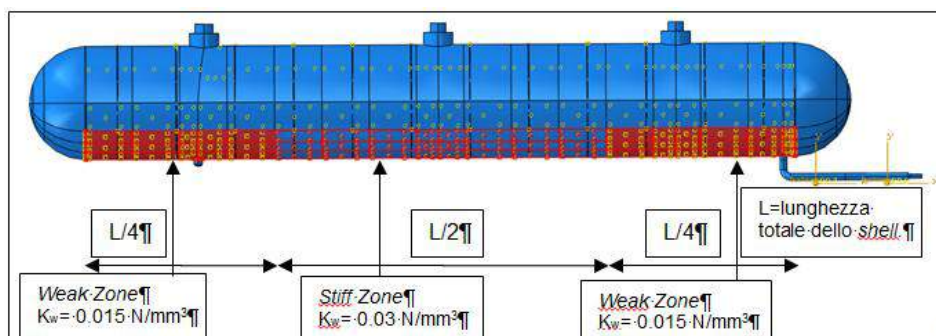


Figura 4: HP1 rigidità della fondazione

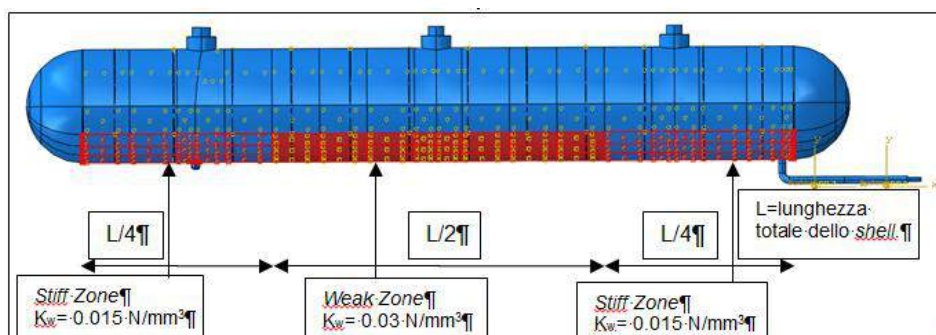


Figura 5: HP2 rigidità della fondazione

Verifica	Codice	Peso	Peso del fluido	Pressione di design (carico idrostatico incluso)	Pressione hydro-test (carico idrostatico incluso)	Peso del terreno (inclusa neve)	Accelerazione sismica trasversale e verticale.	Accelerazione sismica longitudinale e verticale	Temperatura	Forza d'attrito
Design	1	X	X	X		X				
Design	2A	X	X	X		X	X			
Design	2B	(1.3) X	(1.3) X	(1.3) X		(1.1) X		X		
Ratcheting	3	X	X	X		X			X	X
Ratcheting	4A	X	X	X		X	X		X	X
Ratcheting	4B	X	X	X		X		X		X
Buckling (OPE)	5	X	(0.6) X			X				X
Buckling (Design)	6	X	(0.6) X			X	X			
Hydrotest (60°)	7	X	X		X					
Hydrotest (90°)	8	X	X		X					
Future Hydrotest	9	x	x		x	x				
Empty (HP1)	10	x	x			x	X			
Empty (HP2)	11	x	x			x	X			
Empty (HP1)	12	x	x			x		X		
Empty (HP2)	13	x	x			x		X		
Buckling (Design) (HP1)	15	X	(0.6) X			X		X		
Buckling (Design) (HP2)	17	X	(0.6) X			X		X		

Figura 6: Combinazioni di carico analizzate considerate sia in HP1 che HP2

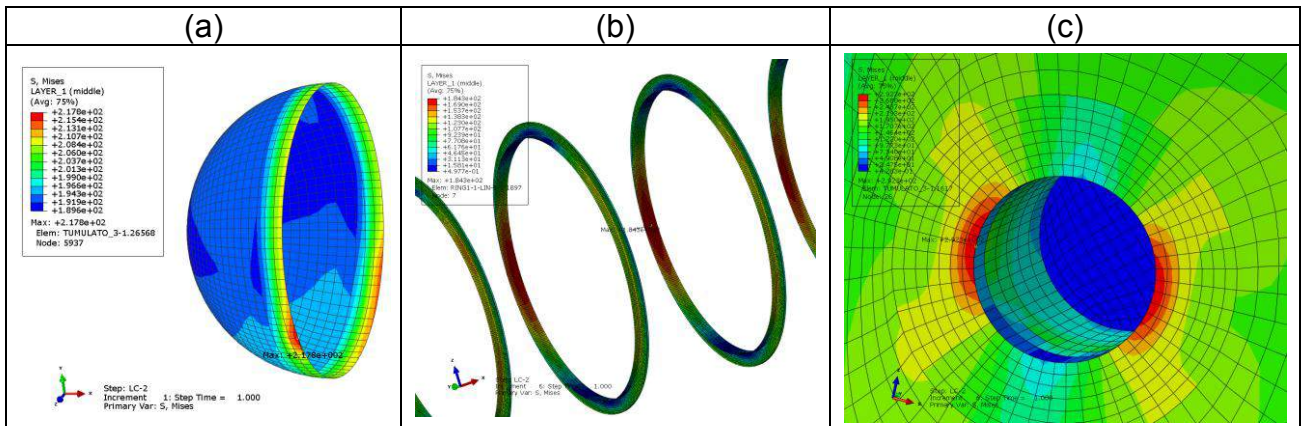


Figura 7: LC2A-HP1 Stress su un fondo (a), anelli di rinforzo (b), passo d'uomo (c) [MPa]

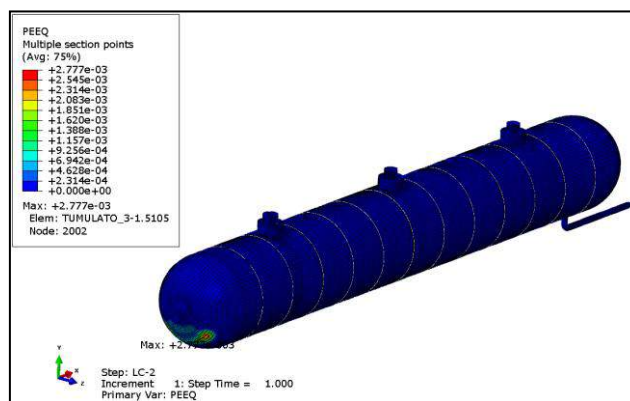


Figura 8: LC2B-HP1 Deformazione plastica in calcolo sismico.

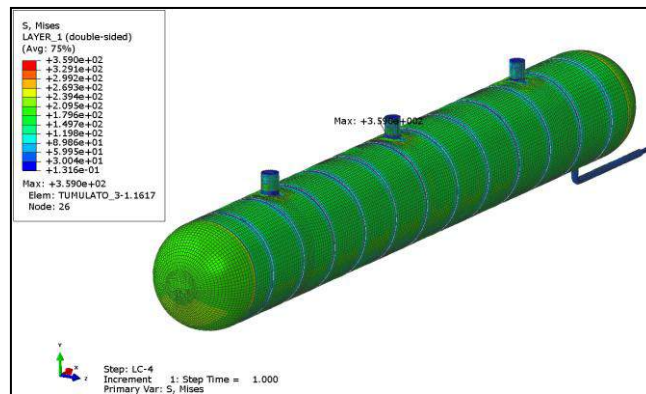


Figura 9: LC4B-HP2 Stress dell'intero modello [MPa]

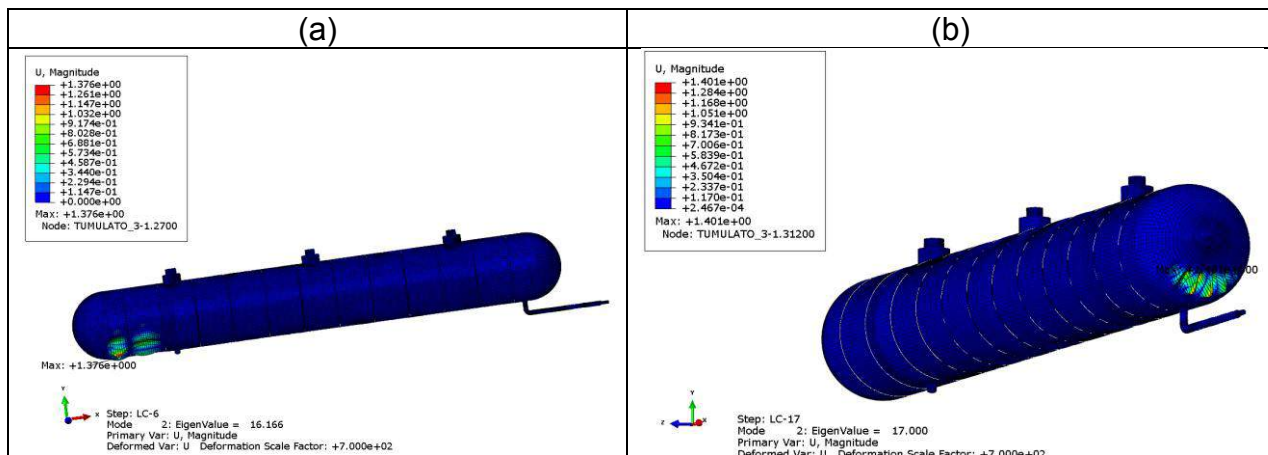


Figura 10: Analisi a buckling – modo di collasso sul corpo cilindrico LC6-HP2 (a), modo collasso sul fondo sferico LC12-HP2 (b)

5. conclusioni

In questo lavoro è stata proposta la progettazione e la verifica di un serbatoio interrato in conformità ai requisiti di sicurezza della direttiva PED e progettazione secondo codice ASME VIII Div. 2. Sono state indicate le procedure e le linee guida di riferimento per definire il design strutturale completo di questo tipo di apparecchiatura, ed individuare le criticità e i rischi legati a questo tipo di applicazione.

L'EEMUA fornisce, attraverso un calcolo con formule, l'intera procedura da seguire per definire i dimensionali geometrici, i carichi agenti sull'apparecchio e lo stato di stress con le opportune verifiche. L'ASME VIII Div.2 part 4 e part 5 permette, attraverso un calcolo meccanico a pressione interna ed esterna di definire i dimensionali minimi di ogni componente e con il *design by analysis*, di analizzare lo stato di stress dell'apparecchio globale e locale. Per la caratterizzazione completa del serbatoio interrato è necessario riferirsi ad entrambi gli approcci in quanto il codice ASME non fornisce alcuna informazione circa il calcolo dei carichi agenti e sulle modalità di schematizzazione della fondazione, che vengono per l'appunto riportate nell'EEMUA ma allo stesso momento il *design by analysis* mediante codice ASME permette un'analisi più approfondita dello stato di stress con indagini locali su ogni parte e su ogni componente dell'apparecchio che non vengono considerate in modo esplicito dall'EEMUA. Le criticità e i rischi legati all'utilizzo di questa applicazione sono legate direttamente all'extra pressione del terreno sui fondi sferici che generano degli *stress* abbastanza elevati e rischi d'instabilità locale ed ai

cedimenti differenziali del terreno di posa che generano sforzi di flessione e disomogeneità di carico nell' apparecchio.

Un'analisi con simulazione agli elementi finiti del terreno circostante sembra essere troppo complessa per il progetto "standard" di un apparecchio di questo tipo e richiederebbe la conoscenza delle caratteristiche meccaniche del terreno circostante e modelli di materiali non lineari. La schematizzazione di trave su fondazione elastica risulta un buon compromesso per analizzare le sollecitazioni e le interazioni di questo tipo di apparecchi e peculiarità di installazione.

6. Bibliografia

- [1] EEMUA Publication 190 version 2000 reprinted 2005
- [2] ASME VIII Div.2 Ed.2010 Add.2011
- [3] ABAQUS 6.13 manual
- [4] MAT PRO manual from PRG

Approccio Semplificato alla Valutazione degli Alberi di Guasto per gli Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante

N. Palumbo*, G. Gurnari**

*INAIL - UOT CVR Brescia

**INAIL – UOT CVR Udine

Sommario

La tecnica degli Alberi di Guasto (Fault Tree) è impiegata per stimare le frequenze incidentali negli stabilimenti a rischio di incidente rilevante.

Il calcolo del Top Event è normalmente eseguito con l'approccio del "Minimal Cut Set" (Insiemi di Minimo Taglio). In alternativa ad esso, si può utilizzare, sotto determinate condizioni, l'approccio semplificato "Gate by Gate" (Porta per Porta), come indicato in letteratura tecnica. Nelle analisi dei rischi degli stabilimenti soggetti al D.Lgs. 334/99, si riscontra che il metodo "Gate by Gate" può consentire la verifica speditiva dei risultati.

Si forniscono esempi per le casistiche di Fault Tree più significative.

1. Introduzione

Nelle istruttorie dei Rapporti di Sicurezza (RdS) degli Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante (RIR) è essenziale valutare la frequenza (F) dei Top Event (TE), ossia di quegli eventi incidentali pericolosi, individuati tipicamente con la tecnica della Hazard and Operability (HAZOP).

Il metodo più diretto per stimare la suddetta frequenza è l'Analisi Storica, eseguita tenendo conto della applicabilità al caso specifico e della affidabilità dei dati.

Quando l'Analisi Storica non risulta applicabile, la Frequenza dei TE è calcolata con l'Analisi degli Alberi di Guasto o Fault Tree Analysis (FTA).

Gli alberi di guasto furono sviluppati per la prima volta presso i Laboratori Telefonici "Bell" nel 1961 per valutare l'affidabilità dei sistemi di controllo dei lanci missilistici. La tecnica fu ulteriormente sviluppata nel 1965 da Haasl della società "Boeing". Nell'ambito della sicurezza nucleare, gli alberi di guasto giocano un ruolo di primaria importanza fin dal 1975 con il rapporto Rasmussen "Reactor Safety Study" e attualmente sono largamente impiegati nell'industria chimica di processo.

Le tecniche di calcolo più comuni per valutare le frequenze del TE sono la Gate by Gate (GbG) e quella del Minimal Cut Set (MCS). Dal confronto con quest'ultimo, risulta che l'approccio GbG è più intuitivo, diretto e adatto al calcolo manuale, ed in questa memoria sono presentati alcuni esempi che evidenziano tali aspetti e consentono di approfondire lo studio dei Fault Tree.

La FTA consente di stimare la frequenza dei TE mediante la modellizzazione logica dei meccanismi di rottura di un sistema. Il modello comprende i componenti di base del sistema, i componenti di sicurezza e l'affidabilità umana. In altre parole, l'albero di guasto è la descrizione di un sistema fisico mediante un diagramma strutturato logicamente, nel quale certe cause specifiche conducono a uno specifico evento (TE). L'albero rappresenta le cause di guasto dal top event verso il basso, identificando gli eventi che contribuiscono al verificarsi del TE. La struttura dell'albero dei guasti è costruita muovendo a ritroso dal top event alle possibili cause (modalità di guasto o eventi base), che possono essere rotture di componenti, errori umani, o un qualsiasi altro evento che possa portare al TE.

2. Approccio Gate by Gate

Secondo la FTA, una volta costruito l'albero di guasto e stimate la frequenza e la probabilità di ciascun evento base, è possibile calcolare la frequenza e la probabilità del TE. Questo calcolo è eseguito normalmente mediante l'approccio del MCS che fornisce risultati esatti ed è applicabile sia agli alberi semplici che a quelli complessi.

Un metodo alternativo è quello cosiddetto "Gate by Gate" (GbG) che può essere utilizzato anche per alberi complessi purché la dipendenza tra gli eventi ripetuti sia tenuta in debito conto. Infatti, nella condizione in cui l'albero ha un evento ripetuto in differenti rami, il metodo GbG, nella stima della frequenza del top event, è suscettibile di errori numerici, la cui entità comunque non altera l'ordine di grandezza dei risultati.

Con l'approccio GbG, l'albero dei guasti inizia con gli eventi base e procede verso l'alto fino al top event, tenendo conto che: gli input di un gate devono essere definiti prima di calcolare l'output e i gate inferiori devono essere valutati prima di procedere al livello superiore. Si assume pure che tutti gli input di un gate siano statisticamente indipendenti e che il fault tree sia coerente, cioè usi solo gate di tipo "AND" e "OR" per rappresentare la logica di guasto. L'uso di porte del tipo "NOR", deve essere trattato con tecniche specifiche.

Pertanto, l'approccio GbG è maggiormente appropriato per fault tree semplici che non hanno eventi base ripetuti e, comunque, fornisce lo stesso ordine di grandezza della frequenza del TE valutata con il MCS.

3. Probabilità e Frequenza

I termini probabilità (P) e frequenza (F) sono spesso usati in relazione alla credibilità di un evento, ma a volte vengono erroneamente considerati sinonimi di una stessa grandezza; invece è necessario evidenziare il loro differente significato.

La probabilità è una misura dell'accadimento di un evento, data dal rapporto tra il numero di accadimenti dell'evento stesso e il numero totale di eventi. E' espressa da un numero adimensionale compreso tra 0 e 1; 0 indica che l'evento è impossibile, 1 che l'evento è certo.

Esempio: se la probabilità che una pompa non si avvii è 0,005, ciò significa che se sono state fatte 1000 prove di avviamento della pompa, in 5 di tali prove la pompa non è partita. Un significato alternativo è il seguente: in 1000 ore di stand-by della pompa, essa si è trovata per 5 ore nella condizione di guasto, ossia nella condizione di non avviarsi.

Nella sicurezza dei processi industriali, le probabilità sono generalmente utilizzate come una misura della affidabilità dei sistemi di protezione, ovvero della affidabilità delle barriere contro il verificarsi di un evento indesiderato.

La frequenza è una misura del tasso di accadimento di un evento, espressa dal numero di accadimenti dell'evento stesso in un dato tempo. Essa è una grandezza dimensionale (inverso di un tempo) e, con riferimento ad un incidente rilevante, è data dal numero di incidenti per anno.

Esempio: se la frequenza di un incendio rilevante in un impianto è 1×10^{-3} per anno, ciò significa che in un anno c'è la probabilità che accadano 10^{-3} incendi rilevanti, ovvero un incendio rilevante in 1000 anni. Oppure, se 1000 impianti identici operano nelle stesse condizioni, allora in un anno può verificarsi un incendio rilevante in uno di essi.

Operativamente, alla P e alla F si possono associare i seguenti significati (cfr. App. B):

P=probabilità=indisponibilità del componente nell'intervallo di tempo di riparazione o di prova ovvero mancato intervento su chiamata, in inglese Probability of Failure on Demand (PFD).

F=frequenza=tasso di guasto del componente, numero medio di guasti nell'unità di tempo, in inglese failure rate.

4. Componenti degli Alberi di Guasto - Relazione tra Probabilità e Frequenza

Negli impianti si distinguono componenti di regolazione che funzionano in continuo e componenti di sicurezza che funzionano in stand-by. Esempio: le pompe di processo e le sonde di temperatura sono componenti che funzionano in continuo e il loro guasto si rivela (revealed failure); le pompe antincendio e le valvole di sicurezza sono componenti che funzionano in stand-by e il loro guasto si rivela solo quando sono chiamati a intervenire (unrevealed failure). Ai fini della indisponibilità, che coincide con la sopra definita probabilità, occorre fare riferimento al tempo di riparazione T_{rep} per i componenti in continuo, e al tempo di test T_{test} per i componenti in stand-by.

Le relazioni che legano le frequenze e le probabilità per i suddetti componenti discendono dalla teoria della affidabilità e sono:

$P_{rev} = F \times T_{rep}$	(1)	$P_{unrev} = \frac{F \times T_{test}}{2}$	(2)
componenti in continuo –revealed failure		componenti in stand-by – unrevealed failure	

dove F e P sono rispettivamente la frequenza di guasto e la probabilità di failure on demand o indisponibilità del componente nell'intervallo di tempo considerato. In presenza di componenti in stand-by, per il calcolo del TE, è necessario precisare se i test sono non correlati, simultanei o sfalsati, come meglio chiarito di seguito.

5. Regole di Combinazione delle Probabilità e delle Frequenze negli AND e negli OR Gate

In un albero di guasto, ciascun evento o ciascuna porta logica sono rappresentati da una frequenza o da una probabilità o da entrambe. Per la combinazione di probabilità e frequenze valgono le regole della tab.1, tratta dal Volume I del Lees, "Loss Prevention in the Process Industries". Tale tabella non dà indicazioni su come ottenere la frequenza di un AND gate con due frequenze in ingresso, rimandando ad altre parti del trattato.

B Relations involving frequencies and/or probabilities^a

Gate	Inputs	Outputs
OR	P_B OR P_C	$P_A = P_B + P_C - P_B P_C \approx P_B + P_C$
	F_B OR F_C	$F_A = F_B + F_C$
	F_B OR P_C	Not permitted
AND	P_B AND P_C	$P_A = P_B P_C$
	F_B AND F_C	Not permitted; reformulate
	F_B AND P_C	$F_A = F_B P_C$

^a F, frequency; P, probability

Tab. 1 - Relazioni tra Frequenze e Probabilità da F.P.Lees

Una tabella più generale e dettagliata, riprodotta nella tab. 2, è quella fornita dall'applicativo "Logan" che riconduce le due frequenze in AND ad eventi di tipo revealed o unrevealed, che sono caratterizzati sia da probabilità che da frequenza.

Input Event A Type	Input Event B Type	Logic	Output Probability	Output Frequency
Probability	Probability	AND	$P_A \times P_B$	No result
		OR	$P_A + P_B - P_A \times P_B$	No result
Probability	Frequency	AND	No result.	$P_A \times F_B$
		OR	Invalid. Logan suppresses result.	Invalid. Logan suppresses result.
Probability	Revealed or Unrevealed	AND	$P_A \times P_B$	$P_A \times F_B$
		OR	$P_A + P_B - P_A \times P_B$	Invalid. Logan suppresses result.
Frequency	Frequency	AND	No result.	No result
		OR	No result.	$F_A + F_B$
Frequency	Revealed or Unrevealed	AND	No result.	$F_A \times P_B$
		OR	Invalid. Logan suppresses result.	$F_A + F_B$
Revealed or Unrevealed	Revealed or Unrevealed	AND	$P_A \times P_B$	$F_A \times P_B + F_B \times P_A$
		OR	$P_A + P_B - P_A \times P_B$	$F_A + F_B$

Tab. 2 - Relazioni tra Frequenze e Probabilità da Programma "Logan"

In generale, si hanno le seguenti regole di combinazione di probabilità e frequenze per gli OR e gli AND gate. Tuttavia, occorre precisare che, per gli AND gate di componenti in stand-by, la (5) e la (6) sono applicabili solo quando i tempi di test sono diversi oppure, se uguali, sono non correlati; mentre sono applicabili con fattori correttivi per tempi di test simultanei o perfettamente sfalsati. Un particolare approfondimento necessitano gli AND gate, per il quale si rimanda al paragrafo 6.

5.1 OR Gate

La probabilità in uscita da un OR gate è pari alla somma delle probabilità (indisponibilità) in entrata:

$$P_{OR} = \sum_{1}^{n} P_i \quad (3)$$

La frequenza in uscita da un OR gate è pari alla somma delle frequenze in entrata:

$$F_{OR} = \sum_{1}^{n} F_i \quad (4)$$

5.2 AND Gate

La probabilità in uscita da un AND gate è pari al prodotto delle probabilità (indisponibilità) in entrata (vedi nota 1):

$$P_{AND} = \prod_{1}^{n} P_i \quad (5)$$

Nota 1: fattori correttivi per componenti con guasto unrevealed-simultaneous e unrevealed-staggered (App. A)

La frequenza in uscita da un AND gate è pari alla media delle frequenze, pesata sulle probabilità (indisponibilità) in entrata (vedi nota 2):

$$F_{AND} = \sum_1^n F_i \prod_{j \neq i}^{n-1} P_j \quad (6)$$

Nota 2: fattori correttivi per più di due componenti con guasto unrevealed-simultaneous e unrevealed-staggered (App. A)

Nel caso di due e tre ingressi si ha, rispettivamente:

$$F_{AND} = F_1 \cdot P_2 + F_2 \cdot P_1 \quad F_{AND} = F_1 \cdot P_2 \cdot P_3 + F_2 \cdot P_1 \cdot P_3 + F_3 \cdot P_1 \cdot P_2 \quad (7)$$

Si vuole così evidenziare che la frequenza in uscita da un AND gate non è pari al prodotto delle frequenze, ma la sua valutazione dipende dalle condizioni in cui si opera. Fisicamente, dalla moltiplicazione delle frequenze si ottiene una grandezza che non è più una frequenza, in quanto ha le dimensioni di un tempo⁻². In altre parole, il prodotto di grandezze della stessa specie fornisce una grandezza di specie diversa (p.e. lunghezzaxlunghezza=superficie). Inoltre, come specificato nelle note alla formula (6), la combinazione di probabilità e/o frequenze negli AND gate dipende dalla tipologia e dal numero di componenti in ingresso. Per esempio: l'evento A sia il mancato funzionamento del regolatore di pressione e l'evento B sia la mancata apertura di una valvola di sicurezza, mentre l'evento C sia la sovrappressione in un recipiente; è ragionevole pensare che l'evento C si verifica quando si verificano contemporaneamente A e B. Ciò è possibile sia per guasto (failure rate) del regolatore di pressione e contemporanea indisponibilità (failure on demand) della valvola di sicurezza (evento con frequenza $F_A P_B$), sia per guasto (failure rate) della valvola di sicurezza e contemporanea indisponibilità (failure on demand) del regolatore di pressione (evento con frequenza $F_B P_A$). Pertanto, la frequenza dell'evento C, come combinazione in AND gate, è $F_C = F_A P_B + F_B P_A$.

6. Il Programma Logan

Per esemplificare la combinazione di probabilità e/o frequenze negli AND gate con eventi revealed/unrevealed si utilizza il programma Logan, nella versione 7.2, con riferimento alle definizioni del suo glossario (vedi App. B). E' da precisare che l'applicativo in questione, nel caso di più componenti in stand-by con tempi di test uguali, permette di distinguere il tipo di prova, ossia non correlata (unrelated), sfalsata (perfectly staggered) e simultanea (simultaneous). Come già evidenziato nel precedente paragrafo, le formule (5) e (6) relative all'AND gate devono essere opportunamente corrette, mettendo in conto la media della probabilità di failure on demand quando i componenti in stand-by sono più di uno (formula 5) o più di due (formula 6). Nelle figure da 2 a 7 sono svolti esempi numerici significativi per il caso dell'AND gate con due e tre input e proof tests (prove di intervento) di tipo unrelated (non correlati), simultaneous (simultanei) e perfectly staggered (sfalsati).

Nel Logan è implementato anche il Voting Gate 2oo3 (two out of three), utilizzato prevalentemente nella valutazione dei SIL (Safety Integrity Level) relativi ai SIS (Safety Instrumented System). Tale gate può ancora essere trattato con la tecnica Gate by Gate, ricordando che esso è equivalente a tre AND gate, in ciascuno dei quali entrano due dei tre eventi, che entrano in un OR gate. Nella fig. 1 è meglio esemplificato il concetto.

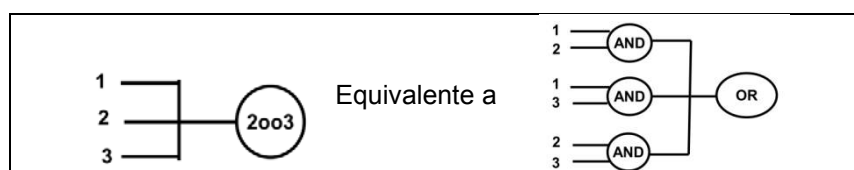


Fig. 1 – Voting Gate 2003

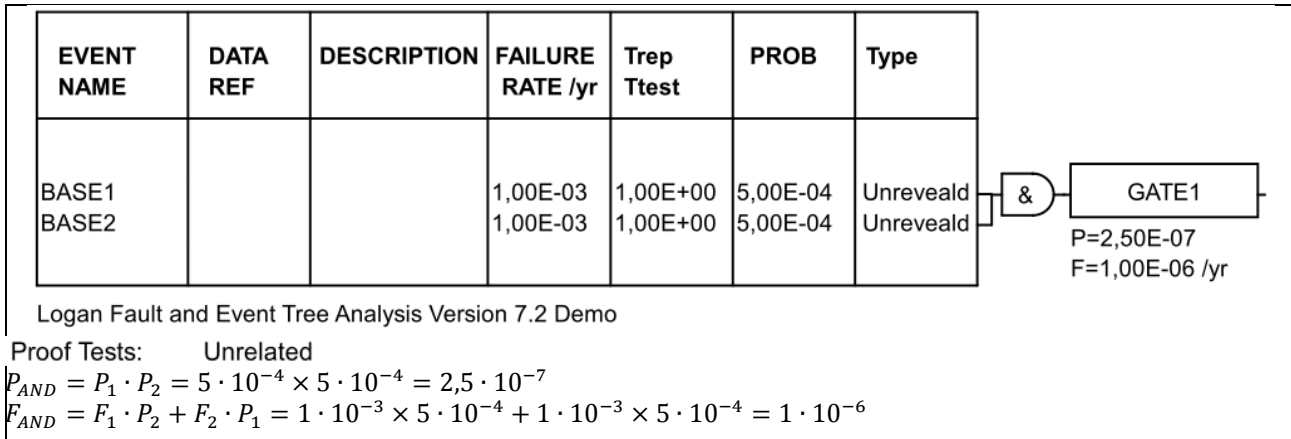


Fig. 2 – Frequenze e Probabilità in AND per Due Componenti Unrevealed e Proof Test Unrelated

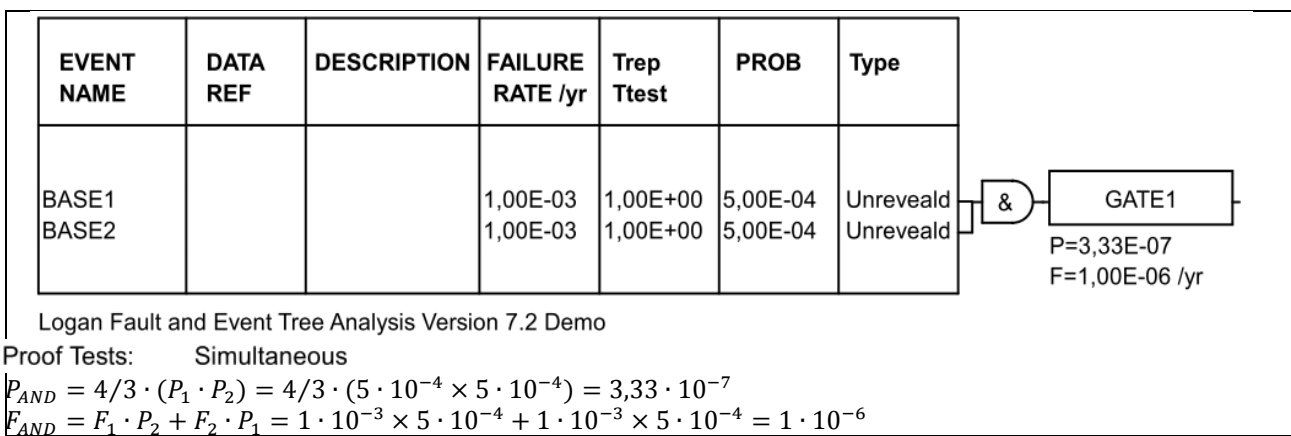


Fig. 3 – Frequenze e Probabilità in AND per Due Componenti Unrevealed e Proof Test Simultaneous

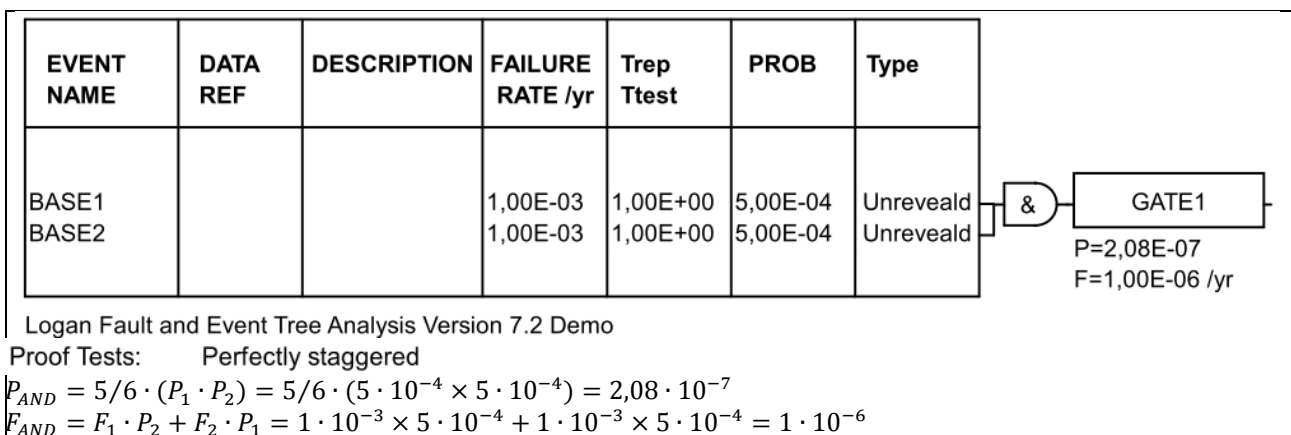


Fig. 4 – Frequenze e Probabilità in AND per Due Componenti Unrevealed e Proof Test Perfectly Staggered

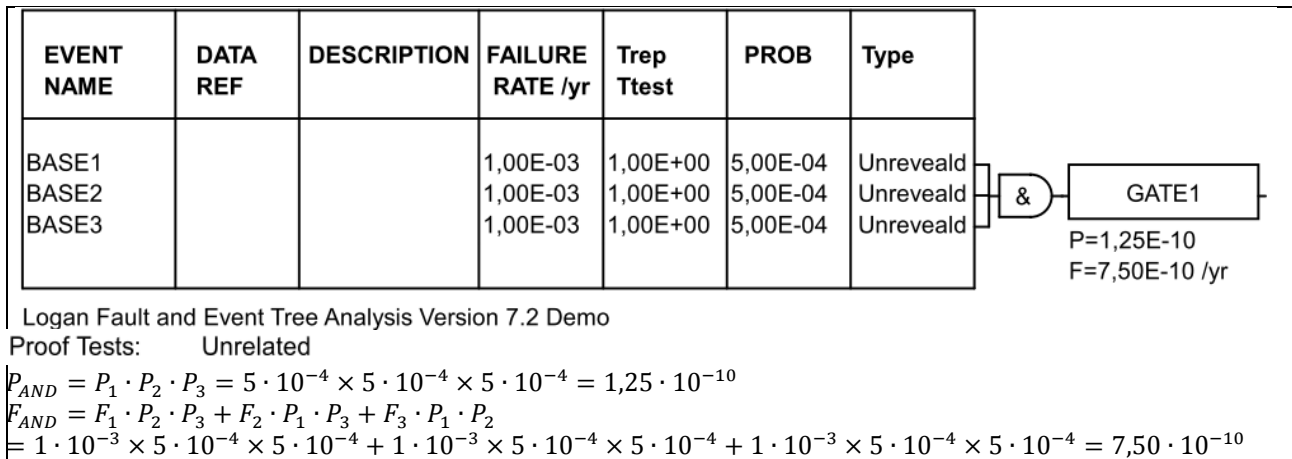


Fig. 5 – Frequenze e Probabilità in AND per Tre Componenti Unrevealed e Proof Test Unrelated

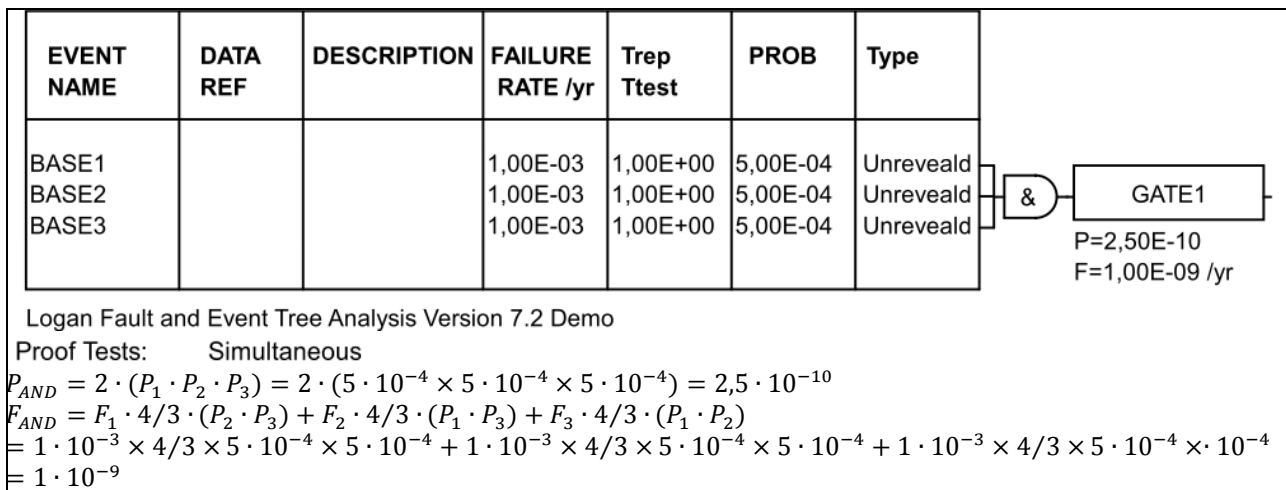


Fig. 6 – Frequenze e Probabilità in AND per Tre Componenti Unrevealed e Proof Test Simultaneous

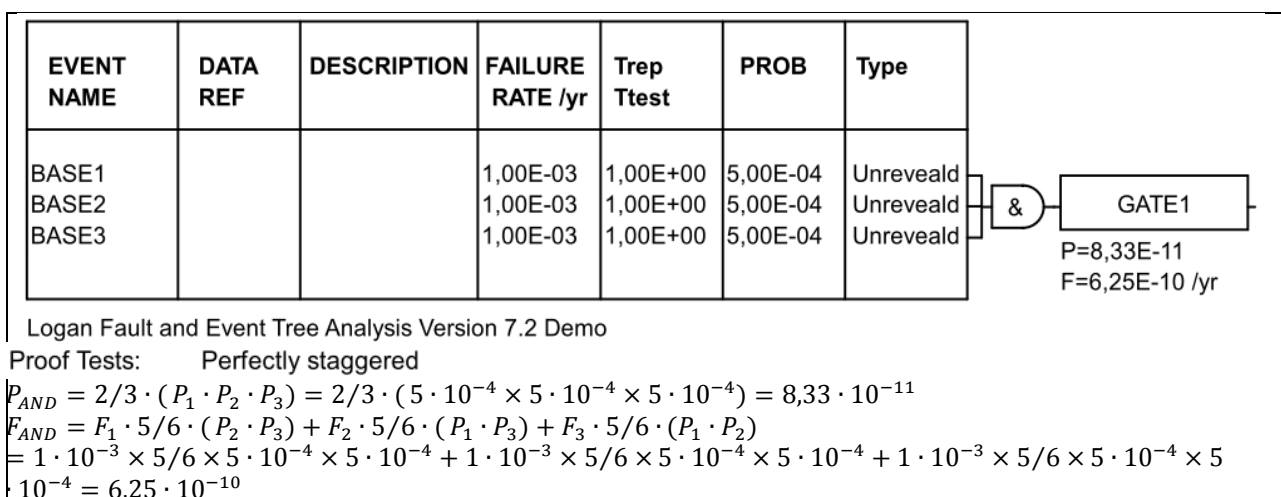


Fig. 7 – Frequenze e Probabilità in AND per Tre Componenti Unrevealed e Proof Test Perfectly Staggered

Riassumendo i risultati degli esempi sopra riportati si ha che:

- nel caso di due input in AND, il tipo di prova non influenza la frequenza, mentre per la probabilità, rispetto alla prova non correlata, la prova sfalsata è più conservativa e quella simultanea è meno conservativa;
- nel caso di tre input in AND, il tipo di prova influenza sia la frequenza che la probabilità, cosicché la prova sfalsata, rispetto alla prova non correlata, è più conservativa e quella simultanea è meno conservativa.

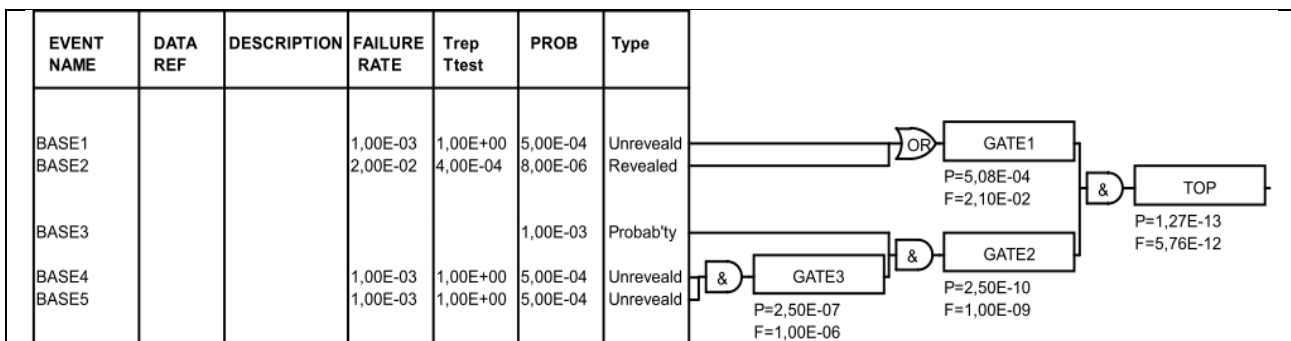
In appendice A sono riportati, per i casi sopra esposti, i calcoli della PFD media. Da questi si evincono i seguenti fattori correttivi per le formule (5) e (6), rispetto al caso della prova non correlata: per due input simultanei 4/3, per due input sfalsati 5/6; per tre input simultanei 2, per tre input sfalsati 2/3.

7. Esempi di Calcolo di Alberi con Gate by Gate e Minimal Cut Set

In questo paragrafo, i concetti sopra esposti si applicano ad un albero appositamente costruito, calcolando le probabilità e le frequenze dei TE per i tre casi di proof tests dei componenti, sia con il metodo dei MCS che con quello del GbG. Inoltre, si evidenziano i casi in cui i due metodi di calcolo coincidono o meno. Prima di procedere, si ricordano le espressioni della probabilità e della frequenza del TE con il metodo MCS:

$P_{TOP} = \sum_{i=1}^n P_i$	(8)
$F_{TOP} = \sum_{i=1}^n F_i$	(9)

P_i=probabilità dell'i-esimo cut-set
F_i=frequenza dell'i-esimo cut-set



Proof Tests: Unrelated

Metodo Minimal Cut Set

$$MCS\ del\ TOP = G1 \cdot G2 = (B1 + B2) \cdot (B3 \cdot G3) = (B1 + B2) \cdot (B3 \cdot B4 \cdot B5)$$

$$= B1 \cdot B4 \cdot B5 \cdot B3 + B2 \cdot B4 \cdot B5 \cdot B3$$

$$P_{TOP} = P_1 P_4 P_5 P_3 + P_2 P_4 P_5 P_3 =$$

$$5 \cdot 10^{-4} \times 5 \cdot 10^{-4} \times 5 \cdot 10^{-4} \times 1 \cdot 10^{-3} + 8 \cdot 10^{-6} \times 5 \cdot 10^{-4} \times 5 \cdot 10^{-4} \times 1 \cdot 10^{-3} =$$

$$1,25 \cdot 10^{-13} + 0,02 \cdot 10^{-13} = 1,27 \cdot 10^{-13}$$

$$F_{TOP} = (F_1 P_4 P_5 + F_4 P_1 P_5 + F_5 P_1 P_4) \cdot P_3 + (F_2 P_4 P_5 + F_4 P_2 P_5 + F_5 P_2 P_4) \cdot P_3 =$$

$$(1 \cdot 10^{-3} \times 5 \cdot 10^{-4} \times 5 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-3} \times 5 \cdot 10^{-4} \times 5 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-3} \times 5 \cdot 10^{-4} \times 5 \cdot 10^{-4}) \cdot 1 \cdot 10^{-3} +$$

$$(2 \cdot 10^{-2} \times 5 \cdot 10^{-4} \times 5 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-3} \times 8 \cdot 10^{-6} \times 5 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-3} \times 8 \cdot 10^{-6} \times 5 \cdot 10^{-4}) \cdot 1 \cdot 10^{-3} =$$

$$0,75 \cdot 10^{-12} + (5 \cdot 10^{-12} + 0,008 \cdot 10^{-12}) = 5,758 \cdot 10^{-12} \cong 5,76 \cdot 10^{-12}$$

Metodo Gate by Gate

Probabilità

$$P_{G3} = P_4 P_5 = 5 \cdot 10^{-4} \times 5 \cdot 10^{-4} = 2,5 \cdot 10^{-7}$$

$$P_{G2} = P_{G3} P_3 = 2,5 \cdot 10^{-7} \times 1 \cdot 10^{-3} = 2,5 \cdot 10^{-10}$$

$$P_{G1} = P_1 + P_2 = 5 \cdot 10^{-4} + 8 \cdot 10^{-6} = 5,08 \cdot 10^{-4}$$

$$P_{TOP} = P_{G1} P_{G2} = 5,08 \cdot 10^{-4} \times 2,5 \cdot 10^{-10} = 1,27 \cdot 10^{-13}$$

Frequenza

$$F_{G3} = F_4 P_5 + F_5 P_4 = 1 \cdot 10^{-3} \times 5 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-3} \times 5 \cdot 10^{-4} = 1 \cdot 10^{-6}$$

$$F_{G2} = F_{G3} P_3 = 1 \cdot 10^{-6} \times 1 \cdot 10^{-3}$$

$$= 1 \cdot 10^{-9} \quad F_{G1} = F_1 + F_2 = 1 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 10^{-2} = 2,1 \cdot 10^{-2}$$

$$F_{TOP} = F_{G1} P_{G2} + F_{G2} P_{G1} = 2,1 \cdot 10^{-2} \times 2,5 \cdot 10^{-10} + 1 \cdot 10^{-9} \times 5,08 \cdot 10^{-4} = 5,578 \cdot 10^{-12} \cong 5,76 \cdot 10^{-12}$$

Fig. 8 – Frequenze e Probabilità con MCS e GbG per Proof Test Unrelated

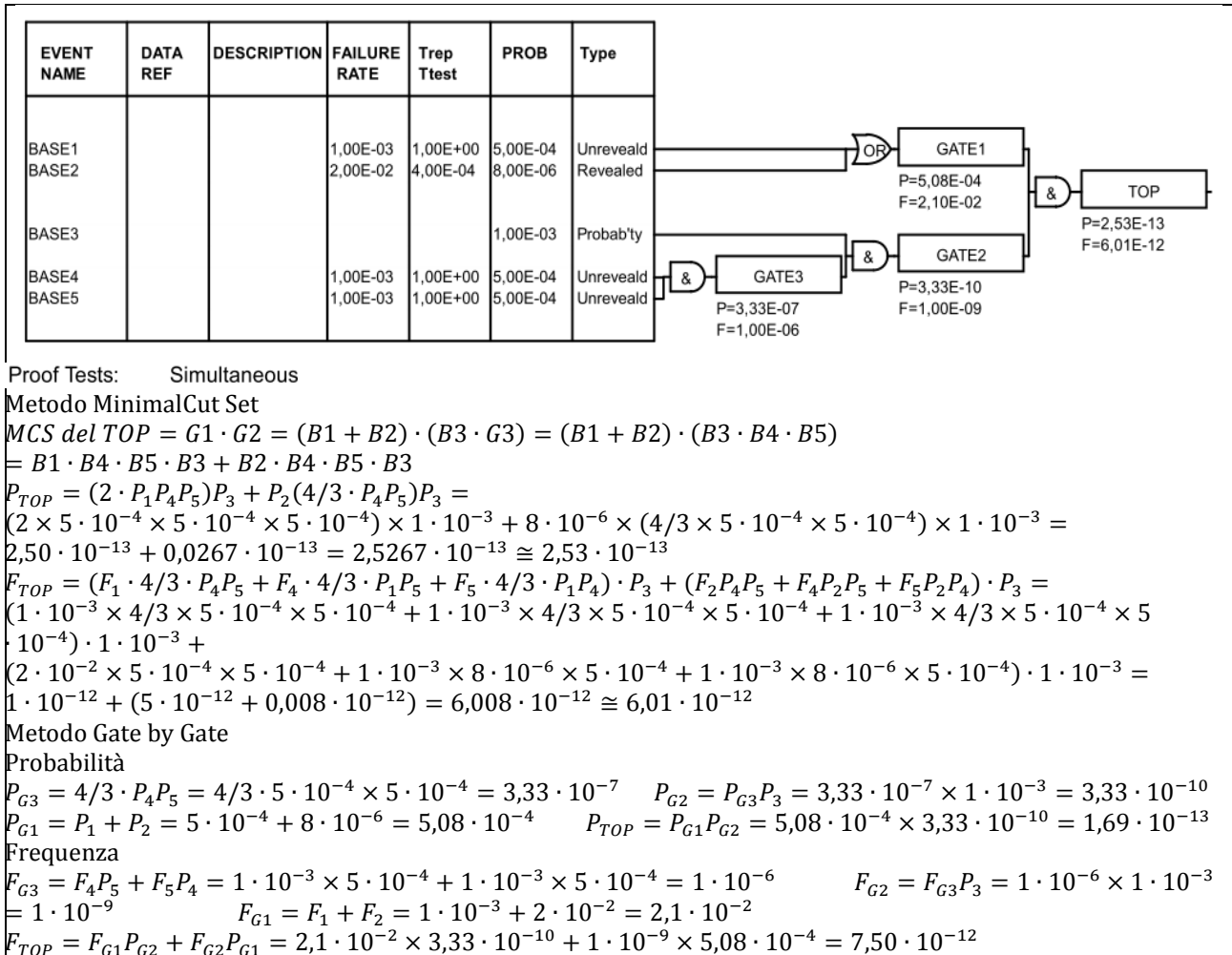
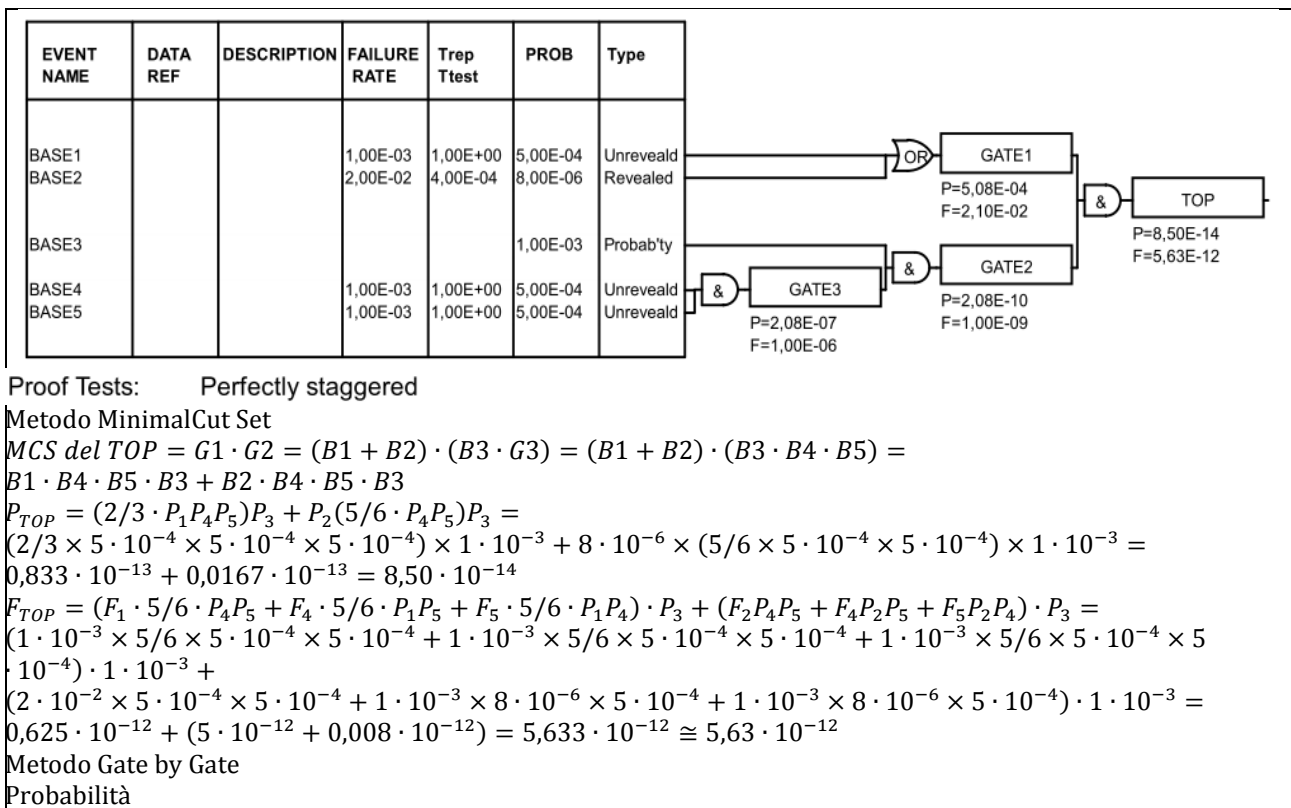


Fig. 9 – Frequenze e Probabilità con MCS e GbG per Proof Test Simultaneous



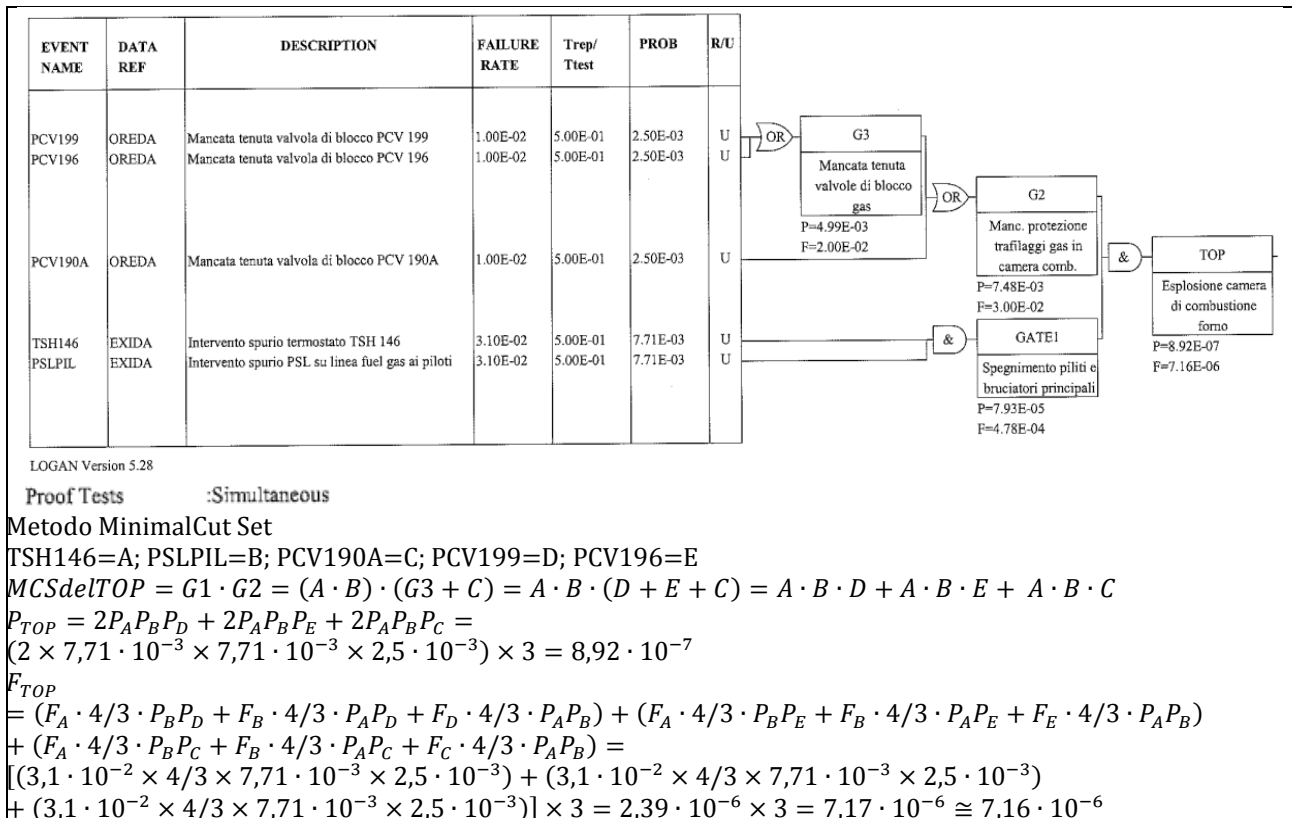
$$\begin{aligned}
 P_{G3} &= 5/6 \cdot P_4 P_5 = \frac{5}{6} \cdot 5 \cdot 10^{-4} \times 5 \cdot 10^{-4} = 2,08 \cdot 10^{-7} & P_{G2} &= P_{G3} P_3 = 2,08 \cdot 10^{-7} \times 1 \cdot 10^{-3} = 2,08 \cdot 10^{-10} \\
 P_{G1} &= P_1 + P_2 = 5 \cdot 10^{-4} + 8 \cdot 10^{-6} = 5,08 \cdot 10^{-4} & P_{TOP} &= P_{G1} P_{G2} = 5,08 \cdot 10^{-4} \times 2,08 \cdot 10^{-10} = 10,6 \cdot 10^{-14} \\
 \text{Frequenza} & & & \\
 F_{G3} &= F_4 P_5 + F_5 P_4 = 1 \cdot 10^{-3} \times 5 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-3} \times 5 \cdot 10^{-4} = 1 \cdot 10^{-6} & F_{G2} &= F_{G3} P_3 = 1 \cdot 10^{-6} \times 1 \cdot 10^{-3} \\
 &= 1 \cdot 10^{-9} & F_{G1} &= F_1 + F_2 = 1 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 10^{-2} = 2,1 \cdot 10^{-2} \\
 F_{TOP} &= F_{G1} P_{G2} + F_{G2} P_{G1} = 2,1 \cdot 10^{-2} \times 2,08 \cdot 10^{-10} + 1 \cdot 10^{-9} \times 5,08 \cdot 10^{-4} = 4,88 \cdot 10^{-12}
 \end{aligned}$$

Fig. 10 – Frequenze e Probabilità con MCS e GbG per Proof Test Perfectly Staggered

Analizzando i risultati ottenuti nei tre esempi svolti, dal confronto tra metodo MCS e GbG, si osserva che:

- per proof tests unrelated: probabilità e frequenza del TE coincidono;
- per proof tests simultaneous: probabilità e frequenza del TE differiscono, pur mantenendo lo stesso ordine di grandezza; in particolare la probabilità e la frequenza del GbG sono rispettivamente il 67% e il 125% del MCS;
- per proof tests staggered: probabilità e frequenza del TE differiscono, pur mantenendo lo stesso ordine di grandezza; in particolare la probabilità e la frequenza del GbG sono rispettivamente il 125% e l'87% del MCS;
- le differenze sono dovute ai coefficienti correttivi nel caso di prova dei componenti simultanea o sfalsata;
- le prove simultanee (simultaneous) dei componenti sono le più conservative perché si ottengono probabilità e frequenze maggiori rispetto al caso di prove non correlate (unrelated) e sfalsate (perfectly staggered); questa procedura (simultaneous) è la più utilizzata nei Rapporti di Sicurezza.

Si ritiene utile esaminare, con i procedimenti fin qui esposti, un caso reale tratto dal RdS di una raffineria, e riportato nella fig. 11. Il fault tree è stato calcolato nell'ipotesi di proof test simultanei, con la versione 5.28 del programma Logan.



Metodo Gate by Gate

Probabilità

$$P_{G1} = 4/3 \cdot P_A P_B = 4/3 \cdot 7,71 \cdot 10^{-3} \times 7,71 \cdot 10^{-3} = 7,93 \cdot 10^{-5} \quad P_{G3} = P_D + P_E = 2,5 \cdot 10^{-3} + 2,5 \cdot 10^{-3} = 5,00 \cdot 10^{-3} \cong 4,99 \cdot 10^{-3}$$

$$P_{G2} = P_{G3} + P_C = 4,99 \cdot 10^{-3} + 2,5 \cdot 10^{-3} = 7,49 \cdot 10^{-3} \cong 7,48 \cdot 10^{-3}$$

$$P_{TOP} = P_{G1} P_{G2} = 7,93 \cdot 10^{-5} \times 7,48 \cdot 10^{-3} = 5,93 \cdot 10^{-7}$$

Frequenza

$$F_{G1} = F_A P_B + F_B P_A = 3,1 \cdot 10^{-2} \times 7,71 \cdot 10^{-3} + 3,1 \cdot 10^{-2} \times 7,71 \cdot 10^{-3} = 4,78 \cdot 10^{-4} \quad F_{G3} = F_D + F_E = 1 \cdot 10^{-2} + 1 \cdot 10^{-2} = 2 \cdot 10^{-2}$$

$$F_{G2} = F_{G3} + F_C = 2 \cdot 10^{-2} + 1 \cdot 10^{-2} = 3 \cdot 10^{-2}$$

$$F_{TOP} = F_{G1} P_{G2} + F_{G2} P_{G1} = 4,78 \cdot 10^{-4} \times 7,48 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-2} \times 7,93 \cdot 10^{-5} = 5,95 \cdot 10^{-6}$$

Fig. 11 – Frequenze e Probabilità con MCS e Gate by Gate per Proof Test Simultaneous – Fault Tree di Raffineria

Si verifica ancora che l’approccio GbG, quando le prove di intervento dei componenti sono simultanee, non fornisce il risultato esatto dell’approccio MCS, seppure non vi siano eventi ripetuti. Tuttavia, i valori ottenuti mantengono l’ordine di grandezza del TE, in particolare, la probabilità e la frequenza del GbG sono rispettivamente il 66% e l’83% del MCS. L’albero precedente è stato ricostruito in fig. 12, nel caso di proof test unrelated, per calcolare il TE e verificare la coincidenza dei risultati con i due approcci GbG e MCS.

EVENT NAME	DATA REF	DESCRIPTION	FAILURE RATE	Trep Ttest	PROB	Type
PCV199			1,00E-02	5,00E-01	2,50E-03	Unreveald
PCV196			1,00E-02	5,00E-01	2,50E-03	Unreveald
PCV190A			1,00E-02	5,00E-01	2,50E-03	Unreveald
TSH146			3,10E-02	5,00E-01	7,71E-03	Unreveald
PSLPIL			3,10E-02	5,00E-01	7,71E-03	Unreveald

Logan Fault and Event Tree Analysis Version 7.2 Demo

Proof Tests: Unrelated

Metodo Minimal Cut Set

TSH146=A; PSLPIL=B; PCV190A=C; PCV199=D; PCV196=E

$$MCSdelTOP = G1 \cdot G2 = (A \cdot B) \cdot (G3 + C) = A \cdot B \cdot (D + E + C) = A \cdot B \cdot D + A \cdot B \cdot E + A \cdot B \cdot C$$

$$P_{TOP} = P_A P_B P_D + P_A P_B P_E + P_A P_B P_C = (7,71 \cdot 10^{-3} \times 7,71 \cdot 10^{-3} \times 2,5 \cdot 10^{-3}) \times 3 = 4,46 \cdot 10^{-7} \cong 4,45 \cdot 10^{-7}$$

$$F_{TOP} = (F_A \cdot P_B P_D + F_B \cdot P_A P_D + F_D \cdot P_A P_B) + (F_A \cdot P_B P_E + F_B \cdot P_A P_E + F_E \cdot P_A P_B) + (F_A \cdot P_B P_C + F_B \cdot P_A P_C + F_C \cdot P_A P_B) = [(3,1 \cdot 10^{-2} \times 7,71 \cdot 10^{-3} \times 2,5 \cdot 10^{-3}) + (3,1 \cdot 10^{-2} \times 7,71 \cdot 10^{-3} \times 2,5 \cdot 10^{-3}) + (3,1 \cdot 10^{-2} \times 7,71 \cdot 10^{-3} \times 2,5 \cdot 10^{-3})] \times 3 = 17,92 \cdot 10^{-8} \times 3 = 5,37 \cdot 10^{-6} \cong 5,36 \cdot 10^{-6}$$

Metodo Gate by Gate

Probabilità

$$P_{G1} = P_A P_B = 7,71 \cdot 10^{-3} \times 7,71 \cdot 10^{-3} = 5,94 \cdot 10^{-5} \quad P_{G3} = P_D + P_E = 2,5 \cdot 10^{-3} + 2,5 \cdot 10^{-3} = 5,00 \cdot 10^{-3} \cong 4,99 \cdot 10^{-3}$$

$$P_{G2} = P_{G3} + P_C = 4,99 \cdot 10^{-3} + 2,5 \cdot 10^{-3} = 7,49 \cdot 10^{-3} \cong 7,48 \cdot 10^{-3}$$

$$P_{TOP} = P_{G1} P_{G2} = 5,94 \cdot 10^{-5} \times 7,48 \cdot 10^{-3} = 4,44 \cdot 10^{-7} \cong 4,45 \cdot 10^{-7}$$

Frequenza

$$F_{G1} = F_A P_B + F_B P_A = 3,1 \cdot 10^{-2} \times 7,71 \cdot 10^{-3} + 3,1 \cdot 10^{-2} \times 7,71 \cdot 10^{-3} = 4,78 \cdot 10^{-4} \quad F_{G3} = F_D + F_E = 1 \cdot 10^{-2} + 1 \cdot 10^{-2} = 2 \cdot 10^{-2}$$

$$F_{G2} = F_{G3} + F_C = 2 \cdot 10^{-2} + 1 \cdot 10^{-2} = 3 \cdot 10^{-2}$$

$$F_{TOP} = F_{G1} P_{G2} + F_{G2} P_{G1} = 4,78 \cdot 10^{-4} \times 7,48 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-2} \times 5,94 \cdot 10^{-5} = 5,36 \cdot 10^{-6}$$

Fig. 12 – Frequenze e Probabilità con MCS e GbG per Proof Test Unrelated – Fault Tree di Raffineria

È utile osservare che le piccole differenze tra i valori numerici sono dovute al programma Logan, che visualizza i risultati dei calcoli approssimando alla seconda cifra decimale, mentre elabora le probabilità (indisponibilità) con la formula esatta $P = 1 - (1/FT_{test}) \cdot (1 - e^{-FT_{test}})$, invece che con la formula approssimata (2); per esempio il gate 3 delle figg. 11 e 12 ha due probabilità in input di 2,5E-02, e una probabilità in output di 4,99E-02, invece di 5,00E-02. I valori della formula esatta coincidono con quelli della formula (2) quando $FT_{test} \ll 1$.

Infine, si mostra ancora l'equivalenza dei due approcci, calcolando l'albero di guasto di fig. 13, con eventi non ripetuti, caratterizzati da sole frequenze o probabilità (p.e. rispettivamente evento random o mancato intervento operativo).

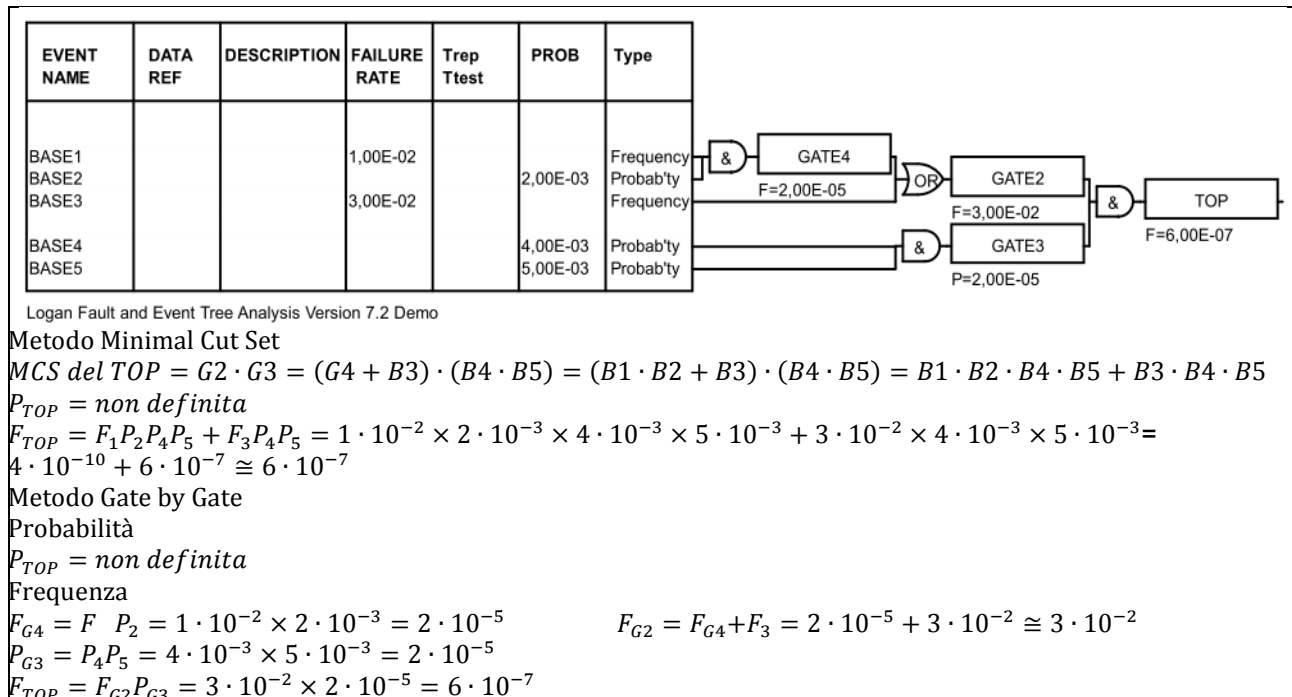


Fig. 13 – Frequenze e Probabilità con MCS e GbG senza Eventi Revealed e Unrevealed

Pertanto, gli approcci Gate by Gate e Minimal Cut Set forniscono gli stessi risultati quando non vi sono eventi ripetuti nell'albero di guasto e non vi sono componenti in stand-by con ingressi in AND gate e con proof test simultanei o sfalsati. Quando almeno una delle due precedenti condizioni non è verificata i risultati non coincidono, pur mantenendo gli stessi ordini di grandezza, ed è quindi necessario ricorrere al metodo del Minimal Cut Set.

In particolare, i due approcci sono ancora coincidenti quando nell'albero di guasto non vi sono eventi ripetuti e gli eventi base sono caratterizzati dalla sola frequenza o probabilità.

8. Conclusioni

L'esame dell'approccio semplificato Gate by Gate e delle condizioni per le quali esso può essere utilizzato, ha consentito di effettuare un approfondito confronto con l'approccio del Minimal Cut Set. Si sono evidenziati i fondamenti di calcolo dei Fault Tree e mostrate nel dettaglio le operazioni eseguite dai software per la stima dei Top Event.

Nell'ambito dell'analisi dei rischi e della verifica dei sistemi di gestione della sicurezza degli stabilimenti soggetti al D.Lgs. 334/99, i procedimenti illustrati sono uno strumento operativo per l'istruttoria dei Rapporti di Sicurezza, nonché per l'esame dei sistemi tecnici critici.

Appendice A

Calcolo della PFD_{media} per Due e Tre Input

P=Probabilità di Failure on Demand; F=Failure Rate; T_{test}=Tempo di Test;

Due Input - Test Non Correlati (Unrelated)

$$(P_1P_2)_{N.C.} = \frac{F_1T_{test}}{2} \cdot \frac{F_2T_{test}}{2} = \frac{F_1F_2T_{test}^2}{4}$$

Due Input - Test Simultanei (Simultaneous)

$$(P_1P_2)_{S.,media} = \frac{1}{T_{test}} \cdot \int_0^{T_{test}} F_1 t \cdot F_2 t \cdot dt = \frac{F_1F_2T_{test}^2}{3} = \frac{4}{3} \cdot (P_1P_2)_{N.C.}$$

Due Input - Test Perfettamente Sfalsati (Perfectly Staggered)

$$(P_1P_2)_{P.S.,media} = \frac{1}{\frac{T_{test}}{2}} \cdot \int_0^{\frac{T_{test}}{2}} F_1 t \cdot F_2(t + \frac{T_{test}}{2}) \cdot dt = 5 \cdot \frac{F_1F_2T_{test}^2}{24} = \frac{5}{6} \cdot (P_1P_2)_{N.C.}$$

Tre Input - Test Non Correlati (Unrelated)

$$(P_1P_2P_3)_{N.C.} = \frac{F_1T_{test}}{2} \cdot \frac{F_2T_{test}}{2} \cdot \frac{F_3T_{test}}{2} = \frac{F_1F_2F_3T_{test}^3}{8}$$

Tre Input - Test Simultanei (Simultaneous)

$$(P_1P_2P_3)_{S.,media} = \frac{1}{T_{test}} \cdot \int_0^{T_{test}} F_1 t \cdot F_2 t \cdot F_3 t \cdot dt = \frac{F_1F_2F_3T_{test}^3}{4} = 2 \cdot (P_1P_2P_3)_{N.C.}$$

Tre Input - Test Perfettamente Sfalsati (Perfectly Staggered)

$$(P_1P_2P_3)_{P.S.,media} = \frac{1}{\frac{T_{test}}{2}} \cdot \int_0^{\frac{T_{test}}{2}} F_1 t \cdot F_2(t + \frac{T_{test}}{3}) \cdot F_3(t + 2\frac{T_{test}}{3}) \cdot dt = \frac{F_1F_2F_3T_{test}^3}{12}$$

$$= \frac{2}{3} \cdot (P_1P_2P_3)_{N.C.}$$

Il procedimento è analogo per quattro o più componenti in stand-by.

Appendice B

Definizioni del Glossario Logan

failure rate: see frequency

frequency: the frequency or failure rate with which an item or system fails

pdf: probability of failure on demand see probability

probability: the probability that an item or system fails to perform its function when required

proof test interval: the time between two successive proof tests (applied to items who failures are unrevealed)

revealed failure: a failure that is immediately noticed, or has effects that are immediately noticed and repair or restoration of which is initiated promptly

top event: the gate at the top of the fault tree: it is the result of the culminated failures of specific combination of the basic event

unrevealed failure: a failure that may go unnoticed for some time, usually until it is proof tested or the system fails

Bibliografia

- [1] AA.VV.: "Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis", AIChE, New York, 2000, pp. 297-322; 529-537; 575-576
- [2] F.P.Less: "Loss Prevention in the Process Industries", Butterworth-Heinemann, Gran Bretagna, 1996, Vol. 1, pp. 7/5-7/70; 9/13-9/31
- [3] D.A. Crowl, J.F. Lowar: "Chemical Process Safety", Prentice Hall, Stati Uniti, 2002, pp. 471-514
- [4] A. Romano, G. Pinetti, A. Brambillasca: "Analisi di Affidabilità – Appunti ed Esercizi", Corso Regione Lombardia, 2004, pp. 57-66
- [5] I. Cameron, R. Raman: "Process System Risk Management", Elsevier, Olanda, 2005, pp. 302-336
- [6] D.J. Smith: "Reliability, Maintainability and Risk", Gran Bretagna, 2011, pp. 37-50
- [7] Y. Liu: "Optimal staggered testing strategies for heterogeneously redundant safety systems", *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 126, 2014, pp. 65-71
- [8] S. Contini, S. Copelli, M. Raboni, Torretta V., C. Sala Cattaneo, R. Rota: "IEC 61508: effect of the test policy on the probability of failure on demand of safety instrumented systems", *Chemical Engineering Transactions*, vol. 33, 2013, pp. 487-492
- [9] Programma "Logan Fault And Event Tree Analysis"

L'affidabilità dei sistemi di sicurezza in impianti con componenti riparabili. Cenni sulle metodologie di valutazione del rischio.

N. Rizzo*

*INAIL – UOT CVR Brescia

Sommario

Le funzioni di sicurezza nei diversi settori industriali sono molto spesso delegate ad apparati elettrici/elettronici. Tra i più utilizzati trovano largo impiego i controllori a logica programmabile (PLC) inizialmente implementati per funzioni strettamente operative.

Lo sviluppo dell'affidabilità dei sistemi di sicurezza ha portato alla pubblicazione di norme internazionali anche in ambito europeo (IEC 61508 – IEC61511 – CEI EN 61508). Uno degli aspetti più trattati dalle norme è la definizione di requisiti necessari per la modellazione della sicurezza funzionale (SIL o Safety Integrity Level). Il raggiungimento di un adeguato modello per la valutazione dell'affidabilità dei sistemi di sicurezza, nel rispetto dei requisiti minimi richiesti dalle norme, si ottiene generalmente partendo dai parametri affidabilistici dei componenti ed associando una valutazione qualitativa di tali parametri e successivamente una stima quantitativa.

L'intero processo quali-quantitativo può essere svolto attraverso la teoria delle catene di Markov e dell'albero dei guasti (FTA). È implicito in tale stima che la significatività statistica di questa è sensibilmente condizionata dalla validità, intesa come attendibilità, dei parametri affidabilistici.

1. Introduzione

La tecnologia sottostante le funzioni di sicurezza nei processi industriali è supportata da componentistica di varia natura (meccanica, pneumatica, elettrica, elettronica a logica programmabile). In particolare quella E/E/PE (elettrica, elettronica, a logica programmabile) è in grado di assolvere anche funzioni di autodiagnostica essenziali in taluni impianti critici. Le norme sopradette non dettano delle precise prescrizioni forniscono altresì delle linee guida per la valutazione delle prestazioni dei sistemi in termini di sicurezza (SIL). Il panorama delle tecniche o modellistiche da adottare per lo sviluppo del processo di stima del rischio è poi abbastanza diversificato negli approcci disponibili (FTA, Markov analysis, Montecarlo analysis, Reliability BD etc.).

2. Metodologia

Gli standard IEC 61508 e 61511 forniscono delle linee guida per la progettazione e l'implementazione dei sistemi di sicurezza strumentati, fornendo delle chiare indicazioni sulla configurazione del sistema, sul calcolo dell'affidabilità di funzionamento, sugli intervalli di test.

In ambito industriale e nell'industria di processo le funzioni necessarie alla riduzione dei rischi da incidente vengono quindi demandate a sistemi ausiliari, che sono composti oltre che da sicurezze di tipo meccanico, anche da sistemi elettrici/elettronici/elettronici programmabili, i Safety Instrumented Systems (SIS).

Un SIS è genericamente composto da:

- il sottosistema dei sensori;
- la logica di controllo (logic solver) in genere di tipo elettronico;
- il sottosistema degli attuatori;

I sottosistemi relativi ai sensori e agli attuatori possono essere ulteriormente suddivisi al loro interno: i sensori secondo una logica di voting, gli attuatori secondo delle ridondanze funzionali.

I componenti dei precedenti sistemi sono asserviti alle seguenti funzioni:

- i sensori sono dispositivi che trasmettono, tramite interfacce, segnali generati dalle variabili controllate. Sono i cosiddetti rilevatori in campo;
 - gli attuatori sono dispositivi di blocco (valvole, intercetti, etc.), interfaccia output e attuatori degli elementi target del controllo di sistema;
 - la logica di controllo consiste in unità logica che gestiscono delle interconnessioni informatizzate tra le due sottocategorie precedenti. Tale unità è denominata PLC (Controllore a Logica Programmabile) o, nei casi più rudimentali, banalmente un sistema di tipo on/off applicato a dispositivi limitatori di soglia come pressostati, flussostati etc.
- La funzione di sicurezza è in genere assicurata da un insieme di tali dispositivi che vengono attivati seguendo una precisa sequenza o logica di blocco come illustrato in Fig1:

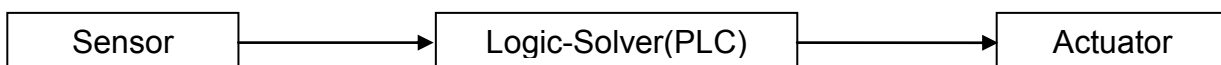


Fig 1

Per arrivare a valutare la probabilità che una sezione di impianto in condizioni di rischio possa pervenire in uno stato di blocco è necessaria la valutazione dei sistemi che sovrintendono la sicurezza nel merito delle logiche di blocco oltre che intrinsecamente.

La valutazione delle logiche di blocco dei sistemi di sicurezza può essere svolta con l'ausilio dell'analisi di Markov, l'analisi dell'affidabilità di tali logiche è in genere anche sviluppata con la FTA (Fault Tree Analysis).

Le logiche di blocco dipendono in genere sia dall'approccio analitico seguito dal progettista, sia dalle caratteristiche intrinseche (costruttive e funzionali) del sistema da preservare.

Il processo di razionalizzazione della stima del livello di sicurezza da raggiungere può essere riassunto nelle fasi seguenti:

- 1) analisi delle ipotesi incidentali
- 2) analisi qualitativa delle logiche di blocco per le ipotesi identificate
- 3) classificazione dei sistemi di sicurezza
- 4) analisi dei guasti e modi di guasto dei componenti inseriti nelle logiche di blocco
- 5) stima dell'affidabilità dei componenti di sicurezza
- 6) analisi quantitativa delle logiche di blocco
- 7) definizione del livello di sicurezza raggiunto dal sistema (SIL)

Il punto 5) può essere quindi esplicitato con l'analisi di Markov mentre il successivo punto 6) è generalmente quantificato con la FTA.

Valutazioni indispensabili per le logiche di blocco devono identificare le possibili cause iniziatrici per l'attivazione delle logiche (valori estremi dei parametri controllati) e le azioni che devono seguire all'attivazione dei dispositivi di blocco servono a mitigare la deviazione dai valori "normali" dei parametri di processo e configurare in sicurezza il componente.

Nei riguardi della componentistica del sistema di sicurezza per la modellazione affidabilistica si rende necessario conoscere la configurazione strumentale (ad esempio presenza o meno di ridondanze attive o di monitoraggio) e lo stato in cui deve trovarsi il sistema da proteggere durante i test e la manutenzione. I test possono anche essere lanciati online in forma automatica dai componenti stessi in forma di autoverifica di funzionamento ed avvengono anche con frequenze elevate nell'ordine di frazioni di secondo. I test funzionali di tipo manuale sono assimilabili ad operazioni di manutenzione eseguibili ad impianti fermi o in esercizio. Sono poi classificabili i componenti il cui tempo medio di manutenzione r è più piccolo, di molto, rispetto l'intervallo tra due attività di

test/manutenzione consecutive rispetto quelli per cui tale tempo medio è di ordine paragonabile o maggiore.

È quindi necessario anche analizzare il comportamento del guasto del componente nei riguardi della riscontrabilità dell'avaria. I guasti possono essere di tipo autorivelante o latente tra due test successivi. La strumentistica viene solitamente assoggettata a delle verifiche e manutenzioni ordinarie (di legge) e di tipo straordinario qualora ai test si riscontrino anomalie di funzionamento. Ciò al fine di meglio organizzare una strategia per la manutenzione e la diagnostica.

I sistemi E/E/PE possono subire guasti per effetto delle varie architetture di funzionamento che insistono sull'apparato. Difatti sono generalmente costituiti da sensoristica soggetta ad usura meccanica, trasduttori elettrici, unità logiche possibili sedi di errori nel software o nella logica di attivazione dei blocchi, infrastruttura meccanica deputata all'azione finale di regolazione-blocco del parametro osservato.

Conseguentemente i guasti possono essere assimilati in due macrocategorie:

- guasti casuali indotti da invecchiamento o usura in aggiunta ,o separatamente ,ad anomalie di alimentazione
- guasti di tipo sistematico dovuti a errori costruttivi o progettuali anche indotti da interazioni con altri fattori.

È noto che l'anello debole della catena in genere è annidato nella sensoristica e negli attuatori. Le unità logiche (PLC), essendo intrinsecamente ridondanti, sono di solito ritenute ordini di grandezza inferiori nella stima dell'affidabilità del sistema.

L'affidabilità è definita empiricamente partendo dall'osservazione di quanti componenti N_g siano andati in avaria e quanti N_f siano invece sopravvissuti su una popolazione omogenea di N componenti in un periodo temporale T :

$$R(t) = \frac{N_f(T)}{N}$$

Mentre l'inaffidabilità è la caratteristica duale per cui il componente si guasta prima di T , ossia è il complemento ad 1 di $R(t)$ considerando entrambe come delle probabilità:

$$F(t) = \frac{N_g(T)}{N} = 1 - R(T) \quad (1.0)$$

Considerando un intervallo temporale piccolo a piacere dt si può definire la funzione Densità di Probabilità di Guasto $f(t)$ osservando un guasto che si verifichi esattamente tra t e $t+dt$, partendo da $t=0$, per cui la sua probabilità di manifestarsi nell'intervallo considerato risulti $dF(t) = f(t)dt$ da cui tenendo conto della (1.0):

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \frac{dN_g(t)}{N dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (1.1)$$

$$\text{ed allora } F(t) = \int_0^t f(t)dt$$

$$\text{Conseguentemente si ha } R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(t)dt = \int_t^\infty f(t)dt \quad (1.2)$$

Per un tempo infinito $F(t)$ ed $R(t)$ tenderanno ad 1 e a zero rispettivamente configurandosi come due funzioni monotone.

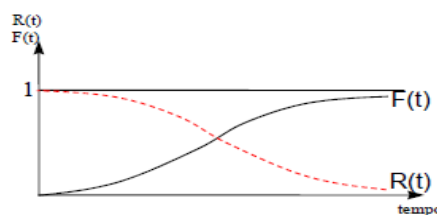


Fig. 2

Caratteristica fondamentale è il tempo medio di funzionamento di un componente, ossia il valore atteso del tempo di funzionamento al primo guasto MTTF:

$$\text{MTTF} = \int_0^{\infty} t f(t) dt = - \int_0^{\infty} t \frac{dR(t)}{dt} dt = - \int_0^{\infty} t dR(t) \quad (1.3)$$

Da cui si ottiene immediatamente:

$$\text{MTTF} = [t R(t)]_0^{\infty} + \int_0^{\infty} R(t) dt = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (1.4)$$

considerando che il primo termine è nullo.

Si definisce tasso di guasto $h(t)$, generalmente dipendente dal tempo, la probabilità che un componente che si trova funzionante al tempo t si guasti in un intervallo successivo piccolo a piacere dt .

$$h(t) = \frac{1}{Nf(t)} \frac{dNg(t)}{dt} = \frac{1}{Nf(t)} \frac{N}{N} \frac{dNg(t)}{dt} = - \frac{dR(t)}{dt} \frac{1}{R(t)} \quad (1.5)$$

e quindi:

$$\frac{dR(t)}{R(t)} = -h(t)dt \quad \text{per cui dalla (1.1) si ha : } f(t) = h(t)R(t)$$

I guasti vengono classificati in tre tipologie in dipendenza del periodo di funzionamento:

- guasti precoci che avvengono all'inizio del funzionamento;
- guasti casuali che avvengono durante la vita utile;
- guasti da usura in seguito ai processi di invecchiamento.

Il modello generalmente adottato per esprimere l'affidabilità nelle fasi precoci e casuali sopra descritte è la funzione di Weibull:

$$y(x) = e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}$$

in cui λ e k sono due parametri caratteristici da stimare opportunamente con i dati sperimentali osservati nelle rotture precoci.

Si pone quindi:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\lambda}\right)^k} \quad (1.6)$$

Nell'ipotesi che il tasso di guasto $h(t)$ sia indipendente dal tempo e costante, ossia il componente non subisca fenomeni di rottura precoce o usura e si rompa per combinazioni di eventi casuali:

$$R(t) = e^{-t} \quad (1.7)$$

in cui si è posto $\lambda = 1$ e $k = 1$ e $h(t) = 1$ ricadendo nel modello esponenziale valido per la fase di vita utile con rotture totalmente casuali.

Per questi modelli di affidabilità è immediato calcolare il MTTF riprendendo la (1.4):

$$\text{MTTF} = \int_0^{\infty} R(t) dt = \int_0^{\infty} e^{-t} dt = \frac{1}{1} \int_0^{\infty} e^{-t} dt = \frac{1}{1} \quad (1.8)$$

La probabilità che un componente copra durante la vita utile un periodo di funzionamento pari al MTTF è allora con un tasso di guasto costante:

$$R(\text{MTTF}) = e^{-\text{MTTF}} = 36,78 \%$$

Durante le fasi di funzionamento interessate da usura si adotta un modello di distribuzione normale per la densità di prob. di guasto:

$$f(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(t-m)^2}{2\sigma^2}\right)$$

in cui è immediato che $\text{MTTF} = m$, con σ deviazione standard dei tempi di guasto.

l'andamento qualitativo dell'affidabilità, del tasso di guasto e della prob. di guasto durante le varie fasi di vita dei componenti può essere così riassunto in Fig. 3:

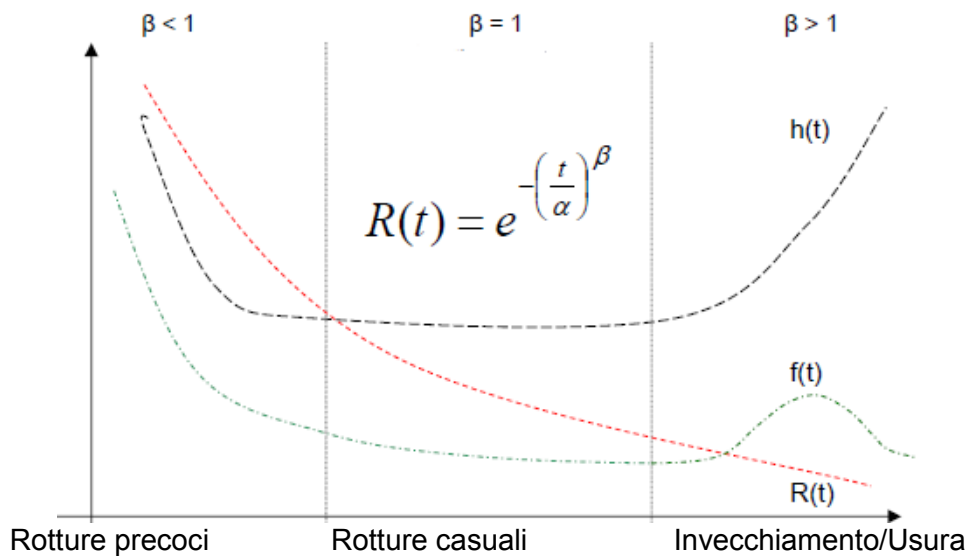


Fig. 3

Quando i componenti sono riparabili si introduce il concetto di manutenibilità.

Conviene riferire l'esercizio agli stati di funzionamento che nella schematizzazione più semplice sono individuati da due stati fondamentali: funzionante e guasto.

In questo caso si considera in aggiunta al tempo al prossimo guasto t_p il tempo di riparazione t_r .

Coerentemente all'inaffidabilità, la manutenibilità $G(t)$ è definita come la probab. che la riparazione avvenga in un tempo t_r inferiore a t

$$G(t) = P(t_r < t)$$

definendo $z(t)$ il tasso di riparazione ed assunto costante nel tempo pari a μ si ha:

$$G(t) = 1 - e^{-\mu t}$$

analogamente al tempo medio di rottura si definisce il MTTR che è il valore atteso del tempo di ripristino del componente che ingloba sia i tempi tecnici operativi che logistici /di approvvigionamento:

$$MTTR = \frac{1}{\mu}$$

L'ulteriore caratteristica da definire è la disponibilità $A(t)$ intesa come probabilità che il componente al tempo t si trovi in uno stato di regolare funzionamento.

È implicito che se il sistema non è riparabile disponibilità e affidabilità sono coincidenti, non lo sono se il sistema è riparabile. Operativamente sono definiti i seguenti indici:

$$\text{Disponibilità intrinseca } A_i = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR_g}$$

MTBF=tempo medio tra guasti MTTR_g=tempo medio di manutenzione correttiva

$$\text{Disponibilità operativa } A_o = \frac{MTBM}{MTBM + MDT}$$

MTBM=tempo medio tra manutenzioni MDT=tempo medio di fuori servizio

$$\text{Disponibilità raggiunta } A_a = \frac{MTBM}{MTBM + MTTR}$$

MTBM= tempo medio tra manutenzioni MTTR=tempo medio di ripristino

L'indisponibilità PFD è la probabilità che il componente non sia funzionante su richiesta durante un certo periodo T di missione, o per avarie di funzionamento o per manutenzioni, ossia è il tempo medio in cui il componente non risponde alle specifiche di funzionamento rispetto quello di missione. In termini formali:

$$\text{PFD} = E[u(T)] = \frac{1}{T} \int_0^T u(t) dt \quad \text{essendo } u(t) \text{ l'indisponibilità istantanea.}$$

Considerando il tempo di missione T tra due manutenzioni periodiche, che avvengono con tempo medio di ripristino r, per un eventuale guasto che non venga rilevato e resti latente fino a T, l'indisponibilità si compone di due termini PFDu e PFDm il primo definito componente "undetected" ossia non rilevabile, non noto a priori per definizione in quanto fenomeno stocastico e il secondo per manutenzione ordinaria, noto a priori in quanto programmato.

Formalmente: $\text{PFD} = \text{PFDu} + \text{PFDm}$ dove immediatamente si pone $\text{PFDm} = \frac{r}{T+r}$

Mentre $\text{PFDu} = E\left[\frac{t}{r+T}\right] = E\left[\frac{t}{T} \frac{T}{r+T}\right] = \frac{T}{r+T} E\left[\frac{t}{T}\right]$ avendo fissato in t il tempo di guasto e se $r \ll T$ si ha:

$$\text{PFDu} \approx E\left[\frac{t}{T}\right] = \frac{1}{T} \int_0^T (1 - R(t)) dt = \frac{1}{T} \int_0^T (1 - e^{-u t}) dt$$

Considerando che u è una quantità, di solito, molto piccola per cui $1 - e^{-u t} \approx u t$ si può quindi scrivere la precedente:

$$\text{PFDu} \approx \frac{1}{T} \int_0^T u t e^{-u t} dt$$

ed essendo anche $e^{-u t} \approx 1$, quando u t è molto piccolo, si perviene a:

$$\text{PFDu} \approx \frac{1}{T} \int_0^T u t dt = u \frac{T}{2} \quad (1.9)$$

La (1.9) è quindi da ritenersi applicabile allora quando la quantità $u T \leq 0,1$, come è in genere nella pratica, essendo u il tasso di guasto del componente "undetected" ossia a guasto non rilevabile. Quando tale tasso di guasto è allora sufficientemente piccolo rispetto l'intervallo di controllo-manutenzione l'indisponibilità risulta:

$$\text{PFD} = \text{PFDu} + \text{PFDm} = u \frac{T}{2} + \frac{r}{T+r}$$

Se il componente è monitorato nel funzionamento con un rilevamento molto frequente (sull'ordine dei 100-200 ms) dello stato da un trasmettitore che invia un segnale elettrico a DCS o alla logica di processo, si può ritenere che un eventuale guasto sia in pratica immediatamente rilevato per cui le due componenti di PFD viste prima diventano:

$$\text{PFDm} = \frac{r}{T+r} \quad \text{e} \quad \text{PFDu} \approx 0$$

mentre compare la componente di indisponibilità PFDd detta "detected" ossia per guasto rilevato dal sistema che può essere assimilata, visto il tempo piccolissimo per il rilevamento, a $\text{PFDd} = \frac{r}{t_m+r}$ essendo t_m il tempo medio in cui si manifesta il guasto assimilabile quindi all'inverso del tasso di guasto λ del componente. Si può porre quindi:

$$\text{PFD} = \text{PFDd} + \text{PFDm} = \frac{r}{1/\lambda + r} + \frac{r}{T+r} \quad (1.10)$$

Un quadro qualitativo è rappresentato in Fig 4:

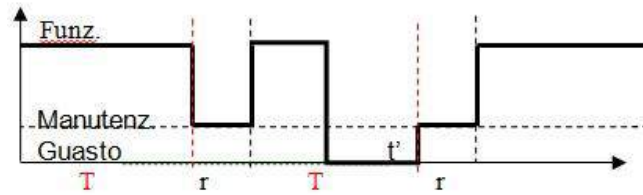


Fig. 4

Per meglio continuare i successivi sviluppi si fornisce una breve introduzione alle catene di Markov.

Un sistema costituito da un certo numero N di componenti, ciascuno dei quali può trovarsi in uno di due possibili stati (corretto funzionamento – guasto), può assumere $NS = 2N$ configurazioni mutuamente escludentisi; a ciascuna di queste configurazioni si dà il nome di stato del sistema. Lo stato del sistema può cambiare nel tempo a seguito del verificarsi di eventi, i cambiamenti di stato dei singoli oggetti, capaci ciascuno di far passare il sistema da un certo stato S_i a un altro stato S_j . Questi cambiamenti di stato vengono chiamati transizioni e la loro successione cronologica descrive l'evoluzione temporale del sistema, nota come traiettoria. Se i cambiamenti di stato del sistema sono eventi aleatori, tale è anche l'evoluzione temporale del sistema individuata dalle successive transizioni, cioè dalla successione ordinata degli stati da esso occupati. All'evento S_i funzionante al tempo t compete una probabilità $P\{S_i(t)\}$, quindi è possibile associare all'evento $S_i(0,t)$ la pertinente $P\{S_i(0,t)\}$, cioè definire la variabile aleatoria $X_i(0,t)$. La famiglia $X(t)$ delle $X_i(0,t)$ realizza un processo stocastico. Le ipotesi che devono valere per il processo stocastico Markoviano sono:

1. La probabilità di transizione dallo stato S_i allo stato S_j nell'intervallo di tempo Δt condizionata al fatto di essere in S_i all'istante t dipende solo dagli stati S_i ed S_j e non dal come (traiettoria particolare) si è giunti nello stato di partenza (il processo non ha memoria). In termini formali:

$$P\{S_j(t + \Delta t) | S_i(t), S_k(t - 1), \dots\} = P\{S_j(t + \Delta t) | S_i(t)\} = p_{i,j}(t + \Delta t, t) \quad (1.11)$$

La probabilità di transizione di uno stato verso se stesso, cioè la probabilità di permanenza nello stato iniziale è quindi:

$$p_{i,i} = 1 - \sum_{j=1}^n p_{i,j} \quad (1.12)$$

conseguenza della condizione di somma pari a 100% delle probabilità di tutti gli eventi possibili.

2. Il processo deve essere stazionario, cioè il suo comportamento deve essere lo stesso qualunque istante si consideri e quindi la probabilità di una transizione tra due dati stati deve essere identica durante il lasso di tempo considerato. Ciò implica che il tasso di transizione tra due dati stati deve essere costante durante il tempo di osservazione, quindi che la funzione densità di prob. della grandezza associata sia esponenziale negativa. Un processo stocastico del tipo così definito, che soddisfa le ipotesi di Markov, viene chiamato processo stocastico markoviano stazionario a stati discreti e tempo continuo.

Degli stati di un sistema e delle transizioni tra essi può darsi una semplice ed efficace rappresentazione grafica con un esempio.

Un sistema costituito da 3 componenti A, B e C ha $2^3 = 8$ stati possibili individuati in fig 5 nella quale:

- N = identificazione dello stato del sistema;
- A, B, C = stato del componente (0=funzionante, 1=guasto);
- $S_{1/3}$ = stato in cui necessita il funzionamento di un componente per il funzionamento del sistema;
- $S_{2/3}$ = stato in cui necessita il funzionamento di 2 componenti per il funzionamento del sistema;

N	A	B	C	S1-3	S2-3
1	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0
3	0	1	0	0	0
4	0	0	1	0	0
5	1	1	0	0	1
6	1	0	1	0	1
7	0	1	1	0	1
8	1	1	1	1	1

Fig. 5

Le transizioni dagli stati sono convenzionalmente rappresentate con un grafo ad archi orientati del tipo:

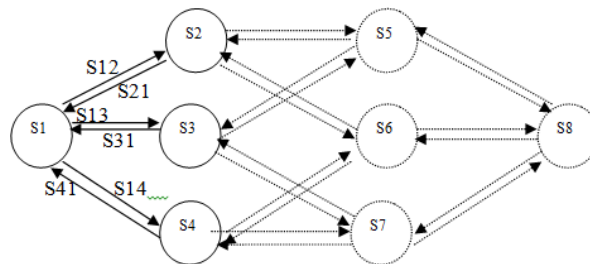


Fig.6

Se $p_{i,j}$ è il tasso di transizione dallo stato i allo stato j e quindi:

$p_{i,j} \Delta t = P_{i,j}$ = probabilità di transizione da S_i a S_j durante Δt .

Se $P_i(t)$ = probabilità di osservare il sistema in S_i al tempo t , la probabilità di osservare il sistema in S_i al tempo $(t + \Delta t)$ è data dalla somma della probabilità che compete ai due eventi che si escludono mutuamente:

- il sistema era nello stato S_j all'istante t ed è passato allo stato S_i durante Δt ;
- il sistema era nello stato S_i all'istante t e non è passato in alcun altro stato durante Δt

Formalmente:

$$P_i(t + \Delta t) = \sum_{j=1, j \neq i}^n p_{j,i} \Delta t P_j(t) + [1 - \sum_{j=1, j \neq i}^n p_{i,j} \Delta t] P_i(t) \tag{1.13}$$

Sviluppando e dividendo per Δt e passando al limite per $\Delta t = 0$ si arriva, omettendo i passaggi, ad un sistema di equazioni differenziali di primo ordine esprimibile in forma compatta nella seguente (1.14):

$$\begin{pmatrix} P'1(t) \\ P'2(t) \\ P'3(t) \\ \vdots \\ P'n(t) \end{pmatrix} = \mathbf{T} \begin{pmatrix} P1(t) \\ P2(t) \\ P3(t) \\ \vdots \\ Pn(t) \end{pmatrix} \tag{1.14}$$

In cui \mathbf{T} è la matrice dei tassi di transizione con l'elemento generico $p_{i,j}$ che rappresenta il tasso di transizione dallo stato S_i allo stato S_j del sistema. In forma esplicita tale matrice risulta:

$$\mathbf{T} = \begin{pmatrix} -\sum_{j=2}^n p_{1,j} & p_{2,1} & p_{n,1} \\ p_{1,2} & -\sum_{j=1, j \neq 2}^n p_{2,j} & p_{n,2} \\ p_{1,n} & p_{2,n} & -\sum_{j=1}^{n-1} p_{n,j} \end{pmatrix} \tag{1.15}$$

Generalmente da un punto di vista pratico interessano solo le probabilità asintotiche stazionarie ottenute risolvendo il sistema di equazioni differenziali per cui per un tempo sufficientemente lungo si possono ritenere le derivate delle probabilità a primo membro della (1.14) nulle pervenendo a:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix} = \mathbf{T} \begin{pmatrix} P1(t) \\ P2(t) \\ P3(t) \\ \vdots \\ Pn(t) \end{pmatrix} \quad (1.16)$$

Associando ad un qualsiasi gruppo delle n-1 equazioni (1.16) la condizione $\sum_{i=1}^n P_i = 1$ si ottiene un sistema di equazioni lineari che consente il calcolo delle probabilità asintotiche P_i

Vediamo come è possibile in pratica trattare affidabilisticamente l'effetto dei ripristini prendendo in considerazione un semplice sistema a due unità (componenti) che può funzionare in presenza di entrambe le unità sane e quindi connesse in serie. Le unità hanno tassi di guasto e di ripristino rispettivamente λ_1 e λ_2 , μ_1 e μ_2 .

Il sistema funziona solo nello stato 1, che prevede entrambe le unità sane, ed è disponibile un solo manutentore, per cui se si guasta una unità mentre si ripristina l'altra il secondo ripristino potrà avvenire a conclusione del ripristino in corso secondo lo schema di Fig. 7.

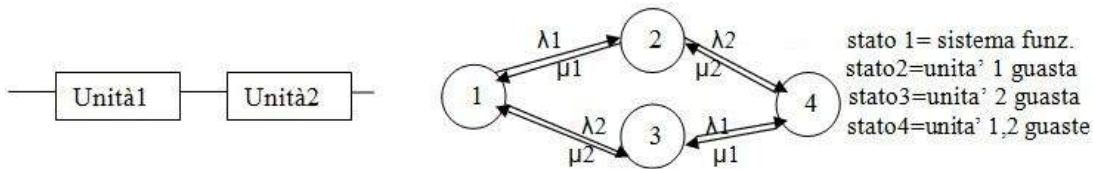


Fig. 7

stato 1= sistema funz.
 stato2=unita' 1 guasta
 stato3=unita' 2 guasta
 stato4=unita' 1,2 guaste

Esplicitando la (1.16):

$$[0] = \begin{bmatrix} -\lambda_1 - \lambda_2 & \mu_1 & \mu_2 & 0 \\ \mu_1 & -\lambda_1 - \mu_1 & 0 & \mu_2 \\ \mu_2 & 0 & -\lambda_2 - \mu_2 & \mu_1 \\ 0 & \mu_2 & \mu_1 & -\mu_1 - \mu_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P1 \\ P2 \\ P3 \\ P4 \end{bmatrix} \quad (1.17)$$

Dalla (1.17) si possono ricavare 3 equazioni lineari per i primi tre stati con la condizione aggiuntiva: $P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 1$. Quindi:

$$\begin{aligned} 0 &= (-\lambda_1 - \lambda_2)P_1 + \mu_1 P_2 + \mu_2 P_3 \\ 0 &= \mu_1 P_1 + (-\lambda_1 - \mu_1)P_2 + \mu_2 P_4 \\ 0 &= \mu_2 P_1 + (-\lambda_2 - \mu_2)P_3 + \mu_1 P_4 \\ 1 &= P_1 + P_2 + P_3 + P_4 \end{aligned}$$

Da queste risolvendo si ricava la disponibilità asintotica dello stato 1

$$P_1 = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\mu_1 + \lambda_1)(\mu_2 + \lambda_2)} \quad (1.18)$$

Un altro semplice blocco funziona in presenza di una sola unità sana o entrambe sane. Si suppone che le unità abbiano tassi di guasto λ_1 e λ_2 e di ripristino μ_1 e μ_2 .

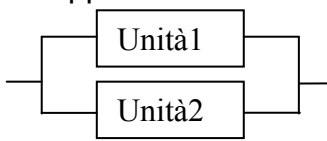


Fig 8

La strategia di manutenzione per questo sistema è la seguente: lo stato dell'unità 1 è monitorato in continuo e in caso di avaria viene ripristinata entro un certo periodo di tempo T_1 . Durante T_1 il sistema continua a funzionare con l'unità 2. Questa unità non è continuamente monitorata ma è sottoposta a controllo con periodo T_2 e se viene trovata guasta in quel momento viene riparata. Infine se entrambe le unità vengono trovate guaste sono immediatamente riparate (o sostituite) riportando il sistema in condizioni "full-up". Si può definire il seguente diagramma degli stati di Fig 9:

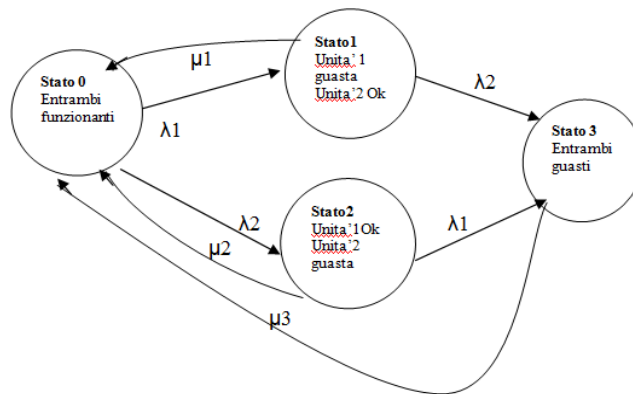


Fig. 9

Si osserva che il tasso di ripristino dello stato completamente guasto è assunto come tendente ad infinito in quanto il sistema, appena riscontrato in tale stato, viene immediatamente ripristinato per cui la probabilità di transizione di tale stato, P_3 , è tendente a zero.

Esplicitando ancora la (1.16) si possono scrivere le seguenti equazioni di flussi stazionari in entrata e uscita agli stati assimilando i tassi di transizione $\rho_{i,j}$ ai tassi di guasto e di ripristino:

- stato 0) $\mu_3 P_3 + \mu_2 P_2 + \mu_1 P_1 - (\lambda_1 + \lambda_2) P_0 = 0 \rightarrow (\lambda_1 + \lambda_2) P_0 = \mu_1 P_1 + \mu_2 P_2 + \mu_3 P_3$
- stato 1) $\lambda_1 P_0 - \mu_1 P_1 - \lambda_2 P_1 = 0 \rightarrow \lambda_1 P_0 = (\mu_1 + \lambda_2) P_1$
- stato 2) $\lambda_2 P_0 - \mu_2 P_2 - \lambda_1 P_2 = 0 \rightarrow \lambda_2 P_0 = (\mu_2 + \lambda_1) P_2$
- stato 3) $-\mu_3 P_3 + \lambda_1 P_2 + \lambda_2 P_1 = 0 \rightarrow \lambda_1 P_2 + \lambda_2 P_1 = \mu_3 P_3$

Si ha immediatamente $P_1 = \frac{\lambda_1 P_0}{\mu_1 + \lambda_2}$ e $P_2 = \frac{\lambda_2 P_0}{\mu_2 + \lambda_1}$ (1.19)

Il sistema è riducibile a tre equazioni sostituendo l'equazione di stato 3 in quella di stato 0. Rilevando n-1 equazioni (stati 1 e 2) ed aggiungendo la condizione $P_0 + P_1 + P_2 = 1$, essendo come detto $P_3=0$, e sostituendo le precedenti si ha:

$P_0 = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_1}{\mu_1 + \lambda_2} + \frac{\lambda_2}{\mu_2 + \lambda_1}}$ che rappresenta la disponibilità stazionaria del sistema.

In modo analogo è possibile determinare le probabilità degli stati di non funzionamento ossia le indisponibilità.

Nella pratica torna utile costruire la tabella degli stati riprendendo, ad esempio, il sistema a due blocchi in serie di fig 7.

N	A=1	B=2	S
1	0	0	0
2	1	0	1
3	0	1	1
4	1	1	1

Fig. 10

Le probabilità stazionarie di transizione degli stati possono ricavarsi ,generalmente, da una frazione in cui i denominatori sono rappresentati dalla produttoria indicizzata agli n blocchi (componenti del sistema) di somme dei tassi di transizione dei singoli blocchi:

$$\prod_{i=1}^n (\mu_i + \lambda_i) \tag{1.20}$$

mentre i numeratori sono ottenuti dalla tabella degli stati(come in Fig 10) sostituendo lo 0 (stato funzionante) con μ_k ,e 1 (stato guasto) con λ_k ,con k che è l'indice della colonna degli stati dei blocchi (k = 1 per la colonna A, k =2 per la colonna B,,etc.). Questa struttura generale delle probabilità di transizione si intuisce osservando la (1.18).

La somma di tutti i numeratori deve necessariamente eguagliare il denominatore per la condizione che la somma delle probabilità di tutti gli stati deve essere=1.

Il procedimento non è valido in caso di ridondanze operative in cui è necessario adottare la procedura generale prima esposta in termini matriciali o di equazioni di bilancio dei flussi negli stati.

Nel caso che i blocchi siano uguali, con stati raggruppabili e indistinguibili, si può modellizzare il seguente diagramma delle transizioni indicando con h l'indice dello stato e del numero di blocchi guasti in esso:

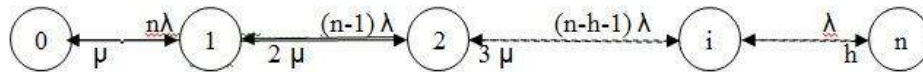


Fig. 11

Se il successo del sistema è assicurato dal funzionamento di k blocchi su n il gruppo degli stati di successo è costituito dai primi n-k+1 stati.

Ogni stato avrà probabilità costituita da un rapporto tra numeratori:

$$N_h = \binom{n}{h} \mu^{(n-h)} \lambda^h \tag{1.21}$$

$$\text{e denominatori } D_n = (\mu + \lambda)^n \tag{1.22}$$

Ossia dalle precedenti (1.21) e (1.22):

$$P_h = \frac{\binom{n}{h} \mu^{(n-h)} \lambda^h}{(\mu + \lambda)^n} \tag{1.23}$$

Ad esempio in un sistema il cui successo è dato dal funzionamento di almeno k=2 blocchi su n=4 il gruppo degli stati di successo è costituito dai primi n-k+1=3 stati:

$$P_0 = \frac{\binom{4}{0} \mu^{(4-0)} \lambda^0}{(\mu + \lambda)^4} = \frac{\mu^4}{(\mu + \lambda)^4}; P_1 = \frac{\binom{4}{1} \mu^3 \lambda}{(\mu + \lambda)^4}; P_2 = \frac{\binom{4}{2} \mu^2 \lambda^2}{(\mu + \lambda)^4}; \tag{1.24}$$

È appena il caso di rimarcare che ,al di fuori dei semplici esempi esposti, in ambito operativo le necessità computazionali possono esplodere in termini di quantità di parametri ed equazioni da trattare, per N componenti funzionanti in doppio stato il sistema assumerà 2^N stati potendo diventare rapidamente intrattabile, per cui necessitano strategie di

ottimizzazione computazionale per l'assemblaggio e la trattazione delle matrici dei tassi di transizione (generalmente sparse) che esulano dagli scopi della presente memoria.

In conclusione nell'industria di processo insistono rischi di varia natura e all'aumentare della gravità del rischio deve necessariamente aumentare l'affidabilità del SIS, ossia la sua integrità. Secondo la IEC 61511, la Safety Integrity viene definita come la probabilità che il SIS compia la relativa funzione di sicurezza in un determinato intervallo di tempo.

Questo significa che la catena del SIS deve avere una determinata Probability of Failure on Demand (PFD), che viene valutata o imposta in base alle caratteristiche di sicurezza che l'apparecchiatura o impianto in esame devono avere. Punto fondamentale della valutazione è che il SIS è relativo ad una sola funzione di sicurezza (Safety Function), e per questa viene decisa oppure valutata una sola PFD. Il Safety Integrity Level non è altro che un indice di corrispondenza tra la PFD (che numericamente rappresenta un tempo, indicante l'intervallo in ore entro il quale il SIS può malfunzionare) ed un indice che varia tra 1 e 4, come mostrato in Fig. 12.

SIL Level	
4	$10^{-5} \leq \text{PFD} < 10^{-4}$
3	$10^{-4} \leq \text{PFD} < 10^{-3}$
2	$10^{-3} \leq \text{PFD} < 10^{-2}$
1	$10^{-2} \leq \text{PFD} < 10^{-1}$

Fig. 12

Gli standard IEC 61508 e 61511 definiscono questi quattro differenti livelli di sicurezza che descrivono la misura per la riduzione del rischio ad un valore As Low As Reasonably Possible. Più alto è il valore del SIL, più alta è la riduzione del rischio. Dunque il SIL è la misura della probabilità che il SIS riesca a compiere correttamente la Safety Function prevista nell'intervallo di tempo richiesto. Nella pratica di tutti i giorni grava l'esposizione a diversi pericoli. L'ampiezza di questi pericoli può variare dal piccolo incidente alla catastrofe, che può provocare effetti rilevanti sulle vite umane e sull'ambiente.

Ogni pericolo viene dunque valutato in base al suo livello di rischio, e alla sua probabilità di accadimento, ma non si riuscirà mai ad essere completamente protetti da ogni pericolo. Possiamo dunque proteggerci dai rischi riducendo la loro probabilità di accadimento oppure tentando di limitare la gravità delle conseguenze. Queste misure permettono di ridurre i rischi ad un ragionevole e tollerabile livello.

La Health and Safety Committee inglese ha introdotto il concetto di ALARP, che definisce diversi livelli di rischio indicati in Fig. 13:

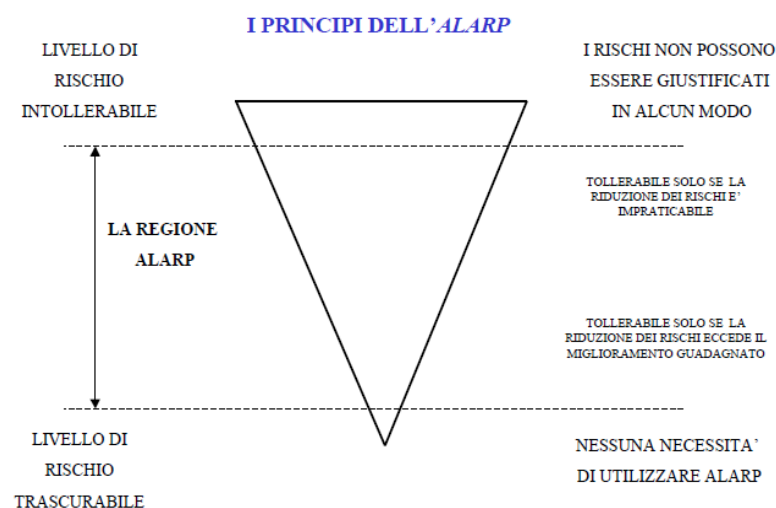


Fig. 13

Si configurano tre aree di rischio:

- l'area del rischio "non accettabile", nella quale qualunque rischio che cada in questa area non è mai giustificato;
- l'area del rischio "accettabile", nella quale il livello di rischio non necessita di indagini ovvero di precauzioni particolari;
- area ALARP, ossia As Low As Reasonably Possible, zona nella quali il livello del rischio necessita di indagini e azioni con il fine di ridurne l'entità ad un valore ragionevolmente accettabile.

Questo approccio prevede la conoscenza approfondita della valutazione del rischio e richiede che siano state effettuate le azioni necessarie per ridurre le probabilità di accadimento e le conseguenze dovute agli incidenti.

L'attenzione in questa memoria si è fissata sulle sole problematiche insite nella stima delle PFD dei device di tipo riparabile costituenti il sistema di sicurezza nel suo complesso. Il percorso per la quantificazione del livello di rischio associato alla gestione del sistema (identificazione dei top-event, stime delle probabilità di accadimento dei top ,etc..) viene di solito effettuato a valle di tali valutazioni con gli Hazop associati e le FTA conseguenti.

Bibliografia

- [1] Comitato Elettrotecnico Italiano "CEI EN 61508. Sicurezza funzionale per sistemi elettrici, elettronici ed elettronici programmabili per applicazioni di sicurezza"
- [2] Meskanen A., Heinonkoski R., Hitchen I., 2000, "Guidelines for Safety Instrumented Systems for the process sector"
- [3] Houtermans M., Rouvroye J., 2005, "The influence of design parameters on the probability of failure on demand (PFD) performance of the safety instrumented systems (SIS)"
- [4] E. Carrada. "L'affidabilità in pratica i modelli markoviani"—prima edizione settembre 2003
- [5] Compagno L., D'Urso D., Trapani N., 2004, "L'affidabilità dei sistemi di sicurezza: un modello markoviano", XXXI Convegno Nazionale ANIMP OICE UAMI
- [6] T.Zhang, W. Long ,Y. Sato –Availability of systems with self-diagnostic components – applying Markov Model to IEC 61508-06 Reliability Engineering & System Safety, 80(2003)
- [7] Albrechstein ,P. Hokstad ,Reliability Prediction Method for Safety Instrumented System –PDS Data Handbook 2003 Ed. – SINTEF Industrial Management Safety and Reliability

SGS negli impianti a rischio di incidente rilevante e nei luoghi di lavoro: la sicurezza è “soddisfatta”?

R. Balistreri*, F. Giacobbe**

*INAIL - UOT CVR Cagliari

**INAIL - UOT CVR Messina

Sommario

La memoria in oggetto, trae spunto dal confronto tra i sistemi di gestione della sicurezza, resi obbligatori nelle industrie a rischio di incidente rilevante dal d.lgs 334/99 e s.m.i. e negli ambienti di lavoro dal d. lgs. 81/08 e s.m.i., con i sistemi di garanzia della qualità, la cui adozione da parte delle Aziende è volontaria. Tra le due tipologie, che hanno un approccio metodologico comune, vi è una grande differenza: le norme che regolano i sistemi di garanzia della qualità sono incentrati principalmente su un obiettivo che è “la soddisfazione del cliente” ed è tanto importante questo obiettivo che ne prevedono obbligatoriamente la “misurazione”. Viceversa le norme che regolamentano i sistemi di gestione della sicurezza, sia in ambito D. Lgs. 334/99 che in ambito D. Lgs. 81/08, per quanto abbiano un chiaro obiettivo che è quello di implementare un sistema di regole e procedure “controllate” che disciplinano tutte le attività che sono sensibili ai fini principalmente della sicurezza e salute dei lavoratori non prevedono per i datori di lavoro l’obbligo di “misurare il grado di soddisfazione” dei lavoratori, degli Enti che svolgono le attività di sorveglianza, delle Ditte esterne e degli abitanti delle aree circostanti, riguardo alla “sicurezza” percepita e alla “robustezza ed efficacia” delle procedure implementate.

Nell’analisi che segue, gli autori evidenziano i possibili benefici che tali “misurazioni” potrebbero introdurre nei sistemi di gestione della sicurezza e propongono una possibile revisione delle leggi e delle normative tecniche che già regolamentano la materia con l’obiettivo di contribuire alla maggiore consapevolezza e ritorno in termini di effettiva sicurezza nell’implementazione di sistemi di gestione così integrati.

Vengono, altresì focalizzati ed approfonditi, aspetti pratici riferiti alla gestione delle attrezzature a pressione attraverso l’esame di possibili indicatori.

1. PAS 99:2006

La PAS 99:2006¹ è uno standard BSI, tecnicamente un Publicly Available Specification, ossia il primo passo per la definizione di una norma ovvero indicazioni per la corretta applicazione ed interpretazione dei requisiti.

La specifica rappresenta un vero e proprio metamodello da applicare nel momento in cui le organizzazioni ricercano l’integrazione tra molteplici standard. Definisce regole ed indicazioni su come può o deve essere impostato un sistema di gestione indipendentemente dall’oggetto/obiettivo del sistema (per esempio produrre prodotti conformi o rispettare l’ambiente) e dalla struttura o forma giuridica dell’organizzazione. Serve a tutte le organizzazioni che applicano almeno due sistemi (per esempio ISO 9001 e ISO 14001) per cercare i punti comuni, oppure per applicare quei modelli che non hanno un sistema gestionale formalizzato, per esempio in Italia alle regole in materia di privacy, sicurezza e salute dei lavoratori, responsabilità delle imprese in sede penale, codici di condotta o associativi. È una norma utile a chiarire alcuni aspetti terminologici, per esempio: aspetto, impatto (positivo e negativo), parte interessata (la nuova ISO 9004 approfondirà molto l’argomento), sistema di gestione.

¹ BSI PAS 99: Specification of common management system requirements as a framework for integration

La PAS 99 ha chiaramente un approccio per “processi” prendendo come logica di riferimento il ciclo Plan-Do-Check-Act ed è strutturata secondo il seguente schema:

Politica del sistema di gestione. Creare una politica del sistema di gestione che deve tenere in considerazione l'integrazione delle parti comuni del sistema come anche quelle specifiche.

Pianificazione. In questa parte di pianificazione devono essere identificati e valutati gli aspetti riguardanti gli impatti ed i rischi, gli obblighi legislativi o di altra natura, pianificata la risposta alle emergenze, definiti gli obiettivi tenendo conto di quanto sopra e per finire definita la struttura organizzativa, i ruoli, le responsabilità e le autorità.

Attuazione ed Operatività. Deve essere svolto l'opportuno controllo operativo così che l'organizzazione possa assicurarsi che le attività associate ad aspetti significativi siano svolte in condizioni che permettano di soddisfare le politiche e gli obblighi dell'organizzazione oltre che quelli legislativi vigenti o di altra natura. Nella parte operativa chiaramente troviamo la gestione delle risorse dove è fondamentale assicurare al personale le competenze necessarie per la gestione di un sistema integrato mediante istruzione, addestramento, abilità ed esperienza adeguati. Molto importanti sono anche i requisiti relativi alla documentazione che in un sistema integrato divengono fondamentali come anche la comunicazione interna ed esterna.

Valutazione delle prestazioni. Per quanto concerne la valutazione delle prestazioni l'organizzazione deve effettuare il monitoraggio e la misurazione necessari al fine di determinare il livello in cui sono soddisfatti i requisiti applicabili. In aggiunta l'organizzazione deve eseguire periodicamente delle valutazioni di conformità agli obblighi delle disposizioni legislative vigenti che sono pertinenti con lo scopo del sistema di gestione e registrare i risultati ottenuti. Per finire l'organizzazione deve svolgere audit interni periodici adottando un approccio integrato durante la verifica come anche nella gestione delle eventuali non conformità rilevate.

Miglioramento. Le attività di miglioramento nascono dalla fase di valutazione delle prestazioni ed in particolare dagli audit definendo di conseguenza azioni correttive, preventive e di miglioramento all'interno di un sistema integrato per cui per esempio un'azione correttiva potrebbe essere valida per migliorare lo stesso problema che riguarda più sistemi presenti in azienda.

Riesame della Direzione. Per finire abbiamo il riesame della direzione che sarà univoco e non tanti quanti sono i sistemi che convivono in azienda. Le decisioni che verranno prese a seguito delle informazioni in entrata produrranno decisioni in uscita valide per l'intero sistema eliminando quindi duplicazioni ed inefficienze.

Nell'appendice A si trova una descrizione delle conoscenze necessarie e una guida all'utilizzo di questa specifica. Nell'appendice B troviamo i “common requirements” che permettono il confronto tra i requisiti della PAS 99 e quelli corrispondenti della 9001, 18001 e 14001 mediante l'utilizzo di una tabella.

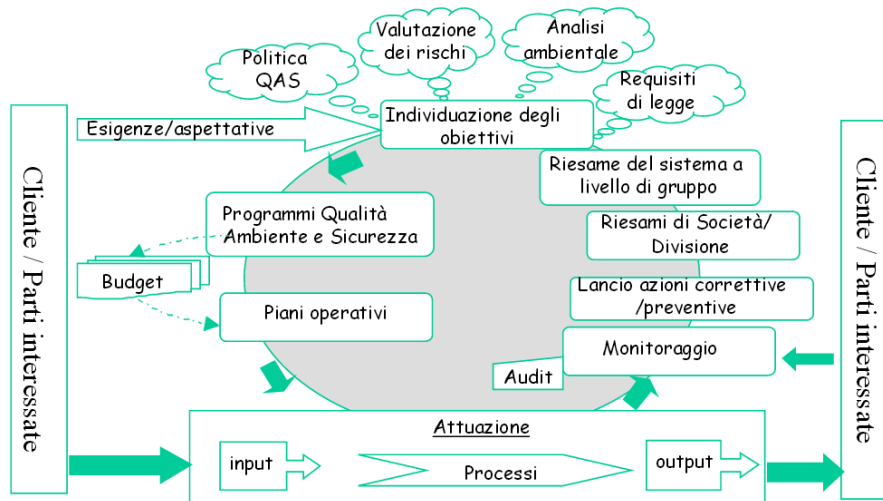
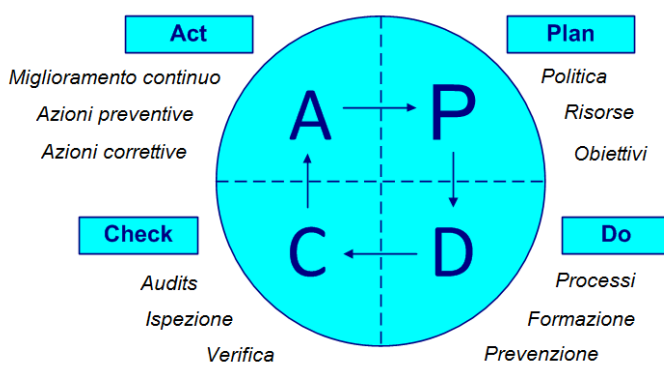


Fig. 1 – Logica d'implementazione di un sistema di gestione integrato

2. UNI 9001 e UNI 10617

La norma UNI 9001 definisce principi generici che l'azienda deve seguire ma non il modo in cui deve produrre determinati prodotti; per questo non sono applicabili ai prodotti ma solo all'azienda che li produce. Secondo questa ottica, la ISO 9001 garantisce il controllo del processo produttivo e la sua efficacia, ma non la sua efficienza.

La norma UNI 10617² ha una struttura ispirata alla norma UNI 9001 basata sul principio della ruota di Deming ovvero il ciclo PDCA: Plan (pianificare), Do (attuare), Check (verificare), Act (agire).



- 4.1 Requisiti generali
- 4.2 Esame iniziale e Politica di prevenzione Incidenti Rilevanti (IR)
- PIANIFICAZIONE (PLAN)**
- 4.3.1 Identificazione pericoli e VdR rilevanti
- 4.3.2 Prescrizioni legali e altre volontarie
- 4.3.3 Obiettivi, traguardi e programma
- ATTUAZIONE (DO)**
- 4.4.1 Risorse, ruoli, responsabilità e autorità
- 4.4.2 Competenza, formazione e consapevolezza
- 4.4.3 Comunicazione
- 4.4.4 Documentazione
- 4.4.5 Controllo e gestione dei documenti
- 4.4.6 Controllo operativo
- 4.4.7 Preparazione e risposta alle emergenze
- 4.4.8 Gestione delle modifiche
- MONITORAGGIO E MISURAZIONE (CHECK)**
- 4.5.1 Sorveglianza e misurazione delle prestazioni
- 4.5.2 Valutazione del rispetto delle prescrizioni
- 4.5.3 Incidenti, quasi incidenti, NC, AC, AP
- 4.5.4 Registratori
- 4.5.5 Audit interno
- RE-AZIONE (ACT)**
- 4.6 Riesame del SGS-Prevenzione IR

Fig. 2 – Struttura della norma UNI 10617:2009

In relazione al PIR (Prevenzione Incendi Rilevanti), è dedicata particolare importanza ai requisiti "Pianificazione" e "Attuazione e Funzionamento" del sistema di gestione della

² UNI 10617:2009 "Impianti a rischio di incidente rilevante - sistemi di gestione della sicurezza - terminologia e requisiti essenziali"

sicurezza. In prospettiva di un miglioramento continuo del sistema anche ai momenti di "Monitoraggio" e "Riesame".

Naturalmente bisogna personalizzare i requisiti della norma mantenendo la specificità dei contenuti al particolare comparto produttivo e al know-how aziendale (ad es. la gestione delle modifiche agli impianti, gli aspetti specifici relativi al controllo operativo e alla gestione delle emergenze, ecc.).

Una norma strutturata secondo lo schema PDCA è facilmente integrabile con gli altri sistemi di gestione già presenti in azienda (ad es. il sistema qualità UNI EN ISO 9001, il sistema di gestione ambientale UNI EN ISO 14001 o il sistema di gestione per la sicurezza basato sulla norma OHSAS 18001 o sulle Linee Guida UNI INAIL)".

Nel caso di aziende a rischio di incedente rilevante è utile segnalare le seguenti norme che permettono una puntuale implementazione dei principi dell'approccio sistemico:

- la UNI 10672: 1997 "Impianti di processo a rischio di incidente rilevante. Procedure di garanzia della sicurezza nella progettazione" che specifica le procedure da adottare per assicurare la sicurezza durante tutte le fasi del progetto degli impianti a rischio di incidente rilevante, nuovi o ad essi equiparati ai sensi della legislazione vigente.

- la UNI/TS 11226: 2007 "Impianti a rischio di incidente rilevante - Sistemi di gestione della sicurezza - Procedure e requisiti per gli audit" che stabilisce i principi, i criteri e le modalità fondamentali per pianificare, eseguire e documentare un audit di un SG per la sicurezza ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti.

3. Il D.Lgs. 81/08 e il Sistema di Gestione della Sicurezza

Se il decreto legislativo 626/94 esprimeva nell'approccio sistemico la sua principale innovazione rispetto alla frammentata normativa precedente, ancora legata alla logica del comando e controllo, il D.Lgs. 81/08, con l'art.30, lo accentua maggiormente, riconoscendo in modo esplicito, oltre alle linee guida UNI-INAIL del 28.09.2001, la norma BS OHSAS 18001:2007 per l'implementazione del sistema di gestione della sicurezza, come strumento atto a garantire il mantenimento e il miglioramento della sicurezza in azienda.

D'altra parte il riconoscimento della linea guida inglese OHSAS 18001:1999 a livello mondiale era già avvenuto da tempo e l'ultimo riallineamento dei suoi requisiti alla UNI EN alla ISO 14001:2004 (relativa ai sistemi di gestione ambientali) ne ha ribadito l'universalità, conferendole lo status di norma internazionale. La linea guida OHSAS 18001:1999 infatti, è stata sostituita dalla norma British Standard BS OHSAS 18001:2007, in attesa che prima o poi possa diventare una norma mondiale ISO.

Pertanto in Italia, seppur l'approccio sistemico del decreto 626/94 e del successivo 494/96 possa far sembrare superflua l'implementazione del sistema di gestione della sicurezza, la strada indicata dal legislatore con l'art. 30 del D.Lgs. 81/08 è proprio quella di strutturare la sicurezza in azienda e negli Enti secondo i requisiti (così sono definiti i punti della norma) internazionali contenuti nella norma BS OHSAS 18001:2007.

L'applicazione di tali requisiti, inoltre, rappresenta una facilitazione per tutte le posizioni di garanzia - così definite all'art. 299 del D.Lgs. 81/08, ossia datore di lavoro, dirigente, preposto - nel dimostrare di aver adempiuto ai propri obblighi di sicurezza.

4. Gestione delle attrezzature a pressione

La gestione delle attrezzature a pressione, ai fini della sicurezza, richiede sicuramente un approccio complesso e multidisciplinare. L'implementazione di metodiche sistemiche basate su un approccio per "processi", tipico delle ISO 9001, agevola e favorisce il management di tali attrezzature. Molto spesso trattasi di reattori o colonne di notevole capacità funzionanti con fluidi infiammabili a valori elevati di pressione e temperatura. In

questi casi diventa fondamentale la gestione sotto il profilo antincendio. Anche in questo caso la gestione con metodica sistemica permette analisi preventive che determinano soluzioni impiantistiche e procedurali mirate. In questo contesto il punto 5 dell'Allegato al DM 9/5/2007 "Sistema di gestione della sicurezza antincendio (SGSA)" richiama l'attenzione sulle opportunità fornite dall'implementazione di un modello di sistema di gestione. SGSA deve valutare ed esplicitare i provvedimenti presi relativamente ai seguenti punti:

- organizzazione del personale;
- identificazione e valutazione dei pericoli derivanti dall'attività;
- controllo operativo;
- gestione delle modifiche;
- pianificazione di emergenza;
- sicurezza delle squadre di soccorso;
- controllo delle prestazioni;
- manutenzione dei sistemi di protezione;
- controllo e revisione.

L'approccio per processi, è uno dei principi su cui si basano le ISO 9001, permette di discretizzare le lavorazioni e di monitorare le performance. I processi, che non sono altro che insiemi strutturati di attività e di informazioni correlati o interagenti tra loro e dipendenti uno dall'altro, nei quali profili professionali diversi tra loro condividono esperienze e conoscenze, ci aiutano a descrivere come vogliamo farlo. Gestire i processi significa utilizzare conoscenze, competenze, strumenti, tecniche e sistemi per pianificare, definire, visualizzare, misurare, controllare, raccogliere dati e per migliorare i processi, con l'obiettivo di soddisfare tutti i requisiti posti a monte (requisiti cogenti, requisiti del cliente, requisiti volontari, requisiti dell'organizzazione, ecc). Di seguito vengono indicati i possibili processi da considerare per la gestione delle attrezzature a pressione:

- Gestione delle comunicazioni interne
- Gestione leggi, norme e regolamenti
- Gestione Data Base attrezzature (anagrafica, analisi storica)
- Approvvigionamento (valutazione e selezione dei fornitori, gestione delle specifiche e delle dichiarazioni di conformità, esame manuali d'uso)
- Qualità delle forniture
- Gestione magazzino (ricezione, accettazione, stoccaggio e distribuzione dei materiali/prodotti)
- Implementazione di modelli previsionali (RBI, FFS)
- Conduzione di audit secondo disposizioni cogenti ed interne
- Manutenzione e controllo delle infrastrutture (pianificazione e registrazione delle attività)
- Valutazioni preventive di failure analysis
- Gestione della formazione (sviluppo, mantenimento ed aggiornamento delle competenze)

La gestione per processi per essere efficace deve prevedere il monitoraggio. I processi dunque devono essere oggetto di misurazioni, attraverso i cosiddetti indicatori, permettendo analisi di tipo oggettivo e non soggettivo, formalizzando le performance dell'organizzazione in modo visibile e riconoscibile a livello interno ed esterno e permettendo confronti ed andamenti nel tempo.

Le norme di riferimento per impostare un sistema di rilevazione di indicatori sono le UNI 11097³ e UNI 11155⁴.

³ UNI 11097 "Gestione per la qualità – Indicatori e quadri di gestione della qualità – Linee generali"

Relativamente ai processi sopra indicati si riportano di seguito i possibili indicatori:

Ambito Approvvigionamento:

- tempo di risposta relativo alle richieste di informazioni ai fornitori
- tempo di risposta ai reclami da parte dei fornitori
- tempo medio di evasione dei reclami
- n° di giorni di ritardo sulla consegna dei prodotti / n° giorni previsti
- percentuale ordini sollecitati
- tempo medio per la spedizione di parti di ricambio
- n° di ordini errati / n° totale di ordini processati
- n° errori trovati nella fase di revisione del progetto / n° totale di progetti
- n° errori riscontrati nei disegni / n° totale disegni
- n° modifiche ai documenti di progetto / n° totale dei documenti progetto
- tempo impegnato per fare un progetto / tempo preventivato

Ambito produzione e manutenzione:

- numero di errori nel data entry negli applicativi data base
- costo dei difetti
- numero processi fuori controllo / n° totale dei processi
- rapporto tra il tempo in cui l'impianto ha funzionato e il tempo totale in cui era richiesto che funzionasse.
- tempo di fermo macchina per guasti
- costo riparazioni / costo personale
- tempo impiegato per il collaudo / tempo preventivato
- n° macchinari-attrezzature mantenuti-tarati / totale macchinari- attrezzature da mantenere-tarare
- percentuali di manutenzioni effettuate secondo programma
- errori nella stima del tempo occorrente per la manutenzione
- n° di interventi di manutenzione straordinaria
- n° di macchinari / apparecchiature danneggiati
- tempo sprecato per errori progettazione
- numero di interventi di manutenzione straordinaria per macchinario / anno
- numero di interventi di manutenzione straordinaria / numero di interventi di manutenzione ordinaria
- ore settimanali dedicate alla manutenzione
- costo degli interventi di manutenzione per macchinario
- costi di manutenzione sul costo totale di produzione
- costi di manutenzione sul fatturato
- MTBF: tempo medio tra i guasti per le macchine critiche o in generale
- MTTR: tempo medio di ripristino
- MRT: tempo medio di riparazione
- tempo di indisponibilità (ore) per manutenzione su guasto
- tempo di indisponibilità (ore) per manutenzione preventiva/predittiva
- percentuale di ordini di manutenzione che hanno richiesto un ulteriore intervento dopo una prima riparazione provvisoria

Ambito qualità delle forniture:

- numero di forniture non conformi / totale delle forniture (oppure la stessa cosa in valore)
- materiale ricevuto danneggiato / totale delle forniture ricevute

⁴ UNI 11155 "Attività operative delle imprese. Misurazione delle prestazioni"

- numero di reclami / numero di forniture (si può fare per fornitore o sul totale)
- n° prodotti resi / n° prodotti acquistati (si può fare per fornitore o sul totale)
- n° spedizioni in cui il volume delle consegne è stato rispettato (le quantità spedite corrispondono alle quantità ordinate) / n° spedizioni totali
- costo controllo in accettazione / costo totale acquisti
- n° sostituzioni in garanzia / n° forniture totali
- numero reclami per fornitore
- numero richieste di modifica dell'ordine che sono state soddisfatte / numero totale delle richieste di modifica inviate
- costo totale del materiale acquistato / totale del fatturato
- n° conferme d'ordine ricevute / totale ordini effettuati
- data consegna merce coincidente con data richiesta / totale forniture
- n° di volte in cui c'è stata difficoltà nel ricevere assistenza tecnica / totale segnalazioni

Ambito magazzino:

- quantità di prodotti con l'imballaggio conforme alle condizioni concordate / totale dei prodotti spediti
- valore della merce danneggiata / valore totale della merce
- consegne effettuate / totale consegne programmate
- giorni medi di ritardo nella consegna dei prodotti
- prodotti consegnati con la relativa documentazione / totale dei prodotti consegnati
- ore / uomo impiegate per controlli in ingresso
- tempo trascorso tra il ricevimento del materiale in magazzino e la disponibilità al prelievo
- spazio effettivamente usato per lo stoccaggio / spazio totale disponibile
- differenze di inventario: quantificarle in un 'anno
- disponibilità di prodotti critici: quante volte in un anno non sono stati disponibili

Ambito gestione del personale:

- interventi formativi efficaci / totale degli interventi formativi
- % personale formato su totale personale
- ore di formazione erogate in un anno
- ore di formazione all'anno / per addetto
- percentuale di formatori approvati dai discenti sul totale dei formatori utilizzati
- n° delle persone che sostiene di avere bisogno di un corso / numero persone che accetta di sostenere il corso
- n° persone che sostiene di avere bisogno di un corso / numero delle persone che partecipa al corso
- n° persone soddisfatte del corso erogato / totale persone che hanno partecipato al corso
- n° di persone che possono provare di aver fatto progressi dopo aver frequentato il corso / totale persone che hanno frequentato il corso
- turnover delle competenze per la gestione e lo sviluppo delle risorse chiave
- n° proposte di miglioramento presentate dai dipendenti all'anno
- n° proposte realizzate sul totale delle proposte
- n° suggerimenti che arrivano dal personale
- andamento dei questionari di soddisfazione del personale
- % aggiornamento comunicazioni ai collaboratori (frequenza corsi, nuove procedure, nuove iniziative, ecc)

5. Soddisfazione ed aspettative

Analizzando ulteriormente le differenze tra i sistemi di gestione della sicurezza e i sistemi di garanzia della qualità, si nota come uno dei requisiti vincolante nei secondi - la soddisfazione del cliente finale - non trovi alcun riscontro nei SGS e neppure in forma esplicita nei Sistemi di Gestione Integrati. A giudizio degli scriventi questa condizione dovrebbe essere superata con l'introduzione di uno specifico indicatore che possa consentire al "Gestore" la misurazione del grado di "sicurezza" percepito, sia dai lavoratori dipendenti che dalla popolazione che direttamente o indirettamente è coinvolta (abitanti nelle aree circostanti, lavoratori presso aziende confinanti, lavoratori esterni) nonché dai rappresentanti degli enti pubblici che svolgono attività di controllo, verifica e ispezione.

Tale indicatore è sicuramente di estremo interesse e di grande utilità per confrontare la "sicurezza percepita" con la "sicurezza intrinseca" assicurata con tutti gli strumenti elencati nei paragrafi precedenti. La "sicurezza percepita" o meglio il "grado di sicurezza percepito" è obiettivamente un indice soggettivo e di definizione complessa. Senza dubbio è di estremo interesse misurare quanto l'implementazione dei SGS integrati, attraverso investimenti in sicurezza, hanno prodotto nelle persone coinvolte direttamente o indirettamente nell'impresa nella percezione di affidabilità e miglioramento delle condizioni di lavoro.

È indubbio che questo indice possa fornire un importante strumento di feedback per valutare sia l'efficacia di specifiche procedure di sicurezza che le campagne di informazione ai cittadini e alle ditte terze. Potrebbe inoltre fornire, nel tempo, interessanti indicazioni sugli effetti delle ristrutturazioni delle catene di comando o sulle rimodulazioni dell'organizzazione.

Proprio questi ulteriori aspetti lo renderebbero uno strumento "sensibile" e indubbiamente critico; la definizione di tale indice deve svolgersi, per quanto possibile in una raccolta, analisi, valutazione e sintesi di informazioni soggettive ed esprimere un dato oggettivamente sincero. Tale studio deve poter determinare le risposte a queste semplici domande e cioè: ci sentiamo più sicuri?, lavoriamo in condizioni di maggiore sicurezza?, viviamo in un ambiente più pulito?, l'aria che respiriamo, l'acqua che beviamo e il cibo che ingeriamo sono sani? A tutte queste domande e conseguenti risposte, dal nostro punto di vista, non dovremmo avere alcuna remora ad informare tutti gli attori coinvolti, in tal modo le conclusioni saranno efficaci agli sforzi ed ai risultati ottenuti determinando uno sviluppo sicuro e sostenibile.

6. Conclusioni

I sistemi di gestione sono divenuti per la maggior parte delle imprese un requisito di base per rafforzare la propria posizione nel mercato, ridurre gli effetti della concorrenza e affrontare con maggiore efficacia gli adempimenti legislativi.

Le diverse disposizioni legali e sociali in materia di qualità, ambiente, sicurezza, igiene ed etica comportano un maggiore impegno e responsabilità da parte delle organizzazioni.

Alla base delle politiche aziendali vi è quindi la necessità di fare impresa dotandosi di un modello di "governance" aziendale che evidenzia una visione unitaria del sistema azienda con visibilità di obiettivi, unicità di documentazione e gestione dei dati, ottimizzazione e integrazione delle risorse.

I principi alla base dei sistemi di gestione possono effettivamente contribuire per migliorare le condizioni di esercizio in sicurezza e dunque essere implementate anche per la gestione delle attrezzature a pressione. Attraverso un approccio per processi delle attività di approvvigionamento, manutenzione e verifica è possibile tenere sotto controllo i rischi connessi a questa specifica tipologia di attrezzature. La definizione di appositi indicatori e l'analisi degli esiti degli stessi nel tempo permette di valutare il miglioramento.

L'introduzione di un ulteriore indicatore di "sicurezza percepita" dai lavoratori e dalla popolazione potrebbe fornire ulteriori importanti informazioni per valutare la "soddisfazione" sulla sicurezza così come già avviene nel caso dei sistemi qualità. È opinione degli scriventi che l'elaborazione ed imposizione di questo requisito richieda un notevole sforzo da parte delle autorità e dei comitati di normazione ma se ne sollecita una definizione e una applicazione, per orientare l'industria e il mondo produttivo verso un futuro sostenibile. I gestori comunque potrebbero, in modo autonomo, introdurre tale strumento per analizzare quanto vengono percepiti gli investimenti in impiantistica e risorse umane.

7. Bibliografia

- [1] DM Ambiente 9 agosto 2000 "Linee Guida per l'attuazione del sistema di gestione della Sicurezza"
- [2] Norma UNI 9001:2008 "Sistemi di gestione per la qualità – Requisiti"
- [3] Norma UNI 10617:2009 "Impianti a rischio di incidente rilevante - Sistemi di Gestione della Sicurezza - Terminologia e Requisiti Essenziali"
- [4] Norma OHSAS 18001:2007 "Sistemi di Gestione della Salute e Sicurezza sul Lavoro"
- [5] BSI PAS 99: Specification of common management system requirements as a framework for integration
- [6] DM 9/5/2007 - direttive per l'attuazione dell'approccio ingegneristico alla sicurezza antincendio. G.U. del 22/5/2007 n.117
- [7] P. Pittiglio, P. Bragatto "Gestire la Sicurezza negli Stabilimenti industriali" - Attività Ricerca Scientifica ISPESL, 2010
- [8] P. Belardinelli "Il sistema di gestione della sicurezza antincendio", 2011
- [9] D. Barone "Le nuove norme UNI 10617-2012 e UNI 10616-2012 relative ai Sistemi di Gestione della Sicurezza negli impianti a rischio di incidente rilevante"
- [10] B. Manfredi "la nuova norma UNI 10617:2009 "Impianti a rischio di incidente rilevante - sistemi di gestione della sicurezza- terminologia e requisiti essenziali"", atti 6° Seminario della contarp INAIL
- [11] Linee Guida INAIL - Parti Sociali : SGSL - SGI AE (Aziende Energia), 2007
- [12] Qualitiamo, "I processi e il SGQ. L'importanza dei processi nel sistema qualità", dispensa a cura di check fruit – cmi italy
- [13] RCH Partners Sa, "PAS 99 Specifica sui requisiti comuni dei sistemi di gestione. Modello e guida per l'integrazione"

Messa in servizio di attrezzature e insiemi: problematiche nell'installazione e documentali rilevate dall'entrata in vigore della PED e del D.M. 329/04

P. Morucchio*, R. Acerboni*, A. De Palma*, F. Rocchi*, J. Longo*, G. Mella**, D. Sanzi**, A. Tani**

*INAIL – UOT CVR Venezia

**INAIL – UOT CVR Padova

Sommario

Nel corso degli anni l'ISPESL ora INAIL – Settore Certificazione, Verifica e Ricerca, ha perseguito il compito assegnato dal legislatore di verificare la sicurezza nell'installazione e nell'esercizio delle attrezzature a pressione certificate CE e non. Tale azione, per essere efficace, deve basarsi su verifiche che si avvalgano di analisi di rischio, di tecniche sperimentali, di controlli, in grado di soddisfare i requisiti di sicurezza e di affidabilità richiesti dalle norme europee.

Si vuole mettere in risalto la difficoltà di interfacciare sinergicamente il fabbricante, l'utilizzatore e il verificatore in un momento fondamentale della vita delle attrezzature.

Si analizzeranno, sulla scorta delle esperienze maturate e di un'ampia casistica, le varie fasi della denuncia di messa in servizio e verifica obbligatoria di primo impianto di attrezzature a pressione con particolare riguardo a:

- documentazione da presentare all'atto della denuncia della messa in servizio delle attrezzature e degli insiemi soggetti a controllo o a verifica e relativa disamina;
- problematiche riscontrate nella verifica dell'installazione di attrezzature e insiemi per:
 - messa in atto di comportamenti pericolosi;
 - mancato rispetto di prescrizioni e/o procedure di lavoro;
 - carenze strutturali, organizzative e tecniche.

Lo scopo è di evidenziare come, dall'analisi dell'attività svolta e dei problemi riscontrati, si possano ricavare utili indicazioni, al fine di condividere tra tutte le parti coinvolte un approccio comune per la prevenzione dei rischi, nel rispetto della legislazione e delle procedure vigenti.

1. Introduzione

La prevenzione degli infortuni, la sicurezza sul lavoro, la tutela della salute negli ambienti di vita e di lavoro, la formazione e la promozione della cultura della sicurezza sono i fondamenti dell'attività di verifica sulle attrezzature di lavoro in generale, e quindi anche di quelle a pressione

Si vuole analizzare, attraverso la documentazione inviata all'atto della denuncia di messa in servizio e successivamente di richiesta di verifica di primo impianto, quali difficoltà incontra l'utente e la complessità della disamina sia documentale che tecnica. Inoltre si evidenzieranno le più frequenti carenze e gli aspetti tecnici che devono essere sempre tenuti sotto controllo, perché più frequentemente risultano non conformi all'atto delle verifiche di messa in servizio sull'impianto.

Il presente lavoro si basa sui dati raccolti presso le due Unità Operative Territoriali dell'INAIL – Settore Certificazione, Verifica e Ricerca di Venezia e Padova, per un totale di quasi 5000 verifiche o esami progetto di attrezzature o insiemi a pressione, relative ad un periodo di due anni (Tab. 1).

ATTREZZATURA	N. PRATICHE	SOLO IMMATRICOLAZIONI	ESAME DOCUMENTALE PROGETTO	ESITO POSITIVO	ESITO NEGATIVO	ESITI SOSPESI ANNULLATI	INTEGRAZIONI DOCUMENTALI	PRIMO IMPIANTO	NEGATIVI	SOSPESI	ANOMALIE RICORRENTI
IMPIANTI RISCALDAMENTO CALDAIE ACQUA CALDA	1250	-	704	915	8	4	BOLLO MANCANZA DELLA FIRMA	274	-	-	ALIMENTAZIONE CONTINUA ACQUA VASO ESPANSIONE TIPO APERTO PREGARICHE ERRATE CALCOLI VASI DI ESPANSIONE CON COEFFICIENTI ERRATI VASI DI ESPANSIONE INTERCETTATI CURVE VASI STRETTE VASI BUCATI TARATURA VALVOLE DI SICUREZZA SCADUTE O NON CONFORMI VALVOLE CON SIGILLO ROTTO MANCANZA DI RICIRCOLO LUOGO DI INSTALLAZIONE NON IDONEO
SERBATOI ARIA	2662	189	1441	63	-	-	DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ CE	961	2	-	MANCANZA R.T. & D.C.I. RELAZIONI TECNICHE NON AGGIORNATE FONDO SCALA MANOMETRO DOCUMENTAZIONE NON COMPLETA O NON CONFORME ALL' IMPIANTO DIMENSIONAMENTO E INSUFFICIENZA VALVOLE SICUREZZA CORROSIONE E RIDUZIONE DI SPESSORE INSTALLAZIONE NON CORRETTA
GENERATORI DI VAPORE/ACQUA SURRISCALDATA	159	101	108	108	1	-	71	17	-	-	CARENZA DELLA DOCUMENTAZIONE D.M. 1-12-75 (CERTIFICATI DELLE VALVOLE E CERTIFICATO DEL COSTRUTTORE DELLA CALDAIA) E DELLE DICHIARAZIONI DI CONFORMITÀ SECONDO L'ART. 7 DEL D.M. 37/2008 (INTEGRAZIONE SUCCESSIVA ALLA VERIFICA) INEFFICIENZA DEI DISPOSITIVI DI SICUREZZA E PROTEZIONE RICHIESTA DI APPROVAZIONE PROGETTO E DICHIARAZIONI VARIE CALDAIA NON IMMATRICOLATA E/O PUNZONATURE DI ORIGINE MANCANTI ASSENZA PLANIMETRIA PIANTE E SEZ. LOCALE PORTATA BRUCIATORE PER GEN. PIASTRE PIANE
CRIOGENICI	580		870	550	30	-	130	170	-	-	RECINZIONI MANCANTI IMPIANTO DI MESSA A TERRA NON COLLEGATO VUOTO INTERCAPELINE NON ADEGUATO APPARECCHIO NON IDENTIFICABILE TARGA DATI O PUNZONATURE VALVOLE DI SICUREZZA NON EFFICIENTI DISPOSITIVI DI BLOCCO NON CONFORMI X TEMPERATURA O TIPOLOGIA O TARATURA E/O NON EFFICIENTI
REATTORI	49	49	3	49	0	-	RELAZIONE ART. 6/329	-	-	-	RIPARAZIONI O MODIFICHE SU PARTI A PRESSIONE NON AUTORIZZATE DA ISPESL
SCAMBIATORI	61	61	7	61	0	-	RELAZIONE ART. 6/329	-	-	-	NON HA SUPERATO LE PROVE DI INTEGRITÀ ART.12 D.LGS 329/04
CRIOGENICI	170		170	170		-	CERTIFICATI VDS	-	-	-	IMPIANTI NON ADEGUATI ALLA CIRC 09/04 O ADEGUAMENTO NON CORRETTO VALVOLE SICUREZZA ERRATE O NON FUNZIONANTI O CON PRESSIONE ERRATA OSSIDAZIONE ECCESSIVA SERBATOI MANCANZA VUOTO NELL' INTERCAPELINE ASSENZA DISPOSITIVO DI MESSA A TERRA
FORNI	34	0				-		4	-	-	
RIPARAZIONI	187		100	100	147	-	30	-	-	-	MATERIALI NON IDONEI PRESENZA DI CORROSIONI MANCATA DENUNCIA AL DIPARTIMENTO COMPETENTE UTILIZZO DI CODICI DI CALCOLO NON CONFORMI
TUBAZIONI	57	47	3	3		-		3	-	-	
INSIEMI	220	1058				-	VERBALE DI ACCERTAMENTO ACCESSORI (ESENEZIONE VERIFICA DI MESSA IN SERVIZIO)	17	-	-	
PRIME VERIFICHE PERIODICHE	3		3	3		-		-	-	-	
TOTALI	5432	1505	3409	2022	186	4		1446	2	-	

Tabella 1 – Attività di verifica¹

2. 2. Disamina della documentazione allegata alla denuncia

2.1 La relazione tecnica

Il Decreto del Ministero delle Attività Produttive n. 329 del 1 dicembre 2004 all'art. 6², impone all'utilizzatore, all'atto della messa in servizio, di fornire agli organismi competenti una serie di documenti che formano la dichiarazione di messa in servizio.

¹ I casi limite di esiti negativi sia per l'esame documentale che per le verifiche di impianti risultano di gran lunga inferiori rispetto alle totale delle verifiche dovute alle integrazioni o adeguamenti richiesti.

² **Art. 6. - Obblighi da osservare per la messa in servizio e l'utilizzazione, dichiarazione di messa in servizio** 1. All'atto della messa in servizio l'utilizzatore delle attrezzature e degli insiemi soggetti a controllo o a verifica invia all'ISPESL e all'Unità Sanitaria Locale (USL) o all'Azienda Sanitaria Locale (ASL) competente, una dichiarazione di messa in servizio, contenente: a) l'elenco delle singole attrezzature, con i rispettivi valori di pressione, temperatura, capacità e fluido di esercizio b) una relazione tecnica, con lo schema dell'impianto, recante le condizioni d'installazione e di esercizio, le misure di sicurezza, protezione e controllo adottate c) una espressa dichiarazione, redatta ai sensi dell'articolo 2 del decreto del Presidente della Repubblica del 20 ottobre 1998, n. 403, attestante che l'installazione è stata eseguita in conformità a quanto indicato nel manuale d'uso d) il verbale della verifica di cui all'articolo 4, ove prescritta e) un elenco dei componenti operanti in regime di scorrimento viscoso, o sottoposti a fatica oligociclica.

[...]

4. Per le attrezzature a pressione e insiemi esclusi dal controllo della messa in servizio, ai sensi dell'articolo 5, la dichiarazione di messa in servizio di cui al comma 1 consente di attivare l'attrezzatura o l'insieme a

La relazione tecnica integra la fase di raccolta di informazioni e dati, consentendo la valutazione delle effettive condizioni di installazione in sicurezza dell'attrezzatura/insieme nel suo effettivo inserimento nell'unità produttiva.

Nell'attività di esame documentale svolta nell'ambito della messa in servizio, spesso il verificatore si trova a dover valutare relazioni o troppo sintetiche da risultare inadeguate, o viceversa talmente dispersive da richiedere all'esaminatore un lavoro di sintesi lungo e dispendioso.

L'errore più comune è descrivere l'attrezzatura/insieme come unità "isolata" non interagente con l'impianto in cui è inserita e quindi con le utenze poste a monte/valle della stessa.

Spesso nella procedura di messa in servizio di generatori di vapore o di acqua surriscaldata l'utilizzatore non provvede alla richiesta di verifica di primo impianto, relativamente ai casi in cui questa è prevista: la percentuale delle pratiche carenti è circa l'80%, costringendo il soggetto titolare della verifica a chiedere opportuna integrazione in merito.

La presentazione della documentazione relativa all'insieme/attrezzatura da parte dell'utilizzatore risulta, spesso carente della dichiarazione di conformità CE rilasciata dal fabbricante, non perché non emessa, bensì in quanto l'utilizzatore allega l'attestato di conformità CE dell'O.N. incaricato della valutazione del modulo di costruzione, evidenziando la difficoltà di discernere in merito a significato e importanza nell'ambito della documentazione a corredo dell'insieme/attrezzatura³.

Talvolta all'atto della verifica di messa in servizio si può verificare il caso di attrezzature marcate CE costruite da più di dieci anni, che necessitano di verifica decennale (attrezzature già precedentemente messe in servizio da altro utilizzatore, mai denunciate o mai utilizzate), delle quali non viene allegato documentazione, il disegno costruttivo riportante gli spessori utilizzati; la mancanza di questo allegato (non obbligatorio secondo il decreto ministeriale) non permette il confronto dello spessore misurato durante la verifica delle membrature con quello di costruzione, indispensabile alla valutazione dello stato di conservazione dell'apparecchio.

È opinione degli estensori che la documentazione a corredo della denuncia di messa in servizio di attrezzature/insiemi a pressione, da presentare ai soggetti titolati a svolgere le verifiche, debba uniformarsi a criteri di completezza, sia formale che sostanziale, rispetto al dettato legislativo, in un'ottica di sintesi volta a fornire le informazioni utili alla corretta valutazione ai fini della sicurezza, senza ridondanze o inutili e talvolta fuorvianti eccessi documentali.

Come promemoria si riporta un passaggio della norma Uni EN 11325-6:2014 che entra nel merito dei contenuti della relazione tecnica:

"[...] relazione tecnica (commisurata alla complessità dell'impianto) riportante i seguenti contenuti:

[...]

1) schema d'installazione, o P&I (Piping & Instrumentation scheme) dell'impianto, riportante collegamenti tra le varie attrezzature, comprese quelle esistenti collegate, le valvole di intercettazione e i dispositivi di protezione installati destinati alla sicurezza e al controllo delle variabili di processo delle attrezzature/insiemi oggetto della verifica. Gli

condizione che l'utilizzatore attesti che le predette attrezzature o insiemi siano stati debitamente installati, mantenuti in efficienza e utilizzati conformemente alla loro destinazione, non pregiudichino la salute e la sicurezza delle persone o degli animali domestici o la sicurezza dei beni.

³ L'attestato di conformità CE è l'atto dovuto da parte dell'organismo notificato incaricato della valutazione attestante il modulo di valutazione applicato e le prove eseguite. La dichiarazione di conformità CE è l'atto con cui il fabbricante, all'apposizione della marcatura CE, dichiara che il prodotto è conforme ad una certa direttiva, è costruito secondo certe specifiche, un organismo notificato ha collaborato alla valutazione di conformità ed ha rilasciato un certificato.

schemi devono identificare chiaramente le utilities di processo e i sistemi a supporto dei sistemi di protezione (bassa pressione aria strumenti, corrente di alimentazione ai sistemi pilotati o ai quadri relè di controllo e intervento);

2) estremi identificativi delle attrezzature o insiemi installati, con le indicazioni dei limiti di utilizzo (pressione, temperatura, ecc.) e dei fluidi di esercizio fissati dai fabbricanti o riportati nei libretti matricolari, per le attrezzature costruite in accordo al D.M. 21/11/1972;

3) descrizione del processo e della funzionalità tecnologica delle singole attrezzature;

4) le misure adottate affinché l'installazione e il collegamento al resto dell'impianto siano stati eseguiti correttamente, tenendo conto dei rischi residui, derivanti dall'utilizzo o da un uso improprio ragionevolmente prevedibile, indicati dal fabbricante nelle istruzioni operative;

5) le misure adottate in relazione ai rischi dovuti all'installazione, come risultanti dall'analisi dei rischi. Per attrezzature e gli insiemi individuati come potenziale origine di incidenti rilevanti ai sensi della legislazione vigente le misure adottate devono essere coerenti agli scenari incidentali individuati dall'analisi dei rischi effettuata in ottemperanza a tale legislazione;

[...]

6) le misure adottate per le attrezzature a pressione non facenti parte di un insieme e installate e assemblate dall'utilizzatore sull'impianto, a seguito dell'analisi e valutazione dei rischi, per la scelta e l'ubicazione dei dispositivi di protezione, tenendo conto delle condizioni di esercizio, ivi comprese le fasi di transitorio, di avviamento, di fermata, di emergenza e le anomalie o malfunzionamenti ragionevolmente prevedibili;

7) per le attrezzature, poiché la scelta del tipo ed il dimensionamento dei dispositivi di protezione devono essere effettuati dall'utilizzatore, le istruzioni fornite dall'utilizzatore stesso necessarie al controllo e alla verifica di funzionalità dei dispositivi di protezione installati:

8) per gli insiemi installati a cura dell'utilizzatore sul luogo d'impianto, qualora ai fini del funzionamento sia necessario installare ulteriori dispositivi o apparecchiature, le relative caratteristiche tecniche e le istruzioni utili alla verifica;

9) un elenco di attrezzature, o parti di esse, progettate ed esercite in regime di scorrimento viscoso e/o fatica oligociclica.”

Anche se non ricadenti in ambito PED, risultano interessanti i dati relativamente all'esame dei progetti di impianti di riscaldamento presentati dopo il 1° marzo 2011, data di entrata in vigore della nuova regola tecnica. Le principali non conformità rispetto alle disposizioni previste dalla Raccolta R 2009 sono state: mancanza del dispositivo di protezione di minima pressione, volume di espansione non sufficiente causa utilizzo di un coefficiente di espansione non corretto, mancata dichiarazione della protezione in caso di arresto della circolazione dell'acqua.

Dal punto di vista documentale: incompletezza rispetto a quanto richiesto dal D.M 1 dicembre 1975 (in particolare: certificati delle valvole e certificato del costruttore della caldaia) e dal D.M. 37/2008 (dichiarazione di conformità dell'impianto).

2.2 Le integrazioni

Le integrazioni, richieste per il 90% delle denunce, interessano sia gli insiemi che le attrezzature.

Per gli **insiemi** le richieste di integrazione più comuni riguardano:

- il verbale di accertamento degli accessori di sicurezza e controllo da parte dell'organismo notificato, omesso perché non ritenuto necessario dall'utilizzatore;
- la dichiarazione di conformità completa in tutte le sue parti, in quanto per gli insiemi possono essere di diverse pagine con l'elenco delle attrezzature presenti;

- la relazione tecnica carente nel descrivere l'inserimento dell'insieme nell'impianto produttivo;
- la mancanza di documentazione relativa agli accessori di sicurezza e controllo come, ad esempio, i riduttori di pressione;
- i manuali d'uso e manutenzione delle singole attrezzature e degli accessori;
- non viene mai specificato se l'insieme è assemblato dal fabbricante presso l'utilizzatore, se è l'utilizzatore che lo assembla su indicazioni precise del fabbricante o se l'insieme è stato assemblato dall'utilizzatore;
- l'atto notorio con fotocopia del documento della persona firmataria.

Per le **attrezzature** spesso le relazioni tecniche sono superficiali ed incomplete. L'utilizzatore trova difficoltà a descrivere puntualmente l'inserimento della nuova attrezzatura nell'impianto, non tenendo conto di quello che c'è a valle o a monte della stessa.

Le richieste di integrazione riguardano principalmente:

- la documentazione degli accessori di sicurezza (certificati di costruzione e di taratura), per attrezzature datate e non, risultando tarature obsolete o non conformi;
- la mancanza del manuale d'uso e manutenzione dell'attrezzatura e degli accessori;
- l'atto notorio con fotocopia del documento della persona firmataria.

3. La verifiche obbligatorie di primo impianto ovvero della messa in servizio

Scopo della verifica, quando prevista, è l'*accertamento della corretta installazione sull'impianto* delle attrezzature/insiemi.

Condizione essenziale per procedere alla verifica è l'identificazione dell'attrezzatura/insieme che può risultare difficile quando: la targa non è apposta, non viene riportato il numero di fabbrica, non sono riportati i dati identificativi per il riconoscimento delle attrezzature. Talvolta si possono riscontrare casi in cui i dati sulla targa sono diversi dai dati riportati nella dichiarazione di conformità.

In generale i problemi statisticamente più rilevati sono stati:

- gli accessori di sicurezza e controllo presentano talvolta problemi di dimensionamento, spesso di inefficienza o di certificato di taratura scaduto;
- l'utilizzo di valvole di sicurezza di costruzione ante PED, presenti in magazzino, montate su attrezzature certificate PED;
- la presenza di manometri non funzionanti o con fondo-scala inadeguato;
- la non efficienza delle valvole di intercettazione combustibile e dei termostati;
- la mancanza del collegamento all'impianto di messa a terra;
- la mancanza dell'ancoraggio a terra dell'apparecchio (ad es. per serbatoi o polmoni d'aria).

Un'altra problematica di rilievo riscontrata durante la verifica di primo impianto, di attrezzature costruite da più di dieci anni, risulta essere, la valutazione dello stato di conservazione e la contestuale verifica degli spessori eseguita da tecnico abilitato.

Altre verifiche tecniche importanti riguardano le riparazioni, per le quali non sempre viene seguito il corretto iter autorizzativo che prevede il coinvolgimento del soggetto preposto; il motivo di tale mancanza spesso, è il contesto di emergenza durante il quale si viene chiamati ad operare per mettere in sicurezza l'attrezzatura.

A volte il riparatore/costruttore utilizza materiali non idonei, in contrasto con il codice di calcolo con cui originariamente l'attrezzatura era stata costruita.

Altre riparazioni sono talmente invasive da comportare la riqualifica dell'apparecchio secondo la linea guida della PED 1/3 del 2004⁴.

Per ultimo, ma non ultimo di importanza, sono state prese in considerazione le denunce e le verifiche di tubazioni. Per quanto riguarda le denunce in ottemperanza all'art. 16 del D.M 329/04⁵ risulta che i grandi gruppi industriali e le aziende di grandi dimensioni hanno provveduto, nei tempi di legge, a inviarle accompagnate dalla documentazione prevista a corredo mentre per la quasi totalità delle altre realtà industriali (PMI) questo non è avvenuto e anzi in occasione di verifiche di impianto spesso si trovano attrezzature, costruite sia prima che dopo l'entrata in vigore della direttiva 97/23/CE (PED), per le quali l'utilizzatore non ha documentazione e non ha provveduto alla denuncia ritenendo non fosse necessario come invece previsto dal D.M. 329/04^{6,7}.

I problemi insorti nella verifica documentale sono l'errata categorizzazione (presenza di tubazioni in categoria IV (tabelle 6 e 7 della direttiva 97/23/CE) non esistente per le tubazioni, assenza di dati significativi quali DN e pressione, mancanza di schema di impianto particolareggiato.

⁴ GL 1/3

Revision accepted on 17-3-2004

Guideline related to: Article 1, Annex I section 3.4

Question: Are replacements, repairs or modifications of pressure equipment in use covered by the Pressure Equipment Directive (PED)

Answer:

1) Entire change: the complete replacement of an item of pressure equipment by a new one is covered by the PED.

2) Repairs are not covered by the PED but are covered by national regulations (if any).

3) Pressure equipment which has been subject to important modifications that change its original characteristics, purpose and/or type after it has been put into service has to be considered as a new product covered by the directive. This has to be assessed on a case by case basis.

Note 1: Operating instructions in the sense of the PED (see GL 8/3) cover documentation concerning safe operation including maintenance, but not necessarily detailed information concerning repair or modification of the equipment (e.g. material certificates or qualification of welding procedures). Such information may be provided by a specific contractual agreement between manufacturer and user.

Note 2: The directive applies only to the first placing on the market and putting into service.

See "Blue Guide" chapter 2.1

⁵329/04 Art. 16.

Requisiti dei recipienti per liquidi e tubazioni in esercizio alla data di entrata in vigore del presente decreto e non certificati secondo il decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93.

⁶ 329/04 Art. 1 **Campo di applicazione**

1. Le disposizioni di cui al presente decreto si applicano alle attrezzature a pressione e agli «insiemi» come definiti nel decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93, e, in particolare, ai seguenti oggetti:

a) le attrezzature di cui all'articolo 3 lettera a), b) e c);

⁷ D. Lgs. 93/2000 art. 3 (...)

c) tubazioni destinate a contenere:

1) gas, gas liquefatti, gas disciolti sotto pressione, vapori e liquidi la cui tensione di vapore alla temperatura massima ammissibile è superiore di 0,5 bar alla pressione atmosferica normale (1013 mbar), entro i seguenti limiti: - per i fluidi del gruppo 1, quando la DN è superiore a 25 (allegato II, tabella 6); - per i fluidi del gruppo 2, quando la DN è superiore a 32 e il prodotto PS-DN è superiore a 1000 bar (allegato II, tabella 7);

2) liquidi con una tensione di vapore alla temperatura massima ammissibile inferiore o pari a 0,5 bar oltre la pressione atmosferica normale (1013 mbar), entro i seguenti limiti: - per i fluidi del gruppo 1, quando la DN è superiore a 25 e il prodotto PS-DN è superiore a 2000 bar (allegato II tabella 8);

- per i fluidi del gruppo 2, quando il PS è superiore a 10 bar, la DN è superiore a 200 e il prodotto PS-DN è superiore a 5000 bar (allegato II, tabella 9);

d) accessori di sicurezza e accessori a pressione destinati ad attrezzature di cui alle lettere a), b) e c), anche quando tali attrezzature sono inserite in un insieme.

4. Conclusioni

I dati riportati ed analizzati sembrano confermare la complessità della gestione delle attrezzature a pressione, dalla fabbricazione al normale utilizzo alla manutenzione, in particolare relativamente agli obblighi normativi legati alle verifiche tecniche.

Si evidenzia in molti casi la difficoltà dell'utilizzatore nella gestione delle pratiche e della documentazione che deve essere presentata nei vari momenti di verifica svolti dai soggetti preposti, mancando spesso una formazione specifica del personale tecnico incaricato dall'utilizzatore, formazione prevista anche dal D. Lgs. 81/08 e s.m.i. per tutte le figure che a vario titolo entrano nelle attività di gestione delle attrezzature rese disponibili ai lavoratori.

Appare quindi necessario e non procrastinabile un intervento volto a favorire la formazione tecnica del personale delle aziende al fine di rendere più fluido ed efficiente l'intervento in sede di verifica e quindi più efficace l'operato in termini di prevenzione degli incidenti.

Tale opera di divulgazione e addestramento tecnico sviluppata capillarmente in maniera organica e preventiva eviterebbe infatti di dover sopperire alle suddette carenze in sede di verifica, snaturandone il fine, consentendo di aumentarne il numero, e quindi allargando la garanzia per il lavoratore che le verifiche rappresentano e al tempo stesso alleggerendone il carico, sentito spesso e a torto come meramente burocratico, per l'utilizzatore.

5. Bibliografia

- [1] Direttiva 97/23/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 29 maggio 1997 per il ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri in materia di attrezzature a pressione
- [2] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione".
- [3] Decreto Ministero Attività Produttive n. 329 del 1 dicembre 2004 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'art. 19 del D. Lgs. 25 febbraio 2000, n.93".

Analisi a fatica di un reattore chimico secondo gli approcci della parte 5 del codice asme VIII div. 2

L. Gaetani*, A. Masia*, L. Germoni*

*Eleo2 Engineering Srl

Sommario

Un reattore chimico *semibatch* è un'apparecchiatura nella quale si svolge una reazione chimica in maniera semi discontinua, operante in condizioni di carico cicliche di temperatura e pressione. L'applicazione richiede un'attenta valutazione dei rischi strutturali associati ai rischi di guasto di fatica.

Scopo del lavoro è proprio mostrare come eseguire analisi e verifiche a fatica per questo tipo di reattore secondo l'approccio suggerito dai metodi di "*design by analysis*" della parte 5 del codice ASME VIII Div. 2 [1].

Dei due approcci elastici proposti nel codice ASME il primo metodo denominato "*smooth bar fatigue curve*" fa riferimento alle curve di fatica fornite dal codice nell'Annex 3-F, l'altro denominato "*S-N curve*" è specifico per la verifica a fatica dei giunti saldati.

A tale scopo sono stati implementati e quindi analizzati due diversi modelli agli elementi finiti con software di calcolo Ansys®. I risultati comparativi degli approcci proposti dal codice sono riportati nel presente lavoro.

1. Introduzione

Un reattore chimico *semibatch* è un'apparecchiatura nella quale si svolge una reazione chimica in maniera semi discontinua, costituito da un recipiente con un tubo di adduzione, un sistema di agitazione e di condizionamento termico ed incamiciato nella parte esterna delle virolature come riprodotto Figura 1.

I carichi agenti sono ciclici, caratterizzati da basse pressioni, circa 10 bar e temperature in un *range* da 30 a 300°C.

Le condizioni di lavoro sono comunque particolarmente critiche: dopo una prima fase di carico dei reagenti avviene la reazione chimica che essendo fortemente esotermica, provoca in brevissimi istanti di tempo shock termici molto rilevanti nel mantello, in seguito il reattore raggiunge e mantiene la temperatura di processo anche grazie alla presenza della camicia di vapore esterna allo stesso, infine avviene lo scarico che riporta l'apparecchio nelle condizioni iniziali.

Il mantello e la camicia sono tipicamente realizzati in lega di Nickel, nella presente applicazione ASTM B575-C276, materiale molto resistente alla corrosione.

Progettando in accordo al codice ASME VIII Div. 2, l'analisi deve essere eseguita secondo i metodi di "*design by analysis*" della parte 5 del codice stesso per la verifica dei modi di guasto a fatica; il codice ASME VIII Div.2 fornisce tre metodi per la verifica a fatica delle saldature e del metallo base: un metodo denominato "*smooth bar fatigue curve*", che fa riferimento alle curve di fatica fornite dal codice nell'Annex 3-F dello stesso e che è descritto in tutti i suoi step nel paragrafo 5.5.3 del codice; un metodo analogo ma in campo elasto-plastico denominato "*elastic-plastic stress analysis and equivalent strains*" del paragrafo 5.5.4 e un metodo denominato "*S-N curve*" per la verifica a fatica delle saldature in campo elastico descritto nel codice al paragrafo 5.5.5.

I tre metodi si discostano sia nell'approccio sia nella procedura d'implementazione, infatti, il primo e il secondo utilizzano le curve di fatica "*smooth bar fatigue curves*" intensificando poi gli stress al "*notch*" e quindi tipicamente nelle zone saldate attraverso un fattore di concentrazione funzione della qualità della saldatura e del tipo di controlli non distruttivi implementati. Il terzo metodo invece si basa sulle curve di fatica ottenute da prove su

diverse tipologie di giunti reali e da considerazioni sulla durata basate direttamente su principi di meccanica della frattura.

Per la presente analisi sono stati applicati entrambi gli approcci elastici sia per fornire una valutazione più completa possibile dei rischi connessi all'applicazione ciclica in esame sia per confrontare i due metodi e mettere in luce le possibili differenze e diverse interpretazioni. A tale scopo due tipologie di modelli agli elementi finiti sono state realizzate:

La prima tipologia di modelli sfrutta l'assialsimmetria geometrica e di carico analizzata sia a livello globale dell'intero reattore sia a livello locale per le flange dei bocchelli principali; in entrambi i casi i modelli non sono totalmente assialsimmetrici ma hanno elementi piani con caratteristiche meccaniche equivalenti (ad esempio bulloni e zona forata delle flange o supporti del reattore (Figura 3)); la seconda tipologia è invece un modello full 3D con elementi *shell* per la verifica delle zone del reattore che non possono essere assimilate a una geometria assialsimmetrica e dove l'effetto locale generato dalla non assialsimmetria è preponderante rispetto a quello medio dato dalla geometria assialsimmetrica come ad esempio le saldature dei bocchelli su fondi o violature o i rinforzi dei supporti.

Nella simulazione agli elementi finiti è stato applicato il ciclo operativo di pressione e temperatura; è stata pertanto necessaria a monte del calcolo strutturale una valutazione del campo di temperatura nel tempo attraverso un'analisi "full transient" termica.

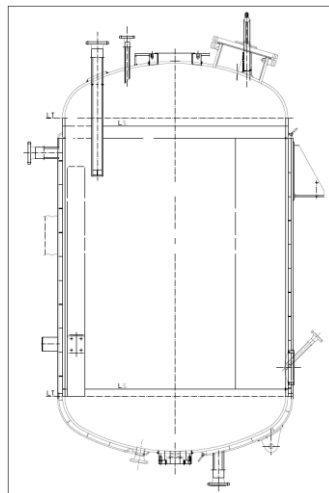


Figura 1: geometria reattore *semibatch*



Figura 2: *mesh* modello assialsimmetrico e modello 3D *shell*

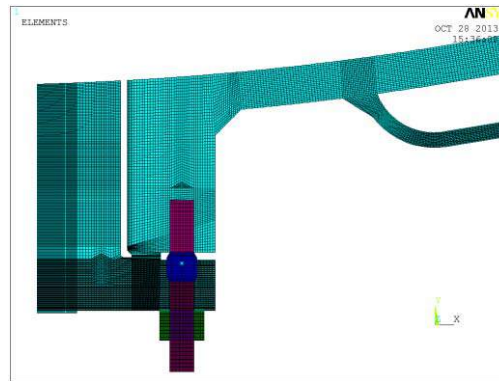


Figura 3: modello assialsimmetrico-piano, dettaglio zona flangia bullone

2. Nomenclatura

$\Delta S_{p,k}$	range di stress totale (primario + secondario + picco)
$\Delta S_{ess,k}$	<i>equivalent structural stress range parameter</i>
$\Delta \sigma_k$	range di stress strutturale
a	dimensione della cricca
C_{us}	fattore di conversione da ksi a MPa
FE	<i>finite element</i>
FSRF	<i>fatigue strenght reduction factor</i>
$K_{e,k}$	<i>fatigue penalty factor</i>
K_f	<i>fatigue strength reduction factor</i>
N	numero di cicli
P	pressione
S_{alt}	stress alternato di Von Mises
S_m	ammisibile per stress di membrana a temperatura
S_{ps}	ammisibile per gli stress <i>range</i> primari e secondari
SCL	stress classification line
t	spessore
T	temperatura

3. Approccio secondo procedure ASME VIII div. 2 “smooth bar fatigue curve”

La verifica descritta nel paragrafo 5.5.3 dell’ASME VIII Div.2 si basa sulle “*smooth bar fatigue curve*”, le curve di fatica ottenute da prove “*push-pull*” e di pura flessione alternata “*strain controlled*” applicate su provini lappati. La curva di fatica è ottenuta applicando con coefficiente di adattamento 2 sullo stress e 20 sui cicli (il minore tra) sulla curva media risultante dai test per tener conto dello *scattering* dei dati, l’effetto scala, le condizioni ambientali, il grado di finitura superficiale e lo stress medio applicato [2].

Lo stress alternato è calcolato dal *range* totale di picco in accordo all’equazione 5.36 del codice.

$$S_{alt,k} = \frac{K_f \cdot K_{e,k} \cdot \Delta S_{P,k}}{2} \quad (1)$$

I fattori di amplificazione degli stress da applicare sono il $K_{e,k}$ (*fatigue penalty factor*) per considerare possibili effetti di plasticizzazione locale ed il K_f (*fatigue strength reduction factor*) legato alla concentrazione degli sforzi causati da discontinuità geometriche o da presenza di saldature, tipicamente utilizzato appunto nelle zone saldate funzione della qualità della saldatura.

Le curve sono fornite dal codice per i diversi materiali in termini di coefficienti della funzione polinomiale all'esponente della curva di fatica.

$$N = 10^X \cdot \left(\frac{E_T}{E_{FC}} \right) \quad (2)$$

$$X = \frac{C_1 + C_3 \cdot \left(\frac{S_{alt,k}}{C_{us}} \right) + C_5 \cdot \left(\frac{S_{alt,k}}{C_{us}} \right)^2 + C_7 \cdot \left(\frac{S_{alt,k}}{C_{us}} \right)^3 + C_9 \cdot \left(\frac{S_{alt,k}}{C_{us}} \right)^4 + C_{11} \cdot \left(\frac{S_{alt,k}}{C_{us}} \right)^5}{1 + C_2 \cdot \left(\frac{S_{alt,k}}{C_{us}} \right) + C_4 \cdot \left(\frac{S_{alt,k}}{C_{us}} \right)^2 + C_6 \cdot \left(\frac{S_{alt,k}}{C_{us}} \right)^3 + C_8 \cdot \left(\frac{S_{alt,k}}{C_{us}} \right)^4 + C_{10} \cdot \left(\frac{S_{alt,k}}{C_{us}} \right)^5} \quad (3)$$

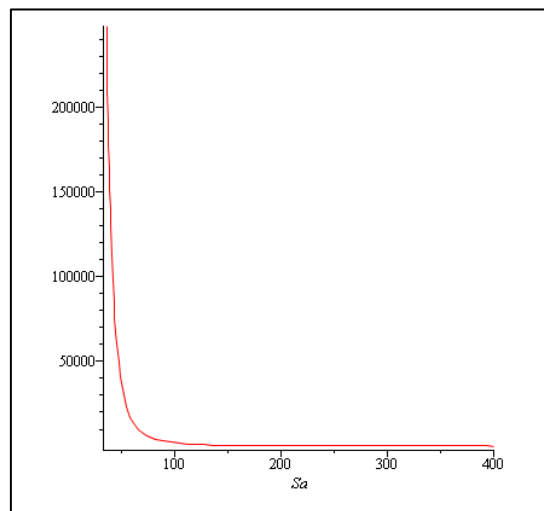


Figura 4: curva di fatica (N vs S_{alt} [ksi]) in accordo alla Table 3-F.7 dell'Annex F ASME VIII DIV.2, materiale ASTM B575-C276.

Questo approccio presenta due limiti fondamentali: il primo è che le curve di fatica del codice sono utilizzabili sia alle saldature sia al materiale base; il secondo è che le curve stesse dipendono dalla tensione ultima di rottura UTS del materiale anche per le zone saldate, la qual cosa è in contrasto con le rilevanzze sperimentali.

4. Approccio secondo procedure ASME VIII div. 2 "S-N curve"

Il paragrafo 5.5.5 del codice ASME VIII Div. 2 propone un metodo di verifica denominato "fatigue assessment of welds S-N curve" basato sulla misurazione degli stress strutturali che agiscono in direzione normale (trazione e taglio) e parallela (taglio) all'ipotetico piano di rottura della saldatura stessa (Figura 5).

L'avvento di questo nuovo approccio sviluppato dal Prof P. Dong ed il Battelle Institute[3] ed implementato nel codice ASME con alcune differenze non sostanziali, nasce dall'esigenza di superare i limiti della precedente metodologia. I fattori d'intensificazione degli sforzi (*fatigue strength reduction factor*) furono introdotti più di trenta anni fa per correlare i dati della curva di fatica dei giunti saldati con i dati ottenuti sui provini *smooth bar*, tuttavia la loro natura fondamentale empirica e la mancanza di una relazione con i meccanismi reali di attivazione e propagazione della cricca rende la loro applicazione difficile ed arbitraria perché comunque legata alla correzione della curva di fatica del materiale base; inoltre le procedure generali con gli elementi finiti spesso non sono adatte alla determinazione degli effetti di concentrazione degli sforzi, questo è dovuto

principalmente al fatto che la soluzione al *notch* in termini di stress è notevolmente influenzata dalla dimensione della *mesh* e dal tipo di elemento, in relazione alla presenza della singolarità di stress.

Il nuovo approccio è stato invece sviluppato dai concetti fondamentali della meccanica della frattura: uno stato di stress locale al *notch* può essere sempre scomposto in una parte strutturale (sufficientemente lontano dalle discontinuità) e in un'altra legata alla concentrazione di sforzo (*notch*). Il metodo S-N *curve* si avvicina di più alla metodologia dei codici europei ed include implicitamente nelle curve di fatica dei giunti l'effetto di "*notch*" e di difettosità intrinseca delle saldature.

Le curve di fatica sono ottenute da prove su diverse tipologie di giunti reali; da tali prove sperimentali si è potuto arrivare a un metodo che a partire dagli stress strutturali, intensificando attraverso la canonica formulazione del fattore d'intensificazione degli stress per una barra rettangolare con cricca ellittica di dimensioni *a* sottoposta a trazione, è in grado di ben rappresentare lo stato di stress effettivo.

I vantaggi principali di tale approccio sono:

- l'analisi si svincola dalla tipologia di giunto, potendo disporre di una formulazione che riesce a descrivere in maniera accurata qualsivoglia configurazione, individuando una sola *Master Curve S-N* e non una famiglia di curve come avviene nei codici europei ad esempio; lo stress strutturale su cui si basa tale curva è scritto attraverso una relazione che tiene conto di tre principali aspetti: lo *structural stress* $\Delta\sigma_k$, dell'effetto di spessore con

$t_{ess}^{\left(\frac{2-m_{ss}}{m_{ss}}\right)}$ e della modalità di carico tramite $I_{m_{ss}}^{\frac{1}{m_{ss}}} * f_{M,k}$ quest'ultimo fattore di correzione dello stress medio.

$$\Delta S_{ess,k} = \frac{\Delta\sigma_k}{t_{ess}^{\left(\frac{2-m_{ss}}{m_{ss}}\right)} \cdot I_{m_{ss}}^{\frac{1}{m_{ss}}} \cdot f_{M,k}} \quad (4)$$

- Essendo necessarie per la determinazione del numero dei cicli solo le componenti di stress di membrana e di flessione relativi all'ipotetico piano di rottura della saldatura, la verifica è scarsamente influenzata dalla *mesh* in termini di dimensione e di tipo di elemento.
- L'analisi si svincola dalla definizione degli "*hot spot*", punti necessari per l'estrapolazione degli stress per le curve di fatica canoniche S-N presenti nei codici EN[4], della normativa DNV [5] e nelle linee guida IIW[6].

La metodologia prevede l'adozione di un modello di materiale elastico ma considera una correzione di plasticizzazione.

La procedura tiene conto inoltre di fattori di correzione ambientali, di temperatura, la formulazione può tener conto anche degli effetti dovuti agli sforzi tangenziali ed inoltre consente di considerare un possibile difetto iniziale indotto nella zona saldata; la formula per il calcolo dello *structural stress*, in questo caso, è corretta in funzione della dimensione della cricca assunta espressa in funzione del rapporto di tale dimensione con lo spessore di riferimento *a/t*, valida per rapporti *a/t* inferiori a 0.1.

Il codice ASME consente di applicare due approcci per calcolare gli stress di membrana e flessione necessari alla valutazione: il primo denominato *stress integration method*, il secondo *structural stress method*. Nel primo caso gli stress nodali dovranno opportunamente essere processati secondo quanto descritto nell'*Annex 5-A* del codice, nel secondo si fa riferimento a valori di forze nodali ed è del tutto indipendente dal tipo di *mesh* usata ed il cui *postprocessing* è descritto nel medesimo allegato al codice.

Nell'estrarre in maniera appropriata gli stress dai risultati dell'analisi FE, si deve prestare attenzione a processare gli elementi zone delle SCL analizzate come richiesto e descritto nel codice ASME (Figura 5).

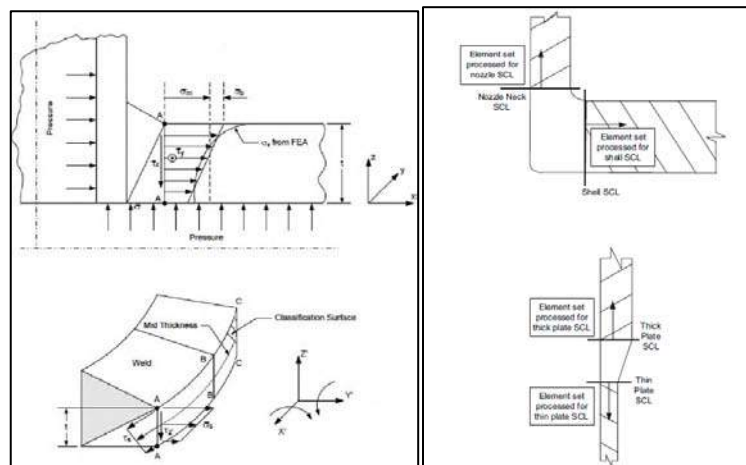


Figura 5: componenti utili per calcolo stress strutturali e zona di elementi da processare per il calcolo degli stress strutturali.

5. Applicazione al modello

La scelta di utilizzare due tipologie di modelli anziché uno solo di tipo full 3D a elementi solidi nasce dal fatto che per valutare in modo corretto gli stress dimensionanti in accordo alla procedura 5.5.3 del codice la *mesh* del modello agli elementi finiti deve essere quanto più fitta possibile (deve convergere) per individuare i corretti stress di picco necessari alla valutazione a fatica; altresì un modello ad elementi strutturali (*shell*) se validato rispetto ad un modello a elementi continui, in altre parole se gli *stress* calcolati sono opportunamente incrementati di un fattore di concentrazione dato dall'effetto di *notch*, può ancora essere usato per la valutazione a fatica secondo il metodo "smooth bar fatigue curve" e contemporaneamente tale modello in combinazione al modello assialsimmetrico può facilmente fornire una valutazione degli stress strutturali necessari alla verifica a fatica secondo procedura 5.5.5 del codice ASME (*S-N curve*).

Il ciclo di vita operativo del reattore è stato applicato ai modelli FE in accordo alle reali condizioni di lavoro. Il dettaglio della rampa più ripida di temperatura corrispondente alla fase immediatamente successiva alla reazione esotermica sviluppatasi all'interno del reattore è mostrato in Figura 6.

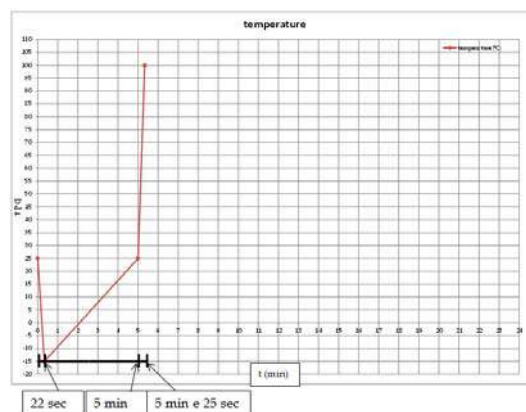


Figura 6: dettaglio della parte iniziale del ciclo di temperatura applicato al mantello.

Per l'applicazione corretta della procedura riportata nel paragrafo 5.5.5 dell'ASME VIII Div. 2 essendo esplicitamente richiamata una correzione delle curve per effetto della plasticizzazione locale nella zona della saldatura con il metodo di Neuber, è stata implementata una procedura di calcolo scritta in linguaggio MAPLE® che consente di ricavare il *range* di stress effettivo in modo diretto e non iterativo.

Sono stati utilizzati i dati utili al calcolo degli *structural stress* e *structural strain ranges* presi dalla Tabella 3-D.2M ASME VIII div 2.

Alcune accortezze sulla *mesh*, essenzialmente del modello *shell*, sono state implementate per una corretta applicazione del metodo tra cui:

- Dimensione degli elementi *shell* alla base del cordone di saldatura
- Modellazione del cordone per saldatura d'angolo o a piena penetrazione ovvero definizione di un opportuno spessore degli elementi al cordone.
- Numero di nodi degli elementi sul cordone di saldatura.

Tutte le saldature del reattore sono state analizzate e verificate con entrambe le procedure; le saldature del mantello e della camicia nonché quelle dei bocchelli assialsimmetrici dei fondi sono state indagate attraverso il modello assialsimmetrico; il modello 3D *shell* è stato invece usato per le saldature dei bocchelli presenti sui fondi a meno di quelli assiali, quelle dei rinforzi dei supporti e quelle dei bocchelli laterali non considerati nel modello 2D assialsimmetrico.

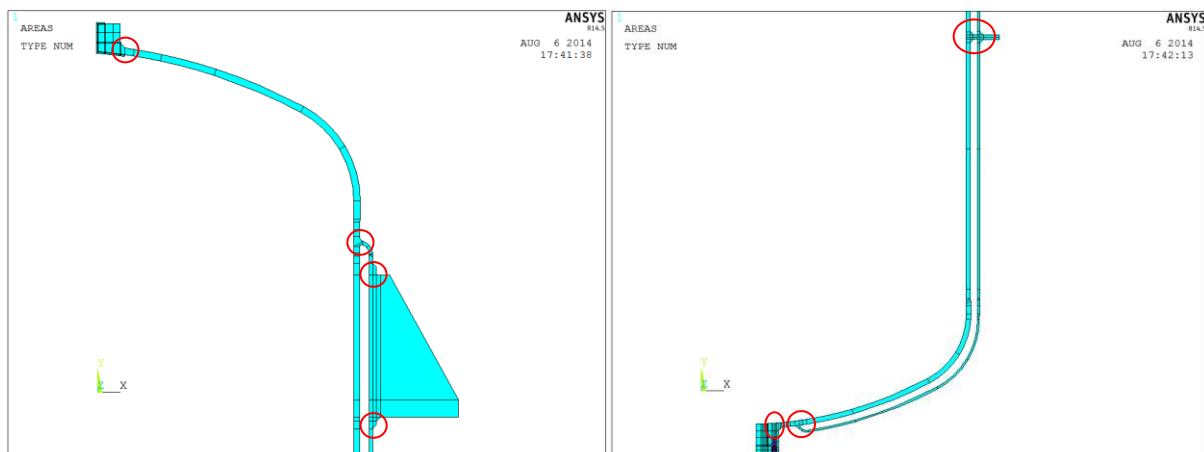


Figura 7: zone analizzate modello assialsimmetrico.

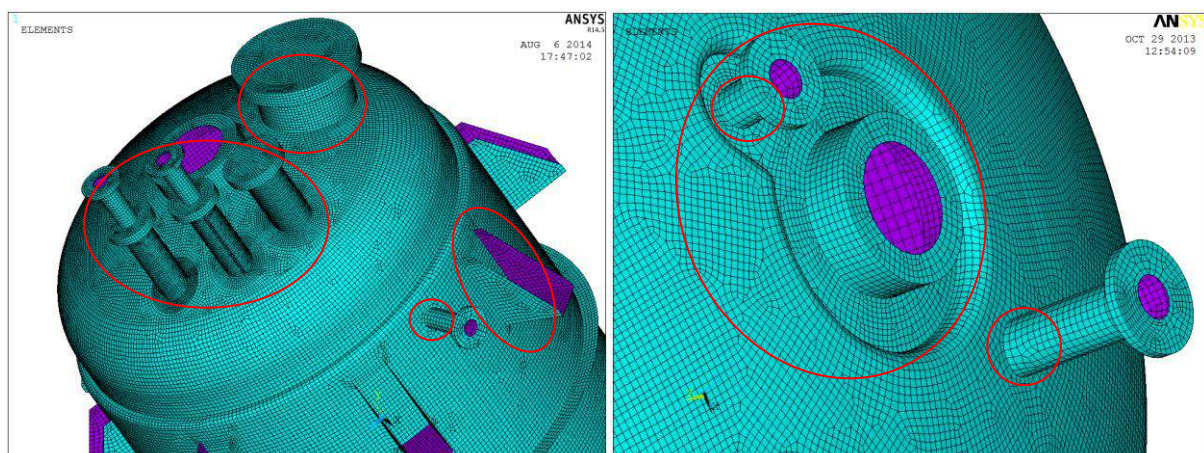


Figura 8: zone analizzate modello 3D shell.

6. Risultati

La curva verifica utilizzata per il metodo “*smooth bar curves*” è quella riportata in Tabella 3-F.7 del’ *Annex F ASME VIII Div.2* (Figura 4); il numero di cicli è stato ricavato zona per zona andando a considerare a seconda della qualità della rispettiva saldatura analizzata l’appropriato *Kf* in accordo alla Tabella 5.11 del codice; lo stress alternato massimo durante il ciclo, riportato nelle zone più critiche in Figura 9 ed in Figura 10, è stato dunque amplificato come richiesto dal codice. Per il modello shell il *Kf* tiene conto oltre che del *FSRF* riportato nella Tabella 5.11 del codice di un ulteriore fattore pari a 1.5 per considerare la mancanza di capacità del modello di cogliere gli sforzi di picco in corrispondenza di discontinuità geometriche, fattore opportunamente validato dal modello assialsimmetrico.

I risultati ottenuti con le due procedure e con diverse assunzioni sulla dimensione iniziale della cricca sulle principali saldatura sono riassunti in Tabella 2 per il modello assialsimmetrico e in Tabella 3 per il modello *shell*.

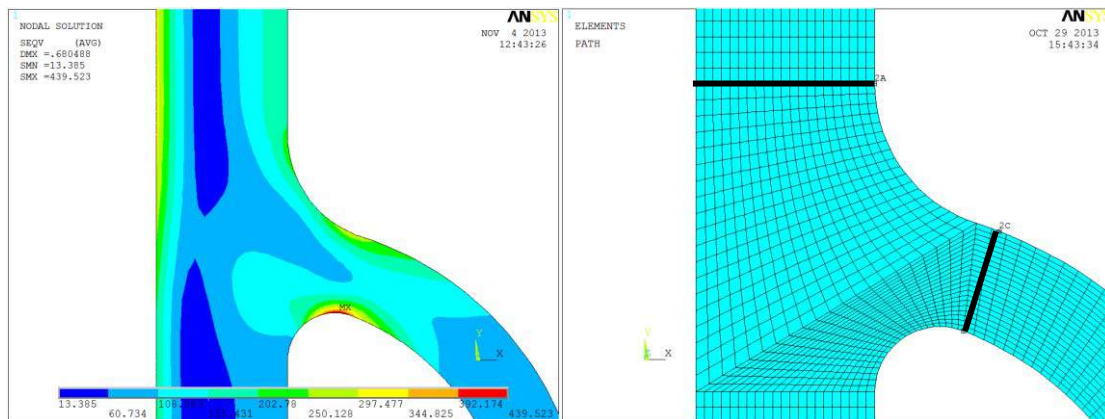


Figura 9: massimo VM stress range e SCL saldatura mantello camicia [MPa]

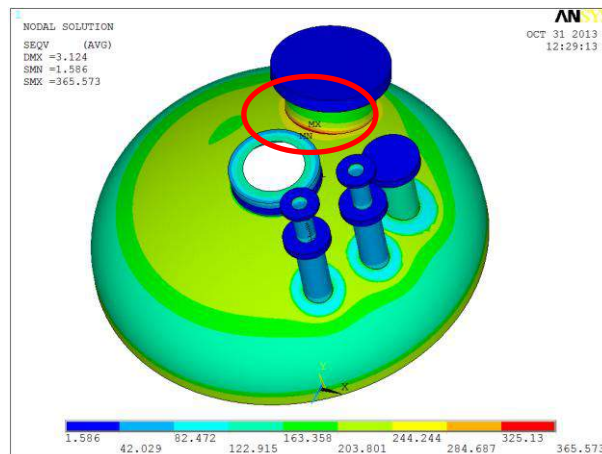


Figura 10: massimo VM stress range saldatura bocchello M1 [MPa]

TIPICI SALDATURE ANALIZZATE					
1	2	3	4	5	6
<p>VPS n° S407E / 110 PDR n° PED.VE.2571</p>	<p>VPS n° S407G / 110 PDR n° PED.VE.2571</p>	<p>VPS n° S407H / 110 PDR n° PED.VE.2571</p>		<p>VPS n° S407B / 110 PDR n° PED.VE.2571</p>	<p>VPS n° S407D / 110 PDR n° PED.VE.2571</p>

Tabella 1: tipici saldature analizzate

Saldatura	Numero cicli Verifica 5.5.5 "S-N curve"			Numero cicli Verifica 5.5.3
	Senza correzione	a/t=0.01	a/t=0.025	
1	10900	9800	8400	26000
2	6100	5500	4900	9000
3	6700	6000	5100	105000
4	4500	4100	3600	25000

Tabella 2: riassunto dei risultati del modello assialsimmetrico

Saldatura	Numero cicli Verifica 5.5.5 "S-N curve"			Numero cicli Verifica 5.5.3
	Senza correzione	a/t=0.01	a/t=0.025	
5	4500	4100	3600	8500
6	21700	19800	17500	90000
2	5500	5000	4300	-
3	13000	11700	10200	-

Tabella 3: riassunto dei risultati del modello *shell*

7. Conclusioni

Il risultato dell'analisi effettuata in corrispondenza delle saldature principali del reattore mostra che la probabilità di rottura prima dei 4000 cicli è inferiore allo 0.135% per la saldatura denominata critica e che si ha tra incamicatura e *shell*. Questo risultato ottenuto anche lavorando opportunamente sulla geometria del giunto (saldatura che sarà lavorata alla macchina e realizzata a piena penetrazione con ripresa a rovescio), è stato ottenuto applicando l'analisi "S-N curve" che è per tutte le saldature quella più conservativa rispetto all'analisi "*smooth bar fatigue curve*" utilizzando i coefficienti FSRF dati nella tabella 5.11 del codice ASME VIII div 2.

I due approcci proposti nel codice ASME portano sempre a risultati diversi a parità di stress alternato sulla vita a fatica delle saldature e quindi dell'apparecchio; i risultati potrebbero coincidere solo correggendo opportunamente il fattore di concentrazione andando però così in contrasto con quanto richiesto dal codice stesso in base alla tipologia e qualità della saldatura. Il nuovo approccio sembra essere molto più consistente rispetto alle evidenze sperimentali sulla vita a fatica dei giunti saldati. Va altresì detto che la validazione dei test eseguiti si limita a spessori inferiori ai 100 mm e comunque mal si presta per quelle saldature che sono lavorate alla macchina e che quindi risulteranno in una bassa difettosità iniziale al di fuori della tipologia di giunti considerati nella definizione della curva *S-N Master*.

8. Bibliografia

- [1] ASME VIII, Div.2, Ed. 2013
- [2] Criteria of asme boiler and pressure vessel code for design by analysis in sections III and VIII, division 2. ASME 1969
- [3] Dong, P., "A Structural Stress Definition and Numerical Implementation for Fatigue Analysis of Welded Joints," International Journal of Fatigue, 23, pp. 865-876, 2001
- [4] EN 13445-3 unfired pressure vessel Ed 2012.
- [5] Recommended Practice DNV-RP-C203 fatigue design of offshore steel structures 2010
- [6] IIW document IIW-1823-07 recommendations for fatigue design of welded joints and components 2008.
- [7] Ansys user's Manual, 2013

Rischio esplosione di polveri nell'industria: sistemi di isolamento e protezione

G. de Gennaro*, N. Altamura*, A. De Sandre*, M. De Musso*

*INAIL - UOT CVR Bari

Sommario

Diverse sono le attività industriali in cui vi sono pericoli di esplosioni dovute a polveri combustibili; tra queste ricordiamo il settore alimentare, il settore chimico, metallurgico, della lavorazione del legno e, da non trascurare, le attività di recupero e riciclaggio dei rifiuti per la presenza di polveri di carta, sostanze alimentari e di materiali sintetici.

Le reazioni polveri-aria sono influenzate da numerosi parametri, a volte dipendenti tra loro, tra i quali la distribuzione granulometrica delle particelle e loro forma, il grado di sospensione, la turbolenza, il grado di umidità, la temperatura, ecc.; a maggior ragione se le polveri sono di diversa natura, come ad esempio potrebbe avvenire nei processi di recupero e riciclaggio dei rifiuti data l'eterogeneità degli stessi. Pertanto la prevenzione contro la formazione di miscele potenzialmente esplosive, come anche la valutazione dell'energia minima di innesco, risulta spesso impraticabile. Ne consegue che a misure di protezione su taluni apparati di impianti, tramite dispositivi di soppressione e/o o di sfogo dell'esplosione, dovrebbero, sulla base della valutazione del rischio, essere abbinati sistemi di confinamento sulle tubazioni che isolino la parte interessata dal resto dell'impianto.

La presente memoria vuole da un lato far luce su una problematica insita negli impianti industriali in cui le polveri sono un prodotto finale, intermedio, di risulta, oppure un prodotto indesiderato; dall'altro, rappresentare quelle che sono le attuali tecnologie di isolamento delle esplosioni.

1. Caratteristiche generali delle polveri combustibili

Quando le polveri combustibili vengono trattate su scala industriale entro parti di impianti come serbatoi, silos, filtri e piping (principalmente a funzionamento pneumatico) per processi di macinazione, filtrazione, trasporto, travaso, separazione ed essiccamento, possono presentare un pericolo d'esplosione. Spesso un'esplosione in un componente d'impianto può dar luogo ad esplosioni secondarie, ad effetti ben più gravi della prima, imputabili alla presenza di polveri nei luoghi di lavoro prossimi alla parte d'impianto interessato.

Il termine "polvere" indica lo stato di suddivisione spinta in cui si trova una sostanza solida. Un'esplosione di polvere non è altro che la combustione rapida di una nube di materiale articolato, contenuto in uno spazio confinato o parzialmente confinato, dove si genera calore con una velocità molto più alta di quella della sua dissipazione. Poiché la reazione avviene in un tempo molto breve, gli effetti risultano concentrati e le conseguenze si estrinsecano nel raggiungimento di alte temperature e di un relativamente rapido aumento di pressione (a causa dell'espansione dei gas di combustione), con formazione di un'onda che si propaga nel mezzo circostante.

Una polvere combustibile o ossidabile può esplodere quando, dispersa in un'atmosfera contenente sufficiente ossigeno per sostenere la combustione, è innescata da una sorgente di accensione di appropriata energia. Pertanto ogni materiale solido in polvere che può bruciare in aria, può dar luogo ad un'esplosione con una violenza e con una velocità di reazione che aumentano con il grado di suddivisione del materiale. In una polvere l'area superficiale su cui avviene l'ossidazione è molto estesa e le dimensioni delle

particelle molto piccole perciò si verifica un aumento di temperatura con conseguente aumento della velocità di ossidazione che genera ulteriore calore in modo esponenziale.

1.1 Fattori che regolano le esplosioni di polveri

Le esplosioni di polveri presentano diverse analogie con le esplosioni gassose, specialmente per quanto riguarda le reazioni coinvolte e quando la polvere ha una granulometria generalmente inferiore a 5 μ m. Tuttavia, esistono significative differenze che rendono lo studio delle polveri più difficile rispetto a quello dei gas e vapori. Perché avvenga un'esplosione di polvere deve essere presente un certo grado di turbolenza per disperdere la polvere in una sospensione (nube). Le esplosioni gassose possono invece avvenire anche con il gas in uno stato quiescente; inoltre le miscele gassose sono omogenee e consistono di particelle di dimensioni molecolari. Al contrario le sospensioni di polveri in aria formano un sistema eterogeneo; inoltre contengono particelle di dimensioni diverse, sempre però molto più grandi e quindi più pesanti delle molecole gassose e che tendono a ridepositarsi a causa della gravità [1] [3] .

1.1.1 Campo di infiammabilità

La determinazione sperimentale dei limiti di infiammabilità di una polvere presenta notevoli difficoltà, in quanto bisogna essere certi che la nube costituente il sistema eterogeneo polvere-aria abbia concentrazione uniforme e che non si formino zone in cui la concentrazione della polvere sia diversa. Quando la concentrazione della polvere supera il limite inferiore e si avvicina al valore stechiometrico, la velocità di propagazione della fiamma e la "violenza" dell'esplosione aumentano.

È importante sottolineare che la concentrazione della nube di polvere, in un volume confinato, non è spazialmente uniforme per cui ritenere che sia possibile impedire un'esplosione rimanendo al di fuori dell'intervallo di infiammabilità, sebbene logicamente corretto, può essere impraticabile.

1.1.2 Energia minima di innesco

Tutte le polveri combustibili richiedono un'energia minima di accensione che varia in funzione della natura chimica della polvere, dell'umidità, della posizione dell'innesco, della sua granulometria, dell'uniformità e della composizione della sospensione. Analogamente alle miscele gassose, l'energia di accensione è minima nei dintorni della composizione stechiometrica ed aumenta nelle vicinanze dei limiti. Fino a pochi anni fa si riteneva che l'energia minima di accensione delle polveri fosse di diversi ordini di grandezza maggiore di quella richiesta dai gas infiammabili. Ulteriori ricerche sui metodi di determinazione dell'energia di accensione, hanno tuttavia dimostrato che variando le caratteristiche di scarica della scintilla si ottengono valori prossimi a quelli dei gas.

I valori dell'energia minima di innesco delle polveri infiammabili, hanno un intervallo molto ampio. Non sono poche le polveri che presentano un'energia minima d'innesco inferiore a 10mJ; talune si trovano persino al disotto di 1 mJ. In via di principio vale la regola secondo cui l'energia minima di innesco di una miscela polvere/aria è tanto più bassa quanto più fine e secco è il prodotto, quanto più è elevata la temperatura della nube di polvere [1] [3].

1.1.3 Scariche elettrostatiche

Per processo di separazione si intende ogni evento che porta alla separazione di superfici inizialmente a contatto tra loro, anche per breve tempo. Processi di separazione si manifestano per esempio nei seguenti casi (fig.1):

- travaso di prodotti
- filtrazione di una sostanza in sospensione
- svuotamento di un materiale sfuso da un sacco o un recipiente
- trasporto pneumatico di materiale sfuso attraverso la tubazione
- urto di particelle di polvere contro la parete di un separatore

Se il campo elettrico, generato da un processo di separazione delle cariche raggiunge intensità elevate a seguito di una forte intensità di accumulo di cariche in uno spazio limitato, quando viene raggiunta l'intensità di campo distruttiva, si verifica una scarica con rilascio di energia liberata dal processo di scarica. La scarica distruttiva, detta anche disruptiva, è quella scarica che si innesca tra due conduttori, quando la differenza di potenziale ad essi applicata supera un certo valore vincendo la rigidità del dielettrico interposto.

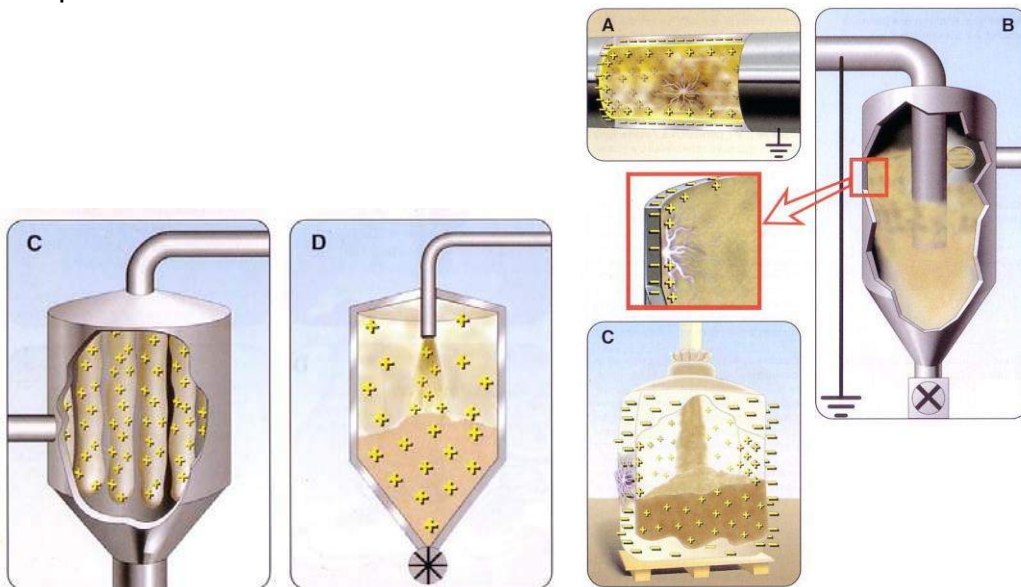


Fig.1- separazione delle cariche in diversi processi industriali

Particolarmente pericolose, ai fini dell'esplosioni delle polveri, sono le cosiddette "scariche a pennacchio" (fig. 1). La scarica a pennacchio è una forma di scarica lungo la superficie di un sottile strato dielettrico (isolante) caricato ad alta intensità e con segni contrapposti su ambedue i lati. Lo strato dielettrico può esistere in forma di parete autoportante o in forma di rivestimento di una superficie metallica. Tali accumuli di cariche si verificano durante [5]:

- il trasporto pneumatico di polveri ad alta velocità attraverso tubazioni isolanti o tubazioni conduttrici provviste di isolamento interno isolante;
- il rimbalzo di particelle di polvere che si susseguono continuamente sulla stessa superficie dell'isolante o su una piastra metallica rivestita con materiale isolante (per esempio all'interno di separatori di polvere);
- il riempimento di contenitori e sili isolanti con prodotti non conduttori, aventi elevate cariche elettrostatiche.

1.2 Effetti dell'esplosioni di polveri

L'effetto esplosivo è funzione della granulometria della polvere, della percentuale di ossigeno della miscela, del grado di umidità, ecc. Se la miscela si trova in condizioni ambiente e in concentrazione stechiometrica, le pressioni massime che possono essere raggiunte durante l'esplosione sono di circa $8 \div 9$ bar per la maggior parte delle polveri (fig.2). Talvolta sono state misurate sperimentalmente anche pressioni superiori, pari a 11-13 bar. [1]

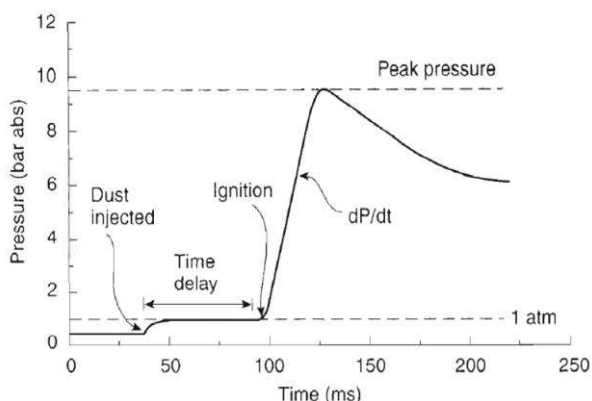
I parametri principali che determinano la violenza dell'esplosione sono: la pressione massima di esplosione e la velocità massima di aumento della pressione. Questi dati vengono solitamente usati per la progettazione dei dispositivi di sfogo dell'esplosione (venting). La pressione d'esplosione e la velocità di aumento della pressione dipendono dalla concentrazione di polvere: i valori di tali parametri aumentano man mano che la concentrazione aumenta (partendo dal limite inferiore), raggiungono un massimo per concentrazioni di poco superiori a quella stechiometrica e poi diminuiscono. In altre parole, questo significa che la violenza di un'esplosione dipende dalla quantità di polvere presente nell'unità di volume.

L'esplosione che si verifica all'interno di un'apparecchiatura viene generalmente definita "primaria". In seguito al cedimento della struttura, la pressione generata può coinvolgere depositi o strati di polvere presenti nelle vicinanze provocando una sospensione al di fuori dell'impianto. Può quindi verificarsi una successiva esplosione (o esplosione secondaria), con conseguenze spesso più disastrose [3].

La legge cubica, dedotta da numerose prove sperimentali in grandi contenitori (da 1 a 60 m³), lega il volume del contenitore in cui avviene l'esplosione alla velocità massima di aumento della pressione, secondo l'espressione [1] [3]:

$$(dP/dt)_{max} \cdot V^{1/3} = K_{st} \quad (1)$$

dove V è il volume espresso in m³ e K_{st} è una costante caratteristica per una data polvere. Le dimensioni di K_{st} sono bar.m.s-1. In fig. 1 sono riportati i valori di K_{st} per alcune polveri di importanza industriale. Si osserva che i valori di K_{st} delle varie polveri sono espressi in un intervallo, in quanto la composizione di ognuna non è sempre identica e lo spettro di granulometria è relativamente ampio [1] [3].



Polvere	P_{max} , bar	K_{st} , bar.m. s ⁻¹
PVC	6,7-8,5	27-98
polietilene	7,4-8,8	54-131
resina epossidica	7,8-8,9	108-174
lignite	8,1-10,0	93-176
cellulosa	8,0-9,8	56-229
pigmenti	6,5-10,7	28-344
alluminio	5,4-12,9	16-750

Fig. 2 – andamento di $P(t)$ e valori di K_{st} per alcune polveri di importanza industriale

2. Sistemi di protezione contro le esplosioni di polveri

I sistemi "costruttivi" per la protezione di silos, serbatoi, filtri, ecc., contro le esplosione possono essere così suddivisi (fig. 3) [6]:

- Soppressione dell'esplosione (caso a)
- Scarico dell'esplosione (caso b)
- Struttura resistente all'esplosione (caso c)

Generalmente i sistemi descritti si adottano in combinazione fra loro, tenendo presente i molteplici aspetti della parte di impianto presa in considerazione.

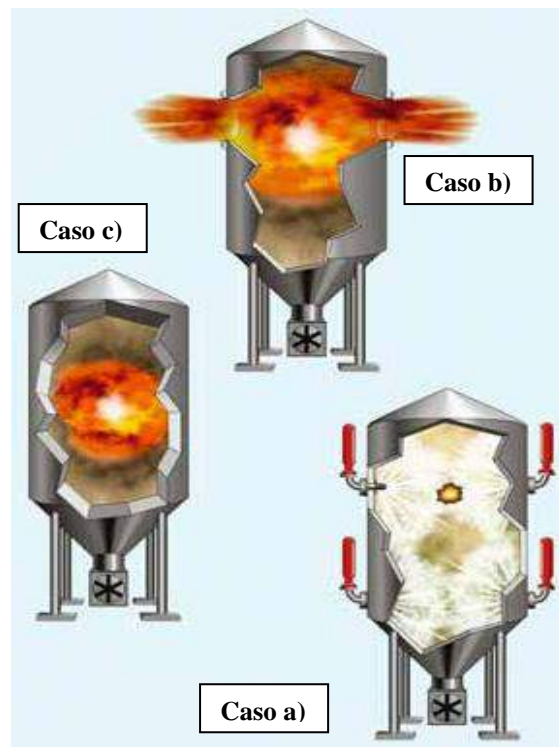


Fig.3

2.1 Sistemi di soppressione dell'esplosione (caso a)

I sistemi di soppressione dell'esplosione impediscono che si raggiunga la pressione massima di esplosione, grazie all'iniezione rapida di agenti estinguenti nei prodotti sedi di esplosione. Ciò significa che gli apparecchi, protetti in questo modo, possono essere progettati per poter resistere ad una pressione di esplosione ridotta. Quando si utilizza la soppressione dell'esplosione, gli effetti di un'esplosione sono generalmente limitati all'interno di apparecchi, sistemi di protezione e componenti. I sistemi di soppressione dell'esplosione sono essenzialmente costituiti da un sistema rilevatore, che rileva l'esplosione incipiente, e da estintori pressurizzati le cui aperture sono attivate dal sistema rilevatore. Il contenuto degli estintori è rapidamente iniettato negli apparecchi da proteggere, e distribuito il più uniformemente possibile. Ciò ha l'effetto di estinguere le fiamme dell'esplosione e ridurre la pressione di esplosione al fine di proteggere la struttura degli apparecchi [6] [8].

2.2 Lo scarico dell'esplosione (caso b)

Lo scarico dell'esplosione è un principio di protezione che, attraverso lo scarico dimiscela combusta e incombusta, riduce la pressione di esplosione; ciò si ottiene prevedendo aperture sufficienti (vent) quali dischi di sicurezza, pannelli o sportelli di esplosione progettati secondo appropriati standard di riferimento.

2.3 Struttura resistente alla pressione di esplosione (caso c)

Gli apparecchi, i sistemi di protezione e i componenti sono progettati e costruiti per resistere alla pressione di esplosione.

3. Tecniche e sistemi per l'isolamento delle esplosioni

L'isolamento dell'esplosione (misure di disaccoppiamento) è una tecnica abbinata a tutti i sistemi di protezione innanzi descritti. Al fine di impedire che un'esplosione occorra in una parte di impianto (ad esempio costituito da serbatoi, silos, filtri, principalmente a funzionamento pneumatico) protetto con i sistemi di cui al paragrafo precedente, possa propagarsi attraverso le tubazioni, esso deve essere dotato di misure di isolamento delle esplosioni.

L'isolamento dell'esplosione (fig. 4) è una tecnica che previene la propagazione degli effetti di un'esplosione entro tubazioni di collegamento o condotte in altre parti dell'impianto. Poiché le esplosioni si propagano principalmente tramite le fiamme più che attraverso l'onda di pressione, è particolarmente importante rilevare, estinguere o bloccare il fronte delle fiamme al primo stadio.

I sistemi per l'isolamento delle esplosioni di polveri combustibili sono in generale costituiti da barriere estinguenti/ tagliafuoco, valvole a ghigliottina, valvole flottanti e valvole rotative anche in combinazione tra di essi. L'isolamento è normalmente installato in una condotta che collega due contenitori; può anche essere posizionato immediatamente accanto alle apparecchiature, come ad esempio ad una valvola rotativa al di sotto della cono del filtro o di un silos [2] [7] [8].

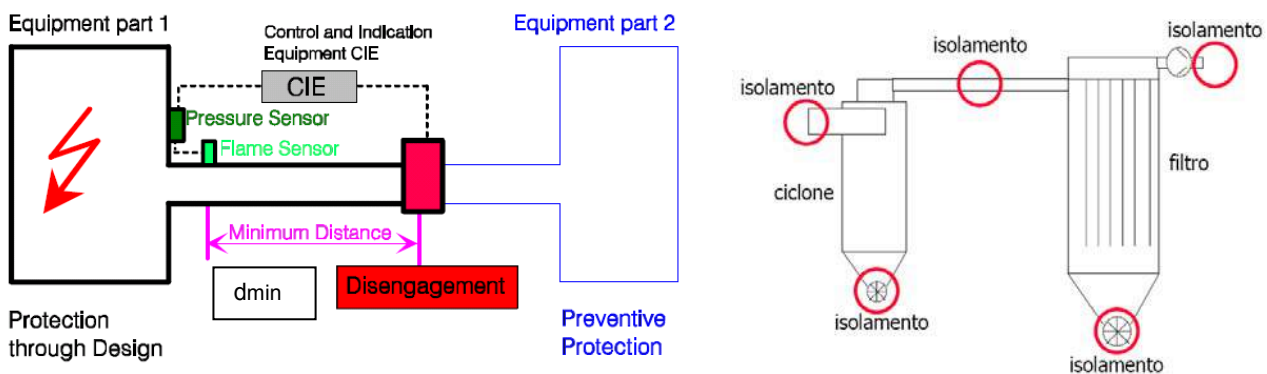


Fig.4 - isolamento dell'esplosione

3.1 Dispositivi di rilevamento

Poiché le esplosioni si propagano tramite le fiamme e non attraverso l'onda di pressione, è particolarmente importante rilevare, estinguere o bloccare il fronte delle fiamme al primo stadio, e cioè isolare l'esplosione.

Per attivare un sistema di isolamento attivo, vengono usati uno o più rilevatori per rilevare le fiamme di un'esplosione in via di propagazione. Ciascun rilevatore fornisce un segnale all'*unità di controllo e segnalazione* (CIE); è importante posizionare il rilevatore ad una distanza minima, per dare tempo sufficiente al sistema di isolamento di rilevare e attivare il dispositivo di blocco dell'esplosione. In alcuni casi è preferibile usare in combinazione un rilevatore di pressione posizionato nell'apparecchiatura (silos, filtro, ecc.) e il rilevatore ottico nelle tubazioni, i quali dovrebbero essere commutati in una logica di tipo OR per attivare il dispositivo di isolamento.

Il rilevamento di fiamme può essere effettuato usando sensori, a rilevamento ottico VV, IR o a radiazioni visibili. È importante montare il rilevatore in modo tale che l'angolo di visione permetta di coprire l'intera area da monitorare. La prestazione di un sensore ottico è anche condizionata da ostacoli all'interno della suo campo visivo, che possono essere superati mediante l'introduzione di più rilevatori. Si deve assicurare che le lenti ottiche siano sempre mantenute pulite.

I messaggi di guasto vengono mostrati e segnalati dalla CIE che ne indica la natura e l'origine. In caso di attivazione del sistema di isolamento dell'esplosione, la CIE fornisce

metodi/misure per iniziare una procedura di blocco/arresto di emergenza dell'impianto protetto. Per l'alimentazione della strumentazione di controllo e segnalazione, ci devono essere a disposizione due fonti di energia indipendenti [2] [7] [8].

3.2 Barriere estinguenti

Una barriera tagliafuoco comprende un sensore ottico ad infrarossi ed un soppressore HRD installato a valle del fronte di fiamma da rilevare. Il dispositivo rileva l'esplosione nell'apparato di impianto protetto attraverso un rilevatore ottico di fiamma ed aziona rapidamente il soppressore HRD, mediante un detonatore che agisce sulla valvola di scarico dello stesso. L'agente estinguente, in genere polvere estinguente insufflato nella tubazione, realizza un'efficace barriera al fronte di fiamma [2].

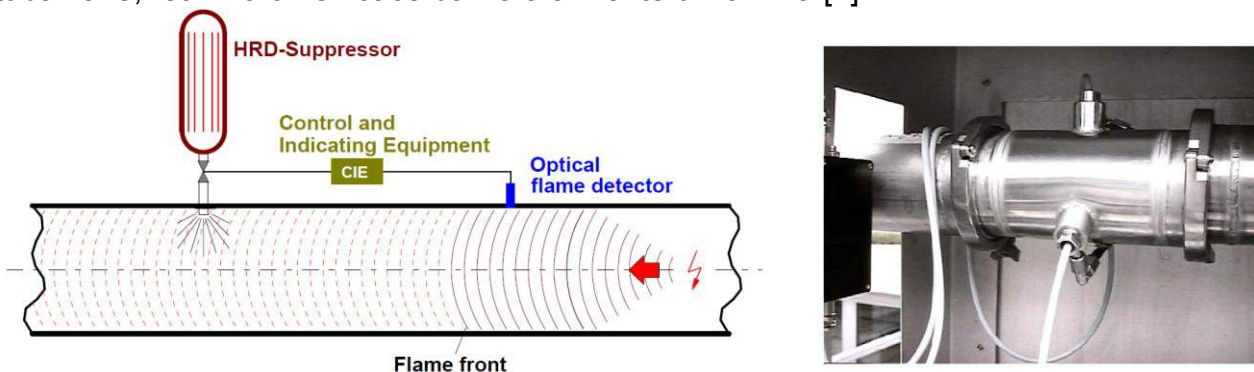


Fig.5 - barriera tagliafuoco comprende un sensore ottico ad infrarossi

In fig.5 è mostrato un rilevatore fotoconduttore ad infrarossi costituito da tre sensori installati simmetricamente sulla tubazione. A seconda del diametro della tubazione, devono essere installati almeno due sensori.

Tra il sensore ottico e la barriera estinguente ci deve essere una distanza minima per evitare che l'azionamento dell'estinguente avvenga dopo che il fronte d'onda abbia attraversato della barriera. In altri termini il tempo di intervento della barriera deve essere minore del tempo che l'onda impiega per percorrere la distanza tra il rilevatore ed il soppressore. Tale distanza minima è funzione della velocità del fronte di fiamma, quest'ultima dipendente soprattutto dal tipo di polvere (coefficiente K_{st}) e dal diametro della tubazione DN (fig. 6). Si riporta una formula empirica, utile alla determinazione della distanza minima [2]:

$$v_m = \{(0.42 - 7.5 \cdot 10^{-4} \cdot DN) \cdot K_{max}\} + 60 \quad (2)$$

$$d_{min} = v_m \cdot t_b \quad (3)$$

dove:

v_m è la velocità del fronte di fiamma in m/s,

K_{max} è la max costante dell'esplosione in m·bar/s,

DN è il diametro nominale della tubazione in mm,

d_{min} è la minima distanza in m,

t_b è il tempo di intervento della barriera estinguente in s.

Il tempo di chiusura t_b , che viene definita dal fabbricante del dispositivo, deve comprendere anche il ritardo elettronico del sensore della strumentazione di controllo e segnalazione (CIE).

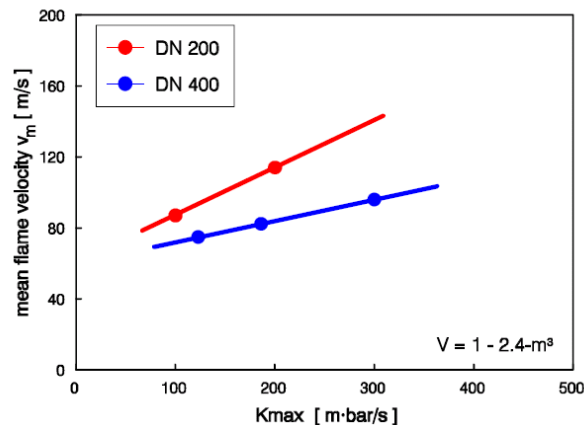


Fig.6 - variazione della velocità, per DN costanti, dal coefficiente Kmax [2]

3.3.Valvola a ghigliottina

La protezione dell'esplosioni con la valvola a ghigliottina (fig.7) ha il vantaggio che il dispositivo di chiusura è normalmente posto al di fuori della sezione della condotta; l'imminente esplosione nelle tubazioni dell'impianto viene rilevata da un sensore ottico il quale attiva il processo di chiusura. La valvola è connessa ad un bombola ad azoto compresso. In caso di esplosione, un impulso emesso da un dispositivo di misurazione e controllo (CIE), attiva un detonatore che apre la valvola della bombola di azoto compresso. Il gas (azoto ad una pressione di 10-40 bar) tramite un sistema a pistone, chiude la ghigliottina che viene ammortizzata dalla deformazione plastica di un dispositivo frenante. Per la progettazione di una valvola a ghigliottina è fondamentale il tempo di chiusura della stessa, che è il tempo tra l'attivazione del detonatore per il meccanismo di chiusura e la completa chiusura della valvola; esso dipende non solo dalla pressione del gas, ma anche dal diametro nominale della valvola, ed è generalmente inferiore ai 50 millisecondi. Questo tempo di chiusura è il tempo reale di chiusura della valvola che non tiene conto del ritardo elettronico della strumentazione di controllo e di segnalazione. Solitamente i valori per il ritardo elettronico sono, per il sensore ottico di fiamma con strumentazione di controllo e segnalazione, di circa 4 millisecondi [2].

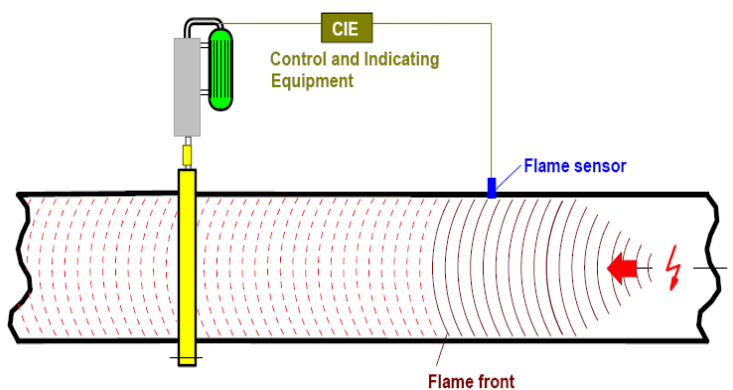


fig. 7 - valvola a ghigliottina

Analoghe considerazioni fatte per le barriere estinguenti, per quanto concerne la distanza minima cui installare il dispositivo, valgono anche per le valvole a ghigliottina.

3.4 Valvola flottante

L'isolamento di esplosione può essere anche attuato mediante le valvole flottanti. Possono essere disposte su tubazioni orizzontali e, se necessario, anche su quelle verticali; sono

adatte in generale per impianti con piccole quantità di polvere. Un esempio di applicazioni di tali valvole, sono gli impianti di ventilazione (fig. 8). Poiché è necessaria una certa sovrappressione di esplosione per chiudere queste valvole, si deve effettuare una distinzione tra *valvole auto attivate* e *valvole attivate esternamente*. Entrambe possono sopportare sovrappressioni di esplosioni all'interno delle tubazioni, da un minimo di 5 bar ad un massimo di 10 bar.

Nella prima tipologia (fig. 8), la valvola si chiude automaticamente grazie all' energia cinetica dell'onda d'urto che precede il fronte delle fiamme. L'interno della valvola barriera contiene una testata montata in alloggiamenti sferici e si può muovere assialmente in entrambe le direzioni. È tenuta in posizione centrale da molle [2].

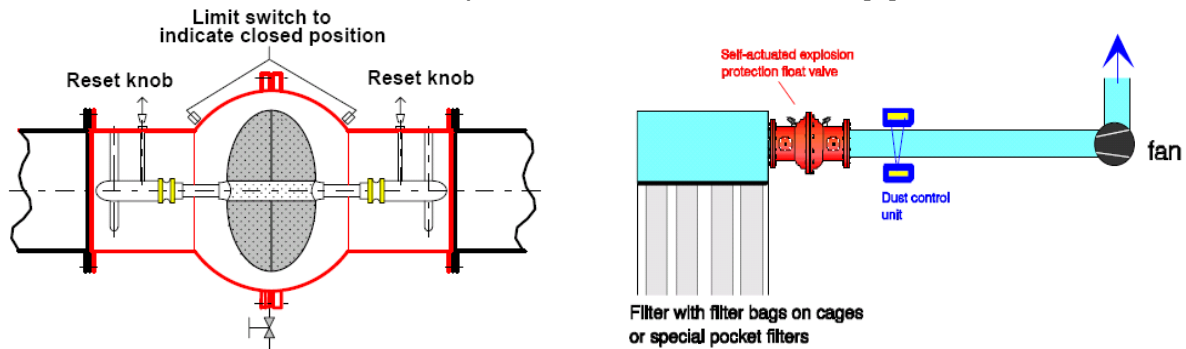


Fig. 8 - valvole auto attivate

Per le seconde, (fig.9) valvole attivate esternamente, il principio di attivazione è simile a quello descritto per le altre tipologie di dispositivi di cui ai paragrafi precedenti.

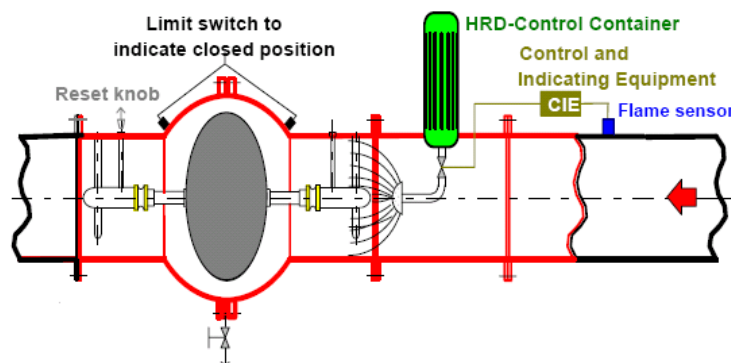


Fig. 9 - valvole attivate esternamente

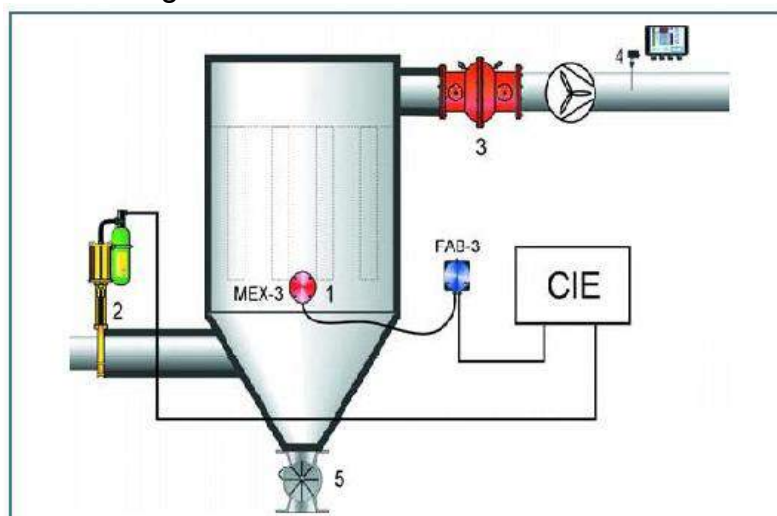


Fig. 10 - esempio di combinazione di dispositivi di isolamento

Conclusioni

Ai sensi degli artt. 289 e 290 del D.Lgs. 81/08, il datore di lavoro deve evitare l'accensione di atmosfere esplosive ed attenuare gli effetti pregiudizievoli di un'esplosione in modo da garantire la salute e la sicurezza dei lavoratori. A tal fine il datore di lavoro deve valutare i rischi specifici derivanti da atmosfere esplosive, tenendo conto della probabilità e durata della presenza di atmosfere esplosive, della probabilità che le fonti di accensione siano presenti e divengano efficaci, ed infine delle caratteristiche dell'impianto, sostanze utilizzate, processi e loro possibili interazioni.

La complessità dei meccanismi che regolano le esplosioni di polveri e la svariata tipologia di dispositivi d'isolamento che la tecnologia mette oggi a disposizione, porta a concludere che quando le condizioni di esercizio di polveri (soprattutto quelle di risulta o indesiderate di un processo industriale) sono suscettibili ad esplosioni interne dovute alla combustione improvvisa, al fine di progettare al meglio il sistema di protezione ci deve essere un'approfondita e proficua collaborazione/scambio di informazioni tra progettista - utilizzatore finale dell'impianto - fabbricanti dei materiali e fabbricanti dei dispositivi di isolamento di cui si è parlato.

Bibliografia

- [1] Paolo Cardillo: "Le esplosioni di gas, vapori e polveri", Stazione Sperimentale per i Combustibili
- [2] R. Siwek, Explosion Technology, Ciba-Geigy Ltd., CH-4002-Basle, Switzerland: "A review of explosion isolating techniques" -2nd world seminar on the Explosion Phenomenon and on the Application of Explosion Protection Techniques in Practice 4th, 5th, 6th, 7th and 8th March 1996
- [3] F.P. Less: "Loss Prevention in the Process Industries" – Butterworth, New York 1996
- [4] N. Piccinini & L. Marmo: "Esplosioni di polveri: analisi di dinamiche incidentali" SAfeR – Centro Studi su Sicurezza, Affidabilità e Rischi Dipartimento di Scienze dei Materiali e Chimica - Politecnico di Torino
- [5] AISS "Elettricità statica – pericoli di innesco e misure di prevenzione", ISSA Prevention Series n. 2017
- [6] ISPESL – Dipartimento Omologazione e Certificazione: "ATEX linea guida alla certificazione-direttiva 94/9/CE"
- [7] Linea guida della Commissione Europea per l'attuazione della direttiva 1999/92/CE
- [8] UNI EN 15089:2009 – Sistemi di Isolamento dell' esplosione

Proposta di procedura per la gestione dell'esercizio, la manutenzione ordinaria o straordinaria, la sostituzione degli accessori di sicurezza a corredo di attrezzature o insiemi a pressione

L. Greco*, E. D'Amico*, F. Boella**

*EZI Inspections Srl Venezia - Porto Marghera

**INAIL – UOT CVR Venezia

Sommario

Lo sviluppo di una regolamentazione tecnica concernente l'esercizio e la corretta gestione degli accessori di sicurezza a corredo di attrezzature o insiemi a pressione ha determinato, nel settore ispettivo, interesse verso un approccio più coerente e aggiornato all'attuale quadro legislativo e normativo, sia nel normale esercizio che nella manutenzione ordinaria o straordinaria degli accessori stessi.

Con l'emanazione del D.Lgs. n. 93/2000, e del D.M. 329/2004, si sono sovrapposte alla preesistente normativa (D.M. 21.05.1974 e disposizioni ad esso collegate), in materia di esercizio delle attrezzature a pressione, varie altre disposizioni risultate di difficile interpretazione e univoca applicazione dopo l'emanazione del D.M. dell'11 aprile 2011, previsto dall'art. 71 c. 13 del D.Lgs. 81/08, quando sono stati abilitati, per lo svolgimento delle verifiche periodiche e a supporto dei soggetti fino a quel momento preposti (INAIL e ASL/ARPA), numerosi altri soggetti con distinte competenze territoriali.

La procedura che si propone, auspicabile per un'uniforme applicazione del dettato legislativo su tutto il territorio nazionale, assume particolare rilevanza metodologica per chi è addetto alla manutenzione/taratura degli accessori di sicurezza, per il datore di lavoro che deve avvalersi di personale esperto, per il consulente che provvede alla valutazione di tutti gli accessori e alla rispettiva installazione, a tutto vantaggio della sicurezza delle attrezzature o insiemi a pressione di cui sono posti a protezione.

1. Introduzione

L'emanazione nel 2004 del Decreto Ministeriale n. 329 che ha regolamentato la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi come previsto dal D.Lgs. n.93/2000, attuazione della Direttiva 97/23/CE e, alcuni anni più tardi, del Decreto Ministeriale 11 aprile 2011 che ha disciplinato, tra l'altro, le modalità con cui effettuare le verifiche periodiche di cui all'allegato VII del D.Lgs. n. 81/2008 e s.m.i., hanno posto in grande evidenza la necessità di una univoca e corretta gestione degli accessori di sicurezza in tutte le fasi in cui possono intervenire soggetti con differenti compiti e gradi d'intervento: dalla taratura, all'installazione, alla manutenzione ordinaria e straordinaria fino alla loro eventuale sostituzione per deterioramento oppure per le mutate condizioni di esercizio delle attrezzature a pressione sulle quali sono installati.

Si intende proporre una procedura di supporto affinché siano sempre soddisfatti i requisiti essenziali di sicurezza richiesti dalla direttiva 97/23/CE in costruzione, evidenziando in ogni momento tutte le caratteristiche essenziali degli accessori di sicurezza (in seguito AS) elencate nel foglio d'istruzioni compilato dal fabbricante e in particolare:

- modi e condizioni d'impiego;
- caratteristiche di portata;
- indicazioni sulla manutenzione e ispezioni periodiche da parte dell'utilizzatore;
- marcatura o etichettatura alle caratteristiche dei materiali con cui sono fabbricati;
- controlli eseguiti sul prodotto.

La proposta riguarda in particolare i tre principali momenti d'intervento sugli AS: in esercizio, quando è necessario attuare una manutenzione ordinaria o straordinaria oppure la sostituzione, garantendo il soddisfacimento di tutte le indicazioni previste dai Decreti Ministeriali 329/2004 e 11 aprile 2011, evidenziando, nella documentazione più avanti proposta, in particolare:

- che la procedura di messa in servizio seguita per l'AS è corrispondente a quella adottata sull'attrezzatura che è destinata a proteggere (D.M. 329/2004, art. 6);
- che siano disponibili le informazioni e sia garantita l'assistenza che l'utilizzatore deve mettere a disposizione del verificatore in occasione delle verifiche (D.M. 329/2004, art. 7 c. 2);
- che siano disponibili le modalità con cui sono state svolte le prove di funzionalità e/o taratura;
- la validità temporale della funzionalità dell'AS conformemente alle indicazioni del fabbricante (D.M. n. 329/2004, art. 13);
- che sia disponibile idonea documentazione che dimostri l'effettiva commercializzazione prima del 29 maggio 2002 di un eventuale AS non CE (D.M. 329/2004, art. 15 cc. 5 e 7);
- che siano state registrate eventuali manutenzioni straordinarie sull'AS (D.M. 11/04/2011, all.to II c. 3.1.2);
- che sia univoca l'individuazione delle attrezzature protette dal o dagli AS dichiarati, in caso di insiemi o tipologie non simili (D.M. 11/04/2011, all.to II c. 4.2.3);
- che eventuali intercettazioni a monte dell'AS siano consentite con sigillo in posizione di aperto apposto dall'INAIL o dalle ASL (DM 11/04/2011, all.to II c. 4.3.1.2).

2. Termini e definizioni

Accessori di sicurezza: dispositivi destinati alla protezione delle attrezzature a pressione contro il superamento dei limiti ammissibili "CSPRS" (D. Lgs. n. 93-2000 punto 2.d).

Committente di servizio ispettivo o di controllo tecnico: persona fisica o giuridica indicata con tale denominazione nel contratto di controllo tecnico, per volontà e per conto della quale l'attività di controllo è eseguita e che incarica direttamente l'organismo ispettivo, specificando l'oggetto e l'obiettivo del servizio.

Ispezione: esame di un prodotto, di un processo, di un servizio, o di una installazione, o di una loro progettazione, e determinazione della sua conformità a requisiti specifici o, sulla base di un giudizio professionale, a requisiti generali (UNI CEI EN ISO/IEC 17020:2012 p. 3.1).

Rapporto di prova: documento in cui il fabbricante, il tecnico incaricato o altro soggetto incaricato al controllo, dichiara che i gli AS forniti sono conformi ai requisiti dell'ordine e nel quale fornisce i risultati di prova specificati su controllo non specifico o precisato sulla norma relativa o sull'ordine.

Soggetto incaricato alla verifica (periodica): INAIL, ASL-ARPA o altro Soggetto, in possesso dei requisiti di legge di cui agli Allegati I e III del D.M. 11/04/2011 per effettuare le verifiche di cui al D.Lgs. 81/08 e s.m.i., art. 71, c. 11.

Pressione di taratura: pressione predeterminata alla quale una valvola di sicurezza in condizioni operative incomincia ad aprirsi (UNI EN ISO 4126-1:2013 p. 3.5).

Sovrappressione: aumento di pressione oltre la pressione di taratura, a cui la valvola di sicurezza raggiunge l'alzata specificata dal fabbricante, di solito espresso come percentuale della pressione di taratura (UN EN ISO 4126-1:2013 p. 3.7).

Verbale di verifica periodica: documento previsto nell'allegato al D.M. dell'11 aprile 2011.

3. Proposta di procedura

È articolata in sezioni con lo scopo di fornire comportamenti procedurali distinti per situazioni che maggiormente si prospettano durante la gestione di un AS in particolare per:

- l'acquisto e l'installazione;
- la manutenzione ordinaria e straordinaria e/o taratura;
- l'esecuzione della verifica di funzionalità con simulazione dei parametri di esercizio;
- il documento di controllo;
- la registrazione e/o archiviazione della documentazione;

e che risulteranno un utile riferimento nei successivi accertamenti di funzionalità, di compatibilità, di buona conservazione degli accessori di sicurezza, svolti durante l'esecuzione delle verifiche periodiche di esercizio sulle attrezzature/insiemi in pressione, ovvero in occasione di manutenzione straordinaria attuata fuori dalle prescritte verifiche di legge.

3.1 Acquisto

Per l'acquisto (fig.1), il committente è tenuto a comunicare al fornitore dell'accessorio di sicurezza tutte le informazioni tecniche dell'attrezzatura da proteggere, in particolare:

- gruppo del fluido da trattare;
- diametro della sezione d'ingresso;
- diametro della sezione di uscita;
- tipo di connessione d'ingresso e di uscita;
- pressione PS di taratura;
- valore della corrispondente sovrappressione;
- portata di scarico nelle condizioni di massima apertura dell' "AS".

Tutte le informazioni richieste dal committente, devono essere confermate dal fornitore e corrispondere ai dati riportati nel certificato CE e/o nel manuale d'uso e manutenzione emesso dal fabbricante dell'AS e, possibilmente, riportate su un certificato di controllo del tipo 3.2 come definito nel seguente paragrafo 3.4.

Se il committente o un suo referente valutano la fornitura rispondente alla richiesta, si può attuare l'installazione dell'accessorio sulla attrezzatura da proteggere.

Il soggetto incaricato emette un rapporto di prova rispettivamente del tipo 2.2 se le modalità di intervento non sono specificate dal committente o non sono previste da regolamenti ufficiali oppure, del tipo 3.2, se il controllo è richiesto in conformità alla specifica della fornitura del servizio e da regolamenti ufficiali.

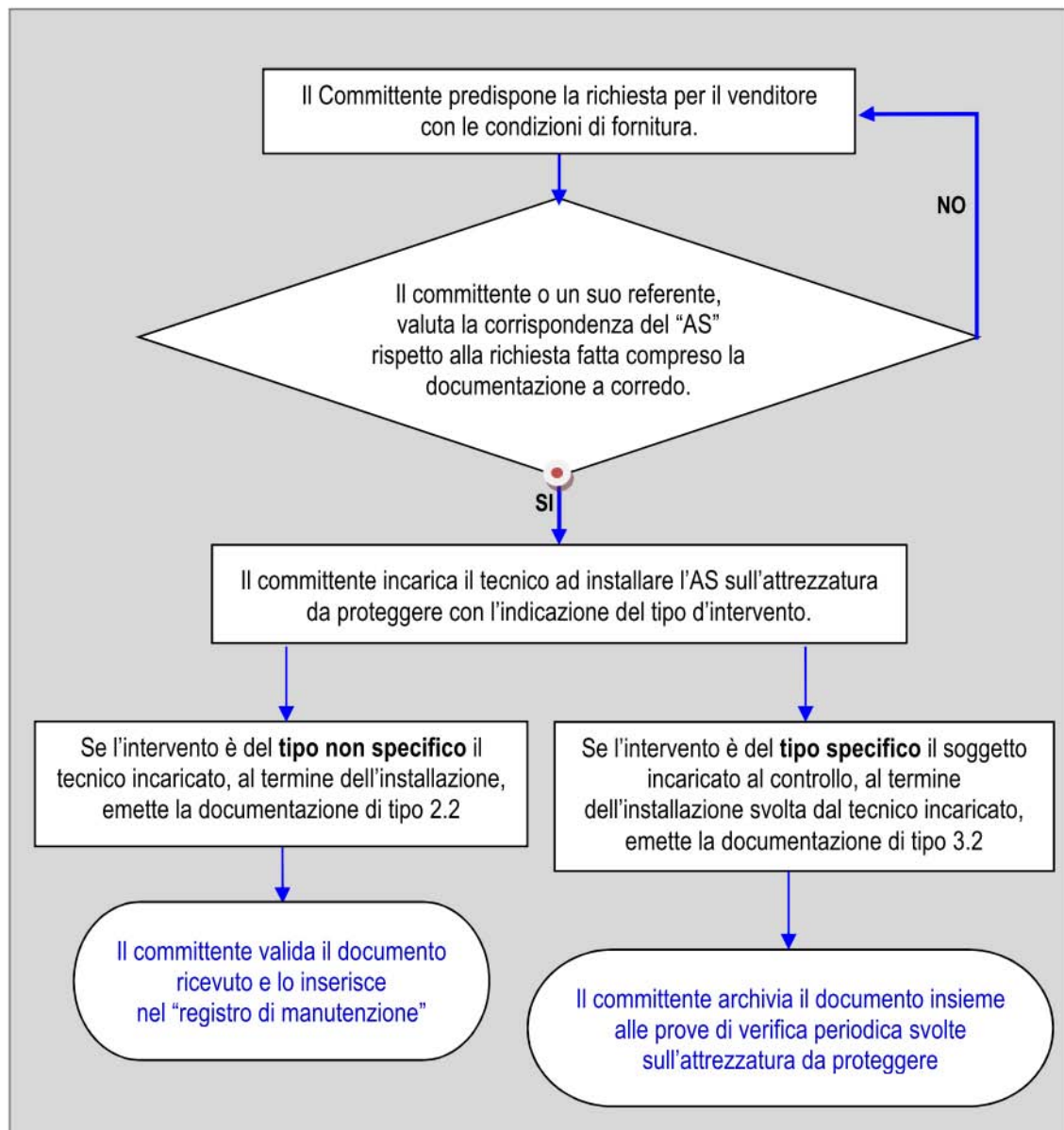


Figura 1 – Acquisto e installazione dell'accessorio di sicurezza

3.2 Manutenzione

Per la manutenzione (fig. 2) sia essa ordinaria o straordinaria oppure solo l'accertamento della taratura al banco che comporta una disinstallazione dell'AS dall'attrezzatura da proteggere, il committente (utilizzatore) è tenuto a dare al manutentore/tecnico esperto, per un corretto intervento tecnico, tutte le indicazioni necessarie e conformi alle indicazioni riportate nel manuale d'uso dell'accessorio di sicurezza: tipo d'intervento ordinario o straordinario, l'uso di idonei materiali per il ripristino dell'efficienza dell'accessorio, il valore di taratura, il corretto funzionamento e/o tenuta.

Al termine dell'intervento e comunque prima della reinstallazione dell'AS sull'attrezzatura di origine, il tecnico o manutentore incaricato emette un documento di controllo del tipo 2.2, se l'incarico rientra nelle attività di manutenzione interna del committente/utilizzatore; se il controllo è riferibile a particolari norme o disposizioni, similmente a quanto proposto in caso di acquisto dell'AS viene emesso un documento di controllo del tipo 3.2.

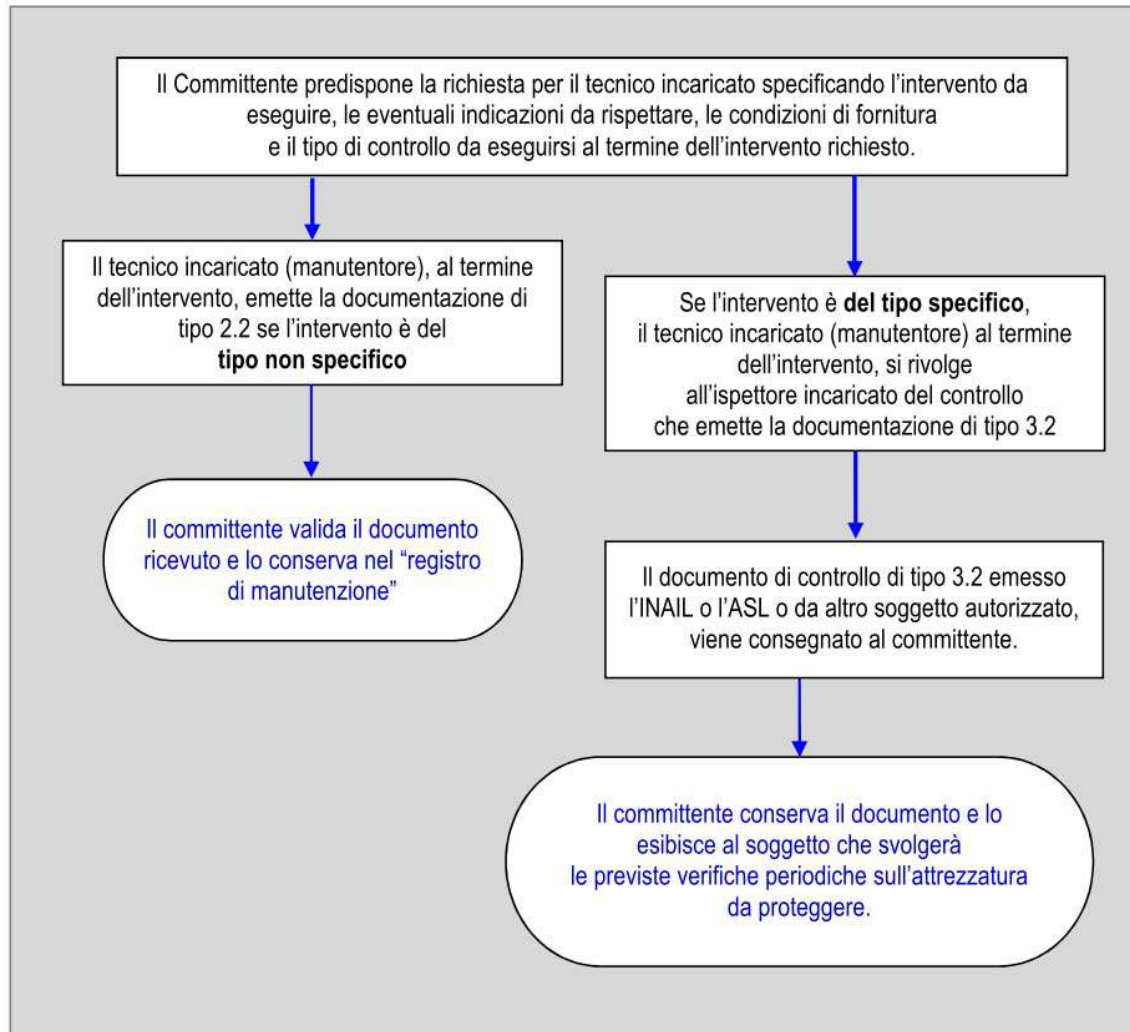


Figura 2 – Manutenzione dell’AS con disinstallazione dall’attrezzatura da proteggere

3.3 Verifica di funzionalità

In occasione della verifica di riqualificazione periodica di funzionamento, per l’esecuzione della verifica di funzionalità con simulazione dei parametri di esercizio, l’utente, concordemente con il soggetto incaricato alla verifica, provvederà a stilare una procedura di comportamenti e/o attività da svolgere durante la simulazione dei parametri di esercizio dell’attrezzatura da proteggere e in sicurezza sia durante la prova, sia nel ripristino dei parametri originali dei (CSPRS) e/o (SRMCR) esclusi o modificati nei parametri di lavoro. La procedura può essere allegata alle documentazioni di verifica periodica o nel “Registro di controllo”, previsto dal D.M. 11/04/2011, all.to Il c. 3.1.2 e aggiornata quando vengono a mutare le condizioni e/o il personale interessato.

3.4 Documento di controllo

Per il tipo di documento da emettere nelle due fasi descritte in precedenza: acquisto/installazione del (AS) o disinstallazione/manutenzione del (AS), si propongono due tipi di documenti (Tab. 1) distinti per il tipo d’intervento da attuarsi e per il soggetto preposto alla validazione.

Rapporto di prova
Tipo 2.2 – Documento di controllo contenente la “Dichiarazione di conformità all’ordine con l’indicazione dei risultati del controllo non specifico” e validato dal committente (utilizzatore).
Tipo 3.2 – Documento di controllo contenente la “Dichiarazione di conformità all’ordine con l’indicazione dei risultati del controllo specifico” e validato dall’ispettore designato dai regolamenti ufficiali.

Tabella 1 – Tipologie del rapporto di prova

I documenti di controllo proposti riguardano la fornitura (se del caso di un servizio) e in generale rientrano nel rapporto tra fornitore e committente (con la partecipazione eventuale al posto di quest’ultimo di un ispettore in caso sia previsto da regolamenti ufficiali) e non devono essere confusi con i verbali di verifica che, in molti casi, sono imposti dalla legislazione vigente (es. periodiche) o definiti dal soggetto titolare della funzione (es. messa in servizio).

Quando il committente (utilizzatore) incarica un tecnico o un soggetto incaricato alla verifica ad eseguire un intervento sull’AS deve specificare se è conseguenza di una prassi interna - controllo non specifico - oppure se il controllo è specifico e relativo a particolari disposizioni o norme in argomento.

Se l’intervento richiesto è un controllo non specifico previsto dal committente (utilizzatore), il rapporto di prova (documento di tipo 2.2) è emesso dal tecnico incaricato; In questo caso la validazione del documento spetta al committente in quanto definisce, oltre che l’intervento, anche alle attività da svolgere.

Quando il committente (utilizzatore) richiede un intervento in cui è previsto un controllo specifico e relativo a particolari norme o disposizioni, il rapporto di prova emesso dal tecnico incaricato deve essere validato dall’ispettore designato dai regolamenti ufficiali, soggetto garante del rispetto delle disposizioni che ne sovrintendono l’attività (documento di tipo 3.2).

Il documento di tipo 2.2 verrà conservato nel “Registro di controllo”, previsto dal D.M. 11/04/2011, all. Il c. 3.1.2, mentre il documento del tipo 3.2 verrà allegato alle verifiche di legge previste D.M. 11/04/2011.

I documenti di controllo, contenenti le informazioni evidenziate nell’allegato 1, verrebbero prodotti in duplice copia, di cui una destinata al soggetto che lo emette, la seconda a corredo dell’accessorio di sicurezza per tutto il periodo di validità dell’intervento tecnico eseguito.

3.5 Registrazione e archiviazione

Nel rispetto degli obblighi del datore di lavoro previsti dal D.Lgs. n.81/2008, art. 71 c. 4, i risultati dei controlli eseguiti devono essere riportati per iscritto e devono essere conservati e tenuti a disposizione degli organi di vigilanza.

Qualora le attrezzature di lavoro corredate degli AS riportati nel rapporto di prova di cui al punto 3.4 siano usate al di fuori della sede dell’unità produttiva, devono essere accompagnate da un documento attestante l’esecuzione dell’ultimo controllo con esito positivo.

Per la registrazione e/o archiviazione della documentazione le procedure informatiche possono essere utilizzate quando è rintracciabile almeno una copia originale del controllo eseguito; in tal caso, gli estremi di catalogazione e di archiviazione devono essere riportati nei rapporti di prova.

4. Conclusioni

La proposta di procedura illustrata, è un tentativo di coinvolgere tutti i soggetti interessati al fine di migliorare la gestione degli accessori di sicurezza, condizione necessaria per l'utilizzo sicuro delle attrezzature a pressione.

Infatti se tutti i soggetti coinvolti - datore di lavoro/utilizzatore, progettista, manutentore, ispettore, addetto alla sicurezza sul lavoro, esperto – condividono e adottano procedure comuni, si stimola un processo di miglioramento continuo, reso necessario dalla complessità dell'apparato normativo e legislativo del settore.

L'utilizzo dei moduli proposti, sicuramente adattabili in funzione di diverse necessità, lungi dal voler essere un ulteriore appesantimento burocratico, si ritiene altresì possa rappresentare uno strumento semplice per garantire il soddisfacimento di alcuni elementi essenziali delle attività e delle operazioni tecniche previste per gli accessori di sicurezza, nel rispetto della regolamentazione vigente, esplicitandone nel contempo gli obblighi e le indicazioni essenziali, contribuendo a limitare fraintendimenti e cattive interpretazioni.

5. Bibliografia

- [1] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione".
- [2] Decreto Ministero Attività Produttive n. 329 del 1 dicembre 2004 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'art. 19 del D. Lgs. 25 febbraio 2000, n.93".
- [3] UNI EN 764-7:2004 "Attrezzature a pressione - Sistemi di sicurezza per attrezzature a pressione non esposte a fiamma".
- [4] UNI EN 11325-6:2013 "Attrezzature a pressione - Messa in servizio delle attrezzature e degli insiemi a pressione".

Allegato 1 – Contenuto del rapporto di prova

Informazioni richieste per la compilazione del documento di prova

- *Intestazione e indirizzo del tecnico incaricato*
- *N° del documento delle prove e verifiche*
- *Tipo del rapporto di prova (2.2 o 3.2)*
- *Ditta e indirizzo di chi incarica l'intervento e ne indica il tipo [specifico a norme o disposizioni o non]*
- *Tipo di intervento richiesto*

Dati d'identificazione e caratteristiche dell'accessorio di sicurezza

- *Fabbricante*
- *Tipo / modello*
- *N° di fabbrica / serie / lotto*
- *Diametro della sezione d'ingresso e di uscita, [solo per le valvole di sicurezza]*
- *Tipo di connessione d'ingresso e di uscita, [solo per le valvole di sicurezza]*
- *Max portata di scarico nelle condizioni di taratura, in kg/h o m³/h [solo per le valvole di sicurezza]*
- *Gruppo di fluido consentito (1 o 2), [se previsto]*
- *Campo di temperatura di esercizio consentito (Tmax..... Tmin.... in °C)*
- *Campo di pressione di esercizio consentito (Pmax Pmin.....in bar)*

Taratura richiesta:

- *Temperatura di taratura in °C, [quando richiesto]; tolleranza d'intervento in °C*
- *Pressione di taratura in bar, [quando richiesto]; sovrappressione di taratura in %.....*

Descrizione sintetica del procedimento adottato per la taratura:

[condizioni di esecuzione della prova, modalità di esecuzione della prova, classe della strumentazione utilizzata, eventuali altre indicazioni utili per la successiva manutenzione e/o installazione]

Esito della prova: valida fino al: *[data]*

Annotazioni:

Luogo e data di esecuzione della prova:

[timbro, qualifica, organismo (se richiesto) e firma di chi emette il "rapporto di prova"]

.....

Allegati:

- *Dichiarazione di conformità [quando richiesto]*
- *Altro [quando richiesto]*

Allegato 2 - Elenco non esaustivo di riferimenti per l'utilizzo dei sistemi di sicurezza per la limitazione diretta della pressione

<i>Riferimento</i>	<i>Titolo</i>
UNI EN 764-7	Attrezzature a pressione - Sistemi di sicurezza per attrezzature a pressione non esposte a fiamma
UNI EN ISO 4126-1	Dispositivi di sicurezza per la protezione contro le sovrappressioni – Parte 1: Valvole di sicurezza
UNI EN ISO 4126-2	Dispositivi di sicurezza per la protezione contro le sovrappressioni – Parte 2: Dispositivi di sicurezza a disco di rottura
UNI EN ISO 4126-3	Dispositivi di sicurezza per la protezione contro le sovrappressioni - Parte 3: Valvole di sicurezza in combinazione con dispositivi di sicurezza a disco di rottura
UNI EN ISO 4126-4	Dispositivi di sicurezza per la protezione contro le sovrappressioni – Parte 4: Valvole di sicurezza comandate da pilota
UNI EN ISO 4126-5	Dispositivi di sicurezza per la protezione contro le sovrappressioni – Parte 5: Sistemi di sicurezza controllati (CSPRS)
UNI EN ISO 4126-6	Dispositivi di sicurezza per la protezione contro le sovrappressioni – Parte 6: Applicazione, selezione e installazione dei dispositivi di sicurezza a disco di rottura
UNI EN ISO 4126-7	Dispositivi di sicurezza per la protezione contro le sovrappressioni - Parte 7: Dati comuni
ISO 4126-9	Safety devices for protection against excessive pressure – Part 9: Application and installation of safety devices excluding stand-alone bursting disc safety devices
ISO 4126-10	Safety devices for protection against excessive pressure – Part 10: Sizing of safety valves and connected inlet and outlet lines for gas/liquid two-phase flow
UNI 10197	Banchi di taratura per valvole di sicurezza. Requisiti generali
UNI EN 12952-10	Caldaie a tubi d'acqua e installazioni ausiliarie - Parte 10: Requisiti per la protezione dagli eccessi di pressione
UNI EN 12952-11	Caldaie a tubi d'acqua e installazioni ausiliarie - Parte 11: Requisiti dei dispositivi di limitazione della caldaia e degli accessori
UNI EN 12953-8	Caldaie a tubi da fumo - Requisiti per la protezione da sovrappressione
UNI EN 12953-9	Caldaie a tubi da fumo - Parte 9: Requisiti dei dispositivi di limitazione della caldaia e degli accessori
UNI EN 13136	Impianti di refrigerazione e pompe di calore - Dispositivi di limitazione della pressione e relative tubazioni - Metodi di calcolo
UNI EN 13648-1	Recipienti criogenici - Dispositivi di sicurezza per la protezione contro la sovrappressione - Valvole di sicurezza per il servizio criogenici
UNI EN 13648-2	Recipienti criogenici - Dispositivi di sicurezza per la protezione contro la sovrappressione – Dischi di rottura per il servizio criogenici
UNI EN 13648-3	Recipienti criogenici - Dispositivi di sicurezza per la protezione contro la sovrappressione – Determinazione dei requisiti di scarico - Portata e dimensionamento
UNI EN 14071	Valvole di sicurezza per serbatoi per GPL – Attrezzature ausiliarie
UNI EN 14129	Valvole di sicurezza per i serbatoi per GPL
UNI EN 14570	Equipaggiamento di serbatoi per GPL, fuori terra ed interrati
API RP 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries – Part I - Sizing and Selection
API RP 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries – Part II - Installation
API RP 521	Guide for Pressure - Relieving and Depressuring Systems
Racc. "E" ISPESL	Specificazioni tecniche applicative del D.M. 21 maggio 1974-Norme integrative del regolamento approvato con R.D. 12 maggio 1927, n. 824, e disposizioni per l'esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchi a pressione.

Anomalie delle attrezzature in pressione

V. Notari*, A. Montanari*, L.Pallavicini**

*AUSL di Reggio E.- Settore Sicurezza Impiantistica Antinfortunistica

**AULSL di Piacenza - Coordinatore Gruppo R.E.R. Attrezzature in Pressione

Sommario

L'attività pluriennale di verifica delle "attrezzature a pressione" svolta dai Settori Impiantistici della Regione Emilia Romagna, ha consentito di estrapolare dagli esiti delle verifiche una serie significativa di dati inerenti alle "anomalie delle attrezzature a pressione".

La pubblicazione, giunta alla terza edizione, realizzata su mandato della Regione dal "Gruppo di lavoro regionale Attrezzature a pressione", sintetizza i casi più significativi delle anomalie rilevate nel periodo dal 2001 al 2013.

1. Introduzione

Il termine "anomalia" identifica sia difetti veri e propri, sia particolari condizioni dell'attrezzatura che si discostano da quelle prevedibili nel normale esercizio.

La classificazione delle anomalie può essere ricondotta a due categorie principali: anomalie originarie e anomalie dovute alle condizioni di esercizio.

Nel caso delle anomalie originarie le strutture e i materiali che costituiscono l'attrezzatura possono già dalla loro origine avere difetti che in fase di costruzione possono essere ritenuti accettabili, o non rilevabili in quanto non ancora apprezzabili.

La caratteristica dei difetti definiti originari è quella di emergere durante l'esercizio anche a distanza di molto tempo dalla costruzione dell'apparecchio.

Le tipologie di anomalie originarie più significative riscontrate sono le seguenti:

- sfogliature delle lamiere
- inclusioni di materiali estranei
- non completa penetrazione della saldatura
- persistenza di tensioni nelle lamiere per non corretto trattamento termico di distensione.

Le tipologie di anomalie dovute alle condizioni di esercizio emerse nell'analisi dei dati sono le seguenti:

- cricche nei materiali
- cricche su saldature
- corrosioni di varia natura
- riduzioni di spessore nei materiali
- deformazioni permanenti

L'esperienza ha evidenziato che non esistono apparecchiature o attrezzature intrinsecamente sicure; il non corretto o improprio utilizzo o la non corretta manutenzione, costituiscono fattori di rischio rilevanti, che possono portare a incidenti anche gravi.

Per valutare adeguatamente le anomalie dovute all'esercizio, si è ritenuto opportuno separare l'esame dei generatori di vapore dai recipienti contenenti vapori e gas, in quanto i primi sono soggetti a fiamma diretta e pertanto sollecitati direttamente dall'energia termica.

2. La raccolta dei dati

I dati relativi alle anomalie sono stati rilevati dai tecnici dei settori impiantistici della Regione Emilia Romagna nell'attività di verifica periodica delle attrezzature a pressione.

Questi dati sono stati riportati in schede (*figura 1*), numerate progressivamente e suddivise per tipologie di apparecchi.

All'atto del riscontro di un'anomalia significativa, il tecnico provvedeva alla compilazione della scheda facendola pervenire al Gruppo di lavoro regionale.

Per valutare adeguatamente le anomalie dovute all'esercizio, si è ritenuto opportuno separare l'esame dei generatori di vapore dai recipienti contenenti vapori e gas, in quanto i primi sono soggetti a fiamma diretta e pertanto sollecitati direttamente dall'energia termica. L'analisi della documentazione è stata fatta estrapolando i seguenti dati:

- dati statistici (Descrizione categoria utente; Tipologia attrezzatura; Descrizione dell'attrezzatura; Descrizione del sito/locale di installazione; Descrizione ciclo produttivo in cui è inserita l'attrezzatura)
- dati tecnici (pressione; temperatura; superficie; producibilità; capacità)
- descrizione dell'anomalia riscontrata;
- studio della causa che ha prodotto l'anomalia;
- intervento correttivo proposto e relativo esito.


ANOMALIE DEGLI APPARECCHI A PRESSIONE			
SCHEDA RACCOLTA DATI	N°3		
DATI STATISTICI			
Descrizione categoria utente	Caseificio		
Tipologia attrezzatura	Generatore di vapore		
Descrizione dell'attrezzatura	Generatore di vapore: ad inversione di fiamma a tre giri di fumo piastre piane		
Descrizione del sito/locale di installazione	Stabilimento per la produzione di Parmigiano-Reggiano		
Descrizione ciclo produttivo in cui è inserita l'attrezzatura	Cottura delle forme		
DATI TECNICI			
Anno costruzione	2001		
1° pressione	12.0		
1° temperatura	192		
Capacità	5910 lt	Superficie	69.8 m ²
Producibilità	3 t/h		
Descrizione dell'anomalia riscontrata			
Generatore di vapore ad inversione di fiamma; marcata deformazione del focolare con tre schiacciamenti simmetrici interessanti l'intera lunghezza del focolare			
Studio della causa che ha prodotto l'anomalia			
Il generatore per scelta costruttiva, ha il barilotto (tubo di calma) contenente le sonde di livello, ubicato nel corpo caldaia; la comunicazione con la camera del vapore e la camera dell'acqua è garantita da idonei fori realizzati nel corpo dello stesso. L'occlusione dei fori di comunicazione ha impedito ai livellostati di funzionare con regolarità, provocando l'eccessivo abbassamento del livello dell'acqua in caldaia fino alla scoperta del focolare, il quale si è deformato a causa del surriscaldamento.			
La causa dell'anomalia è da ricercare nella carenza di spurghi di fondo e nel probabile malfunzionamento dell'impianto di addolcimento, per cui nel tempo si è avuto un incremento esponenziale della salinità dell'acqua di caldaia che ha provocato l'occlusione dei fori del barilotto.			
Intervento correttivo proposto e relativo esito			
Demolizione del generatore			
Documentazione fotografica allegata			
			

Figura 1 - Scheda raccolta dati

3. Anomalie generatori di vapore

Le anomalie più ricorrenti riscontrate sul campione esaminato nei generatori di vapore sono classificabili come:

- cricche su saldature
- fessurazioni nel materiale
- deformazioni permanenti
- corrosioni

In Figura 2 è indicata la distribuzione percentuale delle anomalie riscontrate sul campione analizzato.

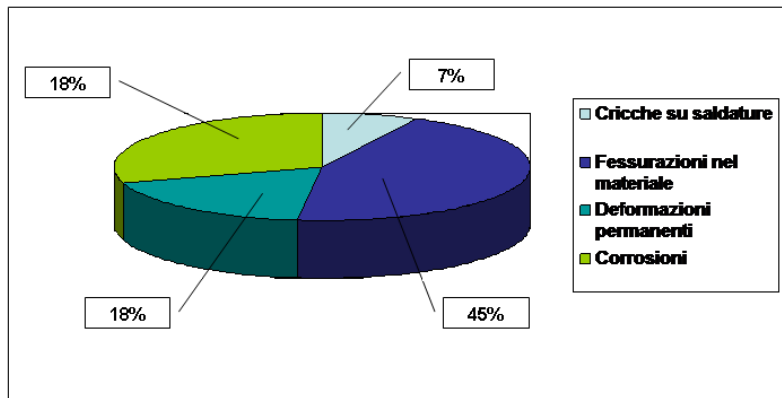


Figura 2 - distribuzione percentuale delle anomalie

In Figura 3 è invece indicata la distribuzione percentuale sul campione analizzato delle cause e concause provocanti l'anomalia riscontrata:

- trattamenti dell'acqua di alimentazione;
- manutenzione, analisi e controlli;
- variazioni di combustibile;
- surriscaldamenti;
- dilatazioni termiche;
- condizioni di esercizio non previste dal progetto;
- anomalie originarie.

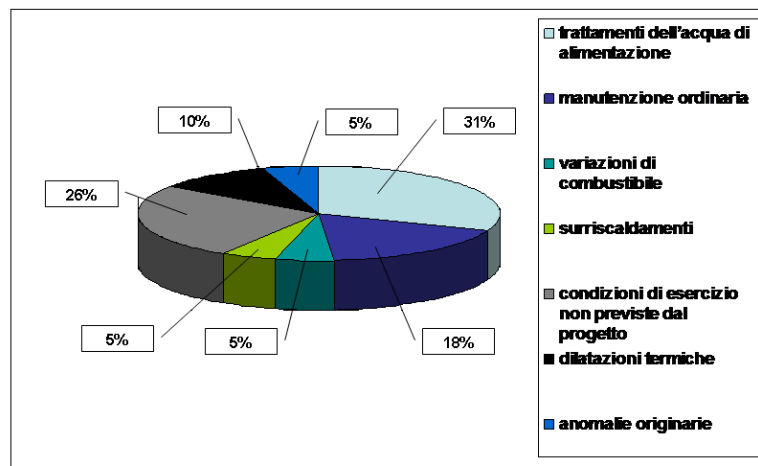


Figura 3 - distribuzione percentuale cause e concause provocanti l'anomalia

3.1 Analisi delle cause

3.1.1 Acqua d'alimentazione

Negli impianti termici l'acqua può dare origine a due tipi di inconvenienti: incrostazioni e corrosioni. Mentre il fenomeno delle incrostazioni è abbastanza definito e delineato perché la sua origine è unica ed è, quasi sempre, la durezza e cioè il contenuto in acqua di sali di calcio e di magnesio e di silicati, il fenomeno corrosivo è, invece, un fenomeno complesso di cui è spesso difficile determinarne le cause d'origine e quelle di sviluppo. A complicare l'analisi della corrosione nelle tubature metalliche è la presenza degli ossidi metallici (generati dalla corrosione stessa) che si depongono in altri punti dell'impianto, dando origine a pile di corrosione secondaria.

3.1.2 Manutenzione, analisi e controlli

Per la corretta gestione di un generatore di vapore e per la conservazione di tutte le linee di vapore e di condensa, è necessario eseguire regolarmente tutta una serie di controlli e analisi che consentano di verificare la regolarità di gestione e il valore dei parametri chimici. Deve essere, dunque, evidenziata l'importanza dell'assistenza continua del conduttore che può intervenire tempestivamente al variare dei parametri di funzionamento oltre i limiti di controllo. La corretta conduzione di una centrale a vapore prevede controlli sistematici dei parametri chimici dell'acqua di alimento e di esercizio, ma anche controlli periodici mensili da eseguire con l'ausilio di un laboratorio qualificato sulle analisi dell'acqua d'alimento degli impianti.

In particolare il conduttore deve controllare con regolarità le caratteristiche chimiche della condensa e tutti i parametri e dispositivi analizzabili strumentalmente anche se dotati di sistemi di allarme.

3.1.3 Variazione del combustibile

L'adozione di un combustibile diverso da quello originario, in particolare la sostituzione dell'olio combustibile con il gas metano, deve avvenire con le necessarie cautele.

La fiamma prodotta da un olio combustibile cede calore per irraggiamento mentre quella del gas principalmente per convezione.

Con la combustione dei gas, i fumi pertanto escono più caldi con il rischio di surriscaldamento delle pareti di scambio; tale fenomeno può provocare in molti casi fessurazioni nella parte terminale dei tubi da fumo e nei giunti saldati.

In questi casi soluzioni idonee possono essere: l'installazione al termine del focolare di un refrattario rompi fiamma, l'impiego di bruciatori con potenzialità inferiore e la regolazione della combustione, aumentando l'eccesso d'aria in modo che sia possibile abbassare la temperatura dei fumi all'uscita del focolare.

Quest'ultima soluzione ha però l'inconveniente di ridurre notevolmente il rendimento del generatore.

3.1.4. Surriscaldamenti

Oltre al citato pericolo di cricche nelle saldature di unione tra i tubi e piastre tubiere o nei tubi stessi, si possono generare aumenti localizzati della temperatura di parete delle piastre tubiere, in caso di cedimento dei refrattari d'isolamento della zona superiore a contatto, all'interno, con il vapore.

3.1.5. Dilatazioni termiche

Sono particolarmente pericolose per i generatori a tubi di fumo di grande potenzialità in quanto le dilatazioni sono direttamente proporzionali alla lunghezza delle membrature.

Le conseguenze meno gravi per la sicurezza, ma rilevanti dal punto di vista economico per l'utente, consistono nella perdita di tenuta con trafile d'acqua sulla mandrinatura dei tubi in corrispondenza del primo giro dei fumi.

3.1.6. Condizioni di esercizio non previste dal progetto

Si tratta di anomalie che si evidenziano durante l'esercizio del generatore e che non sono prevedibili all'atto della progettazione. Si possono citare come casi esemplificativi: lo stress termico sulle zone d'ingresso dell'acqua di alimentazione, la non idonea potenzialità del bruciatore installato, la varietà dei combustibili impiegati, come ad esempio i rifiuti solidi negli impianti di incenerimento.

4. Anomalie attrezzature a pressione di gas e vapori

L'analisi della documentazione prodotta in sede di verifica è stata analizzata estrapolando, i dati con la stessa metodologia dei generatori a vapore.

Le anomalie più ricorrenti riscontrate sul campione esaminato nelle attrezzature a pressione sono classificabili come:

- Cricche su saldature
- Fessurazioni nel materiale
- Cedimento strutturale
- Corrosioni
- Anomalie originarie

In Figura 3 è indicata la distribuzione percentuale delle anomalie riscontrate sul campione analizzato

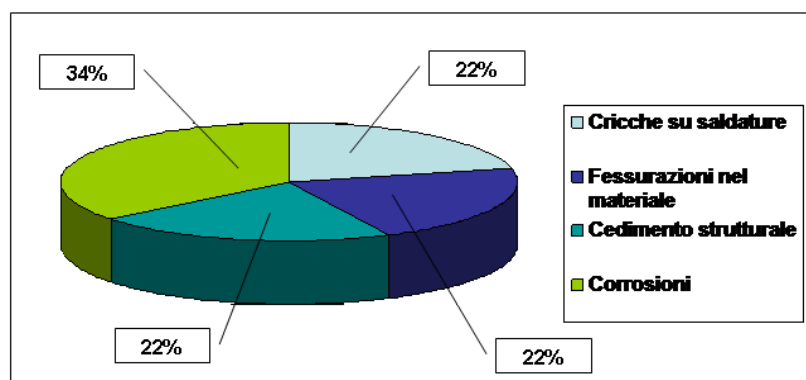


Figura 3 - distribuzione percentuale delle anomalie recipienti vapore e gas

Le cause più ricorrenti riscontrate nelle attrezzature a pressione provocanti un'anomalia sono classificabili come:

- condizioni di esercizio non previste dal progetto;
- inadeguata manutenzione;
- sollecitazioni non previste dal progetto;
- anomalie originarie.

In Figura 4 è indicata la loro distribuzione percentuale sul campione analizzato.

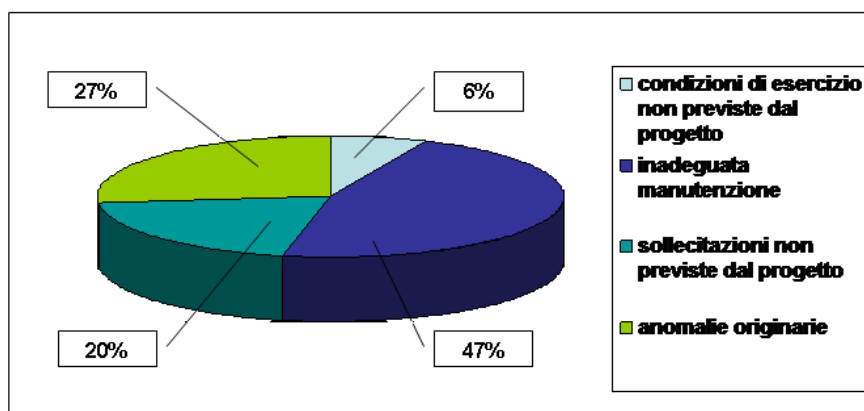


Figura 4 - distribuzione percentuale sul campione analizzato delle cause e concause

4.1 Analisi delle cause

Senza entrare nella specifica analisi delle cause (ampiamente curata nell'elaborato) si evidenzia che il fattore preponderante è identificabile nella "inadeguata manutenzione". Tale dato rimarca come in linea generale vi sia una chiara tendenza alla sottovalutazione dell'importanza della manutenzione di tali attrezzature; è importante evidenziare come la manutenzione sia obbligatoria, in base all'art.71 comma 4 del D.Lgs. 81/08, per le attrezzature da lavoro, ma che questa sia determinante per il loro utilizzo in sicurezza indipendentemente da dove queste siano installate.

5. Conclusione

L'obiettivo della raccolta delle schede è stato quello di costituire un valido strumento tecnico di consultazione per tutti i soggetti interessati alla tematica della sicurezza delle attrezzature e impianti a pressione, specificatamente per gli operatori addetti ai controlli istituzionali e per i responsabili della sicurezza delle aziende. La finalità dell'elaborato è di sottolineare l'importanza delle Verifiche di Riquilibratura Periodica, della conseguente valutazione degli effetti anomali e della ricerca, a volte difficoltosa, delle cause che li hanno determinati al fine di evitare possibili incidenti. Le schede saranno oggetto di una imminente pubblicazione della Regione Emilia Romagna.

6. Bibliografia

- [1] Regione Emilia Romagna - Gruppo Regionale Apparecchi a Pressione: "Anomalie degli apparecchi a pressione", Materiale 22, 2002
- [2] Frabetti L., Notari V., Pallavicini L., "Attrezzature a pressione negli impianti a rischio di incidente rilevante", Atti Convegno SAFAP 2006, Roma 5-6 aprile 2006, pp.217-226
- [3] Frabetti L., Notari V., Pallavicini L., "La sicurezza delle attrezzature a pressione", ARPA Rivista, n. 3, maggio-giugno 2006, pp.25-26
- [4] Notari V., "Modalità di verifica di generatori e recipienti di vapore e gas", negli Atti del Convegno su "Attività UPG", Bologna, 2012