

GLI STOCCAGGI SOTTERRANEI DI GAS NATURALE Linee Guida per la valutazione dei Rapporti di Sicurezza



**GRUPPO DI LAVORO INTERISTITUZIONALE ISTITUITO NELL'AMBITO
DEL COORDINAMENTO NAZIONALE DI CUI ALL'ART.11 DEL DECRETO
LEGISLATIVO DEL 26 GIUGNO 2015 N.105**

OTTOBRE 2018

Le Linee Guida sono state redatte dal Gruppo di lavoro istituito dal Coordinamento per l'uniforme applicazione sul territorio nazionale presso il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare di cui all'art.11 del D.Lgs. 105/2015. Esse sono dirette a fornire ai valutatori indicazioni tecniche per le istruttorie dei Rapporti di sicurezza presentati dai gestori degli stabilimenti di stoccaggio sotterraneo di gas naturale.

Autori:

Coordinatore scientifico-gestionale

Dott.ssa Cosetta Mazzini ARPAE Emilia Romagna

Componenti scientifici (in ordine alfabetico)

ARPA (Agenzia Regionale Prevenzione Ambiente)

Ing. Alessia Lambertini (Arpae Emilia Romagna)

Dott. Glauco Messina (Arpa Lombardia)

Ing. Matteo Valota (Arpa Lombardia)

Ing. Simonetta Campana (Arta Abruzzo)

Ing. Stefano Baldacci (Arpat Toscana)

Corpo Nazionale Vigili del Fuoco

Ing. Francesco Caruso (Comando Provinciale di Ravenna)

Arch. Luigi Cupaiolo (Comando Provinciale di Chieti)

Ing. Massimiliano Russo (Comando Provinciale di Cremona)

Ing. Paola De Nictolis (Direzione Centrale di Roma)

Ing. Roberto Emmanuele (Direzione Centrale di Roma)

INAIL (Istituto Nazionale Assicurazioni Infortuni sul lavoro)

Dott. Alessio Rinaldini INAIL (Dipartimento di Roma)

Ing. Giovanni Andrea Zuccarello (Unità Operativa Territoriale di Bologna)

ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale)

Ing. Romualdo Marrazzo

UNMIG (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse)

Ing. Salvatore Interlandi (Sezione di Roma)

Regione Lombardia

Dott. Andrea delle Monache

Università di Bologna - Dip. Ingegneria Civile, Chimica, Ambientale e dei Materiali

Ing. Giacomo Antonioni

Prof. ssa Gigliola Spadoni

Ringraziamenti

Un ringraziamento particolare all'Ing. Alberto Ricchiuti dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, all'Ing. Dino Poggiali del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, all'Ing. Liliana Panei del Ministero dello Sviluppo Economico, all'Ing. Marcello Mossa Verre dell'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale della Toscana, che con la loro esperienza e competenza hanno fornito un preziosissimo contributo alla redazione del documento.

Per il confronto tecnico scientifico si ringraziano l'Ing. Tomaso Vairo dell'Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente ligure e la Prof.ssa Maria Francesca Milazzo dell'Università di Messina.

Si ringraziano inoltre le aziende Edison Stoccaggio S.p.A., Ital Gas Storage S.p.A. e STOGIT S.p.A. per la collaborazione dimostrata.

*La mente che si apre ad una nuova
idea non torna mai alla
dimensione precedente.*

A. Einstein

Sommario

1	INTRODUZIONE	4
2	SCOPO E CAMPO DI APPLICAZIONE	5
3	RIFERIMENTI NORMATIVI	5
4	RICOGNIZIONE DEGLI STABILIMENTI IN ITALIA	12
5	INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO E ALLA STRUTTURA ORGANIZZATIVA AZIENDALE	14
5.1	Descrizione dell'attività e dello stabilimento	14
5.2	Giacimento.....	15
5.3	Centrale di compressione	17
5.4	Centrale di trattamento.....	19
5.5	Pozzi.....	22
5.6	Flowlines di collegamento.....	24
5.7	Struttura Organizzativa.....	24
6	INFORMAZIONI RELATIVE ALLA CLASSIFICAZIONE DELLE SOSTANZE PERICOLOSE E CRITERI DI ASSOGGETTABILITÀ ALLA NORMATIVA “SEVESO”	24
7	SICUREZZA DELLO STABILIMENTO	26
7.1	Sicurezza del giacimento	26
7.1.1	Stato tensionale del giacimento	27
7.1.1.1	Geomeccanica di giacimento.....	27
7.1.1.2	Monitoraggi delle pressioni di poro	27
7.1.1.3	Monitoraggio del soil gas.....	28
7.1.2	Descrizione della sismicità indotta, innescata e monitoraggio microsismico.....	28
7.1.2.1	Caratteristiche delle reti di monitoraggio microsismiche.....	28
7.1.2.2	Sismicità di origine antropica.....	29
7.1.3	Subsidenza e monitoraggio deformazioni del suolo	30
7.1.3.1	Monitoraggio della subsidenza e delle deformazioni del suolo con tecniche SAR.....	30
7.1.4	Linee Guida Ministeriali per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro	30
7.2	Sicurezza dei pozzi - Rischio di perdita di integrità del giacimento e perdite da pozzo.....	32
7.2.1	Rischi connessi alla gestione dei pozzi.....	33
7.2.2	Monitoraggio pressione intercapedine	33
7.3	Sicurezza della centrale di stoccaggio - Rischi connessi alla formazione di Idrati	33

7.3.1	Procedure da attuare nel caso di presenza di idrati.....	37
7.4	Sicurezza delle flow lines - Rischi relativi alle flowlines di collegamento.....	39
7.5	Sicurezza Natech - Eventi geofisici, ceraunici e dissesti idrogeologici -.....	39
7.5.1	Eventi Geofisici - Informazioni sulle caratteristiche sismiche dello stoccaggio -..	39
7.5.1.1	Classificazione sismica	40
7.5.1.2	Sorgenti sismogenetiche.....	41
7.5.2	Vulnerabilità sismica delle strutture.....	42
7.5.2.1	Metodologia di valutazione della vulnerabilità sismica	42
7.5.3	Liquefazione dei terreni.....	48
7.6	Eventi ceraunici.....	49
7.7	Dissesti idrogeologici	49
7.7.1	Aree esondabili.....	49
7.7.2	Fenomeni gravitativi e processi erosivi.....	51
8	APPROCCIO METODOLOGICO PER LA VALUTAZIONE DELL'ANALISI DI RISCHIO DEGLI IMPIANTI DI SUPERFICIE.....	51
8.1	Identificazione degli eventi incidentali	52
8.1.1	Analisi dell'esperienza storica incidentale	52
8.1.2	Analisi preliminare delle aree critiche D.P.C.M. 31/03/1989	55
8.1.3	Individuazione degli eventi incidentali iniziatori: "What if Analysis", FMEA, FMECA e HAZOP.....	56
8.2	Stima della frequenza di accadimento degli eventi incidentali	58
8.2.1	La tecnica dell'albero dei guasti	58
8.2.1.1	L'algebra booleana negli alberi di guasto	59
8.2.1.2	Concetti di affidabilità applicati all'analisi di rischio	59
8.2.1.3	Disponibilità e indisponibilità per componenti non riparabili.....	60
8.2.1.4	Disponibilità e indisponibilità per componenti riparabili.....	60
8.2.1.5	Le banche dati affidabilistiche.....	61
8.2.2	Valori di frequenza generici di rottura per tubazioni e condotte	63
8.2.2.1	Purple Book 2005.....	64
8.2.2.2	Documento "Failure Rates" di HSE	65
8.2.2.3	Ratei di rottura delle tubazioni per diametro di rottura	66
8.2.2.4	Approfondimento sui ratei di rottura per le condotte di trasporto	67
8.2.3	Le frequenze di rottura secondo lo standard API 581	72
8.2.4	L'approccio integrato alla valutazione del Rischio.....	77
8.2.5	Considerazioni finali sulle frequenze di rottura per tubazioni e condotte	79
8.3	Stima delle frequenze degli scenari incidentali (Albero degli eventi)	81
8.3.1	Probabilità di innesco	84
8.3.2	Metodo del Purple Book "Guidelines for quantitative risk assessment" 2005	

“appendice 4.A”	84
8.3.3 Metodo HSE 1997 “Ignition probability of flammable gas”	85
8.3.4 UKOOA	87
8.3.5 Probabilità di flash-fire /VCE	88
8.4 Soglia di credibilità di eventi e scenari incidentali	88
8.5 Stima delle conseguenze - distanze di danno associate agli scenari incidentali	89
8.5.1 Scelta della sostanza di riferimento – Sostanza Gas Naturale -	89
8.5.2 Rilascio di gas in pressione	91
8.5.3 Calcolo della portata di rilascio	93
8.5.4 Rilascio da tubazione.....	96
8.5.5 Jet Fire	97
8.5.6 Flash Fire.....	97
8.5.7 Esplosione (VCE).....	101
8.5.8 Scenari incidentali in presenza di sistemi di intercettazione	104
8.5.9 SCENARI RIFERITI AD ALTRE SOSTANZE PRESENTI.....	106
8.5.10 Panoramica dei codici di calcolo	108
8.6 Valutazione dei potenziali effetti domino	110
8.7 Rappresentazione in planimetria delle aree di danno	113
9 SISTEMI DI SICUREZZA	114
9.1 Misure di protezione da fulminazioni.....	114
9.2 Sistemi di blocco atti a garantire la sicurezza degli impianti e dello stabilimento	115
10 CONSIDERAZIONI FINALI	124
APPENDICE A: Approfondimento sulla banca dati Oreda.....	127
APPENDICE B: La norma API RP 581 una metodologia per elaborare il piano di ispezione delle apparecchiature sulla base della valutazione del rischio.....	131
APPENDICE C: Principali normative europee per l’analisi di rischio	143
APPENDICE D: Flash Fire - Distanze di Danno-.....	148
APPENDICE E: Case study.....	155
APPENDICE F: Classificazione dei Luoghi con Pericolo di Esplosione	172
APPENDICE G: Misure di protezione antincendio.....	177
APPENDICE H: Elementi utili per l’istruttore.....	194
Bibliografia	200

1 INTRODUZIONE

La Commissione Europea nel 2008 aveva già preannunciato l'assoggettabilità alla normativa sui rischi di incidente rilevante degli stoccaggi sotterranei di gas naturale. In Italia la Circolare Interministeriale del 21/09/2009 ha stabilito che per le concessioni di stoccaggio già in esercizio, il Gestore era tenuto ad adempiere entro il 28 gennaio 2010 agli obblighi previsti dalla normativa Seveso, tra cui la trasmissione alle Autorità Competenti della Notifica, della Scheda di Informazione alla Popolazione e del Rapporto di Sicurezza e l'adozione di un Sistema di Gestione della Sicurezza, qualora negli stabilimenti fosse presente gas naturale in quantità uguali o superiori a quelle indicate nell'allegato I del D.Lgs. n. 334/1999, come modificato dal D.Lgs. n. 238/2005 e come successivamente confermato con il D.Lgs. 105/2015.

I depositi sotterranei di gas svolgono attività di stoccaggio di gas naturale in giacimenti sotterranei depletati dello stesso minerale. Lo stoccaggio del gas naturale è un processo industriale che consiste nell'iniettare gas in un sistema roccioso sotterraneo, per garantirne l'accumulo e successivamente erogarlo in una seconda fase, in modo da affrontare una richiesta di mercato o per fronteggiare situazioni di mancanza/riduzione delle fonti di approvvigionamento.

In sintesi il processo in cui interviene il gas naturale è rappresentato da due fasi che si alternano durante un anno di esercizio: la fase di iniezione del gas attraverso pozzi, nel periodo primavera-estate, che consiste nello stoccare il gas naturale proveniente dalla rete di trasporto nel giacimento tramite i pozzi previa compressione, e la fase di erogazione del gas, nel periodo autunno/inverno, durante la quale il gas è erogato, disidratato, trattato e riconsegnato alla rete di trasporto. Le aree principali coinvolte nel processo riguardano: giacimento, pozzi e aree cluster, impianti di compressione, impianti di trattamento e condotte.

L'analisi di rischio degli stoccaggi sotterranei di gas naturale, con l'individuazione degli scenari incidentali e delle relative aree di danno, come è tipico per gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante, è condotta con riferimento agli impianti di superficie delle aree pozzi, impianti di trattamento e compressione e apparecchiature connesse. In generale gli scenari incidentali sono riconducibili a jet-fire, flash-fire, VCE per perdita di metano dalle apparecchiature di processo, e solo in caso di utilizzo di metanolo, impiegato come inibitore per evitare la formazione di idrati, sono indagati anche scenari di pool-fire e dispersione tossica. Per tali tipologie di stabilimenti pertanto sono previsti in generale scenari incidentali che sono caratteristici in caso di rilascio di gas da tubazioni ad alta pressione. Le tecniche di analisi per l'identificazione delle ipotesi incidentali, analisi storica, analisi a indici e HAZOP, con la successiva determinazione delle frequenze di accadimento tramite "fault tree/event tree analysis", e la simulazione mediante modelli matematici dei possibili effetti pericolosi degli scenari incidentali, sono le metodologie utilizzate normalmente nelle analisi di rischio degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante, al fine di determinare la compatibilità territoriale e la pianificazione di emergenza esterna degli stabilimenti stessi. Il presente documento non introduce nuovi sviluppi, ma è il frutto dell'esperienza maturata negli anni a livello nazionale nella valutazione dei Rapporti di Sicurezza di questa tipologia di stabilimenti. I criteri raccolti in questa linea guida, infatti, si riferiscono a tecniche, conoscenze e metodologie già esistenti e consolidate per la valutazione dei pericoli.

La specificità di questi stabilimenti è di realizzare lo stoccaggio del gas in sottosuolo all'interno di strutture geologiche complesse, per le quali le usuali tecniche di analisi di rischio sopra citate, non risultano applicabili. La sicurezza dello stoccaggio sotterraneo è quindi assicurata dalla stessa storia produttiva del giacimento, in quanto le strutture geologiche di copertura hanno garantito la permanenza in loco del gas per milioni di anni, ed è inoltre gestita realizzando modelli geomeccanici sito specifici e adottando particolari tecniche di

monitoraggio che sono illustrate nel documento, la cui valutazione richiede competenze altamente specialistiche.

2 SCOPO E CAMPO DI APPLICAZIONE

Scopo del documento è di fornire un riferimento tecnico di supporto ai valutatori dei Rapporti di Sicurezza degli stabilimenti di stoccaggio sotterraneo di gas naturale in terraferma, al fine di perseguire una maggiore uniformità di valutazione su tutto il territorio nazionale. Benchè ciascuna installazione può presentare aspetti impiantistici e territoriali strettamente sito-specifici, vi sono tuttavia elementi che accomunano tutte le installazioni. Le linee guida forniscono indicazioni e approfondimenti specifici, con lo scopo di supportare e indirizzare le attività connesse alla valutazione dei rischi di incidente rilevante. Il D.Lgs. 105/15 definisce criteri, dati, riferimenti, informazioni per la redazione del Rapporto di Sicurezza e assegna al gestore il compito dell'individuazione dei pericoli di incidente rilevante e delle misure; di conseguenza spetta al gestore la scelta della metodologia da utilizzare per l'individuazione sistematica degli eventi incidentali, la valutazione delle probabilità/frequenze e il calcolo delle conseguenze, dovendo tale metodologia essere motivata e giustificata tecnicamente nel Rapporto di Sicurezza.

Spetta invece all'Autorità competente il compito "di accertare che la descrizione di ogni scenario, completo delle evidenze a supporto, sia formulata in maniera da evidenziare la congruenza fra lo scenario individuato e le misure adottate".

L'approccio utilizzato per la redazione delle linee guida ha inizialmente previsto la ricerca dei riferimenti di normativa tecnica applicabili agli stoccaggi in sotterraneo di gas; successivamente si è proceduto all'esame delle problematiche attinenti al giacimento e ai pozzi, per terminare con l'approfondimento delle caratteristiche peculiari degli impianti di superficie, considerandone i relativi aspetti di sicurezza con riferimento agli incidenti rilevanti.

3 RIFERIMENTI NORMATIVI

La Direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012 "sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, recante modifica e successiva abrogazione della direttiva 96/82/CE del Consiglio" (c.d. Seveso III) include esplicitamente, nell'ambito di applicazione della stessa, lo stoccaggio sotterraneo sulla terraferma (on-shore) di gas in giacimenti naturali, acquiferi, cavità saline e miniere esaurite, che comportano l'impiego di sostanze pericolose (art. 2 c. 2).

Quanto previsto nella direttiva Seveso III è stato recepito nel D.Lgs. 26 giugno 2015, n. 105 "Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose" (art. 2 c. 3) che identifica, in base alla natura e quantità delle sostanze pericolose detenute, due categorie di stabilimenti a rischio di incidente rilevante associando a ciascuna di essi determinati obblighi.

- "stabilimento di soglia inferiore": uno stabilimento nel quale le sostanze pericolose sono presenti in quantità pari o superiori alle quantità elencate nella colonna 2 della parte 1 o nella colonna 2 della parte 2 dell'allegato I, ma in quantità inferiori alle quantità elencate nella colonna 3 della parte I, o nella colonna 3 della parte 2 dell'allegato I, applicando, ove previsto, la regola della sommatoria di cui alla nota 4 dell'allegato I;

- “stabilimento di soglia superiore”: uno stabilimento nel quale le sostanze pericolose sono presenti in quantità pari o superiori alle quantità elencate nella colonna 3 della parte 1 o nella colonna 3 della parte 2 dell'allegato 1, applicando, ove previsto, la regola della sommatoria di cui alla nota 4 dell'allegato 1.

I Gestori degli stabilimenti che rispondono alle caratteristiche descritte debbono adempiere a specifici obblighi, quali quello di predisporre documentazioni tecniche ed informative differenti, per contenuti e destinatari (Enti ed Autorità Competenti Pubbliche), a seconda della categoria in cui rientrano.

I Gestori degli stabilimenti di Soglia Inferiore devono:

- *adottare tutte le misure idonee a prevenire gli incidenti rilevanti e a limitarne le conseguenze per la salute umana e per l'ambiente;*
- *trasmettere una “Notifica”, contenente le seguenti informazioni: il nome o la ragione sociale del Gestore e l'indirizzo completo dello stabilimento e del Gestore; la sede legale del Gestore; il nome e la funzione della persona responsabile dello stabilimento; le informazioni che consentano di individuare le sostanze pericolose e la categoria di sostanze pericolose presenti o che possono essere presenti; la quantità e lo stato fisico della sostanza pericolosa o delle sostanze pericolose in questione; l'attività, in corso o prevista, dello stabilimento; l'ambiente immediatamente circostante lo stabilimento e i fattori passibili di causare un incidente rilevante o di aggravarne le conseguenze;*
- *redigere un documento che definisca la propria politica di prevenzione degli incidenti rilevanti (PPIR), che contiene l'articolazione del Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) ed il programma per l'attuazione del SGS stesso. In particolare, propedeuticamente all'attivazione del SGS, il Gestore dovrà effettuare un'analisi dei potenziali rischi del proprio stabilimento, anche in funzione della predisposizione del Piano di Emergenza Interno (PEI);*
- *trasmettere le informazioni utili per la predisposizione del Piano di Emergenza Esterna (PEE), al fine di limitare gli effetti dannosi derivanti da incidenti rilevanti.*

I Gestori degli stabilimenti di Soglia Superiore devono:

- *adempiere a tutti gli obblighi previsti per gli stabilimenti di soglia inferiore;*
- *redigere un Rapporto di Sicurezza (RdS), che dimostri che: il Gestore ha messo in atto la PPIR e un SGS per la sua applicazione; sono stati individuati i pericoli di incidente rilevante e i possibili scenari di incidenti rilevanti e sono state adottate le misure necessarie per prevenirli e per limitarne le conseguenze per la salute umana e per l'ambiente; la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la manutenzione di qualsiasi impianto, deposito, attrezzatura e infrastruttura, connessi con il funzionamento dello stabilimento, che hanno un rapporto con i pericoli di incidente rilevante nello stesso, sono sufficientemente sicuri e affidabili; sono stati predisposti i piani d'emergenza interna e sono stati forniti al Prefetto gli elementi utili per l'elaborazione del PEE; sono state fornite all'autorità competente informazioni che le permettano di adottare decisioni in merito all'insediamento di nuove attività o alla costruzione di insediamenti attorno agli stabilimenti già esistenti;*
- *predisporre un piano di emergenza interna (PEI) allo scopo di: controllare e circoscrivere gli incidenti in modo da minimizzarne gli effetti e limitarne i danni per la salute umana, per l'ambiente e per i beni; mettere in atto le misure necessarie per proteggere la salute umana e l'ambiente dalle conseguenze di incidenti rilevanti; informare adeguatamente i lavoratori, e i servizi o le autorità locali competenti; provvedere al ripristino e al disinquinamento dell'ambiente dopo un incidente rilevante.*

Finalità dell'istruttoria tecnica ai fini della valutazione del Rapporto di Sicurezza cui agli artt. 15 e 17 del D.Lgs. n. 105 del 26 giugno 2015 - tabella 1:

- verificare la conformità della documentazione presentata alle disposizioni del Decreto,
- verificare l'idoneità e l'efficacia dell'analisi di sicurezza presentata dal Gestore nel RdS e le relative misure adottate per la prevenzione degli incidenti rilevanti e per limitare le loro conseguenze,
- verificare attraverso sopralluoghi che i dati e le informazioni contenute nel RdS descrivano in modo adeguato l'effettiva situazione dello stabilimento,
- individuare eventuali interventi migliorativi per la prevenzione e la riduzione degli incidenti rilevanti.

Al termine dell'istruttoria tecnica il CTR rilascia il parere tecnico conclusivo in cui sono indicate le valutazioni tecniche finali con la validazione delle aree di danno ai fini della pianificazione dell'emergenza esterna e della compatibilità territoriale. Inoltre nel parere sono indicate le eventuali prescrizioni. Solo nel caso in cui le misure di sicurezza risultino nettamente inadeguate il CTR può disporre la limitazione/divieto dell'attività e nel caso di nuovo stabilimento o modifica che comporti un aggravio del preesistente livello di rischio il divieto di inizio attività.

In merito alla procedura di istruttoria, si rammenta che:

Il CTR, ai sensi dell'art.10 del D.Lgs. 105/2015, avvia l'istruttoria con la designazione del gruppo di lavoro per la valutazione del Rapporto di Sicurezza. Il gruppo di lavoro è costituito da quattro componenti, appartenenti ad enti ed amministrazioni diverse, in quanto la materia è molto complessa e multidisciplinare; generalmente è composto da analisti di rischio del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco (VVF), delle Agenzie Regionali per la Prevenzione Ambientale (ARPA), dell'Istituto Nazionale per Assicurazione contro gli Infortuni sul lavoro (INAIL) e nel caso degli stoccaggi sotterranei di gas naturale anche dal funzionario del Ministero dello Sviluppo Economico (UNMIG).

Si riporta in Fig. 1 lo schema di flusso del processo di valutazione dei rapporti di sicurezza, così come riportato nell'allegato C al D.Lgs. 105/2015.

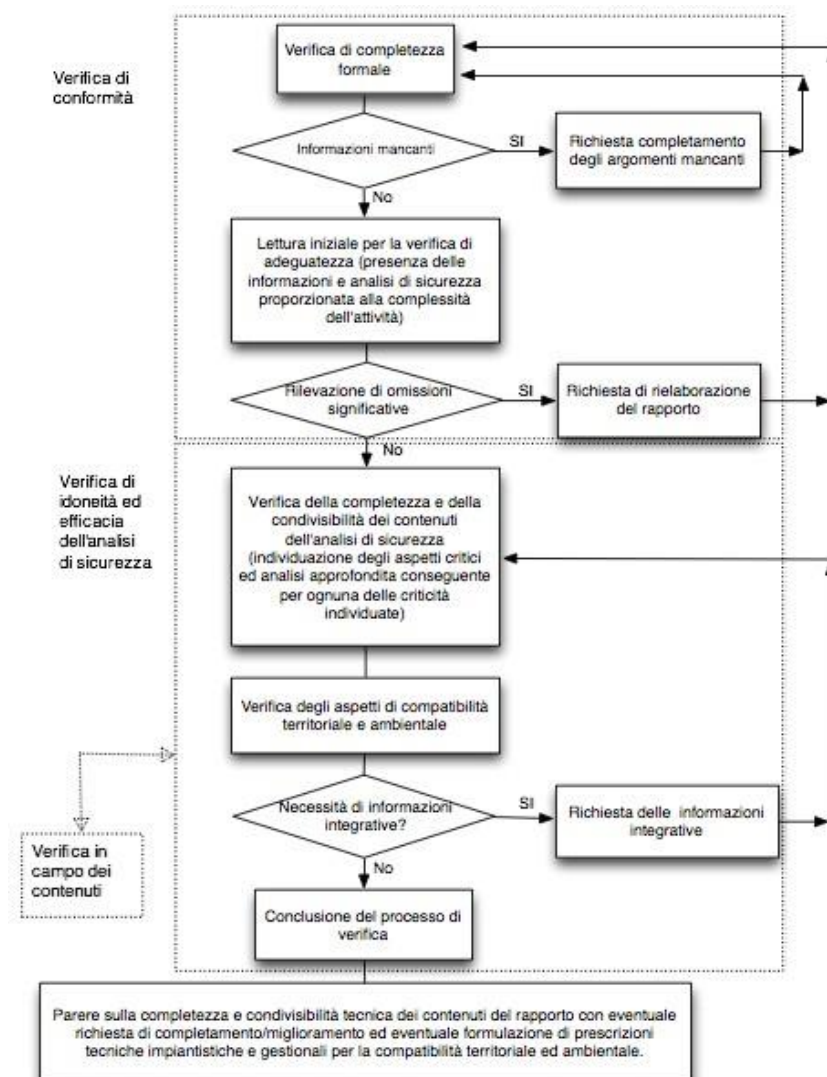


Fig. 1 Schema di valutazione del Rapporto di Sicurezza

Per gli stoccaggi sotterranei di gas naturale si applicano inoltre le disposizioni indicate nell'allegato M, che nello specifico ha il compito di ricordare gli adempimenti tecnici previsti dal D.Lgs. 105/2015 con quelli della specifica normativa di settore; a tali installazioni in particolare si applica il decreto legislativo del 25 novembre 1996, n. 624 "Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee".

L'allegato M è stato predisposto avendo a riferimento la Circolare Interministeriale del 21/10/2009 già esistente in regime di Seveso II "Indirizzi per l'applicazione del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334, in materia di controllo dei pericoli di incidenti rilevanti, agli stoccaggi sotterranei di gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde", semplificandola ed aggiornandola sulla scorta di quanto riportato nel decreto di recepimento della nuova direttiva Seveso III. Successivamente all'emanazione del D.Lgs. 334/99 e s.m.i. la Commissione europea aveva chiarito che, in via generale, tutti gli stoccaggi di sostanze pericolose, ivi compresi quelli in miniere e pozzi esausti, fossero soggetti agli obblighi derivanti dalla direttiva Seveso, ragion per cui la Circolare Interministeriale del 21/10/2009 stabiliva che, per le concessioni di stoccaggio già in esercizio e, chiaramente, in tutti gli altri casi, il Gestore era tenuto ad adempiere agli obblighi previsti dalla normativa, tra cui la

trasmissione alle Autorità Competenti della Notifica, della Scheda di Informazione alla Popolazione e del Rapporto di Sicurezza e l'adozione di un Sistema di Gestione della Sicurezza, qualora negli stabilimenti fosse presente gas naturale in quantità uguali o superiori a quelle indicate nell'allegato I del decreto citato.

L'allegato M del D.Lgs. 105/2015 si compone di due punti.

Nel punto 1 "Modifiche di uno stabilimento" viene stabilito che per gli interventi su impianti e pozzi esistenti e la perforazione di nuovi pozzi si deve fare riferimento alle procedure previste nell'allegato D, inerente alla individuazione di modifiche di impianti, di depositi, di processi o della natura o della forma fisica o dei quantitativi di sostanze pericolose che potrebbero costituire aggravio del preesistente livello di rischio di incidenti rilevanti.

Nel punto 2 "Raccordo tra gli adempimenti tecnici previsti dal presente decreto e dalla normativa di settore" sono indicate le modalità di raccordo per agevolare l'attuazione degli obblighi di legge, con specifico riferimento a:

- informazioni generali: possibilità di desumere le informazioni da inserire nella documentazione obbligatoria da produrre (Documento PPIR, SGS, RdS, PEI) dall'analisi di rischio, dal Documento di Sicurezza e Salute (DSS) e dalla documentazione progettuale presentata ai sensi del D.Lgs. 624/96;
- redazione del PEI: possibilità di avvalersi dei dati e delle informazioni utilizzati per la predisposizione dei Piani di emergenza di cui all'art 18, comma 3, del D.Lgs. 624/96;
- procedimenti in seno al Comitato Tecnico Regionale (CTR): raccordo delle procedure minerarie con quelle del CTR, coordinando le attività di questo stesso con quelle dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG), che partecipa al CTR.

Di seguito si riportano le principali normative per gli stoccaggi sotterranei di gas.

D.Lgs. 624 del 25 novembre 1996

Per quanto concerne la normativa di settore applicabile agli stabilimenti di stoccaggio sotterraneo di gas naturale, si ritiene in questa sede utile accennare ai principali contenuti del già citato decreto legislativo del 25 novembre 1996, n. 624 "Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee", con particolare riferimento alle tematiche di sicurezza ed eventuale interfaccia con la prevenzione degli incidenti rilevanti.

In merito all'adozione di misure di prevenzione e protezione contro i pericoli di incidenti, il D.Lgs. 624/96 prevede, tra le misure generali di tutela di cui all'art. 5, che i luoghi di lavoro: devono essere progettati, realizzati, attrezzati, resi operativi, utilizzati e mantenuti in efficienza; devono essere progettati ed organizzati in modo da impedire l'innescò e la propagazione di incendi e che siano possibili operazioni antincendio rapide ed efficaci; devono essere dotati di adeguati dispositivi per combattere gli incendi e, ove necessario, di rivelatori d'incendio e sistemi d'allarme; devono essere dotati di mezzi o sistemi adeguati di estinzione o di intervento, ivi inclusi estintori portatili o carrellati. Tali concetti sono inoltre ribaditi e rafforzati all'art. 11 (Protezione contro gli incendi, le esplosioni e le atmosfere nocive), in cui si esplicita che il datore di lavoro deve adottare le misure e le precauzioni adatte al tipo di attività, al fine di: prevenire, rilevare e combattere l'insorgere e il propagarsi di incendi e di esplosioni; impedire la formazione, l'accumulo e l'innescò di atmosfere esplosive o nocive alla salute.

Strettamente connesso alla tematica delle analisi di sicurezza è quanto previsto dall'art. 6 del D.Lgs. 624/96, relativo al Documento di sicurezza e di salute - DSS (che si rammenta possa assumere la veste di un DSS coordinato in caso di affidamento dei lavori all'interno del luogo di lavoro ad imprese appaltatrici o a lavoratori autonomi - art. 9), in cui il datore di lavoro attesta annualmente che i luoghi di lavoro, le attrezzature e gli impianti sono progettati, utilizzati e mantenuti in efficienza in modo sicuro, aggiornandolo qualora i luoghi di lavoro abbiano subito modifiche rilevanti, nonché a seguito di incidenti rilevanti. Secondo l'art. 10, il DSS deve, in particolare, contenere la valutazione dei rischi per la salute e la sicurezza dei lavoratori in relazione all'attività svolta e la conseguente individuazione delle misure e modalità operative, indicando, tra gli altri: protezione contro gli incendi, le esplosioni e le atmosfere esplosive o nocive; programma per l'ispezione sistematica, la manutenzione e la prova di attrezzature, della strumentazione e degli impianti meccanici, elettrici ed elettromeccanici; manutenzione del materiale di sicurezza; zone a rischio di sprigionamenti istantanei di gas, protezione degli alloggi dai rischi di incendio ed esplosione.

In relazione alla pianificazione dell'emergenza, oltre a quanto espresso all'art. 5, in cui il datore di lavoro, tra le misure generali di tutela, è tenuto ad individuare i punti di raccolta in luogo sicuro tenendo un registro delle presenze (ruolino d'appello) e adottando le opportune disposizioni per il suo funzionamento, è lo stesso art. 10 ad obbligare di indicare, tra i contenuti del DSS: mezzi di evacuazione e salvataggio; sistemi di comunicazione, di avvertimento e di allarme; esercitazioni di sicurezza; evacuazione del personale; organizzazione del servizio di salvataggio; criteri per l'addestramento in caso di emergenza; comandi a distanza in caso di emergenza; punti sicuri di raduno. In relazione alle attività di terraferma, l'art. 83 richiede che il datore di lavoro debba organizzare un servizio antincendio costituito da un capo responsabile e da una squadra di emergenza. Si ricorda altresì che, nell'ambito della trasmissione della documentazione prevista dall'art. 18 (inerente alla presentazione della denuncia di esercizio, con allegato il DSS), i piani di emergenza, nei casi di possibile coinvolgimento della popolazione, devono essere trasmessi all'autorità di protezione civile.

Il D.Lgs. 624/96 prevede inoltre, in tema di procedure di sicurezza, la predisposizione di istruzioni scritte (art. 22), indicanti le norme da seguire a tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori e a garanzia dell'impiego del materiale in condizioni di sicurezza, nonché sull'uso delle attrezzature di salvataggio e sulle azioni da intraprendere in caso di emergenza, così come la redazione di incarichi scritti per attività in situazioni pericolose (art. 23), che devono precisare le condizioni da rispettare e le precauzioni da adottare prima, durante e dopo i lavori.

In riferimento ai procedimenti di prevenzione incendi, si evidenzia che essi risultano ricompresi nell'ambito dell'attuazione del D.Lgs. 105/15 mediante lo specifico allegato L. Per gli stoccaggi sotterranei di gas naturale, gli articoli 84 e 85 del D.Lgs. 624/96 prevedono il coordinamento dell'attività di presentazione dei progetti, verifica e collaudo degli impianti, tra UNMIG e il locale Comando provinciale VVF. In particolare è prevista la presentazione dei progetti a UNMIG e la richiesta di parere al Comando provinciale VVF interessato prima dell'autorizzazione UNMIG alla realizzazione. A seguito di ciò è previsto il collaudo valido anche ai fini del rilascio del CPI. Con l'emanazione del D.Lgs. 105/2015 il procedimento in questione, in caso di nuovi stabilimenti o di modifiche con aggravio di rischio, risulta ricompreso nell'attività istruttoria del RdS, come del resto evidente, data la presenza del rappresentante UNMIG all'interno del CTR. In caso di modifiche senza aggravio di rischio, si applica il procedimento indicato agli articoli sopra citati del D.Lgs. 624/96.

D.M. 17 aprile 2008

Ancora in tema di normativa di settore applicabile agli stabilimenti di stoccaggio sotterraneo di gas naturale, e relative connessioni con le specifiche tematiche di analisi di sicurezza da incidente rilevante, è necessario fornire dei riferimenti a quanto previsto dal D.M. 17 aprile 2008 “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”, emanato al fine di garantire la sicurezza, ivi compresi gli aspetti di sicurezza antincendio, e la possibilità di interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi stessi. Risulta di interesse, ai fini della presente trattazione, indicare quanto riportato in allegato A al D.M., in cui è esplicitata la regola tecnica di cui in parola, in merito alla determinazione delle distanze di sicurezza (p.to 2.5 dell'all. A) di condotte per il trasporto di gas naturale (estendibile, quindi, al caso delle flowlines di collegamento tra gli impianti degli stabilimenti in oggetto).

Le condotte di trasporto possono essere di:

- 1^a Specie - condotte con pressione massima di esercizio superiore a 24 bar;
- 2^a Specie - condotte con pressione massima di esercizio superiore a 12 bar ed inferiore od uguale a 24 bar;
- 3^a Specie - condotte con pressione massima di esercizio superiore a 5 bar ed inferiore od uguale a 12 bar.

Sono innanzitutto previste “Distanze di sicurezza nei confronti di fabbricati”, la cui determinazione, riportata in apposita Tabella, si ottiene in base alla pressione massima di esercizio (MOP), al diametro nominale della condotta, alla natura del terreno di posa e al tipo di manufatto adottato. Sono in particolare contemplate differenti condizioni di posa delle condotte (categoria A, B, D), a seconda della natura del terreno, se provvisto o meno di manto superficiale, o se contenute in manufatti di protezione. In tale ambito sono inoltre indicate le distanze di sicurezza da mantenere dai fabbricati ausiliari, destinati esclusivamente a contenere apparecchiature e dispositivi finalizzati all'esercizio del servizio di trasporto.

Sono quindi forniti riferimenti per “Distanze di sicurezza nei confronti di nuclei abitati”, che devono essere non inferiori a 100 m da fabbricati appartenenti a nuclei abitati con popolazione superiore a 300 unità, per condotte di 1^a Specie. È consentita una distanza inferiore purché si assicurino condizioni di sicurezza alternative inerenti lo spessore dei tubi; in alternativa, si possono utilizzare, nello stesso tratto, specifici manufatti di protezione, con funzione di protezione meccanica e/o drenaggio. Le condotte di 2^a Specie possono invece attraversare i nuclei abitati a condizione che le stesse siano sezionabili in tronchi e che vengano rispettate le distanze che si desumono dalla Tabella sopra citata.

Le “Distanze di sicurezza nei confronti di luoghi di concentrazione di persone” (affollamento superiore a 100 unità) sono indicate per le condotte di 1^a Specie, che devono trovarsi ad una distanza non inferiore a 100 m da fabbricati destinati a collettività, trattenimento e/o pubblico spettacolo. È consentita una distanza inferiore, in caso di impedimenti di natura topografica o geologica, purché si assicurino condizioni di sicurezza alternative inerenti lo spessore dei tubi, la categoria di posa, etc. Nel caso di condotte di 2^a e di 3^a Specie poste in prossimità di luoghi di concentrazione di persone, dovrà essere garantita la distanza minima prevista dalla Tabella stessa.

Viene infine ricordato che, per le “Distanze di sicurezza per condotte a mare”, devono essere concordate con le Autorità competenti, lungo il tracciato della condotta, aree di divieto di pesca, d'ancoraggio e comunque afferenti ad altre attività che possano comportare un potenziale pericolo per la sicurezza.

D.M. 21 gennaio 2011

La breve panoramica effettuata sulla normativa di settore applicabile agli stabilimenti di stoccaggio sotterraneo di gas naturale, con specifica attenzione agli aspetti connessi alle tematiche di sicurezza, va ulteriormente approfondita con alcuni cenni al D.M. 21 gennaio 2011 “Modalità di conferimento della concessione di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo e relativo disciplinare tipo”, che stabilisce le modalità per il conferimento delle concessioni di stoccaggio sotterraneo del gas naturale in giacimenti o in unità geologiche profonde e approva il disciplinare tipo sulle modalità amministrative e tecniche di svolgimento delle attività di stoccaggio, gli obiettivi di qualità che devono essere perseguiti dal concessionario, i poteri di verifica e le conseguenze di eventuali inadempimenti per quanto di competenza del Ministero dello sviluppo economico. Il D.M., nell’ambito delle disposizioni per la sicurezza degli impianti e delle lavorazioni e garanzie di continuità dell’esercizio (art. 7), oltre al rispetto delle norme vigenti, ivi inclusi il D.Lgs. 624/96 e D.Lgs. 81/08 e s.m.i., informa circa le attività di vigilanza sull’applicazione della normativa ed ispezione sui luoghi delle operazioni, in materia di sicurezza dei luoghi di lavoro e di tutela della salute dei lavoratori addetti alle attività minerarie di prospezione, ed esplicita che gli impianti di stoccaggio sono assoggettati alle disposizioni concernenti l’attuazione della direttiva Seveso. Tale normativa potrebbe essere richiamata all’interno del Rapporto di Sicurezza, pur non essendo la sua applicazione oggetto di istruttoria.

Decreto Direttoriale 4 febbraio 2011

Va da ultimo ricordato, sempre in riferimento agli aspetti connessi alle tematiche di sicurezza, il Decreto Direttoriale 4 febbraio 2011 “Procedure operative di attuazione del Decreto ministeriale 21 gennaio 2011 e modalità di svolgimento delle attività di stoccaggio e di controllo, ai sensi dell’articolo 13, comma 4 del Decreto ministeriale 21 gennaio 2011”, emesso a cura del MISE. Tale decreto, all’ Art.3 (Istanze per il rilascio dell’autorizzazione allo svolgimento di un programma di ricerca e della concessione di stoccaggio di gas naturale) c. 16, recita che l’istanza per il rilascio della concessione è corredata dal progetto preliminare di stoccaggio, in cui vanno specificati, tra gli altri, una serie di informazioni e dati tecnici (caratteristiche rocce e terreni e relativi modelli geologici statici e dinamici; quantità totali di gas; descrizione impianti e installazioni, ivi inclusi i sistemi di sicurezza; mappe dell’area e planimetrie degli impianti; diagrammi a blocchi e schemi di processo; criteri di progettazione), anche nel caso di giacimenti già utilizzati per la produzione. Tale normativa potrebbe essere richiamata all’interno del Rapporto di Sicurezza, pur non essendo la sua applicazione oggetto di istruttoria.

4 RICOGNIZIONE DEGLI STABILIMENTI IN ITALIA

In Italia le prime prove di stoccaggio del gas in sotterraneo risalgono al 1964 e furono eseguite dalla Società AGIP nel giacimento, ormai esaurito, di Cortemaggiore in provincia di Piacenza. In seguito, per far fronte alla continua richiesta di gas, la Società AGIP convertì a stoccaggio altri tre giacimenti (Sergnano, Brugherio e Ripalta) tutti in Lombardia. Nel 1984 anche la Società EDISON iniziò l’attività di stoccaggio in provincia di Teramo. Ad oggi la situazione degli stabilimenti notificati ai sensi del D.Lgs.105/15 è descritta nella tabella 1 seguente.

Concessioni di stoccaggio in titolo alla Società	Stabilimento	Descrizione	Situazione
REGIONE LOMBARDIA			
ITAL GAS STORAGE S.p.A	"CORNEGLIANO"	La centrale si trova nel Comune di Corneigliano Laudense, in provincia di Lodi.	Non operativa
STOGIT S.p.A	"SETTALA"	La centrale si trova nel Comune di Settala, in provincia di Milano. Costituita principalmente da: impianto di compressione, impianto di trattamento, 4 cluster e pozzi isolati.	Operativa
	"SERGNANO"	La centrale si trova nel Comune di Serignano, in provincia di Cremona. Costituita principalmente da: impianto di trattamento, impianto di compressione, 4 cluster e pozzi isolati.	Operativa
	"BRUGHERIO"	La centrale si trova in Comune di Cinisello, in provincia di Milano. Costituita principalmente da: impianto di trattamento, un impianto di compressione, cluster e pozzi isolati.	Operativa
	"RIPALTA"	La centrale di compressione gas si trova nel Comune di Ripalta Cremasca, in provincia di Cremona. Costituita principalmente da: impianto di trattamento, impianto di compressione, 4 cluster e pozzi isolati.	Operativa
	"BORDOLANO"	La centrale si trova nel Comune di Bordolano in provincia di Cremona. Costituita principalmente da: impianto di trattamento, impianto di compressione e 2 cluster.	Operativa
REGIONE VENETO			
EDISON STOCCAGGIO S.p.A.	"COLLALTO"	La centrale si trova nel Comune di Susegana in provincia di Treviso. Costituita principalmente da impianto di trattamento, impianto di compressione, 6 cluster e pozzi isolati.	Operativa
REGIONE EMILIA ROMAGNA			
EDISON STOCCAGGIO S.p.A.	"SAN POTITO E COTIGNOLA"	La centrale si trova nel Comune di Bagnacavallo in provincia di Ravenna. Costituita principalmente da impianto di trattamento, impianto di compressione, 3 cluster e pozzi isolati.	Operativa
STOGIT S.p.A.	"CORTEMAGGIORE"	La centrale si trova nel Comune di Cortemaggiore in provincia di Piacenza. Costituita principalmente da impianto di trattamento, impianto di compressione, 4 cluster e pozzi isolati.	Operativa
	"MINERBIO"	La cui centrale si trova nel Comune di Minerbio in provincia di Bologna. Costituita principalmente da impianto di trattamento, impianto di compressione, 7 cluster e pozzi isolati.	Operativa
	"SABBIONCELLO"	La centrale si trova nel Comune di Tresigallo in provincia di Ferrara. Costituita principalmente da: impianto di trattamento, impianto di compressione, 3 cluster e pozzi isolati.	Operativa
	"ALFONSINE"	La centrale si trova nel Comune di Alfonsine.	Non operativa
REGIONE ABRUZZO			
EDISON STOCCAGGIO S.p.A.	"CELLINO"	La Centrale si trova nel Comune di Cellino Attanasio in provincia di Teramo. Costituita principalmente da: impianto di trattamento, impianto di compressione, 1 cluster e pozzi isolati.	Operativa
STOGIT S.p.A.	"FIUME TRESTE"	La Centrale si trova nel comune di Cupello in provincia di Chieti. Costituita principalmente da: impianto di trattamento, impianto di compressione, 6 cluster e pozzi isolati.	Operativa

Tab. 1 Stabilimenti Notificati in Italia

5 INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO E ALLA STRUTTURA ORGANIZZATIVA AZIENDALE

5.1 Descrizione dell'attività e dello stabilimento

Lo stoccaggio sotterraneo di gas naturale consiste nell'immagazzinamento di gas naturale in strutture geologiche sotterranee che hanno caratteristiche tali da permetterne lo stoccaggio e il successivo prelievo quando richiesto. Lo stoccaggio viene definito di tipo:

- **convenzionale** quando avviene in giacimenti di produzione di gas esauriti o semiesauriti,
- **semiconvenzionale** quando si utilizzano giacimenti di olio parzialmente o completamente esauriti o acquiferi,
- **speciale** quando è realizzato in cavità saline sotterranee o in miniere di carbone abbandonate.

In particolare gli stoccaggi sotterranei di gas naturale possono essere realizzati:

- *in giacimenti di produzione di gas esauriti o in via di esaurimento*. Tutti i siti di stoccaggio attivi in Italia sono di questo tipo grazie alle caratteristiche geologiche del nostro Paese, ossia all'esistenza di strutture naturali in cui il gas era intrappolato e che, una volta terminata la fase di sfruttamento primario e sulla base dei dati raccolti, vengono convertite in stoccaggio adeguando il sistema di pozzi esistenti e realizzando nuovi pozzi con gli idonei impianti di superficie.
- *in acquifero profondo* (strato di roccia porosa, permeabile, situato a grande profondità e ben distinto dalle falde acquifere superficiali contenenti acqua) ossia strutture porose nelle quali il gas viene iniettato spiazzando l'acqua esistente; impianti di questo tipo sono presenti in Francia, USA, Canada.
- *in miniere non più utilizzate o cavità ricavate in formazioni saline sotterranee* (cavità ottenute dalla dissoluzione della massa salina tramite acqua dolce, iniettata attraverso uno o più pozzi). Impianti di questo tipo sono presenti in Canada, Germania e Francia.

Lo stoccaggio di gas naturale in *giacimenti di produzione di gas esauriti* è un processo industriale che consiste nell'iniezione di gas naturale nella roccia porosa di un giacimento che già lo conteneva, riportando quindi il giacimento, in una certa misura, al suo stato originario. In particolare in Italia tutti gli stoccaggi sono di tipo convenzionale cioè realizzati in giacimenti costituiti da strati sabbiosi che contenevano gas alternati a strati di argilla. Il gas viene immagazzinato negli interspazi tra le particelle che costituiscono le rocce sabbiose e gli strati argillosi che fanno da separazione tra uno strato e l'altro di roccia sabbiosa adibito a stoccaggio. Lo stoccaggio è necessario per ottimizzare l'utilizzo della rete del gas nazionale, per permettere di gestire le strutture produttive e di trasporto gas con adeguati margini di elasticità, per contribuire al fabbisogno energetico nazionale e, soprattutto, per fronteggiare situazioni di mancanza/riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema nazionale (per esempio in caso di condizioni climatiche molto rigide o di blocchi di approvvigionamento da fonti estere). Si evidenzia che il giacimento è proprietà dello Stato, dato in concessione per l'esercizio a terzi (titolari che forniscono il servizio di stoccaggio gas).

In sintesi il gas viene stoccato nel giacimento nei mesi estivi e riconsegnato alla rete di trasporto nazionale nei mesi invernali; pertanto l'esercizio si distingue nelle due fasi seguenti:

- a) *Fase di iniezione (indicativamente nel periodo aprile -ottobre)*: il gas naturale proveniente dai metanodotti viene compresso ed inviato in giacimento attraverso pozzi;

- b) *Fase di erogazione (indicativamente nel periodo novembre – marzo):* il gas naturale dal giacimento attraverso i pozzi subisce un trattamento di separazione meccanica dell'acqua trascinata e di disidratazione e, se necessario, altri trattamenti specifici, per essere infine inviato alla rete di trasporto nazionale.

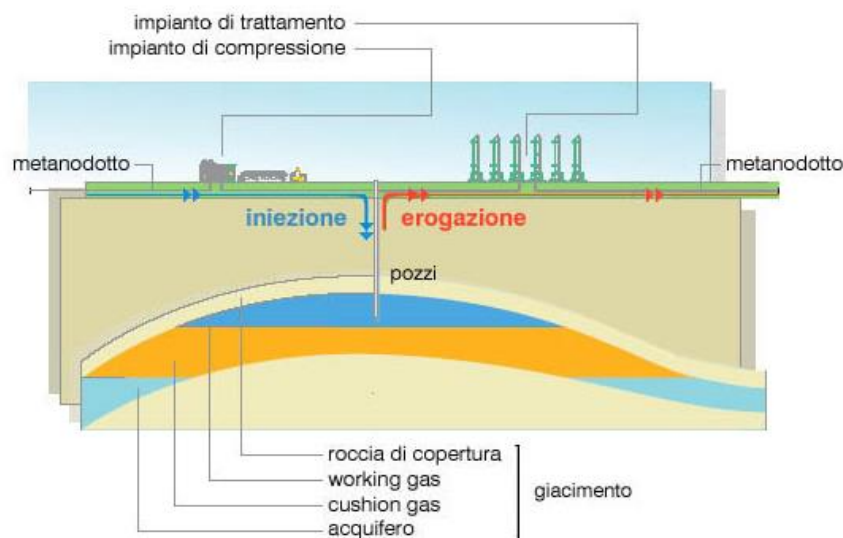


Fig. 2 Schema semplificato dell'attività di stoccaggio

I componenti principali di un sito di stoccaggio sono: il giacimento, la centrale di stoccaggio con gli impianti di compressione e trattamento ed i pozzi.

5.2 Giacimento

Il giacimento è la struttura geologica in cui viene immagazzinato il gas prelevato dalla rete nazionale.

Si tratta di un sistema roccioso poroso e permeabile che è in grado, come già detto, di garantire la permanenza del gas e di erogarlo quando richiesto dal mercato. In Italia i giacimenti ad oggi adibiti allo stoccaggio del gas naturale sono esclusivamente giacimenti di idrocarburi esauriti di tipo convenzionale e prevalentemente terrigeni. Più precisamente sono utilizzati giacimenti costituiti da serbatoi esauriti per la produzione di gas, situati mediamente a circa 1.000 – 2.000 metri di profondità.

Affinché un giacimento sia idoneo allo stoccaggio, deve presentare specifiche caratteristiche per quanto concerne la conformazione sia della “roccia serbatoio” (*reservoir*), dove è contenuto il gas, che della “roccia di copertura”, che ha il compito di impedire le perdite di gas verso l'alto. L'acquifero sottostante il giacimento invece, garantisce la chiusura verso il basso e verso i lati. Nella maggioranza dei siti italiani è altresì presente una roccia impermeabile basale che costituisce barriera e ne termina chiusura in profondità.

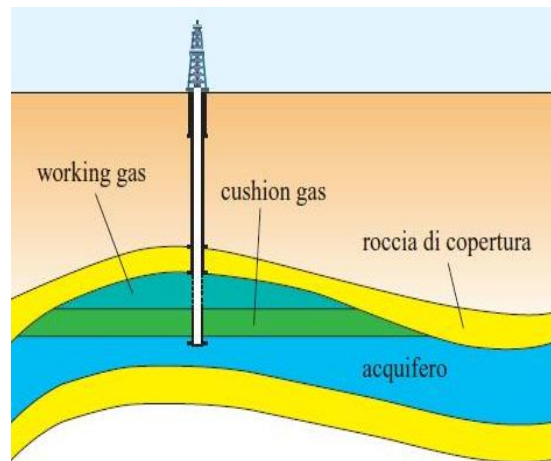


Fig. 3 Schema di uno stoccaggio in giacimento di gas esaurito

In ogni giacimento di stoccaggio si possono distinguere due volumi principali di gas:

- il Working Gas, ovvero la quantità di gas naturale che può essere movimentata ciclicamente ogni anno, comprende sia la parte di gas che può essere movimentata in base alle richieste dei clienti secondo le esigenze di mercato (WG di modulazione) sia la parte che può essere movimentata solo in caso di necessità su indicazione del Ministro dello sviluppo economico (WG strategico);
- il Cushion Gas, ovvero la quantità di gas necessaria per il mantenimento di un'adeguata pressione minima operativa, necessaria alle operazioni di stoccaggio. Spesso si tratta di rimanenze in giacimento di gas primario non prodotto, ma, nei casi in cui queste non sono disponibili, si procede alla reiniezione delle quantità necessarie di gas.

Una parte del working gas è permanentemente mantenuto in giacimento per garantire la riserva strategica da utilizzare, come sopra indicato, per fronteggiare situazioni di mancanza/riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema nazionale.

Fra le varie norme di settore si ricordano la legge 26 aprile 1974, n.170, il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164, il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 21 gennaio 2011 ed il conseguente decreto direttoriale 4 febbraio 2011 dettante procedure operative e modalità di svolgimento delle attività di stoccaggio e di controllo.

Come anticipato al capitolo 2 il Decreto direttoriale 4 febbraio 2011 detta i criteri per il rilascio della concessione, ovvero l'istanza che deve essere corredata dal progetto preliminare di stoccaggio; in particolare deve essere specificato il programma di sviluppo della capacità del giacimento, completo dei dati che ne attestino l'idoneità ad essere adibito a stoccaggio, quali la presenza di una trappola con una roccia di copertura con caratteristiche tali da garantire la tenuta idraulica verso formazioni sovrastanti, l'efficienza dello stoccaggio superiore al 30% ed valori adeguati di porosità e permeabilità valutati in base alla storia produttiva del giacimento.

Nel Rapporto di Sicurezza normalmente sono riportate le principali caratteristiche geominerarie del giacimento, quali:

1. anno di scoperta del giacimento;
2. periodo in cui si è protratta la produzione primaria;
3. anno in cui è avvenuta la conversione a campo di stoccaggio di gas naturale.

Sono anche descritte le rocce di copertura e le unità litologiche che assolvono alla funzione di *reservoir*, con indicazioni su spessore, caratteristiche petrofisiche, valori medi di porosità e di permeabilità; l'eventuale presenza di continuità idraulica tra i vari orizzonti e la profondità

del contatto gas/acque di strato. Infine risulta specificato se il processo industriale opera con valori di pressione uguali o superiori rispetto alla pressione statica originaria di scoperta del giacimento.

Il raccordo dell'istruttoria con le procedure minerarie avviene secondo le indicazioni dell'Allegato M del D.Lgs. 105/2015.

5.3 Centrale di compressione

Gli impianti di compressione assolvono il compito di portare la pressione del gas proveniente dalla Rete di Trasporto Nazionale ai valori richiesti per l'iniezione nel giacimento. La pressione nel giacimento di stoccaggio varia in funzione delle caratteristiche geologiche del sito e risulta mediamente superiore ai valori di esercizio della rete primaria dei metanodotti, i quali raggiungono una pressione massima pari a circa 75 bar. Altre variabili che determinano il valore della pressione del gas in iniezione, sono il grado di riempimento del giacimento, le modalità di riempimento dello stesso, in funzione del numero di pozzi utilizzabili e delle portate massime di iniezione rispetto ai limiti di pressione di giacimento stabiliti, i limiti di pressione del turbocompressore e delle parti d'impianto connesse.

Il lavoro di compressione è svolto da elettro-compressori o turbocompressori, costituiti dalla motrice, che può essere un motore elettrico o una turbina a gas, e dal compressore vero e proprio. Il motore elettrico o la turbina a gas forniscono l'energia necessaria al compressore, al quale sono collegati da un albero motore.

Compressori

I compressori comunemente impiegati nelle centrali di stoccaggio possono essere di tipo centrifugo, solitamente bi-stadio o multistadio; più raramente e per particolari esigenze, vengono utilizzati compressori alternativi.

Il compressore centrifugo è un compressore il cui funzionamento è basato sulla rotazione di una girante; può trattare quantità di gas più elevate rispetto al compressore alternativo.

In figura è rappresentato un compressore centrifugo bi-stadio nel quale si innestano 4 condotte, in ordine rappresentanti le seguenti fasi:

- aspirazione del gas (flusso in entrata al compressore);
- primo stadio di compressione del gas, che dopo la compressione viene raffreddato, per esempio in air coolers;
- secondo stadio di compressione del gas uscito dal primo stadio e raffreddamento; il gas viene quindi inviato ai pozzi.



Fig. 4 Compressore centrifugo – Vista laterale e vista frontale

Il compressore alternativo è una macchina che sfrutta il lavoro svolto da un motore a movimento alternativo per aumentare la pressione di un gas; caratteristica principale del compressore alternativo è il rapporto di compressione.

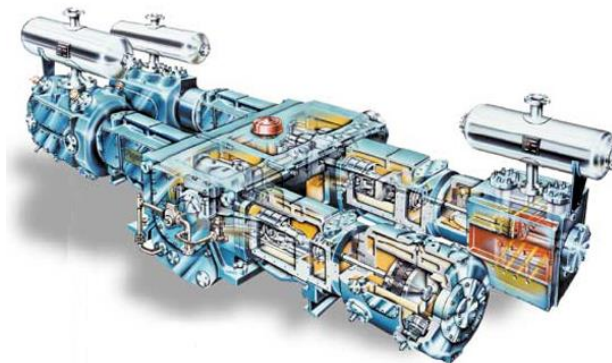


Fig. 5 Compressore alternativo

Il turbocompressore a gas. L'energia necessaria al funzionamento del compressore è fornita da una turbina a gas, alimentata da una miscela di aria e gas ("fuel gas"), alla quale è collegato un albero motore.

Il principio di funzionamento è il seguente: l'aria è aspirata e compressa dal compressore assiale che la invia alla camera di combustione. Qui viene miscelata al combustibile (gas); dopo la combustione, la corrente gassosa giunge alla turbina di bassa pressione, dove ha la possibilità di espandersi cedendo energia alla turbina stessa, mediante un moltiplicatore di giri è collegata ad un compressore centrifugo, che con il suo movimento comprime il gas.

Le turbine con potenza termica superiore a 50 MW sono annoverate fra i Grandi Impianti di Combustione, soggetti pertanto agli adempimenti previsti dal titolo III bis della parte II del D.Lgs. 152/06 e dall'all. III alla parte V del D.Lgs. 152/06.

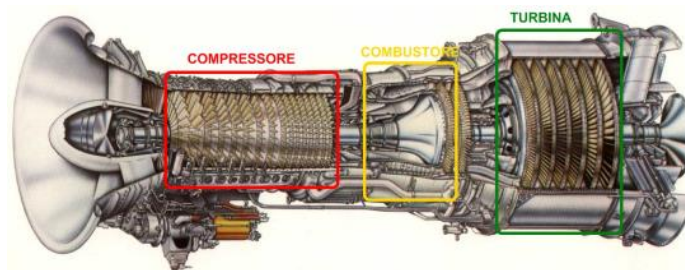


Fig. 6 Turbina a gas

L'elettrocompressore è un compressore il cui funzionamento è determinato dall'energia fornita da un motore elettrico, al quale è collegato l'albero motore del compressore stesso.

Il cabinato dove è alloggiato l'elettrocompressore o il turbocompressore è completamente insonorizzato. Oltre agli elettrocompressori o turbocompressori, gli impianti di compressione comprendono:

- condotte di processo (tubazioni, valvole, filtri);
- sistemi di alimentazione elettrica e ausiliari;
- sistemi di alimentazione fuel gas;
- sistemi di raffreddamento del gas compresso (air coolers), necessari in quanto il gas si riscalda a seguito della compressione;
- sistemi di controllo, sicurezza e regolazione della portata.



Fig. 7 Centrale di compressione – Cabinati turbocompressori, tubazioni e refrigeranti

5.4 Centrale di trattamento

Il gas, per essere immesso nella rete di trasporto, deve essere trattato per rispondere alle specifiche di qualità dettate dalla Delibera dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (ora Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambienti) del 6 settembre 2005 (Art. 7, comma 4, allegato A); in particolare il contenuto di vapor d’acqua non può superare determinati limiti per rispettare le specifiche di consegna del gas e garantirne un trasporto ed uso sicuro. Per quanto detto il gas erogato dal giacimento attraverso i pozzi subisce un primo trattamento di separazione meccanica prima dell’ingresso nell’impianto di disidratazione.

Gli impianti per la disidratazione del gas possono essere distinti nelle seguenti tipologie:

- a. per assorbimento (impianti al glicole);
- b. per raffreddamento mediante espansione (Joule Thompson Valve -JTV- e Low Temperature Separator - LTS);
- c. per raffreddamento mediante refrigeratore esterno (Compression Refrigeration Cycle - CRC);
- d. mediante setacci molecolari.

a) Disidratazione per assorbimento con glicole

Gli impianti di disidratazione maggiormente diffusi sono quelli al glicole con colonne di disidratazione. Il glicole più utilizzato è quello trietilenico (TEG), ma si possono utilizzare anche il dietilenico (DEG) e il monoetilenico (EG). Il gas erogato, dopo essere transitato attraverso i separatori gas-liquido di testa pozzo e di centrale, dove si libera la maggior parte dell’acqua trascinata, giunge alle colonne di disidratazione dove entra in contatto con il glicole che fluisce in contro-corrente. Il glicole è una sostanza igroscopica, capace quindi di cattura per assorbimento il vapor d’acqua presente nel gas.

Il glicole umido, ossia quello già utilizzato nelle colonne di disidratazione, viene inviato ai

rigeneratori dove, per riscaldamento libera dell'acqua. Il glicole rigenerato viene di nuovo riutilizzato nel processo di disidratazione.

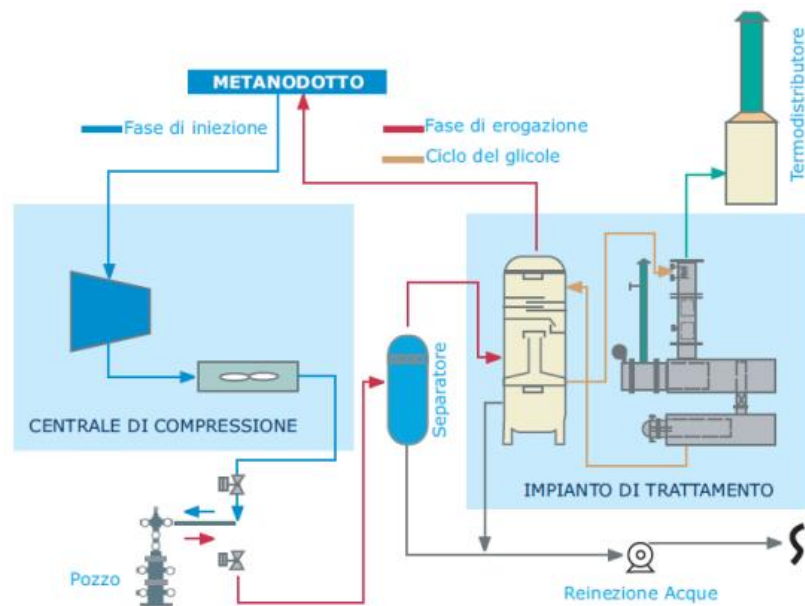


Fig. 8 Schema tipico di processo trattamento per adsorbimento – Separatore ingresso centrale, colonna disidratazione e rigenerazione del glicole

b) Disidratazione per raffreddamento mediante espansione (JTV - LTS)

Altra tipologia di trattamento è quella che sfrutta l'abbassamento di temperatura del gas che si espande in una valvola (effetto Joule-Thomson - JTV). Il vapor d'acqua presente nel gas condensa per raffreddamento e si separa in un separatore a bassa temperatura LTS (Low Temperature Separator). Tale tecnica può essere utilizzata solo se il gas erogato dal giacimento ha una pressione abbastanza elevata tale da permettere, con l'espansione, il raggiungimento di temperature sufficientemente basse da provocare la condensazione del vapor d'acqua presente.

Questi impianti possono quindi essere utilizzati in associazione con quelli al glicole se nel giacimento si raggiungono pressioni tali da rendere disponibile per buona parte del ciclo di estrazione un salto di pressione sufficiente per la disidratazione (la pressione del gas si abbassa man mano che procede l'erogazione). Quando il salto di pressione non è più sufficiente, vengono messe in funzione le colonne al glicole.

c) Disidratazione per raffreddamento con refrigerante (CRC)

Un'ulteriore tipologia di trattamento di disidratazione per raffreddamento è basata su un ciclo di refrigerazione esterno (Compression Refrigeration Cycle - CRC) costituito da uno scambiatore di calore che utilizza un fluido refrigerante come ad esempio propano, fluidi refrigeranti ecologici, ecc..

Tale tipologia può integrare gli impianti di raffreddamento, e l'azionamento del ciclo di refrigerazione esterno può intervenire nel momento in cui la pressione del giacimento non è più sufficiente a garantire la disidratazione del gas per effetto Joule-Thomson (paragrafo 8.5.1).

d) Disidratazione mediante setacci molecolari

Le particelle di liquido vengono separate all'interno di colonne contenenti composti sintetici costituiti da allumina attiva e silica gel.

L'impianto a setacci molecolari è principalmente composto da tre "letti adsorbenti" (colonne) che lavorano contemporaneamente. Il gas da trattare è inviato alla colonna in adsorbimento che trattiene l'acqua. Quando il letto è saturo, cessa l'invio di gas e l'adsorbente viene rigenerato da un flusso di gas opportunamente riscaldato tramite un riscaldatore.

Una volta rigenerato, prima di riprendere la funzione di adsorbente, il letto deve essere raffreddato e ciò avviene mediante un flusso di gas freddo. Per garantire continuità alla fase di trattamento, le tre colonne (letti) sono ciclicamente in fase di adsorbimento (8 ore), rigenerazione (8 ore) e raffreddamento (8 ore).



Fig. 9 Centrale trattamento – Colonne di disidratazione e piping dedicato

Le principali unità impiantistiche ausiliarie presenti nella centrale sono:

- Sistemi di inibizione di idrati (es. pompe di iniezione)

nell'impianto la pressione del gas viene regolata tramite valvole che portano il gas alla pressione richiesta nelle diverse fasi. A causa del raffreddamento del gas provocato dal salto di pressione, in particolari condizioni di pressione, temperatura e elevate concentrazioni di vapor d'acqua, si possono formare degli idrati di gas, composti solidi che possono ostruire le tubazioni "tappi di idrati" (vedi paragrafo 7.3. rischi connessi alla formazione di idrati). Al fine di prevenire il fenomeno, a monte dei salti di pressione viene iniettata una sostanza, glicole, metanolo o altri inibitori, che ne inibisce la formazione. L'operazione di iniezione dell'inibitore viene realizzata mediante l'impiego di opportuni sistemi;

- produzione e distribuzione dell'aria per i servizi;
- torcia e sistemi di scarico del gas per sovrappressione ed emergenza;
- impianti di generazione elettrica di emergenza.

Gli impianti di compressione e trattamento del gas possono essere situati nello stesso sito o

anche in siti diversi ubicati anche ad alcuni km di distanza tra loro.

5.5 Pozzi

I pozzi si possono considerare come le strutture che collegano il giacimento con gli impianti di superficie, attraverso un insieme di tubazioni che permette il trasporto del gas dal pozzo alla centrale (e viceversa). I pozzi possono essere isolati o raggruppati; in entrambi i casi sono all'interno di un'area opportunamente recintata che prende il nome di Cluster nel caso di presenza di più pozzi.

Mediamente, la profondità dei pozzi per lo stoccaggio è compresa tra i 1.000 e 2.000 metri.

Un pozzo, generalmente, si compone di:

- una parte esterna costituita da sezioni di foro concentriche rivestite da tubi di acciaio *casing* e da un riempimento di cemento nello spazio anulare tra foro e tubo in modo da garantire l'ancoraggio meccanico del tubolare e l'isolamento idraulico del giacimento. I *casing* si distinguono in *surface*, *intermediate* e *production* a seconda del posizionamento in profondità e della funzione;
- una parte interna *tubing* ovvero tubazione di acciaio attraverso la quale il gas fluisce dal giacimento verso gli impianti e viceversa, collocata all'interno del production casing;
- la testa pozzo consiste in una serie di flangiature di diametro decrescente che realizzano il collegamento tra i vari casing e, tramite valvole saracinesche, garantiscono la possibilità di ispezione tra gli spazi anulari. Sulla parte superiore della testa pozzo è installata la croce di produzione, *christmas tree*; tale sezione è costituita da una serie di valvole saracinesche la cui funzione è quella di assicurare la chiusura ermetica del pozzo con l'interruzione del flusso del gas e permettere le operazioni di manutenzione nel pozzo;
- il fondo pozzo è la parte terminale più profonda del pozzo a contatto con il giacimento e può presentare differenti tipologie di completamento a seconda della presenza o meno di un componente denominato *gravel packing*, che consiste in filtri a sabbia a granulometria definita, atti ad impedire il trascinamento nel gas estratto della sabbia presente nel giacimento. Nel caso di formazioni molto coese il completamento può essere di tipo *Convenzionale* senza la presenza di filtri, nel caso di formazioni debolmente coese è necessario installare i filtri con tecnica *Open Hole Gravel Pack (O.H.G.P.)* o *Cased Hole Gravel Pack (C.H.G.P.)*.

I pozzi di stoccaggio possono essere connessi ad un separatore, per il recupero dell'acqua libera di strato trascinata durante la risalita, e sono collegati tramite condotta alla centrale di trattamento e di compressione gas.

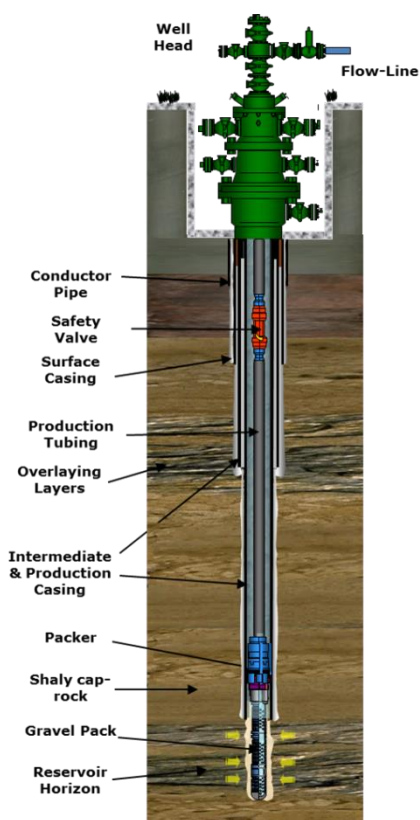


Fig. 10 Pozzo di stoccaggio: schema tipico

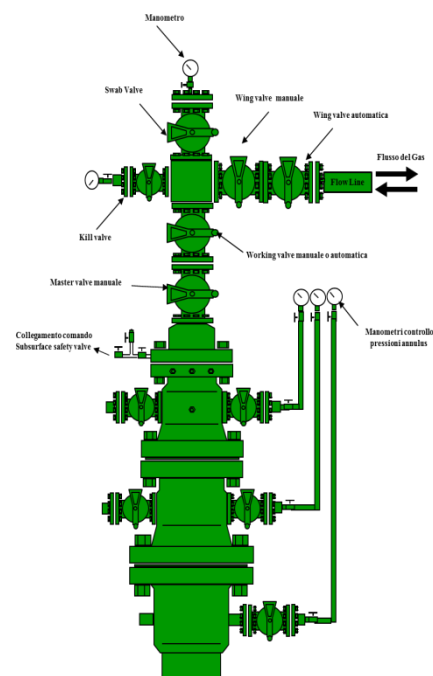


Fig. 11 Croce di produzione

Sistemi di sicurezza e di chiusura pozzo

I sistemi di sicurezza installati nei pozzi e a testa pozzo sono studiati per garantire la chiusura automatica e immediata del pozzo nel caso di situazioni di emergenza, garantendo il sezionamento tra l'impianto di superficie e il giacimento.

Tali sistemi si configurano in una o più valvole a saracinesche automatiche a testa pozzo (per i soli pozzi di iniezione/erogazione) e in una valvola di sicurezza (safety valve) o attrezzatura wireline equivalente, installata su tutti i pozzi. Tali sistemi chiudono automaticamente in caso di valori anomali di pressione e/o portata:

- la valvola di sicurezza di fondo (di tipo surface controlled subsurface safety valve), che viene installata nel tubing a una quota di circa 30÷100 metri sotto la superficie; ha la funzione di garantire la chiusura automatica del pozzo anche in caso di rotture della testa pozzo e delle attrezzature di superficie, comprese le condotte;
- le valvole a saracinesche automatiche, installate sulla testa pozzo; intervengono qualora si verificano anomalie alle attrezzature di superficie, come per esempio rotture delle condotte.

Le valvole di cui sopra sono di tipo "fail safe" ovvero è necessario esercitare una determinata pressione per mantenerle aperte e in caso di emergenza si chiudono automaticamente.

Le valvole di sicurezza di fondo pozzo (surface controlled subsurface safety valve) possono essere di tipo "Wire Line Retrievable" o "Tubing Retrievable" le prime sono agganciate al tubing mediante cunei di ancoraggio meccanico, le seconde sono solidali con il tubing stesso.

Le valvole "Wire Line Retrievable" possono essere in genere rimosse per effettuare operazioni di manutenzione ("wire-line" e rigless) che consistono nella discesa all'interno del pozzo di attrezzature temporanee (es.coiled tubing o attrezzature sospese ad un cavo). Tali operazioni

si rendono necessarie per l'acquisizione e la registrazione dei dati di pressione, per verifiche del completamento o per operazioni in loco (mediante coiled tubing). Le più recenti tipologie di valvole di sicurezza di fondo pozzo invece sono del tipo "Tubing Retrievable" e consentono l'accesso all'interno del pozzo in fase di esercizio senza che si renda necessaria la rimozione della valvola di sicurezza installata. Durante le operazioni wire line e rigless all'interno del pozzo, la chiusura delle valvole di sicurezza viene inibita dalla presenza del cavo o del coiled tubing; in tali situazioni vengono installate in superficie sulla testa pozzo, chiusure supplementari comandate a distanza.

Per quanto sopra riportato e descritto gli elementi tecnici relativi al pozzo sono oggetto di analisi di rischio.

5.6 Flowlines di collegamento

Le flowlines sono le condotte di collegamento, esterne alle recinzioni degli impianti, tra le aree pozzi/cluster e le centrali. Così come previsto dall'art. 3 comma 1 lettera H del D.Lgs.105/2015 le tubazioni che collegano due impianti sono da considerare facenti parte dello stabilimento anche se esterne alle recinzioni, in quanto sono sottoposte al controllo del medesimo Gestore. Per quanto riguarda l'analisi di rischio si rimanda al paragrafo 7.4 sicurezza delle Flowlines.




5.7 Struttura Organizzativa

Per quanto attiene alla struttura organizzativa sono presi in considerazione dati descrittivi riguardanti il numero indicativo di persone con indicazione delle interconnessioni tra le varie funzioni (tenendo conto dei turni di lavoro e di reperibilità), del possibile presidio dello stabilimento h24, del possibile telecontrollo e conduzione dell'impianto in tutte le fasi esercizio di produzione, stoccaggio, e soprattutto nelle possibili fasi di anomalie di processo e situazioni di emergenza, con specificati i tempi di arrivo in loco della squadra di emergenza qualora se ne ravvisi la necessità.

Importante è focalizzare l'attenzione sulla dislocazione dei diversi stabilimenti presenti sul territorio nazionale che possono essere interdipendenti tra loro. Pertanto la tipologia dei sistemi di gestione come ad esempio il telecontrollo, o sistemi di organizzazione come squadre di reperibili pronti ad intervenire, associati a tecnologie di processo del tipo fail-safe, risultano fondamentali nella gestione delle emergenze, soprattutto quando l'impianto risulta non presidiato localmente. Il Rapporto di Sicurezza dovrà pertanto descrivere la struttura organizzativa aziendale anche riferita alla sede centrale operativa da cui si telecontrollano gli altri stabilimenti della stessa società. La gestione mediante telecontrollo è fondamentale soprattutto in fase di emergenza.

6 INFORMAZIONI RELATIVE ALLA CLASSIFICAZIONE DELLE SOSTANZE PERICOLOSE E CRITERI DI ASSOGGETTABILITÀ ALLA NORMATIVA "SEVESO"

Le sostanze classificate come pericolose ai sensi del D.Lgs. 105/2015 tipicamente presenti negli stabilimenti in esame sono riportate nella tabella seguente, in cui sono riportate la classificazione di pericolo, le frasi di rischio aggiornate al Regolamento CE 1272/2008 e s.m.i. e le soglie che determinano la assoggettabilità al D.Lgs. 105/2015.

SOSTANZE PERICOLOSE RICOMPRESE IN ALLEGATO 1 parte 2 D.LGS. 105/2015						
	Regolamento (CE) 1272/2008 e s.m.i.	Numero CAS	Colonna 1	Colonna 2	Colonna 3	Quantità massima detenuta prevista (t)
Sostanza	Classificazione Etichettatura Indicazioni di pericolo		Riferimento Allegato 1	Quantità limite (t) ai fini dell'applicazione dei:		
				Requisiti di soglia inferiore	Requisiti di soglia superiore	
Gas naturale	Flam. Gas 1 Press. Gas (Comp.)  H220 Gas estremamente infiammabile H280 Contiene gas sotto pressione	68410-63-9	18. Gas liquefatti infiammabili, categoria 1o 2 (compreso GPL) e gas naturale	50	200	Hold up giacimento Working gas Cushion gas Impianti di superficie Compressione Trattamento Cluster Pozzi
Gasolio	Flam. Liq. 3 Aquatic Chronic 2 Carc. 2 STOT RE 2 Asp. Tox. 1 Skin Irrit. 2  H226 - Liquido e vapori infiammabili H411 - Tossico per gli organismi acquatici, può provocare a lungo termine effetti negativi per l'ambiente acquatico H332 - Nocivo se inalato H351 - Sospettato di provocare il cancro H373 - Può provocare danni agli organi in caso di esposizione ripetuto o prolungata H304 - Nocivo: può provocare danni ai polmoni in caso di ingestione e penetrazione nei polmoni H315 - Provoca irritazione cutanea	68476-34-6	34. Prodotti petroliferi e combustibili alternativi	2500	25000	
Metanolo	Acute Tox. 3 Flam. Liq. 2 STOT SE 1  H331 - Tossico se inalato H311 - Tossico a contatto con la pelle H301 - Tossico se ingerito H225 - Liquido e vapori facilmente infiammabili H370 - Provoca danni agli organi	67-56-1	H2 TOSSICITÀ ACUTA P5c LIQUIDI INFIAMMABILI	500	5000	

Tab. 2 Tabella di Assoggettabilità al D.Lgs. 105/2015

Gli stoccaggi sotterranei di gas naturale si configurano come stabilimenti di soglia superiore, in quanto detengono quantitativi di gas naturale (milioni di tonnellate in stoccaggio nel giacimento) superiori al limite di soglia indicato in colonna 3 Allegato 1 Parte 2 del D.Lgs. 105/2015.

È opportuno distinguere tra i quantitativi presenti in hold-up nel giacimento e negli impianti di superficie. Per il giacimento è necessario calcolare e specificare i quantitativi relativi a Cushion Gas e Working Gas, mentre per gli impianti di superficie i quantitativi relativi ai singoli impianti e tubazioni (trattamento, compressione, cluster, pozzi).

Il gasolio viene comunemente utilizzato per alimentare i gruppi elettrogeni di emergenza, mentre il metanolo può essere presente in alcuni stabilimenti in quanto utilizzato come inibitore per evitare la formazione di idrati. Infine possono essere presenti altre sostanze pericolose (es. propano).

7 SICUREZZA DELLO STABILIMENTO

Il par. C dell'allegato C al D.Lgs. 105/2015 prevede che il Gestore fornisca gli elementi utili a dimostrare che progettazione, esercizio, manutenzione dello stabilimento siano sufficientemente sicuri e affidabili.

Gli stabilimenti risultano essere peculiari in quanto si compongono, come descritto ampiamente nel precedente capitolo 5, dagli impianti di compressione e trattamento, che costituiscono gli impianti di superficie, dal giacimento, che costituisce un "sistema naturale" di stoccaggio, e dai pozzi, che connettono il giacimento agli impianti di superficie.

Nel presente capitolo verranno affrontati gli aspetti di sicurezza, suddividendoli nelle diverse parti dello stabilimento sopra illustrate: per quanto concerne gli aspetti legati alla sicurezza del giacimento e dei pozzi si ritiene che il Gestore debba dimostrare che tali problematiche siano state già affrontate e valutate nell'ambito dell'applicazione della normativa specifica di settore.

7.1 Sicurezza del giacimento

Il presente capitolo affronta gli aspetti relativi alla sicurezza del giacimento ed in particolare:

- le caratteristiche del giacimento e lo studio dello stato tensionale mediante modello geologico strutturale che rappresenta dal punto di vista fisico lo stato del giacimento;
- il monitoraggio di pressione, microsismicità e deformazione del suolo che indicano il mantenimento dello stato del giacimento in condizioni di sicurezza durante l'attività di iniezione ed erogazione.

La perfetta conoscenza delle caratteristiche del giacimento nonché il monitoraggio dei parametri sopra indicati, costituiscono la base su cui si fonda la sicurezza del giacimento stesso.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha elaborato un'apposita Linea Guida "*Indirizzi e Linee Guida per il Monitoraggio della Sismicità, delle Deformazioni del Suolo e delle Pressioni di Poro nell'ambito delle Attività Antropiche*", emanata il 24 novembre 2014, per il monitoraggio di sismicità, deformazioni e pressione di poro dei giacimenti; attualmente in fase di sperimentazione. La linea Guida individua le strutture tecniche specialistiche che saranno deputate, a regime, alla valutazione dei risultati dei monitoraggi, nonché all'individuazione delle azioni da compiere in caso di anomalie. Importante evidenziare che il monitoraggio, attivato prima che le attività antropiche abbiano inizio, può permettere di quantificare i valori

di fondo dei parametri in esame, naturali e/o indotti da altre attività antropiche effettuate nel sito. Durante il periodo di esercizio invece, il monitoraggio permette di distinguere e misurare in continuo l'eventuale sismicità e le variazioni di tutti i parametri monitorati attraverso il confronto con i valori di fondo precedentemente acquisiti e stimati.

Le Linee Guida sono state elaborate con particolare riferimento alle attività di reiniezione di liquidi, pratica utilizzata durante la produzione di idrocarburi per lo smaltimento delle acque di strato prodotte, e sono estendibili anche all'attività di stoccaggio.

7.1.1 Stato tensionale del giacimento

7.1.1.1 Geomeccanica di giacimento

Negli impianti di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo, il giacimento, a seconda delle caratteristiche geomeccaniche delle rocce, può essere gestito sia con valori di pressione uguali a quella originaria, sia superiori (in sovrappressione). Nel caso di utilizzo dello stoccaggio a pressione superiore a quella originaria è necessario che sia ricostruito a cura del Gestore il modello geomeccanico del giacimento, sulla base delle proprietà petrofisiche, geomeccaniche e reologiche delle rocce. Tale modello appare necessario anche nello sviluppo di nuovi impianti.

Il modello geomeccanico di giacimento fornisce, infatti, valutazioni di tipo quantitativo sulla pressione limite con cui si può svolgere l'attività di stoccaggio in condizioni di sicurezza.

La costruzione del modello necessita delle seguenti informazioni:

- caratterizzazione geomeccanica dei litotipi;
- modellazione attraverso metodi numerici 2D o 3D del comportamento tenso-deformativo delle rocce sottoposte a diverse pressioni di esercizio, su diverse sezioni ritenute rappresentative del giacimento.

Il ciclo stagionale di iniezione ed erogazione di gas determina all'interno del giacimento elevati differenziali dei valori di pressione che si riflettono in variazioni cicliche dello stato tensionale complessivo, sia all'interno della roccia serbatoio che nelle litologie impermeabili al suo contorno. Lo studio è necessario al fine di garantire che le pressioni di esercizio siano sempre ben al di sotto dei valori di pressione che potrebbero generare fenomeni di fratturazione, soprattutto nel caso di esercizio in sovrappressione. Il rischio di generare fenomeni di fratturazione della roccia di copertura potrebbe accentuarsi negli impianti che operano in sovrappressione, dove il *working gas* immagazzinato ha valori di pressione superiori a quella originaria ($P > P_i$). In caso di modifiche o di nuove istanze (nulla osta di fattibilità), il modello è utilizzato per simulare e valutare i risultati ottenuti in termini di fattori di sicurezza, confrontando i vari valori dello stato tensionale delle rocce con l'inviluppo a rottura definito dal criterio di Mohr-Coulomb. Il Criterio di Mohr Coulomb è il più semplice ed utilizzato criterio di rottura per i terreni e consente di mettere in relazione lo stato di tensione (per compressione, distorsione o variazione di resistenza al taglio) con le variazioni delle tensioni efficaci, allo scopo di confrontarsi con la tensione limite di rottura. La valutazione di questi studi è effettuata all'interno del processo autorizzativo della concessione ai sensi del D.Lgs 624/96 e richiede competenze specifiche di geomeccanica.

7.1.1.2 Monitoraggi delle pressioni di poro

La caratterizzazione delle pressioni di poro è un elemento determinante per l'aggiornamento e la verifica delle condizioni di funzionamento di un giacimento. Il monitoraggio delle pressioni di poro consiste nella misura della pressione a fondo pozzo, allo scopo di verificare la rispondenza del modello fluidodinamico del giacimento e valutare l'evoluzione nello spazio e nel tempo delle pressioni di giacimento.

7.1.1.3 Monitoraggio del soil gas

Benché indagine non vincolante, il *soil-gas survey* è una metodologia di indagine geochimica che fornisce informazioni integrative sull'impermeabilità ai gas della roccia di copertura. Il rilevamento di valori anomali delle concentrazioni e del flusso di specie chimiche quali metano, anidride carbonica e radon presenti nei suoli possono indicare la presenza di diaclasi o fratture nella cap-rock che possono originare vie di fuga preferenziali per la migrazione del gas verso la superficie. L'indagine, svolta su cadenza annuale, prevede misura delle concentrazioni e di flusso di CH₄, CO₂ e Rn nei suoli su un'area comprendente il giacimento e zone limitrofe. Le rocce di copertura degli attuali stoccaggi italiani, costituite da strati di argilla potenti centinaia di metri normalmente non necessitano di tale monitoraggio.

7.1.2 Descrizione della sismicità indotta, innescata e monitoraggio microsismico

I terremoti indotti ed innescati sono fenomeni sismici generati dall'accumulo locale di stress nel sottosuolo causato dalle attività antropiche. La differenza tra le due categorie sta nel fatto che:

- la sismicità indotta è associata alla creazione di nuove fratture e può verificarsi anche in zone geologicamente stabili, dove non è presente sismicità naturale. I terremoti indotti hanno in genere una magnitudo dai valori modesti, con ipocentri poco profondi e localizzati in un intorno del volume coinvolto dalle attività antropiche;
- i terremoti innescati si originano per attivazione di faglie pre-caricate, le quali vengono perturbate da piccoli stress generati dall'attività umana spostando un sistema già sollecitato dagli stress tettonici, da uno stato quasi-critico ad uno stato instabile. L'attività antropica quindi ha anticipato l'evento sismico che si sarebbe verificato comunque, ma in un tempo successivo ed ignoto. I terremoti innescati hanno generalmente una magnitudo maggiore di quelli indotti e il loro ipocentro può essere distante diversi Km dall'impianto. Importante evidenziare che la presenza della roccia impermeabile sovrastante il giacimento e basale, impedisce che il disturbo dello stato tensionale raggiunga le strutture attive.

Nonostante in Italia non ci sia ad oggi alcun caso dimostrato di correlazione tra stoccaggio di gas in giacimenti convenzionali e sismicità indotta o innescata, si rende comunque necessario, durante l'attività produttiva, monitorare costantemente il comportamento del giacimento con una rete di rilevamento microsismico di qualità, affinché sia possibile monitorare che lo stato tensionale applicato dalle diverse pressioni di esercizio rimanga nel campo elastico. Nel caso si verifichi rumore di fondo dovuto alla presenza di centri urbanizzati, questo monitoraggio potrà essere fatto lungo stendimenti verticali in pozzi dedicati. Un incremento di segnali sismici, anche di piccola magnitudo, ma localizzati nello spazio e nel tempo, costituisce un indizio di un comportamento anomalo del giacimento che può portare ad eventi sismici maggiori. Il monitoraggio microsismico fornisce quindi informazioni fondamentali di supporto alle decisioni da intraprendere per un corretto svolgimento dell'attività in sicurezza.

7.1.2.1 Caratteristiche delle reti di monitoraggio microsismiche

Il monitoraggio dell'attività microsismica permette di evidenziare la possibile insorgenza di sismicità indotta e/o innescata. Pertanto è opportuno che nel Rapporto di Sicurezza siano descritte:

- le caratteristiche tecniche della rete di rilevamento microsismico e tipologia della strumentazione utilizzata;
- l'interdistanza tra le stazioni di rilevamento. Nel caso di strumentazione installata in pozzi dedicati, andrà indicata la profondità di locazione dei geofoni;

- le modalità di acquisizione e trasmissione dei dati sismici. In caso di anomalie di funzionamento con conseguente lacuna dei dati trasmessi - immagazzinati si dovranno riportare nella relazione di giacimento tali anomalie.

La rete ha lo scopo di mantenere sotto osservazione l'eventuale insorgere di fenomeni connessi a sismicità indotta/innescata.

7.1.2.2 Sismicità di origine antropica

Sono state condotte ricerche su alcuni giacimenti nazionali da commissioni scientifiche internazionali (ICHESE Report on the Hydrocarbon Exploration and Seismicity in the Emilia Region- 2014-) e di enti di ricerca (ISPRA Rapporto sullo stato delle conoscenze riguardo alle possibili relazioni tra attività antropiche e sismicità indotta /innescata in Italia - giugno 2014) sulle relazioni tra micro sismicità indotta ed attività mineraria in sottosuolo.

Si riportano inoltre alcuni cenni di studi condotti su una situazione reale nella quale l'avvio di una nuova attività di stoccaggio ha con ogni probabilità indotto fenomeni sismici, ma come di seguito spiegato, non è corretto prendere l'evento accaduto come un riferimento per le attività di stoccaggio in Italia.

Il "Progetto Castor" consiste in uno stoccaggio sotterraneo di gas naturale, tipo semiconvenzionale, caratterizzato da rocce carbonatiche costituenti un campo a olio e convertito a gas metano, situato 22 km offshore da Vinaros nella provincia di Castellon in Spagna. Nel Settembre del 2013, pochi giorni dopo l'inizio dell'iniezione su larga scala di metano nello stoccaggio, l'attività fu interrotta in quanto diverse centinaia di piccoli terremoti furono avvertiti nella costa orientale di Valencia. Il governo spagnolo ha pertanto commissionato uno studio al Massachusetts Institute of Technology e all'Harvard University finalizzato a stabilire se gli eventi sismici del settembre-ottobre 2013 fossero connessi con le operazioni svolte nello stoccaggio sotterraneo di Castor.

Si evidenziano quindi le principali motivazioni per le quali il progetto "Castor" non può essere preso come esempio per le attività di stoccaggio già presenti in Italia:

- è un giacimento di carbonati fratturati con presenza di numerose faglie sismicamente attive, mentre i giacimenti attualmente presenti in Italia sono di origine terrigena senza la presenza di faglie attive;
- è un giacimento offshore di produzione primaria di olio convertito a stoccaggio di gas, mentre in Italia sono attualmente convertiti a stoccaggio esclusivamente i giacimenti esauriti di gas metano su terraferma;
- l'attività di stoccaggio in giacimento non è mai arrivata a regime, in quanto l'attività di conversione del campo allo stoccaggio è stata interrotta dopo l'iniezione di pochi milioni di metri cubi di gas (early injection) e in concomitanza delle attività di early injection si sono registrati eventi sismici, senza però determinare innesco o induzione di terremoti.

Gli esiti dello studio sono reperibili al seguente indirizzo: http://www.minetad.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/2017/documents/castor_final_report_final_signed.pdf

Tuttavia si raccomanda che, in caso di nuovi stoccaggi o di modifiche di stabilimenti preesistenti, il Gestore effettui una valutazione previsionale delle variazioni dello stato tensionale indotte dall'attività di stoccaggio sulle faglie presenti nel giacimento e nelle aree limitrofe, al fine di verificare se si possono instaurare fenomeni di sismicità legati alle attività di stoccaggio.

7.1.3 Subsidenza e monitoraggio deformazioni del suolo

Un aspetto importante della sicurezza riguarda il controllo dello stato tenso-deformativo a cui viene sottoposto il giacimento durante il ciclo annuale di pressurizzazione e depressurizzazione che può indurre fenomeni di deformazione superficiale del suolo.

Descrizione del fenomeno della subsidenza e delle deformazioni del suolo

Per subsidenza si intende ogni movimento di abbassamento verticale della superficie terrestre, indipendentemente dalla causa che lo ha prodotto, dallo sviluppo areale e dall'evoluzione temporale del fenomeno. L'abbassamento del suolo può essere legato a cause naturali, come fenomeni tettonici o isostatici, o indotto da interventi antropici come l'emungimento di fluidi (pozzi per l'approvvigionamento di acqua e produzione di idrocarburi). Quale che sia l'origine, la subsidenza, ha una dinamica cronologica abbastanza lenta e nella sua evoluzione temporale tende ad interessare porzioni di territorio via via crescenti. Per quanto riguarda lo stoccaggio di gas naturale, le deformazioni del suolo consistono in un'alternanza di abbassamenti e innalzamenti (a seconda se la fase è di erogazione o di iniezione) millimetrici e circoscritti, che vengono monitorati come descritto nel paragrafo successivo. Attualmente tutti i giacimenti adibiti a stoccaggio sono monitorati relativamente alle deformazioni del suolo.

7.1.3.1 Monitoraggio della subsidenza e delle deformazioni del suolo con tecniche SAR

Per valutare lo stato di deformazione del suolo, occorre elaborare i dati desunti dalle reti di monitoraggio e le variazioni piano-altimetriche di una porzione di territorio che comprenda sia il giacimento che le aree limitrofe. Le analisi possono essere condotte tramite l'utilizzo di tecniche SAR (*Synthetic Aperture Radar*), con cui vengono elaborati i dati forniti da sequenze multi-temporali di immagini satellitari. I risultati delle elaborazioni SAR sono rappresentati da serie temporali di deformazione le cui variazioni millimetriche sono elaborate rispetto a zone di riferimento fisse (pixel di riferimento), scelte in un'area assunta stabile.

7.1.4 Linee Guida Ministeriali per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro

Con riferimento alle reti di monitoraggio di cui ai paragrafi precedenti, si fa presente che il Ministero dello Sviluppo Economico ha elaborato nel 2014 le linee guida denominate "INDIRIZZI E LINEE GUIDA PER IL MONITORAGGIO DELLA SISMICITÀ, DELLE DEFORMAZIONI DEL SUOLO E DELLE PRESSIONI DI PORO NELL'AMBITO DELLE ATTIVITÀ ANTROPICHE", scaricabili al seguente indirizzo:

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/lineeguida/linee.asp>

La necessità di elaborare una linea guida è scaturita dagli approfondimenti tecnici effettuati dopo gli eventi sismici avvenuti in Italia nel 2012. Infatti, a seguito degli eventi sismici occorsi in Emilia Romagna, fu istituita l'11/12/2012 la Commissione ICHESE (International Commission on Hydrocarbon Exploration and Seismicity in the Emilia Region) incaricata di valutare le possibili relazioni tra le attività di coltivazione di idrocarburi, e in particolare, di reiniezione delle acque di strato e l'aumento dell'attività sismica nell'area colpita dal terremoto dell'Emilia-Romagna nel mese di maggio 2012.

Il Rapporto della Commissione, pubblicato il 13/2/2014, è reperibile al seguente indirizzo:

<http://ambiente.regione.emilia-romagna.it/geologia/notizie/notizie-2014/commissione-ichese-on-line-il-rapporto-integrale>

Il Rapporto ha evidenziato la necessità, come si legge dalle Linee Guida del MISE, "che le attività di coltivazione di idrocarburi e di produzione di energia geotermica, sia in atto che di

nuova programmazione, siano costantemente monitorate tramite reti ad alta tecnologia, finalizzate a seguire l'evoluzione nello spazio e nel tempo dell'attività microsismica, delle deformazioni del suolo e della pressione di poro. La commissione ha indicato che queste reti dovranno essere messe in funzione prima dell'avvio di nuove attività, al fine di poter verificare e misurare la sismicità naturale di fondo e l'andamento delle deformazioni del suolo in condizioni "non perturbate". La stessa commissione ha inoltre auspicato il miglioramento delle basi informative di dati riguardanti i fenomeni monitorati".

Le Linee Guida sono state pertanto redatte con lo scopo di definire le modalità di monitoraggio e fornire agli operatori indicazioni operative per la realizzazione delle reti di monitoraggio stesse. È prevista una fase sperimentale su casi pilota, rappresentativi di diverse casistiche, prima di una applicazione generalizzata delle linee guida. Infatti per le attività di stoccaggio è attualmente attivo un protocollo di sperimentazione sulla concessione di Minerbio. La sperimentazione prevede l'eventuale implementazione e potenziamento progressivo della rete di monitoraggio, in base ai criteri delle linee guida, con un approccio graduale e sulla base dei risultati sperimentali che verranno progressivamente acquisiti e che serviranno per aggiornare quanto indicato dalle linee guida stesse.

Una volta definita la rete di monitoraggio ad alta tecnologia, la Linea Guida indica la necessità di definire una Struttura Preposta al Monitoraggio (SPM), organo tecnico del MISE, eventualmente costituita da Università ed Enti di ricerca, in grado di interpretare gli esiti dei monitoraggi.

Per quanto riguarda le azioni da intraprendere, in base alle variazioni dei parametri monitorati, le Linee Guida suggeriscono di introdurre in via sperimentale, in accordo con tutti i soggetti coinvolti, un sistema decisionale a semaforo, articolato su 4 livelli. Per le sole attività di reiniezione di fluidi nel sottosuolo è prevista, da subito, l'adozione di un modello decisionale con automatismi legati a precisi valori di soglia, mentre non si ritiene ancora opportuno adottare automatismi per tutte le altre attività. Il sistema decisionale a semaforo è specifico per ciascuna concessione e basato su procedure che dovranno essere intraprese in funzione dei valori dei parametri monitorati.

Livello di attivazione	Stato corrispondente
0	Ordinarietà
1	Attenzione
2	Riduzione delle attività
3	Sospensione delle attività

Fig. 12 Livelli di attenzione definiti dalla Linea Guida MISE

Il modello decisionale proposto prevede che il passaggio "da un livello all'altro avvenga attraverso valutazioni effettuate di concerto tra la SPM, l'UNMIG, la Regione e il Concessionario, nell'ambito delle rispettive competenze, contestualmente al manifestarsi di un quadro di valori dei parametri fuori dall'ordinario e al riconoscimento di una possibile correlazione tra le variazioni dei parametri monitorati e le attività di coltivazione/stoccaggio in corso".

Le Linee Guida presentano "gli indirizzi e i criteri generali per la formulazione delle successive prescrizioni o specificazioni da parte delle Amministrazioni competenti coinvolte da applicare alle singole concessioni in funzione delle caratteristiche del sito e del progetto di reiniezione, estrazione o stoccaggio".

Tali aspetti sono previsti nel decreto di concessione specifico del sito di stoccaggio di competenza del MISE sottoscritto d'intesa con la regione, e sono curati dal MISE.

7.2 Sicurezza dei pozzi - Rischio di perdita di integrità del giacimento e perdite da pozzo

Il documento HSE "Failure rates for underground gas storage" del 2008 (Research Report RR671) contiene gli approfondimenti, commissionati dall'HSE al British Geological Survey e Quintessa, per verificare la possibilità di stoccare il gas naturale nel sottosuolo, in particolare studiando il rischio di fuoriuscite di gas nei diversi tipi di "serbatoio sotterraneo": campi depletati, acquiferi e cavità saline. In particolare il lavoro evidenzia una ricognizione sui 480 siti di stoccaggio in giacimenti esauriti di olio e gas di cui il primo realizzato in Canada nel 1915; sono stati censiti 16 incidenti di cui 5 causati da rotture dei pozzi e 6 causati dalla perdita di integrità del giacimento (tutti in USA), i rimanenti dovuti agli impianti di superficie.

Le conclusioni del documento si possono riassumere nel modo seguente. Il rateo massimo di perdita di integrità del giacimento è di 10^{-5} eventi per pozzo per anno. La conseguenza di tale rottura è un lento rilascio del gas stoccato con un flusso di massa dell'ordine di 10^{-6} - 10^{-7} kg/sec*mq. Questo flusso si scaricherebbe su una zona di frattura di 100 m per 2 m. Se raggiungesse la superficie come sorgente puntuale, corrisponderebbe ad una portata di rilascio dell'ordine di 10^{-4} kg/sec. In termini di incidenti rilevanti, conclude, il rischio può considerarsi trascurabile. Il rischio, ben più importante, che si verifichi invece un rilascio dal pozzo che collega il giacimento con la superficie, è dello stesso ordine di grandezza in termini di frequenza, 10^{-5} per pozzo per anno, ma porterebbe ad un rilascio rapido stimato in 240-550 kg/sec.

Comunque nello stesso rapporto si precisa che i dati sopra riportati sono riferiti a casi verificatisi in USA con realtà tecniche e geologiche diverse da quelle europee (es. pozzi non censiti e non chiusi minerariamente secondo le procedure seguite in Europa, ecc..).

Lo studio sottolinea che il rischio di perdita di integrità del giacimento è da considerarsi trascurabile rispetto al rischio di eruzione del pozzo se lo stoccaggio è effettuato nel rispetto degli British standards (BS EN 1918) e se è stata effettuata una caratterizzazione dell'idoneità del sito prima dell'utilizzo. In particolare il valutatore deve assicurarsi che:

- il sito sia adeguatamente noto dal punto di vista geologico;
- l'impianto sia progettato, realizzato e gestito con tutti gli accorgimenti tecnici atti ad impedire che, involontariamente, venga aumentata la pressione;
- i pozzi di iniezione ed estrazione siano adeguatamente progettati, realizzati, monitorati e sottoposti a manutenzione;
- i pozzi dismessi, all'interno e nelle vicinanze dell'area di stoccaggio, siano stati accuratamente individuati e sia stata verificata l'integrità e la tenuta delle tubazioni di completamento. Tali informazioni possono essere riscontrate nei verbali UNMIG relativi alle chiusure minerarie.

In base all'analisi storica, tra i potenziali fattori di rischio si possono identificare fughe di gas verso la superficie a causa della fessurazione della roccia di copertura o causa anomalie nella cementazione dei pozzi o per rottura del casing. La descrizione di una serie di incidenti accaduti in Europa e nel mondo derivanti da perdite di gas dalle diverse tipologie di stoccaggi sotterranei, sono riportate nel citato Research Report RR671 di HSE in cui sono stimate, in base all'esperienza storica, le frequenze di accadimento per perdita di integrità della struttura geologica e per cedimento del pozzo con riferimento agli incidenti accaduti.

7.2.1 Rischi connessi alla gestione dei pozzi

Tra i rischi legati alla gestione dei pozzi si può identificare il rischio di eruzione (blow out) del pozzo anche durante le operazioni di manutenzione che richiedono la discesa di strumentazione necessaria per i controlli all'interno del pozzo, nonché la disattivazione delle valvole di fondo pozzo. Indicazioni sulle frequenze di accadimento di danneggiamento del pozzo e blow-out sono fornite dalla banca dati dell'associazione internazionale OGP "The International Association of Oil & Gas producers, Report 434-2, blow-out frequencies, 2010".

La struttura del pozzo a tubi concentrici, la presenza di valvole di sicurezza, i sistemi di intercettazione e le misure di protezione ad intervento automatico installati in testa pozzo, insieme a misure di tipo operativo e gestionale, possono ridurre la probabilità e la gravità dei rischi derivanti dalla gestione dei pozzi.

Si considera una miglioria: l'installazione nei nuovi pozzi di valvole di sicurezza che non necessitano di essere rimosse per effettuare interventi di manutenzione, e l'elaborazione, da parte dei Gestori, di un piano di sostituzione progressivo delle valvole di fondo pozzo "Wire line retrievable" con valvole "Tubing Retrievable" per i pozzi esistenti.

7.2.2 Monitoraggio pressione intercapedine

Eventuali fughe di gas verso la superficie si possono originare da anomalie dovute a un'inefficace tenuta per infiltrazione dalla cementazione del *casing* dei pozzi. Questo aspetto dovrà essere evidenziato nel Rapporto di Sicurezza insieme alle informazioni relative ai piani di indagine adottati per il monitoraggio delle pressioni nelle intercapedini dei *casing* dei pozzi.

7.3 Sicurezza della centrale di stoccaggio - Rischi connessi alla formazione di Idrati

Gli idrati sono composti che contengono molecole di acqua e di gas naturale che cristallizzano in particolari condizioni di temperatura e di pressione. Possono formarsi a causa della presenza di acqua libera condensata nel flusso di gas in corrispondenza o al di sotto del punto di rugiada.

In altre parole gli idrati sono formati da strutture in cui un tipo di molecole "ingabbia" un altro tipo di molecole: le prime sono definite molecole "ospitanti", le seconde molecole "ospiti". Nel caso degli idrati di gas naturale, le molecole ospitanti sono le molecole di acqua, che formano un reticolo cristallino all'interno del quale si posizionano le molecole ospiti di gas naturale; si ottiene una struttura molecolare in fase solida.

La quantità di gas che occupa gli spazi tra le molecole dell'acqua dipende dalla temperatura, dalla pressione e dall'umidità del gas. Quando la pressione è alta, il gas comprime e riempie gli spazi finché non sono saturi. Questa saturazione ad alta pressione può avvenire a temperature superiori al punto di congelamento dell'acqua, il che spiega perché gli idrati si verificano nelle correnti di gas "caldi", ossia a temperature ben superiori a 0 °C. Una volta che l'acqua è satura di gas, i legami chimici cambiano e inizia la crescita dei cristalli portando alla formazione di una massa solida di acqua e gas, avente densità intermedia alle due sostanze costituenti e simile a quella del ghiaccio.

La conoscenza del problema di formazione degli idrati è fondamentale nell'analisi di rischio perché tale fenomeno, che può verificarsi in un punto qualsiasi di una condotta o parte di impianto contenente gas, non solo è in grado di bloccare il trasporto di gas naturale ma può essere, come già successo in passato, causa di scenari incidentali.

Infatti, poiché gli idrati limitano il normale flusso di gas, ad esempio in una condotta, la caduta di pressione attraverso l'idrato provoca l'espansione del gas che raffreddandosi, contribuisce ad un'ulteriore crescita di idrati finché il flusso normale attraverso la condotta è completamente bloccato e può portare all'insorgere di fenomeni incidentali.

La formazione di un solido a partire dalla sola fase gassosa è generalmente un processo molto lento e spesso le piccole quantità di idrati che si possono generare in queste condizioni sono sicuramente trasportabili dal flusso turbolento di gas che si ha nelle condotte di trasporto, senza ostruire le tubazioni. Tuttavia, a differenza del ghiaccio che contiene acqua pura solidificata, gli idrati possono avere stabilità anche a temperature sensibilmente maggiori di 0 °C e, a differenza del ghiaccio, la formazione degli idrati, è fortemente dipendente dalla pressione: maggiore è la pressione del gas, cioè maggiore è la concentrazione di molecole ospiti, maggiore è la temperatura di formazione degli idrati, come indicato in Figura 13 che rappresenta la curva di formazione degli idrati.



Fig. 13 Esempio di curva di formazione di idrati al variare di pressione e temperatura per gas saturo d'acqua

La formazione degli idrati è influenzata anche dalla **densità** del gas. Composti più leggeri, come il metano e l'etano, riescono facilmente ad occupare gli interstizi tra le molecole d'acqua, mentre gas più pesanti, come il pentano, che possono essere presenti in tracce nella composizione del gas naturale, hanno molecole troppo grandi per occupare gli interstizi, anche se le sostanze più pesanti hanno una solubilità maggiore in acqua. Pertanto a parità di pressione la temperatura di formazione degli idrati è maggiore per densità maggiori, mentre a parità di temperatura i gas a maggiore densità sono soggetti alla formazione di idrati a pressioni inferiori rispetto a gas più leggeri.

La Figura 14 illustra la curva di formazione di idrati per gas a diversa densità relativa rispetto all'aria.

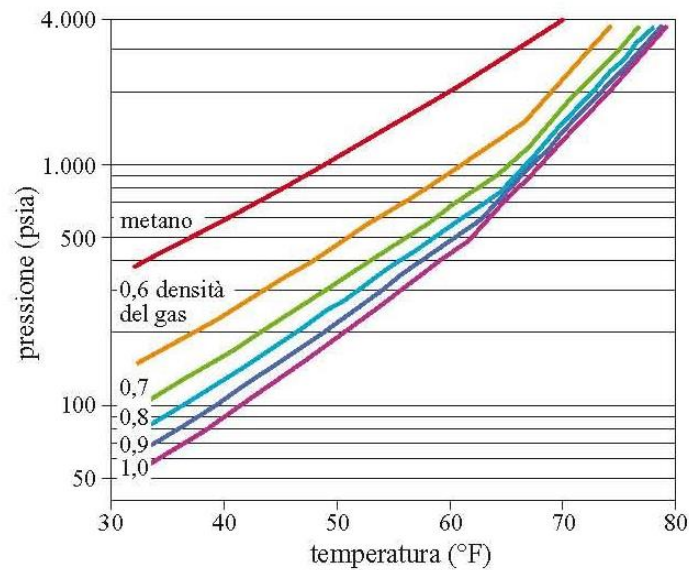


Fig. 14 Curva di formazione degli idrati per gas a diversa densità in funzione di pressione e temperatura

La Figura 14, mostra la zona di formazione degli idrati rappresentata in Figura 13 ossia la regione del grafico pressione-temperatura al di sopra della curva del gas considerato. Inoltre gli idrati sono stabili ad alte pressioni e basse temperature (angolo in alto a sinistra). Per spostare le condizioni operative al di fuori della regione di formazione degli idrati è possibile adottare uno dei seguenti metodi:

- a) abbassare la pressione di esercizio della linea di trasporto;
- b) innalzare la temperatura di esercizio della linea di trasporto;
- c) spostare la curva di stabilità modificando la composizione dei fluidi trasportati per aggiunta di uno o più componenti chimici (aggiunta di inibitori);
- d) spostare la curva di stabilità modificando la composizione dei fluidi trasportati per riduzione di uno o più componenti chimici.

La soluzione a) non è applicata: si riportano degli approfondimenti delle soluzioni b), c) e d).

b) innalzare la temperatura di esercizio della linea di trasporto

In alcuni impianti si può prevedere l'installazione di sistemi di riscaldamento del gas (caldaie/scambiatori acqua-gas) al fine di innalzare la temperatura del gas al di fuori del range di formazione di idrati (vedi figura 13).

c) spostare la curva di stabilità per aggiunta di uno o più componenti chimici: aggiunta di inibitori

L'iniezione di inibitori quali glicole o metanolo in testa pozzo e/o nella condotta dove scorre il gas ha l'effetto di spostare la curva di equilibrio degli idrati verso sinistra, riducendo l'area della zona di formazione degli idrati, consentendo di lavorare a pressioni più elevate e temperature più basse, come indicato in Figura 15 e Figura 16.

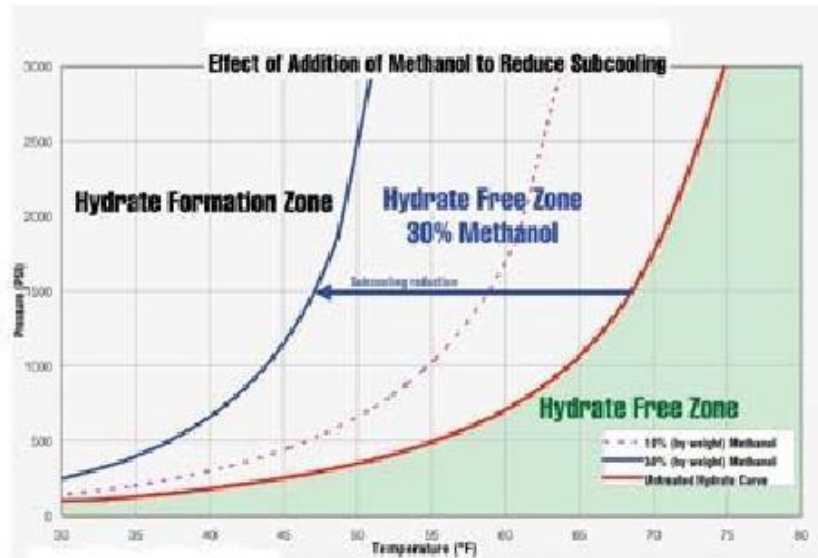


Fig. 15 Curve di formazione di idrati di metano al variare della concentrazione di metanolo

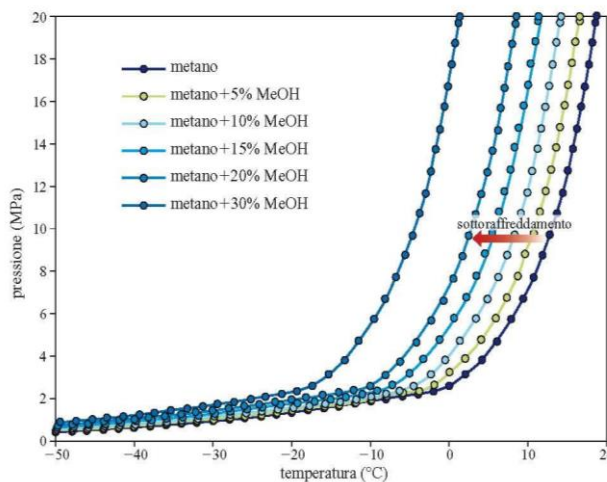


Fig. 16 Effetto sulla curva di equilibrio degli idrati dell'iniezione di metanolo a diverse concentrazioni

Da una ricerca bibliografica risulta che il metanolo ha una velocità di iniezione molto più elevata rispetto al glicole ed è più efficiente a parità di concentrazione. Tuttavia il metanolo non può essere recuperato e rigenerato nell'ambito del processo produttivo. Dal punto di vista della pericolosità delle sostanze invece, il metanolo risulta classificato tossico e infiammabile rispetto ai glicoli (etilenico, dietilenico e trietilenico), sostanze non classificate ai fini Seveso.

d) spostare la curva di stabilità modificando la composizione dei fluidi trasportati per riduzione di uno o più componenti chimici: eliminazione dell'acqua.

Il problema operativo della formazione di idrati lungo le condotte di trasporto del gas naturale, non potendo agire sulla composizione del gas perché è data dal giacimento o dalla rete di trasporto nazionale, può essere limitato dalla disidratazione della corrente gassosa. Sono state sviluppate negli anni svariate tecnologie, tra cui le principali sono la disidratazione per assorbimento con glicole, per raffreddamento e mediante setacci molecolari. La descrizione di tali processi è riportata al paragrafo 5.4.

7.3.1 Procedure da attuare nel caso di presenza di idrati

Il Gestore deve predisporre opportune procedure da attuare nel caso si sia verificata la formazione di idrati in parti di impianto dello stabilimento.

Il riscaldamento, che potrebbe apparire come un metodo immediato per la dissoluzione di depositi (tappi) di idrati, va applicato con molta cautela, poiché la dissoluzione degli idrati provoca un enorme volume di gas in grado di generare pressioni così elevate da far esplodere le condotte (cfr. Figura 17 – A). Il riscaldamento per provocare lo scioglimento di tappi di idrati può essere quindi eseguito solo a partire dai due lati del tappo di idrati e necessita quindi della conoscenza esatta della sua posizione e della possibilità di riscaldare in modo localizzato la condotta. Anche la depressurizzazione soffre di notevoli problemi di sicurezza. Per sciogliersi l'idrato ha bisogno di calore in quanto il processo è endotermico e durante la depressurizzazione ciò avviene non secondo un andamento longitudinale, ma in direzione radiale dall'esterno verso il centro.

Nel caso in cui sia elevata la sovrappressione a monte del tappo di idrati, quest'ultimo può staccarsi dalla condotta e, muovendosi come un proiettile, acquisire un'elevata quantità di moto con la quale può provocare gravi danni meccanici alle destinazioni a valle dove esistono limitazioni (valvola di controllo), ostruzioni (valvola chiusa) o bruschi cambiamenti di direzione (gomito, deviazione a T), come descritto nelle Figure 17 e Figura 18 - AeB.

Nello sciogliere un idrato per depressurizzazione è quindi importante cercare di agire da entrambi i lati dell'aggregato stesso, qualora fosse possibile sapere che il tappo di idrati è unico o, in generale, operare molto lentamente riducendo la pressione equamente su entrambi i lati del tappo alla stessa velocità per evitare il movimento del tappo parzialmente sciolto e possibili incidenti. Per le condotte, in particolare, ci possono essere anche più di un tappo con intervalli di gas a piena pressione intrappolato tra due o più tappi. In questa situazione, bisogna depressurizzare, se possibile, lo spazio tra due tappi.

L'iniezione di metanolo, per avere effetto, deve essere fatta in prossimità del tappo; la dissoluzione è poi determinata dalla velocità di diffusione del metanolo all'interno dell'idrato.

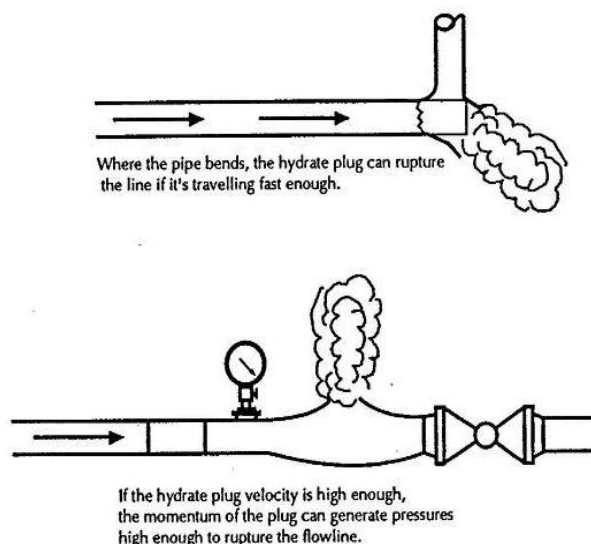


Fig. 17 Possibili danni provocati dallo spostamento di idrati

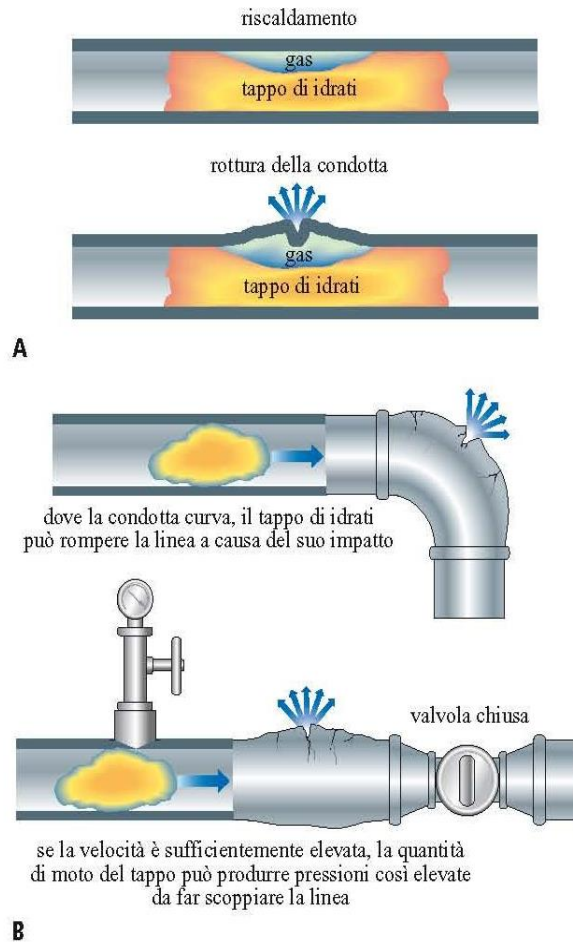


Fig. 18 -A Rottura di una condotta per riscaldamento in un deposito di idrati lungo le condotte; 18- B: Rottura di gomiti e valvole dovuta a velocità troppo elevata dei depositi di idrati (Sloan, 2000)

Da quanto esposto sopra si comprende l'importanza della prevenzione di formazione di idrati nelle diverse sezioni di impianto e la necessità, da parte del Gestore, di conoscere bene il processo di formazione di idrati per progettare correttamente gli impianti, anche prevedendo l'installazione di punti di iniezione di glicole/metanolo nelle sezioni opportune e dotarsi di aggiornati sistemi informatici di prevenzione degli idrati che, sulla base delle condizioni operative e della composizione chimica del gas in arrivo dal giacimento e delle condizioni ambientali possano regolare l'esercizio in modo da prevenire la formazione di idrati ed eventuali conseguenti scenari incidentali.

La problematica della formazione degli idrati può emergere dall'applicazione di una tecnica di identificazione degli eventi come l'Hazop: le deviazioni "riduzione di temperatura" o "aumento di pressione" potrebbero portare alla formazione di idrati e tra le misure di protezione per ridurne le conseguenze si può individuare la presenza di inibitori.

La problematica di formazione degli idrati deve essere comunque valutata non solo nelle condizioni di normale esercizio dello stabilimento, ma anche nel caso di fermata degli impianti e/o attività di manutenzione, che possono portare a variazioni di pressione o temperatura negli impianti portando le condizioni più prossime alla curva di formazione degli idrati. Bisogna comunque osservare che il rischio di formazione idrati varia a seconda delle caratteristiche del giacimento e dello stato di avanzamento dell'erogazione (maggiore nella fase terminale).

7.4 Sicurezza delle flow lines - Rischi relativi alle flowlines di collegamento

Sulla base del parere espresso dal Ministero dell'Interno – Dip. dei VV.F. – DCPST – Area Rischi Industriali con nota prot. n. 17270 del 30.12.2011 “Assoggettabilità al D.Lgs. 334/99 delle condotte che trasportano sostanze pericolose esterne ai confini di stabilimento” per le flowlines di collegamento tra cluster e centrali, è opportuno comunque acquisire in fase di istruttoria la dimostrazione da parte del Gestore che le condotte rispettino la norma verticale per i metanodotti (Decreti MSE 16.04.2008 e 17.04.2008), intendendo che l'analisi di rischio è stata effettuata dal legislatore a monte della elaborazione delle suddette norme.

Pertanto relativamente alle flowlines di collegamento esterne alle recinzioni degli impianti, pur costituendo esse parte integrante dello stabilimento, il Gestore dovrà fornire documentazione attestante il rispetto delle distanze minime di sicurezza esterna nei confronti di fabbricati, nuclei abitati e luoghi con concentrazione di persone, nonché la descrizione dei percorsi e delle caratteristiche costruttive delle flowlines, dei sistemi di intercettazione e blocco e dei dispositivi per la messa in sicurezza delle stesse, secondo le normative in vigore al momento della realizzazione di tali tubazioni. Resta ferma la facoltà da parte del gruppo di lavoro di richiedere al gestore un approfondimento di analisi in casi complessi.

Importante ricordare che la condizione di posa, lo spessore minimo (nominale) stabilito in funzione del diametro della tubazione, la profondità minima e la pressione operativa della tubazione stessa sono informazioni necessarie per stabilire le distanze di sicurezza. La pressione risulta determinante per l'applicazione della Tabella 2 del D.M. 17.04.2008 (distanze di sicurezza nei confronti di fabbricati), secondo cui è prevista la maggiorazione delle distanze in misura proporzionale ai valori della pressione sino al doppio in caso di pressioni di esercizio superiori ai 60 bar.

7.5 Sicurezza Natech - Eventi geofisici, ceraunici e dissesti idrogeologici -

Il presente paragrafo riguarda gli eventi Na-Tech: eventi geofisici (che possono essere, in particolari condizioni, anche indotti dalla stessa attività di stoccaggio), ceraunici e dissesti idrogeologici. L'analisi del territorio -nonché dei tempi di ritorno di eventi naturali calamitosi- assume senza dubbio un ruolo di primaria importanza al fine di disporre di elementi utili ad un giudizio complessivo sulla vulnerabilità d'area. Infatti da dati storici risulta che un numero limitato ma rilevante di incidenti industriali è stato causato da disastri naturali. Nella letteratura internazionale, tale tipologia di incidenti sono definiti eventi Na-Tech ovvero “Natural – Technological” la cui definizione è “Incidenti Tecnologici –come incendi, esplosioni e rilasci tossici che possono verificarsi all'interno di complessi industriali e lungo le reti di distribuzione a seguito di eventi calamitosi di matrice naturale”. (Clerc e Le Claire, 1994; Lindell e Perry, 1996; Menoni, 1997).

Come già evidenziato la finalità principale della normativa Seveso è individuare i potenziali fattori di criticità degli impianti RIR. Vista la tipologia di installazione, l'approfondimento degli aspetti geofisici, ceraunici e dissesti idrogeologici assume carattere fondamentale.

7.5.1 Eventi Geofisici - Informazioni sulle caratteristiche sismiche dello stoccaggio -

Per l'analisi della cronologia degli eventi sismici si deve fare riferimento a banche dati e cataloghi sismici sviluppati dall'INGV. È opportuno tuttavia rilevare che l'esclusivo utilizzo di strumenti quali il database ISIDE o il CSI 1.1 (Catalogo della Sismicità Italiana) non sono sufficienti a caratterizzare il sito dal punto vista della sismicità storica. Infatti, il database

ISIDe fornisce i dati di terremoti rilevati a partire dal 2005, mentre in CSI 1.1 sono contenute le registrazioni sismiche raccolte dal 1981 al 2002. Essi possono essere utilizzati come strumenti conoscitivi della sismicità recente di sito.

Per ottenere informazioni esaustive sulla sismicità storica d'area, non si può prescindere dalla consultazione del Database Macrosismico Italiano (DBMI) e del Catalogo Parametrico dei Terremoti italiani (CPTI), strumenti fondamentali che includono sia la sismicità recente che storica di sito. Database e Catalogo contengono informazioni su tutti gli eventi sismici avvenuti in Italia dall'anno 1000 al 2015 di cui si hanno reports storici o misure strumentali. Dato il loro stretto legame, DBMI e CPTI tendono a essere pubblicati allo stesso tempo utilizzando una stessa numerazione, a seconda dell'anno di pubblicazione. Con la versione 2015 le due banche dati DBMI15 e CPTI15 sono accessibili da un unico sito e si possono consultare in due modi differenti, e cioè:

Facendo una ricerca per singola località:

Questo tipo di consultazione permette di visualizzare la sismicità storica di sito, cioè gli effetti macrosismici osservati e documentati per i terremoti che hanno interessato una determinata località (http://emidius.mi.ingv.it/CPTI15-DBMI15/query_place/).

Facendo una ricerca per terremoto:

Su una mappa interattiva vengono visualizzati tutti i dati di intensità macrosismica risentiti in varie località riferiti ad uno specifico evento sismico

(http://emidius.mi.ingv.it/CPTI15-DBMI15/query_eq/)

La consultazione del database e del catalogo parametrico consente di visualizzare inoltre un diagramma in cui è riportata la storia sismica di sito. Tale diagramma può essere parte della documentazione relativa alla sismicità dell'area presa in considerazione.

La raffigurazione degli eventi sismici accaduti deve essere riferita ad eventi con un risentimento macrosismico $I_{max} \geq 4$, (soglia oltre alla quale una scossa moderata viene avvertita dalla popolazione). Dalla consultazione dei siti sopra indicati, può essere interessante estrapolare informazioni relative a data ed ora, la massima intensità epicentrale I_0 e magnitudo momento (M_w) per una visione più completa.

Nel Rapporto di Sicurezza sarebbe opportuno che tutti i dati raccolti venissero visualizzati su mappa o riportati in una tabella in cui siano indicati tutti gli eventi sismici con magnitudo $M \geq 2$ che si sono verificati entro un raggio di 20 km dall'area in esame.

7.5.1.1 Classificazione sismica

La conoscenza del grado di sismicità di una data area costituisce un importante elemento di valutazione del rischio sismico che deve essere attentamente considerato su tutta l'area in cui si sviluppa il giacimento. L'OPCM n. 3274 del 20 marzo 2003 suddivide il territorio italiano in 4 zone a sismicità decrescente con differenti valori di rischio, calcolato sia in base alla frequenza degli eventi che alla loro intensità.

Normalmente il Rapporto di Sicurezza riporta il valore attribuito alla zona o alle zone sismiche in cui ricade l'impianto ai sensi dell'OPCM n. 3274. Tale valore si basa sugli elenchi di classificazione sismica o sulle mappe di pericolosità sismica elaborate dalla Regione.

Pericolosità sismica

La Mappa di Pericolosità Sismica di riferimento per tutto il territorio nazionale costituisce l'elemento principale di conoscenza per la determinazione delle azioni sismiche. In essa il territorio è suddiviso in zone di pericolosità sismica espresse in termini probabilistici e

fornisce alle Regioni uno strumento aggiornato per la classificazione del proprio territorio, introducendo degli intervalli di accelerazione massima del suolo (a_g), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire alle 4 zone sismiche, come descritto nella tabella seguente.

Zona sismica	Accelerazione massima (a_g)	Descrizione
1	$a_g > 0.25$	Zona più pericolosa, in cui possono verificarsi forti terremoti
2	$0.15 < a_g \leq 0.25$	Nei Comuni di questa zona possono verificarsi terremoti abbastanza forti
3	$0.05 < a_g \leq 0.15$	Zone i cui Comuni sono soggetti a scuotimenti modesti
4	$a_g \leq 0.05$	È la meno pericolosa, con basse possibilità di danni sismici

Tab. 3 Suddivisione delle zone sismiche in relazione all'accelerazione di picco su terreno rigido (OPCM 3519/06)

I valori di a_g sono stati calcolati indipendentemente dai confini amministrativi comunali; ciò ha reso possibile la definizione di Norme Tecniche nelle quali l'azione sismica di riferimento per la progettazione è individuata sulla base delle coordinate geografiche dell'area di progetto. Il Rapporto di Sicurezza riporta le seguenti informazioni:

- tabella di pericolosità sismica, come predisposto dalla O.P.C.M. 3519/06, che specifica il range di valori di a_g presenti ed il livello di pericolosità sismica corrispondente;
- rappresentazione dell'area in esame su mappa di pericolosità sismica, in scala opportuna (consigliata 1:150.000-250.000) tale da ottenere un quadro sinottico dei valori di a_g nell'intorno dello stabilimento, ottenibile consultando il sito <http://esse1-gis.mi.ingv.it/>.

Si precisa le recentissime NTC 2018 (vedi paragrafo 7.5.2.1) hanno rinnovato le regole per la classificazione delle zone sismiche, integrandole con i valori di accelerazione di sito da definire attraverso una "adeguata conoscenza delle proprietà geotecniche dei terreni da determinare mediante specifiche indagini e prove.

7.5.1.2 Sorgenti sismogenetiche

Un elemento che aiuta ad avere una maggiore percezione della pericolosità sismica dell'area in cui si trova lo stabilimento in questione è costituito dalle sorgenti sismogenetiche limitrofe. Per avere un quadro dettagliato dei sistemi di faglie attive presenti nell'intorno dello stabilimento, è necessario individuare le sorgenti sismogenetiche e valutarne l'effettivo potenziale sismico. Importanti le informazioni sulle sorgenti sismogenetiche presenti in un raggio di 20 km dal giacimento, tra cui il codice identificativo della sorgente, la localizzazione geografica e la distanza rispetto al sito di stoccaggio. È inoltre opportuno conoscere per ogni sorgente sismogenetica la profondità efficace e la massima magnitudo attesa. Tali informazioni possono essere reperite attraverso la consultazione della zonazione sismogenetica ZS9, che costituisce un modello sintetico della sismicità del territorio nazionale in cui si descrivono le sorgenti sismogenetiche composite e i ratei di sismicità attesa zona per zona.

Altra fonte da cui si possono attingere utili informazioni è la consultazione del DISS (Database

of individual Seismogenic Sources), che integra il quadro conoscitivo fornito dalla zonazione sismogenetica ZS9. Il DISS è un database aggiornato che contiene informazioni relative a tutte le sorgenti sismogenetiche in grado di generare eventi sismici di magnitudo $M \geq 5.5$; è facilmente navigabile al sito <http://diss.rm.ingv.it/diss/> e permette di accedere ad uno spettro di informazioni di carattere sismico e geodinamico che forniscono una visione sinottica dei processi sismogenetici del territorio considerato.

7.5.2 Vulnerabilità sismica delle strutture

L'allegato C, Parte I, punto C.7 del D.Lgs. 105/2015 prende in considerazione gli standard di sicurezza e i criteri progettuali e costruttivi di strutture, sistemi e componenti di stabilimento che il Gestore deve adottare ai fini della tutela dagli effetti delle sollecitazioni sismiche.

Per raggiungere tale obiettivo, sia nella progettazione di nuovi stabilimenti che nella valutazione del rischio di quelli esistenti, deve essere effettuata una *verifica sismica degli impianti e delle strutture* e, in relazione agli esiti della stessa, deve essere valutata, per ogni unità di stabilimento (centrali di trattamento e compressione, clusters, pozzi isolati, unità per la gestione in remoto degli impianti, come dispacciamento, telecontrollo, ecc..) la *fattibilità di opere di adeguamento* laddove la verifica sismica effettuata non sia soddisfatta.

Oltre agli aspetti strutturali, qualora emergessero strutture, apparecchiature, item vulnerabili sismicamente, la verifica deve comprendere anche la descrizione delle *procedure di attivazione dei sistemi di blocco di sicurezza* delle unità di stabilimento in presenza di sollecitazione sismica "attesa" capace di mettere in crisi la resistenza strutturale degli item critici (come specificato nel prossimo paragrafo), con riferimento all'attivazione dei sistemi di blocco *locali*, con il conseguente blocco e messa in sicurezza dell'unità che origina l'emergenza, di *processo*, evidenziando il dettaglio delle unità di impianto intercettate con la descrizione delle "sezioni isolabili", e/o di *emergenza*, attraverso la chiusura di tutte le valvole di sezionamento impianto (SDV) e l'apertura delle valvole di blow down (BDV) con la conseguente depressurizzazione della parte d'impianto interessata attraverso circuiti gas progettati allo scopo.

L'analisi di vulnerabilità sismica, comprende pertanto la verifica sismica costituita da una relazione di calcolo corredata da tavole di sintesi con le principali caratteristiche ed i coefficienti di sicurezza di strutture, impianti ed edifici nonché un piano di adeguamento per le parti che non soddisfano la verifica.

7.5.2.1 Metodologia di valutazione della vulnerabilità sismica

Il D.Lgs. 105/2015 prescrive esplicitamente, per gli stabilimenti di soglia superiore, di analizzare nel Rapporto di Sicurezza gli scenari incidentali connessi con cause naturali come terremoti o inondazioni.

Il decreto non detta indicazioni puntuali sulle metodologie da adottare per le analisi sismiche, ma lascia questa responsabilità al Gestore e demanda al CTR competente per territorio la valutazione delle idoneità e dell'efficacia delle stesse, eventualmente con prescrizioni.

Le categorie di opere che devono essere sottoposte a verifica sismica sono quelle che potrebbero innescare uno scenario incidentale in occasione di un evento sismico legato, ad esempio, a fuoriuscite incontrollate di sostanze, come:

1. apparecchiature, serbatoi e sistemi di tubazioni contenenti o convoglianti sostanze pericolose di cui al D.Lgs. 105/2015;
2. apparecchiature, serbatoi e sistemi di tubazioni non contenenti sostanze pericolose ma il cui danneggiamento o collasso totale può innescare uno scenario incidentale nel contesto

- ambientale circostante;
3. strutture di supporto delle opere di cui ai punti precedenti quali racks, tubazioni, serbatoi, fondazioni, ecc..;
 4. fabbricati o magazzini entro cui si lavorano o si depositano sostanze pericolose;
 5. impianti di protezione esterna e interna antincendio, dell'intero stabilimento (intero sviluppo di tubazioni, sistema di alimentazione idrico e a gas come sala pompe, serbatoi, skid di estinzione gas cabinati, ecc...);
 6. sale di supervisione e controllo locali di stabilimento;
 7. eventuali sale di supervisione e controllo remote dislocate in strutture preposte o presso altri stabilimenti in grado di gestire tutti gli stabilimenti di una stessa società dislocati sul territorio nazionale.

In riferimento al punto 5, si possono applicare i concetti della guida tecnica "*linee di indirizzo per la riduzione della vulnerabilità sismica dell'impiantistica antincendio*" del dicembre 2011, pubblicata dal Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile.

In riferimento al punto 7, anche per l'unità preposta alla *gestione in remoto* degli impianti, spesso ubicata in un sito isolato rispetto agli stabilimenti telecontrollati in remoto, considerata l'importanza che tale struttura ha sulla gestione degli stabilimenti in termini di sicurezza e di operatività anche negli eventuali periodi di assenza di personale, il Gestore deve dettagliare le misure di sicurezza intraprese per il dimensionamento strutturale e la risposta alle sollecitazioni oltre alle conseguenti eventuali opere di adeguamento. Stesso criterio deve essere intrapreso nel caso di sale di supervisione e controllo interne ad uno stabilimento che possano, seppur occasionalmente, controllare altri stabilimenti remoti (es. *recovery*).

Prima di iniziare l'analisi sismica delle strutture e/o impianti esistenti, è necessario verificare se il sito di installazione è già stato classificato dal punto di vista sismico ai sensi della legge n. 64 del 02/02/1974 e dei relativi Decreti Ministeriali di classificazione regionale, prima della nuova riclassificazione sismica del territorio nazionale eseguita in attuazione dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003.

Per le apparecchiature e strutture costruite e installate prima del 2003 in zone precedentemente non classificate sismiche è necessario eseguire le relative verifiche secondo la normativa sismica attualmente in vigore.

Secondo quanto previsto dal Decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento della Protezione Civile n. 3685 del 21 ottobre 2003 in merito alle strutture il cui collasso può comportare gravi conseguenze e, come richiesto in particolare al punto C.7.1. dell'allegato C del D.Lgs. 105/2015, devono essere indicate le precauzioni e i coefficienti di sicurezza assunti nella **progettazione delle strutture** con riferimento agli eventi e alle perturbazioni di natura sismica, anche sulla base di leggi, regolamenti o norme di buona tecnica, per garantire la sicurezza di tutte le unità di stabilimento.

La normativa sismica di riferimento in Italia è definita dal decreto ministeriale del 17 gennaio 2018, in vigore dal 22 marzo 2018, Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC 2018) che hanno aggiornato le NTC 2008. La relativa Circolare applicativa n. 617 del 02/02/2009 del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici è rimasta attualmente in vigore, per quanto compatibile con NTC 2018, ed è in attesa di aggiornamento.

Si ritiene utile ricordare che le NTC 2018, come già le NTC 2008, si riferiscono alle costruzioni intese come opere di ingegneria civile (fabbricati, strutture portanti e relative fondazioni) e non alle apparecchiature di processo generalmente esistenti negli stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante. Tuttavia, le NTC 2018, come indicato nel capitolo 12, per quanto non diversamente specificato nelle norme, consentono comunque l'utilizzo di normative di

comprovata validità e di altri documenti tecnici, come:

- Eurocodici strutturali pubblicati dal CEN, con le precisazioni riportate nelle Appendici Nazionali;
- norme UNI EN armonizzate i cui riferimenti siano pubblicati su Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea;
- norme per prove su materiali e prodotti pubblicate da UNI.

In mancanza di specifiche indicazioni, a integrazione delle NTC 2018 e per quanto con esse non in contrasto, possono essere utilizzati i documenti di seguito indicati che costituiscono riferimenti di comprovata validità:

- istruzioni del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- linee Guida del Servizio Tecnico Centrale del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- linee Guida per la valutazione e riduzione del rischio sismico del patrimonio culturale e successive modificazioni del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, previo parere del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici sul documento stesso;
- istruzioni e documenti tecnici del Consiglio Nazionale delle Ricerche (C.N.R.).

Possono essere utilizzati anche altri codici internazionali, purché sia dimostrato che garantiscano livelli di sicurezza non inferiori a quelli delle NTC 2018.

Per dare un utile riferimento applicativo, agli stabilimenti a rischio di incidente rilevante, si possono elencare le seguenti normative:

- Eurocodice 8-4 e relative Appendici Nazionali: per la verifica di tanks verticali a fondo piano e tetto fisso, silos e tubazioni;
- UNI EN 14015 – Annex G: per i tanks costruiti in opera;
- EN 1993-1-6 (Eurocodice 3-1): per la verifica del fasciame delle apparecchiature di tipo cilindrico;
- EN 1993-1-8 (Eurocodice 3-1): per la verifica degli ancoraggi delle apparecchiature di tipo cilindrico;
- EN 13445: per la verifica delle apparecchiature a pressione PED;
- EN 13121: per le apparecchiature in composito;
- EN 13480: per le tubazioni;
- API 650 – Appendix E: Welded Steel Tanks for Oil Storage;
- ASME - Boiler and Pressure Vessel Code – Sez. VIII, Div. 1 e 2;
- ASME B 31.3 – Process Piping Code;

Si precisa che le normative sopra menzionate non sono cogenti e pertanto è demandata al Gestore la scelta delle norme di riferimento da adottare.

Per vulnerabilità sismica si intende la valutazione della possibilità che persone, edifici o attività subiscano danni o modificazioni al verificarsi di un evento sismico. Misura da una parte la perdita o la riduzione di efficienza, dall'altra la capacità residua a svolgere e assicurare le funzioni che il sistema territoriale nel suo complesso esprime in condizioni normali. Ad esempio, nel caso degli edifici, la vulnerabilità dipende dai materiali, dalle caratteristiche costruttive e dallo stato di manutenzione ed esprime la loro resistenza al sisma.

In termini tecnici, è possibile definire la vulnerabilità sismica come rapporto tra l'intensità sismica di progetto prescritta dalla normativa (*domanda*) e l'intensità sismica che produce il collasso dell'apparecchiatura (*capacità*); se la vulnerabilità è maggiore di 1 l'apparecchiatura non è sicura per le condizioni di progetto previste.

Un parametro importante da considerare nella verifica sismica, secondo le NTC, è l'attribuzione della Classe d'Uso alle strutture ed edifici facenti parte dello stabilimento. Infatti, in presenza di azioni sismiche, con riferimento alle conseguenze di una interruzione di operatività o ad un eventuale collasso, le costruzioni sono suddivise in **classi d'uso** così definite:

- Classe I: Costruzioni con presenza solo occasionale di persone, edifici agricoli;
- Classe II: Costruzioni il cui uso preveda normali affollamenti, senza contenuti pericolosi per l'ambiente e senza funzioni pubbliche e speciali essenziali. Industrie con attività non pericolose per l'ambiente.
- Classe III: Costruzioni il cui uso preveda affollamenti significativi. Industrie con attività pericolose per l'ambiente. Reti viarie extraurbane non ricadenti in classe d'uso IV. Ponti e reti ferroviarie la cui interruzione provochi situazioni di emergenza. Dighe rilevanti per le conseguenze di un loro eventuale collasso.
- Classe IV: Costruzioni con funzioni pubbliche o strategiche importanti, anche con riferimento alla gestione della protezione civile in caso di calamità. Industrie con attività particolarmente pericolose per l'ambiente. Reti viarie di tipo A o B, di cui al D.M. 5 novembre 2001 n. 6792, "Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade", e di tipo C quando appartenenti ad itinerari di collegamento tra capoluoghi di provincia non altresì serviti da strade di tipo A o B. Ponti e reti ferroviarie di importanza critica per il mantenimento delle vie di comunicazione, particolarmente dopo un evento sismico. Dighe connesse al funzionamento di acquedotti e a impianti di produzione di energia elettrica.

L'attribuzione della classe d'uso ad uno stabilimento a rischio di incidente rilevante è abbastanza complessa ed articolata dal punto di vista normativo. Infatti, secondo le NTC, anche quegli edifici che di per sé non sono classificabili come "critici" (portineria, uffici, etc.) devono essere considerati con la stessa classe d'uso dell'intero stabilimento. Invece, secondo l'Eurocodice 8-4, la classe d'uso deve essere attribuita ad ogni costruzione e/o apparecchiatura valutata singolarmente.

*In considerazione del fatto che gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante sono stati ricompresi al punto 2, elenco B, dell'allegato 1 al Decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento della Protezione Civile n. 3685 del 21 ottobre 2003 di attuazione dell'Ordinanza n. 3274 del 20 marzo 2003 come "strutture il cui collasso può comportare gravi conseguenze in termini di danni ambientali (quali ad esempio impianti a rischio di incidente rilevante ai sensi del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334, e successive modifiche ed integrazioni (...))" e che le "strutture connesse con la produzione, il trasporto e la distribuzione di materiali combustibili (quali oleodotti, gasdotti, ecc...)" sono stati ricompresi al punto 3, elenco A, dell'allegato 1 al medesimo decreto, **si ritiene che tutte le costruzioni, apparecchiature, edifici, impianti ecc... all'interno delle aree di pertinenza degli stabilimenti di stoccaggio di gas naturale che possono generare direttamente o per effetto domino un evento incidentale, e/o che sono considerate fondamentali nella gestione dell'emergenza, sono da considerarsi rientranti almeno nella Classe d'uso III o IV, in funzione delle risultanze dell'analisi di rischio di cui al Rapporto di Sicurezza.***

Secondo le NTC, l'attribuzione di una diversa classe d'uso ha una diretta conseguenza nella determinazione del valore del periodo di riferimento, valore su cui sono valutate le azioni sismiche sulle strutture, secondo l'equazione:

$$VR=VN \cdot CU$$

dove:

- VR: Periodo di riferimento;
- VN: Vita nominale;
- CU: Coefficiente d'uso;

Il valore del coefficiente d'uso dipende dalla classe d'uso, come mostrato dalla tabella 2.4 II delle NTC:

Classe d'uso	I	II	III	IV
Coefficiente CU	0,7	1,0	1,5	2,0

La vita nominale di un'opera V_n , è convenzionalmente definita come il numero di anni nel quale è previsto che l'opera, purchè soggetta alla necessaria manutenzione, mantenga specifici livelli prestazionali. La vita nominale dei diversi tipi di opere è quella riportata nella tabella sottostante:

TIPI DI COSTRUZIONE		Valori Minimi di VN (anni)
1	Costruzioni temporanee e provvisorie	10
2	Costruzioni con livelli di prestazioni ordinari	50
3	Costruzioni con livelli di prestazioni elevati	100

Procedura di analisi

Per gli impianti esistenti, precedenti all'attuale normativa sismica, come indicato ai punti sopra esposti, in genere viene effettuata una prima analisi semplificata in modo tale da poter selezionare quegli item di impianto e stoccaggio che in caso di perdita del contenimento possono determinare eventi incidentali di magnitudo rilevante. In genere è prassi considerare quegli ulteriori scenari incidentali di nuova tipologia, di frequenza ed aree di danno maggiori rispetto a quelli studiati nel RdS.

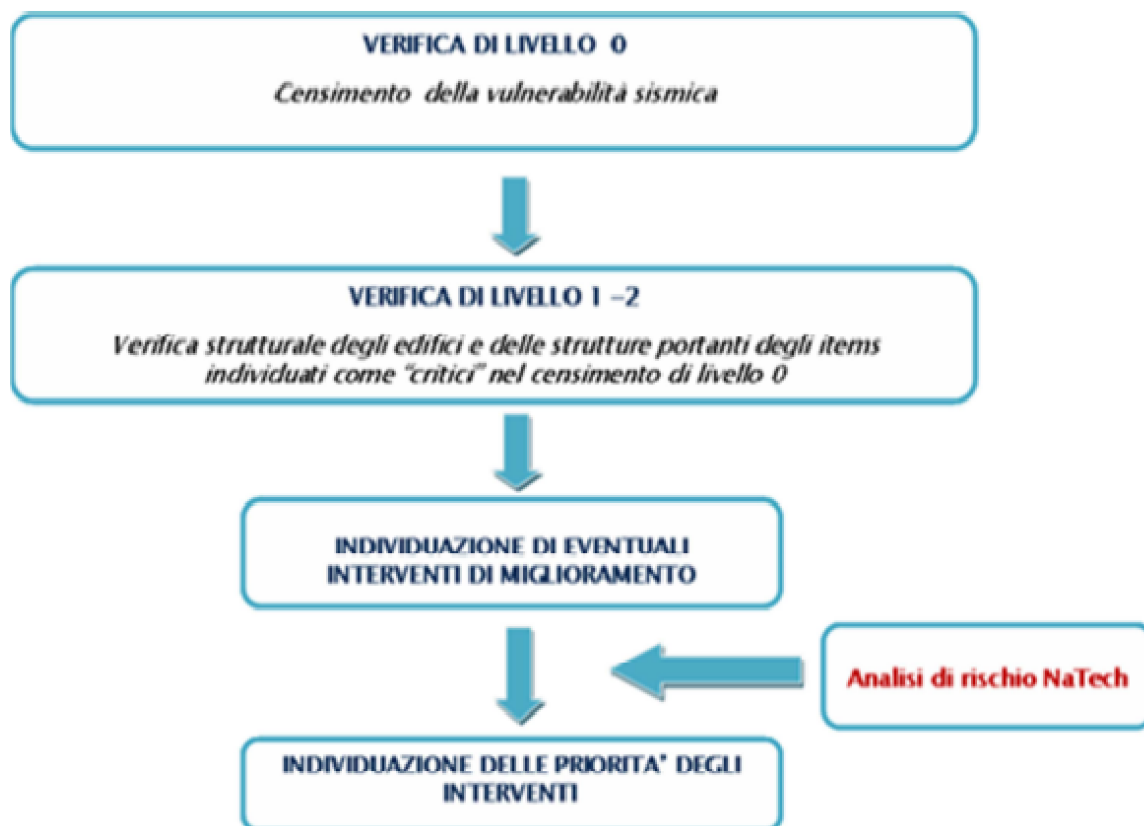
Questa tipologia di analisi è regolamentata dall'OPCM 3274/2003 e prevede, come mostrato nel diagramma di flusso successivo:

1. VERIFICA DI LIVELLO 0: consiste nel censimento della vulnerabilità sismica;
2. VERIFICA DI LIVELLO 1-2: consiste nella verifica strutturale degli edifici e delle strutture portanti degli item individuati come "critici" nel censimento di livello "0";
3. INDIVIDUAZIONE DI EVENTUALI INTERVENTI DI MIGLIORAMENTO;
4. INDIVIDUAZIONE DELLE PRIORITÀ DEGLI INTERVENTI.

Per la verifica di livello "0", ovvero per la determinazione degli Item di impianto critici, è necessario individuare gli obiettivi più significativi (serbatoi, grosse apparecchiature o condotte fuori terra, etc.) attraverso la loro gerarchizzazione, che può essere basata sull'estensione dell'area di danno del possibile incidente provocato dalla perdita di contenimento; tale area è dipendente dal rischio intrinseco dell'apparecchiatura (derivante dalla tipologia di sostanza, dalla quantità presente, dalle condizioni di esercizio, dalle

caratteristiche costruttive), dal rischio legato al posizionamento (connesso alla configurazione impiantistica, alle quote di posizionamento da terra, alla presenza e efficienza di protezioni attive e passive) e dal tipo di scenario. È comunque possibile fare riferimento ai metodi indicizzati (DPCM 31/03/1989 paragrafo 8.1.2, etc..) che vengono comunemente applicati agli stabilimenti RIR.

Qualora dall'analisi di livello "0" emergano item "critici" questi ultimi dovranno essere sottoposti all'analisi di livello 1-2 con la verifica strutturale a seguito della quale si potranno individuare possibili interventi di miglioramento sismico nel caso in cui gli item risultino non verificati sismicamente.



Alla luce delle conclusioni delle verifiche sismiche, qualora parti di impianto non risultino adeguate alle normative in vigore, il Gestore dovrà presentare apposito piano di adeguamento con il cronoprogramma dei lavori da effettuare e riportante l'indicazione dell'adozione di eventuali interventi immediati, atti a rendere sicuro lo stabilimento in caso di sisma. Ad esempio, tra gli interventi di messa in sicurezza, il Gestore può prevedere l'installazione di opportuni accelerometri nelle aree di stabilimento che possano, al superamento di un determinato valore di accelerazione al suolo calcolato nella verifica sismica effettuata, attivare i sistemi di blocco di sicurezza di stabilimento.

Infine se, alla luce delle verifiche sismiche, le strutture e/o gli impianti risultassero non adeguati alla norma, nelle more del completamento degli interventi di adeguamento, il Gestore dovrà procedere alla valutazione dei rischi con l'individuazione dei possibili scenari incidentali credibili e delle relative aree di danno generati dalle sollecitazioni sismiche. La metodologia di analisi di rischio per l'individuazione degli scenari incidentali analogamente agli scenari convenzionali, inizia con la stima della frequenza del Top event (rilascio). Per la valutazione della frequenza e quindi della credibilità di questi scenari Natech, occorre far presente che essa sarà il prodotto della frequenza attesa (di riferimento da classificazione

INGV) per la probabilità di cedimento della struttura che provochi necessariamente il rilascio. Si evidenzia che qualora le aree di danno, ottenute mediante valutazione delle conseguenze (capitolo 8.5) e le frequenze di accadimento degli scenari incidentali risultassero più gravose, di quelle preesistenti all'analisi di vulnerabilità sismica, si dovrebbe rivalutare in fase di istruttoria la compatibilità territoriale dello stabilimento, in quanto quest'ultima potrebbe essere influenzata da nuove aree e/o aree di danno più estese.

7.5.3 Liquefazione dei terreni

La liquefazione è un fenomeno che interessa i terreni sabbiosi saturi per effetto di un rapido e significativo aumento della pressione interstiziale. In tali condizioni i terreni sabbiosi non-cementati subiscono un annullamento della resistenza al taglio, trasformandosi di fatto in un liquido pesante e viscoso. L'aumento della pressione interstiziale può essere causato da fenomeni di filtrazione o da scuotimento causato da un forte evento sismico.

Per condurre a liquefazione completa un terreno predisposto a tale fenomeno, è necessaria l'occorrenza di un forte sisma che generi un'accelerazione di picco (Peak ground acceleration) $g > 0.15$.

Il pericolo liquefazione deve essere accertato in base alla possibilità di concomitanza di fattori scatenanti (caratteristiche dei terremoti attesi) e predisponenti (susceptibilità dei terreni). Relativamente al secondo aspetto, l'individuazione dei terreni liquefacibili è di difficile determinazione, se non con specifiche prove geotecniche. La susceptibilità alla liquefazione deve essere valutata sulla base di prove geotecniche in sito, esplorando un numero di verticali adeguato e sufficiente ad accertare la variabilità spaziale delle caratteristiche stratigrafiche e geotecniche del deposito. Dovrà anche essere determinata con appropriati rilevamenti l'entità della fluttuazione del livello di falda e nelle analisi si dovrà considerare la condizione meno cautelativa.

Nelle verticali esplorate la stima del potenziale di liquefazione dovrà essere effettuata valutando il valore massimo del picco di accelerazione (a_{max}) alla superficie del deposito mediante l'analisi della risposta sismica locale.

Generalmente, affinché un terreno presenti susceptibilità alla liquefazione, devono essere verificate le seguenti condizioni:

- magnitudo degli eventi attesi $M > 5.0$;
- lo scuotimento sismico in superficie deve manifestarsi con valori di $PGA > 0.15$;
- successioni litostratigrafiche superficiali costituite da litologie sciolte e poco coesive;
- granulometria prevalentemente sabbiosa ed uniforme, con porosità relativa medio-alta;
- profondità media stagionale della falda inferiore ai 15 metri dal piano campagna;
- bassa resistenza al taglio dei terreni sotto carico ciclico.

Nel caso di terreno pianeggiante, gli effetti di superficie sono trascurabili se lo spessore dello strato più superficiale non liquefacibile è maggiore dello spessore dello strato sottostante liquefacibile. Importante precisare che il fenomeno della liquefazione non interessa il giacimento bensì gli impianti di superficie, qualora gli stessi siano ubicati su terreni con caratteristiche potenzialmente in grado di dare origine a questo fenomeno. Una volta accertata l'eventuale susceptibilità del terreno alla liquefazione, l'analisi di sicurezza deve tenere conto degli eventi connessi con tale fenomeno, intervenendo con le necessarie misure di mitigazione.

7.6 Eventi ceraunici

Per l'analisi della cronologia degli eventi ceraunici si può fare riferimento all'applicazione CEI ProDis™ la quale è strutturata su dati acquisiti dalla rete di monitoraggio SIRF (Sistema Italiano Rilevamento Fulmini). L'applicazione permette di visualizzare dati di fulminazione acquisiti in accordo con quanto richiesto dalla nuova Guida Tecnica CEI 81-30 "Protezione contro i fulmini –Reti di localizzazione fulmini (LLS) – Linee guida per l'impiego di sistemi LLS per l'individuazione dei valori di Ng".

La Guida Tecnica CEI 81-30 è stata introdotta recentemente. Essa recepisce la Norma Tecnica CEI EN 62305-2 e sostituisce la vecchia Guida Tecnica 81-3, su cui era basata la mappa ceraunica d'Italia costituita da vecchie statistiche fornite da ENEL e RAI, risalenti agli anni '70 ottenute con acquisizioni disomogenee da un numero limitato, e geograficamente circoscritto, di stazioni sperimentali.

L'applicazione CEI ProDis™ fornisce le informazioni acquisite dal 1995 ad oggi da una rete di sensori per la rilevazione dei fulmini distribuiti su tutto il territorio italiano, compresi isole e mari limitrofi. I dati Ng, numero medio di fulmini a terra all'anno e al chilometro quadrato, possono essere visualizzati su una griglia molto limitata (fino a 1x1, 2x2 km).

Dato che il comportamento ceraunico al suolo varia di anno in anno per una stessa località, si richiede nella redazione del RdS di fare un confronto multitemporale di Ng su una finestra temporale di 10 anni e confrontare le eventuali diversità riscontrate dai valori medi di fulminazioni. L'applicazione CEI ProDis™ permette di effettuare tale confronto. Inoltre, il valore di Ng può essere visualizzato su una mappa cartografica dell'area di interesse, a cui sono sovrapposte delle aree isocerauniche, ovvero le aree con medesimo valore di Ng.

L'applicazione possiede le caratteristiche indicate dalla Guida Tecnica CEI 81-30 affinché i dati resi disponibili possano essere utilizzati nell'analisi di rischio prevista dalla norma europea CEI EN 62305-2. Ai fini dell'analisi di rischio è importante calcolare la probabilità di caduta di un fulmine sulle aree critiche di impianto valutando le possibili conseguenze e le necessarie misure di prevenzione e mitigazione (vedi paragrafo 9.1).

7.7 Dissesti idrogeologici

7.7.1 Aree esondabili

Per quanto riguarda le alluvioni, considerate come un allagamento temporaneo di aree che abitualmente non sono coperte d'acqua e che possono essere provocate da fiumi, torrenti, canali, laghi e, per le zone costiere, dal mare, la Direttiva 2007/60/CE relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi di alluvioni (Direttiva Alluvioni o Floods Directive – FD), fornisce gli elementi per la valutazione e la gestione di questa tipologia di rischio che in Italia è recepita con il D.Lgs. 49/2010.

Tale decreto specifica che le autorità di bacino distrettuali, individuano le zone ove possa sussistere un rischio potenziale significativo di alluvioni o si ritenga che questo si possa generare in futuro, per poi predisporre a livello di distretto idrografico, le mappe della pericolosità e del rischio di alluvioni ed i relativi piani di gestione del rischio.

Mappe di pericolosità alluvionale

Indicano le perimetrazioni delle aree che potrebbero essere interessate da alluvioni secondo i seguenti scenari:

- a) scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi;
- b) alluvioni poco frequenti: tempo di ritorno fra 100 e 200 anni (media probabilità);
- c) alluvioni frequenti: tempo di ritorno fra 20 e 50 anni (elevata probabilità).

Mappe del rischio alluvionale

Indicano invece le potenziali conseguenze negative derivanti dalle alluvioni, espresse in termini di:

- a) numero indicativo degli abitanti potenzialmente interessati;
- b) infrastrutture e strutture strategiche (autostrade, ferrovie, ospedali, scuole, etc.) presenti nell'area potenzialmente interessata;
- c) beni ambientali, storici e culturali di rilevante interesse, presenti nell'area potenzialmente interessata;
- d) distribuzione e tipologia delle attività economiche insistenti sull'area potenzialmente interessata;
- e) impianti che potrebbero provocare inquinamento accidentale in caso di alluvione;
- f) altre informazioni considerate utili dalle autorità di bacino distrettuali, come le aree soggette ad alluvioni con elevato volume di trasporto solido e colate detritiche o informazioni su fonti rilevanti di inquinamento.

Piani di gestione del rischio di alluvioni

Riguardano in buona parte gli aspetti della gestione, in particolare la prevenzione, la preparazione e la protezione, comprese le previsioni di alluvione e il sistema di allertamento nazionale.

Eventi alluvionali a seguito di esondazione di corsi d'acqua possono causare gravi danni agli stabilimenti industriali ed innescare il rilascio accidentale di sostanze pericolose nell'ambiente circostante. A seguito di un'inondazione le componenti più vulnerabili di un'installazione industriale possono essere le componenti elettriche, come pompe e motori, ma anche installazioni e strutture finalizzate alla gestione della sicurezza, come rilevatori per le fuoriuscite di gas e di altri sistemi di monitoraggio ed antincendio.

A seguito di un'alluvione, i principali scenari incidentali che tipicamente possono verificarsi sono:

- dispersione e trasporto attraverso l'aria (nube tossica), acqua e suolo di sostanze tossiche/ pericolose per l'uomo e per l'ambiente;
- danni strutturali all'impianto dovuti alla collisione contro le strutture di detriti anche di grosse dimensioni trascinati dall'impeto delle acque.

Come azioni di rimedio e di prevenzione da potenziali eventi Na-Tech indotti da fenomeni alluvionali e di inondazione, è necessaria una pianificazione di emergenza che includa il miglioramento delle misure di mitigazione al fine di ridurre i danni sia materiali che economici. Tra gli interventi finalizzati a tale scopo possiamo distinguere due classi: interventi permanenti e interventi temporanei.

Gli interventi permanenti sono finalizzati ad incrementare la resistenza delle infrastrutture industriali con appropriate scelte di materiali e soluzioni progettuali, mentre gli interventi

temporanei sono strettamente legati ai tempi con cui le Autorità sono in grado di diffondere con avvisi la fase di “pre-allarme” a causa di una possibile inondazione, e consistono nelle misure di protezione da adottare in caso di imminente pericolo.

7.7.2 Fenomeni gravitativi e processi erosivi

Analogamente a quanto previsto per le aree esondabili, le Autorità di Bacino Distrettuali elaborano i Piani di Assetto Idrogeologico che forniscono una distribuzione territoriale delle aree esposte a processi di dinamica geomorfologica ordinate secondo classi a gravosità crescente.

In particolare, sono distinte le categorie di pericolosità moderata, elevata, molto elevata e sono individuate le situazioni di instabilità geomorfologica connesse agli orli di scarpata di origine erosiva e strutturale.

Conseguentemente, la valutazione del rischio è effettuata tenendo conto della pericolosità e del valore degli elementi a rischio (urbani e infrastrutturali) contraddistinti in base al loro valore relativo. Le diverse situazioni di rischio così individuate sono aggregate in quattro classi di rischio, a gravosità crescente.

Concludendo le Norme Tecniche di attuazione dei Piani di Assetto Idrogeologico definiscono le tipologie e le modalità di intervento nelle diverse aree con particolare riferimento ai nuovi impianti o modifiche con aggravio.

Un dissesto idrogeologico può ovviamente generare scenari incidentali sugli impianti e le tubazioni. Pertanto occorre che, sia espressamente valutato dal Gestore il rischio idrogeologico nelle aree interessate dalle strutture che costituiscono lo stabilimento, comprese le tubazioni di collegamento fra le aree di impianto, verificando se vi sono impianti che insistono su aree critiche inserendoli nella propria analisi del rischio.

Successivamente occorre che l'azienda pianifichi ed attui le necessarie azioni correttive e di monitoraggio necessarie a prevenire gli eventi incidentali che potrebbero essere generati da fenomeni gravitativi e processi erosivi.

8 APPROCCIO METODOLOGICO PER LA VALUTAZIONE DELL'ANALISI DI RISCHIO DEGLI IMPIANTI DI SUPERFICIE

Il presente capitolo fornisce indicazioni relative alle modalità necessarie per la conduzione dell'analisi di rischio presso stabilimenti con attività di stoccaggio sotterraneo di gas in giacimenti esauriti. Visto l'elevato grado di standardizzazione degli stabilimenti anche in relazione alla sostanza detenuta, agli asset di pressioni, alle tipologie di tubazioni, si è ritenuto utile fornire le seguenti indicazioni relative alle modalità di verifica dell'analisi di rischio indicata nel Rapporto di Sicurezza per facilitare il valutatore nella fase di istruttoria.

Come previsto al punto 3.2 della Parte 3 dell'Allegato C del D.Lgs. 105/2015: *Il Gestore presenta all'Autorità Competente l'analisi dei rischi effettuata in stabilimento per la prevenzione degli incidenti rilevanti. Il valutatore dovrà verificare che l'approccio seguito dal Gestore sia stato sistematico ed abbia considerato adeguatamente sia gli aspetti di sicurezza per le persone sia quelli per l'ambiente. Gli eventi considerati nell'analisi devono essere caratterizzati, secondo il singolo ambito (umano o ambientale), in base alla natura degli effetti: non significativi, significativi, prevalenti o esclusivi. A partire da tali considerazioni, che*

dovranno essere adeguatamente verificate, sono svolte le **valutazioni quantitative**. L'analisi degli eventi incidentali deve essere presentata con un livello di dettaglio sufficiente per poter consentire la verifica che il Gestore abbia:

- sistematicamente **identificato gli eventi incidentali possibili** e le relative sequenze, sia di origine interna allo stabilimento che di origine esterna ad esso;
- adeguatamente **valutato la probabilità/frequenza attesa** di accadimento degli incidenti e della evoluzione dei relativi scenari associati ad eventualità verosimilmente prevedibili;
- **valutato le conseguenze degli scenari incidentali** sull'uomo e sull'ambiente antropico e naturale.

Pertanto, al fine di effettuare una coerente e completa verifica dei punti sopra richiesti, durante l'attività istruttoria, l'approccio all'analisi di rischio individuata presso l'attività di stoccaggio sotterraneo di gas deve tenere conto almeno dei seguenti elementi specifici:

- identificazione degli eventi incidentali;
- stima della frequenza di accadimento degli eventi incidentali tramite albero dei guasti o ricorso a banche dati di letteratura;
- stima della frequenza di accadimento degli scenari incidentali tramite albero degli eventi,
- individuazione dei termini sorgente dell'evento incidentale, calcolo della portata di efflusso e valutazione della dinamica del rilascio;
- stima delle conseguenze e valutazione delle distanze di danno associate agli scenari incidentali credibili, tramite modelli matematici;
- valutazione dei potenziali effetti domino;
- rappresentazione in planimetria delle aree di danno.

8.1 Identificazione degli eventi incidentali

Il Gestore, al fine di identificare i possibili eventi incidentali che possono dare origine a incidenti rilevanti, effettua un'analisi preliminare per individuare le aree di stabilimento, le parti di impianto a maggiore criticità, sulle quali focalizzare poi l'analisi di rischio. L'esperienza storica e l'analisi ad indici sono le metodologie utilizzate per effettuare una prima analisi preliminare dei pericoli.

8.1.1 Analisi dell'esperienza storica incidentale

Il Gestore effettua l'analisi dell'esperienza storica, descrivendo le cause di incidenti, quasi incidenti e le anomalie accaduti nei propri stabilimenti (*analisi storica interna* basata sull'esperienza propria) ed in stabilimenti simili di altre società (*analisi storica esterna desunta da banche dati*).

E' opportuno verificare che l'esperienza storica su incidenti o quasi incidenti verificatisi nello stabilimento, o in stabilimenti simili, sia riferita almeno agli ultimi 10 anni e riporti, in forma non aggregata ma puntuale, le informazioni di cui all'allegato C, parte I, punto C.1.2, del D.Lgs. 105/2015, nonché le precauzioni e gli interventi impiantistici e/o gestionali intrapresi per prevenire gli incidenti o quanto meno limitarne probabilità e conseguenze, secondo quanto richiesto anche al punto C.6.1 del medesimo allegato.

Analisi storica interna

L'*analisi storica interna* comprende tutti gli eventi significativi che hanno determinato l'attivazione delle procedure di blocco, depressurizzazione e/o di emergenza, con la conseguente messa in sicurezza di una parte di impianto (es. pozzo isolato, cluster, unità impiantistica di centrale di trattamento, compressione, ecc..) ovvero dell'intero stabilimento.

In generale viene valutata la possibilità di insorgenza di incendi, esplosioni, emissioni di sostanze pericolose. Particolare attenzione deve essere posta nell'esaminare la problematica relativa alla formazione di idrati, peculiare per questa tipologia di stabilimenti. La formazione di idrati in una tubazione ad esempio è stata la causa principale di evento incidentale accaduto in uno stabilimento durante le fasi di pressurizzazione di una colonna di disidratazione, che ha determinato la rottura della tubazione di ingresso alla colonna stessa.

La descrizione degli idrati e delle condizioni in cui si possono formare e le relative misure di prevenzione sono riportati al paragrafo 7.3 "rischi connessi alla formazione di idrati".

Nell'analisi storica si reputa opportuno, compatibilmente con la disponibilità di informazioni a riguardo, che vengano presi in considerazione altresì "punti di consegna" o "nodi" della rete di trasporto nazionale che, spesso, insistono in aree adiacenti allo stabilimento e con il quale sono strettamente interconnesse.

Oltre alla descrizione delle cause dell'evento incidentale accaduto, il Gestore descrive le misure presenti e da implementare per prevenire e contenere l'evento stesso, come l'adozione di procedure operative di gestione dello stabilimento nell'esercizio ordinario e la presenza e l'affidabilità di sistemi di blocco di processo e di emergenza.

Analisi storica esterna

L'analisi storica esterna è basata sui dati ottenuti dalla consultazione di banche dati degli incidenti aggiornate all'ultima versione disponibile.

Si riportano di seguito alcune delle banche dati o fonti di letteratura relative a incidenti accaduti in diverse tipologie di attività industriali nelle quali è possibile ricercare informazioni.

- Banca dati MHIDAS (Major Hazard Incident Data Service) è la Banca Dati incidentale inizialmente curata dall'Health and Safety Executive (HSE) e da UKAEA, United Kingdom Atomic Energy Authority, il cui popolamento è iniziato nel 1986 per fornire una risorsa affidabile sugli incidenti rilevanti. Il database contiene informazioni su 8000 incidenti rilevanti. Si precisa che ad oggi non è disponibile la consultazione del database per quanto riguarda la parte inerente gli eventi incidentali avvenuti recentemente, in quanto la banca dati non è più aggiornata.
- Database FACTS (Failure and Accidents Technical information System), accessibile al sito <http://www.factsonline.nl/>. FACTS è un database incidentale olandese che contiene informazioni su più di 25.700 incidenti industriali che hanno coinvolto sostanze pericolose e che sono accaduti negli ultimi 90 anni. Il FACTS è stato creato dal TNO Industrial and External Safety, ma attualmente è gestito da Unified Industrial & Harbour Fire Department.
- Sistema informativo eMARS - Major Accident Reporting System (<https://emars.jrc.ec.europa.eu/>). Il Sistema Informativo MARS è stato creato dalla Commissione Europea (MATTM-JRC ISPRA) con il duplice scopo di raccogliere i dati sugli incidenti cosiddetti "rilevanti", forniti dagli Stati Membri dell'Unione Europea (UE) alla Commissione Europea, e per la costituzione di un sistema di scambio informativo/formativo tra i Paesi membri in merito ai diversi aspetti connessi con l'esperienza storica di incidenti rilevanti maturata da ognuno. Il database è gestito dal Major Accident Hazards Bureau (MAHB). Il popolamento ha avuto inizio a partire dall'emanazione della Direttiva 96/82/EEC (Seveso II). Attualmente il MARS contiene circa 900 eventi incidentali.
- Sistema informativo ARIA - Analyse, Recherche et Informations sur les Accidents (<http://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/about-us/the-aria-database/?lang=en>) è gestito dal Ministero Francese per l'ecologia, lo sviluppo sostenibile e l'energia ed elenca

gli eventi incidentali che hanno o avrebbero potuto danneggiare la salute, la pubblica sicurezza, l'agricoltura, la natura e l'ambiente. Questi eventi sono in genere causati da industrie o attività agricole pericolose, ma anche dal trasporto di materiali pericolosi e altri eventi. Il popolamento del database è iniziato nel 1992 e contiene oltre 40.000 incidenti di cui circa 37.000 avvenuti in Francia. Gli incidenti avvenuti all'esterno sono stati inseriti nel database per la gravità delle conseguenze o per il loro valore in termini di esperienza.

- Database PSID - Process Safety Incident Database, gestito dal Center for Chemical Process Safety CCPS (<https://www.aiche.org/ccps/resources/psid-process-safety-incident-database>) è finalizzato a collezionare e condividere le esperienze acquisite da incidenti importanti avvenuti nell'industria di processo, in modo da trarre i necessari insegnamenti. PSID include eventi che hanno causato o avrebbero potuto causare incendi, esplosioni, decessi, rilasci significativi di materiali pericolosi, compresi i quasi incidenti. Il database è accessibile on line e include più di 700 incidenti.
- Sistema informativo della CSB, US Chemical Safety Board, è l'Agenzia Federale americana incaricata di approfondire gli incidenti nell'industria chimica (<http://www.csb.gov/>). Sul sito dell'Agenzia è possibile accedere alle informazioni sugli eventi incidentali occorsi negli Stati Uniti. La CSB porta avanti investigazioni post incidentali per individuare le cause degli eventi, generalmente individuabili in carenze nei Sistemi di Gestione della Sicurezza, rotture di apparecchiature, errori umani, reazioni chimiche impreviste. A seguito delle investigazioni effettuate, l'Agenzia generalmente pone raccomandazioni ai Gestori, alle Agenzie governative come l'OSHA (Occupational Safety and Health Administration) e l'EPA (Environmental Protection Agency).
- Reports e database di Sintef, la più grande organizzazione indipendente di ricerca della Scandinavia. Si occupa, fra le altre cose, anche di sicurezza nell'industria petrolifera e di gas sia onshore sia offshore. Si occupa di popolare uno dei più ampi database affidabilistici (OREDA) e di popolare il SINTEF Offshore Blowout Database (<http://www.sintef.no/en/projects/sintef-offshore-blowout-database/>), che riporta i dati incidentali di 642 blow out e rilasci da pozzi offshore che sono accaduti nel mondo dal 1955. Nel database sono messe in evidenza le cause del blow out.
- Reports di RNNP, scaricabili al sito <http://www.ptil.no>, relativi all'industria petrolifera norvegese come "Trends in risk level on the Norwegian Continental Shelf".
- Database ENSAD (Energy related severe accident database) contiene le informazioni su oltre 18.400 incidenti legati all'industria energetica (carbone, olio combustibile, gas naturale, GPL, nucleare e idroelettrico). Il database non si limita alla fase di produzione dell'energia, ma è esteso anche alle fasi di estrazione del combustibile, dello stoccaggio e del trasporto. Dal sito <https://www.psi.ch/ta/risk-assessment> possono essere scaricati pubblicazioni e report con le informazioni desunte dal database.
- HCRD, the Hydrocarbon Releases Database System, popolato da HSE, che contiene informazioni, a partire dal 1 ottobre 1992, su tutti i rilasci di idrocarburi offshore noti alla HSE Offshore Division.
- Reports descrittivi delle perdite da oleodotti di Concawe (come, ad esempio, "Performance of European cross-country oil pipelines. Detailed description of reported spillages", 2005) di Concawe Oil Pipelines Management Group, associazione nata nel 1963, oggi estesa alla maggior parte delle industrie petrolifere europee, con lo scopo di portare avanti ricerche in campo ambientale connesse con gli oleodotti e per le condotte che trasportano prodotti petroliferi, scaricabili dal sito: <https://www.concawe.eu/publications/concawe-reports/>
- RR671 HSE "Failure rate of underground gas storage" commissionato da HSE, sono riportati incidenti accaduti in diverse tipologie di stoccaggi sotterranei di gas naturale. Scaricabile al seguente indirizzo: <https://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr671.pdf>.

In conclusione è importante evidenziare che, come indicato all'allegato C, parte I, punto C.4.1, del D.Lgs. 105/2015, le valutazioni sull'analisi storica incidentale interna ed esterna costituiscono un punto di partenza imprescindibile per l'analisi degli eventi incidentali.

8.1.2 Analisi preliminare delle aree critiche D.P.C.M. 31/03/1989

L'applicazione del metodo indicizzato proposto nell'Allegato II del D.P.C.M. 31/03/1989 o metodi equivalenti consentono la classificazione degli impianti di processo e di stoccaggio in aree a rischio mediante l'attribuzione di indici di rischio, con l'obiettivo di fornire un quadro immediato e sintetico del grado di sicurezza delle unità di impianto e di stoccaggio singolarmente e nel loro insieme.

Il primo step consiste nella suddivisione dello stabilimento in unità omogenee, dette aree critiche. Per area critica si intende una parte dell'impianto che può essere logicamente caratterizzata come entità separata fisicamente (o potenzialmente separabile) dalle unità adiacenti o comunque individuabile in base a natura del processo, sostanze pericolose presenti, condizioni operative. Per ogni unità logica, applicando la metodologia si calcolano 5 indici: Indice d'incendio F; Indice di esplosione confinata C; Indice di esplosione in aria A; Indice di rischio tossico T; Indice di rischio generale G. In particolare, i valori dell'indice generale G dipendono principalmente dal quantitativo e dalla pericolosità della sostanza, dalla pressione di esercizio e dal layout delle apparecchiature che compongono l'unità. I valori di indice generale G compensato tengono conto inoltre delle protezioni installate, tra cui principalmente sistemi di controllo, sistemi di intercettazione e antincendio.

È necessario analizzare l'elenco delle apparecchiature principali delle varie unità considerate. A titolo esemplificativo si riporta nella tabella seguente un elenco non esaustivo delle unità critiche più rappresentative per gli stabilimenti connessi allo stoccaggio sotterraneo di gas.

IMPIANTI	UNITÀ TIPICHE	COMPONENTI DELL'UNITÀ
AREE POZZI/CLUSTER	Pozzi	Valvole di testa pozzo, filtri, separatori e tubazioni annesse nel circuito fino al confine del cluster
IMPIANTI DI TRATTAMENTO	Ingresso/Uscita gas in impianto trattamento	Separatori e tubazioni in arrivo dai cluster dal confine dell'impianto fino ai separatori
	Trattamento	Colonne di disidratazione e relative tubazioni
	Misura fiscale	Misuratori fiscali e linee a valle delle colonne di disidratazione
IMPIANTI DI COMPRESSIONE	Unità di Compressione	Unità di compressione con scambiatori ad aria e turbine a gas, linee di aspirazione dei compressori e i filtri sulle linee di aspirazione
	Linee ad alta pressione	Linee di mandata dai compressori verso i cluster

Tab. 4 Esempio di unità tipicamente presenti negli impianti di superficie connessi agli stoccaggi sotterranei di gas naturale

In presenza di eventuali unità in cui siano presenti altre sostanze classificate pericolose rientranti nell'ambito di applicazione del D.Lgs.105/2015, occorre valutare se ricomprenderle nella valutazione delle aree critiche, in base ai quantitativi, alle proprietà chimico fisiche e alla pericolosità delle sostanze stesse. In particolare, qualora il metanolo venga impiegato come inibitore di idrati è opportuno che siano analizzate le unità di stoccaggio e le aree di travaso presenti negli impianti e/o nelle aree cluster, così come in presenza di gasolina le unità di degasolinaggio, i serbatoi di stoccaggio e le aree di travaso della gasolina eventualmente presenti vanno ricomprese nella verifica del metodo ad indici. Si specifica altresì che il metodo indicizzato non è applicabile al giacimento di gas naturale, ai pozzi e alle flowlines di collegamento esterne, ma soltanto agli impianti di superficie.

Si evidenzia inoltre l'importanza per il valutatore di avere a disposizione anche le schede di dettaglio dell'applicazione del metodo adottato per l'analisi preliminare delle aree critiche, in cui siano evidenziati i valori degli indici, prima e dopo l'applicazione dei fattori compensativi e le planimetrie con l'indicazione delle unità identificate. In particolare, per ogni unità deve essere possibile risalire alle scelte effettuate dall'analista di rischio tra gli elementi proposti nell'Allegato II del D.P.C.M. sopracitato (ad es. sostanza predominante dell'unità, valutazioni dei parametri e relative motivazioni, misure di sicurezza adottate). È opportuno infine prevedere da parte del gruppo di lavoro incaricato dell'istruttoria un'attività di verifica dell'applicabilità di alcuni specifici parametri attraverso sopralluoghi in campo.

8.1.3 Individuazione degli eventi incidentali iniziatori: "What if Analysis", FMEA, FMECA e HAZOP

All'analisi dell'esperienza storica e all'analisi preliminare delle aree critiche si affiancano tecniche analitiche per l'identificazione degli eventi incidentali fra cui:

"What if Analysis" con il supporto di "Check lists", che costituisce una metodologia di analisi che si basa sulla domanda "cosa accadrebbe se", per individuare le conseguenze dei malfunzionamenti e le protezioni poste in essere per prevenire o limitare le conseguenze dell'evento. Tra gli aspetti che tale tecnica prevede di valutare, sono ricompresi ad esempio: mancata o scorretta applicazione di procedure, procedure operative non corrette o non aggiornate, operatore non addestrato, alterazione delle condizioni di processo, rottura delle apparecchiature, strumentazione non calibrata, mancanza di utilities come energia elettrica o aria compressa, eventi naturali quali terremoti o fulminazioni, ecc.

Impianto : Descrizione della fase di processo: A cura di:				
What if (Cosa accadrebbe se)	Risposta	Probabilità (qualitativo)	Conseguenze	Raccomandazioni

Tab. 5 Esempio di tabella di analisi What if

“Failure Modes and Effects Analysis” (FMEA) e “Failure Mode, Effect and Critical Analysis” (FMECA) è un’analisi induttiva che descrive in dettaglio tutti i possibili modi di rottura dei componenti e ne identifica le conseguenze sul sistema.

In genere la FMEA (o FMECA) è effettuata mediante la compilazione di una tabella con le seguenti informazioni: nome, numero dell’apparecchiatura, descrizione dell’utilizzo, modalità di rottura, effetti sul sistema, probabilità e criticità (intendendo, per criticità, la rilevanza delle conseguenze per la salute dell’uomo, per l’integrità dell’impianto e per la capacità produttiva). Questa tecnica di analisi è in genere più adatta ai sistemi meccanici ed elettrici piuttosto che agli impianti di processo e, pertanto, nei rapporti di sicurezza è in genere affiancata da tecniche di analisi come l’Hazop e la Fault Tree Analysis.

Sistema o apparecchiatura:										
Disegno:										
A cura di:										
Componente	Funzione	Modi di rottura	Conseguenze della rottura	Severità S	Cause della rottura	Frequenza O	Sistemi di monit.	Prob. di rilevazione rottura D	Risk priority number	Azioni raccomandate

Tab. 6 Esempio di tabella di FMECA

“Hazard and Operability Study” (HazOp) – Analisi di operabilità. La tecnica HAZOP, o delle “Parole Guida”, è attualmente la tecnica di identificazione del rischio maggiormente conosciuta ed utilizzata.

L’Hazop è effettuato da un team di esperti che, utilizzando una lista di parole chiave, analizza gli effetti che potrebbe avere l’alterazione dei valori normali dei parametri di processo quali ad esempio flusso, livello, temperatura e pressione.

Lo studio Hazop si struttura nei seguenti passaggi:

- individuazione del nodo da analizzare,
- individuazione dei parametri di processo significativi per il nodo individuato,
- identificazione delle deviazioni dal normale funzionamento attraverso l’applicazione delle parole guida ai parametri di processo (no, più, meno, così come, parte di, contrario, altro),
- determinazione delle potenziali conseguenze negative derivanti dalle deviazioni identificate,
- analisi dei sistemi protettivi esistenti o da porre in essere per prevenire le conseguenze ipotizzate.

La tecnica consente di analizzare anche le interazioni fra i nodi ed il resto dell’impianto.

STUDY TITLE: PROCESS EXAMPLE							SHEET: 3 of 4			
Drawing No.:			REV. No.:				DATE: December 17, 1998			
TEAM COMPOSITION:			LB, DH, EK, NE, MG, JK				MEETING DATE: December 15, 1998			
PART CONSIDERED:			Transfer line from supply tank A to reactor							
DESIGN INTENT:			Material: A		Activity: Transfer continuously at a rate greater than B					
			Source: Tank for A		Destination: Reactor					
No.	Guide word	Element	Deviation	Possible causes	Consequences	Safeguards	Comments	Actions required	Action allocated to	

Tab. 7 Esempio di tabella HAZOP - norma CEI IEC 61882-

8.2 Stima della frequenza di accadimento degli eventi incidentali

Le tecniche di analisi sopra indicate consentono di individuare i Top Events che potrebbero portare all'accadimento di un evento incidentale. Il passo successivo dell'analisi del rischio consiste nella valutazione della frequenza di accadimento di tali eventi. Per gli eventi semplici e caratterizzati da rotture casuali di un singolo componente (cosiddetti eventi random) è possibile consultare i valori della frequenza di failure direttamente dalle banche dati (paragrafo 8.2.1.5). Per quantificare, invece, la frequenza di accadimento di eventi complessi, la metodologia più utilizzata è la "Fault Tree Analysis" o analisi mediante alberi di guasto, tecnica di analisi di tipo deduttivo basata sull'algebra booleana (di cui si forniscono nei paragrafi seguenti alcuni elementi base), particolarmente efficace in presenza di sistemi fortemente interconnessi. La tecnica è in grado di tenere conto di tutte le combinazioni di guasto dei componenti nonché degli errori umani. Questa tecnica è pertanto spesso utilizzata nei rapporti di sicurezza, salvo per i cosiddetti eventi random come le perdite da tubazioni o flange, il cui accadimento è legato a rotture del singolo componente. Di seguito si forniranno elementi di base utili al valutatore per comprendere le modalità di calcolo delle frequenze di accadimento contenute nei rapporti di sicurezza.

8.2.1 La tecnica dell'albero dei guasti

L'albero dei guasti è una tecnica deduttiva, che analizza il cosiddetto Top Event per individuarne le possibili cause.

La costruzione dell'albero dei guasti di un sistema complesso è basata l'Analisi di Operabilità (HAZOP) o la FMEA (Failure Mode and Effects Analysis), che consentono di identificare i "Top Events" e la struttura logica che li determina attraverso un'analisi completa e congruente del sistema.

Partendo da un guasto sul sistema (Evento indesiderato o Top Event), si costruisce l'albero mettendo in relazione funzionale il Top Event con i guasti sui componenti (Eventi base). La condizione per il calcolo della probabilità del top event è la corrispondente quantificazione di tutti gli eventi di base. In genere per sistemi complessi si fa ricorso all'ausilio di un programma di calcolo. Si parte dalla considerazione che ogni impianto o sistema è costituito da un certo numero di componenti elementari, caratterizzati da un comportamento tale da poter attribuire a ciascuno di essi valore 1 o 0 a seconda dello stato funzionale (guasto o funzionante).

L'analisi mediante albero dei guasti **inizia dalla costruzione dell'albero, per ottenere gli "insiemi minimi di taglio" ("Minimal Cut Sets - MCS") del sistema e procede con l'analisi quantitativa mediante il calcolo della frequenza di accadimento del Top Event sulla base dei singoli "MCS".** Un insieme minimo di taglio (MCS) rappresenta una combinazione di eventi non ulteriormente suddivisibile, il cui verificarsi comporta il verificarsi del Top-Event. L'analisi tramite l'utilizzo di albero dei guasti consente di individuare se ci sono eventi che possono direttamente condurre al Top Event (MCS del primo ordine) ed MCS di ordine superiore, per i quali è richiesto il verificarsi di due o più eventi indipendenti affinché si verifichi il TOP.

L'albero dei guasti presuppone che tutti gli eventi di base riportati siano indipendenti. Nella realtà ciò non è sempre vero (es. componenti la cui probabilità di guasto dipende dallo stato di guasto o di funzionamento di un altro componente). Di tali cause di dipendenza, cosiddette cause comuni di guasto, occorre tener conto con la adozione di tecniche opportune.

Si riassumono di seguito alcuni elementi di algebra booleana e di teoria dell'affidabilità utili per la comprensione degli alberi di guasto e del calcolo della frequenza di accadimento degli eventi incidentali.

8.2.1.1 L'algebra booleana negli alberi di guasto

L'algebra booleana è un particolare tipo di algebra definita su un insieme di due soli elementi, 0 e 1, che possono essere rappresentati in modi diversi ma dal significato equivalente.

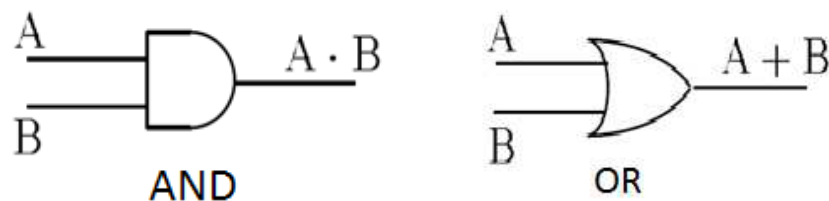
Una variabile booleana può assumere esclusivamente i valori logici 0 (con il significato di Falso) e 1 (con il significato di Vero).

Gli operatori booleani utilizzati negli alberi di guasto sono AND (prodotto logico) e OR (somma logica). Dati due valori booleani, l'operatore AND restituisce 1 se e solo se entrambi gli operandi sono 1, altrimenti il risultato è 0.

Dati due valori booleani, l'operatore OR restituisce 1 se e solo se almeno uno dei due operandi vale 1, altrimenti il risultato è 0.

Le porte logiche sono la rappresentazione degli operatori booleani e sono le seguenti:

- porta AND, che comporta il verificarsi dell'evento in output solamente se si verificano tutti gli eventi in input;
- porta OR, che rappresenta il verificarsi dell'evento in output quando si verifica almeno uno degli eventi in input.
-



I risultati della FTA (Fault Tree Analysis) sono rappresentati graficamente attraverso un diagramma nel quale sono utilizzati i simboli logici sopra indicati che rappresentano le connessioni logiche tra gli eventi.

Dopo aver completato il grafico dell'albero dei guasti, è possibile identificare i guasti originari che sono la causa diretta del guasto principale, verificando attentamente l'indipendenza dei guasti originari. Infine, noti i valori della frequenza di accadimento degli eventi base, attraverso l'algebra booleana si quantifica la frequenza di accadimento del TOP EVENT in occasioni/anno. In genere, per sistemi complessi si fa ricorso a specifici software.

8.2.1.2 Concetti di affidabilità applicati all'analisi di rischio

Scopo del presente paragrafo è di fornire al valutatore del Rapporto di Sicurezza elementi utili a comprendere l'applicazione di alcune tecniche affidabilistiche nei Rapporti di Sicurezza. L'intendimento non è quello di una trattazione completa della teoria dell'affidabilità, ma di fornire elementi sufficienti alla comprensione del suo impiego nelle analisi di sicurezza.

Le principali definizioni utili a questo scopo sono riportate di seguito:

- Tasso di guasto $\lambda(t)$: frazione di componenti che si guastano per unità di tempo;
- Affidabilità $R(t)$: probabilità che una apparecchiatura svolga il compito affidatole per un determinato intervallo di tempo (0-t);
- Inaffidabilità $Q(t)$: probabilità che l'apparecchiatura non svolga la funzione affidatole all'istante t, per un guasto verificatosi in un qualunque istante durante l'intervallo 0-t;
- Disponibilità $A(\tau)$: probabilità che il sistema sia correttamente operativo per il tempo di missione τ ;

- Indisponibilità $I(\tau)$: probabilità che il sistema non sia in grado di svolgere la sua funzione durante il tempo di missione τ .

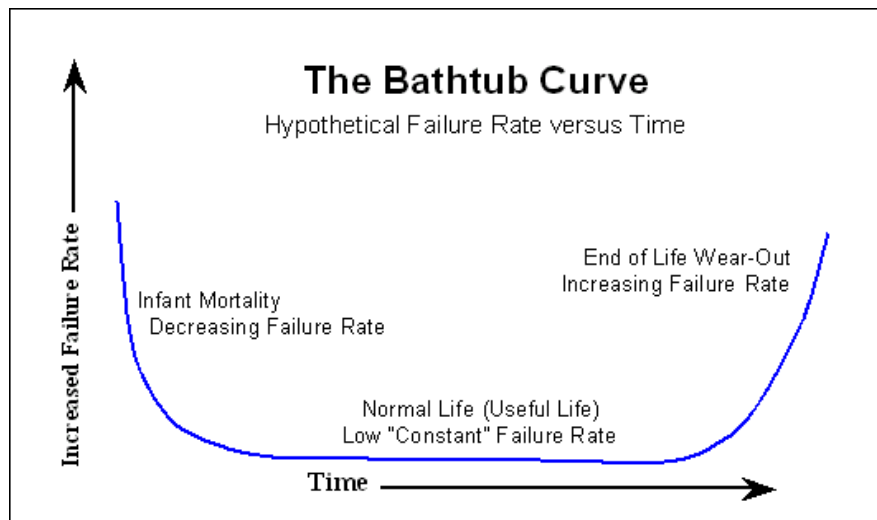


Fig. 19 Andamento del rateo di guasto in funzione del tempo

L'andamento del rateo di guasto λ in funzione del tempo è la cosiddetta curva a “vasca da bagno”, che consente di classificare i guasti dei componenti in:

- “infantili”, dovuti a difetti ed imperfezioni di costruzione;
- “casuali”, durante il periodo di vita utile, corrispondenti ad un rateo di guasto minimo e pressoché costante;
- “da usura”, causati dal danneggiamento del componente per le sollecitazioni cui è stato sottoposto durante il funzionamento.

Sostituire i componenti prima che essi siano arrivati alla fine della loro vita utile fa sì che il rateo di guasto si mantenga al minimo valore, costante nel tempo.

8.2.1.3 Disponibilità e indisponibilità per componenti non riparabili

Per i componenti non riparabili, la disponibilità $A(\tau)$ al tempo τ coincide con l'affidabilità $R(\tau)$ e l'indisponibilità al tempo τ coincide con l'inaffidabilità. Utilizzando sempre componenti nel tempo di vita utile, effettuando cioè interventi di manutenzione con sostituzione entro tale periodo, l'intervallo fra due guasti successivi MTBF, Mean Time Between Failures, è pari a $1/\lambda$.

8.2.1.4 Disponibilità e indisponibilità per componenti riparabili

Nel caso di componenti riparabili diventa importante il tempo medio di riparazione MTTR, Mean time to repair, l'intervallo di tempo entro il quale il componente rimane guasto. Infatti, identificato con m il tasso di riparazione e definito come:

$$\text{Il tasso di riparazione } m = \frac{1}{MTTR}.$$

Per i componenti riparabili, si ha che

$$\text{la disponibilità } A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \text{ e l'indisponibilità } I = 1 - A = \frac{MTTR}{MTTR + MTBF} = \frac{\lambda}{\lambda + m}$$

Le cause comuni di guasto

Le cause comuni di guasto (Common Cause Failures, CCF) sono eventi in grado di indurre un guasto in tutti i componenti o sistemi interessati.

Possono essere cause comuni di guasto:

- la dipendenza funzionale, quando viene a mancare un input funzionale (ad esempio l'alimentazione elettrica ad una classe di componenti); si può rilevare mediante l'applicazione della fault tree analysis con cui è possibile evidenziare la presenza di eventi comuni a più rami dell'albero;
- un evento esterno, come ad esempio un allagamento o un incendio, che potrebbe mettere tutti i componenti fuori servizio;
- cause legate al fornitore, come difetti comuni a più apparecchiature dello stesso lotto provenienti dallo stesso fornitore;
- cause legate a fattori operativi: per esempio, se tutti i componenti sono soggetti alle medesime condizioni quali vibrazioni, alte temperature, etc., ovvero sono soggetti a manutenzione da parte della stessa squadra con le stesse procedure potenzialmente errate.

Solo in alcuni casi particolari è possibile studiare tali effetti comuni mediante l'analisi diretta dell'albero dei guasti, elencando gli eventi nelle colonne di una matrice le cui righe rappresentano le possibili cause comuni di guasto. Individuate in tal modo le classi delle Cause Comune Guasto (ordinate per tipo, per importanza, per gravità, etc.) è possibile verificare se esistano, e quali sono, eventuali misure da adottare per ridurre gli effetti negativi delle cause comuni di guasto.

Nella maggioranza dei casi è possibile solo stimare l'influenza di tali effetti ricorrendo ad una quantificazione approssimata della dipendenza.

Sono stati proposti numerosi metodi per quantificare l'effetto delle cause comuni di guasto. Per eventi esterni quantificabili (ad es. probabilità di allagamento, o di incendio, o probabilità di perdita di un servizio o di un input comune) si deve introdurre nell'albero dei guasti la corrispondente probabilità.

Nel caso di fattori non direttamente quantificabili per i quali non siano disponibili informazioni da altra fonte, si ricorre a stime (es. metodo del cut off, coefficiente beta).

8.2.1.5 Le banche dati affidabilistiche

In base a quanto finora illustrato, occorre disporre di dati sul rateo di guasto per calcolare l'indisponibilità di componenti, apparecchiature, sistemi, che consentano applicazioni pratiche della teoria, nonché i tempi medi di riparazione per i componenti riparabili (MTTR).

Tali dati, per apparecchiature recenti, possono essere reperiti in prima istanza nella documentazione tecnica fornita dal produttore dell'apparecchiatura stessa. Inoltre i dati di affidabilità possono essere reperiti presso banche dati di riferimento che riportano i risultati sul comportamento tenuto da componenti (e sistemi) analoghi nel corso del loro impiego in campo oppure nel corso di prove.

Le banche dati possono essere elaborate dallo specifico settore industriale oppure possono essere più generali, elaborate da enti pubblici o di ricerca. Una banca dati del primo tipo contiene informazioni preziose, direttamente applicabili nell'ambito dell'azienda o del settore produttivo che l'ha messa a punto. Le banche del secondo tipo sono basate su esperienze molto diversificate e raramente contengono dati singoli (ad es., il valore del rateo di guasto di un componente); più spesso indicano gli estremi dell'intervallo in cui, con il 90% di probabilità, si colloca il dato cercato.

Si riportano di seguito i riferimenti ad alcune delle banche dati affidabilistiche o fonti bibliografiche da cui è possibile desumere i ratei di rottura dei diversi componenti:

- Banca Dati Oreda (Offshore and Onshore reliability data): elaborata da SINTEF e popolata attraverso le informazioni fornite dalle principali compagnie petrolifere, petrolchimiche e di trasporto del gas nel mondo. Raccoglie un'ampia mole di dati affidabilistici, collezionati a partire dal 1981, relativi alle attività estrattive e di processo offshore e onshore di gas e prodotti petroliferi. Contiene i ratei di rottura di molti componenti e della strumentistica di controllo (non delle tubazioni). Riporta inoltre i tempi medi di riparazione, che sono necessari per calcolare l'indisponibilità nel caso di un componente riparabile. La banca dati descrive tutti i modi di rottura osservati per ciascun componente e ne riporta la frequenza: pertanto, può essere utilizzata anche per condurre la FMEA o FMECA. Un approfondimento specifico sulla banca dati OREDA è riportato in appendice A.
- Process Equipment Reliability Database (PERD), elaborato e popolato da CCPS, Center for Chemical Process Safety a partire dal 1980, contiene dati utili ad elaborare analisi di rischio quantitative per l'industria chimica di processo. (<https://www.aiche.org/ccps/resources/process-equipment-reliability-database-perd>).
- EiReDA, European Industry Reliability Data, derivante dall'esperienza di impianti nucleari francesi (EdF), contiene dati affidabilistici su pompe, serbatoi, valvole, motori, sensori, ecc.
- Reports di Concawe contenenti i dati statistici, p.e. *Report No. 6/18: Performance of European cross-country oil pipelines – Statistical summary of reported spillages in 2016 and since 1971*, per le condotte che trasportano prodotti petroliferi, scaricabili al seguente indirizzo: <https://www.concawe.eu/publications/concawe-reports/>
- Reports di UKOPA, p.e. report *UKOPA Pipeline Product Loss Incidents and Faults Report (1962-2016)*, scaricabili dal sito <http://www.ukopa.co.uk/published-documents/ukopa-reports/> che calcolano i dati statistici dei rilasci verificatisi su un campione osservato di lunghezza di 27.000 km che interessa la maggior parte degli operatori degli oleodotti e dei gasdotti.
- Reports dell'EGIG, European Gas Pipeline Incident Data Group, p.e. *10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2016)*". L'EGIG è un'associazione che nasce nel 1982 dall'accordo fra sei operatori impegnati nel settore del trasporto del gas naturale per condividere i dati sui rilasci di gas avvenuti nelle loro condotte di trasporto. Attualmente, l'EGIG raccoglie i dati di 17 fra le maggiori compagnie di trasporto gas in Europa ed è pertanto proprietaria di un ampio database di dati incidentali sulle condotte di trasporto di gas. I dati raccolti partono dal 1970, sono periodicamente aggiornati nei report che sono gratuitamente accessibili al seguente indirizzo: www.egig.eu.
- PSD Data Handbook, Reliability data for Safety Instrumented System, redatto da Sintef sulla base dei dati di Oreda e RNNP.
- Loss Prevention in the Process Industries di Lees F.P. riporta i failure rates di serbatoi e recipienti, tubazioni, scambiatori, dispositivi di sfiato della sovrappressione, sistemi antincendio.
- Reports di RNNP (Norvegia). In particolare il documento denominato "*Handbook of Reliability Prediction Procedures for Mechanical Equipment*" contiene indicazioni sulle modalità di rottura di componenti ed apparecchiature utili soprattutto per analisi tipo FMEA. I reports sono scaricabili dal sito <http://www.ptil.no>.
- Guideline for quantitative risk assessment - Purple Book - TNO: Il testo riporta le

frequenze di rottura basate sul cosiddetto studio COVO del 1981, a cui sono stati affiancati studi compiuti dal governo tedesco ed altri studi più recenti. Il documento riporta le frequenze di rottura di recipienti in pressione e non, tubazioni, pompe, scambiatori, dispositivi per lo scarico della sovrappressione, magazzini, stoccaggi di esplosivi, cisterne per il trasporto stradale, ferroviario e navale.

- Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments (28/06/2012) di UK HSE: il documento, scaricabile dal sito www.hse.org riporta i ratei di rottura in funzione del fluido trasportato (GNL, GPL, cloro, ossigeno, ecc) e delle condizioni di utilizzo (in pressione, refrigerato, atmosferico, ecc) e del materiale costituente (plastica, metallo, ecc) di serbatoi, reattori, valvole, pompe, giunti di collegamento, tubazioni, condotte fuoriterra e interrate, compressori, cisterne di trasporto su strada e su ferrovia, incidenti aerei, errori umani, esondazioni e fulminazioni, desunti dalle fonti citate nel documento stesso, di cui sono indicate altresì condizioni e limitazioni di utilizzo.
- Handbook Failure Frequencies 2009 elaborata dal governo belga – Dipartimento dell’Ambiente, Natura ed Energia, – Safety Reporting Division, scaricabile all’indirizzo <http://studylib.net/download/18717910>, predisposto dalle autorità belghe per essere utilizzato nell’ambito delle analisi di rischio effettuate ai sensi della Direttiva Seveso.

La limitazione delle banche affidabilistiche, è insita nel fatto di attribuire ad un ben individuato componente i risultati riscontrati su altri componenti funzionalmente uguali, ma le cui caratteristiche di impiego e le condizioni ambientali di esercizio possono essere sostanzialmente diverse.

Nei documenti che riportano dati affidabilistici di letteratura, accanto ai dati, devono sempre essere riportate le fonti bibliografiche da cui questi sono derivati in modo da poter verificare sul lavoro originale le condizioni di applicabilità degli stessi. Pertanto è importante verificare che il Gestore, nell’utilizzare una particolare banca dati o fonte di dati affidabilistici, abbia dimostrato che i dati utilizzati possano essere effettivamente rappresentativi del proprio specifico impianto e che i ratei di guasto scelti possano ritenersi conservativi.

8.2.2 Valori di frequenza generici di rottura per tubazioni e condotte

I ratei di rottura costituiscono dati basilari per la valutazione della probabilità di accadimento e possono essere desunti da banche dati affidabilistiche e altre fonti bibliografiche, alcune delle quali citate al par. 3.2 dell’allegato C del D.Lgs. 105/15.

Oggetto del presente paragrafo è una rassegna dei ratei di tubazioni e condotte sui quali si è ritenuto di focalizzare l’attenzione, in quanto la rottura random delle tubazioni è alla base di alcuni degli eventi incidentali di maggiore rilevanza in termini di conseguenze.

I ratei di rottura generici di tubazioni costituiscono l’unico metodo per la valutazione della probabilità di accadimento di alcune ipotesi di rilascio che, in funzione del diametro di rottura individuato, portano ad eventi incidentali con aree di danno fra le più estese. Per taluni rapporti di sicurezza presentati in Italia dai Gestori degli stoccaggi sotterranei di gas naturale, le rotture random di tubazioni sono generalmente credibili, mentre la frequenza di accadimento dei Top Events calcolata mediante la tecnica degli alberi di guasto è inferiore alla soglia di credibilità adottata.

Lo scopo di questa sezione è quello di fornire elementi utili a consentire di valutare le scelte compiute dai Gestori nell’analisi presentata nel Rapporto di Sicurezza. Si rimanda ad una lettura attenta di ciascuna fonte bibliografica per la verifica della corrispondenza delle condizioni di funzionamento ed utilizzo rispetto a quelle presenti in stabilimento.

In ogni caso è necessario che, qualora sia stata individuata una metodologia di riferimento, questa sia applicata in maniera coerente sia per la stima delle frequenze dell'evento incidentale che per la valutazione delle conseguenze del relativo scenario incidentale la cui credibilità deve essere valutata tenendo eventualmente conto dei sistemi di sicurezza presenti.

In Italia non sono presenti normative cogenti per l'individuazione delle frequenze di accadimento degli eventi incidentali, mentre in altri paesi europei sono presenti norme che definiscono gli indirizzi per lo sviluppo dell'analisi del rischio. Si riporta in Appendice C una breve panoramica dei criteri utilizzati in alcuni paesi europei per l'individuazione delle frequenze di accadimento.

8.2.2.1 Purple Book 2005

Il Purple Book in appendice 3.A al paragrafo 3.A.2.4 propone due formule per il calcolo del rateo di rottura delle tubazioni, desunte da fonti bibliografiche citate nel testo:

Rateo di rottura totale di una tubazione di diametro D: $\text{Log}(\lambda) = -(0,0064 \cdot D + 5,56)$

Rateo di rottura parziale di tubazione: $\text{Log}(\lambda) = -(0,026 \cdot d + 5,32)$

Dove λ =rateo di rottura [occ/(anno*m)]

D=diametro tubazione [mm]

d=diametro di rottura [mm]

Di seguito si riporta la tabella desunta da TNO Purple Book edizione 2005 che riporta valori di frequenza di rottura tubazione. Si fa presente che i ratei indicati si riferiscono a "rottura totale" e "rottura parziale", pari ad un foro di diametro equivalente corrispondente al 10% del diametro nominale della tubazione fino a un massimo di 50mm.

Installation (part)	G.1	G.2
	Full bore rupture	Leak
pipeline, nominal diameter < 75 mm	$1 \times 10^{-6} \text{ m}^{-1} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-6} \text{ m}^{-1} \text{ y}^{-1}$
pipeline, $75 \text{ mm} \leq \text{nominal diameter} \leq 150$ mm	$3 \times 10^{-7} \text{ m}^{-1} \text{ y}^{-1}$	$2 \times 10^{-6} \text{ m}^{-1} \text{ y}^{-1}$
pipeline, nominal diameter > 150 mm	$1 \times 10^{-7} \text{ m}^{-1} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-7} \text{ m}^{-1} \text{ y}^{-1}$

Tab. 8 Frequenza di rottura tubazioni tratta da TNO Purple Book edizione 2005 tabella 3.7

I ratei di rottura indicati in tabella sono relativi a casistiche di tubazioni fuori terra "above ground" (paragrafo 3.2.3 "Pipes" del Purple Book 2005). Per le tubazioni interrato invece, il Purple Book rimanda ad altre fonti.

8.2.2.2 Documento “Failure Rates” di HSE

Nella figura seguente sono riportati i ratei di rottura delle tubazioni tratti dal documento “Failure rates” di HSE, fonte citata nel D.Lgs. 105/2015.

Item FR 1.3 Pipework

ITEM FAILURE RATES

Failure rates (per m per y) for pipework diameter (mm)					
Hole size	0 - 49	50 - 149	150 - 299	300 - 499	500 - 1000
3 mm diameter	1×10^{-5}	2×10^{-5}			
4 mm diameter			1×10^{-5}	8×10^{-7}	7×10^{-7}
25 mm diameter	5×10^{-6}	1×10^{-6}	7×10^{-7}	5×10^{-7}	4×10^{-7}
1/3 pipework diameter			4×10^{-7}	2×10^{-7}	1×10^{-7}
Guillotine	1×10^{-6}	5×10^{-7}	2×10^{-7}	7×10^{-8}	4×10^{-8}

SPRAY RELEASE FREQUENCY

	Frequency	Effective length of crack
Fixed pipework	1×10^{-6} per metre per year	Pipe diameter (max 150mm crack length)

Derivation

100. The original values for pipework diameter < 150 mm were set out in the MHAU handbook volume 3 (now archived). They were derived in the Components Failure Rates paper, which is a comparison of 22 sources of pipework failure rates derived elsewhere. The values were derived for chlorine pipework although the review included LPG, petrochemical, steam/water, nuclear and other data. This information has been updated and augmented in an MHAU Panel discussion and Paper presented by the MHAU Topic Specialist on failure rates. The information presented in the table above is applicable to all process pipework.
101. Failure rates for pipework with a diameter greater than 150 mm are derived in Gould (1997) – Large bore pipework failure rates, which considers data from 9 other references.
102. Further detail on the derivation of the pipework failure rates is given in FRED, Failure Rate and Event Data for Use in Risk Assessment (Betteridge and Gould, 1999).
103. For pipework with diameter greater than 1000mm discussion with the topic specialist is required.

Tab. 9 Frequenze di rottura di tubazioni (pipework) tratte da HSE “Failure Rates”

8.2.2.3 Ratei di rottura delle tubazioni per diametro di rottura

In generale per quanto riguarda le tubazioni, il rateo è espresso in termini di "occasioni/(anno*m)"; pertanto per determinare l'effettiva probabilità di rottura per uno specifico tratto di tubazione, il dato desunto da fonti bibliografiche o banche dati viene moltiplicato per la lunghezza complessiva della tubazione.

Per quanto riguarda i diametri di rottura, salvo per le situazioni regolamentate dai DM 15/5/96 per i depositi di GPL e dal DM 20/10/98 per i depositi di liquidi infiammabili e tossici, in assenza di indicazioni normative specifiche in passato è stata spesso presa a riferimento la "Guida alla lettura e alla valutazione dei Rapporti di Sicurezza" redatta dal CNVVF nel 1995. Tale documento non indica ratei di rottura delle tubazioni ma contiene solo indicazioni del tutto generali, mirate alla sicurezza antincendio. In base alla linea guida si valutano le conseguenze di rotture pari al 20% del diametro nominale per tubazioni con DN>200 mm (8").

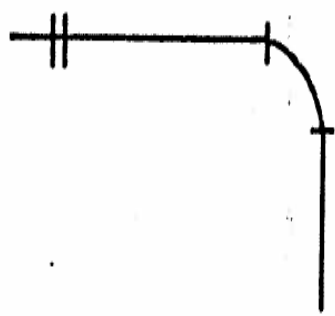
TUBAZIONI	
	
CAMPO DI APPLICAZIONE: Tubi, flange, curve, manichette, bracci di carico.	
ROTTURE TIPICHE	DIMENSIONI DELLE FRATTURE
Perdita al tubo o a saldature di collegamento	100% del diametro per diametri sino a 200 mm 8" 20% del diametro per diametri superiori a 200 mm 8"
Perdita alla flangia	20% del diametro del tubo
Perdita da manichetta	100% del diametro del tubo
Nota: Per i bracci di carico occorre prendere in considerazione il distacco intempestivo del sistema di collegamento al mezzo mobile	

Fig. 20 Tratta dalla "Guida alla lettura, all'analisi e alla valutazione dei rapporti di sicurezza", elaborata nel 1995 dal CNVVF

In considerazione dell'adeguamento dello stato dell'arte richiesto dal D.lgs.105/15, è opportuno prendere a riferimento banche dati affidabilistiche aggiornate e specifiche per la tipologia di attività effettivamente svolta.

8.2.2.4 Approfondimento sui ratei di rottura per le condotte di trasporto

A completamento della rassegna dei valori di frequenza generica di rottura delle tubazioni desunti da diverse fonti di letteratura, si riporta anche una breve panoramica sui ratei di rottura delle condotte di trasporto, tra cui gasdotti e oleodotti, desunti da altre fonti accreditate e riconosciute a livello internazionale.

HSE

I ratei di rottura delle condotte di trasporto fuori terra, desunti dal documento Failure Rates di HSE, sono riportati nella tabella che segue.

Item FR 3.1.2 Above Ground Pipelines

ITEM FAILURE RATES

Failure Category	Failure Rate (per m per year)
Rupture (>110mm diameter)	6.5×10^{-9}
Large Hole (>75 – ≤110mm diameter)	3.3×10^{-8}
Small Hole (>25 mm – ≤75 mm diameter)	6.7×10^{-8}
Pin Hole (≤25 mm diameter)	1.6×10^{-7}

Applicability

119. The values above are applicable to general natural gas above ground installations where no site specific information is available. The values are subject to the following general limitations:

- Pipeline not to be more than 1.5 metres above ground level.
- Above ground section of pipeline under assessment to be entirely within a secure compound.
- Sites containing high speed rotating machines (e.g. compressor stations) should be referred to the Topic Specialist for advice.
- Sites where the presence of the pipeline is ancillary to the main activity (e.g. process plants) should be referred to the Topic Specialist for advice.
- The Topic Specialist should be informed on each occasion that these failure frequencies are used.

120. Where site specific information (e.g. pipeline diameter, wall thickness, pipeline length, number of lifts and vehicle movements) is known, a spreadsheet (Chaplin, 2011), which calculates site specific failure rates, is available from the topic specialist.

Derivation

121. The generic failure rates are taken from a panel paper by S Pointer.

Tab. 10 Tratta da HSE "Failure Rates" -ratei di guasto per condotte di trasporto fuori terra-

Per le condotte interrato (buried) nel documento HSE si fa esplicito rimando al Software

PIPIN (Monte Carlo PIPeline INtegrity) che utilizza, fra le fonti di riferimento il report EGIG inerente le condotte di trasporto interrate del gas naturale.

UKOPA

A titolo di confronto, si riporta nella figura seguente il rateo di rottura delle condotte di trasporto, tratto dal Report UKOPA “*Product Loss Incidents and Faults Report (1962-2016)*”.

UKOPA è un’associazione formata dagli operatori che si occupano di condotte (oleodotti e gasdotti), ponendo sotto osservazione gli oleodotti nel Regno Unito per una lunghezza di 27.000 km, proprio per individuare le corrette modalità operative e di manutenzione e promuovere le migliori tecnologie nell’industria delle condotte. Il Report UKOPA scaricabile dal sito <http://www.ukopa.co.uk/published-documents/ukopa-reports/> riporta per il periodo investigato 1962-2016 un rateo di rottura delle condotte di trasporto pari a 0.212 incidents per 1000 km/year, corrispondente a $2.12 \cdot 10^{-7}$ occasioni/(anno*m). Il Report è relativo anche alle condutture di trasporto di gas naturale allo stato gassoso.

Per quanto riguarda le classi di rottura, si passa da un rateo di $9 \cdot 10^{-9}$ occasioni/(anno*m) per la rottura totale a $2.6 \cdot 10^{-8}$ occasioni/(anno*m) per classi di rottura di 20- 40 mm.

Il report Process Safety Annual Report 2015, scaricabile dal medesimo sito UKOPA, descrive gli eventi occorsi nel 2015 che hanno interessato le condotte. Il report è pubblicato annualmente.

The overall incident frequency by hole size over the period 1962 – 2016 is shown in Table 4.

Equivalent Hole [#] Size Class	Number of Incidents	Frequency [Incidents per 1000 km.yr]
Full Bore* and Above	8	0.009
110 mm – Full Bore*	3	0.003
40 mm – 110 mm	7	0.008
20 mm – 40 mm	24	0.026
6 mm – 20 mm	32	0.035
0 – 6 mm	121	0.130
Unknown	2	0.002
TOTAL	197	0.212

Table 4: Overall Incident Frequency by Hole Size

* Full Bore \equiv diameter of pipeline

Equivalent hole size quoted in this report is the circular hole diameter in mm with an area equivalent to the observed (usually non-circular) hole size.

Tab. 11 *Ratei di rottura desunti dal report Ukopa “Product Loss Incidents and Faults Report (1962-2016)” per condotte di trasporto*

I ratei forniti per le condotte di trasporto nel documento HSE e nel documento UKOPA presentano pertanto ordini di grandezza confrontabili.

Report Concaawe

Un altro report di riferimento per le condotte che trasportano prodotti petroliferi è quello elaborato annualmente da Concaawe, scaricabile al seguente indirizzo: <https://www.concaawe.eu/publications/concaawe-reports/>

Concaawe Oil Pipelines Management Group è un'associazione nata nel 1963, oggi estesa alla maggior parte delle industrie petrolifere europee, con lo scopo di portare avanti ricerche in campo ambientale connesse con gli oleodotti.

Fra le altre attività, Concaawe redige annualmente report relativi alle fuoriuscite di idrocarburi registrate in Europa.

Un aspetto molto interessante riportato negli ultimi report elaborati è che, sebbene la maggior parte degli oleodotti europei siano stati costruiti negli anni '60 e '70, non si è osservato un incremento nella frequenza di rottura degli oleodotti

Figure 5b 46-year trend of the spillage frequency (all pipelines)
Excluding theft

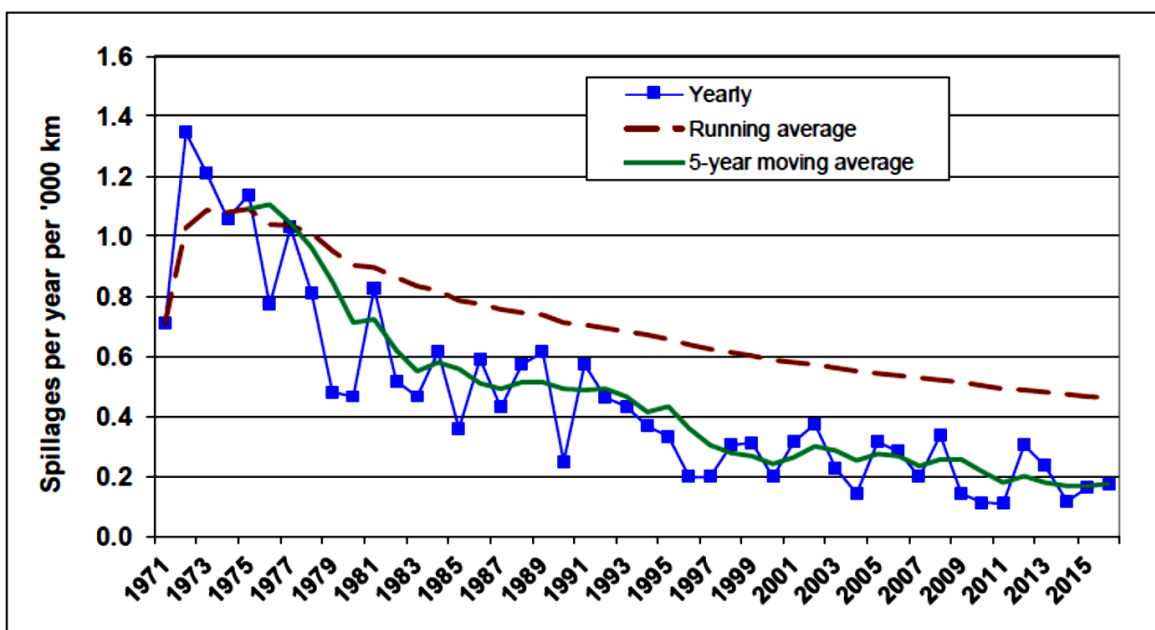


Fig. 21 Report Concaawe. Frequenza di rottura per 1000 km per anno.

Dall'ultimo report si rileva un rateo globale di rottura degli oleodotti pari a 0.5 incidenti/1000 km per anno nel periodo 1962 - 2016, in linea con la frequenza globale di rottura indicata dal report Ukopa.

EGIG

L'EGIG, European Gas Pipeline Incident Data Group, nasce nel 1982 dall'accordo fra sei operatori impegnati nel settore del trasporto del gas naturale di condividere i dati sui rilasci di gas avvenuti nelle loro condotte di trasporto. Attualmente, l'EGIG raccoglie i dati di 17 fra le maggiori compagnie di trasporto gas in Europa ed è pertanto proprietaria di un ampio database di dati incidentali sulle condotte di trasporto di gas. I dati raccolti partono dal 1970,

sono periodicamente aggiornati nei report e sono gratuitamente accessibili al seguente indirizzo: www.egig.eu.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dei ratei di rottura per classi di tubazioni e per diametri di rottura. Si evidenzia che in questo caso trattasi esclusivamente di condotte di trasporto di gas interrate (pipelines).

Il rapporto differenzia i ratei "primari", cioè cumulati per tutte le classi di diametro di tubazioni, dai ratei "secondari", differenziati per esempio per classi di diametro di tubazioni oppure per anno di costruzione.

Nominal diameter	System exposure ·10 ⁶ km·yr	Secondary failure frequency per 1,000 km·yr			
		Unknown	Pinhole/crack	Hole	Rupture
diameter < 5"	0.271	0.011	0.333	0.122	0.074
5" ≤ diameter < 11"	0.638	0.011	0.138	0.080	0.027
11" ≤ diameter < 17"	0.421	0.007	0.055	0.040	0.017
17" ≤ diameter < 23"	0.273	0.007	0.048	0.026	0.011
23" ≤ diameter < 29"	0.256	0.000	0.066	0.020	0.012
29" ≤ diameter < 35"	0.154	0.000	0.013	0.000	0.006
35" ≤ diameter < 41"	0.257	0.000	0.008	0.000	0.004
41" ≤ diameter < 47"	0.103	0.000	0.010	0.000	0.000
diameter ≥ 47"	0.157	0.000	0.006	0.000	0.006

Table 5: Secondary failure frequency, pipeline diameter and size of leak (1997-2016)

Tab. 12 10th EGIG Report (marzo 2018)- Frequenze di rottura per condotte di trasporto del gas

Leak size	Primary failure frequency per 1,000 km·yr	95% LL Primary failure frequency per 1,000 km·yr	95% UL Primary failure frequency per 1,000 km·yr
Unknown	0.001	0.000	0.008
Pinhole/crack	0.087	0.066	0.111
Hole	0.028	0.017	0.043
Rupture	0.020	0.011	0.033

Table 10: Primary failure frequencies and confidence intervals per leak size (period 2012–2016)

Tab. 13 10th EGIG Report (marzo 2018) - Frequenze di rottura per condotte di trasporto del gas per tipologia di rottura

Si precisa che i ratei di guasto relativi alle condotte interrate sono espressi in occasioni /1000 km/ anno e pertanto i valori in tabella devono essere moltiplicati per il fattore di 10⁻⁶ al fine di ottenere i valori espressi in occasioni/(anno*metro).

Il 10th Report EGIG (marzo 2018) oltre alle tabelle sopra riportate presenta una serie di grafici e tabelle relativi alle frequenze di rottura in funzione delle cause di guasto.

Di seguito a titolo di esempio si riporta un grafico relativo al periodo 1970-2016.

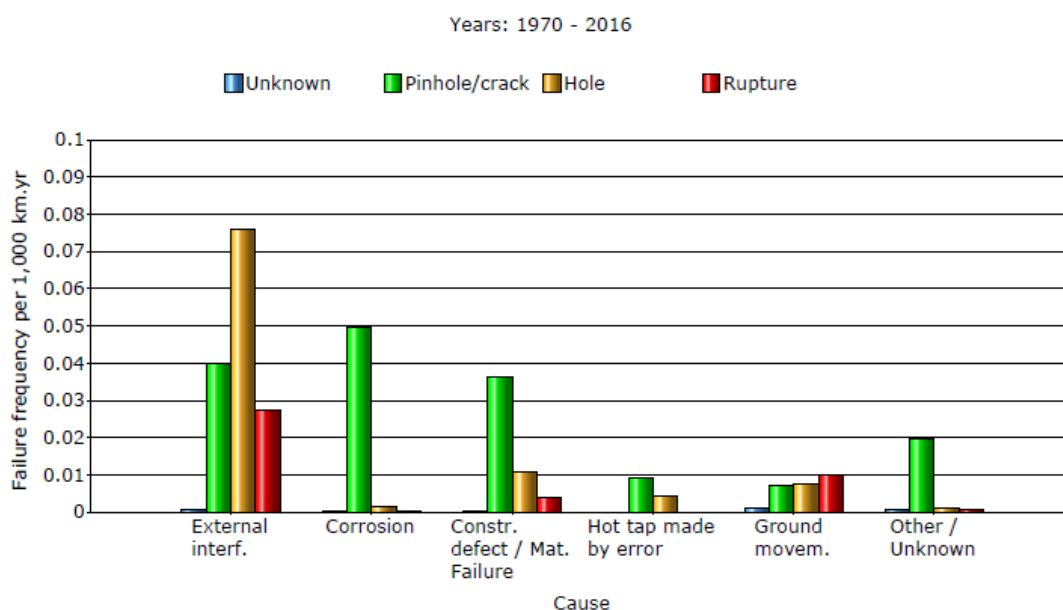


Figure 17: Relationship primary failure frequency, cause and size of leak (1970-2016)

Tab. 14 10th Report EGIG (marzo 2018) - Frequenze di rottura per condotte di trasporto del gas distinte per causa e per tipologia di rottura

Nel report EGIG si distingue:

- Pinhole/crack quando il diametro del foro è minore o uguale di 2 cm,
- Hole quando il diametro del foro è maggiore di 2 cm e minore o uguale al diametro della tubazione,
- Rupture quando il diametro del foro è maggiore del diametro della tubazione.

Dal grafico si può desumere che le diverse tipologie di cause di guasto (per il periodo di riferimento 1970-2016) sono:

- interferenze esterne o attività di terzi;
- corrosione;
- difetti di costruzione e guasto meccanico o materiale;
- movimento di terra o rischi naturali in generale;
- hot tap by error (indica quando una connessione è stata installata per errore su una tubazione di trasporto del gas a pressione elevata, e che è stata erroneamente identificata come un'altra tubazione)
- cause diverse o sconosciute.

IOGP

Un'altra fonte di informazioni è l'International Association of Oil and Gas Producers, IOGP, associazione internazionale di produttori di petrolio e gas.

L'associazione redige un report "*Process Release Frequencies*", periodicamente aggiornato,

scaricabile dal sito <http://www.iogp.org/> previa registrazione. Il database riporta i dati affidabilistici di apparecchiature e tubazioni di processo fuori terra (sia off shore sia on shore) che trasportano idrocarburi e gas. Il report basa i propri valori di *failure rates* principalmente sul database HSE “*Hydrocarbon Releases Database System*”, descrive altresì la norma API 581 come metodologia per ridurre le frequenze generiche di rottura, raccomandando l’uso dell’ultima revisione della norma.

È infine importante sottolineare che qualora si assumesse un valore di frequenza di rottura da una specifica banca dati, è necessario verificarne le condizioni d’uso che sono eventualmente specificate.

8.2.3 Le frequenze di rottura secondo lo standard API 581

Il presente paragrafo è dedicato alla descrizione della modalità con cui lo standard API RP 581, citato nel D.Lgs. 105/15 all. C fra i riferimenti utili per l’analisi incidentale, valuta la frequenza di rottura di tubazioni e apparecchiature.

Lo standard API RP 581 costituisce il completamento dello standard API RP 580-“Risk Based Inspection”, quest’ultima è una linea guida sviluppata dall’American Petroleum Institute (API) per definire e spiegare quali sono gli elementi di base per sviluppare, implementare e gestire un programma di ispezioni basato sull’analisi del rischio.

La API RP 580 è pertanto un documento del tutto generale e può essere utilizzato per valutare la qualità di ciascun metodo adottato per definire il piano di ispezione sulla valutazione del rischio. L’ultima edizione, pubblicata il 1 febbraio 2016, è uno standard riconosciuto dall’ANSI (American National Standard Institute) e costituisce pertanto negli Stati Uniti “una buona pratica ingegneristica riconosciuta e generalmente accettata” per l’utilizzo da parte dell’industria petrolifera e chimica.

Lo standard API RP 581 “Risk Based Inspection Methodology”, la cui ultima revisione è stata pubblicata il 12 aprile 2016, costituisce il completamento della API 580, in quanto fornisce una specifica metodologia quantitativa per usare il rischio come base per definire priorità e gestione di un programma di ispezione delle tubazioni e apparecchiature, analizzando probabilità e conseguenze della rottura delle stesse.

La predisposizione e l’attuazione di un piano di ispezione basato sul rischio, come quello indicato nello standard API 581, è comunque auspicabile, in quanto la sua corretta implementazione dovrebbe portare ad una riduzione dell’incertezza nella stima delle frequenze.

Si fa presente che anche l’HSE (Health and safety Executive) ha pubblicato la “*Best practices for risk based inspection as a part of plant integrity management*” (http://www.hse.gov.uk/research/crr_hm/2001/crr01363.htm), una linea guida sulle best practices per l’elaborazione dei piani ispezione basati sulla valutazione del rischio; al paragrafo 6.4.4., il documento comprende la API 581 fra le metodologie “semiquantitative”, che si basano sulla modifica delle frequenze generiche di rottura attraverso fattori che dipendono dal livello di scostamento rispetto alla “media” industriale. La validità dei metodi semiquantitativi è secondo il documento, fortemente legata all’esperienza del team che effettua la valutazione ed alla qualità dei ratei generici di rottura.

Inoltre, a livello europeo, è stato avviato il progetto RIMAP “Risk based Inspection and Maintenance Procedures for European industry” che ha portato, ad oggi, all’elaborazione del documento CWA 15740:2008.

Secondo lo standard API, la quantificazione del rischio parte dalla determinazione della probabilità di rottura (probability of failure -POF) combinata con le conseguenze della rottura

(consequence of failure - COF). La rottura è definita come la perdita di contenimento che porta ad un rilascio. La probabilità di rottura aumenta in conseguenza dell'usura progressiva dell'apparecchiatura durante il suo funzionamento. Non appena viene raggiunto il valore di soglia del rischio considerato accettabile (risk target), lo standard API raccomanda di effettuare un'ispezione di efficacia sufficiente a quantificare in modo accurato lo stato di usura del componente. L'ispezione in se stessa non riduce il rischio, ma riduce l'incertezza e, perciò, permette una migliore quantificazione dell'usura del componente.

L'API RP 581 pertanto fornisce le basi per gestire il rischio stabilendo un piano di ispezione nel quale devono essere fissati in modo mirato la frequenza, il grado di dettaglio ed il tipo di controlli non distruttivi da eseguire.

Il rischio complessivo viene gestito focalizzando le ispezioni sulle apparecchiature a cui è associato un maggior rischio.

La metodologia **API 581:2016** è suddivisa in tre parti:

- a) Parte 1 – Metodologia per la pianificazione delle ispezioni
- b) Parte 2 – Metodologia per la valutazione della probabilità di rottura
- c) Parte 3 – Metodologia per la valutazione delle conseguenze della rottura

Considerato che la API 581 è stata talvolta utilizzata nei Rapporti di Sicurezza relativi agli stoccaggi sotterranei, limitatamente all'individuazione della frequenza di rottura, si riassumono di seguito i contenuti della parte 1 e della parte 2, mentre la parte 3 e gli approfondimenti sui contenuti complessivi della metodologia sono riportati in appendice B.

La parte 1 fornisce metodi per sviluppare il piano di ispezione per le seguenti apparecchiature fisse: recipienti a pressione, scambiatori di calore, tubazioni, serbatoi di stoccaggio, pompe, compressori, dispositivi di sfiato.

La parte 1 e la parte 2 descrivono i metodi per calcolare la probabilità di rottura (POF) delle apparecchiature e delle tubazioni. La probabilità di rottura è basata sul tipo di componente e di meccanismo di usura, sulla base delle caratteristiche del fluido di processo, delle condizioni di progetto, dei materiali e delle regole di costruzione.

Nel testo della API 581:2016 sono illustrate due metodologie per calcolare la POF, probability of failure (probabilità di rottura): il metodo basato sulla "frequenza generica di rottura" (GFF) ed il metodo Weibull di distribuzione a due parametri.

Il metodo GFF è usato per valutare la probabilità di perdita di contenimento da apparecchiature e tubazioni in pressione. Il metodo a distribuzione Weibull è usato per predire la probabilità di rottura di scambiatori a fascio tubiero e sistemi di sfiato della pressione.

Nel presente paragrafo viene descritto brevemente il metodo GFF, in quanto il solo preso a riferimento in alcuni Rapporti di Sicurezza elaborati dai Gestori degli stoccaggi sotterranei di gas naturale in Italia.

Secondo il metodo GFF, la probabilità di rottura al tempo t , identificata come $P_f(t)$, è calcolata con la formula:

$$P_f(t) = gff * F_{MS} * D_f(t)$$

Dove:

- gff è la frequenza generica di rottura,
- $D_f(t)$ è il fattore di usura al tempo t,
- F_{MS} è il fattore che tiene conto del sistema di gestione.

La prima emissione dello standard API 581 è stata pubblicata nel maggio 2000. Le revisioni successive hanno modificato i valori delle frequenze generiche di rottura consigliati dallo standard, come si evince dalle seguenti tabelle stralciate dalla revisione 2000 e dalla revisione 2016. Per quanto riguarda le tubazioni, le frequenze della API 581:2000 sono fornite per lunghezza di tubazione e variano in funzione del diametro della tubazione stessa; tali frequenze sono, in linea di massima, confrontabili con quelle indicate da altre fonti bibliografiche riconosciute.

Table 8-1—Suggested Generic Equipment Failure Frequencies

Equipment Type	Data Source (References)	Leak Frequency (per year for four hole sizes)			
		1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
Centrifugal Pump, single seal	1	6×10^{-2}	5×10^{-4}	1×10^{-4}	
Centrifugal Pump, double seal	1	6×10^{-3}	5×10^{-4}	1×10^{-4}	
Column	2	8×10^{-5}	2×10^{-4}	2×10^{-5}	6×10^{-6}
Compressor, Centrifugal	1		1×10^{-3}	1×10^{-4}	
Compressor, Reciprocating	6		6×10^{-3}	6×10^{-4}	
Filter	1	9×10^{-4}	1×10^{-4}	5×10^{-5}	1×10^{-5}
Fin/Fan Coolers	3	2×10^{-3}	3×10^{-4}	5×10^{-8}	2×10^{-8}
Heat Exchanger, Shell	1	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Heat Exchanger, Tube Side	1	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Piping, 0.75 in. diameter, per ft	3	1×10^{-5}			3×10^{-7}
Piping, 1 in. diameter, per ft	3	5×10^{-6}			5×10^{-7}
Piping, 2 in. diameter, per ft	3	3×10^{-6}			6×10^{-7}
Piping, 4 in. diameter, per ft	3	9×10^{-7}	6×10^{-7}		7×10^{-8}
Piping, 6 in. diameter, per ft	3	4×10^{-7}	4×10^{-7}		8×10^{-8}
Piping, 8 in. diameter, per ft	3	3×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 10 in. diameter, per ft	3	2×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 12 in. diameter, per ft	3	1×10^{-7}	3×10^{-7}	3×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 16 in. diameter, per ft	3	1×10^{-7}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, > 16 in. diameter, per ft	3	6×10^{-8}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	1×10^{-8}
Pressure Vessels	2	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Reactor	2	1×10^{-4}	3×10^{-4}	3×10^{-5}	2×10^{-5}
Reciprocating Pumps	7	0.7	.01	.001	.001
Atmospheric Storage Tank	5	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	2×10^{-5}

Tab. 15 Valori di frequenze generiche di rottura desunti dalla API 581:2000

Equipment Type	Component Type	<i>gff</i> as a Function of Hole Size (failures/yr)				<i>gff</i> _{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS, HEXTS,	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1, PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4, PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8, PIPE-10, PIPE-12, PIPE-16, PIPEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S, PUMPR, PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.20E-04
Tank650	COURSE-1-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM, COLBTM, FINFAN, FILTER, DRUM, REACTOR, COLTOP, COLMID	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

Note:
See references [1] through [8] for discussion of failure frequencies for equipment

Tab. 16 Valori di frequenze generiche di rottura desunti dalla API 581:2016

Dalla tabella sopra esposta si evince che nella revisione 2016 la frequenza generica di rottura non è fornita per unità di lunghezza di tubazione e, inoltre, è indipendente dal diametro della tubazione. In più, risulta evidente che i valori delle frequenze generiche sono gli stessi per diverse tipologie di apparecchiature. Questo rende le frequenze generiche consigliate dalla rev. 2016 dello standard API 581 molto differenti da quelle che si possono desumere da altre fonti bibliografiche riconosciute. Nella API 581:2016 è riportato che i valori delle frequenze generiche sono derivati dalle migliori fonti disponibili e “dall’esperienza aggiornata di proprietari ed utilizzatori”. Nell’applicazione dello standard API 581 vengono forniti valori “consigliati” lasciando tuttavia facoltà di adottare valori di frequenza generica di cui si dimostri la maggiore rappresentatività per il proprio impianto, valori comunque desunti da banche dati autorevoli a livello internazionale.

La API 581 giustifica l’adozione dei due fattori correttivi rispetto ai dati di frequenza generica desunti da letteratura con l’intendimento di quantificare da un lato gli specifici meccanismi di usura legati all’ambiente operativo dell’apparecchiatura, dall’altro per tenere conto delle procedure di gestione dell’affidabilità impiantistica adottate dallo stabilimento. La frequenza generica di rottura (*gff*) per i differenti tipi di componenti è infatti un valore rappresentativo

desunto dai dati affidabilistici dall'industria petrolchimica e di raffinazione del petrolio. Ovviamente la scelta di frequenze generiche diverse da quelle indicate nello standard dovrà essere opportunamente documentata e trova giustificazione in particolar modo per le tubazioni laddove lo standard API 581 rev. 2016 (a differenza della prima edizione) non ne considera un rateo per unità di lunghezza. I fattori correttivi, F_{MS} e $D_f(t)$, di cui alla precedente formula, sono applicati al valore di G_{ff} per tenere conto rispettivamente dell'affidabilità delle procedure gestionali dell'impianto e dei meccanismi di usura specifici legati all'ambiente operativo.

Il fattore di usura $D_f(t)$ è pertanto applicato allo specifico componente, nel momento considerato, ed ai suoi propri meccanismi di usura, mentre il fattore relativo al sistema di gestione F_{MS} assume uno specifico valore che si utilizza per tutte le apparecchiature e tubazioni dello stabilimento ed è calcolato applicando una specifica check list. Sia $D_f(t)$ che F_{MS} possono assumere valori minori 1 o maggiori di 1, rispettivamente diminuendo o aumentando la probabilità di rottura. Si rimanda all'appendice B per gli approfondimenti della API 581.

Di seguito si riassumono alcune indicazioni generali sull'applicazione dello standard API 581 che sono state a volte utilizzate nel Rapporto di Sicurezza per calcolare la frequenza di rottura di un componente, chiarendo che lo standard API 581 nasce con la specifica finalità di elaborare un programma di ispezione delle apparecchiature e delle tubazioni basato sulla quantificazione del rischio e, pertanto ha obiettivi, metodi e valenze diversi rispetto alle analisi di rischio richieste nei Rapporti di Sicurezza:

- Occorre che venga utilizzata la revisione vigente dello standard al momento dell'elaborazione del Rapporto di Sicurezza; tale criterio risulta chiaramente espresso nel campo di applicazione dello stesso nonché nel D.Lgs. 105/15 che puntualizza lo stato dell'arte.
- Il calcolo della frequenza di rottura secondo la API 581 consiste nel moltiplicare il rateo "generico (g_{ff})", desunto da fonti di dati affidabilistici, per due fattori, di cui il primo dà conto del sistema di gestione, l'altro dei meccanismi di usura; quest'ultimo, pertanto, aumenta con il passare del tempo e può essere ridotto se l'azienda mette in atto efficaci azioni di ispezione e verifica. La modalità definita da API 581 per il calcolo delle frequenze non può prescindere dal calcolo di tutti i fattori considerati e tenendo conto dell'efficacia del piano di ispezione posto in essere rispetto ai meccanismi di usura.
- Secondo la metodologia illustrata dalla norma API 581, le frequenze generiche di rottura possono essere o quelle suggerite o altre ritenute più adatte dal Gestore. In tal caso, ovviamente la scelta di frequenze generiche deve essere opportunamente documentata e trova giustificazione in particolar modo per le tubazioni, laddove lo standard API 581 non ne considera un rateo per unità di lunghezza.
- Considerato che lo standard API 581 consente la modifica delle frequenze generiche di rottura delle apparecchiature, adottando fattori (in funzione, come detto, del Piano di Ispezione che costituisce la sola finalità dello standard) che potrebbero ridurre le frequenze desunte da fonti di dati affidabilistici, occorre che il Gestore fornisca nel Rapporto di Sicurezza tutti gli elementi utili per comprendere le motivazioni della scelta in modo da poter attuare tutte le necessarie verifiche nell'ambito dell'istruttoria sul Rapporto di Sicurezza;
- Il fattore moltiplicativo denominato nella API 2016 "fattore di usura al tempo t " $D_f(t)$ descritto in dettaglio in appendice B è calcolato, secondo la norma, in modo specifico per ogni singola apparecchiatura ed è soggetto a modifica nel tempo. Il valore del rateo di rottura adottato nel RdS deve però essere il più cautelativo possibile e il Gestore deve

indicare le motivazioni per le quali il valore scelto costituisce un dato conservativo;

- Nel caso il Gestore decida di applicare lo standard API RP 581 per il calcolo della frequenza di rottura, dovrà tener conto di tutti gli eventi che risultano credibili. In tali situazioni occorrerà valutare anche la credibilità degli scenari incidentali conseguenti, tenendo conto degli eventuali sistemi di sicurezza presenti che possono ridurre la frequenza dello scenario.

Infine, fermo restando quanto detto in premessa circa il differente approccio dell'analisi di rischio dei Rapporti di Sicurezza rispetto alle metodologie per elaborare un piano di ispezioni basato sul rischio (RBI), qualora sia stato adottato lo standard API 581. Per l'analisi affidabilistica è necessario che venga adottato dal Gestore un RBI, sulla base del metodo descritto nello standard stesso.

8.2.4 L'approccio integrato alla valutazione del Rischio

Le frequenze associate alle varie cause di rottura delle tubazioni variano in base alla tipologia di materiale che costituisce le tubazioni, al fluido trasportato, al diametro nominale, alle condizioni di processo, ecc. Occorre pertanto disporre di dati specifici per la tipologia di tubazioni e di attività svolta.

Fra gli adempimenti posti in capo al Gestore a partire dall'emanazione della Direttiva Seveso II, fondamentale importanza ha assunto la definizione di una politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e l'attuazione di un idoneo Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) finalizzato a perseguire gli obiettivi definiti nella politica. Gli aspetti gestionali adottati per la mitigazione degli eventi incidentali devono essere adeguatamente documentati e sottoposti ad attenta valutazione nel corso dell'istruttoria.

Allo scopo di incentivare lo sviluppo di una metodologia che consentisse di integrare le tecniche di analisi dei rischi con i benefici in termini di riduzione delle frequenza incidentale derivanti dall'efficace applicazione di un Sistema di Gestione della Sicurezza, la Commissione Europea ha commissionato uno studio, che si è concluso con la pubblicazione di un documento denominato "*A quantified integrated technical and Management risk control and monitoring methodology*", scaricabile all'indirizzo <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/96dd02d9-5472-42d3-b433-28d2cb457270/language-en>.

L'assunto alla base della metodologia è che il Sistema di Gestione della Sicurezza può influire sulla frequenza del rischio. Nella pubblicazione sopra riportata è descritta una metodologia per quantificare l'efficacia delle misure gestionali per la riduzione del rischio.

Vengono definiti alcuni elementi che quantificano la riduzione del rischio per sostanze tossiche e infiammabili tramite le seguenti 4 fasi:

1. Valutazione delle possibili rotture dell'impianto e delle frequenze di accadimento;
2. Valutazione del Sistema di Gestione della Sicurezza;
3. Rivalutazione delle frequenze delle possibili rotture, sulla base delle caratteristiche del SGS;
4. Valutazione delle conseguenze del rilascio di sostanze infiammabili e tossiche.

Assume fondamentale importanza, pertanto, la fase di valutazione del Sistema di Gestione della Sicurezza, che è effettuata attraverso Audit mirati (IRMA, Integrated Risk Management Audit) che hanno lo scopo di:

- valutare la qualità del Sistema di Gestione rispetto ai parametri tecnici e/o agli errori umani che sono critici per il controllo dei rischi di incidenti rilevanti sulla base del modello tecnico specifico dello stabilimento;
- valutare la variazione della qualità degli aspetti rilevanti del sistema di gestione con particolare riferimento alla loro stabilità nel tempo.

Il metodo proposto analizza le combinazioni delle cause di rottura e dei meccanismi per prevenire l'incidente, ed individua otto principali aspetti del sistema di gestione significativi ai fini di ridurre il rischio. Sulla base dei punteggi assunti nel corso dell'audit per tali aspetti principali del Sistema di Gestione della Sicurezza, si arriva a valutare il fattore di riduzione della frequenza di rischio generica.

Nella metodica è previsto che occorre poter disporre di dati specifici per ciascuna tipologia di installazione, al fine di valutare il peso di ciascuno degli otto principali aspetti gestionali sulle cause di rottura, che è differente per ogni tipologia di attività.

Inoltre su tale argomento esistono numerose trattazioni e studi e attualmente non è formalmente presente un punto di riferimento comune. A tal fine, per il caso specifico di rottura random delle tubazioni, si cita, a titolo di esempio, una metodologia semplificata di I-Risk illustrata nell'articolo "*The influence of Risk Prevention Measures on the Frequency of Failure of Piping*" pubblicato sull'International Journal of Performability Engineering, vol. 6, n. 1, gennaio 2010, pp 19-33. In base a questo articolo, per quantificare gli effetti dei sistemi gestionali sulle frequenze di rottura, occorre preliminarmente definire la relazione fra cause di rottura e misure adottate per prevenirle.

La metodologia illustrata nell'articolo si focalizza sulle cause di rottura ed in particolare su quali possono essere le modalità per prevenirle, in modo tale che, se il Gestore dimostra di aver adottato misure tali da poter escludere una particolare causa di rottura, sia possibile ridurre corrispondentemente la frequenza complessiva di rottura.

Tendenzialmente, non essendoci ancora un riferimento assoluto, ogni approccio gestionale alla modifica delle frequenze di rottura random di tubazioni (come l'esempio sopra descritto) può trovare applicazione nell'ambito di un'analisi di rischio di uno stabilimento Seveso alle seguenti condizioni:

- gli elementi gestionali che consentono di mitigare l'accadimento di un evento devono essere chiaramente esplicitati;
- le assunzioni che portano ad un livello di sicurezza intrinseca che consentono la riduzione di probabilità di accadimento di determinati eventi devono essere riscontrabili sia nella documentazione tecnica fornita che in campo, facendo riferimento a metodologie scientificamente valide;
- Il mantenimento nel tempo del livello di sicurezza gestionale deve essere riscontrabile.

In linea di principio prima di applicare eventuali riduzioni o remotizzazione di eventi di rottura, con particolare attenzione a quelli definiti "random", l'istruttore dovrebbe sempre effettuare una valutazione critica nel rispetto delle condizioni sopra citate

8.2.5 Considerazioni finali sulle frequenze di rottura per tubazioni e condotte

Il presente paragrafo, oltre a riassumere le principali banche dati affidabilistiche e fonti bibliografiche dalle quali è possibile desumere i ratei di rottura per tubazioni e condotte illustrate nei precedenti paragrafi, riporta alcune considerazioni metodologiche sulla applicazione delle stesse.

Confronto HSE Purple Book 2005

Nella tabella seguente si riassumono le frequenze generiche di rottura espresse in occasioni/(anno*metro) per diversi diametri di tubazione e tipologie di rottura desunte dal documento HSE e dal Purple Book del TNO, entrambe fonti citate dal D.Lgs. 105/2015 allegato C.

Diametri tubazioni Diametri Rottura	0"-2"		2"-6"		6"-11"		11"-19"		19"-39"	
	HSE	TNO	HSE	TNO	HSE	TNO	HSE	TNO	HSE	TNO
Circa 1/9"	1*10 ⁻⁵		2*10 ⁻⁶							
1/6"					1*10 ⁻⁶		8*10 ⁻⁷		7*10 ⁻⁷	
1"	5*10 ⁻⁶		1*10 ⁻⁶		7*10 ⁻⁷		5*10 ⁻⁷		4*10 ⁻⁷	
10% DN		5*10 ⁻⁶		da 2*10 ⁻⁶ a 5*10 ⁻⁶		5*10 ⁻⁷		5*10 ⁻⁷		5*10 ⁻⁷
Rottura totale	1*10 ⁻⁶	1*10 ⁻⁶	5*10 ⁻⁷	da 3*10 ⁻⁷ a 1*10 ⁻⁷	2*10 ⁻⁷	1*10 ⁻⁷	7*10 ⁻⁸	1*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁸	1*10 ⁻⁷

Tab. 17 *Frequenze generiche di rottura tubazioni tratti da HSE Failure Rate e da tabella 3.7 del TNO Purple Book 2005 espresse in occasioni/(anno*metro)*

Dalla comparazione effettuata fra i valori delle frequenze generiche di rottura delle tubazioni fuori terra riportate nel documento HSE "Failure Rates" e quelli tratti dal Purple Book, si può evincere una significativa corrispondenza in termini di ordini di grandezza e in generale i valori di frequenza sono compresi nel range 10⁻⁵-10⁻⁷ occasioni/(anno*metro).

In assenza di banche dati specifiche il documento HSE "Failure Rates" può essere considerato un valido supporto in quanto periodicamente aggiornato e consultabile online.

Come già indicato al paragrafo 8.2.2.1 il Purple Book del TNO del 2005 alla sezione 3.2.3 specifica che i ratei di rottura delle tubazioni sono riferiti a casistiche di tubazioni fuori terra e rimanda ad altre banche dati specifiche per le tubazioni interrate.

Condotte interrate

I report EGIG invece forniscono dettagliate ed aggiornate informazioni sulle condotte interrate di trasporto del gas naturale.

In generale i ratei del più recente Report possono essere presi a riferimento per i tratti di tubazioni interrati, eventualmente anche entro i confini dello stabilimento in assenza di dati specifici desunti dall'esperienza operativa di stabilimento o da altre fonti bibliografiche. In

considerazione dell'adeguamento dello stato dell'arte richiesto dal D.lgs.105/15, è opportuno prendere a riferimento anche dati affidabilistiche aggiornate e specifiche per la tipologia di attività effettivamente svolta.

Come si evince dai dati riportati al paragrafo 8.2.2.4, il *10th Report EGIG 2018* fornisce frequenze di rottura distinte per cause di guasto come interferenze esterne, movimenti del terreno, difetti di fabbricazione, fenomeni di corrosione. Lo stesso Report inoltre evidenzia che la frequenza di rottura della tubazione può variare in funzione dello spessore, del diametro e dell'anno di costruzione della tubazione stessa; ad esempio lo spessore della tubazione può avere una significativa influenza sulle rotture dovute ad interferenze esterne e corrosione. Anche la tipologia di materiale, la presenza di rivestimento, la pressione di progetto, il posizionamento della tubazione, la presenza di vibrazioni e le variazioni di temperatura possono incidere sulle frequenze di rottura.

Il Report RIVM *On-site natural gas piping- scenarios and failure frequencies del 2011* indica che le frequenze di rottura indicate nel Report EGIG possono essere prese come riferimento anche per tubazioni di gas naturale non interrate, in quanto in letteratura a livello europeo non sono disponibili dati specifici per questa tipologia di tubazioni.

Analisi dettagliata delle cause parziali di guasto

Per le tubazioni non interrate dovrebbero essere valutate anche altre cause specifiche di guasto come attività di sollevamento carichi o movimentazione di veicoli, così come il contributo dovuto alla eventuale presenza di connessioni flangiate o valvole.

Effettuando un'analisi dettagliata delle frequenze delle possibili cause parziali di guasto che singolarmente o consecutivamente contribuiscono al cedimento della tubazione in esame, si possono così ottenere aumenti o riduzioni delle frequenze rispetto alla frequenza di guasto iniziale sulla base di specifiche misure tecnico-gestionali, avvalendosi anche di metodologie di analisi integrata del rischio. Se cause di guasto particolari non possono essere escluse (es. attività di sollevamento carichi e movimentazione di veicoli,...), la frequenza di tali cause contribuirà all'aumento della frequenza complessiva di rottura. Per ogni causa parziale presente può essere proposta una misura di sicurezza o un pacchetto di misure di sicurezza preventive aggiuntive che possono portare a una riduzione del contributo relativo di una o più cause parziali alla frequenza complessiva di rottura.

E' corretto, anche utilizzando metodologie integrate di analisi del rischio che tengono conto degli effetti delle misure gestionali sugli aspetti tecnici, valutare, nell'analisi di rischio, la frequenza di rottura della tubazione tenendo conto delle condizioni sito specifiche e delle misure di prevenzione adottate che possono consentire di ridurre la frequenza di una specifica causa di rottura, quali ad esempio procedure operative del Sistema di Gestione della Sicurezza, studi tecnici metallurgici sulla meccanica della frattura, depressurizzazione degli impianti in caso di manutenzione straordinaria ecc...

Standard API 581

Relativamente allo standard API RP 581, citato nel D.Lgs. 105/15 all. C fra i riferimenti utili per l'analisi incidentale, si mette in evidenza che è una metodologia per l'elaborazione di un piano di ispezione basato sulla valutazione del rischio, ha obiettivi, metodi e valenze diversi rispetto alle analisi di rischio richieste nei Rapporti di Sicurezza. Sono state analizzate le diverse revisioni dello standard e si è messo in evidenza che nella revisione attuale (2016) a differenza della edizione 2000, la frequenza generica di rottura non è fornita per unità di

lunghezza di tubazione e, inoltre, è indipendente dal diametro della tubazione stessa. Lo standard fornisce valori “consigliati” per le frequenze generiche, ma lascia facoltà di scegliere valori desumibili da altre banche dati autorevoli a livello internazionale, ritenuti più rappresentativi per il proprio impianto, fermo restando che occorre poi tener conto dei fattori correttivi relativi al sistema di gestione e al fattore di usura (F_{MS} e $D_f(t)$) secondo le indicazioni dello standard. Tali fattori correttivi possono assumere valori minori o maggiori di 1 rispettivamente diminuendo o aumentando la frequenza di rottura.

Infine qualora sia stato adottato lo standard API 581 per la valutazione delle frequenze è necessario che il Gestore abbia adottato un piano di ispezioni basato sul rischio (RBI), sulla base del metodo descritto nello standard stesso.

Conclusioni

Pertanto si può concludere che il gestore dovrà esplicitare puntualmente le fonti bibliografiche adottate da cui sono tratti i dati affidabilistici generici, dimostrando che i dati siano rappresentativi dello specifico impianto e qualora siano introdotti fattori compensativi, dovrà dettagliare la metodologia di calcolo utilizzata, allo scopo di motivare e giustificare i valori assunti per la stima delle frequenze di accadimento degli eventi incidentali.

8.3 Stima delle frequenze degli scenari incidentali (Albero degli eventi)

Se i Top Event analizzati hanno una frequenza di accadimento superiore ad un valore di cut off individuato (in genere pari a 10^{-6} o 10^{-7} eventi/anno), si procederà con la successiva valutazione dell'evoluzione del top event nei possibili scenari incidentali conseguenti al rilascio, mediante la costruzione dell'albero degli eventi.

A differenza dell'albero dei guasti, l'albero degli eventi è un metodo induttivo che, dalla conoscenza dei possibili stati di componenti, consente di costruire l'insieme di tutte le possibili evoluzioni del sistema.

Nell'ambito dell'analisi di sicurezza, l'albero degli eventi trova applicazione nell'analisi delle fenomenologie conseguenti ad un evento (es. studio della probabilità dei diversi possibili scenari derivanti da un determinato rilascio, in dipendenza della presenza di innesco).

Il processo logico parte dall'ipotesi che si sia verificato un determinato evento (evento iniziatore o top event) per poi proseguire con lo studio della possibile evoluzione dell'evento stesso a seconda che intervengano o meno i vari sistemi di protezione. Gli eventi terminali dei rami dell'albero degli eventi individuano quindi gli scenari incidentali possibili.

I percorsi di evoluzione dello scenario incidentale, costruiti mediante l'albero degli eventi, sono mutuamente esclusivi e sono causati dal contemporaneo verificarsi di tutti gli eventi appartenenti al ramo dell'albero che li definisce. La loro probabilità è allora esprimibile come prodotto delle probabilità dei nodi dell'albero.

Ad esempio l'evoluzione dello scenario incidentale conseguente al rilascio di gas naturale in atmosfera prevede la formazione di una miscela gassosa aria/metano, che può rientrare in campo di infiammabilità. In caso di innesco immediato della miscela si può avere Jet fire, mentre in caso di innesco ritardato della miscela Flash fire e/o esplosione (VCE). La presenza di manufatti che confinano l'espansione della miscela o di ostacoli in grado di generare riflessione del fronte d'onda di combustione sulla miscela combusta ancora in espansione favoriscono il verificarsi di VCE.

Indicazioni sulla valutazione delle conseguenze degli scenari incidentali e relativa modellazione sono riportati nel successivo capitolo 8.5.

Nella figura seguente è riportato un esempio di albero degli eventi tipico per il gas naturale sviluppato a partire dall'evento iniziatore di rilascio in fase gas dove:

- P1 indica la probabilità d'innesco immediato;
- P2 indica la probabilità d'innesco ritardato;
- P3 indica la probabilità del verificarsi di flash fire;
- P4 indica la probabilità del verificarsi di VCE.

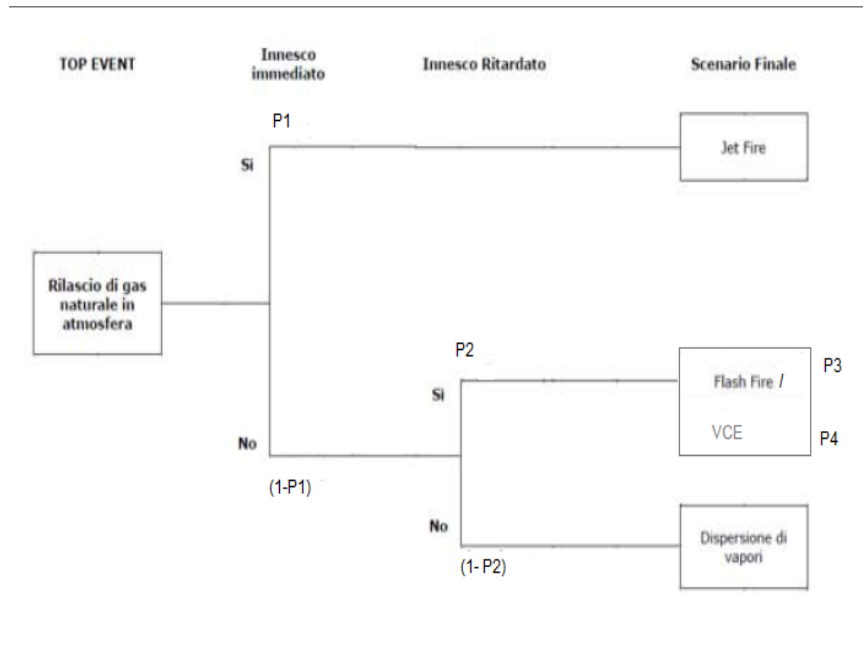


Fig. 22 Esempio di un albero degli eventi per rilascio di gas naturale in atmosfera

L'evoluzione dell'evento incidentale può essere condizionata dall'azione delle misure di prevenzione e protezione adottate al fine di ridurre frequenza e conseguenze degli scenari incidentali. La frequenza di accadimento dello scenario finale, infatti, è influenzata dalla disponibilità dei sistemi di sicurezza presenti. Si riporta di seguito un tipico albero degli eventi che descrive il caso di rilascio di gas naturale in atmosfera in cui si tiene conto della presenza di sistemi di blocco di una eventuale perdita e di rilevazione e attivazione di impianti antincendio. La Figura 24 invece riporta l'esempio quantificato dello stesso albero degli eventi in cui sono stati inseriti valori esemplificativi di probabilità di innesco immediato e differito e di indisponibilità dei sistemi.

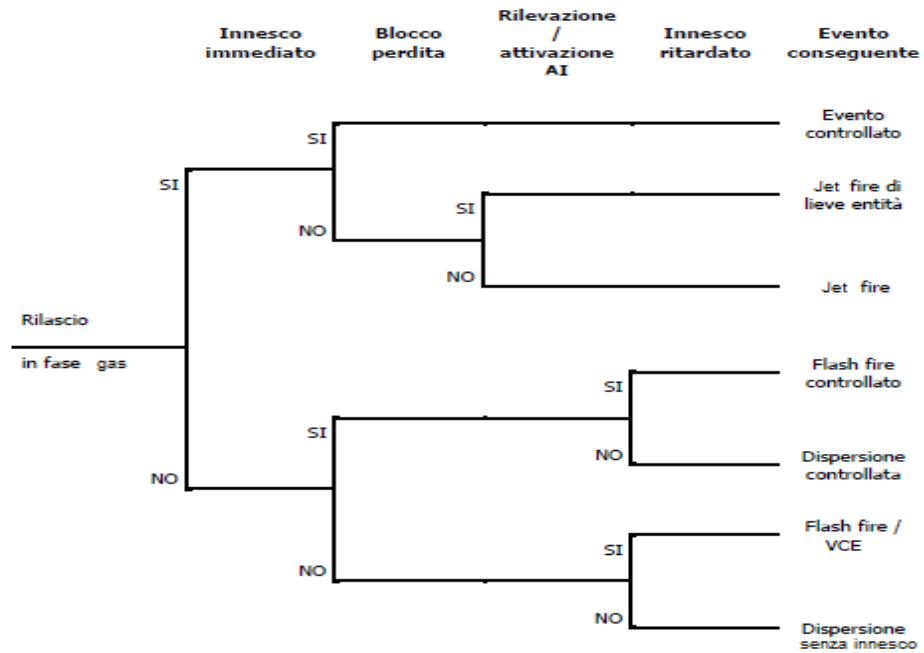
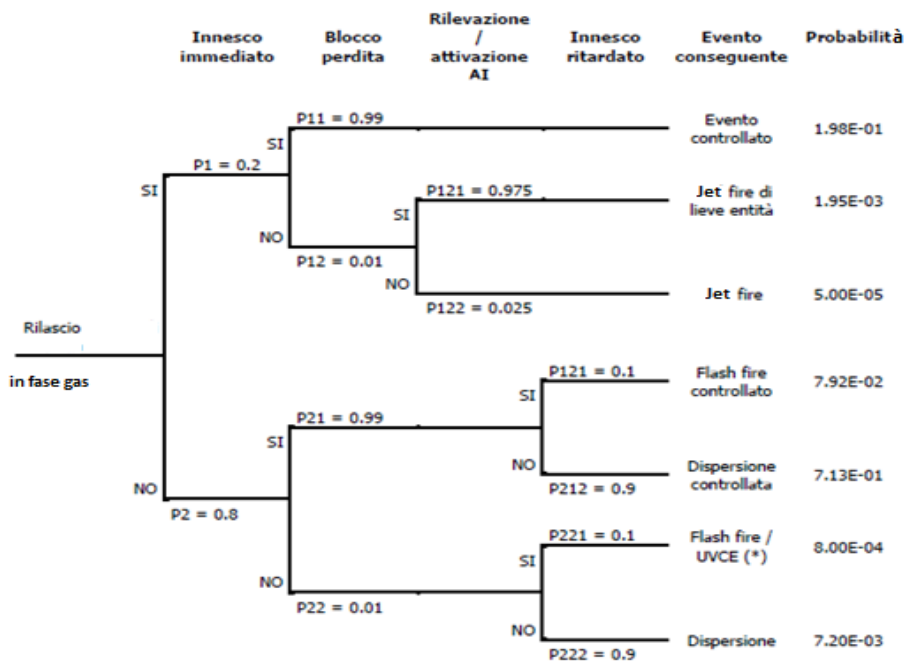


Fig. 23 Esempio di un albero degli eventi per rilascio di gas naturale in atmosfera in presenza di sistemi di intercettazione e blocco della perdita e impianti antincendio



(*) L'evento incidentale è un UVCE o un flash fire, in funzione del quantitativo di vapori compreso nei limiti di esplosività

Fig. 24 Esempio di un albero degli eventi quantificato per rilascio di gas naturale in atmosfera in presenza di sistemi di intercettazione e blocco della perdita e impianti antincendio

Indicazioni sulla valutazione delle conseguenze degli scenari incidentali e relativa modellazione sono riportati nel capitolo 8.5.

8.3.1 Probabilità di innesco

Per la determinazione delle probabilità di innesco da inserire all'interno degli alberi degli eventi si possono assumere valori di riferimento tratti da fonti di letteratura riassunti nelle tabelle seguenti.

PROBABILITÀ DI INNESCO IMMEDIATO			
RILASCIO		SOSTANZA	
CONTINUO	ISTANTANEO	LIQUIDO	GAS, REATTIVITÀ BASSA
< 10 kg/s	< 1000 kg	0,065	0,02
10 – 100 kg/s	1000 – 10000 kg	0,065	0,04
> 100 kg/s	> 10000 kg	0,065	0,09

Tab. 18 Probabilità di innesco immediato (Fonte TNO Purple Book ed. 2005 -Tabella 4.5)

PROBABILITÀ DI INNESCO RITARDATO	
ENTITÀ DEL RILASCIO TOTALE	INNESCO RITARDATO
Q < 100 kg	0,001
100 kg < Q < 1000 kg	0,01
Q > 1000 kg	0,1

Tab. 19 Probabilità di innesco ritardato (Fonte: B.J. Wiekema – TNO)

I valori di probabilità di innesco ritardato indicati nella tabella precedente dipendono solo dalla quantità di sostanza rilasciata. Di seguito sono descritti altri due metodi più dettagliati per la stima della probabilità di innesco ritardato in funzione della tipologia delle sorgenti di innesco presenti.

8.3.2 Metodo del Purple Book “Guidelines for quantitative risk assessment” 2005 “appendice 4.A”

È un modello per calcolare la probabilità di innesco ritardato in funzione del tempo. La probabilità di innesco ritardato può essere modellato come segue:

$$P(t) = P_{\text{present}} \cdot (1 - e^{-\omega t})$$

dove:

- $P(t)$ = la probabilità di innesco nell'intervallo di tempo 0 - t [-]
- P_{present} = la probabilità che la fonte di innesco sia presente al passaggio della nube [-]
- ω = l'efficacia di accensione [s^{-1}]
- t = tempo di riferimento [s].

L'efficacia di accensione, ω , si può calcolare data la probabilità di innesco per un certo intervallo di tempo. La Tabella 16 di seguito riportata fornisce la probabilità di innesco per un intervallo di tempo pari a un minuto per un dato numero di fonti di innesco.

Source	Probability of ignition in one minute
Point Source	
motor vehicle	0.4
flare	1.0
outdoor furnace	0.9
indoor furnace	0.45
outdoor boiler	0.45
indoor boiler	0.23
ship	0.5
ship transporting flammable materials	0.3
fishing vessel	0.2
pleasure craft	0.1
diesel train	0.4
electric train	0.8
Line source	
transmission line	0.2 per 100 m
road	Note 1
railway	Note 1
Area source	
chemical plant	0.9 per site
oil refinery	0.9 per site
heavy industry	0.7 per site
light industrial warehousing	as for population
Population source	
residential	0.01 per person
employment force	0.01 per person

Tab. 20 Valori indicativi di probabilità di innesco in un minuto per tipologia di sorgente di innesco (fonte tabella 4.A.1. Appendice 4.A Purple Book TNO)

Va notato, tuttavia, che i valori numerici riportati in tabella sono indicativi e dovrebbero essere valutati in funzione della specifica realtà impiantistica.

8.3.3 Metodo HSE 1997 “Ignition probability of flammable gas”

Altro metodo per la stima della probabilità di innesco ritardato è tratto da HSE “Ignition probability of flammable gas”.

Per il calcolo della probabilità di innesco in passato HSE utilizzava il metodo RISKAT (Clay et al. 1988). Il metodo calcolava la probabilità in funzione della massa rilasciata, senza tuttavia tener conto dell’ubicazione, della densità e della tipologia delle sorgenti di innesco presenti.

L’approccio proposto oggi da HSE consiste nel modellare la distribuzione delle possibili sorgenti di innesco in siti industriali, rurali ed urbani e di calcolare la probabilità di innesco considerando se la massa infiammabile raggiungerà queste sorgenti.

Per una singola sorgente di innesco la probabilità complessiva che la nube venga innescata dopo un tempo t è pari a:

$$P(t) = 1 - (1 - a p) \exp(-p t)$$

dove:

- p = probabilità che l’innesco avvenga quando la sorgente è attiva e circondata da una nube di gas infiammabile
- λ = rateo che la sorgente sia attiva [1/min]
- a = frazione di tempo in cui la sorgente è attiva
- t = tempo all’innesco [min]

I valori dei parametri sopraindicati possono essere ricavati dalla tabella 4.2. del report HSE di seguito riportata.

Land-use type	Ignition sources	Base case, or 'typical', ignition source parameters						
		p	ta	ti	a	λ	μ	Loc.
1. Car park	'Rush hour' vehicles	0.2	6	474	0.0125	0.0021	160	Out.
	'Other' vehicles	0.2	6	54	0.1	0.0167	3	Out.
	Smoking	1	10	470	0.021	0.0021	8	Out.
2. Road area	'Rush hour' vehicles	0.1	6	474	0.0125	0.0021	160	Out.
	'Other' vehicles	0.1	6	54	0.1	0.0167	3	Out.
	Delivery vehicles	0.1	6	24	0.2	0.0333	20	Out.
	Traffic control	1	0	15	0	0.0667	20	Out.
3. Controlled roads	Delivery vehicles	0.2	6	24	0.2	0.0333	20	Out.
4. Waste ground	None	0	-	-	0	0	0	Out.
5. Boiler house	Boiler	1	120	360	0.25	0.0021	200	In.
6-11. Flames	Continuous (indoors)	1	-	0	1	0	200	In.
	Continuous (outdoors)	1	-	0	1	0	200	Out.
	Infrequent (indoors)	1	60	420	0.125	0.0021	200	In.
	Infrequent (outdoors)	1	60	420	0.125	0.0021	200	Out.
	Intermittent (indoors)	1	5	55	0.0833	0.0167	200	In.
	Intermittent (outdoors)	1	5	55	0.0833	0.0167	200	Out.
12. Kitchen facilities	Smoking	1	5	115	0.042	0.0083	200	In.
	Cooking equipment	0.25	5	25	0.167	0.0333	100	In.
13-15. Process areas	'Heavy' equipment levels	0.5	-	-	1	0.028	50	In.
	'Medium' equipment	0.25	-	-	1	0.035	50	In.
	'Light' equipment levels	0.1	-	-	1	0.056	50	In.
16. Classified	None	0	-	-	0	0	0	In.
17. Classified (Ex.)	Material handling	0.05	5	25	0.167	0.0333	10	Out.
18. Storage (Ex.)	Material handling	0.1	10	20	0.333	0.0333	10	Out.
19. Office	'Light' equipment levels	0.05	-	-	1	0.056	20	In.

Tab. 21 Parametri relativi alle sorgenti di innesco per casi tipici (fonte tabella 4.2. da HSE "Development of a method for the determination of on-site ignition probabilities", 2004)

I valori si riferiscono a situazioni di controllo dell'innesco tipiche per la maggior parte delle installazioni. Altre tabelle con i parametri corrispondenti a livelli di controllo degli inneschi "buono" e "scarso" sono riportati nello stesso report HSE. Livelli scarsi di controllo dell'innesco si tradurranno in una probabilità d'innesco quasi sempre costante e pari a 1 in caso di rilascio catastrofico.

Il risultato per livelli tipici di controllo dell'innesco indica che la probabilità d'innesco è mediamente minore di quella calcolata con il metodo del TNO sopra indicato. È ancora significativa ma rimane sotto 0.9 fino a che l'area della nube non diventa significativamente più grande dell'area del sito, quando l'innesco diventa certo. Il livello di controllo dell'innesco buono mostra un'ulteriore diminuzione della probabilità d'innesco assumendo un valore massimo pari a 0.9.

Per determinare il numero complessivo di potenziali sorgenti di innesco sarebbe opportuno sovrapporre al reale layout dell'impianto l'area occupata dalla nube, ottenuta come risultato di un modello di dispersione in atmosfera. Per definire infine la probabilità di innesco complessiva, derivante da tutte le sorgenti di innesco individuate, occorre quindi combinare le probabilità di ciascuna sorgente mediante calcolo probabilistico (probabilità dell'unione degli eventi).

8.3.4 UKOOA

“Plant specification probability model and correlations for use in onshore and offshore QRA”, 2006

Si tratta di un nuovo metodo sviluppato in collaborazione tra DNV, HSE, BP che fornisce un approccio diverso alla modellazione della probabilità di innesco, che in questo caso è funzione della portata del rilascio, nonché della tipologia di installazione e del contesto territoriale, distinguendo anche tra tubazioni e installazioni fisse. Infatti la portata di rilascio della sostanza infiammabile influisce sulla dimensione della nube dispersa in atmosfera e quindi sulla probabilità che la nube raggiunga effettivamente le fonti di innesco. La presenza e la distribuzione delle sorgenti di innesco dipende inoltre dalle dimensioni e dal tipo di impianto e dalle condizioni all'esterno dell'area di impianto.

Il metodo fornisce diverse correlazioni tra portata di rilascio e valori di probabilità di innesco per varie tipologie di installazione, come riportato nel grafico seguente.

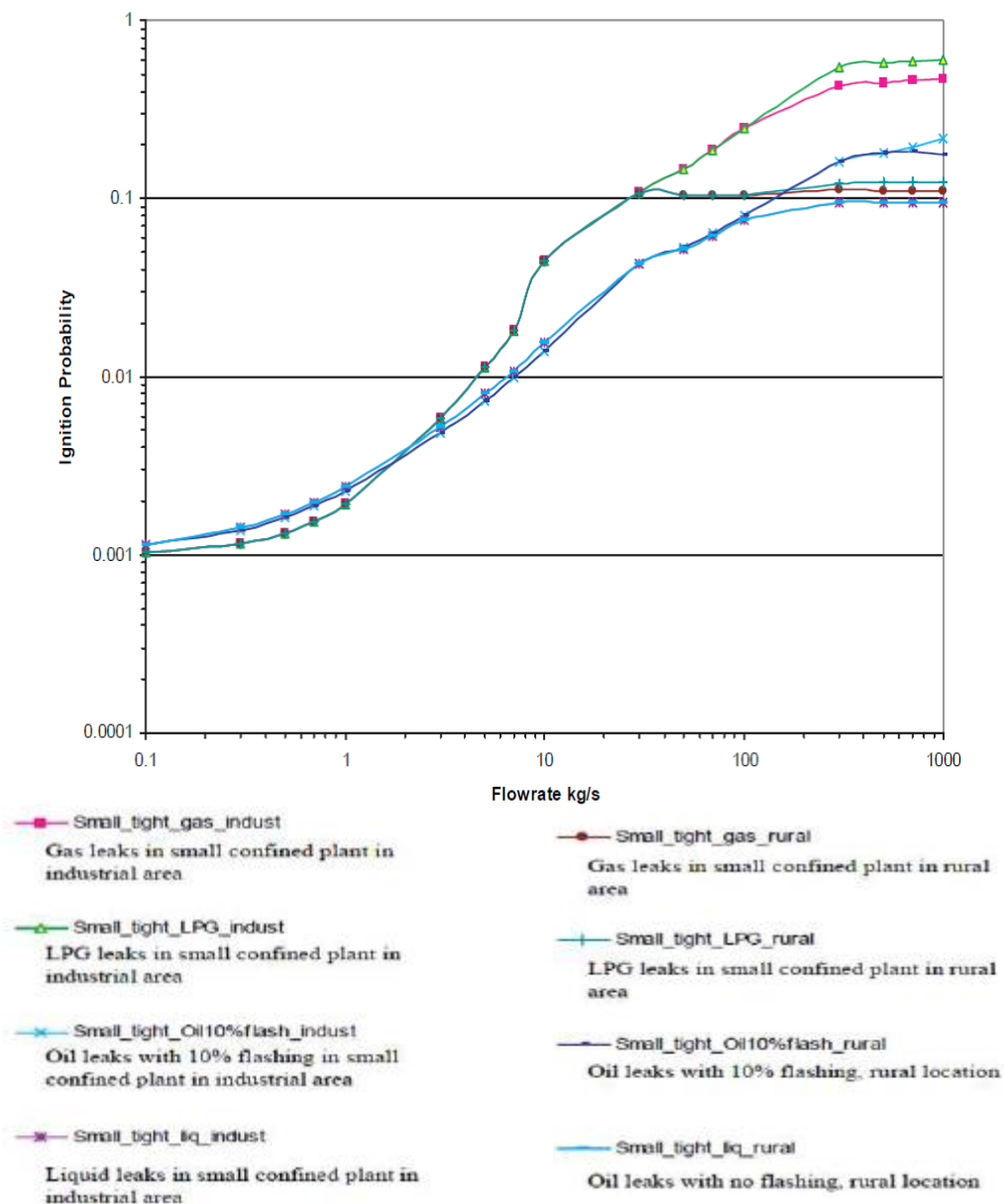


Fig. 25 Correlazione per “small onshore plant - confined/congested plant area” (da fig. 3 UKOOA “Plant specification probability model and correlations for use in onshore and offshore QRA”, 2006)

Conclusioni sulle probabilità di innesco ritardato

In conclusione, dopo aver illustrato diversi metodi per il calcolo delle probabilità di innesco, è importante sottolineare che i valori di probabilità di innesco da riportare nell'albero degli eventi, ai fini del calcolo delle frequenze di accadimento degli scenari incidentali, devono essere pertinenti alla realtà in esame oppure stimati cautelativamente a favore di sicurezza.

Il valutatore nell'ambito dell'attività istruttoria, durante lo svolgimento dei sopralluoghi, dovrebbe verificare, in presenza di aree classificate a rischio d'esplosione (appendice D), gli effettivi controlli svolti per limitare le sorgenti d'innesco. Negli impianti di compressione e trattamento, nei cluster e nei pozzi devono essere comunque assunte tutte le misure di prevenzione necessarie per limitare la possibilità di fonti d'innesco tra cui ad esempio: apparecchiature elettriche antideflagranti, divieti di fumo e utilizzo di fiamme libere, controlli dei veicoli in ingresso, sistema di protezione contro le scariche atmosferiche ecc.

8.3.5 Probabilità di flash-fire /VCE

In caso di innesco ritardato della miscela si può verificare flash fire oppure esplosione della nube (vapour cloud explosion – VCE). In base al grado di confinamento e alla massa in campo di infiammabilità occorre valutare se sussistono le condizioni per il verificarsi di una VCE.

Il Purple Book TNO suggerisce un valore di probabilità pari a 0.6 per la probabilità di Flash Fire e 0.4 per la probabilità di esplosione. Altre fonti suggeriscono di utilizzare un valore di probabilità pari a 0.5 per entrambi. Per approfondimenti si veda anche la sezione dedicata alle VCE capitolo 8.5.7, relativo alla valutazione delle conseguenze.

8.4 Soglia di credibilità di eventi e scenari incidentali

Una volta definita la frequenza di accadimento di un evento incidentale mediante le tecniche sopra descritte ed utilizzando idonee banche dati affidabilistiche, occorre definire la **soglia** al di sotto della quale l'evento è ritenuto **“non credibile”**, ovvero avente probabilità talmente remota da non ritenere necessario valutarne le conseguenze.

Il valore soglia per la credibilità di un evento non è stato ancora univocamente definito a livello nazionale. Il DM.LL.PP. 9/5/2001, che stabilisce i criteri per la compatibilità territoriale in presenza di stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante, nel definire le tabelle di confronto non ha fissato un limite soglia inferiore alla probabilità di accadimento degli eventi incidentali, considerando comunque nella prima riga gli eventi con frequenza di accadimento $<10^{-6}$ occasioni\anno.

Tabella 3a- Categorie territoriali compatibili con gli stabilimenti

Classe di probabilità degli eventi	Categoria di effetti			
	Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili
< 10 ⁻⁶	DEF	CDEF	BCDEF	ABCDEF
10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	EF	DEF	CDEF	BCDEF
10 ⁻³ - 10 ⁻⁴	F	EF	DEF	CDEF
> 10 ⁻³	F	F	EF	DEF

Tab. 22

Tabella DM.LL.PP. 9 maggio 2001

In riferimento alla tabella sopra indicata si precisa che la classe di probabilità degli eventi è da intendersi come classe di frequenza degli scenari incidentali espressi in eventi/anno. Pertanto anche la frequenza degli scenari incidentali così come individuata dagli alberi degli eventi deve essere confrontata con un valore di soglia.

8.5 Stima delle conseguenze - distanze di danno associate agli scenari incidentali

La valutazione delle conseguenze ha come obiettivo la determinazione e la quantificazione degli effetti su persone e strutture determinati dagli scenari incidentali ipotizzati. Il comportamento in fase di rilascio di una sostanza pericolosa dipende in generale dalle proprietà fisiche della sostanza, dalle condizioni di processo e dalla modalità con cui avviene il rilascio stesso e dalla conseguente interazione con l'ambiente circostante.

Il Gestore è tenuto a presentare nel Rapporto di Sicurezza informazioni sulla qualificazione, sulle modalità di utilizzo, sugli eventuali limiti di validità dei modelli/strumenti di simulazione adottati per la stima delle conseguenze, nonché sulla rappresentatività dei risultati ottenuti nel caso concreto in esame. Durante l'attività istruttoria è necessario verificare che siano riportati in modo chiaro ed esaustivo, per ogni simulazione effettuata, le ipotesi di base, le eventuali assunzioni di calcolo e i valori dei parametri forniti in input al modello.

In caso di perdita da tubazioni o apparecchiature in pressione il gas naturale fuoriesce sotto forma di getto nell'atmosfera espandendosi. Tale fenomeno è accompagnato da una intima miscelazione con l'aria.

Per quanto concerne il rilascio allo stato gassoso in atmosfera di gas naturale, **sostanza pericolosa principale** per questa tipologia di stabilimenti, si individuano in generale i seguenti quattro scenari incidentali finali, definiti applicando l'albero degli eventi relativo ad un rilascio continuo di gas infiammabile:

- 1. Jet fire: Incendio che si determina per l'innesco immediato di un getto di gas;**
- 2. Flash fire: Incendio della nube di gas senza effetti esplosivi;**
- 3. VCE: Esplosione della nube di vapori gas/aria;**
- 4. Dispersione: Dispersione in atmosfera di vapori senza innesco.**

8.5.1 Scelta della sostanza di riferimento – Sostanza Gas Naturale -

La sostanza di riferimento per la stima delle conseguenze è il gas naturale, la cui componente largamente prevalente è il metano. La sostanza di riferimento per la stima delle conseguenze è il gas naturale, la cui componente largamente prevalente è il metano. Il gas naturale può contenere anche altri idrocarburi in piccole quantità (etano, propano, butano ecc.) e tracce di gas diversi dagli idrocarburi tra cui ad esempio anidride carbonica e azoto.

La composizione del gas naturale è variabile nel tempo e quindi al fine di identificare la composizione di riferimento da utilizzare nel calcolo degli scenari incidentali, sarebbe opportuno effettuare uno studio sulle composizioni medie del gas, nelle fasi di iniezione e di erogazione, relative a più anni analizzando tra le diverse composizioni quelle che presentano:

- maggiore/minore percentuale di sostanze infiammabili nella miscela;

- più alto/più basso potere calorifico superiore;
- maggiore/minore densità del gas;

considerando gli “estremi” delle caratteristiche di infiammabilità delle diverse composizioni di gas naturale. Sulla base di tali ipotesi si potrebbero quindi scegliere alcune composizioni caratteristiche per lo stabilimento da impiegare come sostanza di riferimento per la stima delle conseguenze. Tuttavia le variazioni sulle distanze di danno degli scenari incidentali principali nel caso in cui si adotti come sostanza di riferimento metano puro o gas naturale come miscela non porterebbero variazioni influenti ai fini dell’analisi di rischio di incidente rilevante.

Si riportano nella tabella seguente le principali proprietà termodinamiche della sostanza metano puro.

Substance	Methane
Critical temperature (T_c)	190.564 K
Critical pressure (P_c)	45.992 bar
Critical density (D_c)	10.139 mol/l
Acentric factor	0.01142
Normal boiling point	111.667 K
Dipole moment	0.0 Debye

Tab. 23 Proprietà del metano (Data from NIST Standard Reference Database 69: NIST Chemistry WebBook)

In generale il comportamento di un gas è fortemente influenzato dalle variabili di stato: pressione, volume e temperatura. La relazione tra queste variabili è descritta da equazioni di stato, tra cui la più semplice è la nota legge dei gas perfetti: $PV = n \cdot R \cdot T$.

La legge dei gas perfetti descrive bene la situazione di gas rarefatti a bassa pressione. Non fornisce invece risultati accurati nel caso di gas reali, soprattutto in condizioni di alta pressione. Un parametro impiegato per descrivere la deviazione del comportamento di un gas reale rispetto al gas ideale è il fattore di comprimibilità Z come di seguito definito:

$$Z = \frac{P\bar{V}}{RT}$$

dove:

- P: pressione
- $\bar{V} = \frac{V}{n}$: volume molare (rapporto tra volume e numero di moli)
- V : volume [m³]
- n: numero di moli di gas (rapporto tra massa e peso molecolare)
- m: massa [kg]
- M: è il peso molecolare [kg/kmol] per il Metano = 16.04 kg/kmol
- R: costante universale dei gas [J/(mol·K)] R= 8.314472 J/(mol·K)
- T: temperatura [K]

Pertanto per un gas reale il fattore di comprimibilità Z dipende dalla pressione e dalla temperatura e può assumere valori maggiori o minori di 1. In altre parole Z è il rapporto tra il volume specifico del gas reale e quello del gas ideale ad una data temperatura T e pressione p.

Il fattore di comprimibilità Z è approssimativamente lo stesso per tutti i gas a parità di pressione ridotta e temperatura ridotta, che sono definite dalle espressioni: $TR = T/T_c$ e $PR = P/P_c$ dove T_c e P_c sono, rispettivamente, la pressione e la temperatura critiche. Per il metano la pressione critica è di 45,992 bar e la temperatura critica di 190,564 K.

Quando un fluido si trova in condizioni di temperatura superiore alla temperatura critica e pressione superiore alla pressione critica è in uno stato supercritico, che presenta proprietà intermedie tra quelle di un gas e di un liquido. La densità in condizioni supercritiche ad esempio può essere maggiore di quella dei gas in condizioni ordinarie.

Pertanto calcolare la densità tramite l'equazione di stato dei gas perfetti può portare ad un errore nel calcolo della portata di rilascio: il calcolo della densità si deve basare su equazioni di stato più complesse, che meglio descrivano il comportamento del gas reale in condizioni supercritiche.

In caso di rilascio da una linea o da una apparecchiatura, il gas naturale subisce un elevato salto di pressione con conseguente diminuzione di temperatura. Tale fenomeno è conosciuto come "effetto Joule - Thomson". In termodinamica, l'effetto Joule-Thomson, detto anche effetto Joule-Kelvin, è un fenomeno per cui la temperatura di un gas reale aumenta o diminuisce in seguito ad una compressione o ad una espansione condotta ad entalpia costante, ovvero una trasformazione adiabatica dalla quale non si estrae alcun lavoro. Per un gas reale ad una data pressione corrisponde una temperatura di inversione Joule-Thomson: se l'espansione ad entalpia costante avviene ad una temperatura maggiore a quella di inversione si ha un aumento di temperatura; al contrario, ad una temperatura minore a quella di inversione, la stessa espansione provoca un raffreddamento.

Generalmente un rilascio di gas naturale comporta un raffreddamento, in quanto la sua temperatura di inversione è più alta della temperatura ambiente.

In caso di rilascio di gas ad alta pressione in atmosfera, il gas naturale a causa della rapida espansione tenderebbe a raffreddarsi. Per questo si potrebbe ipotizzare di modellare la dispersione come gas pesante. Tuttavia anche tenendo conto dell'effetto di raffreddamento del metano a causa della rapida espansione in caso di rilascio ad alta pressione (effetto Joule-Thomson), è stato dimostrato che la densità del gas si mantiene minore di quell'aria, e per tale motivazione è opportuno adottare l'ipotesi di gas neutro/leggero per la dispersione di gas in atmosfera.

8.5.2 Rilascio di gas in pressione

Il rilascio di un gas in pressione può essere suddiviso in tre fasi:

Fase 1: espansione dalla pressione iniziale alla pressione nel foro

al verificarsi di una rottura il gas si espande, raffreddandosi, inizialmente dalla pressione iniziale all'interno del sistema (apparecchiatura o tubazione) fino alla pressione in corrispondenza della sezione di efflusso (foro).

Fase 2: espansione fino alla pressione atmosferica

Una volta attraversata la sezione di efflusso, il gas si porterà naturalmente alla pressione atmosferica espandendosi e raffreddandosi ulteriormente.

Fase 3: diluizione iniziale

Durante questa fase, che avviene in aria ambiente, la sostanza comincia ad inglobare aria diluendosi.

Le fasi 2 e 3 non sono in realtà distinte, ma durante l'espansione (fase 2) comincia già ad

avvenire la diluizione (fase 3).

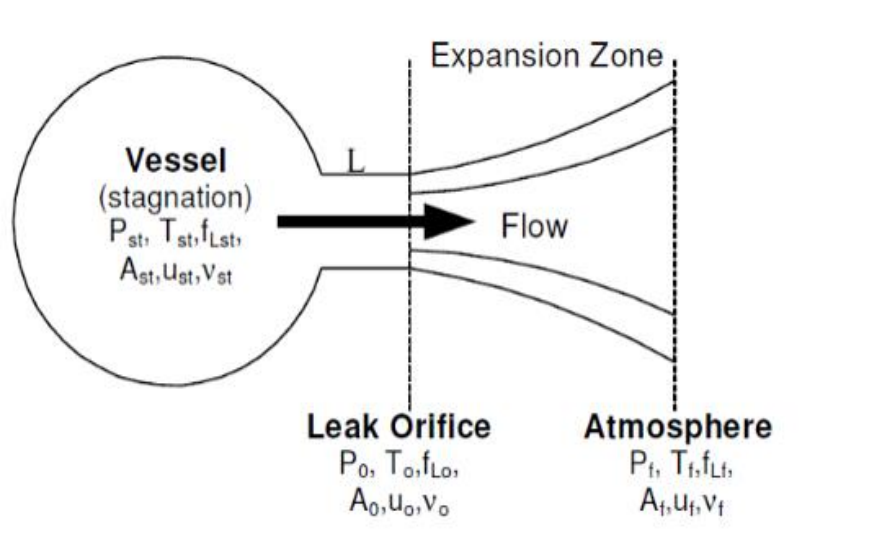


Fig. 26 Schematizzazione del fenomeno di rilascio di gas in pressione

Descrizione del fenomeno

Si analizzano di seguito gli elementi significativi per caratterizzare i rilasci di gas per perdita da tubazioni ad alta pressione. In generale lo studio del moto e dell'efflusso di un fluido in un condotto si basa sulle equazioni di conservazione della massa, di conservazione della quantità di moto e il bilancio di energia.

In caso di efflusso gassoso la portata scaricata è definita da diverse variabili in funzione della modalità di rilascio e della posizione del punto di efflusso; ad esempio in caso di foro in un recipiente la portata viene definita dalla pressione nel serbatoio e dalle dimensioni del foro. All'interno del Rapporto di Sicurezza è opportuno che questi elementi siano opportunamente descritti.

Condizioni soniche del metano

Nell'analisi di un rilascio, la pressione critica di efflusso rappresenta il valore di pressione nella gola a cui corrisponde la portata massima in uscita attraverso il foro. Infatti, in corrispondenza del foro la velocità raggiunta è pari alla velocità del suono nella sostanza nelle condizioni di pressione e temperatura della gola. Dunque, un rilascio in condizioni critiche prevede una velocità di fuoriuscita pari alla velocità sonica nelle condizioni di rilascio.

Per la maggior parte dei gas il rapporto tra la pressione iniziale e la pressione critica di efflusso è circa 2. Pertanto, poiché per un rilascio di gas in atmosfera la pressione a valle è sempre la pressione atmosferica, qualunque rilascio che prevede una pressione superiore a 2 bar circa avviene in condizioni critiche di efflusso.

Qualora la pressione iniziale all'interno del sistema superi i 90 bar la pressione di efflusso sarà uguale o superiore alla pressione critica del metano (circa 46 bar, vedi tabella 21). In tali condizioni pertanto occorre valutare il rilascio di metano come fluido in condizioni supercritiche.

Inoltre, la pressione incide significativamente sulla densità del metano in uscita e quindi sulla portata massica di rilascio (non particolarmente invece sulla portata volumetrica).

Nella valutazione del rilascio in condizioni supercritiche la valutazione della densità del metano in uscita incide in modo significativo su un parametro chiave per la dispersione in

atmosfera: la portata massica di rilascio. Pertanto assumere il comportamento del gas come ideale senza tener conto delle condizioni supercritiche può portare ad un errore di sottostima della portata di rilascio.

Pertanto, l'istruttore che si appropria alla verifica degli scenari incidentali conseguenti al rilascio di gas da tubazioni o apparecchiature in condizioni di pressione iniziale superiori a 90 bar ovvero di condizioni supercritiche alla gola deve verificare che l'approccio dell'analisi di rischio abbia considerato anche tali aspetti.

Nel grafico si riporta l'andamento della densità del gas metano puro in funzione della pressione.

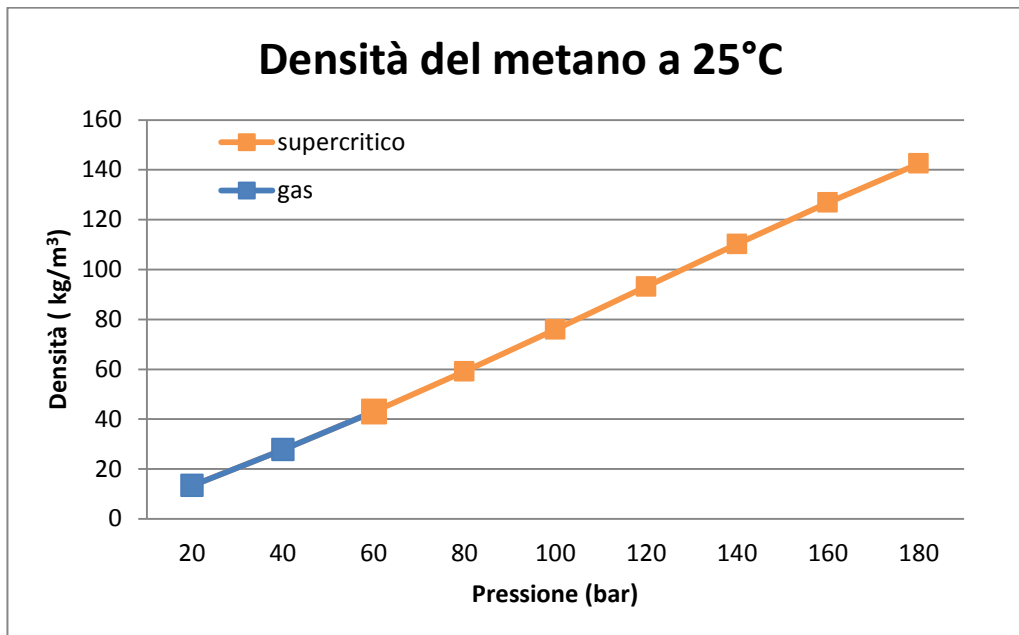


Fig. 27 Densità del metano in funzione della pressione a temperatura 25°C

8.5.3 Calcolo della portata di rilascio

La portata volumetrica generalmente viene calcolata nel seguente modo:

$$q_v = A * u$$

dove:

- A è l'area della sezione del foro di rilascio [m²]
- u è la velocità media del fluido che attraversa la sezione del foro [m/s]

La portata in massa Q (o portata massica) è la massa di fluido che attraversa la sezione del foro nell'unità di tempo:

$$Q = \rho * A * u$$

dove :

- ρ = densità del gas
- $A = \pi D^2 / 4$ con D= diametro del foro

In caso di rottura completa "full bore rupture" il diametro del foro coincide con il diametro della tubazione.

La massima portata scaricata in condizioni di flusso sonico si calcola con la formula seguente:

$$Q = c_0 A_h \left[p \rho_0 \gamma \left(\frac{2}{\gamma+1} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}} \right]^{\frac{1}{2}}$$

dove:

- Q : portata di rilascio [kg/s]
- C₀: coefficiente di efflusso o discharge coefficient (variabile tra 0,8 e 1 per i gas)
- A_h: area del foro [m²]
- ρ: densità del gas [kg/m³]
- γ: indice adiabatico espresso dal rapporto tra calore specifico a pressione costante e calore specifico a volume costante (che per il gas naturale è variabile tra 1.3 e 1.4)

A supporto di quanto sopra descritto al fine di fornire indicazioni all'istruttore sui dati riportati nel Rapporto di Sicurezza, si riporta a titolo di esempio l'ipotesi di un rilascio continuo di gas naturale alla temperatura di 20°C per rottura totale di una tubazione di diametro esemplificativo pari a 152 mm. Tali valori sono stati calcolati mediante l'utilizzo del codice di calcolo PHAST 7.11. per diversi valori di pressione (40, 100, 140 e 180 bar).

Dal confronto riportato nella tabella e nel grafico seguenti si evince che, in condizioni supercritiche, a parità di diametro del foro, all'aumentare della pressione di rilascio la portata volumetrica rimane pressoché costante, mentre aumenta la portata in massa a seguito dell'aumento della densità del gas.

	Pressione bar	Diametro mm	Velocità in uscita m/s	Portata Volumetrica m3/s	Portata Massica kg/s	Densità kg/m3
Cond. NON Supercritiche	40	152	401,69	7,29	116,33	18,35
Cond. Supercritiche	100	152	387,99	7,04	307,18	50,76
Cond. Supercritiche	140	152	388,15	7,039	416	73,86
Cond. Supercritiche	180	152	396,31	7,19	587,55	96,17

Tab. 24 Velocità in uscita, portata volumetrica, portata massica e densità del gas in funzione della pressione per caso rottura tubazione da 152 mm

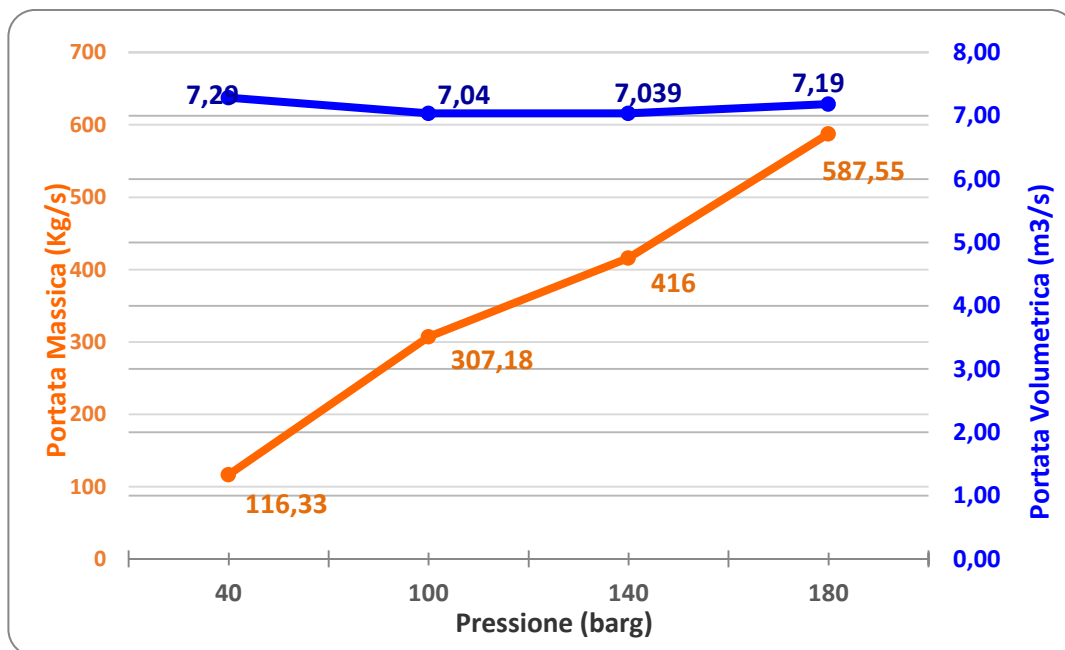


Fig. 28 Grafico con andamenti della portata massica e portata volumetrica in funzione della pressione per caso rottura tubazione da 152 mm

Al fine di fornire informazioni A PURO TITOLO INDICATIVO, di seguito si riportano i valori di portata di un rilascio di metano da tubazione per rottura della stessa, in funzione della pressione all'interno della tubazione e del diametro di rottura. Tali valori sono stati calcolati mediante l'utilizzo del codice di calcolo PHAST 7.11. Si è ipotizzato un sistema capacitivo di significative dimensioni. (Per dettagli vedi Appendice D tabelle distanze di danno).

Pressione/ Diametro del foro	Massima portata iniziale di rilascio (kg/s)					
	40 bar	80 bar	100 bar	140 bar	160 bar	180 bar
25.0 mm	3.16	6.52	8.31	12.06	13.98	15.89
50.8 mm	12.58	26.06	33.24	48.25	55.92	63.58
101.0 mm	51.36	106.35	135.63	196.89	228.18	259.42
152.0 mm	116.33	240.86	307.18	445.94	516.81	587.55

Di seguito si riporta in veste grafica l'andamento della portata di rilascio in funzione del diametro della perdita (diametri del foro variabili da 25 a 152 mm) per differenti valori di pressione, compresi nel range da 40 a 180 bar. Si precisa che la massima portata di rilascio iniziale non dipende dalla portata di esercizio, ma principalmente dalla pressione di esercizio della linea. Ad esempio: a seguito del tranciamento completo di una linea a 180 bar del diametro di 152 mm fuoriesce una portata di circa 590 kg/s.

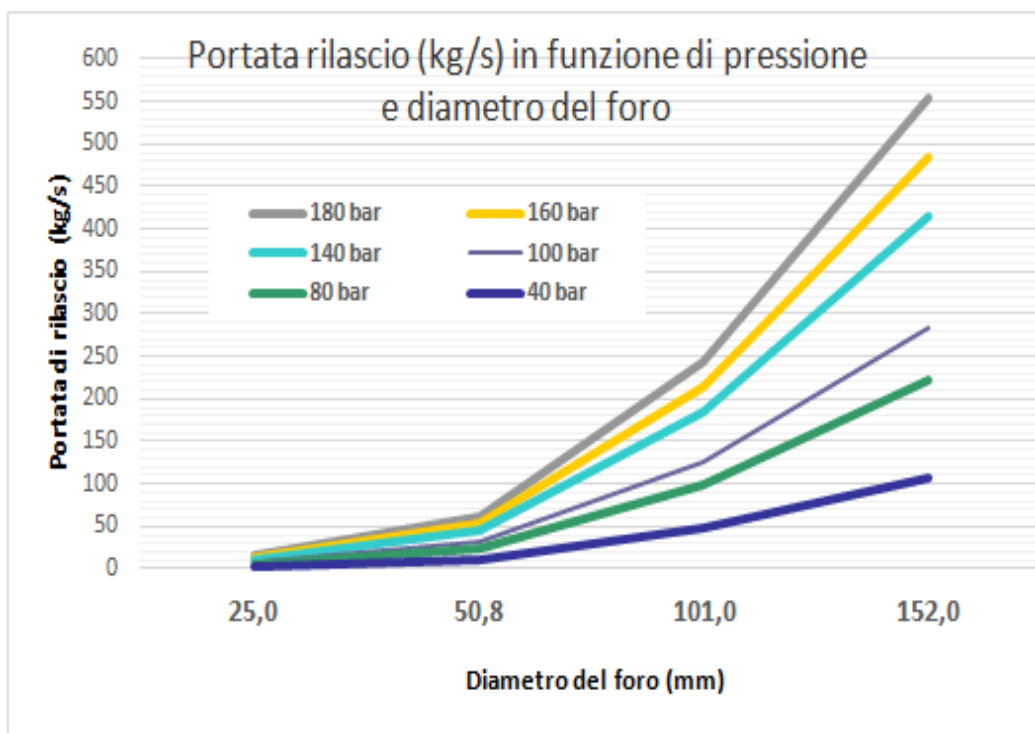


Fig. 29 Grafico dell'andamento della portata massica di rilascio in funzione del diametro di rottura per differenti valori di pressione nel range (40 -180 bar)

In conclusione si evidenzia che i modelli presenti nei software comunemente adottati per la stima delle conseguenze quali il Phast (sicuramente a partire dalla versione 6.4) o Effects (sicuramente a partire dalla versione 10) tengono conto del comportamento super critico del metano stimando correttamente la massima portata iniziale del rilascio.

8.5.4 Rilascio da tubazione

I rilasci da un foro in un tubo collegato ad un serbatoio sono in linea di principio simili a rilasci da un foro nel recipiente stesso, ad eccezione dell'attrito del fluido lungo il tubo, descritto dal fattore di attrito di Fanning, che dipende a sua volta da lunghezza, diametro e rugosità interna del tubo.

In caso di tranciamento completo di una tubazione si dovrebbe anche tener conto delle perdite di carico. Tuttavia nell'ottica di ottenere risultati conservativi è possibile trascurarle e quindi calcolare la portata di rilascio come descritto nel paragrafo precedente. In questo modo la portata calcolata sarà sovrastimata. La portata rilasciata inoltre avrà il valore massimo all'istante iniziale, ma diminuirà nel tempo per effetto della diminuzione progressiva della pressione dovuta alla perdita.

Per tener conto della presenza di sistemi di intercettazione manuali o automatici è comunque opportuno considerare una durata limitata del rilascio. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo 8.5.8 scenari incidentali in presenza di sistemi di intercettazione.

FASE 2 e 3: Espansione e diluizione iniziale del getto

I parametri di esercizio determinano in caso di fuoriuscita un moto del getto in condizioni soniche e turbolente. Questo implica una successiva espansione e raffreddamento fino alla pressione atmosferica e la contemporanea miscelazione di notevoli quantità di aria che contribuiscono a diluire la miscela metano-aria ambiente. L'elevata energia cinetica del rilascio comporta inoltre che lo stesso avvenga lungo una direzione preferenziale.

Pertanto nella valutazione all'interno del Rapporto di Sicurezza deve essere esplicitato l'approccio modellistico adottato.

8.5.5 Jet Fire

In caso di innesco immediato è possibile che si determini un incendio del getto in pressione che viene rilasciato. Occorre quindi stimare le conseguenze relative allo scenario di jet fire per rilasci di metano in fase gas in atmosfera.

I parametri di input significativi per la modellazione del jet fire sono la direzione del rilascio, la portata di rilascio e il calore di combustione della sostanza. I valori di irraggiamento richiesti dal D.M.LL.PP. 09/05/2001 espressi in kW/m^2 si possono ricavare dai tabulati di calcolo dei modelli matematici.

Per gli scenari di Jet fire conseguenti a rilasci di metano ad alta pressione orientati in direzione verticale i valori di irraggiamento risultano significativi solo in prossimità della fiamma e comunque a distanze inferiori alla lunghezza del getto.

Invece nei casi in cui può essere considerata anche l'ipotesi di Jet fire non verticali, e quindi nel caso più conservativo in cui si consideri il jet fire orientato in direzione orizzontale rispetto al suolo, oltre alla lunghezza della fiamma occorre calcolare mediante l'utilizzo di un codice di calcolo le distanze di danno in corrispondenza di tutti i valori di soglia per irraggiamento previsti dal DM.LL.PP. 9/05/2001 [$12,5 - 7 - 5 - 3 \text{ kW/m}^2$].



Fig. 30 Jet fire orizzontale

Dall'esperienza delle valutazioni effettuate fino ad oggi, emerge comunque che, a parità di evento incidentale, le aree di danno individuate per gli scenari di Jet fire sono in ogni caso ricomprese all'interno delle aree di danno individuate per i corrispondenti scenari di Flash fire: infatti la distanza di danno corrispondente alla soglia delle lesioni reversibili per il Jet fire (3 kW/m^2) risulta nella maggior parte dei casi minore della distanza di danno corrispondente alla soglia di inizio letalità del Flash fire ($\frac{1}{2}$ LFL).

8.5.6 Flash Fire

Lo scenario di Flash fire è un incendio di una nube di vapori infiammabili con effetto non esplosivo. Nel caso specifico di rilascio di metano da tubazione ad alta pressione, lo scenario di Flash Fire prevede quantomeno una suddivisione del fenomeno in 2 fasi distinte: **espansione del getto di gas (fase 2-3 del fenomeno di rilascio) e dispersione in atmosfera**. Ciascuna delle fasi evidenziate deve essere oggetto di valutazione all'interno del Rapporto di Sicurezza: una corretta modellazione di queste fasi, infatti, è imprescindibile per

la stima e la valutazione corretta delle distanze di danno.

I modelli impiegati per analizzare le conseguenze di una dispersione di una nube di gas sono molteplici. Tali modelli hanno diversi parametri ed elementi che in modo significativo possono incidere sul risultato. Di seguito si elencano i più significativi, benché non gli unici, ponendo particolare attenzione alle accortezze che l'istruttore deve avere nella lettura del Rapporto di Sicurezza.

- 1. Densità del gas**
- 2. Condizioni meteo**
- 3. Durata del rilascio (istantaneo modello puff/continuo modello plume)**
- 4. Velocità di rilascio**
- 5. Dimensioni della sorgente**
- 6. Rugosità superficiale**
- 7. Temperatura di rilascio**
- 8. Tempo di media (Averaging Times)**

1 Densità del gas

La dispersione può essere valutata nell'ipotesi di gas neutro, quando presenta una densità circa pari a quella dell'aria atmosferica ($0.9 < \rho_{\text{gas}}/\rho_{\text{aria}} < 1.1$) in via approssimativa, oppure ricorrendo al numero di Richardson (rapporto tra forze di galleggiamento e forze inerziali).

La dispersione di un gas si compone di diverse fasi ove la prima è definita fase di dispersione a getto/galleggiamento e la finale è quella definita dispersione passiva. Nel caso del metano la spinta iniziale è determinata dalle condizioni iniziali di velocità e temperatura del rilascio (aspetti ricompresi nel paragrafo 8.5.2.), esaurita la quale il comportamento di dispersione della sostanza è di tipo passivo. Nel caso del metano e quindi nella valutazione del flash fire è preferibile per la dispersione in atmosfera un approccio di gas neutro/leggero. Sperimentalmente infatti è stato rilevato che sia per rilasci istantanei che per quelli continui i profili di concentrazione sono Gaussiani.

2 Condizioni Meteo

Al punto C.4.2 nella Parte 1 dell'Allegato C del D.Lgs. 105/15 è richiesto quanto segue: *“Valutare le conseguenze degli scenari incidentali in base alle condizioni meteorologiche caratteristiche dell'area in cui è insediato lo stabilimento, con particolare riferimento a quelle più conservative. Nel caso in cui non siano reperibili da parte del Gestore dati meteo rappresentativi delle condizioni meteo dell'area, le valutazioni delle conseguenze sono effettuate almeno per le condizioni F2 e D5.”* Tali parametri si riferiscono rispettivamente alle classi di stabilità atmosferica di Pasquill F (molto stabile) e D (neutra) con velocità del vento 2 m/s e 5 m/s. Vi sono anche altri parametri relativi alle condizioni meteo che incidono anche se non in maniera significativa sui risultati quali temperatura e umidità dell'aria ambiente. Si ritiene idoneo utilizzare valori medi per entrambi i parametri. E' facoltà del Gestore fornire in allegato al rapporto di sicurezza anche dati raccolti da proprie centraline meteo, qualora installate presso lo stabilimento.

3 Durata del rilascio

Un altro aspetto importante per la valutazione della dispersione è la durata del rilascio. I modelli di dispersione possono essere di tipo istantaneo o continuo. I rilasci sono considerati

istantanei quando il tempo caratteristico di rilascio è significativamente più breve del tempo caratteristico di dispersione della nube: in questo caso la nube viene denominata anche “puff”. Mentre i rilasci sono considerati continui quando il tempo di rilascio è sufficientemente lungo: in questo caso la nube formata si definisce “plume”. La durata del rilascio è una informazione da desumere dal Rapporto di Sicurezza in funzione delle caratteristiche dell’impianto e dei sistemi di intercettazione.

Nel caso in cui si ipotizzi la rottura catastrofica di una apparecchiatura (ad esempio scoppio) o nel caso di rilasci di brevissima durata (indicativamente inferiore a 1 minuto) occorre considerare la dispersione come istantanea.

4 Velocità e direzione del rilascio

La velocità a cui avviene un rilascio è un elemento importante all’interno del rapporto di sicurezza per quanto sopra riportato. Dalla velocità dipende la turbolenza del getto in uscita e pertanto è necessario verificarne le modalità di calcolo. Come sopra evidenziato il rilascio di metano ad alta pressione è generalmente un rilascio con caratteristica sonica in condizioni supercritiche. Per la descrizione del fenomeno di rilascio di gas in pressione si rimanda al precedente paragrafo 8.5.2.

Un altro parametro significativo per la stima delle distanze di danno è la posizione del foro di uscita e la direzione del flusso in uscita rispetto al suolo. All’interno del rapporto di sicurezza in caso di rilascio che potenzialmente può verificarsi in qualsiasi direzione, ad esempio per rottura random da tubazione o apparecchiatura, è opportuno verificare che sia stato valutato il caso di rilascio in direzione orizzontale rispetto al suolo in quanto più conservativo.

5 Dimensioni della sorgente

Ai fini del calcolo della dispersione per gli impianti in esame la sorgente può essere assunta come puntiforme.

6 Rugosità superficiale

La rugosità superficiale è un parametro che influenza il profilo di velocità verticale in funzione dell’altezza media degli ostacoli presenti e può significativamente incidere sull’ andamento della dispersione in atmosfera. Infatti un valore non corretto di tale parametro rischia di alterare significativamente le distanze di danno alle quali si raggiungono le concentrazioni di interesse. I valori di rugosità riportati devono essere coerenti con il modello di dispersione adottato.

Qualunque valore o parametro riportato nella simulazione deve essere sostanziato e frutto di attenta valutazione da parte dell’estensore del Rapporto di Sicurezza. Nella tabella seguente sono riportati a titolo di esempio alcuni valori di rugosità superficiale tratti dal Purple Book TNO.

Class	Short description of terrain	z_0 (m)
1	open water, at least 5 km	0.0002
2	mud flats, snow; no vegetation, no obstacles	0.005
3	open flat terrain; grass, few isolated objects	0.03
4	low crops; occasional large obstacles, $x/h > 20$ ⁽¹⁾	0.10
5	high crops; scattered large obstacles, $15 < x/h < 20$ ⁽¹⁾	0.25
6	parkland, bushes; numerous obstacles, $x/h < 15$ ⁽¹⁾	0.5
7	regular large obstacle coverage (suburb, forest)	(1.0) ⁽²⁾
8	city centre with high- and low-rise buildings	(3.0) ⁽²⁾

⁽¹⁾ x is a typical upwind obstacle distance and h the height of the corresponding major obstacles.

⁽²⁾ These values are rough indications. The use of an aerodynamic roughness length, z_0 , does not account for the effects of large obstacles.

Tab. 25 Valori tipici di rugosità superficiale (da tabella 4.4. Purple Book TNO)

7 Temperatura di rilascio

La temperatura di rilascio della sostanza deve essere calcolata in base all'espansione subita dal gas in uscita dal foro, come descritto nel paragrafo 8.5.2 relativo alla descrizione del fenomeno di rilascio. Inoltre la temperatura di rilascio, da inserire come input nel modello di dispersione in atmosfera, deve essere coerente con la temperatura calcolata in uscita dal foro.

8 Tempo di media (Averaging Time)

Un ulteriore parametro significativo è il tempo di media (spesso riportato nei codici di calcolo come averaging Time) che tiene conto del fatto che il vento non soffia sempre esattamente nella stessa direzione anche per intervalli di tempo relativamente brevi (effetto di sbandieramento del vento).

Il tecnico istruttore deve verificare che tale tempo sia adeguato al fatto che la sostanza rilasciata è infiammabile e pertanto tale tempo deve essere piuttosto contenuto (vari simulatori approssimano tale tempo dai 10 ai 30 secondi).

Tendenzialmente i modelli di dispersione e di conseguenza i software per la stima delle conseguenze utilizzano un approccio sequenziale, impiegando come parametri di input i risultati di output dei modelli sorgente; ad esempio la portata e la durata di rilascio derivano da calcoli e valutazioni predisposte da modelli o simulatori differenti. Compito del tecnico istruttore è anche verificare che la sequenza dei modelli adottati per la stima delle conseguenze sia adeguata alla realtà del fenomeno fisico.

Per una semplice modellazione del rilascio e della successiva dispersione del gas in atmosfera, trattandosi di rilasci di metano ad alta pressione, si ipotizza una prima zona, in prossimità del punto di rilascio, caratterizzata da getto in regime turbolento, seguita, ad una certa distanza dal punto di rilascio, da una seconda zona di transizione con espansione del getto e una terza zona in cui la dispersione può essere assunta come neutra di tipo gaussiano.

Da dati sperimentali il fattore di diluizione determinato dalla turbolenza e dall'espansione del getto è circa 1/10 (Epstein M. et al.: "A model for dilution of a forced two-phase chemical plume in horizontal wind", J. Loss. Prev. Process Ind. 1990, Vol 3). Questo implica che la concentrazione al termine dell'espansione è circa 1/10 di quella iniziale.

Le valutazioni delle conseguenze devono riportare sempre i valori espressi in metri delle distanze di danno a cui si raggiungono concentrazioni pari a LFL e LFL/2, valori di soglia relativi allo scenario di flash fire indicati in Tabella 2 del DM.LL.PP. 9/5/2001.

Sulla base di quanto sopra esplicitato A PURO TITOLO DI ESEMPIO, al fine di avere elementi

utili al confronto con i dati riportati nei rapporti di sicurezza, si riportano nella tabella 24 valori delle distanze di danno ottenuti con il software Phast versione 7.11 per lo scenario di Flash fire. I risultati indicati in tabella sono relativi al caso di un rilascio continuo da un foro di diametro pari a 152 mm, considerando l'assenza o il mancato intervento di qualunque sistema di intercettazione per diversi valori di pressione di esercizio.

Per maggiore esaustività si rimanda all'Appendice D in cui sono anche riportati tutti i parametri di input assunti per le simulazioni.

Distanze di danno Flash Fire (m)					
Diametro del Foro (mm)	Pressione (bar)	Condizioni METEO D5		Condizioni METEO F2	
		LFL	½ LFL	LFL	½ LFL
152	40	141.71	210.08	133.91	182.14
	80	203.36	293.85	186.89	248.63
	100	231.43	338.17	208.92	284.15
	140	284.91	435.88	254,86	354,87
	160	313.57	503.99	280.10	403.79
	180	342.87	544.22	305.15	420.28

Tab. 26 Distanze di danno in corrispondenza dei valori di soglia LFL e ½ LFL per lo scenario incidentale di flash fire (caso studio di rottura di una tubazione da 152 mm per diverse pressioni in condizioni meteo D5 e F2)

Tali valori sopra riportati sono da intendersi come esempi ottenuti da ipotesi non vincolanti e riportati solo come riferimenti di massima. Eventuali difformità o specificità del sito sono da valutare nel dettaglio caso per caso.

8.5.7 Esplosione (VCE)

All'interno del Rapporto di Sicurezza è opportuno valutare anche la possibilità di scenari di esplosione VCE. Tale scenario in funzione dei quantitativi in gioco e delle probabilità di innesco può essere escluso solo se adeguatamente motivato. La possibilità di generazione di sovrappressioni per innesco di una massa di vapori infiammabili dipende in generale da due condizioni: il confinamento della massa, tale per cui le molecole in fase di combustione accelerino sino a velocità del fronte di fiamma in grado appunto di generare fenomeni di sovrappressione (oltre che di irraggiamento termico), e la quantità/massa di vapori infiammabili in miscela con l'aria al momento dell'innesco.

Lo scenario di VCE può risultare critico in quanto gli effetti possono interessare aree estese anche all'esterno dello stabilimento, ma necessita di elevati quantitativi di sostanza per manifestarsi quindi risulta mediamente meno probabile rispetto agli scenari di jet fire e flash fire.

Per prima cosa occorre valutare se la miscela gassosa aria/metano, formatasi in seguito al rilascio in atmosfera, può rientrare in campo di infiammabilità. È quindi importante calcolare il quantitativo di miscela infiammabile compreso tra il limite inferiore e il limite superiore di infiammabilità (per il metano LEL 5% vol - UEL 15 % vol anche se in realtà i limiti di infiammabilità variano al variare della pressione e della temperatura). La presenza di manufatti che aumentano il grado di confinamento o di ostacoli in grado di generare riflessione del fronte d'onda di combustione della miscela combusta ancora in espansione

favoriscono il verificarsi di VCE.

Inoltre va evidenziato che il metano è un gas scarsamente reattivo, se paragonato ad altri gas.

Il D.M. 15/05/1996 "Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi ai Depositi di Gas e Petrolio Liquefatto (G.P.L.)", sul fenomeno delle VCE in caso di rilascio di GPL afferma che: *"Non e' irragionevole supporre che tale probabilità, sia non trascurabile solo quando:*

- il rilascio interessi un ambiente essenzialmente chiuso;

- la quantità di vapore entro i limiti di infiammabilità sia maggiore di 1,5 t, se in ambiente parzialmente confinato (es. in presenza di grossi edifici o apparecchiature industriali nello spazio di sviluppo della nube) oppure maggiore di 5 t, se in ambiente non confinato. Al di sotto dei limiti predetti, il contributo dell'esplosione di nube al rischio globale può ritenersi marginale."

Per il metano invece non sono state date indicazioni specifiche a livello normativo.

Su valori del medesimo ordine di grandezza si attestano anche altre fonti bibliografiche (es. LEES), che comunque rimandano tutte all'importanza di un sufficiente grado di confinamento.

Fondamentalmente esistono due gruppi di modelli per stimare gli effetti del fenomeno dell'esplosione. Il primo gruppo di modelli quantifica la sorgente come una quantità equivalente di esplosivo, generalmente TNT, al fine di poter applicare le caratteristiche note dell'esplosione del TNT. Storicamente, questi modelli basati sul TNT equivalente sono stati ampiamente utilizzati. Nel corso dell'ultimo decennio, il fenomeno di sviluppo della pressione in una esplosione è stata oggetto di intensa ricerca internazionale, che ha portato a sviluppare metodi che tengano conto del diverso comportamento di un'esplosione di una nuvola di vapore rispetto alla detonazione degli esplosivi, poichè le caratteristiche dell'onda di pressione della VCE di metano sono diverse da quelle del TNT. Dal confronto tra il profilo della pressione di picco (Ppeak) del TNT e della VCE di metano in aria risulta che la pressione del TNT è maggiore nel near field (nei primi metri), ma minore nel far field (per le distanze più lontane) e la durata è minore. Pertanto il metodo del TNT equivalente non è conservativo nel far field poiché modella una detonazione e non una deflagrazione tipica delle VCE di metano.

Ad ogni modo, sebbene siano da preferire modelli più aggiornati per le motivazioni sopraindicate, il metodo del TNT equivalente rappresenta un approccio semplificato alla valutazione degli scenari incidentali di tipo VCE/UVCE.

Il metodo del TNT equivalente prevede la valutazione dei seguenti elementi:

- quantitativo totale di sostanza coinvolta;
- calcolo del valore di TNT equivalente;
- coefficiente di efficienza previsto dal metodo

Il valore di TNT equivalente viene calcolato tramite la seguente formula:

$$Q_{TNT} = \alpha_e \cdot W_{COMB} \cdot \frac{H_{COMB}}{H_{TNT}}$$

Dove:

- Q_{TNT} =massa di tritolo equivalente [kg]
- H_{TNT} = energia di detonazione del Tritolo (4,6 MJ/kg)

- H_{COMB} = energia di combustione per unità di massa, cioè potere calorifico inferiore del combustibile [kJ/kg]
- W_{COMB} = peso del combustibile contenuto nella nube che partecipa dell'esplosione
- α_e = coefficiente di resa che per gli idrocarburi vale 0.03 (per metano)

Di seguito si riportano alcuni metodi più specifici e più adatti per la valutazione delle VCE che tengono conto del grado di confinamento della nube. Si tratta di due metodi semplificati che si basano su curve sperimentali per valutare le caratteristiche di un'esplosione: BST VCE model e Multi Energy Method (MEM).

Baker -Strehlow-Tang (BST) VCE model

Il modello BST consente di stimare la sovrappressione originata dalla VCE attraverso l'utilizzo di curve caratteristiche (blast curves) per diverse velocità di propagazione del fronte di fiamma. I parametri che incidono prevalentemente su tale velocità sono la reattività del materiale infiammabile, il grado di confinamento della nube e il grado di congestione dovuta alla presenza di ostacoli. Le curve caratteristiche definiscono la sovrappressione in funzione della distanza dal centro dell'esplosione.

Multi Energy Method

Nel calcolo effettuato utilizzando il Multi Energy Method, la massa infiammabile della nube se del caso dovrà essere porzionata in regioni confinate e non confinate e il centro dell'esplosione dovrà essere determinato sulla base dell'ubicazione delle regioni confinate. Il metodo assume che elevate pressioni si generino solo nella parte della nube soggetta a confinamenti. Nota la geometria dell'area si calcolano i volumi di ogni zona con confinamenti od ostacoli. Il valore iniziale della sovrappressione nella zona può variare da 1 a 10.

Il metodo prevede di suddividere anche attraverso una stima l'area di impianto occupata dalla nube in campo di infiammabilità in aree omogenee in base alla geometria e alle scelte seguenti:

- energia dell'innesco;
- densità di congestione;
- presenza di piani paralleli di confinamento.

Per valutare il grado di confinamento e quindi scegliere la curva più appropriata da utilizzare nel metodo multi energy si possono impiegare due metodi proposti da TNO Yellow Book oppure il Metodo G.A.M.E sviluppato dal TNO per HSE. I due metodi proposti dal TNO sono puramente qualitativi, mentre il metodo G.A.M.E. si basa sul calcolo di alcuni parametri geometrici e su alcune proprietà della sostanza, in base ai quali è possibile stimare la sovrappressione massima generata dall'esplosione.

In conclusione per una corretta valutazione delle VCE, all'interno del Rapporto di Sicurezza devono essere riportati i riferimenti relativi ai quantitativi di metano rilasciato, ai quantitativi di massa in campo di infiammabilità, alla probabilità di innesco e al grado di confinamento dell'impianto.

Resta inteso che ogni metodo di simulazione dello scenario di VCE deve essere sostanziato nell'approccio teorico all'interno del Rapporto di Sicurezza indicando i riferimenti scientifici e di letteratura adottati.

8.5.8 Scenari incidentali in presenza di sistemi di intercettazione

Nel caso di un rilascio di gas da tubazione o altra apparecchiatura dotata di un sistema di intercettazione automatico (ad esempio LSD o ESD) o manuale si può procedere inizialmente alla modellazione delle conseguenze come nel caso in cui tali sistemi siano assenti ovvero considerando un rilascio continuo da foro di diametro equivalente noto.

Infatti per rilasci in atmosfera di gas ad alta pressione e quindi a velocità molto elevate (dell'ordine delle centinaia di m/s) si può assumere che il tempo necessario alla nube per raggiungere la sua forma finale sia relativamente breve se paragonato alla durata del rilascio, per quanto quest'ultima possa essere ridotta dai suddetti sistemi di intercettazione. Pertanto, al fine di valutare l'area di impatto di un potenziale scenario di flash fire, inizialmente si può procedere come descritto in precedenza per il caso in cui nessun sistema di intercettazione sia presente.

Tuttavia, al fine di tenere comunque conto dell'effetto dei sistemi di intercettazione, che possono essere installati su tratti di tubazioni oppure isolare sezioni di impianto, portando ad una limitazione della quantità massima di gas che può fuoriuscire dal sistema, si può calcolare, a partire dalla durata del rilascio una ridotta probabilità di innesco ritardato, e quindi una probabilità di accadimento del flash fire, a seguito del rilascio, secondo la procedura di seguito illustrata e tratta da: "Guidelines for quantitative risk assessment - Purple Book" del TNO (paragrafo 4.7.2 pag. 4.15).

Procedura per la valutazione della probabilità di innesco per rilasci di breve durata

La procedura si articola in quattro step di seguito descritti:

1. Valutare la durata del rilascio t_r in base a:

$$t_R = t_{INT} + \frac{m}{\dot{m}_R}$$

Dove:

- t_{INT} è il tempo di intervento del sistema/procedura di emergenza;
- \dot{m}_R la portata di rilascio calcolata in base alla pressione interna e al diametro del foro;
- m è la massima quantità (in massa) che può essere rilasciata e che quindi può essere limitata dai sistemi di intercettazione.

Valori tipici per i tempi di intervento dei sistemi di blocco e relativa probabilità di guasto su richiesta tratti dal paragrafo 4.4.1 del Purple Book TNO sono riportati nella tabella seguente.

Sistema di blocco	Tempo di intervento	Probabilità di guasto su domanda
Automatico	2 min	0.001
Controllo remoto	10 min	0.01
Manuale	30 min	0.01

Tab. 27 Valori tipici per i tempi di intervento dei sistemi di blocco e relativa probabilità di guasto su richiesta tratti da Purple Book § 4.4.1

I tempi di intervento assunti per le valutazioni devono essere coerenti con le procedure di emergenza ed è opportuno che per quanto possibile siano verificati dal gruppo di lavoro con il personale di impianto durante i sopralluoghi in campo nel corso dell'istruttoria. Pertanto i valori assunti potranno essere differenti da quelli proposti, purché opportunamente documentati.

2. Valutare la probabilità di innesco immediato P1 e di innesco ritardato P2 (in funzione del tempo), ad esempio in base a quanto indicato al paragrafo 8.3.1 relativo al calcolo della probabilità di innesco.

3. Calcolare la probabilità di flash fire, ridotta dalla presenza di sistemi di intercettazione, come $(1-P1)*P2 * P3$

dove:

- P1 = probabilità di innesco immediato
- P2 = probabilità di innesco ritardato
- P3 = probabilità di flash fire/VCE

4. Calcolare la frequenza di accadimento dello scenario di Flash fire come prodotto della frequenza di rilascio per la probabilità di Flash fire calcolata al precedente p.to 3.

Applicando la procedura si può concludere che in presenza di sistemi di intercettazione la frequenza di accadimento dello scenario finale di flash fire potrebbe risultare ridotta di circa 1 ordine di grandezza rispetto alla frequenza dello stesso scenario in caso di rilascio continuo non intercettato.

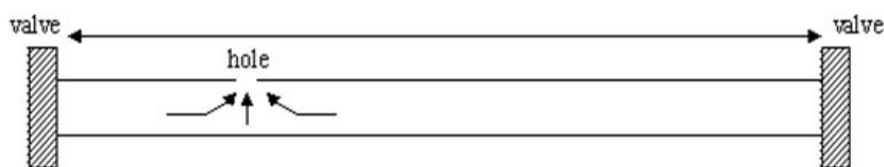


Fig. 31 Schema del fenomeno di rilascio da tubazione intercettata

Una volta stimate le distanze di danno da flash fire occorre verificare che la durata del rilascio sia superiore al tempo impiegato dal fronte della nube a raggiungere la distanza di danno di

interesse. In caso positivo la nube raggiungerà effettivamente tale distanza, altrimenti la distanza di danno sarà sicuramente inferiore. Pertanto in tal caso per approfondire tale fenomeno è necessario l'utilizzo di un modello di dispersione per rilascio di durata finita. A valle dell'applicazione di tale modello il valutatore potrà richiedere l'andamento nel tempo delle distanze di danno da Flash fire.

Per stimare il tempo massimo impiegato dal fronte della nube a raggiungere la distanza di danno di interesse (in corrispondenza del valore di soglia pari a LFL o LFL/2) è possibile utilizzare la seguente formula:

$$T_d = D / u_{\text{Wind}}$$

dove:

- T_d = tempo massimo impiegato dal fronte della nube a raggiungere la distanza di danno [s]
- D = distanza di danno [m]
- u_{Wind} = velocità del vento [m/s]

Nel caso in cui non si disponga di un modello di dispersione per rilasci di breve durata, è possibile utilizzare come valore di portata da inserire come dato di input per un modello di dispersione stazionario il valore medio della portata di rilascio, calcolato come rapporto tra la massa rilasciata e la durata del rilascio. In tal caso però si assume implicitamente che la distanza così calcolata venga comunque raggiunta. Come già detto la massa rilasciata e la durata del rilascio dipendono dai sistemi di rilevazione e intercettazione presenti in impianto e pertanto i valori adottati per la modellazione andranno opportunamente giustificati.

Qualunque siano i sistemi di rilevazione o intercettazione adottati (vedi cap.9) ai fini della valutazione delle distanze di danno e dell'applicazione del metodo sopra esposto è di fondamentale importanza avere una stima della minima portata (o diminuzione di pressione) rilevabile da tali sistemi. Infatti, al di sotto di tale portata non è possibile ipotizzare l'intervento di alcun sistema e di conseguenza non si riesce a limitare la durata del rilascio. Si precisa che anche in caso di attivazione automatica di blocco e intercettazione, la massima quantità rilasciabile dipenderà dal posizionamento delle valvole di intercettazione. In sintesi, mentre per un rilascio da tubazione in assenza di intercettazioni si verificherebbe un rilascio continuo fino al completo svuotamento della tubazione, per un rilascio da tubazione intercettata la portata di rilascio diminuirà al diminuire della pressione. Pertanto la distanza di danno corrispondente alla concentrazione di LFL effettivamente raggiunta in quest'ultimo caso sarà inferiore alla distanza di danno calcolata considerando il rilascio di tipo continuo senza intercettazioni.

Un esempio applicativo è riportato in Appendice E Case study

8.5.9 SCENARI RIFERITI AD ALTRE SOSTANZE PRESENTI

Nel caso in cui sia presente in stabilimento anche metanolo, impiegato come inibitore per evitare la formazione di idrati, sono da valutare in generale anche i seguenti scenari incidentali:

- pozza di liquido infiammabile al suolo (Pool Fire);
- evaporazione da pozza con conseguente dispersione di vapori infiammabili (Flash Fire);
- evaporazione da pozza con conseguente dispersione di vapori tossici.

I parametri significativi per il calcolo delle conseguenze in caso di rilascio di un metanolo liquido sono:

- caratteristiche del liquido sversato (quantità, temperatura e tensione di vapore)
- superficie della pozza evaporante (pozza confinata/ non confinata)
- caratteristiche del terreno (tipologia del terreno, rugosità e temperatura)
- condizioni atmosferiche (temperatura ambiente, condizioni meteo)

Relativamente alla superficie della pozza occorre pertanto verificare se nelle ipotesi di input è stata adottata una pozza di tipo confinato, per cui si considera la superficie disponibile in presenza di confinamento, determinato ad esempio da cordolature o bacini di contenimento, oppure una pozza non confinata, considerando la massima area di espansione su terreno libero. Poiché la superficie della pozza incide in maniera significativa sulla portata evaporante e di conseguenza anche sulla dispersione della nube in atmosfera, le ipotesi adottate vanno confrontate con la realtà presente in impianto.

Lo spessore della pozza dipende invece dalla quantità totale di liquido sversato e quindi dalla durata del rilascio.

È opportuno inoltre verificare nei tabulati di calcolo per lo scenario di pool fire, se le distanze di danno, corrispondenti ai valori di soglia per irraggiamento, sono state calcolate a partire dal bordo della pozza o dal centro della pozza. Qualora fossero state calcolate dal bordo della pozza, è necessario richiedere il raggio equivalente della pozza per riportare comunque le distanze di danno rispetto al centro della pozza.

Relativamente allo scenario incidentale di dispersione di nube di vapori tossici di metanolo si riportano nella seguente tabella le soglie di riferimento per la valutazione della tossicità.

LC50 (Lethal Concentration 50%)	Concentrazione di sostanza tossica, letale per inalazione nel 50% dei soggetti umani esposti per 30 minuti	64000 ppm 83840 mg/m ³
IDLH (Immediately Dangerous to Life or Health)	Massima concentrazione di sostanza tossica a cui può essere esposta per 30 minuti una persona in buona salute, senza subire effetti irreversibili sulla propria salute o senza che gli effetti dell'esposizione non impediscano la fuga.	6000 ppm 8000 mg/m ³
LOC (Level of Concern)	Concentrazione nell'ambiente di sostanze pericolose alla quale, per una esposizione relativamente breve, possono prodursi effetti dannosi per la salute umana ma comunque reversibili. Il suo valore è generalmente pari a 1/10 di quello dell'IDLH.	600 ppm

Tab. 28 Tabella - Valori di tossicità per il metanolo

Nei casi in cui la presenza di dispositivi di sicurezza consenta, in maniera giustificata, di limitare la durata dello scenario a tempi molto inferiori a 30 minuti, è possibile fare riferimento alla durata effettiva dello scenario applicando il concetto di dose equivalente e

con riferimento ai fattori di Probit.

Infine, per completare l'analisi di rischio è necessario verificare se la presenza di altre sostanze pericolose, oltre al gas naturale e al metanolo, può portare ad ulteriori eventi incidentali da considerare sia come valutazione delle frequenze di accadimento che come stima delle conseguenze.

8.5.10 Panoramica dei codici di calcolo

Si riporta di seguito un elenco non esaustivo dei codici di calcolo adottati per la valutazione delle conseguenze. Come richiesto dal D.Lgs. 105/2015 al punto 3 del par. 3.2. "Verifica di idoneità ed efficacia dell'analisi di sicurezza", punto 3 "Procedura di valutazione dei contenuti del Rapporto di Sicurezza" nella Parte 3 dell'Allegato C: *"Deve essere verificato che il Gestore abbia riportato nel Rapporto, relativamente ai modelli/strumenti di simulazione delle conseguenze utilizzati, informazioni sulla loro qualificazione, sulle modalità ottimali di utilizzo sugli eventuali limiti di validità, sulla rappresentatività dei risultati ottenuti nel caso concreto in esame e sulle relative incertezze; deve essere verificato che nel Rapporto medesimo siano riportati in modo chiaro ed esaustivo, per ogni simulazione effettuata, le ipotesi di base, le eventuali assunzioni di calcolo e i valori dei parametri forniti in input al modello/strumento."*

Pertanto in relazione alla problematica specifica e in relazione ai seguenti programmi commerciali e diffusi, si evidenzia per ciascuno quali elementi riportare al fine di adempiere a quanto sopra descritto.

PHAST

Il codice di calcolo PHAST® - Process Hazard Analysis Software Tool, distribuito da DNV Software, è largamente utilizzato nel campo dell'analisi di rischio e consente di valutare le conseguenze di rilasci continui oppure istantanei, costanti o variabili nel tempo causati da rottura di tubazioni, perdite da serbatoi, valvole di sicurezza o dischi di rottura. Il programma fornisce alcuni report per ogni scenario incidentale nel quale vengono riportati gli input e gli output necessari alla determinazione delle conseguenze e i grafici rappresentativi degli scenari. Di particolare utilità risulta il summary report che riassume i principali parametri di input e risultati della simulazione. Tale codice di calcolo permette la modellazione delle singole componenti del gas naturale e tiene conto dell'effetto Joule Thomson conseguente al salto di pressione che il gas naturale subisce in caso di rilascio.

Inoltre tiene conto della diluizione iniziale della nube dovuta all'elevata velocità e quindi alla turbolenza del rilascio. Di conseguenza, trattandosi di un modello maggiormente conforme alla realtà del fenomeno fisico, i valori di output calcolati possono risultare meno conservativi rispetto ad altri codici di calcolo, che invece non tengono in considerazione l'aspetto della diluizione iniziale della nube.

EFFECTS

EFFECTS® del TNO è un software impiegato nell'identificazione dei pericoli in particolare per l'industria chimica e petrolchimica, nell'analisi quantitativa del rischio (QRA) e nella pianificazione di emergenza. Calcola infatti gli effetti del rilascio accidentale di sostanze chimiche pericolose tossiche e/o infiammabili e di qualsiasi scenario incidentale conseguente.

Il modello "Gas release", descritto nello Yellow Book del TNO, è adatto alla seguente situazione: foro in un recipiente (release from a vessel) o tubazione collegata ad un solo

recipiente (release from a vessel through a hole in pipe) contenenti solo gas compressi. Il foro nel tubo può essere sia una piccola perdita o la completa rottura (full bore).

Il modello "Gas release form a long pipeline" è anche chiamato "Modello di Wilson" ed è adatto per descrivere la seguente situazione: rottura totale di un gasdotto lungo, non necessariamente collegato ad un recipiente. Distingue tra rilascio in caso di rottura full-bore e attraverso un piccolo foro.

Il modello gaussiano di dispersione della nube in atmosfera non tiene conto della diluizione iniziale del gas e pertanto fornisce risultati più conservativi.

ALOHA

ALOHA® è il programma di modellazione distribuito da EPA (United States Environmental Protection Agency). La versione più aggiornata è disponibile in internet tramite free download all'indirizzo <https://www.epa.gov/cameo/aloha-software>.

ALOHA, inserendo un numero limitato di informazioni di base, tra cui le condizioni atmosferiche, il tipo di sostanza e le condizioni di rilascio, consente di stimare le zone di pericolo per vari tipi di scenari incidentali quali nubi tossiche di gas, nubi di gas infiammabili, incendi ed esplosioni. Le zone in cui vi è la possibilità di essere esposti a determinati valori di soglia degli effetti vengono rappresentate graficamente come "Threat Zone", che raffigurano l'area all'interno della quale l'esposizione, calcolata all'altezza del suolo, supera il potenziale livello di pericolo specificato dall'utente, dopo un certo tempo dal momento in cui si verifica l'evento incidentale. Fornisce una valutazione conservativa delle zone di pericolo, producendo a parità di dati di input aree di danno di dimensioni significativamente superiori rispetto a quelle calcolate con altri codici di calcolo che richiedono un numero maggiore di dati di input.

S.T.A.R. (Safety Techniques for Assessment of Risk)

Il software S.T.A.R®. (Safety Techniques for Assessment of Risk) è costituito da un insieme di programmi per la valutazione degli effetti di fenomeni fisici quali incendi, esplosioni, rilasci di sostanze tossiche, e per la verifica o il dimensionamento di alcuni sistemi di sicurezza (cortine d'acqua, scarichi funzionali).

Il CODICE AFLOW è un modello per il calcolo della portata di rilascio di gas, gas liquefatti o liquidi da aperture o fori su serbatoi o tubazioni, con indicazione del regime (flusso bifase o monofase) e stima delle dimensioni iniziali della nube di spray o aerosol. Si applica a serbatoi sferici, cilindrici orizzontali o verticali, a tubazioni con flusso o a tratti di tubazione intercettati.

Il codice JET OOMS è un modello per il calcolo della concentrazione di inquinanti gassosi emessi ad alta velocità adatto per la simulazioni di getti turbolenti che può fornire la portata di rilascio e la distanza a cui si situano i limiti di infiammabilità e la massa di gas compresa entro tali limiti.

Il codice AHUANG è un modello per il calcolo della dispersione di nube di vapori pesanti o neutri. Basato sulla teoria esposta da Huang, calcola le concentrazioni di inquinanti aeriformi emessi da camini, sorgenti lineari e puntiformi a livello del suolo o in quota e anche fumi di combustione sviluppati da pozze o serbatoi incendiati.

TRACE

SAFER TRACE® è una soluzione software completa per eseguire l'analisi delle conseguenze. TRACE è dotato delle funzionalità necessarie per valutare i rischi chiave e i rischi associati sia per scenari semplici che complessi. Contiene algoritmi per la stima degli effetti di fenomeni fisici quali rilasci di gas, liquidi e aerosol, incendi, esplosioni e dispersioni di gas densi o leggeri.

Considerazioni conclusive relative ai codici di calcolo

In conclusione dall'analisi effettuata si può osservare che, dato che alcuni software, tra cui ad esempio Effects, non tengono conto automaticamente dell'espansione e diluizione iniziale del getto, è quindi possibile applicare un fattore di diluizione alla portata di rilascio (pari circa a 1/10). Il valore della portata ricalcolata può essere utilizzato successivamente come dato di input a qualunque modello di dispersione gaussiano, in quanto per tale modello la concentrazione è direttamente proporzionale alla portata di rilascio.

Fluidodinamica computazionale

I modelli Computational Fluid Dynamics (CFD) possono essere utilizzati per ottenere soluzioni numeriche di diversi problemi di fluidodinamica per una modellazione più accurata in particolare dei fenomeni di dispersione e di esplosione. Le simulazioni CFD stanno diventando sempre più comuni e diffuse con l'aumentare della potenza di calcolo dei computer. Le simulazioni CFD si basano essenzialmente sulla risoluzione delle equazioni di conservazione di massa, quantità di moto ed entalpia. La maggior parte dei pacchetti CFD disponibili in commercio si basano sul volume finito (FV), metodo che utilizza una forma integrale delle equazioni di conservazione.

8.6 Valutazione dei potenziali effetti domino

Nell'ambito dell'industria di processo, per "effetto domino" si intende in generale la propagazione di un evento incidentale primario dovuta all'accadimento di uno o più incidenti secondari innescati dall'evento primario, con intensificazione delle conseguenze rispetto all'evento iniziale. In generale gli incidenti con effetto domino possono dare conseguenze all'interno dello stabilimento in cui ha origine lo scenario incidentale primario, per cui si parla di "effetto domino intra-stabilimento" o all'esterno di esso, eventualmente coinvolgendo stabilimenti limitrofi, cosiddetto "effetto domino inter-stabilimento".

Negli stabilimenti adibiti a stoccaggi sotterranei di gas naturale, per la trattazione del rischio associato all'effetto domino (di tipo esterno, ossia inter-stabilimento), occorre considerare tanto i possibili scenari di danno originati da tali stabilimenti quanto quelli originati da eventuali altri stabilimenti adiacenti e/o limitrofi (comunque ricadenti in aree di danno di interesse a tali fini), come identificati nell'ambito dell'analisi di rischio (RdS). È necessario, cioè, approfondire il meccanismo che propaga uno scenario incidentale iniziale, detto "primario", generando eventi e/o scenari "secondari" su altre apparecchiature di impianti appartenenti ad ulteriori stabilimenti, con potenziale espansione delle zone di danno (per effetto di irraggiamento, sovrappressione o ingolfamento nelle fiamme causate dallo scenario iniziale). L'evento secondario, a seconda dei casi, può risultare analogo al primario per tipologia e/o estensione delle conseguenze, oppure dare luogo a scenari diversi.

Si rammenta, al riguardo, che, in caso di presenza di eventuali altri stabilimenti, esterni ai siti di stoccaggio, non soggetti agli obblighi di cui al D.Lgs. 105/2015, e quindi non obbligati alla predisposizione di analisi di rischio volte alla prevenzione da Incidenti Rilevanti (tipico potrebbe essere il caso di un nodo di smistamento di Gas Naturale, di una stazione di arrivo e partenza pigs, etc.), sarebbe opportuno approfondire i possibili scenari di danno di interesse mediante, ad es., la valutazione delle analisi di sicurezza condotte in ottemperanza agli obblighi di cui al D.Lgs. 81/08 e s.m.i. (Testo Unico della Sicurezza). Si ritiene infatti auspicabile che tali analisi possano costituire una base di partenza per inquadrare gli eventuali scenari, che fuoriescono dai confini delle attività in oggetto, in una valutazione di sicurezza da Incidenti Rilevanti, come definita tipicamente nel RdS e nella connessa valutazione dei possibili effetti domino (secondo il D.Lgs. 105/2015).

Focalizzando l'attenzione sul caso di scenari incidentali con possibile Effetto Domino originati in stabilimenti adibiti a stoccaggi sotterranei di gas naturale, è importante stabilire dei criteri di base da adottare per tale identificazione:

- Identificazione dei possibili scenari di jet -fire, flash fire, VCE di Gas Naturale ed eventuali altri scenari incidentali iniziatori (es. pool fire di metanolo). Tipicamente gli scenari di flash fire hanno una durata così limitata da poter escludere la possibilità di Effetto Domino; generalmente le VCE non sono tali da produrre Effetto Domino, poiché non raggiungono il valore di sovrappressione necessario (0,3 bar); anche i pool fire di metanolo non sono tali da produrre Effetto Domino in quanto, solitamente, le soglie di riferimento adottate (tra 12,5 kW/m² e 37,5 kW/m²) comportano irraggiamenti che raggiungono distanze limitate (entro i confini di stabilimento) e gli scenari hanno durate limitate nel tempo visti i ridotti quantitativi presenti. Fatte salve valutazioni differenti da parte del Gestore, legate a situazioni sito-specifiche, **sono quindi gli scenari di jet fire di Gas Naturale da considerare soprattutto ai fini della valutazione di eventuali Effetto Domino.**
- Individuazione delle aree di danno degli scenari di jet fire che interessano aree di pertinenza di stabilimenti esterni, adiacenti tipicamente alla Centrale di Trattamento/Centrale di Compressione, a tal fine, vanno quindi calcolate le lunghezze delle fiamme, per ciascuno scenario, e le distanze di danno raggiunte dalla soglia di irraggiamento dei 37,5 kW/m² e 12,5 kW/m². A seguito di ciò potrebbero verificarsi le condizioni di esclusione, dal computo dell'effetto domino, degli scenari primari aventi luogo, ad es., nei Cluster e/o quelli originati da fori di piccole dimensioni, poiché, data la loro tipica dislocazione territoriale e le distanze di danno raggiunte, essi potrebbero non avere effetti su possibili target.
- Considerazione della soglia di irraggiamento 12,5 kW/m² come valore di soglia per possibili danni a strutture ed apparecchiature relativo agli scenari di incendio definita in Tabella I Allegato E al D.Lgs. 105/15. Si rammenta, in merito, che, nell'ambito dei RdS, si assume conservativamente l'area di danno del jet fire considerando il getto in direzione orizzontale (ad altezza definita) verso qualunque direzione (area di danno rappresentata da un cerchio); per questo motivo, ai fini della valutazione dell'Effetto Domino, da tale circonferenza è possibile ricavare una porzione, corrispondente alle direzioni che effettivamente comportano un coinvolgimento delle apparecchiature/tubazioni bersaglio, anche ai fini di consentire una migliore caratterizzazione della frequenza di accadimento degli scenari orientati verso l'esterno dello stabilimento e conseguentemente tener conto della direzionalità del getto rispetto al bersaglio che può originare l'Effetto Domino (tipicamente mediante un rapporto tra l'angolo individuato dalla porzione di circonferenza e l'angolo giro).
- Qualora non si sia esclusa precedentemente la possibilità di scenari di VCE, occorre

considerare l'area di danno individuata dalla soglia di sovrappressione di 0,3 bar e individuare i potenziali bersagli che ricadano all'interno dell'area stessa

- Ai fini dell'Effetto Domino, in qualità di bersagli (ed eventualmente sorgenti di ulteriori scenari incidentali), sono da prendere in considerazione generalmente apparecchiature fuori terra, contenenti sostanze pericolose ai sensi del D.Lgs. 105/2015 (nel caso preso ad esempio, parti terminali delle trappole dei pigs, filtri, riscaldatori, tratti di tubazione fuori terra, nodi di smistamento, tutte connessi alla presenza di Gas Naturale), il cui eventuale collasso o distruzione possono notevolmente aggravare le conseguenze di un incidente. Con particolare attenzione alla questione dei bersagli, è giusto il caso di sottolineare l'effettivo contributo (o meno) all'eventuale Effetto Domino di questi stessi, valutandone la posizione, la possibile presenza di barriere fisiche (protezione passiva), di sistemi di protezione attiva (es. rilevatori AI, sistema ESD/PSD, valvole SDV e di blow down), etc.
- Per gli scenari così individuati, occorre sempre considerare la durata di rilascio ipotizzabile, in termini di minuti e/o secondi, al fine di ritenere effettivamente critici gli effetti sulle strutture bersaglio in oggetto.
- La stima rigorosa relativa al danneggiamento di un bersaglio dovuto all'evento primario potrebbe richiedere al Gestore l'effettuazione di un'analisi strutturale dello stesso, valutando la sua resistenza a sollecitazioni meccaniche e/o termiche indotte dall'evento iniziatore.
- Per la stima della probabilità di danneggiamento del bersaglio è necessario fare riferimento a modelli proposti nella letteratura scientifica internazionale, basati su funzioni di Probit disponibili, per diverse classi di apparecchiatura, per il calcolo della probabilità di collasso di queste in caso di esposizione a sovrappressione e/o irraggiamento.

Nel caso di indisponibilità di dati specifici o di significative incertezze, inerenti alla valutazione degli eventi iniziatori o alle caratteristiche del bersaglio, in alternativa, ai fini della valutazione della probabilità di effetto domino, possono essere utilizzate dai Gestori le assunzioni indicative riportate nelle tabelle A.1, A.2 e A.3 dell'appendice A della parte 1 Allegato E D.Lgs. 105/2015.

In sintesi al fine di effettuare una valutazione del rischio di effetto domino a seguito degli scenari incidentali identificati nell'ambito dell'analisi di rischio occorre tener conto dei seguenti aspetti principali:

- effetti e durata dello scenario incidentale;
- localizzazione delle apparecchiature potenzialmente bersaglio;
- disponibilità di misure di protezione antincendio attive e passive.

La valutazione, condotta in maniera quantitativa, si basa sull'identificazione della frequenza finale di potenziale effetto domino, calcolata mediante l'applicazione della tecnica dell'albero degli eventi, che, a partire dalla frequenza iniziale dello scenario di riferimento, consente di quantificare il contributo di ciascuna delle misure di protezione antincendio attive presenti, andando a determinare la frequenza di accadimento dello scenario secondario da effetto domino. Qualora la frequenza sia in linea con le assunzioni prese a riferimento nel RdS (opportuna soglia di "credibilità"), occorre procedere anche alla valutazione delle conseguenze, e quindi delle aree di danno, per gli scenari incidentali secondari da effetto domino.

8.7 Rappresentazione in planimetria delle aree di danno

La predisposizione di planimetrie raffiguranti la georeferenziazione dello stabilimento e gli involuipi delle aree di danno dei possibili scenari incidentali, rappresenta la conclusione del procedimento istruttorio di valutazione del Rapporto di Sicurezza e l'elemento sui cui fondare la pianificazione del territorio di cui all'art.22 del D.Lgs.105/15 e la pianificazione di Emergenza Esterna di cui all'art. 21 del D.Lgs. 105/15.

Come già detto, una delle finalità dell'analisi dei rischi è l'individuazione degli scenari incidentali e delle distanze di danno, in relazione ai valori soglia indicati nel DM.LL.PP.9/5/2001. Le distanze di danno sono individuate mediante l'utilizzo di codici di calcolo e sono espresse in metri. (vedi paragrafo 8.5.).

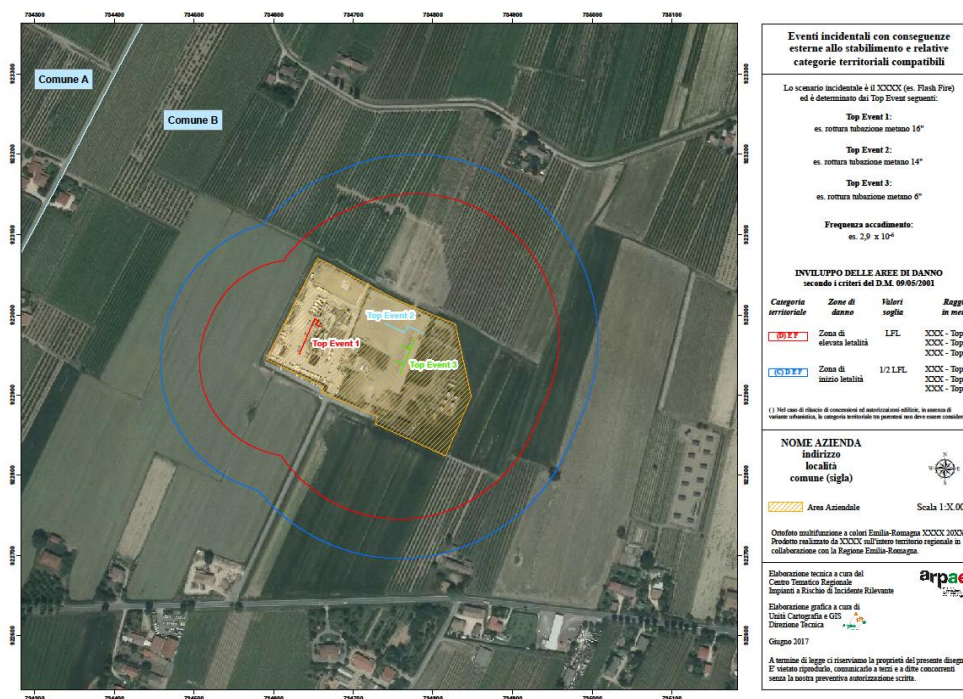


Fig. 32 Esempio di georeferenziazione delle aree danno ai fini della compatibilità territoriale

Si precisa che le suddette aree di isodanno dovranno essere confrontate, secondo i criteri stabiliti dal DM.LL.PP. 9/5/2001, con la pianificazione urbanistica territoriale, definita dall'amministrazione comunale interessata. In caso di nuovi stabilimenti o modifiche, occorre verificarne la compatibilità territoriale con gli strumenti urbanistici comunali. Nel caso di impianti esistenti, occorre che gli Enti locali adeguino gli strumenti urbanistici alle aree di danno approvate dal CTR, al fine di tenere conto della presenza dello stabilimento.

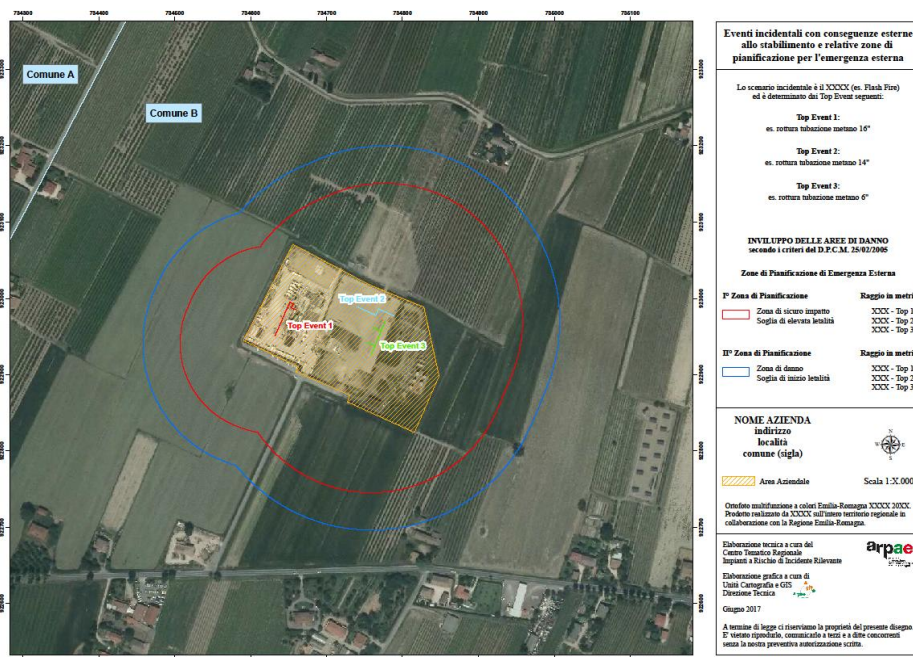


Fig. 33 Esempio di georeferenziazione delle aree danno ai fini della Pianificazione di Emergenza Esterna

9 SISTEMI DI SICUREZZA

Nei paragrafi successivi si riporta la descrizione delle principali misure di prevenzione e protezione atte a ridurre le frequenze o l'entità delle conseguenze di eventuali incidenti. Si precisa che la tipologia dei sistemi di sicurezza e le conseguenti logiche possono variare da stabilimento a stabilimento, in funzione sia del livello tecnologico dell'impianto sia della filosofia di progettazione dell'impianto stesso.

9.1 Misure di protezione da fulminazioni

Qualora dalla valutazione del rischio fulminazioni le apparecchiature e/o l'intero impianto non risultino di tipo autoprotetto si dovrà provvedere alla progettazione e realizzazione di misure di protezione da fulminazioni in tutte le sue componenti: impianto di compressione, impianto di trattamento, aree cluster e pozzi singoli.

A titolo esemplificativo e non esaustivo si riportano alcuni concetti generali di protezione da fulminazione richiamati dalle normative di settore:

- Impianto LPS (Lighting Protection System), è l'impianto di protezione contro i fulmini costituito da tutte le componenti utilizzate per ridurre il danno materiale dovuto alla fulminazione. La realizzazione di un impianto LPS va eseguita in conformità alla normativa vigente, quale ad esempio la CEI EN 62305-4;
- Limitatore di sovratensioni SPD (Surge Protective Device), ha lo scopo di limitare le sovratensioni e deviare le sovracorrenti. Gli SPD evitano i danneggiamenti di circuiti e di apparati causati da sovratensioni di origine esterna (fulminazioni) e di origine interna (manovre o interventi di dispositivi di protezione). Anche un sistema di SPD va realizzato in conformità alla normativa vigente, quali ad esempio CEI EN 62305-4.

Ricordando che le sovratensioni dovute a fulminazioni sono le più gravose, gli SPD vanno scelti a seconda:

- a) del loro punto di installazione nell'impianto e della relativa corrente di scarica;
- b) della tensione di tenuta ad impulso delle apparecchiature da proteggere e della distanza esistente tra queste e l'SPD che deve essere inferiore alla distanza di protezione determinata da fenomeni di oscillazione e induzione.

Poiché le sovratensioni più frequenti e pericolose sono quelle verso terra, gli SPD vanno installati tra conduttori attivi e terra.

Altre misure integrative per ridurre le probabilità di danno:

- incremento della resistività superficiale del suolo nella fascia di 3 m intorno alla struttura;
- incremento della resistività superficiale dei pavimenti interni della struttura; schermatura della struttura;
- schermatura dei circuiti interni alla struttura;
- idonea distribuzione del cablaggio dei circuiti interni alla struttura;
- uso di apparecchiature con tensione di tenuta ad impulso elevata;
- schermatura delle linee elettriche entranti.

9.2 Sistemi di blocco atti a garantire la sicurezza degli impianti e dello stabilimento

Al fine di prevenire gli eventi incidentali rilevanti o quantomeno minimizzare la possibilità di accadimento e l'entità delle relative conseguenze, sono installati, negli stabilimenti di stoccaggio gas, opportuni sistemi di blocco di sicurezza aventi determinate procedure di attivazione, che in presenza di un'anomalia del processo, di un incendio o di una sollecitazione sismica, attivano il blocco stesso.

I sistemi di blocco di sicurezza (ad esempio valvole di sezionamento telecomandate) intervengono automaticamente mediante l'azionamento delle logiche di blocco, quando i parametri di processo (pressione, temperatura e portata del gas) deviano dai normali range di funzionamento, a causa, ad esempio, di un incendio o di fuga gas. L'intervento di questi sistemi è garantito dalla presenza di sistemi di rilevamento (rivelatori fughe gas, fonometri, pressostati, pulsanti manuali, ecc...) installati nelle diverse aree di stabilimento che possono essere attivati dall'evento o dall'intervento dell'operatore che ravvisa la presenza dell'anomalia.

La descrizione delle logiche di blocco di seguito descritte sono riferite ad un tipico stabilimento di stoccaggio Gas Naturale la cui configurazione è stabilita da un'area di centrale all'interno della quale vengono effettuate le operazioni di trattamento e di compressione del gas, e delle aree periferiche denominate "cluster" distanti anche diversi chilometri dalla centrale dove sono ubicati i pozzi di erogazione e stoccaggio del gas.

Si ribadisce il concetto che la tipologia dei blocchi e le conseguenti logiche di blocco possono variare da stabilimento a stabilimento, in funzione sia del livello tecnologico dell'impianto, sia della filosofia di progettazione dell'impianto.

Infatti, in alcuni casi, in funzione della tecnologia di stabilimento, i sistemi USD ed LSD possono essere inglobati e gestiti nel blocco PSD.

Gli impianti di trattamento, compressione ed i pozzi normalmente sono dotati di sistemi di controllo locali con i quali viene assicurato il monitoraggio dei parametri di processo e la gestione delle apparecchiature sia in condizioni normali di esercizio, anomale e di emergenza. I sistemi di sicurezza sono integrati con i sistemi controllo, in modo da intervenire in caso di

necessità e mettere in sicurezza l'impianto.

Si precisa che in alcuni casi è presente una sala operativa centrale che attraverso un sistema di telecontrollo si interfaccia con i sistemi locali consentendo l'acquisizione dei parametri di esercizio degli impianti, la loro gestione da remoto e la messa in sicurezza dell'impianto stesso. Inoltre ogni stabilimento è dotato di sala controllo propria che si interfaccia con la sala operativa centrale.

In sintesi il sistema di blocchi di sicurezza si configura con l'attivazione dei sistemi di blocco locali, con il conseguente blocco e messa in sicurezza dell'apparecchiatura o dell'unità che origina l'emergenza/anomalia, di processo, con il blocco delle aree di impianto interessate e/o di emergenza, attraverso la chiusura di tutte le valvole di sezionamento impianto (SDV) e l'apertura delle valvole di blow down (BDV) con la conseguente depressurizzazione della parte d'impianto interessata attraverso circuiti gas progettati allo scopo.

Pertanto, è possibile suddividere le logiche di blocco in quattro livelli, elencati in ordine di importanza:

- ESD: blocco di emergenza (con vent a blow-down dell'area interessata);
- PSD: blocco di produzione (senza vent);
- USD: blocco di unità (senza vent);
- LSD: blocco locale (senza vent).
- dove i blocchi di livello superiore attivano in cascata i blocchi di livello inferiore.

ESD Emergency Shut Down

L'attivazione del blocco di emergenza (ESD) provoca la chiusura di tutte le valvole di sezionamento di impianto e l'apertura delle valvole di blow down con la conseguente depressurizzazione dell'impianto. Il blocco ESD può essere sia relativo a una singola area interessata che generale dell'intero stabilimento e può essere articolato su azioni di tipo automatico e manuale. Più precisamente si possono osservare stabilimenti caratterizzati da impianti sezionabili in aree o parti di impianto che permettono in caso di emergenza di convogliare l'hold-up di gas al blow-down (vent) chiudendo le valvole di intercettazione dell'area interessata e aprendo i circuiti di blow-down (vent) stessi. Oppure stabilimenti in cui in cui la zona interessata può coincidere con l'intero impianto (es. intera centrale di compressione o di trattamento).

Il blocco ESD di area è generalmente attivato automaticamente dal sistema rivelazione incendi presente nelle varie aree interessate, qualora le stesse siano depressurizzabili attraverso i circuiti di blow-down. Nelle aree fisicamente "non depressurizzabili" (es. serbatoi interrati di stoccaggio metanolo), il sistema di rivelazione incendi genera il blocco di produzione PSD.

Il blocco di emergenza (ESD) di area può essere generato anche manualmente dai pulsanti installati nelle aree di impianto e dalla sala supervisione di stabilimento. Inoltre può essere azionato anche dalla sala operativa che telecontrolla lo stabilimento (dispacciamento, recovery).

Il sistema di blow-down deve essere adeguatamente dimensionato per consentire la depressurizzazione delle diverse aree di impianto interessate ovvero dell'intero stabilimento se necessario.

Alcuni esempi di aree di depressurizzazione in cui può essere suddivisa una Centrale di trattamento/compressione sono:

- separatori di testa pozzo;

- sistema di misura fiscale e sistema fuel gas ai turbocompressori;
- turbocompressore x/elettrocompressore x (ogni macchina costituisce un'area);
- separatori, cooler, sistema di fuel gas "turbocompressore x/elettrocompressore x" e fuel gas generale turbocompressori/ elettrocompressore;
- unità LTS ovvero colonne disidratazione;
- sistema fuel gas alle caldaie.

Per maggior chiarezza la tabella di seguito esposta riassume le possibili cause di attivazione del sistema ESD e gli effetti conseguenti sull'impianto.

Attivazione ESD Generale	Effetti conseguenti a seguito di attivazione ESD generale
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Automaticamente a seguito di anomalie: ▪ bassissima pressione aria strumenti; ▪ altissima o bassissima pressione sul collettore di aspirazione dei compressori; ▪ altissima pressione in mandata compressori; ▪ altissimo livello nel separatore di produzione; ▪ altissimo livello nel separatore gas/acqua; ▪ altissima temperatura del gas in reiniezione; ▪ mancanza energia elettrica principale qualora non intervenga il gruppo elettrogeno ▪ mancanza energia elettrica dalle batterie a 110V 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Blocco di produzione (PSD) al fine di garantire la messa in sicurezza dello stabilimento attraverso le seguenti misure minime: ▪ arresto rapido e depressurizzazione dei turbocompressori/elettrocompressori; ▪ chiusura valvole di intercettazione della/e tubazione/i di collegamento della/e centrale/i con gli impianti (nodi o punti) di consegna alla rete di distribuzione nazionale del gas; ▪ chiusura valvole di fondo e di testa dei pozzi e intercettazione valvole di blocco flowline (SDV) in ingresso e uscita da ciascun cluster; ▪ intercettazione impianti metanolo (pompe, serbatoi, ecc.); ▪ depressurizzazione dell'area interessata ovvero di tutte le aree della centrale qualora non sia prevista la suddivisione in aree.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ automaticamente, dai rivelatori incendio presenti in sala supervisione, sala e sala quadri; ▪ automaticamente, per doppia avaria rivelazione incendi nei locali tecnici (sala controllo, sala quadri, sala supervisione, cavedi, cabina elettrica, ecc...). 	

Tab. 29 cause - effetto ESD

A conclusione di quanto riportato si esplicitano alcuni fattori da tenere in considerazione:

- in caso di ESD generale, al fine di limitare la portata massima di gas alla candela di sfiato, le aree di sezionamento impianto indicate in tabella devono essere depressurizzate in sequenza temporizzata;
- verificare in fase istruttoria l'affidabilità del sistema di blocchi analizzando qualora credibile lo scenario che potrebbe scaturire da un evento incidentale per indisponibilità dell'ESD;
- l'evento di depressurizzazione totale "incontrollata" deve essere considerato per la verifica del sistema di sfiato (blow-down) in termini di integrità meccanica dell'impianto, valutando le pressioni del sistema, al fine di evitare danni ad apparecchiature in pressione e linee collegate al sistema di sfiato;
- durante la depressurizzazione totale, deve essere verificato l'irraggiamento massimo a terra prodotto dal sistema blow-down, in caso di innesco del gas e le relative conseguenze in termini di scenari incidentali.

Le cause che possono portare all'indisponibilità del sistema ESD possono essere:

- guasto del sistema ESD;
- incendio in Sala Controllo o presso il sistema UPS di alimentazione elettrica dell'ESD;
- conseguenze di scenari incidentali dovuti a scariche atmosferiche.

L'affidabilità del sistema ESD può essere assicurata da alcuni suggerimenti di seguito esposti:

- adeguata manutenzione dei componenti del sistema ESD;
- sala quadri protetta con impianti di rivelazione incendi e impianti di spegnimento automatici a gas inerte adeguatamente mantenuti;
- protezione dello stabilimento da eventuali scariche atmosferiche attraverso un efficace impianto di messa a terra dotato di dispositivi di protezione dalle sovratensioni derivanti (Surge Protection Device - SPD) a protezione di tutti i quadri elettrici del sistema ESD.

Sistema Process Shut Down - PSD

L'attivazione del PSD provoca il blocco della produzione attraverso la chiusura delle valvole di sezionamento (SDV) e la messa in sicurezza dell'unità che origina l'emergenza. Il blocco di produzione (PSD) può verificarsi, oltre che per intervento in cascata per ESD di impianto, per intervento manuale dell'operatore (mediante pulsanti installati in campo, in sala supervisione di stabilimento e presso la sala operativa che telecontrolla lo stabilimento - dispacciamento, recovery), in seguito al riscontro di anomalie dei parametri di processo.

Nelle aree "non depressurizzabili" (ad esempio stoccaggio metanolo), il sistema di rivelazione incendi genera PSD.

Il blocco PSD provoca:

- chiusura delle valvole SDV dell'intero impianto;
- fermata di tutti i turbocompressori/elettrocompressore in centrale;
- chiusura delle valvole di testa pozzo e delle valvole di blocco alle flowline dei cluster;
- Sistema Unit Shut Down - USD

Sistema Unit Shut Down - USD

Rappresenta il blocco di unità o aerea, provocato da deviazioni delle condizioni normali di esercizio. La conseguente azione è l'attivazione di blocco dell'unità funzionale e/o area coinvolta, il segnale di allarme al sistema di controllo DCS, mantenendo il resto dell'impianto in funzione.

Ad esempio:

Unità di trattamento / treno di trattamento LTS:

- Altissima pressione ingresso sistema LTS;
- Altissima pressione valle separatore LTS;
- Altissimo livello al separatore LTS;
- Bassissima temperatura al separatore LTS;
- Incongruenza tra portata richiesta e portata erogata di metanolo;
- Bassissima pressione allo scambiatore LTS;

- Perdita stato valvole SDV di unità;
- Perdita stato chiusura valvole BDV di unità.

Unità di compressione / treno di compressione:

- Blocchi di macchina;
- Altissima pressione in aspirazione al compressore;
- Altissimo livello separatore in aspirazione al compressore;
- Altissima temperatura gas in uscita dallo scambiatore ad aria;
- Presenza gas all'interno del cabinato unità (depressurizzazione dell'unità);
- Presenza incendio all'interno del fabbricato TC;
- Perdita stato valvole SDV di unità;
- Perdita stato chiusura valvole BDV di unità.

Unità pozzo e separatore di testa pozzo relativo:

- Altissima pressione differenziale monte-valle flowline;
- Bassissima pressione flowline;
- Altissimo livello separatore di testa pozzo;
- Altissima portata acqua da drenaggio separatore di testa pozzo;
- Incongruenza tra portata richiesta e portata erogata di metanolo;
- Perdita stato valvole SDV di unità;
- Perdita stato chiusura valvole BDV di unità;
- Comando manuale da centralina cluster;
- Comando da operatore in sala controllo o da Dispacciamento;

Il blocco USD, per l'unità di trattamento / treno di trattamento e per le aree Cluster, può essere generato anche in caso di rivelazione gas.

Sistema Local Shut Down - LSD

L'attivazione del LSD provoca il blocco e la messa in sicurezza dell'unità che origina l'emergenza, ovvero è intercettata e fermata la singola apparecchiatura.

Il blocco locale (LSD) è attivato in cascata dai blocchi di emergenza ESD/PSD nonché per cause di blocco locali, dovute alla deviazione di condizioni normali di esercizio di componenti non critici e di apparecchiature con unità di riserva, che non implicano la fermata di un'unità funzionale o dell'intero impianto.

Ogni area pozzi/cluster deve essere dotata di sistemi automatici di blocco che intervengono solo nel caso in cui i set prefissati vengano superati per motivi di processo, per errori di manovra o per emergenza. In funzione del grado di scostamento della singola variabile da controllare si devono generare preallarmi, allarmi e blocchi delle unità interessate.

Altre caratteristiche dei sistemi di sicurezza

Oltre alle logiche di blocco gestite dal sistema di controllo, per proteggere lo stabilimento dalle possibili cause di sovrappressione si può provvedere a:

- dimensionare le apparecchiature con una pressione di progetto superiore alla massima pressione raggiungibile alla temperatura di progetto;
- inserire opportune valvole di sicurezza PSV dimensionate per il caso più gravoso di sovrappressione;
- inserire sistemi HIPPS (High Integrity Pressure Protection System) che prevengono l'aumento di pressione nel sistema isolando la sorgente della pressione (sistema a monte) prima che la pressione raggiunga la massima pressione incidentale permessa. L'utilizzo del sistema HIPPS permette di ridurre gli scarichi accidentali all'atmosfera.

Misure antincendio

L'obiettivo del presente paragrafo è fornire i criteri di valutazione dei Rapporti di Sicurezza degli Stabilimenti di Stoccaggio Sotterraneo di Gas Naturale ai fini delle verifiche di conformità delle misure di sicurezza antincendio adottate in riferimento alle normative vigenti nazionali ed internazionali.

Quanto di seguito riportato scaturisce dall'esperienza maturata nella valutazione dei rapporti di sicurezza di diversi stabilimenti di stoccaggio di gas naturale, cercando di uniformarne i criteri, stante la notevole similarità degli impianti, per l'individuazione delle azioni più efficaci atte a prevenire e/o a ridurre la probabilità e l'entità degli effetti di un possibile scenario incidentale.

Si ribadisce che le misure di protezione attiva e passiva, devono essere determinate in base alle valutazioni del rischio specifico contestualizzate per ogni impianto/stabilimento, tenendo presente l'applicabilità dei decreti specifici di riferimento quali, ad esempio, il D.M. 09/03/2007 per la resistenza al fuoco, il D.M 20/12/2012 per gli impianti di protezione attiva antincendio, etc..

La descrizione delle misure di protezione antincendio di seguito descritte e approfondite nell'appendice F sono riferite ad un tipico stabilimento di stoccaggio gas naturale la cui configurazione è costituita da un'area di *centrale* all'interno della quale vengono effettuate le operazioni di trattamento e di compressione del gas e delle aree periferiche denominate "*cluster*" distanti anche diversi chilometri dalla centrale dove sono ubicati i pozzi di erogazione e stoccaggio del gas. Inoltre lo stabilimento può disporre anche di aree pozzi isolati contenenti uno/due pozzi di produzione ovvero pozzi "*spia*", per il monitoraggio delle variazioni del giacimento e pozzi di *reiniezione acque*.

Le attività di cui all'allegato I del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 non individuabili come impianti o depositi di cui all'art. 3 del D.Lgs. 105/2015, e quindi non oggetto dell'analisi di rischio nel Rapporto di Sicurezza, dovranno essere documentate ai sensi del decreto del Ministero dell'Interno 7 agosto 2012 e pertanto valutate a seguito di apposita richiesta di valutazione progetto ai sensi dell'art. 3 del D.P.R. 151/2011.

Tutte le attività soggette al D.P.R. 151/2011 (non individuabili come impianti o depositi e individuabili come impianti e depositi) possono essere identificate come indicato nella tabella riepilogativa riportata nell'appendice F che contiene, per ciascuna attività, per ogni fabbricato, unità e parte di impianto, le necessarie misure di protezione attiva e passiva antincendio, atte ad estinguere e/o limitare la propagazione dell'evento incidentale.

L'area di centrale e i cluster classificate come attività 7.1.C del D.P.R. 151/2011 e considerate come impianti oggetto dell'analisi di rischio nel Rapporto di Sicurezza comprendono le installazioni indicate nell'appendice F. Il fabbricato destinato a sala supervisione, sala controllo, sala quadri e uffici, spesso, rientra nelle conseguenze degli scenari incidentali ragionevolmente ipotizzabili e, pertanto, deve essere oggetto di specifiche misure di protezione antincendio atte a tutelare gli occupanti e le apparecchiature ivi contenute che gestiscono i sistemi di controllo e i sistemi di blocco di sicurezza dell'intero stabilimento.

Si precisa inoltre che nelle aree cluster di stabilimenti esistenti, spesso, sono presenti serbatoi di metanolo al fine di ridurre la presenza di umidità nel gas durante la fase di trattamento in seguito all'estrazione del gas dal giacimento. Tali serbatoi costituiscono attività di cui al punto 10.1.B del D.P.R. 151/2011 e devono essere considerate come impianti e/o depositi ai sensi del D.Lgs. 105/2015. Per quanto concerne le altre installazioni, si rimanda all'appendice F.

CRITERI GENERALI ANTINCENDIO

Si riportano di seguito le misure antincendio che dovrebbero essere presenti negli stabilimenti di stoccaggio gas sotterraneo, le quali, si ribadisce, sono solo indicative e possono essere modificate in funzione della valutazione del rischio di incendio le cui conclusioni sono fortemente dipendenti dalla tecnologia di processo adottata, dai sistemi di sicurezza installati, dalla tipologia degli scenari incidentali ipotizzati.

IMPIANTO MANUALE IDRICO ANTINCENDIO

- impianto idrico antincendio dimensionato secondo il livello di pericolosità 3 come definito dalla norma tecnica UNI 10779, con protezione esterna realizzata attraverso idranti soprasuolo UNI 70 completi di corredo d'uso, e protezione interna del fabbricato principale realizzata con idranti UNI 45 ovvero naspi UNI 25;
- alimentazione idrica costituita da una riserva idrica antincendio ad uso esclusivo di adeguata capacità, munita di gruppo di spinta antincendio UNI 11292 con elettropompa e motopompa antincendio e rinalzo attraverso acquedotto o pozzo;
- sala pompe antincendio con adeguate caratteristiche di resistenza al fuoco determinate almeno secondo quanto indicato in 10.3.1. della UNI 12845 (REI 60);
- ubicazione della sala pompe antincendio all'esterno delle zone classificate ATEX determinate a seguito della valutazione del rischio esplosione e, qualora possibile, al di fuori dell'estensione delle conseguenze di scenari incidentali ragionevolmente ipotizzabili (aree di danno); qualora non fosse possibile rispettare i criteri sopra indicati si possono adottare soluzioni alternative quali, ad esempio, resistenza al fuoco almeno REI 120, locale e vetri a prova di esplosione;
- attacco di mandata UNI 70 doppio per autopompa VVF presso l'ingresso principale e, nel caso di stabilimenti di grande estensione superficiale, al fine di ridurre le perdite di carico, presso altri accessi carrabili della centrale.

Nelle aree Cluster e nelle aree pozzi isolati, a volte ubicate anche a notevole distanza dalla/e centrale/i, non si riscontrano in genere impianti idrici antincendio a protezione delle aree.

IMPIANTI DI RIVELAZIONE E ALLARME DI INCENDIO/GAS

Le aree di centrale e dei cluster dovrebbero essere dotate di impianto di segnalazione e allarme di processo e di emergenza di stabilimento con la presenza di un adeguato numero di pulsanti manuali in grado di provocare l'attivazione dei sistemi di blocco di processo (PSD) e di Emergenza dell'impianto (ESD) tra cui anche gli impianti automatici di protezione attiva (sprinkler, estinzione a gas, water mist etc.).

Le caratteristiche degli impianti di protezione attiva antincendio devono essere tali da poter gestire in maniera automatica le possibili emergenze dovute alla presenza di incendio in *qualsiasi* parte dello stabilimento, dagli edifici alle parti di impianto. (vedi appendice G).

Le aree protette da tali sistemi dovrebbero essere almeno:

- fabbricati turbocompressori/elettrocompressori ;
- cabina elettrica;
- sala quadri;
- sala controllo;

- sala supervisione;
- sala misura;
- cavedi;
- cabinati elettrostrumentali delle aree cluster.

Tali sistemi possono prevedere la rilevazione tramite specifici sensori:

- rivelatori di fumo;
- rivelatori ottici;
- rivelatori di temperatura;
- con intervento secondo varie logiche e sistemi di estinzione;
- sistemi water-mist e/o a gas inerte dedicati ai fabbricati turbocompressori/elettrocompressori;
- sistemi a gas inerte dedicati all'estinzione dei fabbricati destinati a sale supervisione, controllo, misura e quadri elettrici.

Le logiche di intervento dei suddetti sistemi sono ad attivazione automatica e/o manuale e determinano azioni e segnalazioni diversificate sui vari fabbricati, come meglio indicato al paragrafo 9.2.

Il sistema di rivelazione incendi deve essere progettato in modo tale che il personale sia prontamente allertato (impianto di segnalazione e allarme ottico-acustico) e siano attuati gli interventi di emergenza che permettono di minimizzare le conseguenze di eventi incidentali attraverso l'attivazione automatica dei sistemi fissi di estinzione incendi e dei sistemi di blocco di processo (Process Shut Down - PSD) e di Emergenza dell'impianto (Emergency Shut Down - ESD).

Il sistema di rivelazione gas infiammabile a protezione delle aree dove insistono impianti gas deve essere progettato in modo tale da agire per mezzo di soglie di intervento, al raggiungimento dei seguenti valori di concentrazione basate sul Limite Inferiore di Esplosività (LIE):

- *soglia di pre-allarme*: (in logica 1oon, con $n \geq 2$), al raggiungimento della soglia di concentrazione di gas infiammabile pari al **15 % LIE** con attivazione delle segnalazioni di pre-allarme in sala supervisione di stabilimento;
- *soglia di allarme* (in logica 1oon, con $n \geq 2$) al raggiungimento della soglia di concentrazione di gas infiammabile pari al **30 % LIE** con attivazione delle segnalazioni di allarme in sala supervisione di stabilimento.

E' inoltre possibile la presenza di un ulteriore allarme:

- soglia di allarme confermato (in logica 2oon, con $n \geq 2$) al raggiungimento della soglia di concentrazione di gas infiammabile pari al 30 % LIE con azione di allarme confermato e blocco dell'unità (USD) con depressurizzazione del compressore di processo e di tutte le altre azioni necessarie ai fini della sicurezza.

I sistemi di segnalazione, comunicazione e allarme devono essere progettati in modo che possano inviare segnali visivi (in caso di locali rumorosi) e acustici nei luoghi occupati dal personale e inviare informazioni sull'emergenza in corso in sala supervisione di stabilimento.

L'alimentazione elettrica di questi sistemi deve essere assicurata da fonti energetiche che, per configurazione propria di sistema e per collocazione, non deve risultare vulnerabile in caso di emergenza anche, ad esempio, attraverso l'adozione di una doppia alimentazione elettrica quale un gruppo di continuità (UPS) ovvero attraverso batterie tampone.

Per il fabbricato ospitante la sala supervisione e la sala controllo, se ubicate all'interno delle aree di isodanno degli scenari incidentali ipotizzati, è preferibile realizzare le tamponature aventi caratteristica di resistenza al fuoco almeno REI 120. Caratteristiche di resistenza al fuoco diverse possono essere valutate in funzione della tipologia degli scenari incidentali individuati nel RdS, in funzione di quanto descritto nei Piani di Emergenza Interna ed Esterna, in funzione di opportuni ed adeguati ulteriori accorgimenti tecnico-gestionali adottati

10 CONSIDERAZIONI FINALI

Il presente documento può rappresentare un riferimento tecnico di supporto ai valutatori dei rapporti di sicurezza degli stoccaggi sotterranei in terraferma di gas naturale, al fine di perseguire una maggiore uniformità di valutazione di tali rapporti di sicurezza, su tutto il territorio nazionale. La specificità di questi stabilimenti è quella di realizzare lo stoccaggio del gas in sottosuolo all'interno di strutture geologiche complesse, per le quali le usuali tecniche di analisi di rischio non risultano applicabili. La sicurezza dello stoccaggio sotterraneo è assicurata dalla stessa storia produttiva del giacimento, in quanto le strutture geologiche di copertura hanno garantito la permanenza in loco del gas per milioni di anni, ed è inoltre gestita realizzando modelli geomeccanici sito specifici che forniscono valutazioni di tipo quantitativo sulla pressione limite, con cui si può svolgere l'attività di stoccaggio in condizioni di sicurezza. A questo modello seguono i monitoraggi delle pressioni di poro e deformazioni del suolo per la verifica delle condizioni del corretto funzionamento del giacimento.

A tal riguardo il MISE ha redatto delle Linee Guida con lo scopo di definire le modalità di monitoraggio della sicurezza del giacimento per ciascuno stabilimento, attualmente in fase di sperimentazione, con un approccio graduale e sulla base dei risultati sperimentali che verranno progressivamente acquisiti e che serviranno per aggiornare quanto indicato dalle linee guida stesse.

Per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza legati agli impianti di superficie, ciascuna installazione può presentare aspetti impiantistici e territoriali strettamente sito-specifici, essendoci comunque degli elementi che accomunano tutte le installazioni, il presente documento fornisce indicazioni ed approfondimenti, con lo scopo di supportare ed indirizzare le attività connesse alla valutazione dei rischi di incidente rilevante.

In merito ai rischi legati agli impianti, si è sottolineata l'importanza della prevenzione dalla formazione di idrati nelle diverse sezioni di impianto e la necessità, da parte del Gestore, di valutare la formazione di questi, non solo nelle condizioni di normale esercizio dello stabilimento, ma anche nel caso di fermata degli impianti e/o attività di manutenzione. A seguito di ciò è possibile progettare correttamente gli impianti, anche prevedendo l'installazione di punti di iniezione di glicole/metanolo nelle sezioni opportune.

Una volta valutati i rischi legati alle Flow lines di collegamento, specificandone le norme di settore applicabili, si è passati alla trattazione della tematica relativa ai rischi Na-tech, evidenziando in particolare come deve essere condotta, ad esempio, l'analisi sismica e come devono essere utilizzati i risultati di tale analisi. Alla luce delle conclusioni delle verifiche sismiche, qualora parti di impianto non risultino adeguate alle normative in vigore, il Gestore dovrà presentare apposito piano di adeguamento completo del cronoprogramma dei lavori da effettuare, e riportante l'indicazione dell'adozione di eventuali interventi immediati atti a rendere sicuro lo stabilimento in caso di eventi sismici. Nelle more del completamento degli interventi di adeguamento, il Gestore dovrà procedere alla valutazione dei rischi con l'individuazione dei possibili scenari incidentali credibili, e delle relative aree di danno generati dalle sollecitazioni sismiche.

Si è quindi fornito un approccio metodologico per la valutazione dell'analisi di rischio degli impianti di superficie partendo dall'identificazione degli eventi incidentali (analisi storica, analisi preliminare dei pericoli, individuazione degli eventi iniziatori), per poi proseguire con la stima della frequenza di accadimento di tali eventi incidentali (albero dei guasti, generiche rotture di apparecchiature e tubazioni ecc.). In merito allo studio delle frequenze degli eventi incidentali è stata effettuata una rassegna della documentazione tecnica e connesse fonti documentali di settore, riscontrando i differenti approcci fra tali fonti bibliografiche, e

riportando riferimenti per la riduzione della frequenza, sulla base di caratteristiche impiantistiche specifiche e di applicazione del Sistema di Gestione della Sicurezza. Successivamente si è proceduto alla stima delle frequenze degli scenari incidentali, attraverso gli alberi degli eventi per poi passare alla stima delle conseguenze, ed in particolare alla valutazione delle distanze di danno associate agli scenari incidentali. Si rammenta al riguardo che gli scenari su cui si è posta l'attenzione sono: Jet fire, Flash Fire, Esplosione (VCE), a seguito di rilasci di gas naturale, e ulteriori scenari riferiti ad altre sostanze.

Con particolare riferimento alla stima delle frequenze degli scenari incidentali sono stati illustrati diversi metodi per il calcolo delle probabilità di innesco, tra cui si ricordano: metodo del Purple Book TNO, Metodo HSE, UKOOA. Si evidenzia come le fonti di dati affidabilistiche adottate devono essere scelte in modo oculato, tenendo conto della provenienza dei dati e dell'ambito di applicazione. E' importante sottolineare che i valori di probabilità di innesco da riportare negli alberi degli eventi, ai fini del calcolo delle frequenze di accadimento devono essere pertinenti alla realtà dello stabilimento in esame, oppure cautelativi a vantaggio di sicurezza.

Per la stima delle conseguenze, si è provveduto alla scelta della sostanza di riferimento, ovvero il gas naturale, analizzando da letteratura le proprietà chimico fisiche e i relativi comportamenti in caso di stoccaggio ad alta pressione e conseguente rilascio in atmosfera in condizioni supercritiche. In queste condizioni la diffusione del gas naturale dovrà essere modellata come gas neutro/leggero. Successivamente alla fase di rilascio di gas in pressione, al fine di caratterizzare adeguatamente il termine sorgente, sono stati messi a confronto alcuni codici di calcolo disponibili, che tengono conto del comportamento del metano in condizioni supercritiche, stimandone correttamente la densità e di conseguenza la portata del rilascio.

Per la stima delle conseguenze degli scenari incidentali a seguito di un rilascio di gas naturale ad alta pressione da tubazione o altra apparecchiatura, si è quindi proceduto inizialmente alla modellazione delle conseguenze ipotizzando un rilascio continuo da foro di diametro equivalente noto, senza tener conto della presenza di sistemi di intercettazione e blocco. Questo approccio risulta senza dubbio molto conservativo e deve essere adattato alla realtà sito specifica dello stabilimento in esame. Infatti si ricorda che in presenza di sistemi di blocco e intercettazione (di tipo automatico ad esempio LSD o ESD o manuale) è opportuno raccogliere informazioni specifiche su tali sistemi e sui relativi tempi di intervento, al fine di determinare la durata rilascio di un eventuale rilascio e la quantità massima rilasciata in base al volume della sezione isolabile. Ancora in caso di presenza di sistemi di intercettazione, la frequenza di accadimento, ad esempio, dello scenario di flash fire, può essere rivalutata tenendo conto anche della variazione della probabilità di innesco ritardato, in funzione della durata del rilascio e della possibilità che la nube di gas raggiunga la sorgente di innesco: ciò può portare ad una riduzione della frequenza di accadimento dello scenario. Ugualmente le conseguenze degli scenari incidentali possono essere rivalutate adottando modelli di simulazione specifici per rilasci di durata finita da tubazione intercettata. Ciò può portare ad una riduzione delle aree di danno conseguenti agli scenari incidentali rispetto alla valutazione delle aree di danno determinate in caso di rilascio continuo non intercettato. Sono state anche fornite alcune indicazioni in merito alla studio delle conseguenze dello scenario VCE a seguito di rilasci di gas naturale e alla metodologia per la valutazione degli effetti domino identificando la peculiarità di questa tipologia di stabilimenti.

Sono infine descritte le principali misure di prevenzione e protezione atte a ridurre la frequenza e/o l'entità delle conseguenze degli eventi incidentali, focalizzando l'attenzione sulle misure di protezione da fulminazioni e sui sistemi di blocco per garantire la sicurezza degli impianti. Tra questi ultimi si ricordano: ESD Emergency Shut Down, Process Shut Down-

PSD, Sistema Local Shut Dow- LSD, misure ed impianti antincendio (impianto manuale idrico antincendio, impianti di rivelazione e allarme incendio/gas). A corredo di ciò sono infine fornite delle informazioni relative alle procedure consigliate ai fini di gestire correttamente tali sistemi per consentire una adeguata valutazione in sede di attività istruttoria e di controllo.

APPENDICE A: Approfondimento sulla banca dati Oreda

La Banca Dati Oreda è popolata attraverso i dati forniti da alcune delle principali compagnie petrolifere, petrolchimiche e di trasporto del gas e raccoglie un'ampia mole di dati affidabilistici, collezionati a partire dal 1981, relativi alle attività estrattive e di processo offshore e onshore di gas e prodotti petroliferi.

Per ogni unità, la banca dati fornisce le seguenti informazioni:

- un disegno che illustra i confini dell'unità,
- una lista dei modi di rottura,
- il tempo di servizio sottoposto ad osservazione,
- il numero di rotture osservate per ciascuno dei modi di rottura,
- una stima del rateo di rottura costante per ogni modo di rottura con gli intervalli di incertezza associati,
- il valore minimo e massimo dei tempi effettivi di riparazione, in ore, per riparare la rottura e ripristinare la corretta funzionalità,
- il valore minimo e massimo di ore/uomo per riparare la rottura,
- il numero di installazioni e di apparecchiature osservate.

Il rateo di guasto è calcolato mediante la seguente formula: numero di rotture/tempo aggregato di servizio.

Campioni omogenei

Per campioni omogenei si intendono componenti identici che operano nelle medesime condizioni. In questo caso per calcolare il rateo è sufficiente conoscere il numero di rotture nel tempo di servizio. Il tempo di servizio può essere inteso come il tempo di calendario oppure come il tempo operativo. Le tabelle forniscono entrambi questi valori.

L'incertezza del valore del rateo fornito può essere considerata pari al 90% dell'intervallo di confidenza. Ciò significa che la probabilità che l'effettivo valore del rateo di guasto sia compreso nel range indicato (λ_L e λ_U) è del 90%.

Per n rotture durante un tempo di servizio τ , l'intervallo di confidenza è dato dai seguenti

$$\text{valori: } \frac{1}{2\tau} z_{0.95,2n}, \frac{1}{2\tau} z_{0.05,2(n+1)}$$

dove $z_{0.95, V}$ e $z_{0.05, V}$ sono il maggiore dei 95% e 5% percentili della distribuzione quadratica media con V gradi di libertà. Tali valori sono riportati in un prospetto.

Ad esempio, se sono stati osservati $n=6$ casi di rottura in $\tau=10.000$ hr, $\lambda=6/10000=6*10^{-4}$

occ/hr e l'intervallo di confidenza è $\left(\frac{1}{2*10000} z_{0.95,2n}, \frac{1}{2*10000} z_{0.05,2(n+1)} \right)$. Dalla tabella si desume che $z_{0.95,12}=5.23$ e che $z_{0.05,14}=23.68$, pertanto l'intervallo di confidenza è $(2.6*10^{-4}, 11.8*10^{-4})$. All'interno di esso, si troverà il rateo di guasto cercato con probabilità del 90%.

Nella maggior parte dei casi, non si dispone però di dati omogenei, in quanto i dati provengono da installazioni diverse e da condizioni di esercizio differenti.

In questo caso, quando disponiamo di ratei di guasto differenti ciascuno con il suo intervallo di confidenza, unire i dati stimando un rateo di guasto medio come rapporto fra numero di

guasti e tempo totale di osservazione può non essere corretto, in particolar modo l'intervallo di confidenza risulterà scorretto.

Oreda pertanto utilizza, in questi casi, una procedura più complessa per calcolare il rateo e l'intervallo di confidenza, nonché la deviazione standard.

Tempi di riparazione

Oreda fornisce il tempo di calendario durante il quale il lavoro di manutenzione su un componente è effettivamente svolto, indipendentemente dal numero di persone che possono lavorare contemporaneamente alla riparazione. Il database calcola il tempo di riparazione come media fra i dati disponibili, ma fornisce anche il tempo massimo di riparazione osservato. Quest'ultimo dato (tempo massimo di riparazione) va usato con cautela nelle situazioni in cui si dispone di un campione di dati non elevato (inferiore a 10). Oreda non fornisce, pertanto, il dato del tempo totale compreso fra il momento in cui il componente ha smesso di funzionare e il momento in cui è effettivamente pronto per funzionare dopo la riparazione.

I dati sono forniti sotto forma di tabella come riportato nel prospetto seguente:

TOPSIDE DATA TABLE FORMATS

DATA TABLE, RELIABILITY DATA

Each data table contains an identification of the item and the estimated reliability parameters. The figures provided should be interpreted on the basis of the assumptions specified in the boundary definition for each equipment category and the estimation method applied. The format of the data tables is shown in Figure 7.

Taxonomy no		Item							No of demands				
Population	Installations	Aggregated time in service (10 ⁶ hours)					Operational time ^T						
		Calendar time *											
Failure mode		No of failures	Failure rate (per 10 ⁶ hours)					Active rep. hrs		Manhours			
			Lower	Mean	Upper	SD	n / τ	Mean	Max	Mean	Max		

Dove le voci riportate nelle tabelle sono descritte di seguito:

Taxonomic number and Item

Identificazione dell'unità

Population = numero di componenti osservati per le stime affidabilistiche

Installations = numero di installazioni osservate

Aggregated time in service

Tempo di calendario e tempo operativo. Il tempo di calendario è un dato certo, mentre il tempo operativo può costituire una stima. La differenza fra tempo operativo e di calendario può essere molto elevata, laddove il componente è usato solo occasionalmente (p.e. le pompe antincendio).

Number of demands

Il numero totale di richieste/cicli per l'intero campione osservato è fornito solo se disponibile. In molti casi questi numeri sono basati su stime.

Failure mode/Severity class

Questa colonna del database contiene una breve descrizione della modalità con cui la rottura è avvenuta, se tale informazione è disponibile. Le modalità di rottura sono date per ogni classe di severità: *critical* (una rottura che causa una immediata e completa perdita della capacità di un'unità di funzionare), *degrated* (una rottura che non è critica ma fa sì che il componente non funzioni in modo corretto), *incipient* (una rottura che non compromette la capacità del componente di funzionare ma che, se non si interviene, può dare una rottura critica o una degradazione) e *unknown* (la criticità della rottura non è stata registrata).

Number of failures

Il numero di rotture registrato per ogni modo di rottura. Il numero di rotture complessivo è presente come "All modes".

Failure rate

Il rateo di rottura è dato sia nell'assunto "multi sample", sia nell'assunto di dati omogenei. Nella situazione disomogenea si assume che il rateo di rottura vari da un'installazione all'altra e ciascuna installazione costituisce un campione. Invece nell'assunto di dati omogenei, i ratei di installazioni diverse sono identici. Sono inclusi anche i seguenti dati:

Mean=il rateo di rottura ottenuto dalle stime di OREDA cioè il rateo medio fra le installazioni per le quali i dati sono stati registrati;

Lower, upper=L'intervallo di confidenza all'interno del quale con probabilità del 90% è presente il rateo;

SD=Deviazione standard, la variazione fra i vari saggi;

n/τ = numero totale di rotture diviso il tempo totale di servizio, cioè il rateo di rottura stimato che dovremmo usare per un campione omogeneo.

Tutti i dati sono misurati su 10^6 ore e si riferiscono al tempo di calendario.

Active repair time (hours)

Rappresenta il tempo di calendario in ore sia medio sia massimo richiesto per riparare il componente in modo che sia pronto per svolgere nuovamente la sua funzione. Non include il tempo per spegnere l'unità, disporre l'ordine di interventi, attende le parti di ricambio, fare le verifiche necessarie a rimettere in funzione il componente. Pertanto, il tempo attivo di riparazione presente nella banca dati è in genere più corto del tempo in cui il componente effettivamente non funziona. Se il tempo di riparazione è stimato su un numero di osservazioni inferiori a 10 è indicato il simbolo "÷".

Nelle note del database si chiarisce che, poiché è stato difficile ottenere i dati sui tempi attivi di riparazione, e poiché essi sono fortemente influenzati dalle modalità organizzative della manutenzione adottate in azienda, i valori di tempi di riparazione possono essere usati solo come indicazione di quello che potrebbe essere il tempo di riparazione. Pertanto l'estensore del database raccomanda di affiancare i dati desunti dal database con le valutazioni di personale esperto.

Manhours (repair)

La colonna contiene il valore medio e massimo delle ore-uomo richieste per la riparazione e costituisce la somma complessiva delle ore-uomo impiegate dal personale di manutenzione per effettuare il lavoro di riparazione. Nel database è inserito il simbolo ÷ nel caso in cui il campione osservato sia inferiore a 10.

Nel database OREDA è presente la tabella "*Maintainable Item versus Failure Mode*" nella quale è riportato il contributo al rateo totale di rottura dell'apparecchiatura da parte di ciascuna modalità di rottura dei componenti che costituiscono l'apparecchiature da sottoporre a manutenzione. Per ogni apparecchiatura è infatti riportato un prospetto iniziale che elenca tutti gli items da sottoporre a manutenzione. I numeri nella tabella "*Maintainable Item versus Failure Mode*" rappresentano la percentuale totale di rotture che sono associate ad ogni modalità di rottura del singolo item da sottoporre a manutenzione. Le informazioni sono utilizzabili nell'analisi FMEA/FMECA.

Le tabelle "*Failure Mechanism versus Failure Mode*" elenca il contributo relativo di ciascun meccanismo di rottura al rateo di rottura totale. I numeri nella tabella rappresentano le percentuali di accadimento per ogni combinazione "meccanismo di rottura" e "modalità di rottura".

APPENDICE B: La norma API RP 581 una metodologia per elaborare il piano di ispezione delle apparecchiature sulla base della valutazione del rischio

La presente Appendice è dedicata allo standard API RP 581, in quanto citato nel D.Lgs. 105/15 all. C fra i riferimenti utili per l'analisi incidentale. La API RP 581 costituisce il completamento dello standard API RP 580-“Risk Based Inspection”, quest'ultima è una linea guida sviluppata dall'American Petroleum Institute (API) per definire e spiegare quali sono gli elementi di base per sviluppare, implementare e gestire un programma di ispezioni basato sull'analisi del rischio.

La API RP 580 è pertanto un documento del tutto generale e può essere utilizzato per valutare la qualità di ciascun metodo adottato per definire il piano di ispezione sulla valutazione del rischio. L'ultima edizione, pubblicata il 1 febbraio 2016, è uno standard riconosciuto dall'ANSI (American National Standard Institute) e costituisce pertanto negli Stati Uniti “una buona pratica ingegneristica riconosciuta e generalmente accettata” per l'utilizzo da parte dell'industria petrolifera e chimica.

Lo standard API RP 581 “Risk Based Inspection Methodology”, la cui ultima revisione è stata pubblicata il 12/4/2016, costituisce il completamento della API 580 in quanto fornisce una specifica metodologia quantitativa per usare il rischio come base per definire priorità e gestione di un programma di ispezione delle apparecchiature, analizzando probabilità e conseguenze della rottura delle apparecchiature stesse.

La predisposizione e l'attuazione di un piano di ispezione basato sul rischio, come quello indicato nelle norme API 581, è comunque auspicabile in quanto la sua corretta implementazione dovrebbe portare ad una riduzione dell'incertezza nella stima delle frequenze.

Secondo lo standard API, la quantificazione del rischio parte dalla determinazione della probabilità di rottura (probability of failure- POF) combinata con le conseguenze della rottura (consequence of failure- COF). La rottura è definita come la perdita di contenimento che porta ad un rilascio. La probabilità di rottura aumenta in conseguenza dell'usura progressiva dell'apparecchiatura durante il suo funzionamento. Non appena viene raggiunto il valore di soglia del rischio considerato accettabile (risk target), lo standard API raccomanda di effettuare un'ispezione di efficacia sufficiente a quantificare in modo accurato lo stato di usura del componente. L'ispezione in se stessa non riduce il rischio, ma riduce l'incertezza e, perciò, permette una migliore quantificazione dell'usura del componente.

L'API RP 581 pertanto fornisce le basi per gestire il rischio stabilendo un piano di ispezione nel quale devono essere fissati in modo mirato la frequenza, il grado di dettaglio ed il tipo di controlli non distruttivi da eseguire.

Il rischio complessivo viene gestito focalizzando le ispezioni sulle apparecchiature a cui è associato un maggior rischio.

La metodologia **API 581:2016** è suddivisa in tre parti:

- a) Parte 1 – Metodologia per la pianificazione delle ispezioni
- b) Parte 2 – Metodologia per la valutazione della probabilità di rottura
- c) Parte 3 – Metodologia per la valutazione delle conseguenze della rottura

La parte 1 fornisce metodi per sviluppare il piano di ispezione per le seguenti apparecchiature fisse: recipienti a pressione, scambiatori di calore, tubazioni, serbatoi di stoccaggio, pompe, compressori, dispositivi di sfiato.

La probabilità di rottura secondo lo standard API 581

I metodi per calcolare la probabilità di rottura (POF) delle apparecchiature e delle tubazioni sono inseriti nella parte 1 e nella parte 2. La probabilità di rottura è basata sul tipo di componente e di meccanismo di usura, sulla base delle caratteristiche del fluido di processo, delle condizioni di progetto, dei materiali e delle regole di costruzione.

Nel testo della API 581:2016 sono illustrate due metodologie per calcolare la POF, probability of failure (probabilità di rottura): il metodo basato sulla “frequenza generica di rottura” (GFF) ed il metodo Weibull di distribuzione a due parametri.

Il metodo GFF è usato per valutare la probabilità di perdita di contenimento da apparecchiature e tubazioni in pressione. Il metodo a distribuzione Weibull è usato per predire la probabilità di rottura di scambiatori a fascio tubiero e sistemi di sfiato della pressione.

Nella presente appendice viene descritto brevemente il metodo GFF, in quanto il solo preso a riferimento in alcuni Rapporti di Sicurezza elaborati dai Gestori degli stoccaggi sotterranei di gas naturale in Italia.

Secondo il metodo GFF, la probabilità di rottura al tempo t , identificata come $P_f(t)$, è calcolata con la formula:

$$P_f(t) = gff * F_{MS} * D_f(t)$$

Dove:

- gff è la frequenza generica di rottura,
- $D_f(t)$ è il fattore di usura al tempo t
- F_{MS} è il fattore che tiene conto del sistema di gestione.

La prima emissione dello standard API 581 è stata pubblicata nel maggio 2000. Le revisioni successive hanno modificato i valori delle frequenze generiche di rottura consigliati dallo standard, come si evince dalle seguenti tabelle stralciate dalla revisione 2000 e dalla revisione 2016. Per quanto riguarda le tubazioni, le frequenze della API 581:2000 sono fornite per lunghezza di tubazione e variano in funzione del diametro della tubazione stessa. Tali frequenze sono, in linea di massima, confrontabili con quelle indicate da altre fonti bibliografiche riconosciute, a differenza delle corrispondenti frequenze consigliate nella revisione 2016 dello standard.

La tabella di seguito indicata riporta le frequenze generiche desunte dallo standard API 581 rev. 2000.

Table 8-1—Suggested Generic Equipment Failure Frequencies

Equipment Type	Data Source (References)	Leak Frequency (per year for four hole sizes)			
		1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
Centrifugal Pump, single seal	1	6x10 ⁻²	5x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁴	
Centrifugal Pump, double seal	1	6x10 ⁻³	5x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁴	
Column	2	8x10 ⁻⁵	2x10 ⁻⁴	2x10 ⁻⁵	6x10 ⁻⁶
Compressor, Centrifugal	1		1x10 ⁻³	1x10 ⁻⁴	
Compressor, Reciprocating	6		6x10 ⁻³	6x10 ⁻⁴	
Filter	1	9x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁴	5x10 ⁻⁵	1x10 ⁻⁵
Fin/Fan Coolers	3	2x10 ⁻³	3x10 ⁻⁴	5x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁸
Heat Exchanger, Shell	1	4x10 ⁻⁵	1x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁵	6x10 ⁻⁶
Heat Exchanger, Tube Side	1	4x10 ⁻⁵	1x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁵	6x10 ⁻⁶
Piping, 0.75 in. diameter, per ft	3	1x10 ⁻⁵			3x10 ⁻⁷
Piping, 1 in. diameter, per ft	3	5x10 ⁻⁶			5x10 ⁻⁷
Piping, 2 in. diameter, per ft	3	3x10 ⁻⁶			6 x10 ⁻⁷
Piping, 4 in. diameter, per ft	3	9x10 ⁻⁷	6x10 ⁻⁷		7x10 ⁻⁸
Piping, 6 in. diameter, per ft	3	4x 10 ⁻⁷	4x10 ⁻⁷		8x10 ⁻⁸
Piping, 8 in. diameter, per ft	3	3x10 ⁻⁷	3x10 ⁻⁷	8x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁸
Piping, 10 in. diameter, per ft	3	2x10 ⁻⁷	3x10 ⁻⁷	8x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁸
Piping, 12 in. diameter, per ft	3	1x10 ⁻⁷	3x10 ⁻⁷	3x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁸
Piping, 16 in. diameter, per ft	3	1x10 ⁻⁷	2x10 ⁻⁷	2x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁸
Piping, > 16 in. diameter, per ft	3	6x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁷	2x10 ⁻⁸	1x10 ⁻⁸
Pressure Vessels	2	4x10 ⁻⁵	1x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁵	6x10 ⁻⁶
Reactor	2	1x10 ⁻⁴	3x10 ⁻⁴	3x10 ⁻⁵	2x10 ⁻⁵
Reciprocating Pumps	7	0.7	.01	.001	.001
Atmospheric Storage Tank	5	4x10 ⁻⁵	1x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁵	2x10 ⁻⁵

La tabella di seguito indicata riporta le frequenze generiche desunte dallo standard API 581 rev. 2016

Equipment Type	Component Type	<i>gff</i> as a Function of Hole Size (failures/yr)				<i>gff</i> _{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS, HEXTS,	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1, PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4, PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8, PIPE-10, PIPE-12, PIPE-16, PIPEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S, PUMPR, PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.20E-04
Tank650	COURSE-1-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM, COLBTM, FINFAN, FILTER, DRUM, REACTOR, COLTOP, COLMID	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Note: See references [1] through [8] for discussion of failure frequencies for equipment						

Dalla tabella sopra esposta si evince che nella revisione 2016 la frequenza generica di rottura non è fornita per unità di lunghezza di tubazione e, inoltre, è indipendente dal diametro della tubazione. In più, risulta evidente che i valori delle frequenze generiche sono gli stessi per diverse tipologie di apparecchiature. Questo rende le frequenze generiche consigliate dalla rev. 2016 dello standard API 581 molto differenti da quelle che si possono desumere da altre fonti bibliografiche riconosciute e più datate. Nella API 581:2016 è riportato che i valori delle frequenze generiche sono derivati dalle migliori fonti disponibili e “dall’esperienza aggiornata di proprietari ed utilizzatori”. Nell’applicazione dello standard API 581 vengono forniti valori “consigliati” lasciando tuttavia facoltà di adottare valori di frequenza generica di cui si dimostri la maggiore rappresentatività per il proprio impianto, valori comunque desunti da banche dati autorevoli a livello internazionale.

La API 581 giustifica l’adozione dei due fattori correttivi rispetto ai dati di frequenza generica desunti da letteratura con l’intendimento di quantificare da un lato gli specifici meccanismi di usura legati all’ambiente operativo dell’apparecchiatura, dall’altro per tenere conto delle procedure di gestione dell’affidabilità impiantistica adottate dallo stabilimento. La frequenza generica di rottura (*gff*) per i differenti tipi di componenti è infatti un valore rappresentativo desunto dai dati affidabilistici dall’industria petrolchimica e di raffinazione del petrolio. Ovviamente la scelta di frequenze generiche diverse da quelle indicate nello standard deve essere opportunamente documentata e trova giustificazione in particolar modo per le tubazioni laddove lo standard API 581 ed. 2016 (a differenza della prima edizione) non ne

considera un rateo per unità di lunghezza. I fattori correttivi, F_{MS} e $D_f(t)$, di cui alla precedente formula, sono applicati al valore di G_{ff} per tenere conto rispettivamente dell'affidabilità delle procedure gestionali dell'impianto e dei meccanismi di usura specifici legati all'ambiente operativo.

Il fattore di usura $D_f(t)$ è pertanto applicato allo specifico componente, nel momento considerato, ed ai suoi propri meccanismi di usura, mentre il fattore relativo al sistema di gestione F_{MS} assume uno specifico valore che si utilizza per tutte le apparecchiature e tubazioni dello stabilimento ed è calcolato applicando una specifica check list. Sia $D_f(t)$ che F_{MS} possono assumere valori minori 1 o maggiori di 1, rispettivamente diminuendo o aumentando la probabilità di rottura.

Il fattore relativo al sistema di gestione F_{MS}

Il fattore relativo al sistema di gestione utilizzato dalla API 581, F_{MS} , tiene conto dell'influenza del sistema di gestione aziendale. Il fattore è indicativo della qualità dei programmi di gestione relativamente all'integrità meccanica e alla sicurezza di processo.

Il fattore F_{MS} può essere utilizzato per tener conto del programma di ispezioni e delle relative azioni correttive intraprese da parte del Gestore.

E' di tutta evidenza che, assumendo lo stesso fattore per tutte le apparecchiature, il fattore non cambia le priorità nel programma delle ispezioni, ma contribuisce in modo determinante all'individuazione del rischio complessivo associato all'impianto.

La valutazione è effettuata attraverso numerose domande, alle cui risposte è attribuito un certo peso, in modo da individuare anche le aree di miglioramento.

Il punteggio del sistema di gestione finalizzato ad assicurare l'integrità delle apparecchiature è calcolato secondo l'annesso 2.A della API 581:2016.

La tabella seguente riassume gli aspetti valutati ed i relativi punteggi.

Table 3.3 – Management Systems Evaluation

Table	Title	Questions	Points
2.A.1	Leadership and Administration	6	70
2.A.2	Process Safety Information	10	80
2.A.3	Process Hazard Analysis	9	100
2.A.4	Management of Change	6	80
2.A.5	Operating Procedures	7	80
2.A.6	Safe Work Practices	7	85
2.A.7	Training	8	100
2.A.8	Mechanical Integrity	20	120
2.A.9	Pre-Startup Safety Review	5	60
2.A.10	Emergency Response	6	65
2.A.11	Incident Investigation	9	75
2.A.12	Contractors	5	45
2.A.13	Audits	4	40
Total		101	1,000
Note: Tables 2.A.1 through 2.A.13 are located in Annex 2.A.			

Fonte: API:2016 - valutazione del sistema di gestione ai fini del calcolo del fattore F_{MS}

Ottenere il massimo punteggio, pari a 1000, consente di poter attribuire un valore al fattore del sistema di gestione pari a 0,1, contribuendo alla riduzione del valore delle frequenza generica di rottura di un ordine di grandezza. Un sistema di gestione del tutto insoddisfacente ai fini della API 581, con punteggio pari a 0, porta ad un fattore del sistema di gestione pari a 10, contribuendo ad un incremento della frequenza generica di rottura di un ordine di

grandezza. Un punteggio di 500, corrispondente ad un sistema di gestione attuato al 50%, porta ad un valore di F_{MS} pari ad 1.

Il fattore di usura $D_f(t)$

Il fattore di usura $D_f(t)$, come detto, è specifico per il componente e fornisce una stima statistica dell'entità dell'usura che potrebbe essere presente in funzione del tempo di servizio e dell'efficacia dell'attività ispettiva eseguita sul componente stesso. I metodi per determinare $D_f(t)$ sono forniti nella parte 2 della API 581 per i seguenti meccanismi di usura:

- Assottigliamento interno;
- Usura del rivestimento;
- Usura esterno (assottigliamento e frattura);
- Fratture per corrosione sotto sforzo;
- Attacco da parte dell'idrogeno ad alta temperatura;
- Fatica meccanica;
- Frattura per fragilimento, compresi gli fragilimenti per basse temperature, per leghe povere, per fase sigma.

I fattori di usura devono essere calcolati solo se l'apparecchiatura o tubazione è effettivamente soggetta ai relativi meccanismi di usura.

Per le tubazioni di gas naturale negli stoccaggi, in funzione delle condizioni di utilizzo e di posa, possono essere presenti meccanismi di usura quali ad esempio corrosione interna, corrosione esterna, fatica meccanica (*Piping Mechanical Fatigue Damage Factor*).

Se è presente più di un meccanismo di usura, il fattore di usura va calcolato per ciascun meccanismo e poi combinato con gli altri, secondo le modalità indicate nel documento.

La valutazione delle conseguenze secondo la norma API 581

La norma indica due metodologie per l'analisi delle conseguenze, la metodologia di livello 1 e quella di livello 2.

Nel presente paragrafo sono riportati cenni sulle due metodologie utilizzate, chiarendo che entrambe adottano alcuni assunti, riportati nella parte finale del paragrafo, per quanto riguarda i valori di soglia per valutare le conseguenze, la scelta dei diametri di rottura e della durata del rilascio. L'analisi delle conseguenze inserita nella API 581 risulta non utilizzabile ai fini del DM.LL.PP. 9/5/2001 e delle altre norme che definiscono la compatibilità, poichè non coerente con quanto richiesto da tale normativa vigente in riferimento alle soglie di valutazione degli effetti.

Di seguito sono riassunti brevemente i due livelli metodologici per l'analisi delle conseguenze secondo le API 581, in modo da fornire al valutatore un indirizzo nel caso in cui il Gestore abbia applicato lo standard API nella sua interezza.

La metodologia di livello 1

La metodologia di livello 1 è utile per approssimare le aree di danno di un rilascio di un fluido pericoloso ed è il risultato di una serie di studi delle conseguenze effettuati su vari tipi di fluidi e di rilasci. Nell'analisi di livello 1, le probabilità inserite negli alberi degli eventi (p.e. le probabilità di innesco immediato o ritardato), in funzione del fluido e della tipologia di rilascio, sono state scelte sulla base di valutazioni da parte di esperti e sono assunte come indipendenti dalla quantità rilasciata.

Gli input richiesti sono le proprietà di base del fluido come peso molecolare, densità, rapporto specifico con il gas ideale e le condizioni operative. Occorre poi effettuare il calcolo della

portata di rilascio per i rilasci continui o, nel caso di rilasci istantanei, della quantità totale rilasciata. La API 581 indica le formule da utilizzare per calcolare la portata in caso di rilascio continuo, ovvero i quantitativi rilasciati in funzione dell'apparecchiatura considerata per rilascio istantaneo.

Una volta note queste informazioni, è possibile determinare le aree di danno con alcune formule. L'area di danno per fluidi infiammabili è fornita come media pesata sulla probabilità di rottura (frequenza generica) di ciascuna area di danno calcolata per ogni diametro di rottura. Sono sempre utilizzati quattro diametri di rottura, dei quali il più piccolo corrisponde ad una piccola perdita, l'ultimo alla rottura totale con il completo rilascio del fluido contenuto.

Le aree di danno sono calcolate sia con riferimento ai danni alle persone, sia alle apparecchiature.

Per fluidi infiammabili le conseguenze maggiori sono associate ai pool fire dei liquidi e ai VCE dei gas.

Per i fluidi infiammabili la Consequence Area è definita con la formula:

$$CA = a \cdot X^b$$

I parametri a e b sono forniti dalla API 581, per fluidi noti, nelle tabelle 4.8 e 4.9 della parte 3, mentre X è la portata di rilascio (per rilasci continui) o la quantità rilasciata (per rilasci istantanei). La API definisce un valore di transizione per passare da rilascio continuo a rilascio istantaneo, corrispondente al rilascio di un quantitativo superiore a 4.536 kg in meno di 3 minuti.

Metodologia di livello 2 per l'analisi delle conseguenze

La metodologia di livello 2 della API è una procedura dettagliata per il calcolo delle conseguenze di una perdita di contenimento di fluidi pericolosi da apparecchiature in pressione, da utilizzarsi quando gli assunti alla base della metodologia di livello 1 non sono validi, come ad esempio nelle situazioni in cui:

- Il fluido non è compreso nella lista della tab. 4.1 parte 3;
- Il fluido è detenuto in condizioni prossime al punto critico, nelle quali le assunzioni valide per i gas ideali, utilizzate per rilasci di gas, non sono valide;
- Si realizzi un rilascio bifasico,
- E' possibile che si origini un fenomeno di BLEVE, le cui conseguenze non sono valutate nella metodologia di livello 1,
- Esplosioni di fluidi non infiammabili in pressione,
- I dati meteo usati per le dispersioni non possono essere considerati utilizzabili per il sito considerato.

Per effettuare il calcolo di livello 2, occorre conoscere la composizione del fluido e calcolarne, anche mediante l'utilizzo di appositi software, le proprietà fisiche sia nelle condizioni di stoccaggio sia dopo il rilascio. Inoltre è necessario effettuare uno studio, mediante modelli, della dispersione della nube dopo il rilascio, sulla base delle caratteristiche del rilascio, delle condizioni meteo e delle condizioni al contorno.

A differenza della procedura utilizzata per la metodologia di livello 1, le probabilità di innesco non sono indipendenti dai quantitativi rilasciati, ma direttamente proporzionali alla portata di rilascio, ed inoltre sono funzione della temperatura di flash point del fluido e di quanto la temperatura di stoccaggio è prossima alla temperatura di autoignizione.

In questo modo, le aree di danno sono molto più legate all'effettiva dimensione del rilascio, all'infiammabilità e alla reattività del fluido rilasciato.

Le conseguenze della rottura sono valutate in termini di area di danno (CA), espresse in termini di superficie, oppure di conseguenze finanziarie (FC), espresse in termini economici.

Assunti di base validi per entrambi i livelli di analisi:

- a) Valori soglia assunti per il calcolo delle conseguenze nella API 581 in caso di infiammabili

Danni alle apparecchiature:

- Sovrapressione: 34.5 kPa
- radiazione termica: 37.8 kW/mq (jet fire, pool fire, fireball)
- Flash fire: 25% dell'area entro i limiti di infiammabilità (LFL)

Danni alle persone

- Sovrapressione: 20.7 kPa
- Radiazione termica: 12.6 kW/mq
- Flash Fire: LFL

Da quanto sopra riportato si evidenzia la differenza dei valori di soglia della API 581 con i valori soglia indicati nel DM.LL.PP 9 maggio 2001.

- b) Diametri di rilascio assunti per il calcolo delle conseguenze nella API 581

Table 4.4M – Release Hole Sizes and Areas Used in Level 1 and 2 Consequence Analyses

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (mm)	Release Hole Diameter, d_n (mm)
1	Small	0 – 6.4	$d_1 = 6.4$
2	Medium	> 6.4 – 51	$d_2 = 25$
3	Large	> 51 – 152	$d_3 = 102$
4	Rupture	> 152	$d_4 = \min [D, 406]$

- c) Classificazione dei sistemi di rilevazione delle perdite e delle modalità di isolamento.

Table 4.5 – Detection and Isolation System Rating Guide

Type of Detection System	Detection Classification
Instrumentation designed specifically to detect material losses by changes in operating conditions (i.e., loss of pressure or flow) in the system.	A
Suitably located detectors to determine when the material is present outside the pressure-containing envelope.	B
Visual detection, cameras, or detectors with marginal coverage.	C
Type of Isolation System	Isolation Classification
Isolation or shutdown systems activated directly from process instrumentation or detectors, with no operator intervention.	A
Isolation or shutdown systems activated by operators in the control room or other suitable locations remote from the leak.	B
Isolation dependent on manually-operated valves.	C

d) Fattori riduttivi della portata di rilascio assunti nella API 581:2016 in funzione dei sistemi di rilevazione delle perdite e modalità di isolamento del tratto interessato secondo la classificazione riportata nella tabella precedente.

Table 4.6 – Adjustments to Release Based on Detection and Isolation Systems

System Classifications		Release Magnitude Adjustment	Reduction Factor, $fact_{di}$
Detection	Isolation		
A	A	Reduce release rate or mass by 25%	0.25
A	B	Reduce release rate or mass by 20%	0.20
A or B	C	Reduce release rate or mass by 10%	0.10
B	B	Reduce release rate or mass by 15%	0.15
C	C	No adjustment to release rate or mass	0.00

e) Durate di rilascio assunte dalla API 581:2016

]Table 4.7M – Leak Durations Based on Detection and Isolation Systems

Detection System Rating	Isolation System Rating	Maximum Leak Duration, ld_{max}
A	A	20 minutes for 6.4 mm leaks 10 minutes for 25 mm leaks 5 minutes for 102 mm leaks
A	B	30 minutes for 6.4 mm leaks 20 minutes for 25 mm leaks 10 minutes for 102 mm leaks
A	C	40 minutes for 6.4 mm leaks 30 minutes for 25 mm leaks 20 minutes for 102 mm leaks
B	A or B	40 minutes for 6.4 mm leaks 30 minutes for 25 mm leaks 20 minutes for 102 mm leaks
B	C	1 hour for 6.4 mm leaks 30 minutes for 25 mm leaks 20 minutes for 102 mm leaks
C	A, B or C	1 hour for 6.4 mm leaks 40 minutes for 25 mm leaks 20 minutes for 102 mm leaks

La quantificazione del rischio

Il rischio è calcolato dalla API RP 581 come prodotto fra la probabilità di rottura, POF, e le conseguenze della rottura, COF.

$$R(t) = P_f(t) \cdot C_f$$

La probabilità di rottura cambia nel tempo in conseguenza del danneggiamento del componente e, pertanto, anche il rischio cambia nel tempo.

La API 581 non definisce valori di riferimento per l'accettabilità del rischio, indicando che è onere del Gestore stabilire i valori obiettivo e i range di accettabilità del rischio.

Il rischio può essere rappresentato sotto forma di matrice, riportando su un asse le conseguenze della rottura e sull'altro le frequenze; queste ultime, sono espresse come probabilità di rottura o come fattore di usura D_f , entrambi al tempo t considerato.

In alternativa è possibile elaborare rappresentazioni di curve di iso-rischio, rappresentate su scale logaritmiche; i componenti che si posizionano in prossimità della stessa curva di iso-rischio presentano lo stesso livello di rischio.

Le matrici di rischio sono utilizzate per definire le priorità nel piano di ispezioni. Le apparecchiature che si troveranno nei quadranti in alto a destra, caratterizzate da elevata frequenza e gravose conseguenze, dovranno avere la massima priorità nella definizione della frequenza di ispezione. Di contro, la minima priorità sarà attribuita alle apparecchiature che si posizionano nei quadranti in basso a sinistra.

La API 581 chiarisce che è responsabilità del Gestore:

- determinare i criteri di accettabilità del rischio, sia in termini di frequenza, sia di conseguenze,
- documentare il processo di valutazione del rischio,
- programmare ed attuare strategie di mitigazione del rischio basate sugli esiti delle valutazioni.

L'elaborazione del Piano di ispezione

Un piano di ispezione basato sul rischio parte dall'individuazione del risk target; il calcolo del rischio basato sull'area di danno, relativa alle persone e alle apparecchiature, è effettuato nel modo seguente:

$$R(t) = P_f(t) \cdot CA$$

Non appena o prima che il valore del risk target sia raggiunto, è opportuno effettuare un'ispezione sui meccanismi di danneggiamento dei componenti con i più alti valori dei fattori di danneggiamento.

Il Gestore può fissare anche ulteriori valori di soglia per dare inizio ad un'ispezione, come la probabilità di rottura, il fattore di usura, le conseguenze della rottura, lo spessore delle tubazioni ovvero definire una frequenza minima fra due ispezioni.

E' molto importante conoscere i risk targets che il Gestore ha fissato per l'elaborazione del Piano di Ispezione, perché danno una misura concreta della sensibilità nei confronti del rischio.

L'ispezione di un componente non riduce direttamente il rischio di rottura, ma migliora la conoscenza dell'effettivo stato di un componente e pertanto riduce l'incertezza. La probabilità che il componente si rompa è legata alle condizioni note del componente basate sulle ispezioni condotte e dalla capacità che le stesse hanno di quantificare lo stato di usura. Le ispezioni sono mirate allo specifico meccanismo di usura cui l'apparecchiatura è sottoposta: infatti, un'ispezione mirata per valutare gli effetti di un dato meccanismo può non essere altrettanto efficace per valutare gli effetti di un altro meccanismo.

Il rischio è funzione pertanto anche della conoscenza dello stato del componente determinata nelle precedenti ispezioni. In questo modo, si introduce nella formula utilizzata dalla API 581 per il calcolo del rischio un ulteriore fattore, l'efficacia delle ispezioni per ogni specifico meccanismo di danneggiamento I_E , che contribuisce a modificare la probabilità di rottura:

$$R(t, I_E) = P_f(t, I_E) \cdot CA$$

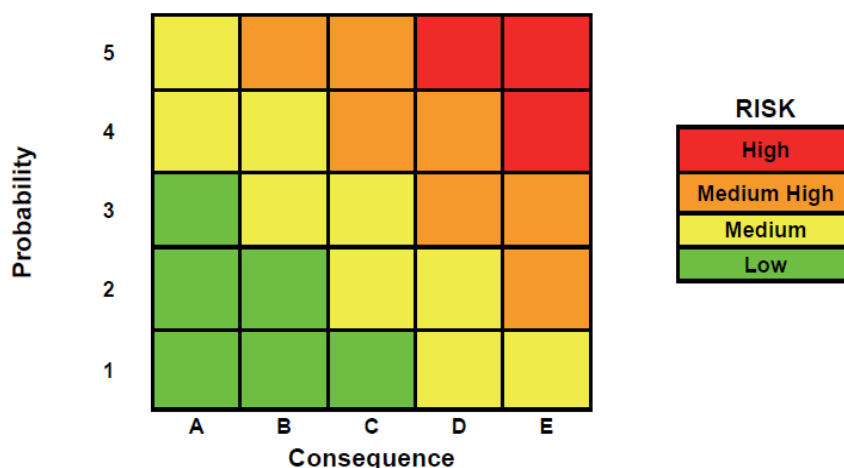
Nella sezione 4.4 della API è indicata la procedura per l'elaborazione del Piano di Ispezioni. La procedura può essere utilizzata per definire sia la tempistica sia la tipologia di ispezioni da effettuare sulla base del fluido di processo, delle condizioni di progetto, del tipo di componente e dei materiali di costruzione, e dei meccanismi di danneggiamento attivi.

Table 4.1M – Numerical Values Associated with POF and Area-Based COF Categories

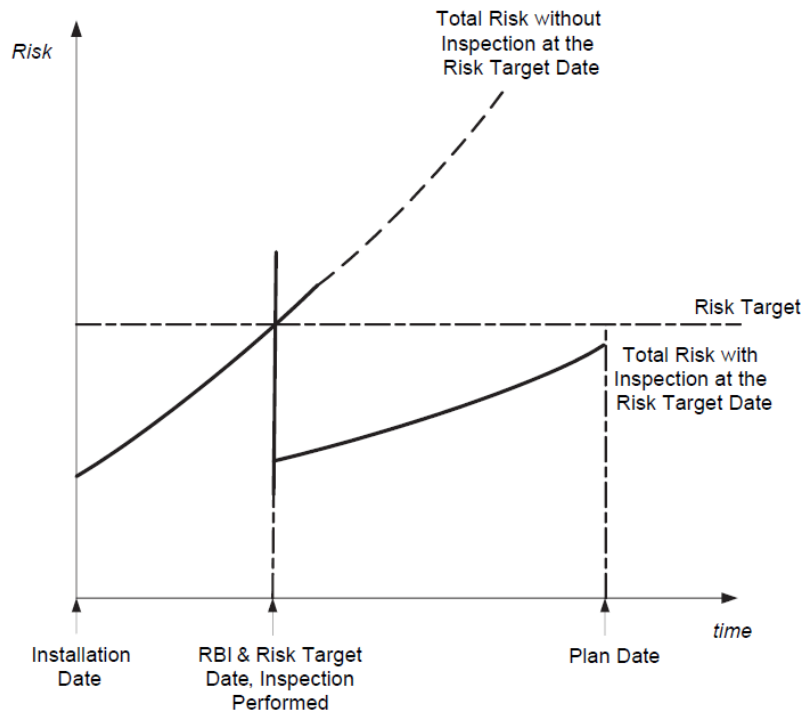
Category	Probability Category (1,2)		Consequence Category (3)	
	Probability Range	Damage Factor Range	Category	Range (m ²)
1	$P_f(t, I_E) \leq 3.06E-05$	$D_{f-total} \leq 1$	A	$CA \leq 9.29$
2	$3.06E-05 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-04$	$1 < D_{f-total} \leq 10$	B	$9.29 < CA \leq 92.9$
3	$3.06E-04 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-03$	$10 < D_{f-total} \leq 100$	C	$92.9 < CA \leq 929$
4	$3.06E-03 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-02$	$100 < D_{f-total} \leq 1,000$	D	$929 < CA \leq 9,290$
5	$P_f(t, I_E) > 3.06E-02$	$D_{f-total} > 1,000$	E	$CA > 9,290$

Notes:
1. POF values are based on a GFF of 3.06E-05 and an F_{MS} of 1.0.
2. In terms of POF, see Part 1 Section 4.1.
3. In terms of the total DF, see Part 2, Section 3.4.2.
4. In terms of consequence area, see Part 3, Section 4.11.4.

Fonte: API 581:2016. Esempio di valori numerici di Probabilità di rottura/conseguenze



Fonte: API 581:2016 - Esempio di matrice di rischio costruita sui valori della tabella precedente



Fonte: API 581:2016. Rappresentazione dell'effetto delle ispezioni sul rischio complessivo se, nel periodo soggetto a pianificazione si supera il risk target individuato dal Gestore

APPENDICE C: Principali normative europee per l'analisi di rischio

A solo scopo informativo si presenta una panoramica degli approcci adottati in alcuni paesi europei per la valutazione del rischio di incidente rilevante.

La sintesi delle normative che viene di seguito riportata ha carattere puramente indicativo e non esaustivo e non costituisce in alcun modo traduzione ufficiale del testo delle norme trattate. Per qualunque approfondimento tecnico e/o legislativo di tali norme è necessario esaminare il testo integrale della norma e di quelle ad essa collegate dal sito ufficiale del paese di riferimento.

Francia

Nel quadro normativo francese le attività industriali sono classificate in base al loro potenziale rischio. L'approccio francese per la definizione degli scenari incidentali delle tubazioni di gas naturale per gli stoccaggi sotterranei è definito nella: "Circulaire du 10 Mai 2010".

Nella circolare, vengono escluse dall'analisi le seguenti cause di rottura specifiche:

- caduta di meteoriti
- terremoti di intensità superiore all'intensità di riferimento nell'area (per quelli di intensità inferiore deve essere comunque effettuata un'analisi e gli impianti devono essere adeguati di conseguenza come riportato nella stessa circolare nota 17 pag. 135);
- allagamento di un'intensità superiore all'intensità di riferimento nella zona;
- eventi climatici di intensità superiore all'intensità di riferimento nell'area;
- incidente aereo se non sono presenti aeroporti in un raggio di due chilometri;
- grandi rotture di dighe e grandi rotture di argini e/o sbarramenti;
- eventi legati ad atti deliberati.

Inoltre, in relazione ai diametri del foro di rottura delle tubazioni da considerare per l'analisi di rischio, nella circolare è prevista, tra l'altro, la valutazione dello scenario di rottura totale. In particolare è prevista la valutazione di rottura totale in direzione orizzontale per le tubazioni fuori terra e in direzione verticale per quelle interrato. Lo scenario di rottura totale può essere escluso dall'analisi solo se sono soddisfatte integralmente le condizioni riportate più avanti. Lo scenario di rottura totale viene comunque valutato per definire scenari di pianificazione di emergenza esterni.

Le condizioni da soddisfare per l'esclusione della rottura totale sono le seguenti:

1. le interferenze esterne meccaniche e termiche devono essere escluse come possibile causa degli incidenti e questo deve essere giustificato nel rapporto di sicurezza;
2. le tubazioni devono essere protette dall'impatto esterno derivante da attività umane. L'impatto meccanico di una pala da 32 tonnellate è assunto come rappresentativo di questi impatti esterni;
3. le tubazioni devono essere costruite in acciaio adatto per resistere alla temperatura dei fluidi trasportati o, in alcuni casi mediante installazione di riscaldatori che rendano compatibili la temperatura del gas con le caratteristiche meccaniche delle condotte;
4. le specifiche meccaniche di utilizzo del tubo devono essere adatte alla temperatura del gas trasportato;

5. Se viene utilizzato un sistema di riscaldamento, la progettazione, l'utilizzo e la manutenzione di questo sistema deve garantire la compatibilità tra specifiche del tubo e la temperatura del gas;
6. I gestori devono fornire documentazione tecnica sulla progettazione delle tubazioni e sulle misure di prevenzione implementate per prevenire difetti del materiale, corrosione, eccetera. Il gestore inoltre deve dimostrare che nessuna rottura dovuta a queste cause si è verificata in base alle statistiche degli incidenti;
7. Le tubazioni devono essere ispezionate secondo la guida GESIP, il documento UFIP-UIC DT 84 o la guida professionale per l'implementazione di piani di ispezione da Gaz de France.
8. Le tubazioni devono essere progettate per resistere a un terremoto di intensità pari all'intensità di riferimento nell'area con riferimento alle norme tecniche Eurocode 8 o guida AFPS 15 complemento n.20;
9. Le tubazioni devono essere dimensionate per evitare perdite di contenimento in caso di alluvioni di intensità pari all'intensità di riferimento nell'area;
10. I gestori devono studiare nella loro analisi dei rischi le fasi di manutenzione e le fasi di costruzione.

Queste condizioni sono state concordate dal ministero francese e da Gaz de France dopo una lunga discussione tra il ministero e questo operatore.

Peraltro, gli eventi incidentali da studiare e conservare per tali approcci nei casi elencati saranno:

- rotture da 12 mm, per tubazioni interrato, con Jet Fire verticale;
- rotture da 25 mm e, in caso di perdite, 50 mm (perforazione limitata e perforazione importante), per le tubazioni fuori terra, con Jet Fire verticale o orizzontale (in pratica solitamente il Jet Fire orizzontale produce distanze di danno superiori a quello verticale, quindi sarà sufficiente la sua modellazione) e UVCE per Jet Fire orizzontali.

A ciascuna delle tre rotture sarà attribuita a priori una classe di probabilità "D", in tal caso, le probabilità di accadimento (frequenze) considerate non dipendono né dal diametro equivalente né se siano interrato.

Germania

In Germania non viene utilizzato un approccio quantitativo all'analisi di rischio (QRA) con guasti e scenari predefiniti, bensì un approccio semplificato, di tipo deterministico (consequence-based), nella valutazione dei rischi associati agli impianti soggetti all'ordinanza tedesca sugli IR.

Tuttavia, in un rapporto di ricerca dell'Istituto federale per la ricerca e il test sui materiali (BAM) sono stati analizzati i rischi delle condotte di trasporto, in particolare gli effetti (danni) dei guasti alle condutture. Per le indagini su incidenti relativi a condotte di trasporto di gas naturale, vengono utilizzati come fonti il database EGIG e il database canadese Alberta EUB. BAM conclude che le frequenze degli incidenti possono essere determinate sulla base di database (come, ad esempio, EGIG) ma che, al contrario, ci sono poche informazioni sulla portata degli effetti. Sulla base delle analisi dei possibili effetti, il rapporto indica distanze di sicurezza che dovrebbero essere adottate in caso di pianificazione territoriale nelle vicinanze delle condotte di trasporto.

Con particolare riferimento agli scenari per aree pozzo (ratei di rilascio), negli stoccaggi sotterranei di gas naturale, la Linea Guida BVEG "Auswirkungen von Störfällen im Speicherbetrieb auf die Nachbarschaft" definisce due casistiche:

- blowout di testa-pozzo, differenziato in funzione delle diverse tubazioni (diametro, profondità) e dei diversi parametri di stoccaggio (pressione, temperatura);

- rottura giunto testa pozzo, in cui si ipotizza che il gas venga rilasciato attraverso una sezione trasversale equivalente di c.a. 21.5 cm².

Per quanto concerne la direzione di rilascio, sebbene non sia fatta esplicita menzione, viene assunta, generalmente, nel caso di blow-out, una direzione verticale o con un certo angolo rispetto alla verticale.

Spagna

In Spagna è utilizzato un tipico approccio Consequence Based, sebbene semplificato, finalizzato alla definizione delle zone di intervento e di allerta (ZI e ZA), sulla scorta del calcolo delle conseguenze degli scenari incidentali tipici individuati (Real Decreto 840/2015 e Real Decreto 1196/2003).

In relazione al caso delle condotte per il trasporto di gas ad alta pressione, la Spagna fa esplicito riferimento a quanto indicato di seguito per il caso olandese, ovvero alla linea guida "BEVI Manual RIVM_3.3 version" (sez. 10.4.3.3), con contenuti analoghi al TNO Purple Book. In merito alla direzione di rilascio, prendendo a riferimento quanto esplicitato nel TNO Purple Book, si considera generalmente un rilascio di tipo orizzontale, parallelo alla direzione del vento, a meno del caso di tubazioni interrato, per cui il rilascio è ipotizzato di tipo verticale.

Paesi Bassi

Nel quadro normativo olandese, l'approccio all'analisi di rischio è del tipo risk-based, consistente nella combinazione delle frequenze di accadimento e delle conseguenze degli scenari, finalizzata al calcolo del rischio individuale (IRPA) e sociale (curve FN), con relativa rappresentazione grafica del rischio.

Esistono alcuni specifici riferimenti per l'analisi di rischio riferita alle condotte per il trasporto di gas ad alta pressione; ad esempio la linea guida "BEVI Manual RIVM_3.2 version" è un Manuale associato all'utilizzo del software "Safety NL" del TNO (Netherlands Organisation for Applied Scientific Research) che è stato predisposto secondo le indicazioni del Ministero Olandese. È presente inoltre un riferimento all'analisi di rischio che distingue tra le tubazioni interrato e quelle fuori terra per le rotture e le perdite (documento RIVM del 10-11-2011 num 620550004).

Con specifica attenzione al caso delle condotte per il trasporto di gas ad alta pressione, la linea guida "BEVI Manual RIVM_3.3 version", alla sez. 10.4.3.3, analogamente al TNO Purple Book, considera tre scenari di rilascio, con le relative frequenze :

- rottura totale / blow-out ($5.6 \cdot 10^{-9}$ /metro*anno);
- perdita dalla tubazione, pari al 10% del diametro del tubo, per un valore massimo di 50 mm ($2.0 \cdot 10^{-8}$ /metro*anno);
- perdita da flangia, pari al 10% del diametro del tubo, per un valore massimo di 50 mm ($9.3 \cdot 10^{-7}$ /flangia*a).

in merito alla direzione di rilascio, la linea guida "BEVI Manual RIVM_3.3 version", alla sez. 10.8.1, infine, evidenzia che:

- per il blow-out è considerato un rilascio verticale;
- per le tubazioni interrato, la direzione del deflusso è verticale se i tubi si trovano ad almeno 40 cm sotto il livello del terreno (misurati dalla parte superiore del tubo);
- per le tubazioni fuori-terra, la direzione del flusso è in linea di massima orizzontale.

Repubblica Slovacca

La Repubblica Slovacca ricalca fondamentalmente l'approccio olandese, del tipo risk-based, consistente nella combinazione delle frequenze di accadimento e delle conseguenze degli

scenari finalizzata al calcolo del rischio individuale (IRPA) e sociale (curve FN), con relativa rappresentazione grafica del rischio (Decreto Vyhláška č. 198/2015).

In relazione al caso delle condotte per il trasporto di gas ad alta pressione, la Repubblica Slovacca cita, quale riferimento, il TNO Purple Book, come del resto già evidenziato per il caso dei Paesi Bassi e della Spagna.

Regno Unito

Per l'analisi di rischio ai fini della pianificazione territoriale e urbanistica, è disponibile un report HSE "Failure Rate and Event Data for use within Land Use Planning Risk Assessments", che fornisce le frequenze di guasto per serbatoi, componenti (come valvole e flange), tubazioni di processo, condotte di trasporto. Tale fonte è già stata illustrata nel capitolo 8.2.2 valori di frequenza generici di rottura per tubazioni e condotte.

Belgio - Fiandre

Come parte del rapporto di sicurezza, gli stabilimenti Seveso nelle Fiandre devono eseguire una valutazione del rischio quantitativo (QRA). Nel 2009 è stata pubblicata una nuova versione delle linee guida relative agli scenari e alle frequenze di guasto per l'analisi di rischio quantitativa (QRA). Le informazioni di base della linea guida sono scritte in un rapporto specifico denominato "background information...". Gli scenari e le frequenze per gli oleodotti fuori-terra nelle Fiandre sono riportati nella tabella seguente

Table 8 Scenarios and frequencies for pipelines

Event	Frequency (per year)	Note
Small leak	2.8×10^{-7} L/D	$d_{eq} = 0.1 D$
Middle leak	1.2×10^{-7} L/D	$d_{eq} = 0.15 D$
Large leak	5.0×10^{-8} L/D	$d_{eq} = 0.36 D$
Rupture	2.2×10^{-8} L/D	

with:

- L = Length of the pipeline (mm) (at least 10 m)
- D = Internal diameter of the pipelines (mm)
- d_{eq} = equivalent hole size (mm)

Si riporta di seguito un elenco, non esaustivo, dei principali riferimenti normativi e tecnici adottati nei paesi europei su menzionati, relativamente ai criteri di base per l'analisi di rischio.

- Francia
 - Circulaire du 10 mai 2010 récapitulant les règles méthodologiques applicables aux études de dangers, à l'appréciation de la démarche de réduction du risque à la source et aux plans de prévention des risques technologiques (PPRT) dans les installations classées en application de la loi du 30 juillet 2003 (http://www.bulletin-officiel.developpement-durable.gouv.fr/fiches/BO201012/met_20100012_0100_0027.pdf)
 - Arrêté du 29/09/05 relatif à l'évaluation et à la prise en compte de la probabilité d'occurrence, de la cinétique, de l'intensité des effets et de la gravité des conséquences des accidents potentiels dans les études de dangers des installations classes soumises à autorisation (https://aida.ineris.fr/consultation_document/5015)

- Germania
 - BVEG Leitfaden Auswirkungen von Störfällen im Speicherbetrieb (<https://www.bveg.de/content/download/10174/117146/file/BVEG%20Leitfaden%20Auswirkungen%20von%20St%C3%B6rf%C3%A4llen.pdf>)
- Spagna
 - Real Decreto 1196/2003, de 19 de septiembre, por el que se aprueba la Directriz Básica de protección civil para el control y planificación ante el riesgo de accidentes graves en los que intervienen sustancias peligrosas (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2003-18682>)
 - Real Decreto 840/2015, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2015-11268>)
- Paesi Bassi
 - Besluit van 27 mei 2004, houdende milieukwaliteitseisen voor externe veiligheid van inrichtingen milieubeheer (Besluit externe veiligheid inrichtingen) (<http://wetten.overheid.nl/BWBR0016767/2016-01-01>)
 - Besluit van 25 juni 2015, houdende vaststelling van het Besluit risico's zware ongevallen 2015 en herziening van enkele andere besluiten in verband met de implementatie van Richtlijn 2012/18/EU van het Europees Parlement en de Raad van 4 juli 2012 betreffende de beheersing van de gevaren van zware ongevallen waarbij gevaarlijke stoffen zijn betrokken, houdende wijziging en vervolgens intrekking van Richtlijn 96/82/EG van de Raad (Besluit risico's zware ongevallen 2015) (<http://wetten.overheid.nl/BWBR0036791/2015-07-08>)
 - Handleiding Risicoberekeningen Bevi – Inleiding - Versie 3.3 - 1 juli 2015 (<https://www.rivm.nl/dsresource?objectid=f0d9e780-c4a6-487c-92c0-4405a90b6712&type=org&disposition=inline>)
- Repubblica Slovacca
 - Vyhláška č. 198/2015 Z. z. Vyhláška Ministerstva životného prostredia Slovenskej republiky, ktorou sa vykonávajú niektoré ustanovenia zákona č. 128/2015 Z. z. o prevencii závažných priemyselných havárií a o zmene a doplnení niektorých zákonov (<http://www.epi.sk/zz/2015-198>)

Per completezza si riporta anche la pubblicazione del National Institute for Public Health and the Environment- Ministry of Health, Welfare and Sport. On-Site natural gas piping –Report RIVM 620550004/2011 - A.A.C van Vliet, L.Gooijer, G.M.H.Laheij.

APPENDICE D: Flash Fire - Distanze di Danno-

Qualora lo scenario di Flash fire a seguito di rilascio da una tubazione di gas naturale (in assenza intercettazione) ad alta pressione sia ritenuto credibile, si può procedere alla valutazione delle sue conseguenze mediante codici di calcolo.

A titolo di esempio si riportano nella tabella seguente i valori ottenuti mediante l'utilizzo del codice di calcolo Phast di DNV versione 7.11 per lo studio delle conseguenze dello scenario di Flash fire al variare di pressione di esercizio e dimensioni del foro di rilascio in caso di rilascio continuo per un sistema ad elevato volume capacitivo. Tali valori sotto riportati sono da intendersi come esempi ottenuti da ipotesi non vincolanti e riportati solo come riferimenti di massima. Lo studio del Gestore potrà quindi tener conto dell'eventuale presenza di sistemi di intercettazione che potranno ridurre anche significativamente i quantitativi rilasciati.

Quando viene utilizzato tale codice di calcolo, nel Rapporto di Sicurezza devono essere allegati i seguenti report che consentono di verificare i parametri e le ipotesi utilizzate:

- Input data – *descrive le ipotesi di base e i parametri di input*
- Discharge - *riassume i risultati: condizioni di rilascio e termine sorgente*
- Jet fire report – *dati e risultati specifici per jet fire*
- Dispersion report - *dati e risultati specifici per flash-fire*
- Summary report – *riepilogo finale dei principali risultati*

Per maggior completezza può essere allegato anche il grafico “Dispersion - Side View” in modo da rendere evidente l'andamento della quota del pennacchio.

Parametri di input generali

Material

Material METHANE

Specify volume inventory? No

Mass inventory 1E+06 kg

Material to track METHANE

Modelling of mixtures

[Multi or pseudo-component modelling PC modelling]

Phase

[Specified condition Pressure/temperature]

Temperature 20 degC

Pressure (gauge) 100 bar

Fluid state Vapour

Liquid mole fraction 0 fraction

Phase to be released Vapour

Scenario

Direction

[Outdoor release direction Horizontal]

Release location

[Elevation 1 m]

Discharge parameters**Droplet breakup mechanism**

[Droplet break-up mechanism - instantaneous Use flashing correlation]

[Droplet break-up mechanism - continuous Do not force correlation]

Model settings

[Atmospheric expansion method Closest to initial conditions]

[Is flashing allowed to the orifice? No flashing in the orifice]

Bund, building and terrain: Default terrain**Dispersing surface**

[Surface over which the dispersion occurs Land]

[Surface roughness length User-defined]

[User-defined length 183,156 mm]

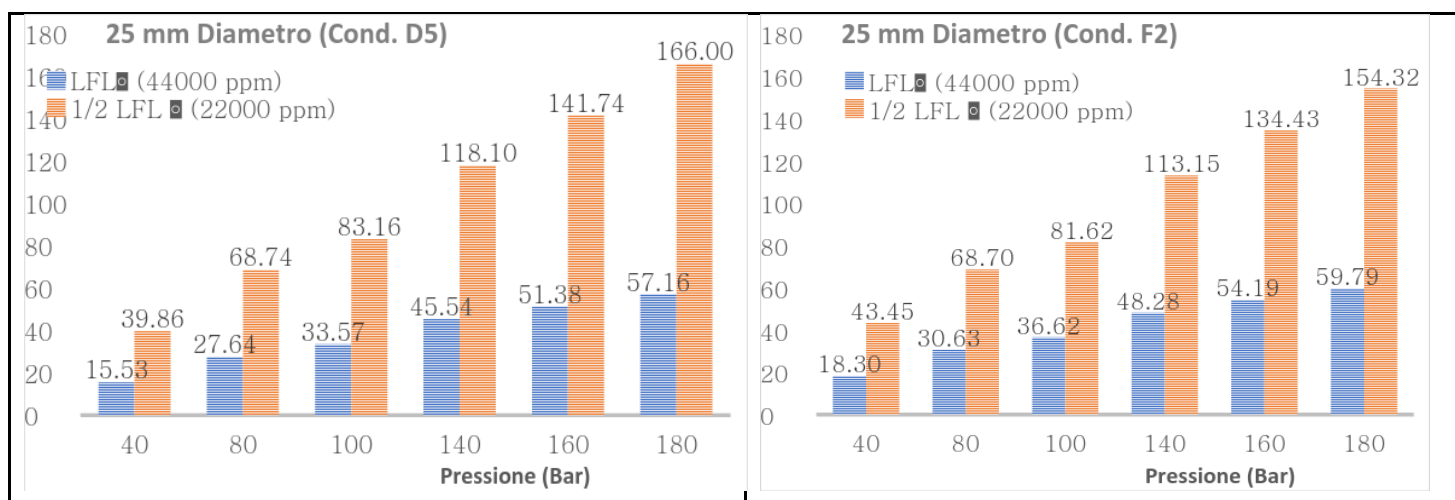
Massima portata iniziale di rilascio (kg/s)						
Pressione (bar)						
Diametro (mm)	40 bar	80 bar	100 bar	140 bar	160 bar	180 bar
25	3,16	6,52	8,31	12,06	13,98	15,89
51	12,58	26,06	33,24	48,25	55,92	63,58
101	51,34	106,35	135,63	196,89	228,18	259,42
152	116,33	240,86	307,18	445,94	516,81	587,55
204	209,54	433,85	553,31	803,25	930,90	1058,32
306	471,47	976,16	1244,96	1807,31	2094,53	2381,22
408	838,17	1735,39	2213,26	3213,00	3723,60	4233,28
765	2946,70	6100,99	7780,98	11295,70	13090,80	14882,63

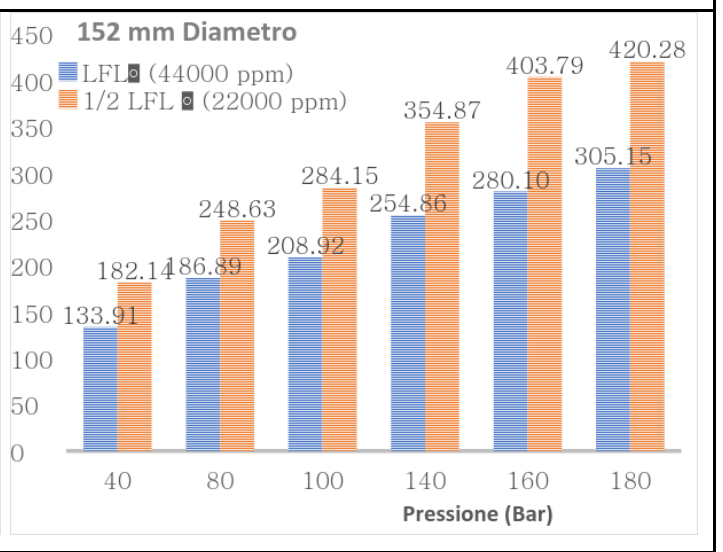
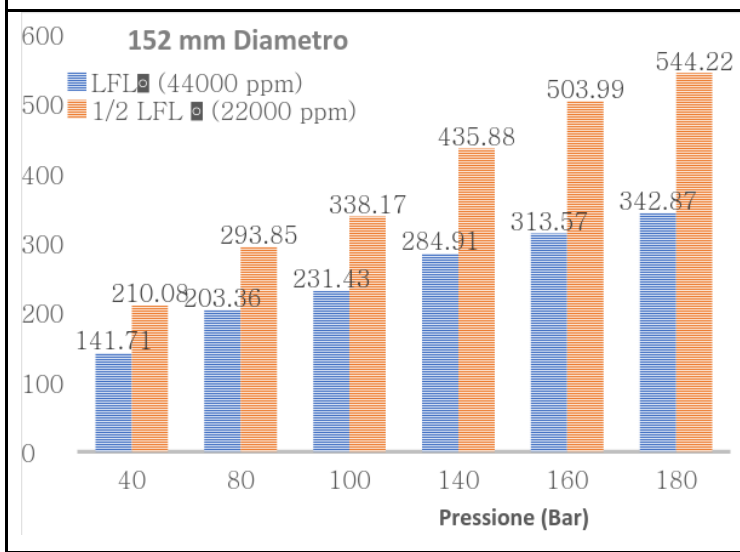
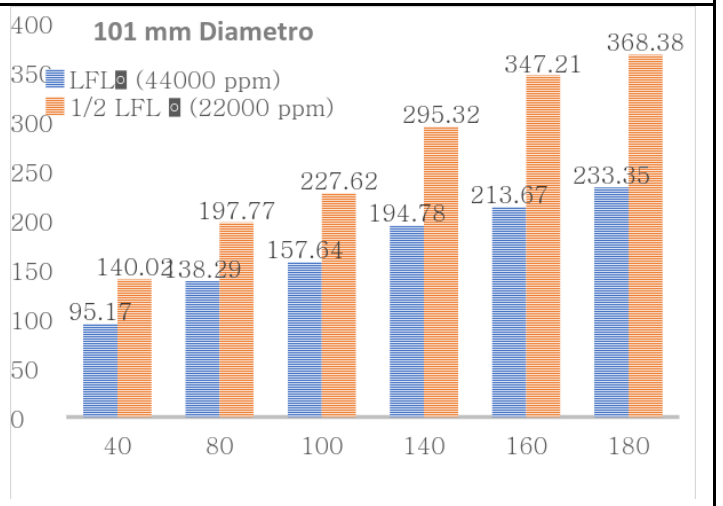
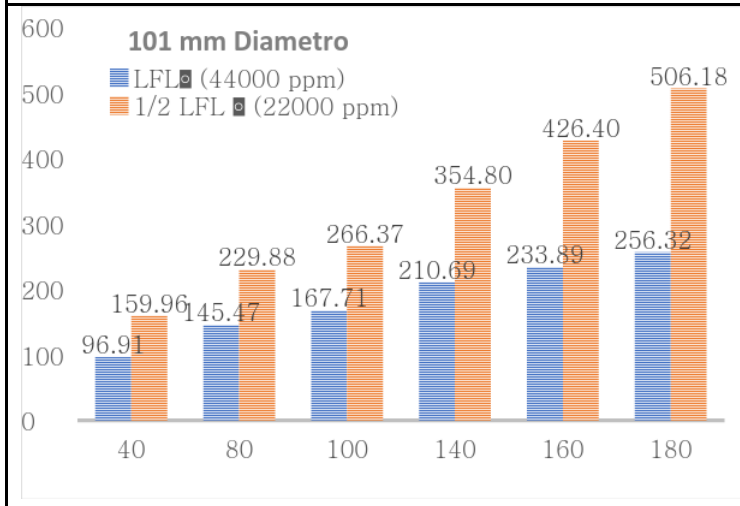
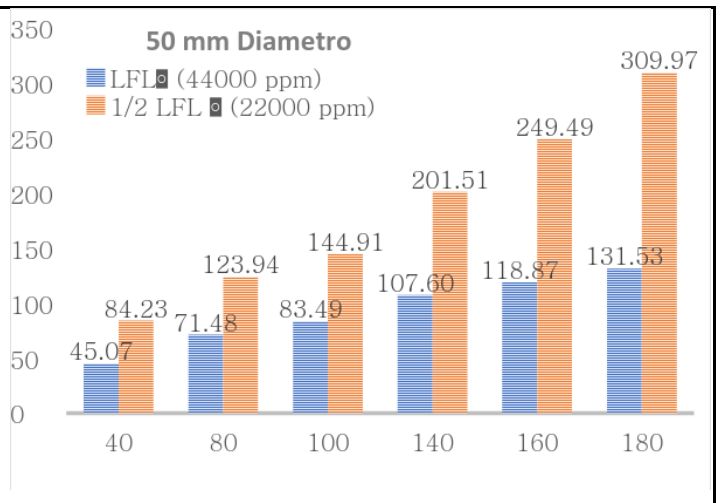
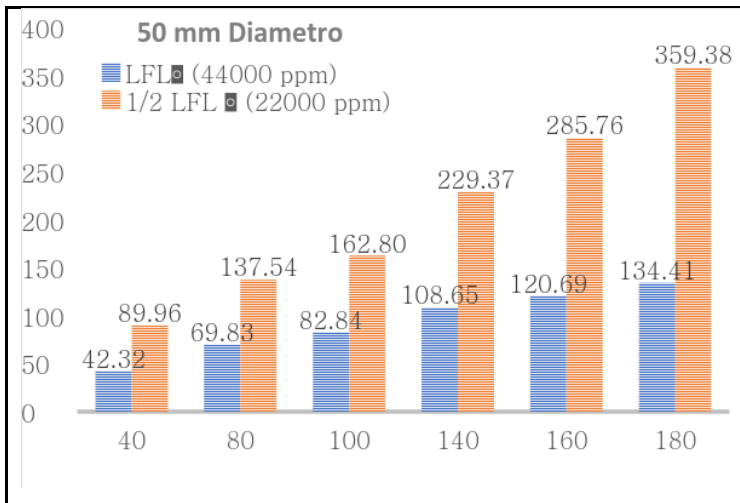
DISTANZE DI DANNO FLASH FIRE (m)						
		METEO D5			METEO F2	
Diametro (mm)	Pressione (bar)	Portata di rilascio (kg/s)	LFL 44000 ppm	1/2 LFL 22000 ppm	LFL 44000 ppm	1/2 LFL 22000 ppm
25	40	3,16	15,53	39,86	18,3	43,45
	80	6,52	27,64	68,74	30,63	68,7
	100	8,31	33,57	83,16	36,62	81,62
	140	12,06	45,54	118,1	48,28	113,15
	160	13,98	51,38	141,74	54,19	134,43
	180	15,89	57,16	166	59,79	154,32

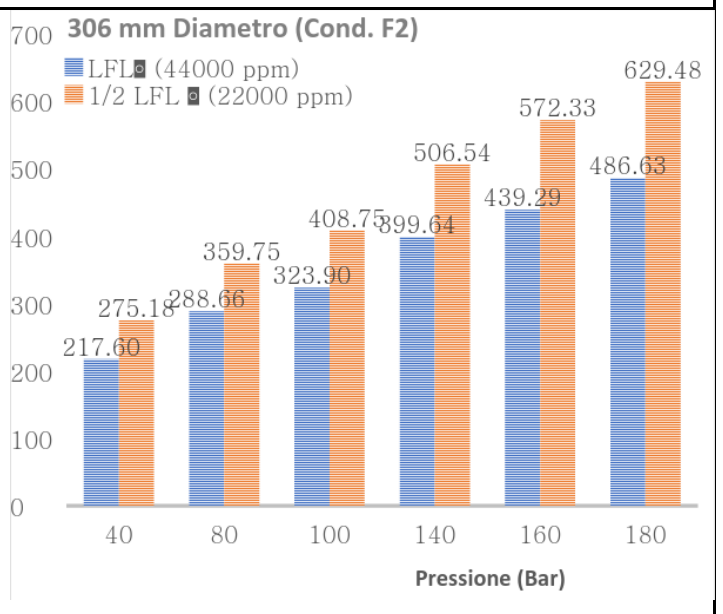
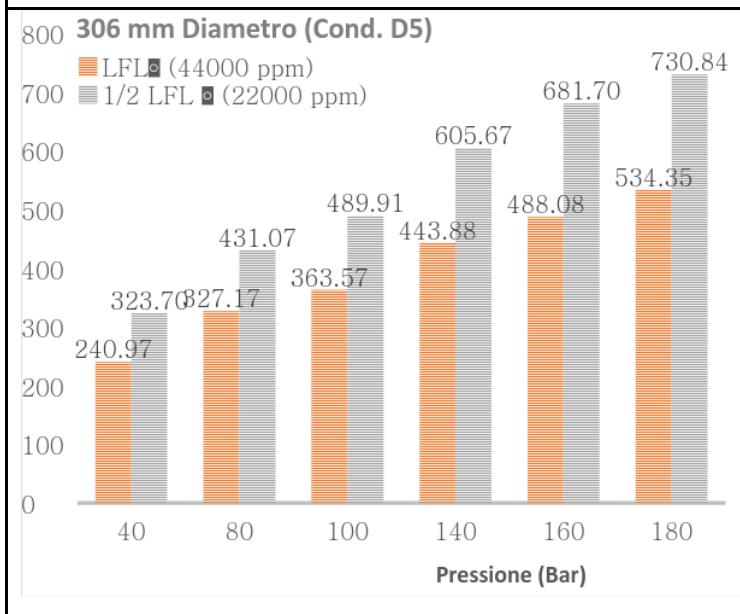
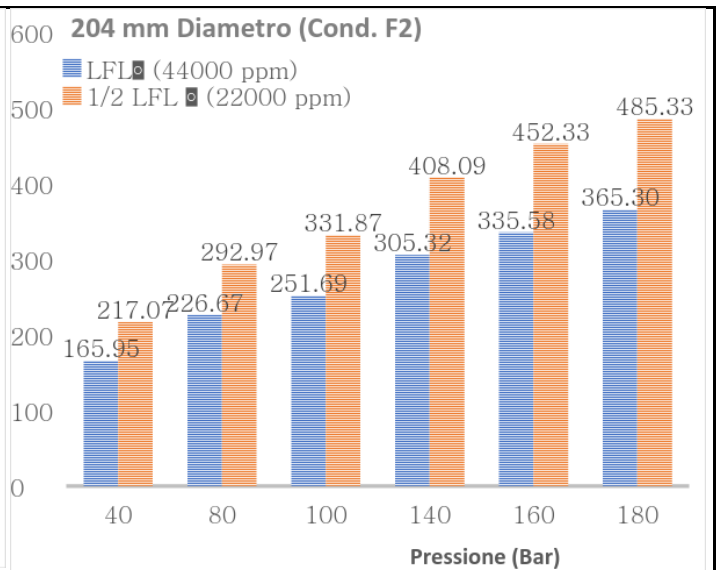
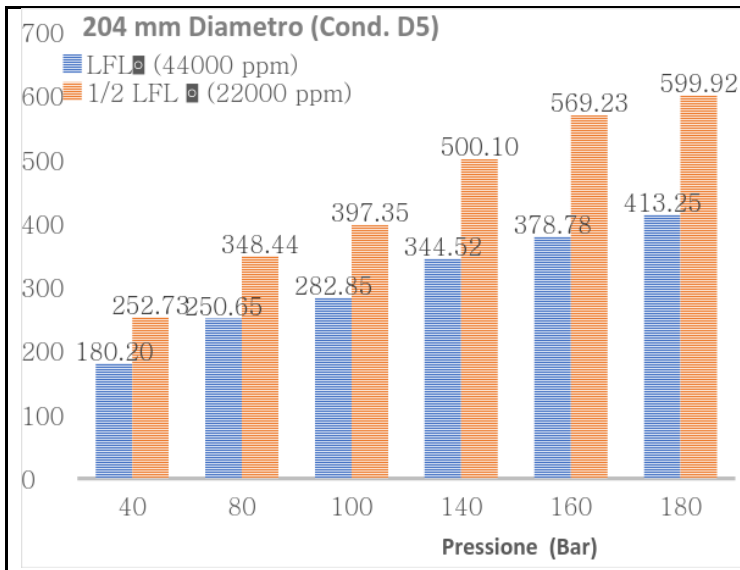
DISTANZE DI DANNO FLASH FIRE (m)						
			METEO D5		METEO F2	
Diametro (mm)	Pressione (bar)	Portata di rilascio (kg/s)	LFL 44000 ppm	1/2 LFL 22000 ppm	LFL 44000 ppm	1/2 LFL 22000 ppm
50	40	12,58	42,32	89,96	45,07	84,23
	80	26,06	69,83	137,54	71,48	123,94
	100	33,24	82,84	162,80	83,49	144,91
	140	48,25	108,65	229,37	107,60	201,51
	160	55,92	120,69	285,76	118,87	249,49
	180	63,58	134,41	359,38	131,53	309,97
101	40	51,34	96,91	159,96	95,17	140,02
	80	106,35	145,47	229,88	138,29	197,77
	100	135,63	167,71	266,37	157,64	227,62
	140	196,89	210,69	354,80	194,78	295,32
	160	228,18	233,89	426,40	213,67	347,21
	180	259,42	256,32	506,18	233,35	368,38
152	40	116,33	141,71	210,08	133,91	182,14
	80	240,86	203,36	293,85	186,89	248,63
	100	307,18	231,43	338,17	208,92	284,15
	140	445,94	284,91	435,88	254,86	354,87
	160	516,81	313,57	503,99	280,10	403,79
	180	587,55	342,87	544,22	305,15	420,28
204	40	209,54	180,20	252,73	165,95	217,07
	80	433,85	250,65	348,44	226,67	292,97
	100	553,31	282,85	397,35	251,69	331,87
	140	803,25	344,52	500,10	305,32	408,09
	160	930,90	378,78	569,23	335,58	452,33
	180	1058,32	413,25	599,92	365,30	485,33
306	40	471,47	240,97	323,70	217,60	275,18
	80	976,16	327,17	431,07	288,66	359,75
	100	1244,96	363,57	489,91	323,90	408,75
	140	1807,31	443,88	605,67	399,64	506,54
	160	2094,53	488,08	681,70	439,29	572,33

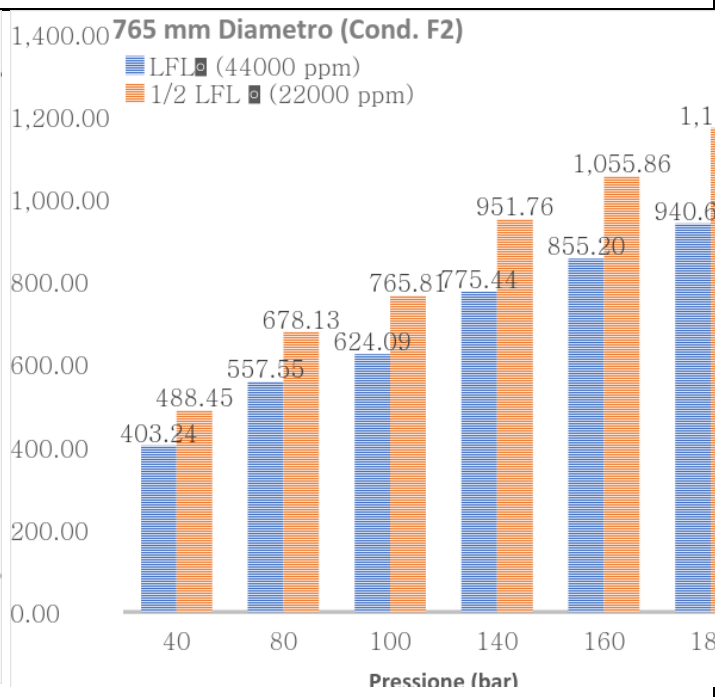
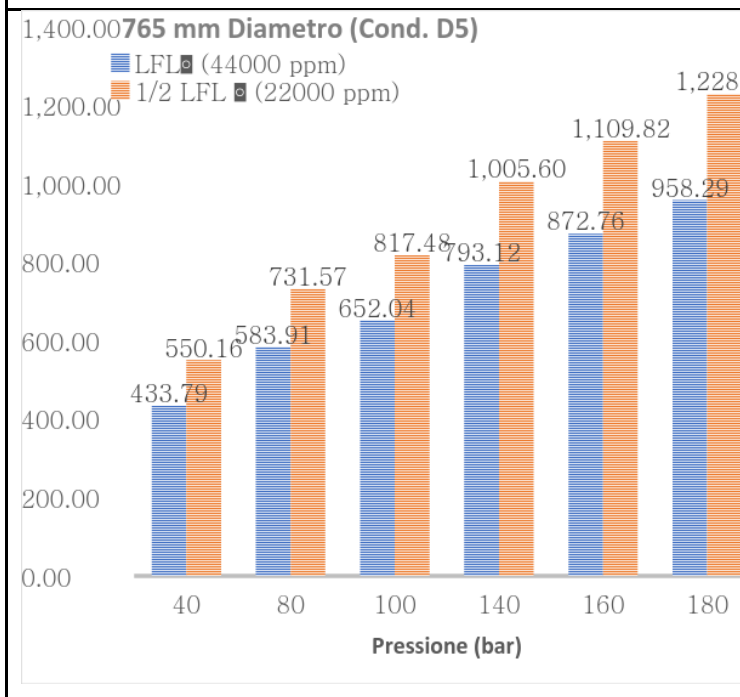
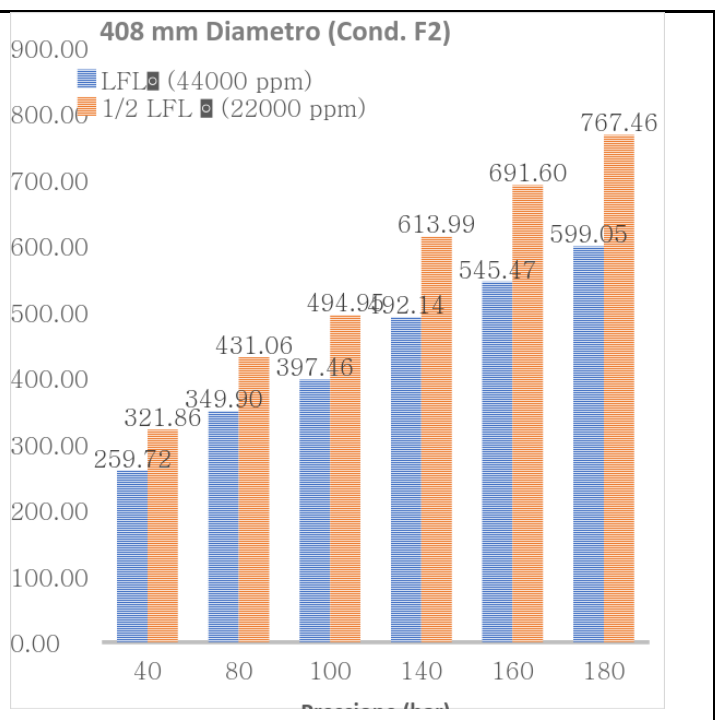
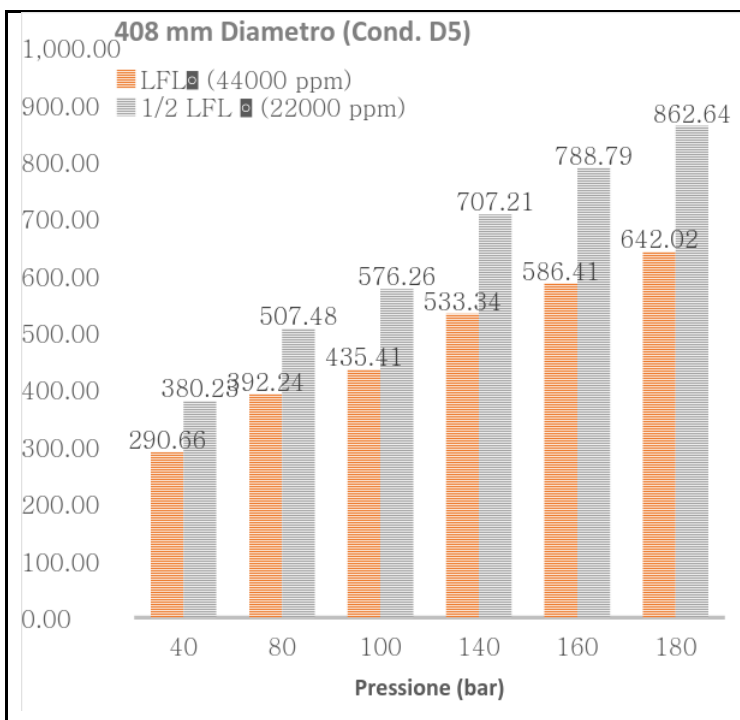
DISTANZE DI DANNO FLASH FIRE (m)						
			METEO D5		METEO F2	
Diametro (mm)	Pressione (bar)	Portata di rilascio (kg/s)	LFL 44000 ppm	1/2 LFL 22000 ppm	LFL 44000 ppm	1/2 LFL 22000 ppm
	180	2381,22	534,35	730,84	486,63	629,48
408	40	838,17	290,66	380,23	259,72	321,86
	80	1735,39	392,24	507,48	349,90	431,06
	100	2213,26	435,41	576,26	397,46	494,95
	140	3213,00	533,34	707,21	492,14	613,99
	160	3723,60	586,41	788,79	545,47	691,60
	180	4233,28	642,02	862,64	599,05	767,46
765	40	2946,70	433,79	550,16	403,24	488,45
	80	6100,99	583,91	731,57	557,55	678,13
	100	7780,98	652,04	817,48	624,09	765,81
	140	11295,70	793,12	1.005,60	775,44	951,76
	160	13090,80	872,76	1.109,82	855,20	1.055,86
	180	14882,63	958,29	1.228,72	940,69	1.171,86

Di seguito si riportano i grafici relativi alle aree di danno espresse in metri per le condizioni meteo D5 ed F2 e relative per diversi diametri del foro e diverse pressioni di esercizio.









APPENDICE E: Case study

Al fine di supportare gli analisti di rischio nella valutazione dei rapporti di sicurezza è stato predisposto un caso di studio, in cui vengono maggiormente chiariti attraverso una applicazione pratica alcuni concetti di analisi di rischio esposti nella linea guida. Si precisa che, sebbene siano state adottate ipotesi che potrebbero avere riscontro nella realtà impiantistica di questa tipologia di stabilimenti, il caso di studio è stato impostato a puro scopo esemplificativo. Tutti i parametri adottati e le scelte effettuate sono stati comunque esplicitati e motivati.

Il caso di studio analizza l'ipotetica rottura di una tubazione con rilascio di metano ad alta pressione. Si analizza il caso di un rilascio da un foro sulla tubazione, indagando il caso peggiore di rottura totale della tubazione "full bore rupture".

Il diametro della tubazione considerata è pari a 6" = 152 mm. La pressione di esercizio si assume nel caso in esame pari a 140 bar.

Calcolo della frequenza di accadimento del rilascio

Per il calcolo della frequenza di accadimento dell'evento incidentale, il valore di frequenza media di rottura totale tubazione, ricavata dalla tabella del documento "Failure Rates HSE" paragrafo 8.2.2.4, può essere assunto pari a:

$$2 \cdot 10^{-7} \text{ ev/anno} \cdot \text{m}$$

Ipotizzando una lunghezza complessiva delle tubazioni da 6" fuori terra pari a 100 m, ricavata sommando la lunghezza di tutti i tratti fuori terra presenti, si calcola la frequenza di accadimento del rilascio per la tubazione in esame, moltiplicando il valore di frequenza media per la lunghezza della tubazione:

$$\text{Frequenza di accadimento evento} = \text{frequenza media di rottura} \cdot \text{lunghezza tubazione}$$

Nel caso in esame si ottiene che la frequenza di accadimento dell'evento iniziatore di rilascio da tubazione è pari a:

$$\text{Frequenza evento} = 2 \cdot 10^{-7} \text{ ev/anno} \cdot \text{m} \cdot 100 \text{ m} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ ev/anno}$$

Calcolo della portata di rilascio

Considerando il diametro del foro pari al diametro della tubazione (in caso di rottura completa "full bore rupture" diametro del foro = diametro della tubazione = 6" = 152 mm) si calcola l'area del foro tramite la formula:

$$A = \pi D^2 / 4$$

Nel caso in esame:

$$A = 18136,64 \text{ mm}^2 = 0,01813664 \text{ m}^2$$

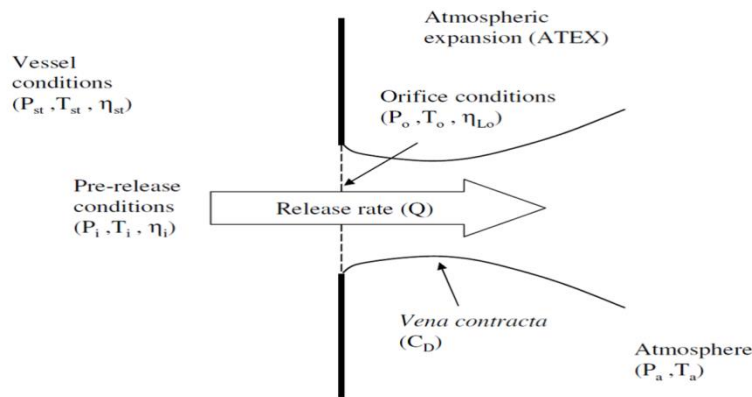
La portata volumetrica si calcola:

$$q_v = A_h \cdot u$$

dove:

A_h è l'area della sezione del foro di rilascio [m^2]

u è la velocità media del fluido che attraversa la sezione del foro [m/s]



La portata in massa Q (o portata massica) è la massa di fluido che attraversa la sezione del foro nell'unità di tempo:

$$Q = \rho * A * u$$

dove :

Q = portata massica [kg/s]

ρ = densità del gas [kg/m³]

La massima portata scaricata in condizioni di flusso sonico si calcola con la formula seguente:

$$Q = c_o A_h \left[P \rho_o \gamma \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}} \right]^{1/2}$$

dove:

Q : portata di rilascio [kg/s]

C_o : coefficiente di efflusso o discharge coefficient

A_h : area del foro [m²]

γ : indice adiabatico espresso dal rapporto tra calore specifico a pressione costante e calore specifico a volume costante

Il coefficiente di efflusso per i gas può variare tra 0,8 e 1.

Per il metano assumiamo $\gamma = 1,32$

Applicando la formula si ottiene un valore di portata di rilascio pari a 379 kg/s.

Per il calcolo della portata rilasciata è stato utilizzato il software Phast DNV GL versione 7.11. La scelta del modello Leak del codice di calcolo Phast 7.11 è adatto a descrivere il caso di un **rilascio continuo di gas ad alta pressione di lunga durata in assenza di sistemi di intercettazione della sostanza rilasciata.**

I dati di input relativi alle condizioni di rilascio per il caso in esame sono riportati nella tabella seguente.

CONDIZIONI DI RILASCIO	
Sostanza di riferimento	Metano
Diametro del foro	152 mm (6 pollici)
Pressione	140 barg (pressione relativa rispetto alla pressione atmosferica)
Temperatura del gas	20° C
Direzione del rilascio	orizzontale
Quota di rilascio	1 m

I risultati di seguito riportati in tabella sono stati ricavati dal “discharge summary report” del modello Leak del codice di calcolo Phast 7.11, in caso di rilascio continuo in assenza di sistemi di intercettazione della sostanza rilasciata.

	Pressione	Temperatura	Velocità uscita u	Portata Volumetrica qv	Portata Massica Q	Densità
	bar	°C	m/s	m³/s	kg/s	kg/m³
Condizioni Supercritiche foro 152 mm	140	20	388,15	7,039	445	73,66

Il codice di calcolo fornisce anche i seguenti risultati in corrispondenza del foro di uscita:

- coefficiente di efflusso calcolato 0,86
- pressione in uscita 71,29 bar
- temperatura in uscita -27,38 °C

Noti questi valori si può verificare il valore di densità consultando la seguente fonte: E.W. Lemmon, M.O. McLinden and D.G. Friend, “Thermophysical Properties of Fluid Systems” in **NIST Chemistry WebBook, NIST Standard Reference Database Number 69**, Eds. P.J. Linstrom and W.G. Mallard, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg MD, 20899, [doi:10.18434/T4D303](https://doi.org/10.18434/T4D303), (consultato a maggio 2017). Dalla tabella delle proprietà termodinamiche si ricavano i seguenti valori:

Temperature (°C)	Pressure (bar)	Density (kg/m³)	Phase
-27	71	74,065	supercritical

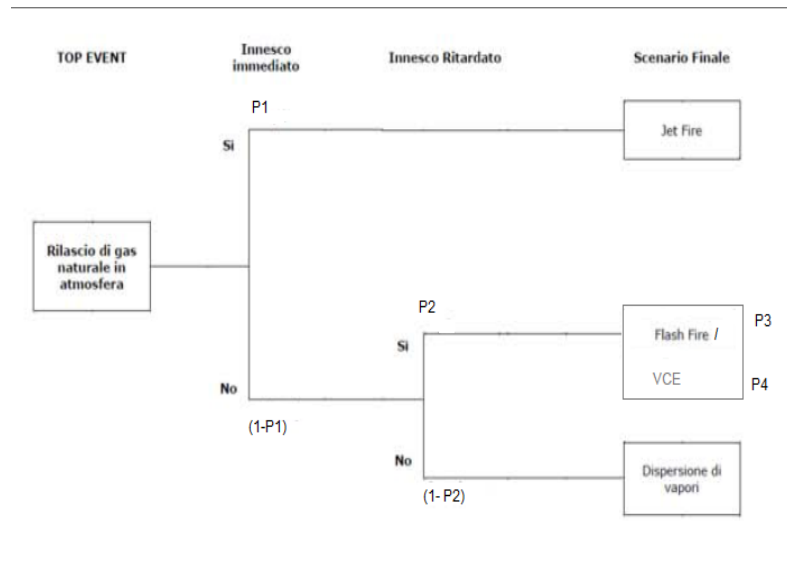
Questo dimostra che il modello nel calcolo della densità del gas in uscita dal foro tiene conto delle condizioni supercritiche del metano.

Scenari incidentali

Individuato il top event si procede all'identificazione degli scenari incidentali attraverso l'applicazione della tecnica dell'albero degli eventi.

Per il caso in esame il top event è il rilascio di gas naturale in atmosfera a seguito della rottura

della tubazione e i possibili scenari incidentali finali sono jet fire in caso di innesco immediato, flash fire/VCE in caso di innesco ritardato oppure dispersione di vapori in assenza di innesco. Tale sviluppo dell'albero degli eventi è rappresentativo di una situazione in cui non sono presenti sistemi di intercettazione della perdita e quindi per un rilascio continuo in assenza di misure di prevenzione e protezione che possono ridurre l'entità e la durata del rilascio.



Calcolo delle frequenze degli scenari incidentali

Per i valori di probabilità di innesco immediato si può fare riferimento a dati di letteratura, ad esempio la tabella 4.5 del TNO Purple Book ed. 2005 di seguito riportata:

PROBABILITÀ DI INNESCO IMMEDIATO			
RILASCIO		SOSTANZA	
CONTINUO	ISTANTANEO	LIQUIDO	GAS, REATTIVITÀ BASSA
< 10 kg/s	< 1000 kg	0,065	0,02
10 – 100 kg/s	1000 – 10000 kg	0,065	0,04
> 100 kg/s	> 10000 kg	0,065	0,09

Fonte: TNO Purple Book ed. 2005 -Tabella 4.5

Facendo riferimento all'albero degli eventi soprariportato si può procedere al calcolo delle frequenze degli scenari incidentali in assenza di sistemi di intercettazione.

Dall'analisi delle fonti citate si ricavano i seguenti valori da inserire nell'albero degli eventi:

P1= 0.09 probabilità di innesco immediato per rilascio continuo con portata > 100 kg/s di metano (gas a bassa reattività)

P2 = 1 probabilità di innesco ritardato in assenza di sistemi di intercettazione e quindi in caso di rilascio continuo di durata molto lunga, pressoché infinita, assunta pari a 1 (condizione conservativa - in alternativa possono essere adottati valori di probabilità di innesco ritardato tratti ad esempio da Wiekema TNO)

P3 = 0,6 probabilità di Flash Fire (fonte Purple Book TNO)

P4= (1-P3) = 0,4 probabilità VCE

La frequenza di accadimento dello scenario di Jet Fire risulta:

Frequenza JF = frequenza evento * P1

La frequenza di accadimento dello scenario di Flash Fire risulta:

$$\text{Frequenza FF} = \text{Frequenza evento} * (1 - P1) * P2 * P3$$

La frequenza di accadimento dello scenario di VCE risulta:

$$\text{Frequenza VCE} = \text{Frequenza evento} * (1 - P1) * P2 * (1 - P3)$$

Quindi per il caso in esame, considerando il valore di frequenza dell'evento iniziatore di rilascio precedentemente calcolata, si ottiene:

$$\text{Frequenza JF} = 2 * 10^{-5} \text{ ev/anno} * 0,09 = 1,80 E^{-06} \text{ ev/anno}$$

$$\text{Frequenza FF} = 2 * 10^{-5} \text{ ev/anno} * 0,91 * 0,6 = 1,09 E^{-05} \text{ ev/anno}$$

$$\text{Frequenza VCE} = 2 * 10^{-5} \text{ ev/anno} * 0,91 * 0,4 = 7,28 E^{-06} \text{ ev/anno.}$$

STIMA DELLE CONSEGUENZE DEGLI SCENARI

Le simulazioni degli scenari incidentali sono state condotte utilizzando il codice di calcolo Phast 7.11. Gli scenari riportati forniscono valori numerici di riferimento rispetto a scenari caratteristici di tali tipologie di attività.

I valori numerici sono calcolati per un rilascio continuo da intendersi **in assenza di sistemi di intercettazione della sostanza rilasciata.**

I dati di input relativi alle condizioni rilascio sono riportati nella tabella precedente, mentre i parametri relativi alle condizioni meteorologiche e territoriali sono riassunti nella tabella seguente.

CONDIZIONI METEO CLIMATICHE E TERRITORIALI	
Temperatura ambiente	20°C
Umidità relativa	70%
Classi di stabilità atmosferica	Classe di Pasquill F Classe di stabilità D
Velocità del vento	2 m/s 5 m/s
Rugosità superficiale tipica di un'area a bassa urbanizzazione	0.183156 m

SCENARIO DI JET FIRE

La lunghezza del getto e le distanze di danno relative ai valori soglia di irraggiamento da jet fire previste dal DM.LL.PP 09/05/2001 (12,5 - 7- 5 - 3 kW/m²) si possono ricavare dai tabulati di calcolo del software (JET FIRE report).

Per il caso in esame i risultati sono riassunti nella tabella seguente. I valori ricavati dai tabulati di calcolo per il caso in esame riferito alle condizioni meteo di riferimento D5 e F2.

DISTANZE DI DANNO JET FIRE (m)											
Diametro (mm)	Pressione (bar)	Condizioni meteo D5					Condizioni meteo F2				
		Lunghezza del getto	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	Lunghezza del getto	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
152	140	112	242	280	308	352	153	234	285	310	375

SCENARIO DI FLASH FIRE

Per il flash fire le distanze di danno corrispondenti ai valori di soglia da DM.LL.PP 09/05/2001 (LFL e ½ LFL) si ottengono dai tabulati di calcolo del software (Dispersion Report). Nella tabella seguente si riportano i valori ottenuti per il caso in esame.

DISTANZE DI DANNO FLASH FIRE (m)					
Diametro (mm)	Pressione (bar)	METEO D5		METEO F2	
		LFL (44000 ppm)	1/2 LFL (22000 ppm)	LFL (44000 ppm)	1/2 LFL (22000 ppm)
152	140	285	436	255	355

LE INDICAZIONI DELLE DISTANZE DI DANNO RIPORTATE IN TABELLA SONO DA CONSIDERARSI COME DEI TERMINI DI PARAGONE CON I QUALI RAPPORTRSI A VERIFICA DELLA CORRETTA VALUTAZIONE. A PARITÀ DI DATI DI INPUT VALORI SIGNIFICATIVAMENTE SCOSTATI DA QUELLI RIPORTATI DEVONO ESSERE OGGETTO DI APPROFONDITA ANALISI E GIUSTIFICAZIONE DELLE IPOTESI DI SIMULAZIONE ADOTTATE.

SCENARIO DI VCE

La massa in campo di infiammabilità e le distanze di danno si ricavano dai tabulati di calcolo del software.

Una verifica dei risultati può essere effettuata con il metodo del TNT equivalente, pur tenendo conto che il modello non descrive al meglio il fenomeno di VCE per metano.

Il valore di TNT equivalente viene calcolato tramite la seguente formula:

$$Q_{TNT} = \alpha_e W_{COMB} H_{COMB} H_{TNT}$$

dove:

$$Q_{TNT} = \text{massa di tritolo equivalente [kg]}$$

α_e = coefficiente di resa che per gli idrocarburi

W_{COMB} = massa del combustibile contenuto nella nube che partecipa dell'esplosione [kg]

H_{TNT} = energia di detonazione del Tritolo (4,6 MJ/kg)

H_{COMB} = energia di combustione per unità di massa, cioè potere calorifico inferiore del combustibile [kJ/kg]

Per il caso in esame:

W_{COMB} = 4222 kg massa del combustibile contenuto nella nube che partecipa dell'esplosione (ricavato dai tabulati di calcolo)

α_e = 0,03 coefficiente di resa per metano

H_{TNT} = 4,6 MJ/kg = 4600 kJ/kg

H_{COMB} = 50000 kJ/kg

Per cui dalla formula si calcola:

Q_{TNT} = massa di tritolo equivalente [kg]

La distanza normalizzata r' è legata alla distanza effettiva (R) dall'epicentro dell'esplosione ed alla massa di TNT equivalente W_{TNT} dalla relazione:

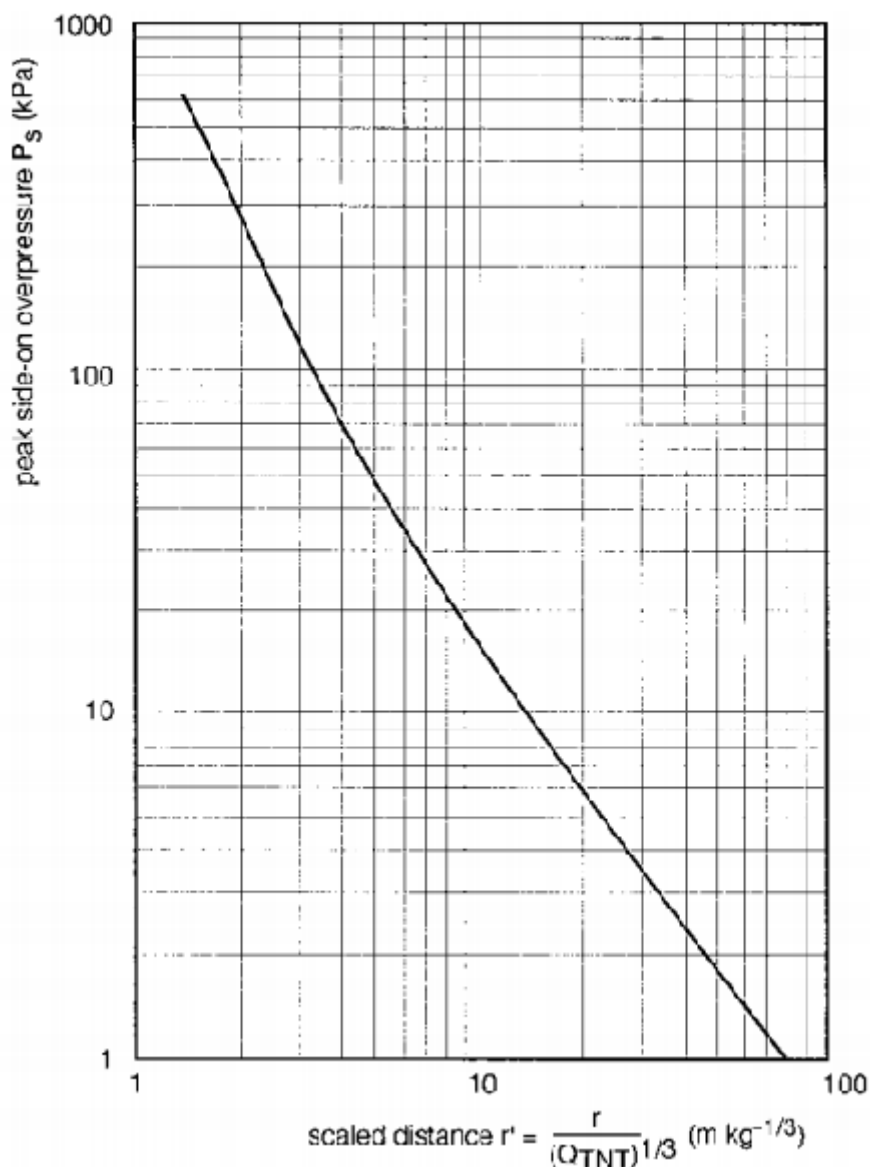
$$r' = R / (Q_{\text{TNT}})^{1/3}$$

dove:

r' = distanza scalare [adimensionale]

R = distanza dalla sorgente [m]

Q_{TNT} = quantità totale di esplosivo [kg]



Dalla lettura del grafico (figura 5.6 Yellow Book TNO rev 2005) è possibile ricavare il valore delle distanze scalari r' in corrispondenza di ogni soglia di danno relativa alla sovrappressione (0.3bar- 0.14bar - 0.07bar - 0.03bar) e di conseguenza la distanza di danno dello scenario di VCE in corrispondenza degli stessi valori di soglia di sovrappressione.

SCENARI IN PRESENZA DI SISTEMI DI INTERCETTAZIONE

Analizziamo ora la situazione in cui il rilascio sia limitato dalla presenza di sistemi di blocco e intercettazione della perdita.

Nella tabella seguente sono riassunti alcuni valori caratteristici per i tempi di intervento dei sistemi di blocco e intercettazione.

Blocking systems - Closing times (Purple Book TNO § 4.4.1)	Tempi di intervento da D.M. 15/05/1996		Tempi di intervento da D.M. 20/10/1998	
	20 ÷ 40 s	in presenza di valvole motorizzate ad azionamento automatico		
2 min completamente automatizzato "Automatic blocking system where the detection of the leakage and closure of the blocking valves is fully automatic. There is no action of an operator required"	1 ÷ 3 min	in presenza di valvole motorizzate con allarme ad azionamento a mezzo di pulsanti di emergenza installati in più punti dell'impianto	1 ÷ 3 min	in presenza di sistema di rilevamento di fluidi pericolosi, ovvero nel caso di operazioni presidiate in continuo, con allarme e pulsanti di emergenza per chiusura valvole installati in più punti dell'impianto
	3 ÷ 5 min	in presenza di valvole motorizzate ad azionamento remoto manuale da un solo punto		
10 min controllo remoto "remote-controlled blocking system is a system where the detection of the leakage is fully automatic and results in a signal in the control room. The operator validates the signal and closes the blocking valves using a switch in the control room."	10 ÷ 30 min	in presenza di valvole manuali	10 ÷ 15 min	in presenza di sistemi di rilevamento di fluidi pericolosi con allarme, ovvero nel caso di operazioni presidiate in continuo, e in presenza di valvole manuali
30 min con intervento manuale "hand-operated blocking system where the detection of the leakage is fully automatic and results in a signal in the control room. The operator validates the signal, goes to the location of the blocking valves and closes the valves by hand"			20 ÷ 30 min	negli altri casi.

In questo caso il rilascio avrà una durata finita e quindi occorrerà rivalutare le frequenze di accadimento e le conseguenze degli scenari incidentali precedentemente valutati senza tener conto dei sistemi di intercettazione, secondo la seguente procedura:

1. Calcolare la durata del rilascio t_R in base alla formula seguente:

$$t_R = t_{INT} + \frac{m}{\dot{m}_R}$$

dove:

t_R è la durata del rilascio [s]

t_{INT} è il tempo di intervento del sistema di blocco di emergenza [s]

m_R è la portata di rilascio calcolata in base alla pressione interna e al diametro del foro [kg/s]

m è la massima quantità (in massa) che può essere rilasciata limitata grazie alla presenza del sistema di intercettazione [kg]

È quindi importante raccogliere informazioni sui singoli blocchi e relativi tempi di intervento al fine di determinare la durata effettiva del rilascio.

2. Valutare la probabilità di innesco immediato P1 e ritardato P2 (in funzione del tempo considerando che il rilascio è di durata finita a seguito dell'intervento di sistemi di intercettazione);

3. Calcolare la frequenza di accadimento dello scenario di flash fire in presenza del sistema di intercettazione, inserendo nell'albero degli eventi il valore di probabilità di innesco ritardato in funzione della durata del rilascio;

4. Rivalutare le conseguenze degli scenari incidentali tenendo conto della durata finita del rilascio da tubazione intercettata.

Al fine di chiarire i vari passaggi applichiamo ora la procedura descritta al caso in esame.

Considerando come nel caso precedente, un rilascio di gas da un foro del diametro equivalente di 6", in presenza di un sistema di blocco automatico si isolerà una porzione di volume contenuto nelle tubazioni e apparecchiature presente tra le due valvole di intercettazione.

1. Calcolo della durata totale del rilascio

La massa che può essere rilasciata dopo la chiusura delle valvole di intercettazione è quella presente all'interno del tratto intercettato, ipotizzando 50 m³ alle condizioni di 140 bar e 20°C, è pari a 5700 kg.

Pertanto la durata totale del rilascio sarà data dalla somma tra tempo di intervento e tempo necessario allo svuotamento della linea:

$t_{INT} = 1 \text{ min} = 60 \text{ s}$ (tempo di intervento del sistema di blocco)

$m_R = 445 \text{ kg/s}$ (portata di rilascio calcolata dal software in base alla pressione interna 140 bar e al diametro del foro 6")

$m = 5700 \text{ kg}$

Dalla formula si ottiene la durata del rilascio

$$t_R = 60s + (5700 \text{ kg}/445 \text{ (kg/s)}) = 73 \text{ s}/(60\text{s}/\text{min}) = 1,21 \text{ min}$$

2. *Valutazione della probabilità di innesco immediato P1 e ritardato P2* (in funzione del tempo considerando che il rilascio è di durata finita in presenza di sistemi di intercettazione)

PROBABILITÀ DI INNESCO IMMEDIATO			
RILASCIO		SOSTANZA	
CONTINUO	ISTANTANEO	LIQUIDO	GAS, REATTIVITÀ BASSA
< 10 kg/s	< 1000 kg	0,065	0,02
10 – 100 kg/s	1000 – 10000 kg	0,065	0,04
> 100 kg/s	> 10000 kg	0,065	0,09

Fonte: TNO Purple Book ed. 2005 -Tabella 4.5

Dalla tabella relativa alla probabilità di innesco immediato in funzione della portata di rilascio si ricava:

Probabilità di innesco immediato = 0,09

per metano, gas a bassa reattività, con portata di rilascio calcolata > 100 kg/s.

Per il calcolo della probabilità di innesco ritardato in funzione del tempo si può ricorrere al metodo in Appendice 4.A del Purple Book “Guidelines for quantitative risk assessment” (2005):

$$P(t) = P_{\text{present}} \cdot (1 - e^{-\omega t})$$

dove:

$P(t)$ la probabilità di innesco nell'intervallo di tempo 0 - t [-]

P_{present} la probabilità che la fonte di innesco sia presente al passaggio della nube [-]

ω l'efficacia di accensione [s^{-1}]

tempo di riferimento t [s].

L'efficacia di accensione, ω , si può calcolare data la probabilità di innesco per un certo intervallo di tempo. La Tabella 4.A.1 di seguito riportata fornisce la probabilità di innesco per un intervallo di tempo pari a un minuto per un dato numero di fonti di innesco.

Source	Probability of ignition in one minute
Point Source	
motor vehicle	0.4
flare	1.0
outdoor furnace	0.9
indoor furnace	0.45
outdoor boiler	0.45
indoor boiler	0.23
ship	0.5
ship transporting flammable materials	0.3
fishing vessel	0.2
pleasure craft	0.1
diesel train	0.4
electric train	0.8
Line source	
transmission line	0.2 per 100 m
road	Note 1
railway	Note 1
Area source	
chemical plant	0.9 per site
oil refinery	0.9 per site
heavy industry	0.7 per site
light industrial warehousing	as for population
Population source	
residential	0.01 per person
employment force	0.01 per person

Ipotizzando ad esempio come sorgente di innesco “magazzini industriali” (*light industrial warehousing*), per cui si ricava dalla tabella la probabilità di innesco in un minuto pari a 0,01 per persona, supponendo la presenza di 3 persone, si ottiene un valore di probabilità di innesco in un minuto pari a 0,03. Se la durata del rilascio calcolata è 1,21 minuti, dalla formula della probabilità di innesco ritardato in funzione del tempo si ottiene:

$$\text{Probabilità innesco ritardato} = 1 - \exp(-0,03 \cdot 1,21) = 0,0356$$

3. Calcolo della frequenza di accadimento dello scenario di flash fire in presenza del sistema di intercettazione:

$$\text{Frequenza FF con intercettazione} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ ev/anno} \cdot (1 - 0,09) \cdot 0,0357 \cdot 0,6 = 3,90 \cdot 10^{-7} \text{ ev/anno}$$

Quindi si può concludere che in presenza di sistemi di intercettazione, in questo caso specifico, la frequenza di accadimento dello scenario finale di flash fire risulta ridotta di circa 1 ordine di grandezza rispetto alla frequenza dello stesso scenario in caso di rilascio continuo non intercettato.

Analogamente è possibile rivalutare adottando la metodologia sopra descritta la frequenza di accadimento dello scenario di VCE.

4. Rivalutazione delle conseguenze degli scenari incidentali

Una volta stimate le distanze di danno da flash fire occorre verificare che la durata del rilascio sia superiore al tempo impiegato dal fronte della nube a raggiungere la distanza di danno di interesse. In caso positivo infatti la nube raggiungerà effettivamente tale distanza, altrimenti la distanza di danno sarà sicuramente inferiore. Pertanto in tal caso per approfondire lo studio del fenomeno di rilascio da tubazione intercettata è necessario utilizzare un modello di

rilascio da tubazione intercettata e un modello di dispersione per rilascio di durata finita.

Per stimare il tempo massimo impiegato dal fronte della nube a raggiungere la distanza di danno di interesse (al LFL o LFL/2) è possibile utilizzare la seguente formula:

$$T_d = D / u_{wind}$$

dove:

T_d = tempo massimo impiegato dal fronte della nube a raggiungere la distanza di danno di interesse [s]

D= distanza di danno [m]

u_{wind} = velocità del vento [m/s]

Per il caso in esame, in condizioni meteo F2 (classe di stabilità atmosferica di Pasquill F e velocità del vento pari a 2m/s) si ottiene che:

D = 255 m distanza di danno in corrispondenza del LFL ricavata dal tabulato di calcolo

$u_{wind} = 2 \text{ m/s}$

$T_d = 127 \text{ s} > 73 \text{ s}$ (durata complessiva del rilascio)

Pertanto il tempo massimo impiegato dal fronte della nube a raggiungere la distanza di danno pari a LFL in condizioni meteo F2 è superiore alla durata complessiva del rilascio, per cui la nube in caso di intercettazione potrebbe non raggiungere in realtà la distanza calcolata.

Ovviamente se una nube non riuscirà a raggiungere la distanza corrispondente al LEL prima che termini il rilascio, non raggiungerà nemmeno quella corrispondente al LEL/2, che è sempre maggiore rispetto alla distanza al LEL, in quanto la concentrazione della nube diminuisce allontanandosi dalla sorgente di rilascio.

In questo caso quindi è possibile ricalcolare lo scenario tenendo conto della durata finita del rilascio e della quantità totale effettivamente rilasciata, limitata dall'intervento dei sistemi di intercettazione presenti. Nel caso specifico la portata media di rilascio risulterà pari a $5700 \text{ kg}/73\text{s} = 78 \text{ kg/s}$ per cui si ricava dai tabulati di calcolo una distanza alla quale si raggiunge il LEL di circa 150m a fronte dei precedenti 255m.

Valutazione dell'effetto domino

Stima della frequenza dello scenario secondario

Al fine di effettuare una valutazione del rischio di effetto domino occorre tener conto dei seguenti aspetti principali:

- effetti e durata dello scenario incidentale primario;
- localizzazione delle apparecchiature potenzialmente bersaglio;
- disponibilità di misure di protezione antincendio attive e passive.

Si ipotizza che lo scenario incidentale primario sia il jet-fire conseguente al rilascio di gas naturale da tubazione di 6" , precedentemente analizzato.

In assenza di sistemi di intercettazione, si assume un rilascio continuo non intercettato e

quindi una durata dello scenario primario pari a 30 minuti.

Ai fini della valutazione della probabilità di effetto domino, nel caso di indisponibilità di dati specifici, si può far riferimento alle tabelle A.1, A.2 e A.3 dell'appendice A della parte 1 Allegato E D.Lgs. 105/2015.

Dalla tabella A.1. si ricava una probabilità di effetto domino per irraggiamento pari a 1.

Tab. A.1 - Probabilità di effetto domino per irraggiamento		
Effetto sorgente	Probabilità di effetto domino	Nota
Interessamento da jet fire con durata inferiore a 5 min	0	
Interessamento da jet fire con durata tra 5 e 10 min	0.5	
Interessamento da jet fire con durata superiore a 10 min	1	
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata inferiore a 10 min o interessamento da pool fire con durata inferiore a 10 min	0	(1)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min o interessamento da pool fire con durata superiore a 10 min (per obiettivi tipo serbatoi e apparecchiature atmosferici)	1	(2)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min o interessamento da pool fire con durata superiore a 10 min (per obiettivi tipo serbatoi e apparecchiature a pressione e tubazioni)	0.5	(2)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 20 min	1	(2)
Irraggiamento inferiore a 12.5 kW/m ²	0	(1)
Irraggiamento tra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata inferiore a 10 min	0	(1)
Irraggiamento tra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 min	vedi nota	(3)
Irraggiamento tra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata superiore a 20 min	vedi nota	(3)

NOTE:

Salvo i casi in cui sia ipotizzabile una propagazione dell'incendio a causa di materiale strutturale o componentistico infiammabile (es. pannellature di materiale plastico, etc.) ovvero un danneggiamento di componenti particolarmente vulnerabili (es. recipienti o tubazioni in vetroresina, serbatoi o tubazioni con rivestimenti plastici, etc.) per i quali si assume una probabilità pari a 1.

Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione attivi (raffreddamento) automatici o manuali, aventi probabilità P di mancato intervento su domanda o di efficacia per tutta la durata dell'effetto sorgente, le probabilità di effetto domino vanno moltiplicate per P. Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione passiva (fireproofing, interrimento, barriere tagliafiamme), le probabilità di effetto domino sono trascurabili per durata dell'effetto fisico pari o inferiore a quello eventuale di resistenza del sistema. Per la distinzione tra apparecchiature atmosferiche e in pressione, si può fare riferimento alla pressione di progetto, che per apparecchiature in pressione deve essere superiore a 2 bar assoluti.

Probabilità interpolata linearmente rispetto alle probabilità corrispondenti ai due estremi del valore di irraggiamento.

Per ogni scenario incidentale primario di jet fire occorre calcolare la lunghezza della fiamma e le distanze di danno in corrispondenza delle soglie di irraggiamento di 37,5 kW/m² e

12,5 KW/m².

La frequenza dell'effetto domino può essere valutata come:

$$F_{\text{effetto domino}} = F_{\text{scenario primario}} * P_{\text{effetto domino}} * F_{\text{geometrico}} \text{ (ev/anno)}$$

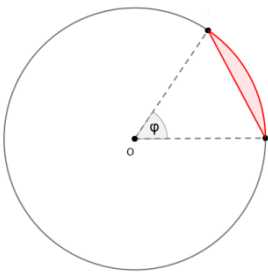
dove:

$F_{\text{scenario primario}}$ = frequenza incidentale dello scenario primario (ev/anno);

$P_{\text{effetto domino}}$ = probabilità calcolata o definita in base ai criteri della Tabella Appendice A dell'Allegato E del D.Lgs. 105/2015;

$F_{\text{geometrico}}$ = fattore correttivo adimensionale per tener conto della direzionalità del getto incendiato, assunto pari alla frazione di angolo giro con la quale la sorgente colpisce il bersaglio (rapporto tra l'angolo individuato dalla porzione di circonferenza e angolo giro).

Nel caso in esame si ipotizza che lo scenario primario di jet fire studiato coinvolga un'altra tubazione contenente gas naturale. Considerando il posizionamento della tubazione bersaglio rispetto all'origine dello scenario primario come schematizzato nella figura seguente



Si calcola la frequenza di effetto domino in base alla formula seguente:

$$F_{\text{effetto domino}} = F_{\text{scenario primario}} * P_{\text{effetto domino}} * F_{\text{geometrico}}$$

Per il caso in esame quindi:

$$F_{\text{scenario primario}} = \text{Frequenza JF} = 1,8 \text{ E}^{-06} \text{ ev/anno}$$

$$P_{\text{effetto domino}} = 1$$

$$F_{\text{geometrico}} = 0,125 \text{ (ipotizzando } 45^\circ / 360^\circ)$$

$$F_{\text{effetto domino}} = 2,25 \text{ E}^{-07} \text{ ev/anno}$$

Nel calcolo della frequenza dello scenario secondario può essere introdotto anche un "fattore correttivo" relativo alla disponibilità di sistemi di sicurezza qualora presenti.

Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione passiva (fireproofing, interrimento,...), le probabilità di effetto domino saranno trascurabili per una durata dell'effetto fisico pari o inferiore a quello di resistenza del sistema. Nel caso in cui siano inoltre presenti sistemi di protezione attivi automatici o manuali (ad es. impianti di raffreddamento), aventi probabilità P di mancato intervento su domanda o di efficacia, le probabilità di effetto domino vanno moltiplicate per P.

Se la frequenza è ritenuta credibile si deve quindi procedere alla stima delle conseguenze dello scenario secondario.

Si ipotizza come scenario secondario un jet fire conseguente all'innescio immediato di un rilascio di gas naturale da un foro nella tubazione bersaglio.

Tramite il software Phast 7.11 sono state calcolate le distanze di danno relative allo scenario secondario. Tali valori sono riepilogati nella tabella seguente.

DISTANZE DI DANNO JET FIRE SECONDARIO (m)							
		METEO F2					
Diametro (mm)	Pressione (bar)	Lunghezza del getto (m)	37,5 kW/m ²	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
25 mm	80	28,8	28,6	36,7	41,5	45	51

In presenza di sistemi di intercettazione anche nel caso dello scenario secondario è opportuno rivalutare la durata del rilascio e di conseguenza la durata del jet fire secondario e la relativa frequenza di accadimento. Se ad esempio la durata dell'interessamento da jet fire risulta inferiore a 5 minuti, la probabilità di effetto domino è nulla, in base alle indicazioni desunte dalla tabella dell'Allegato E del D.Lgs. 105/2015. Nei casi in cui la probabilità di effetto domino sia diversa da zero andrà invece valutata la frequenza dello scenario e qualora credibile si procederà anche in questo caso alla stima delle conseguenze, per un rilascio di durata e quantità limitata, tenendo conto dei sistemi di intercettazione.

CONCLUSIONI DEL CASE STUDY

Per la stima delle conseguenze degli scenari incidentali conseguenti ad un rilascio di gas naturale ad alta pressione da tubazione o altra apparecchiatura si può procedere inizialmente alla modellazione delle conseguenze ipotizzando un rilascio continuo da foro di diametro equivalente noto, senza tener conto della presenza di sistemi di intercettazione e blocco.

In presenza di sistemi di blocco e intercettazione (di tipo automatico ad esempio LSD o ESD o manuale)

- è opportuno raccogliere informazioni specifiche sui sistemi di intercettazione e di blocco e relativi tempi di intervento al fine di determinare la durata reale di un eventuale rilascio e la quantità massima rilasciata in base al volume della sezione isolabile. In particolare è opportuno valutare i tempi di intercettazione considerando anche le tipologie e modalità di rilevazione dei rilasci;
- la frequenza di accadimento dello scenario di flash fire in presenza di sistemi di intercettazione, può essere rivalutata tenendo conto anche della variazione della probabilità di innescio ritardato in funzione del tempo e della possibilità che la nube di gas raggiunga la sorgente di innescio: ciò può portare ad una riduzione della frequenza di accadimento in particolare dello scenario incidentale di flash fire;
- le conseguenze degli scenari incidentali possono essere rivalutate adottando modelli di simulazione specifici per rilasci di durata finita da tubazione intercettata. Ciò può portare ad una riduzione delle aree di danno conseguenti agli scenari incidentali

rispetto alla valutazione delle aree di danno determinate in caso di rilascio continuo non intercettato.

APPENDICE F: Classificazione dei Luoghi con Pericolo di Esplosione

La classificazione dei luoghi ha lo scopo di stabilire la presenza di zone con pericolo di esplosione nelle quali devono essere adottati provvedimenti di natura tecnica e/o organizzativa per rendere trascurabili i rischi derivanti dalla presenza di atmosfere esplosive e/o potenzialmente tali.

In definitiva la classificazione dei luoghi ha come obiettivi:

- L'analisi di ambienti o sistemi soggetti a rischio esplosione, determinando aree a diversa probabilità di rischio, al fine di adottare provvedimenti idonei a ciascuna area pericolosa per evitare o diminuire il rischio di esplosione;
- Evidenziare i parametri, i componenti di processo e gli elementi della struttura che concorrono ad aumentare il rischio, al fine di poter intervenire con opportune procedure operative per ridurre al minimo l'estensione delle zone pericolose;
- Concorrere alla formulazione dell'analisi del rischio con la fase che contempla la determinazione della quantità e della probabilità di atmosfera esplosiva.

Le principali disposizioni legislative, le norme e le guide tecniche applicabili alle installazioni sono le seguenti:

- D.Lgs. 81/2008: Testo Unico sulla Sicurezza;
- D.Lgs. 624/1996: Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee;
- Norma UNI EN 1127-1, Atmosfere esplosive, Prevenzione dell'esplosione e protezione contro l'esplosione, Concetti fondamentali e metodologia;
- Norma CEI EN 60079-10: Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas;
- Guida CEI 31-35: Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas; Guida all'applicazione della norma CEI EN 60079-10, Classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas, vapori o nebbie infiammabili;
- Guida CEI 31-35/A; Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas, Guida all'applicazione della norma CEI EN 60079-10, Classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas, vapori o nebbie infiammabili;
- Norma CEI EN 50272-2: Prescrizioni di sicurezza per batterie di accumulatori e loro installazioni: Batterie stazionarie.

Prima di procedere alla classificazione delle aree con pericolo di esplosione bisogna accertarsi che l'oggetto della classificazione rientri nel campo di applicazione delle norme considerate. Se il luogo preso in considerazione non rientra nel campo di applicazione della norma presa a riferimento, ciò non significa che non presenti pericolo di esplosione, ma che la classificazione deve essere svolta con procedimenti diversi. In tal caso le norme CEI 31-30 e la guida CEI 31.35, con le opportune cautele, possono essere prese come utili riferimenti.

Per poter effettuare la classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione, è necessario definire le sostanze infiammabili e conoscere le loro caratteristiche di infiammabilità e le loro condizioni di processo durante il funzionamento normale di esercizio, in caso di funzionamento anomalo ed in caso di manutenzione delle apparecchiature che le contengono.

Le sostanze infiammabili possono essere il prodotto anche involontario di un processo di

lavorazione, oppure una materia prima che viene manipolata, trasportata o depositata: quindi devono essere individuate e verificate tutte le condizioni in cui si possono produrre gas, vapori o nebbie infiammabili.

Una sostanza si può considerare infiammabile quando in determinate proporzioni, può formare un atmosfera esplosiva ed è capace di sviluppare, con l'ossigeno dell'aria una reazione esotermica di ossidazione.

Sulla base delle considerazioni sopra riportate, generalmente, le sostanze potenzialmente infiammabili in funzione dell'utilizzo, in una centrale di stoccaggio e trattamento del gas naturale saranno:

- Gas Naturale;
- Glicole trietilenico;
- Condensati;
- Idrogeno;
- Gasolina;
- Metanolo;

Le aree che in genere risultano essere luoghi con pericolo di formazione di atmosfera esplosiva, in funzione della sostanza e della tipologia di processo sono le seguenti:

- Area Trattamento gas;
- Area Compressione gas;
- Area Cluster e pozzi isolati;
- Locali Batteria;
- Candela di sfiato;
- Locale misure fiscali.

Appare opportuno ricordare, per quanto attiene la disposizione delle installazioni, che:

- la Sala Controllo deve essere situata al di fuori delle zone pericolose e la stessa sia progettata con criteri antideflagranti e che resista alle sovrappressioni generate da esplosioni provocate dalla dispersione del gas. La sala controllo deve garantire la protezione degli occupanti per il tempo necessario all'esecuzione delle procedure di emergenza e per la loro evacuazione in piena sicurezza.
- per le pompe dell'acqua antincendio ed i generatori di emergenza con motori diesel, la presa d'aria deve trovarsi all'esterno dell'estensione prevedibile della nube di gas infiammabile.

Nelle tabelle seguenti sono riportate le sintesi delle valutazioni del rischio derivante dalla presenza delle atmosfere esplosive individuate nelle varie aree con indicazione delle tipologie di Zone. Si precisa che tali esiti tengono conto di: specificità dell'applicazione, pressione di processo, tipologia di tubazioni utilizzate, tipologia di connessioni utilizzate, tipologia di ambiente (aperto, chiuso) e tipologia di ventilazione del luogo preso in esame; pertanto le conclusioni di ogni valutazione del rischio devono tenere presente i sopraccitati aspetti con conseguente possibile discostamento dalla classificazione sotto riportata.

Area di Interesse COMPRESSIONE GAS	Tipo di zona pericolosa	Area di Interesse TRATTAMENTO GAS	Tipo di zona pericolosa
Fabbricati Turbocompressore/ Elettrocompressore	Zona 2 IIA T1	Disidratazione del gas in arrivo dai pozzi	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T1 Zona 2 IIA T3
Locale Caldaie	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T1	Linee di misura fiscale del gas e alle linee di trasporto dai/ai cluster	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T1
Gasdotto di erogazione da 36"	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T1	Area Serbatoi di stoccaggio e al sistema di rigenerazione glicole	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T1
Gasdotto di erogazione da 36"	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T1	Area sistema candele di sfiato e al sistema trattamento effluenti gassosi	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T3
Circuito Condensati	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T1	Area sistema di raccolta e trattamento acque di processo	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T3
Sistema di alimentazione gas servizi	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T1	Area stoccaggio e caricamento gasolina	Zona 1 IIA T3 Zona 2 IIA T3
Sistema di alimentazione fuel gas	Zona 1 IIA T1	Locali Misura fiscale	Zona 1 IIA T1
Terminali di scarico Silenziato	Zona 2 IIA T1		

Classificazione aree

Area di Interesse AREA CLUSTER E POZZI ISOLATI	Tipo di zona pericolosa
Cluster	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T1 Zona 2 IIA T3
Pozzi Isolati	Zona 1 IIA T1 Zona 2 IIA T1

Classificazione aree

Determinazione delle Sorgenti di emissione

La sorgente di emissione (SE) è un punto o parte di un impianto da cui può essere emesso gas, vapore o liquido infiammabili tali da generare un' atmosfera esplosiva. Le normative in vigore stabiliscono i seguenti gradi di emissione:

- Emissione di grado continuo: emissione continua o che può avvenire frequentemente o per lunghi periodi;
- Emissione di primo grado: emissione che può avvenire periodicamente od occasionalmente durante il funzionamento normale;
- Emissione di secondo grado: emissione che non è prevista durante il funzionamento normale e che, se avviene, è con frequenza bassa e per brevi periodi.

Ai fini della classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione, soprattutto per quegli impianti e/o luoghi con notevole concentrazione di sorgenti di emissione, occorre analizzare l'influenza di tutte le emissioni, in quanto considerando la contemporaneità delle emissioni con il relativo grado di emissione è possibile determinare l'efficacia del grado di ventilazione presente. La norma CEI 31-87, per ottenere il contributo delle emissioni multiple, somma il contributo singolo dei gradi di emissione diversi. La norma quindi considera la contemporaneità delle emissioni come indicato di seguito:

- Emissioni continue: tutte le emissioni continue vengono considerate contemporanee tra loro;
- Emissioni di primo grado: si considerano tutte le emissioni continue più quelle di primo grado che possono essere considerate contemporanee. Per stabilire la contemporaneità delle emissioni di primo grado bisogna effettuare uno studio caso per caso nei cui criteri di scelta dovrebbero sicuramente essere presi in considerazione le emissioni generate dalla stessa causa e quelle più gravose. Nei casi in cui non sia possibile definire la contemporaneità delle emissioni, un utile riferimento è la tabella B.2 della CEI 31-30;
- Emissioni di secondo grado: si considerano tutte le emissioni continue, tutte le emissioni contemporanee di primo grado più ciascuna emissione di secondo grado presa singolarmente.

Stabilite le sorgenti di emissione, in funzione della disponibilità e del grado della ventilazione è possibile stabilire, con le indicazioni della guida CEI 31-35 il tipo di zona pericolosa.

- Quando la disponibilità della ventilazione è buona, qualunque sia il suo grado (alto, medio, basso), intorno alla sorgente di emissione è previsto un solo tipo di zona che, a volte può essere di estensione trascurabile (con grado di ventilazione alto);
- con emissione di grado continuo e primo, grado di ventilazione alto e disponibilità adeguata o scarsa, sono previsti due tipi di zone: il primo tipo, definito assumendo una quantità di ventilazione presente con disponibilità rispettivamente adeguata o scarsa, risulta di estensione trascurabile (ad. Es. Zona 1 NE); il secondo tipo di zona (ad. Es. zona 2) viene definito assumendo la ventilazione residua, presente praticamente con continuità (disponibilità buona);
- con emissione di secondo grado, grado di ventilazione alto e disponibilità adeguata, è previsto un solo tipo di zona di estensione trascurabile (Zona 2 NE), mentre è considerata trascurabile la contemporaneità dell'emissione di secondo grado con la mancanza di ventilazione assunta con disponibilità adeguata, per cui il luogo non è pericoloso. Se però esiste la possibilità di emissioni di secondo grado nell'intervallo in cui viene a mancare la ventilazione assunta, deve essere prevista una zona 2 determinata considerando la ventilazione residua;
- con emissione di secondo grado, grado di ventilazione alto e disponibilità scarsa, sono previste due zone 2: la prima definita assumendo una quantità di ventilazione presente con disponibilità scarsa, risulta di estensione trascurabile (zona 2 NE), la seconda zona 2 viene definita assumendo la ventilazione residua, presente praticamente con continuità (disponibilità buona);
- con emissione di grado continuo e primo, grado di ventilazione medio e disponibilità adeguata o scarsa, sono previsti due tipo di zone, rispettivamente zona 0 e 1, la cui estensione è stabilita a partire dalla sorgente di emissione. Il secondo tipo di zona, essendo meno severo del primo si estende a partire dai limiti del primo tipo di zona. Il primo tipo di zona deve essere definito assumendo una ventilazione presente con disponibilità rispettivamente adeguata o scarsa, mentre il secondo tipo deve essere definito assumendo

- la ventilazione residua, presente praticamente con continuità (disponibilità buona);
- con emissione di secondo grado, grado di ventilazione medio e disponibilità adeguata o scarsa, sono previste rispettivamente una e due zone 2. In questi casi la prima zona viene definita assumendo il grado della ventilazione presente con disponibilità adeguata o scarsa, mentre è considerata trascurabile la contemporaneità dell'emissione di secondo grado con la mancanza di ventilazione assunta con disponibilità adeguata o scarsa. Se esiste la possibilità di emissioni di secondo grado nel periodo di tempo in cui viene a mancare la ventilazione assunta, oltre alla zona 2 assumendo la ventilazione residua, presente praticamente con continuità (disponibilità buona);
 - con grado di ventilazione basso, qualunque sia la sua disponibilità (buona, adeguata o scarsa), è previsto un solo tipo di zona che potrebbe estendersi a tutto l'ambiente considerato; inoltre, quando la ventilazione è molto debole e l'emissione è tale che un atmosfera esplosiva esiste praticamente in continuazione, la zona 1 diventa zona 0.

APPENDICE G: Misure di protezione antincendio

1. Attività soggette ai controlli di prevenzione incendi

Le attività soggette al D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 possono essere identificate come indicato nella seguente tabella.

UNITA' LOGICA	Attività	Sottoclasse	Categoria	Descrizione Attività secondo D.P.R. 151/2011 e s.m.i.	Descrizione Sottoclasse
Turbocompressori / Elettrocompressori	2	2	C	Impianti di compressione o di decompressione dei gas infiammabili e/o comburenti con potenzialità superiore a 50 Nm ³ /h, con esclusione dei sistemi di riduzione del gas naturale inseriti nelle reti di distribuzione con pressione di esercizio non superiore a 0,5 MPa	Tutti gli altri casi
Stabilimento (per le parti non ricomprese nelle singole attività)	7	1	C	Centrali di produzione di idrocarburi liquidi e gassosi e di stoccaggio sotterraneo di gas naturale, piattaforme fisse e strutture fisse assimilabili, di perforazione e/o produzione di idrocarburi di cui al decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 ed al decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624	-
Reti di collegamento dai Cluster alla Centrale (flow Line)	6	2	B	Reti di trasporto e di distribuzione di gas infiammabili, compresi quelli di origine petrolifera o chimica, con esclusione delle reti di distribuzione e dei relativi impianti con pressione di esercizio non superiore a 0,5 MPa	Oltre 2,4 MPa
Metanolo	10	2	C	Stabilimenti ed impianti ove si producono e/o impiegano, liquidi infiammabili e/o combustibili con punto di infiammabilità fino a 125 °C, con quantitativi globali in ciclo e/o in deposito superiori a 1 m ³	Oltre 50 m ³
Gasolio	12	2	B	Depositi e/o rivendite di liquidi infiammabili e/o combustibili e/o oli lubrificanti, diatermici, di qualsiasi derivazione, di capacità geometrica complessiva superiore a 1 m ³	Liquidi con punto di infiammabilità superiore a 65 °C, per capacità geometrica superiore a 9 m ³ e fino a 50 m ³
Olio lubrificante	12	3	C	Depositi e/o rivendite di liquidi infiammabili e/o combustibili e/o oli lubrificanti, diatermici, di qualsiasi derivazione, di capacità geometrica complessiva superiore a 1 m ³	Liquidi infiammabili e/o combustibili e/o lubrificanti e/o oli diatermici di qualsiasi derivazione per capacità geometrica complessiva superiore a 50 m ³
Gruppo elettrogeno	49	3	C	Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici ed impianti di cogenerazione di potenza complessiva superiore a 25 kW	Oltre 700 kW
Impianti termici	74	3	C	Impianti per la produzione di calore alimentati a combustibile solido, liquido o gassoso con potenzialità superiore a 116 kW	Oltre 700 kW

A seguito dell'esperienza maturata fino ad oggi, si riportano di seguito le misure di protezione attiva e passiva che dovrebbero essere presenti nelle varie parti dello stabilimento le quali, comunque, devono essere determinate in base alle valutazioni del rischio specifico contestualizzate per ogni impianto/stabilimento, tenendo presente l'applicabilità dei decreti specifici di riferimento quali, ad esempio, il D.M. 09/03/2007 per la resistenza al fuoco, il D.M 20/12/2012 per gli impianti di protezione attiva antincendio, etc..

Al fine di rendere il più organico possibile e di immediata consultazione, il documento sarà suddiviso in paragrafi ognuno dei quali tratterà i sistemi di sicurezza antincendio per ogni area e attività dello stabilimento.

AREA CENTRALE DI TRATTAMENTO E DI COMPRESSIONE

Turbocompressori - Attività 2.2.C del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011

Impianti di compressione o di decompressione dei gas infiammabili e/o comburenti con potenzialità superiore a 50 Nm³/h, con esclusione dei sistemi di riduzione del gas naturale inseriti nelle reti di distribuzione con pressione di esercizio non superiore a 0,5 MPa.

Lo stabilimento in genere è dotato di un certo numero di turbocompressori/elettrocompressori che prendono posto in cabinati esterni, (fabbricati turbocompressori) atti ad effettuare l'iniezione del gas naturale nel giacimento di stoccaggio. La turbina (parte motrice) è inoltre contenuta in un cabinato dedicato posto all'interno del fabbricato turbocompressori che, spesso, prende il nome di *cabinato motore*.

MISURE DI PROTEZIONE PASSIVA ANTINCENDIO

Il turbocompressore, in genere, è inserito all'interno di un cabinato che può essere realizzato con strutture in carpenteria metallica rivestite di vernice intumescente tamponate con pannelli aventi resistenza al fuoco EI60 e classe di reazione al fuoco A2 ai sensi della UNI EN 13501.

MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO

Al fine di garantire una rapida segnalazione, il contenimento e l'estinzione di un incendio è necessario garantire una corretta protezione antincendio. Si dovrebbero installare i seguenti impianti e sistemi di protezione attiva antincendio:

- impianto di rivelazione gas nel *cabinato motore*, conformi alle normative tecniche specifiche quali ad esempio UNI 10752 etc (es. rivelatori catalitici o infrarossi);
- impianto di rivelazione gas nel *fabbricato compressore*, conformi alle normative tecniche specifiche quali ad esempio UNI 10752 etc. (es. rivelatori catalitici o infrarossi);
- impianto di rivelazione incendi nel *cabinato motore*, conformi alle normative tecniche specifiche quali ad esempio UNI 9795 etc. (es. rivelatori tipo a dilatazione metallica e sensori di fiamma di tipo infrarosso multi spettro);
- impianto di rivelazione incendi nel *fabbricato compressore*, conformi alle normative tecniche specifiche quali ad esempio UNI 9795 etc (es. rivelatori tipo a dilatazione metallica);
- impianto automatico di spegnimento nel *cabinato motore*, (esempio a water-mist secondo le norme NFPA 750 o equivalenti);
- impianto automatico di spegnimento nel *fabbricato compressore* (esempio a water-mist secondo le norme NFPA 750 o equivalenti);

Per quanto attiene specificatamente all'impianto idrico antincendio si riportano le principali normative tecniche in vigore da rispettare:

Apparecchiatura	Note e normativa tecnica*
Pompa elettrica antincendio	Indicare ubicazione e caratteristiche locale pompe antincendio UNI 12845 UNI 11292 con protezione sprinkler dentro il locale pompe
Pompa jockey	
Motopompa diesel antincendio	
Vasca accumulo acqua antincendio	Indicare caratteristiche costruttive manufatto UNI 12845
Idranti esterni	Indicare estensione della protezione esterna UNI 10779
Naspi interni UNI EN 671/1	Indicare l'edificio oggetto della protezione UNI 10779
<p><i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, capacità operativa, prevalenza e portata delle pompe elettriche e motopompe installate e capacità in m³ della riserva idrica.</i></p>	

Normativa di riferimento impianto antincendio

Di seguito si riportano alcuni esempi di misure di protezione, da valutare caso per caso in funzione delle determinazioni delle valutazioni del rischio specifiche dell'impianto/stabilimento, di altre apparecchiature rientranti nell'attività in argomento:

1. Separatori di aspirazione e refrigeranti gas ad aria:

Apparecchiatura	Note*
separatori di aspirazione (1° stadio)	indicare tipologia
separatori di aspirazione (2° stadio)	indicare tipologia
refrigeranti gas ad aria (1° stadio)	indicare tipologia (es. scambiatore a fascio tubiero)
refrigeranti gas ad aria (2° stadio)	indicare tipologia (es. scambiatore a fascio tubiero)
(*) Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg) e il volume delle apparecchiature installate.	
<p>MISURE DI PROTEZIONE PASSIVA ANTINCENDIO</p> <ul style="list-style-type: none"> • ad esempio: intonaco intumescente a protezione delle strutture di sostegno dei refrigeranti gas dei compressori e delle carpenterie di supporto piping nelle zone contigue. <p>MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO</p> <ul style="list-style-type: none"> • impianto di rivelazione incendi (es. cavi termosensibili); • impianto idrico antincendio di centrale; • estintori a polvere e a CO₂. 	

Sistemi antincendio separatori e refrigeranti

2. Refrigeranti olio lubrificante ad aria, Scambiatori:

Apparecchiatura	Note*
refrigeranti olio lubrificante ad aria	indicare tipologia (es. scambiatore a fascio tubiero)
scambiatore acqua/gas riscaldamento fuel-gas turbine	indicare tipologia (es. scambiatore a fascio tubiero, con tubi incamiciati e fluido intermedio per il monitoraggio di eventuali rotture)
filtro fuel-gas	indicare tipologia (es. tipo bistadio con cartuccia e pacco lamellare)
tubazioni di impianto	-
<i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg) e il volume delle apparecchiature installate.</i>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none">• impianto di rivelazione incendi con cavi termosensibili;• impianto idrico antincendio di centrale;• estintori a polvere e a CO₂.	

Sistemi antincendio olio lubrificante e Scambiatori

3. Serbatoio drenaggi dai cabinati turbocompressori

Apparecchiatura	Note*
serbatoio drenaggi dai cabinati turbocompressori	indicare tipologia (es. serbatoio atmosferico interrato a doppia parete, con pompa centrifuga verticale, comune ai turbocompressori)
<i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg) e il volume delle apparecchiature installate.</i>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none">• impianto idrico antincendio di centrale;• estintori a polvere e a CO₂.	

Sistemi antincendio Serbatoio drenaggi dai cabinati turbocompressori

4. Apparecchiature a protezione dei turbocompressori/elettrocompressori:

Apparecchiatura	Note*
filtro fuel-gas	indicare tipologia (es. tipo a cartuccia)
<i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg) e il volume delle apparecchiature installate.</i>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none">• impianto di rivelazione incendi con cavi termosensibili;• impianto idrico antincendio di centrale;• estintori a polvere e a CO₂.	

Sistemi antincendio apparecchiature a protezione dei turbocompressori/elettrocompressori

Attività 7.1.C – apparecchiature di stabilimento e servizi generali

Centrali di produzione di idrocarburi liquidi e gassosi e di stoccaggio sotterraneo di gas naturale, piattaforme fisse e strutture fisse assimilabili, di perforazione e/o produzione di idrocarburi di cui al decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 ed al decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624.

Servizi generali di stabilimento

All'interno dello stabilimento, solitamente insistono diversi edifici tra cui quello principale, destinato a uffici, sala supervisione, sala controllo e quadri elettrici, un edificio destinato a cabina elettrica, compressori, gruppo elettrogeno, locale batterie, ecc... che possono costituire attività soggette, come nel caso del gruppo elettrogeno o di una cabina elettrica con un trasformatore di potenza isolato in olio minerale, ovvero rientrare all'interno dell'attività generale (7.1.C) che ricomprende l'intera centrale.

Nel caso di nuovi stabilimenti, il Gestore, in fase di progettazione, definisce un lay-out tale da garantire che gli edifici presidiati da personale e contenenti i sistemi di sicurezza di stabilimento, come la sala supervisione, la sala controllo e gli uffici tecnici siano disposti, per quanto ragionevolmente possibile, in aree non ricadenti all'interno delle conseguenze di scenari incidentali ipotizzati ovvero protetti come di seguito indicato.

Fabbricati	Note
fabbricato principale	attività non soggette ai VV.F. ma ricadenti nel perimetro della Centrale (attività 7.1.C). La cabina elettrica può essere munita di trasformatori elettrici con isolamento in resina non ricadente nell'attività 48.1.B ovvero in olio minerale (attività 48.1.B).
cabina elettrica	
locale compressori	
	<p>MISURE DI PROTEZIONE PASSIVA ANTINCENDIO</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Edificio principale uffici e sala controllo: <ul style="list-style-type: none"> - strutture portanti e separanti di adeguata resistenza al fuoco (es. almeno EI 60 se ubicate all'interno delle aree di danno degli scenari incidentali ipotizzati) e - compartimentazione con locali adiacenti ad altra destinazione d'uso (es. officina, magazzino) attraverso strutture di adeguata resistenza al fuoco (es. REI60 e porte di comunicazione resistenti al fuoco EI60). ● Edificio/locale cabina elettrica: <ul style="list-style-type: none"> - strutture portanti di adeguata resistenza al fuoco REI120 e separanti resistenti al fuoco EI120. ● Locale gruppo elettrogeno, sala quadri elettrici e locale batterie: <ul style="list-style-type: none"> - qualora facenti parte del medesimo edificio, sarebbe necessario garantire la compartimentazione attraverso strutture di adeguata resistenza al fuoco (es. REI60 e porte di comunicazione resistenti al fuoco EI60). <p>MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO</p> <ul style="list-style-type: none"> - Edificio principale uffici e sala controllo: <ul style="list-style-type: none"> ○ impianto di rivelazione e segnalazione automatica incendi (es. con rivelatori di fumo ottico (SOD) a protezione di tutti i locali); ○ impianto di spegnimento automatico a gas inerte UNI EN 12094 o UNI 15004 nei locali destinati a sala quadri/sottocabina, locale Sistema Integrato Security (SIS) e sala controllo, sala supervisione, sala misure; ○ impianto di rivelazione idrogeno (H2) a protezione del locale batterie; ○ estintori a polvere e CO2 e idranti UNI 45/naspi UNI 25 a protezione dell'area destinata a servizi quali officina/magazzino. - Edificio/locale cabina elettrica: <ul style="list-style-type: none"> ○ impianto di rivelazione e segnalazione automatica incendi con rivelatori di fumo ottico (SOD) a protezione di tutti i locali; ○ impianto di spegnimento automatico a gas inerte UNI EN 12094 o UNI 15004 a protezione della sala quadri e relativi cavedi. - Edificio/locale aria compressa <ul style="list-style-type: none"> ○ impianto di rivelazione e segnalazione automatica incendi UNI 9795 con rivelatori di fumo ottico (SOD) a protezione di tutti i locali.

Sistemi antincendio dei servizi generali di stabilimento

Principali Item di impianto

Di seguito si riportano alcune tipiche apparecchiature e le relative misure di protezione passiva e attiva antincendio, alcune delle quali rientrano nel campo di applicazione del D.M. 17.04.2008 e s.m.i:

● Separatore di testa Pozzo, trappola di lancio

Apparecchiatura	Note*
separatore di testa pozzo	separatore verticale di liquidi
trappola di lancio/ricevimento	trappola bidirezionale
<i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg), il volume e le caratteristiche principali (es. diametro in pollici della linea e del barrel) delle apparecchiature.</i>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none">- impianto di rivelazione incendi (es. cavi termosensibili);- impianto idrico antincendio di centrale;- estintori a polvere e a CO₂.	

Sistemi antincendio del Separatore di testa Pozzo, trappola di lancio

● Scambiatori fuel gas a bagno olio, filtro fuel gas, sistema misure fiscali

Apparecchiatura	Note
scambiatore fuel-gas a bagno di olio diatermico	*
filtro fuel-gas	*
sistema misure fiscali	-
<i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg) e il volume delle apparecchiature installate.</i>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none">- impianto di rivelazione incendi (es. cavi termosensibili);- sensori miscela esplosiva puntuali nei cabinati misuratori a ultrasuoni;- impianto idrico antincendio di centrale;- estintori a polvere e a CO₂.	

Sistemi antincendio Scambiatori, filtro e sistema misure fiscali

- **Colonna di disidratazione, separatore LTS, scambiatori, essiccamento**

Apparecchiatura	Note*
colonna di disidratazione	indicare tipologia
separatore LTS	indicare tipologia (es. separatore di liquidi orizzontale fuori terra)
scambiatore Gas-Gas (a 4 moduli)	indicare tipologia (es. scambiatore per recupero di freddo, di tipo Hairpin, a più moduli sovrapposti)
scambiatore Acqua-Gas	indicare tipologia (es. scambiatore a fascio tubiero, con tubi incamiciati e fluido intermedio per il monitoraggio di eventuali rotture)
package essiccamento gas	-

() Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg), volume e caratteristiche delle apparecchiature.*

MISURE DI PROTEZIONE PASSIVA ANTINCENDIO

- Pareti antincendio di adeguata resistenza al fuoco interposte tra impianti di trattamento contigui e vicini (es. LTS1/LTS2) e tra ciascun impianto (LTS1) e il package essiccamento.

MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO

- Impianto di rivelazione incendi (es. cavi termosensibili);
- impianto di rivelazione gas (es. rivelatori di tipo puntuale e/o lineare a infrarossi);
- impianto idrico antincendio di centrale;
- estintori a polvere e a CO₂.

Sistemi antincendio Colonna di disidratazione, separatore LTS, scambiatori, essiccamento

● **Serbatoio acque di strato**

Apparecchiatura	Note*
serbatoio acque di strato	indicare tipologia (es. serbatoio atmosferico, cilindrico verticale, a tetto conico, INTERRATO)
<p><i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg) e il volume delle apparecchiature installate oltre ai sistemi di sicurezza adottati (es. tipologia di posa, presenza di pompa interna, inertizzazione con azoto, ecc...) a protezione dei serbatoi.</i></p>	
<p>MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO</p> <ul style="list-style-type: none"> - impianto idrico antincendio di centrale; - estintori a polvere e a CO₂. 	

Sistemi antincendio serbatoio acque di strato

● **Serbatoio acque reflue industriali, serbatoio slop, sistema produzione azoto**

Apparecchiatura	Note
serbatoio acque reflue industriali	*
serbatoio slop	*
serbatoio acque da officina	*
sistema produzione azoto	-
<p><i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg) e il volume delle apparecchiature installate oltre ai sistemi di sicurezza adottati (es. posa interrata, doppia parete con controllo dell'intercapedine, presenza di pompa interna, ecc...) a protezione dei serbatoi.</i></p>	
<p>MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO</p> <ul style="list-style-type: none"> - Impianto idrico antincendio di centrale; - estintori a polvere e a CO₂. 	

Sistemi antincendio Serbatoio acque reflue industriali, serbatoio slop, sistema produzione azoto

● **Candela di sfiato e serbatoio KO drum annesso**

Apparecchiatura	Note
candela di sfiato	*
serbatoio KO drum di candela	
(*) Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg) e volume delle apparecchiature installate, oltre alle caratteristiche dimensionali della candela di sfiato.	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none"> - Impianto di rivelazione incendi (es. sensori a termocoppia o infrarossi); - impianto automatico di estinzione incendi a CO₂. 	

Sistemi antincendio Candela di sfiato e serbatoio KO drum annesso

La candela ha lo scopo di smaltire gli scarichi gassosi operativi e di emergenza provenienti dalle unità di processo e di servizio degli impianti. La candela dovrebbe prevedere i mezzi di protezione antincendio indicati in tabella.

Inoltre il dimensionamento della candela in termini di portata e superficie dell'area "sterile" in funzione dell'entità dell'irraggiamento al suolo deve essere valutata in base alle normative tecniche applicabili. Il dimensionamento deve essere effettuato nel caso più conservativo come ad esempio la depressurizzazione dell'intera centrale.

Si precisa che per un corretto dimensionamento della candela in termini di portata e di altezza da terra, un utile riferimento normativo è la norma tecnica API 521 la quale consiglia i valori indicati nella seguente tabella.

Livello di irraggiamento raccomandato [kW/m ²]	Condizioni
9,46	Massimo valore di irraggiamento. All'interno dell'area coinvolta il personale che deve intervenire in emergenza deve essere adeguatamente schermato con opportuni sistemi di protezione dal fuoco;
6,31	È il massimo valore di irraggiamento consentito in quelle aree dove le azioni di emergenza da intraprendere da parte del personale non schermato ma appropriatamente protetto(*) non debbano richiedere più di 30 secondi;
4,73	È il massimo valore di irraggiamento consentito in quelle aree dove le azioni di emergenza da intraprendere da parte del personale non schermato ma appropriatamente protetto(*) non debbano richiedere più di 3 minuti;
1,58	Massimo valore di irraggiamento consentito in quelle aree dove il personale, appropriatamente protetto (*) può essere esposto continuamente;

(*) appropriatamente protetto: elmetto, giacca a maniche lunghe, pantaloni lunghi e scarpe di sicurezza.

Livelli di irraggiamento raccomandato

Per quanto riguarda la protezione dall'irraggiamento del personale, può essere effettuata oltre che con la fornitura e messa a disposizione dei DPI adeguati, anche attraverso la restrizione degli accessi nelle aree ristrette attraverso opportuna segnaletica di avvertimento.

Inoltre, l'irraggiamento termico delle candele deve essere preso in esame per il posizionamento delle vie di fuga dalle strutture in elevazione. Qualora non possano essere ridotti i valori di irraggiamento della candela, si ritiene opportuno installare delle protezioni adeguate delle vie di fuga quali schermi protettivi.

Impianto Fotovoltaico

Apparecchiature	Note
Impianto fotovoltaico	Attività non soggetta ai VV.F. ma ricadenti nel perimetro della centrale (attività 7.1.C). Lettera Circolare DIPVVF prot. 1324 del 07.02.2012
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none"> - dispositivo manuale di emergenza per il sezionamento elettrico del sistema (interruttore di sgancio installato direttamente a valle dei pannelli installati sulla copertura); - ubicazione e relativi accessori utili ai fini della messa in sicurezza dell'installazione (quadri di stringa, sezionatori, inverter, ecc...). 	

Sistemi antincendio impianto fotovoltaico

Attività 10.2.C – serbatoi di stoccaggio metanolo e acque metanolate

Stabilimenti ed impianti ove si producono e/o impiegano, liquidi infiammabili e/o combustibili con punto di infiammabilità fino a 125 °C , con quantitativi globali in ciclo e/o in deposito superiori a 1 m³ (Regola Tecnica Verticale: D.M. 31.07.1934 e s.m.i.).

Serbatoi contenenti metanolo

Apparecchiatura	Note
Serbatoio di stoccaggio metanolo	*
Serbatoio acque da trattare con presenza di metanolo (acque metanolate)	*
<p><i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, capacità geometrica, pressione di progetto (in barg) e dimensioni oltre ai sistemi di sicurezza adottati (es. posa interrata, doppia parete con controllo dell'intercapedine, presenza di pompa interna, inertizzato con azoto, ecc...) a protezione dei serbatoi.</i></p>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none"> - impianto di rivelazione incendi (es. cavi termosensibili); - impianto idrico antincendio di centrale; - estintori a polvere e a CO₂. 	

Sistemi antincendio serbatoi stoccaggio metanolo

Attività 12.2.B - serbatoio di stoccaggio gasolio di alimentazione gruppo elettrogeno

Liquidi con punto di infiammabilità superiore a 65 °C, per capacità geometrica superiore a 9 m³e fino a 50m³.

Regola Tecnica Verticale: D.M. 31.07.1934 e s.m.i.

Serbatoio Gasolio

Apparecchiatura	Note
Serbatoio di stoccaggio gasolio	*
<i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, capacità geometrica, pressione di progetto (in barg) e dimensioni oltre ai sistemi di sicurezza adottati (es. posa interrata, doppia parete con controllo dell'intercapedine, presenza di pompa interna, inertizzato con azoto, ecc...) a protezione dei serbatoi.</i>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none">- impianto di rivelazione incendi (es. cavi termosensibili per le parti fuori terra);- impianto idrico antincendio di centrale;- estintori a polvere e a CO₂.	

Sistemi antincendio serbatoi stoccaggio gasolio

Attività 12.3.C – serbatoi di stoccaggio olio lubrificante

Liquidi infiammabili e/o combustibili e/o lubrificanti e/o oli diatermici di qualsiasi derivazione per capacità geometrica complessiva superiore a 50 m³

Regola Tecnica Verticale: D.M. 31.07.1934 e s.m.i.

Serbatoi oli lubrificanti

Apparecchiatura	Note
serbatoio di stoccaggio olio lubrificante (olio di transito)	*
serbatoio di stoccaggio olio lubrificante (olio nuovo)	*
<i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, capacità geometrica, pressione di progetto (in barg) e dimensioni oltre ai sistemi di sicurezza adottati (es. posa interrata, doppia parete con controllo dell'intercapedine, presenza di pompa interna, inertizzato con azoto, ecc...) a protezione dei serbatoi.</i>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none">- impianto idrico antincendio di centrale;- estintori a polvere e a CO₂.	

Sistema antincendio serbatoi stoccaggio oli lubrificanti

Fusti olii

Apparecchiatura	Note
stoccaggio fusti olio idraulico/lubrificante	*
stoccaggio fusti olio diatermico	*
<i>(* Il Gestore deve indicare: quantità, capacità geometrica (in m³), oltre alle caratteristiche del deposito a protezione dei fusti (es. deposito sotto tettoia)</i>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none">- impianto idrico antincendio di centrale.- estintori a polvere e a CO₂.	

Sistemi antincendio stoccaggio fusti

Attività 49.3.C – Gruppo elettrogeno di stabilimento

Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici ed impianti di cogenerazione di potenza complessiva superiore a 25 kW. Regola Tecnica Verticale: D.M. 13.07.2011 e s.m.i.

Apparecchiatura	Note
Package di generazione energia elettrica	*
<i>(* Il Gestore deve indicare: quantità, potenza (in kW) e altre caratteristiche tecniche e costruttive dell'installazione (es. ubicato all'interno di un locale del fabbricato cabina elettrica).</i>	
MISURE DI PROTEZIONE PASSIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none">- pareti separanti di adeguata resistenza al fuoco determinata secondo il decreto di riferimento e la pianificazione dell'emergenza di stabilimento;- strutture portanti di adeguata resistenza al fuoco determinata secondo il decreto di riferimento e la pianificazione dell'emergenza di stabilimento.	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO <ul style="list-style-type: none">- Impianto di rivelazione incendi (es. rivelatori di fumo ottici);- impianto di rivelazione incendi (es. rivelatori di fiamma UV/IR);- impianto di rivelazione incendi (es. rivelatori termovelocimetrici);- impianto di rivelazione gas con rivelatori di idrogeno (H₂) a protezione del locale batterie dedicate al gruppo elettrogeno (avviamento);- estintori a polvere e a CO₂.	

Sistemi antincendio gruppi elettrogeni

Attività 74.3.C – impianti termici a gas del sistema di produzione acqua calda

Impianti per la produzione di calore alimentati a combustibile solido, liquido o gassoso con potenzialità superiore a 116 kW. Regola Tecnica Verticale: D.M. 12.04.1996 e s.m.i.

Sistema di produzione acqua calda

Apparecchiatura	Note
sistema di produzione acqua calda	*
<i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, potenza resa all'acqua, oltre alle caratteristiche del sistema (es. n. caldaie e tipologia di installazione).</i>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO	
<ul style="list-style-type: none">- impianto di rivelazione gas (es. con rivelatori puntuali di gas infiammabile a norma UNI 10752);- impianto di rivelazione incendi (es. con cavi termosensibili per le parti fuori terra);- impianto idrico antincendio di centrale;- estintori a polvere e a CO₂.	

Sistemi antincendio apparecchiatura produzione acqua calda

Attività 7.1.C – AREA CLUSTER “sigla cluster”

Centrali di produzione di idrocarburi liquidi e gassosi e di stoccaggio sotterraneo di gas naturale, piattaforme fisse e strutture fisse assimilabili, di perforazione e/o produzione di idrocarburi di cui al decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 ed al decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624. Regola Tecnica Verticale: D.M. 17.04.2008 e s.m.i.

Trappole Lancio

Apparecchiatura	Note
trappole di lancio/ricevimento	*
<i>(*) Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg), dimensioni e caratteristiche dei sistemi.</i>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO	
<ul style="list-style-type: none">- impianto di rivelazione gas infiammabile (es. con rivelatori di tipo puntuali a norma UNI 10752) e/o impianto di rivelazione incendi (es. con cavi termosensibili per le parti fuori terra).	

Sistema antincendio trappola di lancio

Linee collegamento Pozzi

Apparecchiatura	Note
linee collegamento pozzi	indicare la sigla di identificazione delle condotte
centralina elettroidraulica con serbatoi di olio	indicare la sigla di identificazione
<i>(* Il Gestore deve indicare: quantità, pressione di progetto (in barg), dimensioni e caratteristiche dei sistemi.</i>	
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO	
- estintori a polvere e a CO ₂ .	

Sistema antincendio linee collegamento pozzi

Cabinato Elettrostrumentale

Fabbricati	Note
cabinato elettrostrumentale	attività non soggette ai VV.F. ma ricadenti nel perimetro dell'area cluster (Attività 7.1.C).
MISURE DI PROTEZIONE ATTIVA ANTINCENDIO	
- Impianto di rivelazione incendi (es. rivelatori di fumo ottico (SOD) e rivelatori di fiamma UV/IR) a protezione del locale quadri e locale SIS;	
- impianto di spegnimento automatico a gas inerte a protezione del locale quadri e locale del Sistema Integrato Security - SIS;	
- estintori a polvere e a CO ₂ .	

Sistema antincendio cabinato elettrostrumentale

Attività 6.2.B - flowline da centrale al cluster "sigla cluster"

Reti di trasporto e di distribuzione di gas infiammabili, compresi quelli di origine petrolifera o chimica, con esclusione delle reti di distribuzione e dei relativi impianti con pressione di esercizio non superiore a 0,5 MPa. Regola Tecnica Verticale: D.M. 17.04.2008.

Le condotte sono completamente interrato a meno di un breve tratto di collegamento alle teste pozzo nei cluster, ai separatori testa pozzo nella centrale di trattamento, e sono progettate con una determinata pressione di progetto (DP). Non sono previste misure specifiche di prevenzione incendi lungo le flow-lines, a meno del rispetto dei disposti di cui al DM 17.04.2008.

Vie di esodo

Il sistema d'esodo di stabilimento (di seguito "*sistema*") rappresenta l'insieme delle misure antincendio di salvaguardia della vita che consentono agli occupanti di raggiungere un luogo sicuro in caso di incendio.

La progettazione del sistema delle vie di fuga deve essere realizzata in modo da consentire a tutto il personale presente nelle aree interessate da un evento incidentale di:

- allontanarsi dall'area interessata dall'evento;
- raggiungere un luogo sicuro;
- evacuare l'installazione in caso di necessità.

Inoltre devono essere considerati i seguenti criteri generali di sicurezza:

- ogni area di impianto deve essere dotata di almeno due vie di fuga ragionevolmente contrapposte che adducano in luogo sicuro da ogni area di impianto normalmente presidiata;
- tutti gli edifici devono essere dotati di impianto di illuminazione di sicurezza a servizio delle vie di esodo, delle uscite di emergenza, delle rampe di scale, dei dispositivi di protezione antincendio installati e di quanto altro previsto dalla norma tecnica UNI EN 1838;
- gli accessi alla centrale, ai cluster e ai pozzi isolati devono essere illuminati anche in caso di emergenza;

Per quanto riguarda le caratteristiche progettuali del sistema le vie di fuga, ed in particolare quelle di edifici o locali chiusi, devono essere scelte in accordo a quanto stabilito dal D.Lgs. n. 81 del 9 aprile 2008 e s.m.i., e alle indicazioni del D.M. 10./03./1998, (in alternativa al D.M. 03/08/2015) per le vie di uscita dal e ai contenuti della norma tecnica UNI EN 1838.

Ogni area di impianto deve essere sempre dotata da almeno un punto di raccolta, ubicato in zona sicura, dove radunare, in caso di emergenza, tutto il personale eventualmente presente, con le precauzioni previste dal D.Lgs. n. 624 del 25 novembre 1996 e s.m.i.

L'area di Centrale deve essere sempre accessibile da almeno due accessi carrabili. Sono da preferire quelle installazioni in cui è possibile realizzare delle strade esterne di pattugliamento, carrabili, attorno al perimetro della centrale, sulle quali confluiscono, attraverso le uscite di emergenza, le varie vie di emergenza esodo interne.

All'interno della Centrale è da preferire un layout tale da suddividere le parti di impianto in unità funzionali, ad isole le varie parti di impianto, ognuna delle quali raggiungibile attraverso strada carrabile.

Sorveglianza (Restrizioni)

In considerazione del fatto che i pozzi e/o i cluster, così come le centrali, possono essere ubicate in zone isolate, al fine di impedire l'accesso all'interno delle aree sia alle persone che agli automezzi non autorizzati, si potrebbe prendere in considerazione la possibilità di adottare sistemi di video sorveglianza (es. Sistema Integrato Security – SIS) che possono essere anche utilizzati ai fini di sicurezza qualora si verificasse un evento incidentale.

APPENDICE H: Elementi utili per l'istruttore.

Al fine di agevolare la fase di istruttoria e di verifica dell'analisi di rischio degli stoccaggi sotterranei di gas, si riassumono in un elenco non esaustivo i principali argomenti della linea guida da verificare.

INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO	
Descrizione dell'attività	<ul style="list-style-type: none"> • Descrizione del giacimento • Descrizione dell'impianto di compressione e trattamento • Descrizione dei cluster • Descrizione dei pozzi isolati
Struttura organizzativa	<ul style="list-style-type: none"> • Descrizione dell'organizzazione • Presidio e Telecontrollo degli impianti • Organizzazione in emergenza
INFORMAZIONI SULLA CLASSIFICAZIONE E ASSOGGETTABILITA' DELLO STABILIMENTO	
Quantitativi di sostanze pericolose	<ul style="list-style-type: none"> • Distinzione tra quantitativi presenti in stoccaggio e hold up nel giacimento (Cushion Gas e Working Gas) e negli impianti di superficie • Quantitativi distinti per singoli impianti (trattamento, compressione, cluster, pozzi) • Indicazione dei quantitativi di eventuali altre sostanze pericolose (es. metanolo, gasolio...)
SICUREZZA DELLO STABILIMENTO	
Rischio di perdita di integrità del giacimento e perdite da pozzo	<p>Disponibilità degli aspetti relativi alla sicurezza del giacimento (aspetti valutati all'interno del processo autorizzativo della concessione ai sensi del D.Lgs:624/96) ed in particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"> • caratteristiche e studio dello stato tensionale del giacimento mediante modello geomeccanico; • monitoraggio di pressione, microsismicità e deformazioni del suolo che indicano il mantenimento dello stato del giacimento in condizioni di sicurezza durante l'attività di iniezione ed erogazione.
Rischi connessi alla gestione dei pozzi	<ul style="list-style-type: none"> • Rischio di eruzione (blow out) del pozzo durante la fase di esercizio (erogazione/iniezione) e durante le operazioni di manutenzione
Rischi relativi alle flowlines di collegamento	<ul style="list-style-type: none"> • Descrizione dei percorsi e delle caratteristiche costruttive delle flowlines, dei sistemi di intercettazione e blocco e dei dispositivi per la messa in sicurezza delle stesse. • Documentazione attestante il rispetto delle distanze

	<p>minime di sicurezza esterna nei confronti di fabbricati, nuclei abitati e luoghi con concentrazione di persone previste dal D.M. 17 aprile 2008</p>
<p>Rischi connessi alla formazione di idrati</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Valutazione della problematica di formazione degli idrati non solo nelle condizioni di normale esercizio dello stabilimento, ma anche nel caso di fermata degli impianti e/o attività di manutenzione, che possono portare a variazioni di pressione o temperatura negli impianti • Predisposizione di procedure di esercizio per prevenirne la formazione e di emergenza da attuare nel caso si verificano negli impianti.
<p>Rischi naturali - Valutazione rischio NATECH</p>	<p>Informazioni su:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Classificazione sismica, pericolosità sismica, vulnerabilità sismica delle strutture • Liquefazione dei terreni • Eventi ceraunici • Dissesti idrogeologici • Cronoprogramma degli eventuali interventi di miglioramento sismico • Identificazione degli scenari incidentali derivanti da eventi naturali e delle relative conseguenze pericolose che possono essere maggiori rispetto agli scenari causati da situazioni incontrollate che si possono verificare durante l'attività di uno stabilimento
<p>IDENTIFICAZIONE DEGLI EVENTI INCIDENTALI</p>	
<p>Analisi dell'esperienza storica incidentale</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Analisi dell'esperienza storica, che descriva le cause di incidenti, quasi incidenti e anomalie accaduti internamente allo stabilimento riferita almeno agli ultimi 10 anni (<i>analisi storica interna</i>) • <i>Analisi storica esterna desunta da banche dati</i> in stabilimenti simili di altre società • Analisi dell'esperienza storica di "punti di consegna" o "nodi" della rete di distribuzione nazionale che, spesso, insistono in aree adiacenti allo stabilimento e con il quale sono strettamente interconnesse. • Indicazione delle misure impiantistiche e/o gestionali per prevenirne il ripetersi o quanto meno limitarne probabilità e conseguenze.
<p>Analisi preliminare delle unità critiche per gli impianti di superficie</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Individuazione delle unità critiche relative agli impianti di superficie (compressione, trattamento, cluster/pozzi che detengono gas naturale o altre sostanze pericolose).
<p>STIMA DELLE FREQUENZE DI ACCADIMENTO</p>	

Stima della frequenza di accadimento degli eventi incidentali tramite albero dei guasti o ricorso a banche dati di letteratura	<ul style="list-style-type: none"> • Aggiornamento delle fonti di letteratura e delle banche dati adottate per la stima delle frequenze di accadimento degli eventi incidentali. • Giustificazione di tutti i fattori adottati per la riduzione delle frequenze generiche di rottura.
Stima della frequenza di accadimento degli scenari incidentali tramite albero degli eventi	<ul style="list-style-type: none"> • Verifica, anche attraverso sopralluogo in campo, che le probabilità di innesco immediato e ritardato assunte siano congruenti con le fonti di innesco realmente presenti nell'area in esame.
VALUTAZIONE DELLE CONSEGUENZE	
Individuazione dei termini sorgente dell'evento incidentale, valutazione della dinamica del rilascio e calcolo della portata di efflusso	<ul style="list-style-type: none"> • La modellazione del rilascio di un gas in pressione può essere suddiviso in tre fasi: <u>espansione dalla pressione iniziale alla pressione nel foro</u>, in cui il gas si espande, raffreddandosi, <u>espansione fino alla pressione atmosferica</u>, in cui il gas, attraversata la sezione di efflusso, si porterà alla pressione atmosferica espandendosi e raffreddandosi ulteriormente e <u>diluizione iniziale</u>, miscelandosi con l'aria. • Nella valutazione del rilascio la valutazione della densità del metano in uscita incide in modo proporzionale sulla portata di rilascio, che a sua volta è un parametro chiave per il modello di dispersione del gas in atmosfera, la portata di rilascio di gas deve essere calcolata tenendo conto della densità del gas in condizioni supercritiche. In condizioni supercritiche, a parità di diametro del foro, all'aumentare della pressione di rilascio la portata volumetrica rimane pressoché costante, mentre aumenta la portata in massa a seguito dell'aumento della densità del gas.
Stima delle conseguenze e valutazione delle distanze di danno associate agli scenari incidentali credibili, tramite modelli matematici	<ul style="list-style-type: none"> • Presenza dei tabulati di calcolo del software utilizzato per la stima delle conseguenze completi di dati di input adottati e risultati ottenuti per tutti gli scenari incidentali. • Congruenza dei parametri di input dei modelli di simulazione con le ipotesi descritte nel Rapporto di Sicurezza per ogni scenario incidentale • Valutazione delle conseguenze per gli scenari di Jet fire, in caso di innesco immediato del rilascio di gas naturale da rottura random di tubazioni/apparecchiature, del considerato in direzione orizzontale al suolo (caso più servativo che porta a distanze di danno maggiori). • Valutazione degli gli scenari di Flash fire con verifica dei parametri chiave per la dispersione di gas in atmosfera tra cui portata di rilascio, densità del gas, durata del rilascio, condizioni meteo, rugosità superficiale. • Valutazione degli scenari di VCE in ambienti confinati o

	<p>semiconfinati, con stima delle frequenze di accadimento, della massa in campo di infiammabilità e del grado di confinamento degli impianti.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Informazioni sui sistemi di intercettazione e di blocco e relativi tempi di intervento al fine di determinare la massima lunghezza di tratto di tubazione intercettabile, la durata effettiva di un eventuale rilascio e la quantità massima di gas rilasciata in caso di perdita. • In presenza di altre sostanze classificate pericolose rientranti nell'ambito di applicazione del D.Lgs.105/2015, oltre al gas naturale, valutazione di altre unità critiche in base ai quantitativi e alle proprietà chimico fisiche, con eventuale studio di ulteriori scenari incidentali (es. pool fire, flash fire e dispersione tossica in presenza di metanolo)
<p>Valutazione dei potenziali effetti domino</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Valutazione di eventuali scenari di danno originati da/verso altri stabilimenti adiacenti e/o limitrofi (effetto domino di tipo esterno inter-stabilimento). • Identificazione dei possibili scenari di jet-fire, flash fire, VCE di gas naturale ed eventuali altri scenari incidentali iniziatori (es. pool fire di metanolo). In base all'esperienza, la possibilità di effetto domino è determinata in particolare dagli scenari primari di jet fire, da valutare in funzione di: <ul style="list-style-type: none"> - effetti e durata dello scenario incidentale primario - localizzazione delle apparecchiature bersaglio - disponibilità di misure di protezione antincendio attive e passive • Per ogni scenario di jet fire credibile, calcolo delle lunghezza della fiamma e delle distanze di danno in corrispondenza della soglia di irraggiamento di 37,5 kW/m² e 12,5 kW/m² ai fini della valutazione della probabilità di effetto domino. • Determinazione del fattore geometrico per tener conto della direzionalità del getto. • Qualora non si sia esclusa precedentemente la possibilità di scenari di VCE, individuazione dei potenziali bersagli che ricadano all'interno dell'area stessa di danno individuata dalla soglia di sovrappressione di 0,3 bar • Individuazione dei bersagli, di norma apparecchiature e tubazioni fuori terra, contenenti sostanze pericolose ai sensi del D.Lgs. 105/2015, il cui eventuale collasso possa notevolmente aggravare le conseguenze dello scenario incidentale primario • Indicazione della presenza di barriere fisiche (protezione passiva), di sistemi di protezione attiva (es. rilevatori AI, sistema ESD/PSD, valvole SDV e di blow down), etc.
<p>Rappresentazione in</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Inviluppo delle aree di danno degli scenari incidentali

<p>planimetria delle aree di danno</p>	<p>con conseguenze esterne ai confini e relativi shapefiles</p> <ul style="list-style-type: none"> • Elementi utili ai fini della Pianificazione territoriale, con individuazione delle categorie territoriali compatibili • Elementi utili ai fini della Pianificazione di emergenza esterna con individuazione delle zone di pianificazione dell'emergenza esterna.
<p>SISTEMI DI SICUREZZA</p>	
<p>Misure di protezione fulminazioni</p>	<p>Qualora dalla valutazione del rischio fulminazioni le apparecchiature e/o l'intero impianto non risulti autoprotetto, descrizione delle misure di protezione da fulminazioni, tra cui ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Impianto LPS (Lighting Protection System) - Limitatore di sovratensioni SPD (Surge Protective Device) - Altre misure integrative per ridurre le probabilità di danno: <ul style="list-style-type: none"> a) Incremento della resistività superficiale del suolo nella fascia di 3 m intorno alla struttura; b) Incremento della resistività superficiale dei pavimenti interni della struttura; -- schermatura della struttura; c) Schermatura dei circuiti interni alla struttura; d) Idonea distribuzione del cablaggio dei circuiti interni alla struttura; e) Uso di apparecchiature con tensione di tenuta ad impulso elevata; f) Schermatura delle linee elettriche entranti.
<p>Sistemi di blocco atti a garantire la sicurezza degli impianti e dello stabilimento</p>	<p>Descrizione dei sistemi di intercettazione e di blocco, tra cui ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none"> • valvole di sezionamento impianto (SDV) • valvole di blow down (BDV) • sistema di blow-down adeguatamente dimensionato per consentire la depressurizzazione di aree di impianto • ESD: blocco di emergenza (con vent a blow-down dell'area) • PSD: blocco di produzione • USD: blocco di unità • LSD: blocco locale
<p>Misure antincendio</p>	<p>Impianti di protezione attiva si configurano ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none"> • impianto idrico antincendio dimensionato secondo il livello di pericolosità 3 (norma UNI 10779) • alimentazione idrica costituita da una riserva idrica antincendio ad uso esclusivo di adeguata capacità, munita di gruppo di spinta antincendio UNI 11292 con elettropompa e motopompa antincendio e rinalzo attraverso acquedotto o pozzo.

	<ul style="list-style-type: none">• sala pompe antincendio con adeguate caratteristiche di resistenza al fuoco determinate almeno secondo quanto indicato in 10.3.1. della UNI 12845 (REI 60);• ubicazione della sala pompe antincendio all'esterno delle zone classificate ATEX e, qualora possibile, al di fuori dell'estensione delle aree di danno; qualora non fosse possibile adottare soluzioni alternative quali, ad esempio, resistenza al fuoco almeno REI 120, locale e vetri a prova di esplosione;• attacco di mandata UNI 70 doppio per autopompa VVF presso l'ingresso principale e, nel caso di stabilimenti di grande estensione superficiale, al fine di ridurre le perdite di carico, presso altri accessi carrabili della centrale;• sistemi water-mist e/o a gas inerte dedicati ai fabbricati turbocompressori/elettrocompressori;• sistemi a gas inerte dedicati all'estinzione dei fabbricati destinati a sale supervisione, controllo, misura e quadri elettrici. <p>Impianti di rilevazione e allarme incendio/gas</p> <ul style="list-style-type: none">• rivelatori di fumo• rivelatori ottici• rivelatori di temperatura• pulsanti manuali in grado di provocare l'attivazione dei sistemi di blocco di processo
--	---

Bibliografia

- 1) Direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012 “sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, recante modifica e successiva abrogazione della direttiva 96/82/CE del Consiglio” (G.U.U.E. 24 luglio 2012, n. L 197)
- 2) Decreto Legislativo 26 giugno 2015, n. 105 “Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose” (Gazz. Uff. 14 luglio 2015, n. 161, S.O.)
- 3) Circolare Interministeriale del 21/10/2009 “Indirizzi per l'applicazione del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334, in materia di controllo dei pericoli di incidenti rilevanti, agli stoccaggi sotterranei di gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde” (MI - MISE - MATTM)
- 4) Decreto Legislativo del 25 novembre 1996, n. 624 “Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee” (Gazz. Uff. 14 dicembre 1996, n. 293, S.O.)
- 5) D.M. 17 aprile 2008 “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” (Gazz. Uff. 8 maggio 2008, n. 107, S.O.)
- 6) D.M. 21 gennaio 2011 “Modalità di conferimento della concessione di stoccaggio di gas naturale in sottterraneo e relativo disciplinare tipo” (Gazz. Uff. 2 febbraio 2011, n. 26)
- 7) Decreto Direttoriale 4 febbraio 2011 “Procedure operative di attuazione del Decreto ministeriale 21 gennaio 2011 e modalità di svolgimento delle attività di stoccaggio e di controllo, ai sensi dell’articolo 13, comma 4 del Decreto ministeriale 21 gennaio 2011” (Gazz. Uff. 18 febbraio 2011, n. 40, S.O.)
- 8) DGRME 2015. Linee guida per il monitoraggio di sismicità, deformazioni del suolo e pressioni di poro nell’ambito di attività antropiche. Gazzetta Ufficiale, 6 maggio 2015, n. 103
- 9) MCGARR, A., SIMPSON, D., SEEBER, L., 2002. Case histories of induced and triggered seismicity. In: International Handbook of Earthquake and Engineering Seismology part A (Lee, W.H.K., Kanamori, H., Jennings, P.C., Kisslinger, C., eds.), Academic Press, London, pp. 647-661
- 10) ELLSWORTH W.L., 2013. Injection-Induced Earthquakes. Science 341 DOI: 10.1126/science. 1225942
- 11) COMMISSIONE ICHESE. Rapporto sullo stato delle conoscenze riguardo alle possibili relazioni tra attività antropiche e sismicità indotta/innescata in Italia, ISPRA, 27 giugno 2014
- 12) CLERC A., LE CLAIRE G., (1994). The environmental impacts of natural and technological (natech) disasters. Background discussion paper for The World Conference on Naturaltech disasters reduction, 23-27 May 1994, Yokohama, Japan
- 13) Lindell, M. K., & Perry, R. W. (1996). Identifying and managing conjoint threats. Journal of

Hazardous Materials, 50, 31-46

- 14) ISIDE WORKING GROUP (2016). Versione 1.0, DOI: 10.13127/ISide
- 15) CASTELLO B., SELVAGGI G., CHIARABBA C., AMATO A., (2006). CSI Catalogo della sismicità italiana 1981-2002, versione 1.1. INGV-CNT, Roma
- 16) LOCATI M., CAMASSI R., ROVIDA A., ERCOLANI E., BERNARDINI F., CASTELLI V., CARACCILO C.H., TERTULLIANI A., ROSSI A., AZZARO R., D'AMICO S., CONTE S., ROCCHETTI E. (2016). DBMI15, the 2015 version of the Italian Macroseismic Database. Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia. doi:<http://doi.org/10.6092/INGV.IT-DBMI15>
- 17) ROVIDA A., LOCATI M., CAMASSI R., LOLLI B., GASPERINI P. (eds), 2016. CPTT15, the 2015 version of the Parametric Catalogue of Italian Earthquakes. Istituto Nazionale di Geofisica Vulcanologia
- 18) O.P.C.M. n. 3274 del 20 marzo 2003. Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica. Gazzetta Ufficiale, 8 maggio 2003, n. 108
- 19) Gruppo di lavoro (2004) Redazione della mappa di pericolosità sismica prevista dall'Ordinanza PCM 3274 del 20 marzo 2003. Rapporto conclusivo per il dipartimento della Protezione Civile, INGV, Milano-Roma, aprile 2004, 65pp + 5 appendici
- 20) Gruppo di lavoro NATECH – VGR 2016- “Metodologie per la gestione di eventi Natech”
- 21) O.P.C.M. n. 3519 del 28 aprile 2006. "Criteri generali per l'individuazione delle zone sismiche e per la formazione e l'aggiornamento degli elenchi delle medesime zone". Gazzetta Ufficiale, 11 maggio 2006, n.108.
- 22) DM 14 gennaio 2008. Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni. Gazzetta Ufficiale, 4 febbraio 2008, n. 29
- 23) DM 17 gennaio 2018. Aggiornamento delle Norme Tecniche per le Costruzioni. Gazzetta Ufficiale, 20 febbraio 2018, n. 42
- 24) icpmagazine.it; dal mondo dell'industria, sici impianti, di Giorgio Brunelli, Verifiche sismiche in impianto: istruzioni per l'uso
- 25) BASILI R., VALENSISE G., VANNOLI P., BURRATO P., FRACASSI U., MARIANO S., TIBERTI M.M., BOSCHI E. (2008) - The Database of Individual Seismogenic Sources (DISS), version 3: summarizing 20 years of research on Italy's earthquake geology. Tectonophysics, 453, 20–43
- 26) Massachusetts Institute of technology, Harvard University, “Coupled Flow and Geomechanical Modeling, and Assessment of Induced Seismicity, at the Castor Underground Gas Storage Project”, Final Report, aprile 2017
- 27) OGP “The International Association of Oil & Gas producers, Report 434-2, blow-out frequencies, 2010”
- 28) Research Report RR671, Failure rates for underground gas storage, HSE
- 29) MHIDAS - Major Hazard Incident Data Service, Health and Safety Executive (HSE) e UKAEA, United Kingdom Atomic Energy Authority.
- 30) FACTS - Failure and Accidents Technical information System, <http://www.factsonline.nl/> TNO Industrial and External Safety, Unified Industrial & Harbour Fire Department
- 31) eMARS - Major Accident Reporting System (<https://emars.jrc.ec.europa.eu/>), Major

Accident Hazards Bureau (MAHB)

- 32) ARIA - Analyse, Recherche et Informations sur les Accidents (<http://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/about-us/the-aria-database/?lang=en>)
- 33) PSID - Process Safety Incident Database, Center for Chemical Process Safety CCPS, (<https://www.aiche.org/ccps/resources/psid-process-safety-incident-database>)
- 34) CSB, US Chemical Safety Board, (<http://www.csb.gov/>)
- 35) SINTEF Offshore Blowout Database (<http://www.sintef.no/en/projects/sintef-offshore-blowout-database/>)
- 36) RNNP, "Trends in risk level on the Norwegian Continental Shelf", <http://www.ptil.no>
- 37) ENSAD - Energy related severe accident database, <https://www.psi.ch/ta/risk-assessment>
- 38) HCRD, the Hydrocarbon Releases Database System, HSE Offshore Division
- 39) "Performance of European cross-country oil pipelines. Detailed description of reported spillages", 2005, Concawe Oil Pipelines Management Group, <https://www.concawe.eu/publications/concawe-reports/>
- 40) SINTEF, OREDA database - "Offshore and Onshore reliability data" sixth, edition, 2015
- 41) PERD - Process Equipment Reliability Database, CCPS - Center for Chemical Process Safety, <https://www.aiche.org/ccps/resources/process-equipment-reliability-database-perd>)
- 42) EiReDA, European Industry Reliability Data
- 43) Concawe, Report No. 6/18: Performance of European cross-country oil pipelines – Statistical summary of reported spillages in 2016 and since 1971 <https://www.concawe.eu/publications/concawe-reports/>
- 44) UKOPA Pipeline Product Loss Incidents and Faults Report (1962-2016), <http://www.ukopa.co.uk/published-documents/ukopa-reports/>
- 45) EGIG, European Gas Pipeline Incident Data Group, *10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2016)*", www.egig.eu
- 46) PSD Data Handbook, Reliability data for Safety Instrumented System, Sintef
- 47) Lees F.P., Loss Prevention in the Process Industries
- 48) RNNP, "Handbook of Reliability Prediction Procedures for Mechanical Equipment <http://www.ptil.no>
- 49) American Petroleum Institute, API RP 580 – Risk-Based Inspection
- 50) American Petroleum Institute, API RP 581 - Risk Based Inspection Methodology, third edition, 2016
- 51) IOGP - International Association of Oil and Gas Producers, "Process Release Frequencies", <http://www.iogp.org/>
- 52) Guideline for quantitative risk assessment - Purple Book – TNO.
- 53) "Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments", UK HSE, 28/06/2012, www.hse.org
- 54) HSE, "Ignition probability of flammable gas", 1997
- 55) UKOOA, "Plant specification probability model and correlations for use in onshore and offshore QRA", 2006
- 56) Commissione Europea, "A quantified integrated technical and Management risk control

- and monitoring methodology” <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/96dd02d9-5472-42d3-b433-28d2cb457270/language-en>
- 57) International Journal of Performability Engineering vol.6 gennaio 2010 “The Influence of Risk Prevention Measures on the Frequency of Failure of Piping” - M. Francesca Miliazzo Università di Messina, G. Maschio Università di Padova, G. Uguccioni D’Appollonia S.p.A
- 58) National Institute for Public Health and the Environment- Ministry of Health, Welfare and Sport. On-Site natural gas piping –Report 620550004/2011 - A.A.C van Vliet, L.Gooijer, G.M.H.Laheij
- 59) Epstein M. et al.: “A model for dilution of a forced two-phase chemical plume in horizontal wind”, J. Loss. Prev. Process Ind. 1990, Vol 3).
- 60) TNO, Yellow Book, 2005
- 61) TNO, GAME: Guidance for the Application of the Multi-Energy method
- 62) E.W. Lemmon, M.O. McLinden and D.G. Friend, “Thermophysical Properties of Fluid Systems” in NIST Chemistry WebBook, NIST Standard Reference Database Number 69, Eds. P.J. Linstrom and W.G. Mallard, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg MD, 20899, doi:10.18434/T4D303, (consultato a maggio 2017)
- 63) Manuale per l’applicazione delle direttive ATEX, Arturo Cavaliere, EPC Editore;
- 64) Giornata di Studio, Sicurezza Sismica degli impianti chimici a rischio di incidente rilevante, a cura di Paolo Clemente e Alessandro Martelli;
- 65) API Standard 521, sixth edition, January 2014, Pressure-relieving and Depressuring Systems