

# Saipem Fano, Italia

## Stabilimento STOGIT per lo stoccaggio di gas naturale di Sergnano

Applicazione di una metodologia per la valutazione dei fattori correttivi della frequenza di rilascio da tubazioni

Doc. No. P0023972-1-H1 Rev. 1 – Febbraio 2021

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
1	Emissione finale	G. Uguccioni / G. Malatesta	M. Pontiggia	G. Uguccioni	23/02/2021
0	Emissione per commenti	G. Uguccioni / G. Malatesta	M. Pontiggia	G. Uguccioni	18/02/2021

## INDICE

	Pag.
<b>LISTA DELLE TABELLE</b>	<b>2</b>
<b>1 INTRODUZIONE</b>	<b>3</b>
<b>2 PROCEDURA DI CALCOLO</b>	<b>4</b>
2.1 RELAZIONE GENERALE	4
2.2 DETERMINAZIONE DEI PESI DELLE CAUSE DI GUASTO (FATTORE $A_i$ )	4
2.2.1 Applicabilità delle cause di guasto e fattori correttivi	6
2.2.2 Ripartizione di Errore Umano e altre cause sulle cause note	6
2.2.3 Corrosione	8
2.2.4 Definizione dei valori di $a_i$ applicabili agli impianti STOGIT	12
2.3 VALUTAZIONE DEI FATTORI DI CORREZIONE $X_i$	14
<b>3 APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA ALLO -STABILIMENTO DI SERGNANO</b>	<b>18</b>
<b>4 CONCLUSIONI</b>	<b>19</b>
<b>REFERENZE</b>	<b>20</b>

**APPENDICE A: CALCOLO DELLE SEZIONI OMOGENEE E APPLICAZIONE DEI MECCANISMI DI DANNO**

**APPENDICE B: ESEMPIO DI CALCOLO DEI FATTORI CORRETTIVI ( $X_i$ ) PER IL SISTEMA GESTIONALE -  
STABILIMENTO DI SERGNANO**

## LISTA DELLE TABELLE

Tabella 2.1: Percentuali relative alle cause di rottura da piping (rif. [3], [4])	5
Tabella 2.2: Ripartizione dell'errore umano tra le "underlying causes" (rif. [3])	7
Tabella 2.3: Combinazione cause di guasto con "underlying cause" (rif. [1])	7
Tabella 2.4: Percentuali relative alle cause di rottura di piping – Valori modificati	8
Tabella 2.5: Modalità di guasto – corrosione (rif. [3])	8
Tabella 2.6: Condizioni di applicabilità dei meccanismi di danno	10
Tabella 2.7: Combinazioni di meccanismi di danno (percentuali normalizzate)	11
Tabella 2.8: Percentuali relative alle cause di rottura di piping – Valori da adottare nella analisi	12
Tabella 2.9: Percentuali relative alle cause di rottura di piping – Valori relativi alle sezioni omogenee, non normalizzati – Impianto di Sergnano	13
Tabella 2.10: Percentuali relative alle cause di rottura di piping – Valori relativi alle sezioni omogenee, normalizzati – Impianto di Sergnano	13
Tabella 2.11: Questionario per la attribuzione dei fattori $x_i$ (sigle dai modi di guasto come da Tabella 2.3)	14
Tabella 3.1: Risultati della analisi – Stabilimento di Sergnano	18
Tabella A-1.1: Tabella 5 di [3]	1
Tabella A-1.2: Parametri e relativi valori	2
Tabella A-1.3: Condizioni di applicabilità dei meccanismi di danno	3
Tabella A-1.4: Applicabilità dei meccanismi di danno alle classi omogenee.	5
Tabella A-1.5: Combinazioni di meccanismi di danno	6
Tabella A-1.6: Esempio di classi omogenee di piping per lo stabilimento di Sergnano	7
Tabella B-1.1: Questionario per attribuzione valori $X_i$ – Stabilimento di Sergnano	1
Tabella B-1.2: Fattori $X_i$ – Stabilimento di Sergnano (variabili con riferimento alla eq. (6), Sezione 2.3)	16

## 1 INTRODUZIONE

Il presente rapporto si basa sull'articolo *"The Influence of Risk Prevention Measures on the Frequency of Failure of Piping"*, rif. [1], che fornisce un metodo per la correzione di una frequenza di rilascio da tubazione, fornita da dati di letteratura di tipo generale, per tenere conto delle specifiche condizioni tecniche e gestionali di impianto.

In particolare, questo documento presenta la applicazione allo Stabilimento di Stoccaggio Gas Naturale STOGIT di Sergnano della metodologia proposta nell'articolo citato e successivamente elaborata per applicazione alla realtà impiantistica STOGIT come descritto nel rapporto (rif. [1]). La metodologia originale, applicata a tubazioni generiche di impianti di processo, è stata elaborata per ottenere un valore di frequenza di rilascio da tubazione, con esclusione quindi di serbatoi, pompe, compressori etc. , specifico per gli Stabilimenti di Stoccaggio Gas Naturale, attraverso i seguenti passi:

- ✓ l'individuazione delle percentuali delle diverse cause che possono portare a rilascio, tenendo conto delle specifiche condizioni degli Stabilimenti di Stoccaggio Gas Naturale;
- ✓ l'individuazione del fattore di correzione di ogni causa di guasto in funzione delle procedure e caratteristiche gestionali di impianto;
- ✓ il calcolo della frequenza di rilascio da applicare nella elaborazione del Rapporto di Sicurezza, sulla base dei fattori correttivi di cui ai due punti precedenti.

## 2 PROCEDURA DI CALCOLO

### 2.1 RELAZIONE GENERALE

La procedura per la quantificazione dell'influenza di misure preventive sulla frequenza di rottura di tubazioni è stata sviluppata nel rif. [1] che si basa su una metodologia proposta da I.A. Papazoglou [2].

Alla base della metodologia proposta, c'è un'analisi delle frequenze di accadimento di varie tipologie di incidenti nell'industria chimica, estratti da varie banche dati. I risultati dell'analisi mostrano che le frequenze oscillano secondo una distribuzione logaritmica tra due ordini di grandezza con una certa simmetria attorno al valore mediano.

La modifica delle frequenze di rottura, pertanto, può essere effettuata entro un range prefissato, ovvero più o meno un ordine di grandezza rispetto al valore mediano. Qualora su uno Stabilimento specifico certe cause di guasto dovessero risultare non possibili, questo comporterebbe una riduzione ulteriore. La procedura complessiva segue i seguenti passaggi:

1. valutazione del peso percentuale delle diverse cause di guasto che portano al rilascio;
2. effettuazione di una valutazione degli aspetti operativi dell'impianto che possono influire sul peso percentuale delle cause di guasto;
3. aggregazione di tutte le valutazioni in un unico fattore che modifichi la frequenza di rottura;
4. modifica delle frequenze di rottura.

L'equazione adottata per la modifica della frequenza di rottura è la seguente:

$$\log f_{mod} = \log (f_{md} \cdot k) + \sum_i \frac{a_i \cdot x_i}{100} \quad (1)$$

dove:

$f_{mod}$  frequenza di rottura modificata attraverso i risultati della analisi degli aspetti tecnici e gestionali specifici dell'impianto;

$f_{md}$  frequenza media di rottura ottenuta da letteratura (banca-dati di riferimento);

$k$  fattore di riduzione della frequenza generica per tenere conto delle cause/modalità di guasto non applicabili

$a_i$  coefficiente che esprime il peso della causa di guasto  $i$ ;

$x_i$  parametro che esprime il giudizio sull'effetto di un intervento gestionale sulla  $i$ -esima causa di guasto.

I valori che può assumere  $x_i$  sono:

$$x_i = \begin{cases} -1 & \Rightarrow \text{interventi giudicati GOOD} \\ 0 & \Rightarrow \text{interventi giudicati AVERAGE} \\ +1 & \Rightarrow \text{interventi giudicati POOR} \end{cases} \quad (2)$$

Per gli scopi della metodologia proposta, ovvero la valutazione dell'effetto di misure di prevenzione delle cause di guasto su  $f_{md}$ , il problema si riconduce alla determinazione dei pesi delle cause di guasto ( $a_i$ ), all'identificazione dei modi di guasto che si possono prevenire per ogni intervento, alla formulazione di un giudizio ( $x_i$ ) per ogni intervento e alla modifica della frequenza con l'equazione (1).

### 2.2 DETERMINAZIONE DEI PESI DELLE CAUSE DI GUASTO (FATTORE $a_i$ )

Il rif. [1] riporta dati percentuali relativi alle principali cause di rottura da piping da informazioni reperibili in letteratura. Una analisi delle informazioni disponibili ad oggi nella letteratura tecnica ha mostrato che non sono disponibili dati diversi da quelli riportati in [1] (ottenuti dalla seconda edizione, 1996, del Lees, rif. [3] sulla base di uno studio condotto nel 1989). Gli stessi dati della edizione 1996 del Lees sono riportati anche nella edizione 2012 (4th edition, rif. [4]) dello stesso testo.

I pesi percentuali delle cause di guasto possono essere applicati a qualunque valore di frequenza generica di rottura derivante da una delle banche dati disponibili, consentendone la specializzazione per uno Stabilimento specifico.

In Tabella 2.1 sono quindi riportati i valori percentuali delle cause di rilascio da piping considerate in rif. [1], validi per tubazioni in generale nella industria chimica, utilizzati come base per la valutazione della modifica della frequenza di rottura. Tali valori utilizzati nel rif. 1 costituiscono ancora oggi, come riportato poco sopra, la unica base dati disponibile nella letteratura tecnica di pubblico dominio.

**Tabella 2.1: Percentuali relative alle cause di rottura da piping (rif. [3], [4])**

Causa di guasto	%
Difetti di Fabbricazione (Defective pipe or equipment)	31.9
Corrosione (Corrosion)	9.3
Erosione (Erosion)	0.8
Carico Esterno (External Load)	3.0
Impatto (Impact)	4.8
Shock termico (Temperature – High or Low)	3.8
Shock meccanico (Overpressure)	12.1
Fatica (Vibration)	1.5
Errato collegamento di apparecchiature (Wrong or incorrectly located in-line equipment)	4.0
Errore Umano (Operator Error)	18.2
Non nota (Other)	1.5
Altro (Unknown)	9.1
Totale	100.00

Nota: Tra parentesi le definizioni delle cause di guasto come date da Lees [4]

I pesi percentuali riportati in Tabella 2.1 sono generici e come detto fanno riferimento a generiche tubazioni nell'impiantistica chimica, e vanno quindi rivalutati con riferimento alle condizioni specifiche degli impianti di stoccaggio e compressione gas, che presentano caratteristiche (ad esempio minore aggressività dei fluidi trattati, maggiore semplicità del processo) che fanno ritenere che la frequenza di rilascio possa essere significativamente diversa (in particolare minore) rispetto al valore generico di letteratura.. Inoltre, le cause non associabili ad aspetti tecnici o a misure di prevenzione specifiche ("Non nota", "Altro" e "Errore Umano") vanno ripartite tra le altre cause per consentire poi la applicazione del fattore gestionale ad ogni causa di guasto. Le cause note di Tabella 2.1 vengono poi valutate individualmente per definirne la applicabilità o meno, sulla base delle caratteristiche di progetto e operative dell'impianto.

La procedura per l'ottenimento dei valori di  $a_i$  da applicare nella relazione (1) è quindi la seguente:

1. redistribuzione proporzionata delle cause di guasto "non nota" e "altro" all'interno delle cause note riportate in Tabella 2.1;

- ridistribuzione proporzionata della causa "errore umano" all'interno delle cause note riportate in Tabella 1, secondo le informazioni riportate alla sezione 2.2.2;
- valutazione della applicabilità o meno delle cause note di Tabella 2.1 come descritto in sezione 2.2.1;
- rivalutazione del peso della causa "Corrosione" in funzione delle modalità di guasto effettivamente presenti negli impianti stoccaggio e compressione gas, come riportato alla Sezione 2.2.3;
- determinazione dei nuovi pesi percentuali mediante normalizzazione dei dati modificati ( $a_{i,mod}$ ).

### 2.2.1 Applicabilità delle cause di guasto e fattori correttivi

I fattori correttivi applicati per ottenere i pesi percentuali ( $a_i$ ) specifici per l'impianto in esame sono descritti di seguito:

- ✓ *Difetti di fabbricazione* – Questa causa di guasto fa riferimento a difetti "nuovi", ovvero difetti creati durante la fabbricazione oppure introdotti a seguito di modifiche importanti (revamping) dell'impianto. Il peso di questa causa corretto per tenere conto della effettiva situazione di impianto si calcola come segue:

$$a_{i,mod} = \frac{a_i}{N} \quad (3)$$

dove  $N$  è l'intervallo di tempo fra due interventi di nuova installazione/revamping, considerato essere il tempo che intercorre fra due revamping di impianto. Il fattore correttivo è quindi  $1/N$ ;

- ✓ *Corrosione* – Il peso percentuale per corrosione viene rielaborato come indicato in Sezione 2.2.3;
- ✓ *Erosione* - La erosione è inclusa nelle modalità di guasto di corrosione. La sua percentuale è sommata a quella di corrosione e rielaborata come descritto in Sezione 2.2.3;
- ✓ *Carico esterno* – Questa causa di guasto fa riferimento a guasti dovuti a carichi esterni, come neve, pioggia, vento, carichi esterni, ecc. La eventuale esclusione di questa causa di guasto (ponendo quindi a zero il peso relativo) va valutata caso per caso, ad esempio considerando se sono presenti protezioni meccaniche contro i carichi esterni o adeguati supporti, ancoraggi etc.;
- ✓ *Impatto* – Questa causa include gli impatti per cause accidentali. Come per il carico esterno, la eventuale esclusione di questa causa deve essere valutata caso per caso;
- ✓ *Shock termico e meccanico* – La valutazione della applicabilità o meno dei coefficienti relativi agli shock termici e meccanici deve essere fatta caso per caso. Se la linea può essere affetta da shock meccanici o termici (ad esempio possibile colpo d'ariete o sovrappressione da deviazioni di processo, o bassa temperatura per depressurizzazione o deviazioni di processo) il coefficiente non viene modificato. Se cause di sovrappressione o alta/bassa temperatura non sono possibili, il peso percentuale viene posto pari a zero;
- ✓ *Fatica* – La fatica può essere dovuta a vibrazioni o cicli. La vibrazione può essere associata a cedimenti dei supporti, cicli sono dovuti a cambiamenti di regime. La eventuale esclusione di questa causa (ponendo il peso relativo pari a zero) deve essere valutata caso per caso;
- ✓ *Errato collegamento di apparecchiature* – come per difetti di fabbricazione, si tratta di errori legati alla progettazione o alla installazione possibili durante interventi di revamping/nuove installazioni. Il peso percentuale viene modificato in maniera analoga a quanto discusso per i difetti di fabbricazione. Il fattore correttivo è  $1/N$ ;
- ✓ *Errore umano, Cause Non Note, Altre cause* – Questi coefficienti vengono rielaborati come descritto in sezione 2.2.2.

### 2.2.2 Ripartizione di Errore Umano e altre cause sulle cause note

#### "Altro" e "Non nota"

Le cause classificate come "Altro" e "Non nota" pesano complessivamente per il 10.6 % sul totale delle rotture (Tabella 2.1). Le rotture dovute a queste cause non definite saranno in realtà dovute ad una delle altre cause, non evidenziata nella statistica per scarsità di elementi. Se i rilasci per cause non note sono in effetti dovuti ad una delle altre cause, si può assumere che il peso delle cause non note sia ripartito sulle altre cause proporzionalmente al peso di ogni causa sul totale delle cause note. In altri termini, il peso percentuale della generica causa nota sarà incrementato come segue:

$$a_{i,mod} = a_i + \frac{a_i}{(100-10.6)} * 10.6 \quad (4)$$

### Errore Umano

Le “cause remote” (underlying cause) delle cause immediate di guasto di Tabella 2.1 si riconducono (vedi rif. [3]) ad aspetti di design, fabbricazione, costruzione, operazione, manutenzione e azioni volontarie (sabotaggio). L'errore umano si evidenzia sotto forma di causa remota (underlying cause); dalla ripartizione percentuale delle cause remote tratta da Lees [3] e riportata in Tabella 2.2, l'errore umano può essere ripartito ed incluso all'interno delle altre tipologie di guasto.

**Tabella 2.2: Ripartizione dell'errore umano tra le “underlying causes” (rif. [3])**

Underlying Cause	%
Design	8
Fabbricazione	2
Costruzione	8
Operazione	22
Manutenzione	59
Sabotaggio	1

La ridistribuzione proporzionata dell'errore umano tra le altre cause di guasto di Tabella 2.1 è possibile combinando le cause di guasto con le “underlying cause” come mostrato in Tabella 2.3 (tratta da rif. [1]).

**Tabella 2.3: Combinazione cause di guasto con “underlying cause” (rif. [1])**

Causa di guasto	Codice Identificativo	Underlying Cause
Difetti di Fabbricazione	MAN	Fabbricazione/Costruzione
Corrosione/Erosione	COR	Manutenzione
Carico Esterno	LOA	Manutenzione
Impatto	IMP	-
Shock termico/meccanico	SHO	Design/Operazione
Fatica	FAT	Design/Operazione
Errato collegamento di apparecchiature	ERC	-
Errore Umano	HER	Sabotaggio

Il peso percentuale di ogni causa sarà quindi aumentato della frazione del peso dell'errore umano pari alla percentuale della (o delle) underlying causes legate alla causa in esame. Indicando con  $a_{HE}$  il peso percentuale dell'errore umano, ogni causa sarà modificata come segue:

$$a_{i,mod} = a_i + (a_{HE} * U_j) * \frac{a_{i,j}}{\sum(k|associata\ alla\ und.\ cause\ j)^{a_{k,j}}} \quad (5)$$

Dove:

$U_j$  – peso percentuale (Tabella 2.2) della Underlying cause associata alla causa i (Tabella 2.3). In caso di più underlying causes associate alla stessa causa,  $U_j$  è la somma delle percentuali relative. Dove una causa non è associata ad una underlying cause in Tabella 2.3, il valore  $U_j$  è pari a zero e  $a_{i,mod}$  è uguale ad  $a_i$

$a_{i,j}$  – peso percentuale della causa i associata alla Underlying Cause j

$a_{HE}$  – peso percentuale della causa “Errore Umano” (Tabella 2.1)

La Tabella 2.2 contiene la underlying cause “sabotaggio”, non presente nella ripartizione di Tabella 2.1 e non considerata come causa di guasto nei Rapporti di Sicurezza. Il peso percentuale di questa causa, peraltro trascurabile, viene pertanto ripartito in modo proporzionale sulle cause di guasto note di Tabella 1.



#### Pesi percentuali modificati

Applicando la metodologia illustrata per la ripartizione delle cause altre/non note e dell'errore umano, si ottengono i valori riportati in Tabella 2.4.

**Tabella 2.4: Percentuali relative alle cause di rottura di piping – Valori modificati**

Causa di guasto	%
Difetti di Fabbricazione	37.80
Corrosione	18.97
Erosione	1.63
Carico Esterno	6.12
Impatto	5.38
Shock termico	5.60
Shock meccanico	17.82
Fatica	2.21
Errato collegamento di apparecchiature	4.48
Totale	100.00

### 2.2.3 Corrosione

Il peso percentuale associato alla corrosione di Tabella 2.4 deve essere modificato per tenere conto delle condizioni di processo e di progetto dell'impianto.

A tale scopo si analizzano i parametri che possono avere influenza sulla corrosione (ad es. il tipo di fluido, le condizioni di processo, il materiale ecc.) per definire quali tipologie di corrosione sono possibili e quali possono essere escluse.

Il dettaglio della procedura e dei risultati è mostrato in Appendice A, mentre qui nel seguito si riporta la sintesi dei risultati ottenuti.

I dati di partenza per l'analisi sono i pesi percentuali delle modalità di corrosione e danno meccanico (incluso nel danno da corrosione) fornite dal rif. [3] e riportate in Tabella 2.5.

**Tabella 2.5: Modalità di guasto – corrosione (rif. [3])**

Corrosione	%	Danno meccanico	%
Cavitation	0.3	Abrasion, erosion or wear	5.4
Cold wall	0.4	Blister, plating	0.1
Cracking, corrosion fatigue	1.5	Brinelling	0.1
Cracking, stress corrosion	13.1	Brittle fracture	1.2
Crevice	0.9	Cracking, heat treatment	1.9
Demetallification	0.6	Cracking, liquid metal pen	0.1
End grain	0.4	Cracking, plating	0.6
Erosion-corrosion	3.8	Cracking, thermal	3.1
Fretting	0.3	Cracking, weld	0.6
Galvanic	0.4	Creep or stress rupture	1.9
General	15.2	Defective material	1.6

Corrosione	%	Danno meccanico	%
Graphitization	0.1	Embrittlement, sigma	0.3
High temperature	1.3	Embrittlement, strain age	0.4
Hot wall	0.1	Fatigue	14.
Hydrogen blistering	0.1	Galling	0.1
Hydrogen embrittlement	0.4	Impact	0.1
Hydrogen grooving	0.3	Leaking through defects	0.4
Intergranular	5.6	Overheating	1.9
Pitting	7.9	Overload	5.4
Weld corrosion	2.5	Poor welds	4.4
		Warping	0.4
Subtotal	55.2	Subtotal	44.8

L'assegnazione dei meccanismi di danno che causano la corrosione per uno Stabilimento di Stoccaggio Gas Naturale viene effettuata suddividendo il piping di impianto in classi omogenee, per ciascuna delle quali bisogna verificare la sussistenza o meno di ognuno dei meccanismi riportati in Tabella 2.5.

I passi seguiti per tale analisi sono:

1. Identificazione delle classi omogenee di piping a partire dai tratti elementari;
2. Verifica dell'applicabilità dei singoli meccanismi di danno ad ogni classe omogenea;
3. Identificazione delle combinazioni dei meccanismi di danno applicabili;
4. Riparametrizzazione delle percentuali di failure per ognuna delle combinazioni di danno.

Classi omogenee di piping hanno caratteristiche uguali, anche nel caso di tratti non contigui, ossia una classe omogenea è definita da una combinazione unica dei parametri che la caratterizzano (Appendice A):

- ✓ Rating;
- ✓ Piping class;
- ✓ Materiale;
- ✓ Tipo di tubo;
- ✓ Fluido;
- ✓ Stato fisico del fluido;
- ✓ Area cluster;
- ✓ Pompa;
- ✓ Rivestimento;
- ✓ Protezione catodica;
- ✓ Protezione meccanica;
- ✓ Pressione di progetto;
- ✓ Temperatura di progetto (massima e minima);
- ✓ Diametro nominale.

Se due tratti di piping sono caratterizzati da valori uguali dei parametri, allora appartengono alla stessa classe omogenea.

Una volta identificate le classi omogenee, per ciascuna si verifica quale dei meccanismi di danno nella Tabella 2.5 sia applicabile, avendo come risultato una, o più, combinazioni di meccanismi di danno che si applicano a una, o più, classi omogenee. Per le combinazioni di danno che si ottengono si provvede a correggere le percentuali di failure, come conseguenza del fatto che solo alcuni meccanismi sono presenti e altri sono assenti, in modo da avere il totale della singola combinazione al 100% (necessaria per la applicazione della relazione (1)).

La procedura descritta è stata applicata allo Stabilimento di Stoccaggio Gas Naturale di Sergnano, per il quale si ottengono 104 classi omogenee e le condizioni di applicabilità dei meccanismi di danno illustrate nella Tabella 2.6.

**Tabella 2.6: Condizioni di applicabilità dei meccanismi di danno**

Meccanismo di danno	Condizioni	Si/No	Dove
Cavitation	Riduzione di pressione localizzata.	S	Aspirazione pompe
Cold wall	----	N	In nessun luogo
Cracking, corrosion fatigue	Cavitazione	S	Aspirazione pompe
Cracking, stress corrosion	Carichi eccessivo prolungato.	N	In nessun luogo
Crevice	Interstizi, dead leg, coibentazione.	S	Ovunque
Demetallification	Assente nel trasporto gas.	N	In nessun luogo
End grain	Acido nitrico	N	In nessun luogo
Erosion - corrosion	Flussi turbolenti dei liquidi o gas sporco.	S	Uscita pozzi di gas o piping di liquidi.
Fretting	Non si applica al piping.	N	In nessun luogo
Galvanic	Materiali diversi in contatto elettrolitico	N	In nessun luogo
General	Esposizione ad ambiente corrosivo.	S	Ovunque
Graphitization	Temperatura da 427 °C a 593 °C.	N	In nessun luogo
High temperature	Temperatura > 204 °C	N	In nessun luogo
Hot wall	Non si applica al piping gas.	N	In nessun luogo
Hydrogen blistering	Presenza di H <sub>2</sub> S.	N	In nessun luogo
Hydrogen embrittlement	Materiali di grado > X65.	N	In nessun luogo
Hydrogen grooving	Presenza di H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> .	N	In nessun luogo
Intergranular	Temperatura da 450 °C a 850°C.	N	In nessun luogo
Pitting	Fluido corrosivo.	N	In nessun luogo
Weld corrosion	Saldature.	S	Ovunque
Abrasion, erosion or wear	Flussi turbolenti dei liquidi o gas sporco.	S	Uscita pozzi di gas o piping di liquidi.
Blister, plating	Placcatura.	N	In nessun luogo
Brinelling	Parti in movimento.	N	In nessun luogo
Brittle fracture	Tenacità bassa, materiale fragile.	N	In nessun luogo
Cracking, heat treatment	Cricche in saldatura. Escluse tramite CND.	N	In nessun luogo
Cracking, liquid metal penetration	Temperatura abbastanza alta da fondere i metalli.	N	In nessun luogo
Cracking, plating	Placcatura.	N	In nessun luogo
Cracking, thermal	Gradienti di temperatura su piping non elastico.	N	In nessun luogo
Cracking, weld	Cricche in saldatura. Escluse tramite CND.	N	In nessun luogo
Creep or stress rupture	Temperature o carichi elevati.	N	In nessun luogo
Defective material	Fornitura di scarsa qualità.	N	In nessun luogo
Embrittlement, sigma	Temperatura da 538 °C a 954 °C	N	In nessun luogo
Embrittlement, strain age	Deformazione plastica in servizio.	N	In nessun luogo
Fatigue	Cavitazione.	S	Pompa

Meccanismo di danno	Condizioni	Si/No	Dove
Galling	Superfici scorrevoli a contatto.	N	In nessun luogo
Impact	Impatto accidentale.	S	Ovunque
Leaking through defect	Pinhole.	S	Ovunque
Overheating	Temperatura eccessiva prolungata.	N	In nessun luogo
Overload	Carico eccessivo prolungato	N	In nessun luogo
Poor welds	Bassa qualità saldature. Esclusa tramite CND.	N	In nessun luogo
Warpage	Deformazione plastica di tratti di piping.	N	In nessun luogo

Sulla base della presenza o meno dei meccanismi di danno sopra indicati, e della loro applicabilità all'intero impianto oppure solamente a sezioni definite di esso, si ottengono le combinazioni di meccanismi di danno in Tabella 2.7, che si applicano alle 104 classi omogenee come segue:

- ✓ Combinazione 1: 73 classi omogenee;
- ✓ Combinazione 2: 21 classi omogenee;
- ✓ Combinazione 3: 6 classi omogenee;
- ✓ Combinazione 4: 4 classi omogenee.

**Tabella 2.7: Combinazioni di meccanismi di danno (percentuali normalizzate)**

Comb 1	%	Comb 2	%	Comb 3	%	Comb 4	%
Crevice	4,7	Crevice	3,2	Crevice	2,1	Cavitation	0,7
General	79,6	Erosion - corrosion	13,4	Erosion - corrosion	9,0	Cracking, corrosion fatigue	3,4
Weld corrosion	13,1	General	53,7	General	35,9	Crevice	2,0
Impact	0,5	Weld corrosion	8,8	Weld corrosion	5,9	Erosion - corrosion	8,6
Leaking through defect	2,1	Abrasion, erosion or wear	19,1	Abrasion, erosion or wear	12,8	General	34,5
		Impact	0,4	Fatigue	33,1	Weld corrosion	5,7
		Leaking through defect	1,4	Impact	0,2	Abrasion, erosion or wear	12,2
				Leaking through defect	0,9	Fatigue	31,7
						Impact	0,2
						Leaking through defect	0,9
Totale	100,0		100,0		100,0		100,0

## 2.2.4 Definizione dei valori di $a_i$ applicabili agli impianti STOGIT

A partire dalla tabella 2.4 della sezione 2.2.2 è possibile ottenere la distribuzione percentuale delle cause di guasto applicabili allo Stabilimento di Stoccaggio Gas Naturale di Sergnano, considerando i fattori descritti nelle sezioni 2.2.1 e per quanto riguarda la corrosione nella sezione 2.2.3.

Considerando un periodo di 5 anni tra due revamping di impianto, il peso delle cause "Difetti di Fabbricazione" e "Errato collegamento di apparecchiature" modificate come descritto in Sezione 2.2.1. diventa come riportato in Tabella 2.8

I pesi delle altre cause di guasto non sono modificati, considerando tutte le cause come potenzialmente possibili. Qualora qualche causa, in un impianto particolare, fosse ritenuta non possibile per specifici motivi tecnici, allora il peso corrispondente dovrebbe essere posto uguale a 0 in Tabella 2.8, e la percentuale totale non normalizzata e i pesi normalizzati dovranno essere ricalcolati di conseguenza.

Senza effettuare ulteriori valutazioni sulla applicabilità delle cause di guasto, i valori della colonna "% normalizzata" di Tabella 2.8 sarebbero i valori  $a_i$  da applicare nella formula (1) per l'ottenimento di un valore di  $f_{mod}$  applicabile alle tubazioni dell'intero impianto, senza distinzioni di sezioni omogenee di tubazione.

Il valore totale della percentuale dei pesi non normalizzati (colonna "% non normalizzata" di Tabella 2.8) sarebbe il valore per il quale moltiplicare la frequenza base  $f_{md}$  in formula (1) per ottenere la frequenza base modificata tenendo conto dei fattori tecnici specifici dell'impianto.

**Tabella 2.8: Percentuali relative alle cause di rottura di piping – Valori da adottare nella analisi**

Causa di guasto	% non normalizzata	% normalizzata
Difetti di Fabbricazione	7.56	11.42
Corrosione	18.97	28.67
Erosione	1.63	2.47
Carico Esterno	6.12	9.25
Impatto	5.38	8.13
Shock termico	5.60	8.45
Shock meccanico	17.82	26.92
Fatica	2.21	3.34
Errato collegamento di apparecchiature	0.90	1.35
<b>Totale</b>	<b>66.2</b>	<b>100</b>

Per gli Stabilimenti di Stoccaggio Gas Naturale, il valore della percentuale di corrosione di Tabella 2.8 può essere ulteriormente specializzato considerando la applicabilità delle singole sotto-cause che la compongono, come definito al capitolo 2.2.3.. La valutazione delle modalità di guasto per le sezioni di impianto soggette ai medesimi meccanismi di danno per corrosione (vedi Tabella 2.7) fa riferimento al complesso delle cause corrosione+erosione.

La analisi, con riferimento ad una generica sezione di impianto caratterizzata da una data combinazione di meccanismi di danno, è condotta attraverso i seguenti passi:

1. Individuazione delle modalità di guasto, tra quelle di Tabella 2.5, presenti nella sezione in esame sulla base dei criteri riportati in Tabella 2.6. Ogni modalità presente ha il peso dato dalla percentuale riportata in Tabella 2.5;
2. Somma delle percentuali di ogni modalità presente nella sezione. Questo valore è la frazione della percentuale globale di corrosione/erosione effettivamente presente nella sezione;
3. Il prodotto della percentuale globale di corrosione+erosione (pari a 20.6 %, Tabella 2.4) moltiplicato per la somma delle percentuali delle modalità di danno presenti fornisce il valore della percentuale di rilascio da corrosione/erosione da considerare in Tabella 2.8;
4. La somma delle percentuali non normalizzate di Tabella 2.8 fornisce il valore per il quale va moltiplicata la frequenza base  $f_{md}$  per ottenere la frequenza di base considerando le caratteristiche tecniche dell'impianto e della specifica sezione.

Per il caso dello Stabilimento di Sergnano, per il quale è stata condotta la valutazione delle combinazioni di meccanismo di danno riportata in Sezione 2.2.3, il peso della corrosione e quindi il valore della percentuale totale non normalizzata e dei pesi normalizzati sono modificati come da Tabella 2.9 e 2.10.

**Tabella 2.9: Percentuali relative alle cause di rottura di piping –  
 Valori relativi alle sezioni omogenee, non normalizzati – Impianto di Sergnano**

Causa di guasto	% Comb. 1	% Comb 2	% Comb. 3	% Comb 4
Difetti di Fabbricazione	7.56	7.56	7.56	7.56
Corrosione/Erosione	3.93	5,83	8.71	9.08
Carico Esterno	6.12	6.12	6.12	6.12
Impatto	5.38	5.38	5.38	5.38
Shock termico	5.60	5.60	5.60	5.60
Shock meccanico	17.82	17.82	17.82	17.82
Fatica	2.21	2.21	2.21	2.21
Errato collegamento di apparecchiature	0.90	0.90	0.90	0.90
<b>Totale</b>	<b>49.5</b>	<b>51.4</b>	<b>54.3</b>	<b>54.7</b>

**Tabella 2.10: Percentuali relative alle cause di rottura di piping –  
 Valori relativi alle sezioni omogenee, normalizzati – Impianto di Sergnano**

Causa di guasto	% Comb. 1	% Comb 2	% Comb. 3	% Comb 4
Difetti di Fabbricazione	15,27	14,70	13,92	13,83
Corrosione/Erosione	7,94	11,34	16,05	16,62
Carico Esterno	12,36	11,90	11,27	11,19
Impatto	10,86	10,46	9,91	9,84
Shock termico	11,31	10,89	10,31	10,24
Shock meccanico	35,98	34,66	32,82	32,59
Fatica	4,46	4,30	4,07	4,04
Errato collegamento di apparecchiature	1,82	1,75	1,66	1,65
<b>Totale</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Per la applicazione della formula (1) per l'ottenimento della  $f_{mod}$ , i valori di  $a_i$  da utilizzare per ogni sezione omogenea dell'impianto di Sergnano sono i valori normalizzati dati in Tabella 2.10 e i corrispondenti valori di  $x_i$  sono calcolati come illustrato nella Sezione 2.3.

La frequenza base  $f_{md}$  è quella utilizzata nel Rapporto di Sicurezza, moltiplicata per il valore ( $k$ ) della somma delle percentuali di rottura non normalizzate, dato in Tabella 2.9

## 2.3 VALUTAZIONE DEI FATTORI DI CORREZIONE $x_i$

I fattori  $x_i$  rappresentano la capacità del Sistema di Gestione di impianto di prevenire o meno le cause di guasto, considerando le procedure e le modalità operative presenti.

Il fattore  $x_i$  può assumere i valori +1, 0 o -1 con il seguente significato:

- 1 la probabilità di incidente viene ridotta rispetto al valore medio grazie al Sistema di Gestione
- 0 la probabilità di incidente non viene modificata rispetto al valore medio
- +1 la probabilità di incidente viene aumentata rispetto al valore medio.

Il metodo per la attribuzione del peso  $x_i$  presentato in [1] fa riferimento ad un metodo sviluppato nell'ambito di un progetto di ricerca Europeo dall'Istituto di ricerca Demokritos in Grecia, basato su una formulazione particolarmente complessa e di difficile applicazione ad un caso reale impiantistico. Per rendere pertanto applicabile tale metodologia a casi reali (Stogit) è stata quindi specificatamente elaborata una metodologia basata sui seguenti principi:

- ✓ l'impianto è dotato di SGS. E' quindi importante sottolineare che la valutazione degli  $x_i$  non si basa su un Audit specifico o una gap analysis del SGS esistente, che ai fini della presente analisi è considerato certificato e sottoposto alle ispezioni previste dalla normativa sugli impianti a rischio di incidente rilevante. In assenza di un SGS certificato i fattori  $x_i$  dovrebbero essere tutti posti pari a +1;
- ✓ la valutazione degli  $x_i$  è condotta per quantificare l'impatto sulla frequenza di rilascio degli aspetti legati alla prevenzione delle cause di guasto applicabili alla gestione di impianto;
- ✓ la valutazione è condotta con un questionario con domande congegnate in modo che una risposta «SI» corrisponda alla presenza in impianto di una procedura/modo di agire che può consentire la prevenzione di una causa, quindi associata al punteggio  $x_i = -1$  (e risposta «NO» corrisponda a punteggio +1). Ciò per minimizzare la soggettività nella valutazione delle risposte;
- ✓ è possibile anche la risposta «Non Applicabile». In questo caso la domanda viene esclusa dal calcolo del punteggio complessivo;
- ✓ un certo grado di soggettività dell'analista rimane comunque per la valutazione di risposte parziali.

Il fattore  $x_i$  applicato ad ogni causa di guasto è dato dal valore medio dei punteggi (-1, 0, +1) associati alle domande del questionario. La media è condotta solo sulle domande che non sono state indicate come «Non Applicabile».

Le domande del questionario sono riportate nella tabella seguente, assieme alla indicazione di quali modi di guasto siano legati ad ogni domanda del questionario; nei casi in cui la risposta alla domanda non ha influenza sulla causa di guasto è indicato «N.A.».

I modi di guasto "Shock termico" e "Shock Meccanico" sono stati unificati.

**Tabella 2.11: Questionario per la attribuzione dei fattori  $x_i$**   
**(sigle dai modi di guasto come da Tabella 2.3)**

Item	Domanda	Modo di guasto						
		MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
1	Esiste una procedura per verificare la competenza del personale?							
2	Che percentuale di personale ha esperienza superiore a 10 anni in impianto?							
3	Viene verificata l'acquisizione delle competenze dopo il training effettuato dai nuovi assunti?							
4	Viene valutata la competenza del personale per ogni specifica funzione?							
5	Esiste un sistema premiante in funzione del comportamento sul lavoro per quanto riguarda la sicurezza?							
6	Esiste un sistema di valutazione della qualità del lavoro svolto dal personale?							
7	Azioni/errori dell'operatore possono contribuire a guasti del sistema?							

Item	Domanda	Modo di guasto						
		MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
8	Esiste una procedura di selezione e qualifica degli appaltatori?							
9	Gli appaltatori sono valutati con riferimento alla applicazione delle norme di sicurezza dell'impianto?							
10	È chiaramente identificata la responsabilità per l'avvio del processo di manutenzione dell'impianto?			N.A.	N.A.			
11	Esiste una funzione specificatamente dedicata alla sicurezza di processo?			N.A.	N.A.			N.A.
12	Se la risposta alla domanda 11 è "SI": la funzione di sicurezza di processo effettua anche valutazioni indipendenti sulle attività di impianto?							
13	Se la risposta alla domanda 11 è "SI": la funzione sicurezza di processo effettua/collabora alla definizione di procedure?							
14	Sono presenti procedure di qualifica dei saldatori?		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
15	In caso di modifiche ai sistemi elettro-strumentali, vengono effettuati training al personale incaricato della manutenzione?			N.A.	N.A.			
16	Sono presenti procedure e/o metodi per la verifica della corretta identificazione dei componenti da sottoporre a manutenzione?	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
17	Sono presenti procedure di sicurezza per l'utilizzo di macchine e attrezzature?			N.A.				
18	Viene verificata la conformità agli standard della progettazione delle apparecchiature elettro-strumentali?			N.A.	N.A.			
19	Esistono procedure per l'approvvigionamento delle parti di ricambio?							
20	Sono condotte verifiche sulle parti di ricambio e sulle nuove apparecchiature?				N.A.			
21	E' sempre garantita la comunicazione tra gli appaltatori e il supervisore del loro lavoro?							
22	Sono definiti parametri per verificare la correttezza dello svolgimento del lavoro effettuato dall'appaltatore?							
23	Sono stati registrati incidenti riconducibili alla causa di guasto X durante il lavoro condotto dall'appaltatore?							
24	Sono applicati criteri di progettazione per prevenire la causa X?							
25	Sono presenti procedure operative per la prevenzione della causa X?							N.A.
26	Sono adottati indicatori per valutare la efficacia della prevenzione della causa X?							
27	Ci sono segnali specifici che il gestore usa per capire che l'impianto opera in sicurezza, rispetto alla causa X?							
28	Possono ritenersi assenti casi di incidenti/near-miss associati alla causa di guasto X?							
29	Se ci sono stati casi di incidenti/near-miss, sono state introdotte modifiche progettuali/operative a seguito di essi? (la risposta è N.A. se alla domanda 28 la risposta è stata SI)							
30	Esiste una procedura/politica che preveda la effettuazione di "root cause analysis" per incidenti/near-miss?							
31	Esiste una analisi dei rischi o una identificazione degli scenari dovuti alla causa X, incluso un ranking degli eventi?							
32	La manutenzione viene effettuata secondo una pianificazione ben definita?	N.A.		N.A.	N.A.			N.A.
33	Prima e dopo una grande fermata vengono tenuti meeting?			N.A.	N.A.			



Item	Domanda	Modo di guasto						
		MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
34	La frequenza di manutenzione è secondo le richieste delle normative/standard applicabili?			N.A.	N.A.			
35	Si utilizza un sistema informatico per la pianificazione e gestione della manutenzione?			N.A.	N.A.			
36	Sono presenti programmi di manutenzione per le apparecchiature elettro-strumentali?			N.A.	N.A.			
37	È presente una programmazione delle ispezioni a componenti/sistemi?			N.A.	N.A.			
38	Si dispone di un database elettronico per la raccolta dei dati sulla storia ispettiva?			N.A.	N.A.			
39	C'è un modo per identificare il legame tra velocità di corrosione e parametri processo?	N.A.		N.A.	N.A.			N.A.
40	Quale è l'efficacia della tecnica di ispezione rispetto al meccanismo di deterioramento prevalente?	N.A.		N.A.	N.A.			N.A.
41	Quale è la frequenza di monitoraggio del meccanismo di deterioramento con la tecnica di ispezione sopra menzionata?							
42	L'impianto opera all'interno dei limiti di tempo di vita attesi?			N.A.	N.A.	N.A.		N.A.
43	Sono presenti sistemi/procedure che consentano di evitare l'uso di materiali o componenti errati?		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
44	Esiste una procedura per la verifica della correttezza delle attività da parte del supervisore/capoturno?							
45	Vengono definite azioni correttive a fronte di non conformità rilevate da audit da terze parti o interni?			N.A.	N.A.			N.A.
46	Si tiene traccia delle non conformità derivanti dagli Audit?			N.A.	N.A.			N.A.
47	Sono presenti procedure/metodi per stabilire al correttezza della manutenzione meccanica?			N.A.	N.A.			
48	Sono monitorate le revisioni di codici/standard/procedure per la prevenzione della causa X?							
49	Chi ha il potere decisionale sull'impegno finanziario per le misure di prevenzione della causa di guasto X? La procedura decisionale è semplice?							
50	Alle riunioni per la definizione delle misure per il miglioramento della sicurezza partecipano rappresentanti di tutte le aree funzionali interessate (ad es. progettazione, operazione, manutenzione, etc.)?							
51	Si applica un approccio costi-benefici o RBI per definire il budget per investimenti in misure che migliorino la sicurezza?			N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
52	Le procedure di prevenzione/gestione degli incidenti dovuti alla causa di guasto X sono state funzionali senza la necessità di miglioramenti?							
53	C'è stata la necessità di miglioramenti delle procedure di prevenzione/gestione degli incidenti dovuti alla causa di guasto X? (la risposta è non N.A. se alla domanda 53 la risposta è stata SI)							
54	Si applica l'analisi del rischio per le decisioni su modifiche di impianto?							
55	Le modifiche con impatto sulla sicurezza o su sistemi di sicurezza sono approvate anche da advisor esterni?							
56	Si aggiornano tempestivamente i P&ID in caso di modifiche?							
57	Sono presenti procedure per la verifica/autorizzazione delle modifiche (Management of Change)?			N.A.	N.A.			

Item	Domanda	Modo di guasto						
		MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
58	Vengono effettuati training degli operatori nel caso di introduzione di nuove attrezzature/nuovo software/etc. nella control-room?							
59	Le modifiche alla sala controllo per l'introduzione di nuova strumentazione includono la valutazione degli aspetti ergonomici?							
60	Si effettua un training degli operatori in caso di aggiornamenti di tecniche e metodi applicati in impianto?							

Sulla base delle risposte fornite ad ogni domanda, l'analista attribuisce generalmente il valore -1 alla risposta "SI", e +1 alla risposta "NO". Il valore "0" viene attribuito quando la risposta fa ritenere che non ci sia effetto sulla prevenzione della causa di guasto. L'analista può attribuire valori intermedi dove il dettaglio della risposta faccia ritenere che l'effetto positivo (o negativo) sia parziale.

Nel caso della domanda n. 2, si suggerisce la attribuzione di un valore in funzione del numero di personale con esperienza maggiore di 10 anni, come segue:

- ✓ % personale con esperienza superiore a 10 anni:
  - se  $\geq 75\%$ , punteggio = -1
  - se  $\geq 50\%$  e  $< 75\%$ , punteggio = -0.5
  - se  $\geq 25\%$  e  $< 50\%$ , punteggio = 0
  - se  $\leq 25\%$ , punteggio = 1

Il calcolo del valore di  $X_i$  associato ad ognuna delle 7 cause di guasto è condotto come segue:

$$X_i = \frac{\sum_{j \neq N.A.} X_{i,j}}{N_0} \quad (6)$$

dove  $N_0$  è il numero totale di risposte per le quali la risposta fornita non è stata "N.A."

La applicazione della procedura descritta in questa sezione all'impianto di Sergnano è riportata in Allegato B.

### 3 APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA ALLO STABILIMENTO DI SERGNANO

La metodologia sopra descritta è stata applicata al caso dello Stabilimento di Sergnano, per il quale sono state definite le sezioni omogenee come descritto in Allegato A ed è stato compilato il questionario sui sistemi di gestione come descritto in Allegato B.

I valori di  $a_i$ , per le quattro combinazioni di danno associabili alle sezioni omogenee dell'impianto di Sergnano sono dati in Tabella 2.9 (valori non normalizzati) e in Tabella 2.10 (valori normalizzati).

I valori di  $X_i$  ottenuti dal questionario elaborato per lo Stabilimento di Sergnano sono dati in Tabella B-1.2 di Allegato B.

La Tabella seguente riporta i fattori di correzione della frequenza base.

Tabella 3.1: Risultati della analisi – Stabilimento di Sergnano

Causa di guasto	Comb. 1	Comb 2	Comb. 3	Comb 4
Fattore di correzione basato sulle percentuali dei guasti applicabili (Totale Tabella 2.9, diviso 100)	0.495	0.514	0.543	0.547
Fattore di correzione per il sistema di gestione ( $10^{(\text{sommatoria degli } a_i \cdot x_i / 100)}$ , $a_i$ da Tabella 2.10)	0,1706	0,1708	0,1710	0,1711
<b>Fattore di correzione Totale</b>	<b>0,085</b>	<b>0,088</b>	<b>0,093</b>	<b>0,094</b>

La applicazione condotta per lo Stabilimento di Sergnano mostra che la metodologia proposta può portare a correzioni nella frequenza generica di letteratura di circa il 9% a seconda delle sezioni omogenee. Tale riduzione è sostanzialmente determinata dall'effetto del sistema di gestione, che da solo porta ad una frequenza intorno al 20% della frequenza base.

## 4 CONCLUSIONI

Il presente rapporto presenta la metodologia, elaborata a partire dall'articolo "*The Influence of Risk Prevention Measures on the Frequency of Failure of Piping*" (ref. [1]), per la valutazione di un fattore correttivo da applicare alle frequenze generiche di rilascio da tubazioni per uno Stabilimento di Stoccaggio di Gas Naturale di STOGIT.

Tale metodo tiene in conto le specifiche caratteristiche tecniche degli impianti STOGIT, come di seguito specificate:

- ✓ Dati caratteristici delle singole linee di impianto;
- ✓ Intervallo di tempo tra due revamping di impianto successivi;
- ✓ Caratteristiche che influenzano la corrosione/erosione;
- ✓ Caratteristiche del sistema gestionale adottato da STOGIT e che può permettere di prevenire l'insorgenza delle cause di guasto.

I fattori di correzione calcolati come descritto in questo rapporto saranno poi applicabili alle frequenze generiche di rilascio, ricavate dalla letteratura tecnica disponibile, secondo la relazione (1).

I passi per l'ottenimento dei fattori di correzione sono i seguenti:

1. considerare la lista di possibili cause di guasto presentata in Tabella 2.4:
  - a. se alcune cause di guasto sono ritenute non possibili per la presenza di specifiche soluzioni che le rendono fisicamente non possibili, inserire in tabella il valore zero per la percentuale della specifica causa,
  - b. dividere le percentuali per "Difetti di Fabbricazione" e per "Errato collegamento di apparecchiature" per il numero di anni tra due revamping di impianto;
2. condurre una analisi di dettaglio del fenomeno di corrosione/erosione per correggere il valore percentuale di Tabella 2.4:
  - a. applicare la metodologia descritta in Sezione 2.2 ed i criteri di Tabella 2.6 per individuare le combinazioni di modalità di guasto applicabili ad ogni sezione di impianto,
  - b. sommare le percentuali di Tabella 2.5 delle modalità di guasto applicabili ad ogni sezione, per ottenere la frazione di casi di corrosione applicabile ad ogni sezione,
  - c. moltiplicare il valore standard di corrosione+erosione (Tabella 2.4) per la frazione di casi di corrosione applicabili;
3. calcolare il primo fattore di correzione della frequenza base di guasto come somma delle percentuali di Tabella 2.4 (diviso 100) corrette come descritto ai punti 1. e 2. Tale somma rappresenta la frazione della frequenza base generale applicabile alle caratteristiche tecniche degli impianti STOGIT (fattore  $k$  nella relazione (1));
4. normalizzare le percentuali di guasto modificate ottenute come ai punti precedenti. Tali percentuali normalizzate costituiscono i fattori  $a_i$  da utilizzare nella relazione (1);
5. compilare il questionario di Sezione 2.3. Sulla base delle risposte al questionario attribuire i punteggi -1, 0, +1 ad ogni risposta per ogni modo di guasto. Calcolare il fattore di correzione gestionale  $X_i$  per ogni modo di guasto come descritto in Sezione 2.3;
6. applicare infine la relazione (1) con i valori di  $a_i$  e  $X_i$  ottenuti come descritto in precedenza.

In Sezione 3. sono presentati i risultati della applicazione del metodo allo Stabilimento STOGIT di Sergnano.

La metodologia qui presentata può essere applicata in qualsiasi altro Stabilimento Stogit, previa compilazione del Questionario da parte dello Stabilimento e calcolo dei corrispondenti fattori correttivi ( $X_i$ ), valutazione delle combinazioni di modalità di corrosione/erosione applicabili allo specifico impianto e definizione dell'intervallo di tempo tra due revamping.

GIMAL/GMU:sl

---

## REFERENZE

- [1] Milazzo M.F., Maschio G., Uguccioni G. "The Influence of Risk Prevention Measures on the Frequency of Failure of Piping", International Journal of Performability Engineering Vol. 6, No. 1, January 2010, pp. 19-33.
- [2] Papazoglou, I. A., O. Aneziris. "On the quantification of the effects of organizational and management factors in chemical installations", Reliability Engineering and System Safety. 15(1):545-554; 1999.
- [3] Lees, F. P., "Loss Prevention in the Process Industries", vol. 1, Table12.20; Elsevier, London; 1996.
- [4] Lees, F. P., "Loss Prevention in the Process Industries", Table12.42; Elsevier, London; 2012.
- [5] Excel file "Sezioni isolabili\_elenco linee C.le Sergnano\_rev.1\_2021-01-12.xlsx", inviato con mail del 15/01/2021.

## Appendice A

### Calcolo delle sezioni omogenee e applicazione dei meccanismi di danno

Doc. No. P0023972-1-H1 Rev. 1 – Febbraio 2021



Il peso percentuale associato alla corrosione di Tabella 2.4 della sez. 2.2.2 deve essere modificato per tenere conto delle condizioni di processo e di progetto dell'impianto. A tale scopo si analizzano i parametri che possono avere influenza sulla corrosione (ad es. il tipo di fluido, le condizioni di processo, il materiale etc) per definire quali tipologie di corrosione sono possibili e quali possono essere escluse. I dati di partenza per l'analisi sono i pesi percentuali delle modalità di corrosione/erosione e danno meccanico (incluso nel danno da corrosione) fornite dal rif. [3] e riportate nella tabella seguente.

**Tabella A-1.1: Tabella 5 di [3]**

<b>Corrosione</b>	<b>%</b>	<b>Meccanico</b>	<b>%</b>
Cavitation	0,3	Abrasion, erosion or wear	5,4
Cold wall	0,4	Blister, plating	0,1
Cracking, corrosion fatigue	1,5	Brinelling	0,1
Cracking, stress corrosion	13,1	Brittle fracture	1,2
Crevice	0,9	Cracking, heat treatment	1,9
Demetalification	0,6	Cracking, liquid metal penetration	0,1
End grain	0,4	Cracking, plating	0,6
Erosion - corrosion	3,8	Cracking, thermal	3,1
Fretting	0,3	Cracking, weld	0,6
Galvanic	0,4	Creep or stress rupture	1,9
General	15,2	Defective material	1,6
Graphitization	0,1	Embrittlement, sigma	0,3
High temperature	1,3	Embrittlement, strain age	0,4
Hot wall	0,1	Fatigue	14,8
Hydrogen blistering	0,1	Galling	0,1
Hydrogen embrittlement	0,4	Impact	0,1
Hydrogen grooving	0,3	Leaking through defect	0,4
Intergranular	5,6	Overheating	1,9
Pitting	7,9	Overload	5,4
Weld corrosion	2,5	Poor welds	4,4
		Warpage	0,4
Subtotale	55,2	Subtotale	44,8

La riparametrizzazione dei meccanismi di danno alla casistica specifica degli impianti STOGIT passa attraverso la suddivisione in classi omogenee del piping, per ciascuna delle quali verrà verificata la sussistenza o meno di ognuno dei meccanismi.

Classi omogenee di piping hanno caratteristiche comuni, anche nel caso di tratti non contigui. I parametri per identificare classi omogenee sono:

- ✓ Rating del piping;
- ✓ Piping class del piping;
- ✓ Materiale del piping;
- ✓ Tipo di tubo (saldato o seamless);

- ✓ Fluido;
- ✓ Stato fisico del fluido (fluido o gas);
- ✓ Piping nell'area pozzo stoccaggio gas;;
- ✓ Piping collegato ad una pompa dal lato aspirazione o meno;
- ✓ Rivestimento del piping;
- ✓ Presenza di protezione catodica;
- ✓ Presenza di protezione meccanica;
- ✓ Pressione di progetto del piping;
- ✓ Temperatura di progetto (massima e minima) del piping;
- ✓ Diametro nominale del piping.

Una volta identificate le classi omogenee, per ciascuna di essa si verifica quale dei meccanismi di danno nella tabella precedente sia applicabile o meno.

Per spiegare nel dettaglio la procedura indicata sopra, a scopo di esempio si illustrano i passaggi svolti per il calcolo effettuato sull'impianto di Sergnano.

Dall'analisi del file Excel inviato [5], sono emersi i seguenti valori (Tabella A-1.2) per i parametri indicati e nel precedente elenco puntato. In totale si hanno 16 parametri e 82 valori.

**Tabella A-1.2: Parametri e relativi valori**

Parametro	Valore
Rating	150; 600; 900; 1500
Piping class	15A / 15U; 15C / 15Z; 15U; 15Z; 16 <sup>a</sup> ; 16B ; 16B / 16V; 16B / 16Z; 16C; 16C / 16Z; 16V; 16Z; 17B; 17B / 17V; 17B / 17Z; 17C; 17V; 17Z; A01; C01; C02; D01; E03
Materiale	API 5L Gr. B; API 5L X52; API 5L X60; API 5L X65
Tipo di tubo	SMLS; SAW; ERW
Fluido	gas naturale; metanolo
Stato fisico del fluido	Liquido; gassoso
Area pozzo stoccaggio gas	sì; no
Pompa	sì; no
Aspirazione pompa	sì; no
Rivestimento	Verniciato Bitume / Polietilene/ Res. Epos Bitume / Polietilene/ Res. Epos / Verniciato
Protezione catodica	sì; no
Protezione meccanica	sì; no
P progetto	19; 76; 85; 98,5 ; 102,1; 147; 148,9; 150; 150,3; 153;
T <sub>min</sub> progetto	-29; -10
T <sub>max</sub> progetto	38; 50; 55; 120; 130
DN	0,5; 1; 2; 3; 4; 6; 8; 10; 12; 16; 18; 20; 24; 26; 36



L'impianto di Sergnano è suddiviso in 794 tratti, riconducibili a 104 classi omogenee. Per ogni classe omogenea, i parametri in Tabella A-1.2 sono fissati e tali che nessun'altra classe omogenea abbia la stessa combinazione. Un esempio parziale è mostrato in Tabella A-1.6.

Una volta individuate le classi omogenee, per ciascuna di esse si valuta l'applicabilità o meno di ognuno dei meccanismi di danno nella Tabella A-1.1, che si assume siano generati da cause accidentali o invecchiamento. Altre cause sono scartate perché si assume che non vi siano carenze di progetto né lacune di manutenzione con riferimento alle buone pratiche di impianto, ossia si valuta l'impianto basandosi sulle sue caratteristiche nominali e in condizioni ottimali di funzionamento.

Quindi, ognuno dei meccanismi di Tabella A-1.1 è esaminato per stabilire in che condizioni è applicabile o meno (Tabella A-1.3):

**Tabella A-1.3: Condizioni di applicabilità dei meccanismi di danno**

Meccanismo di danno	Descrizione	Condizioni	S/N	Dove
Cavitation	Gradiente di pressione, può verificarsi alla bocca di adduzione delle pompe o nelle valvole.	Riduzione di pressione localizzata.	S	Aspirazione pompe
Cold wall	Il meccanismo non è tipico del piping.	----	N	In nessun luogo
Cracking, corrosion fatigue	Degrado meccanico di un materiale sotto l'azione congiunta di corrosione e carico ciclico.	Cavitazione	S	Aspirazione pompe
Cracking, stress corrosion	Corrosione dovuta alla presenza contemporanea di un ambiente corrosivo e di carico prolungato .	Carichi eccessivo prolungato.	N	In nessun luogo
Crevice	Perdita di materiale localizzata in interstizi con ambiente stagnante.	Interstizi, dead leg, coibentazione.	S	Ovunque
Demetalification	Corrosione selettiva dove dei componenti di lega sono attaccati lasciando una struttura porosa.	Assente nel trasporto gas.	N	In nessun luogo
End grain	Soprattutto acciaio tipo SS304L con acido nitrico.	Acido nitrico	N	In nessun luogo
Erosion - corrosion	Meccanismo causato da flussi turbolenti di fluidi su superfici metalliche o da fluidi con particelle abrasive.	Flussi turbolenti dei liquidi o gas sporco.	S	Uscita pozzi di gas o piping di liquidi.
Fretting	Azione combinata di sfregamento e corrosione.	Non si applica al piping.	N	In nessun luogo
Galvanic	Si verifica quando due metalli diversi sono in contatto elettrico in un elettrolita	Materiali diversi in contatto elettrolitico	N	In nessun luogo
General	Velocità di corrosione circa uniforme sulla superficie esposta all'agente corrosivo.	Esposizione ad ambiente corrosivo.	S	Ovunque
Graphitization	Cambiamento nella microstruttura di alcuni acciai per funzionamento prolungato tra 427 °C e 593 °C.	Temperatura da 427 °C a 593 °C.	N	In nessun luogo
High temperature	Corrosione ad alta temperatura (> 204 °C).	Temperatura > 204 °C	N	In nessun luogo
Hot wall	Tipico di impianti nucleari.	Non si applica al piping gas.	N	In nessun luogo
Hydrogen blistering	Formazione di bolle in acciaio al carbonio e basso legati in ambienti umidi di H <sub>2</sub> S.	Presenza di H <sub>2</sub> S.	N	In nessun luogo
Hydrogen embrittlement	Perdita di duttilità dovuta alla penetrazione dell'idrogeno atomico.	Materiali di grado > X65.	N	In nessun luogo
Hydrogen grooving	L'idrogeno gassoso rimuove il film passivo che si forma (FeSO <sub>4</sub> ) tra H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> e ferro.	Presenza di H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> .	N	In nessun luogo
Intergranular	Attacco ai confini dei grani o in prossimità. Esposizione prolungata a temperature nell'intervallo 450 – 850 °C.	Temperatura da 450 °C a 850°C.	N	In nessun luogo

Meccanismo di danno	Descrizione	Condizioni	S/N	Dove
Pitting	È un attacco localizzato sulla superficie del metallo.	Fluido corrosivo.	N	In nessun luogo
Weld corrosion	Corrosione nell'area della saldatura o nella zona termicamente alterata.	Saldature.	S	Ovunque
Abrasion, erosion or wear	Rimozione di materiale superficiale da movimento relativo o impatto di solidi, liquidi, vapore o loro combinazione.	Flussi turbolenti dei liquidi o gas sporco.	S	Uscita pozzi di gas o piping di liquidi.
Blister, plating	Bolle nella placcatura superficiale.	Placcatura.	N	In nessun luogo
Brinelling	Anomalia della superficie per via di contatto hertziano oltre la resistenza del materiale.	Parti in movimento.	N	In nessun luogo
Brittle fracture	Rapida frattura sotto sforzo. Scarsa o nessuna evidenza di duttilità o deformazione plastica.	Tenacità bassa, materiale fragile.	N	In nessun luogo
Cracking, heat treatment	Cricatura a causa del rilassamento da stress del trattamento termico post saldatura (PWHT).	Cricche in saldatura. Escluse tramite CND.	N	In nessun luogo
Cracking, liquid metal penetration	Cricatura che si verifica quando metalli fusi entrano in contatto con leghe specifiche.	Temperatura alta per fondere i metalli.	N	In nessun luogo
Cracking, plating	Cricche nella placcatura superficiale	Placcatura.	N	In nessun luogo
Cracking, thermal	Cricatura da stress termico	Gradienti di temperatura su piping non elastico.	N	In nessun luogo
Cracking, weld	Cricche in saldatura.	Cricche in saldatura. Escluse tramite CND.	N	In nessun luogo
Creep or stress rupture	Creep a temperatura ambiente o di progetto. Rottura da carico eccessivo.	Temperature o carichi elevati.	N	In nessun luogo
Defective material	Materiale difettoso.	Fornitura di scarsa qualità.	N	In nessun luogo
Embrittlement, sigma	Perdita di tenacità in alcuni acciai inossidabili a seguito di esposizione ad alta temperatura	Temperatura da 538 °C a 954 °C	N	In nessun luogo
Embrittlement, strain age	Invecchiamento, deformazione plastica durante servizio.	Deformazione plastica in servizio.	N	In nessun luogo
Fatigue	Si assume collegata alle vibrazioni da cavitazione.	Cavitazione.	S	Pompa
Galling	Combinazione di attrito tra superfici, seguita da scivolamento e lacerazione.	Superfici scorrevoli a contatto.	N	In nessun luogo
Impact	Impatto accidentale da oggetti o macchinari.	Impatto accidentale.	S	Ovunque
Leaking through defect	Perdita di contenuto.	Pinhole.	S	Ovunque
Overheating	Surriscaldamento.	Temperatura eccessiva prolungata.	N	In nessun luogo
Overload	Sovraccarico.	Carico eccessivo prolungato	N	In nessun luogo
Poor welds	Saldature di bassa qualità.	Bassa qualità saldature. Esclusa tramite CND.	N	In nessun luogo
Warpage	Piegare o torcere fuori forma.	Deformazione plastica di tratti di piping.	N	In nessun luogo

In base a quanto riassunto in Tabella 2.6, risulta che alcuni meccanismi di danno (colonna 1) sono applicabili a tutte le classi omogenee (“Ovunque” in colonna 5), alcuni a nessuna (“In nessun luogo” in colonna 5) e i rimanenti (per esempio “Pompa” in colonna 5) sono applicabili in presenza di determinate condizioni (colonna 3).

Il risultato è riassunto in Tabella A-1.4.

**Tabella A-1.4: Applicabilità dei meccanismi di danno alle classi omogenee.**

Si applicano a tutte le classi omogenee	Non si applicano ad alcuna classe omogenea	Si applicano a classi omogenee specifiche
Crevice	Cold wall	Cavitation
General	Cracking, stress corrosion	Cracking, corrosion fatigue
Weld corrosion	Demetalification	Erosion – corrosion
Impact	End grain	Abrasion, erosion or wear
Leaking through defect	Fretting	Fatigue
	Galvanic	
	Graphitization	
	High temperature	
	Hot wall	
	Hydrogen blistering	
	Hydrogen embrittlement	
	Hydrogen grooving	
	Intergranular	
	Pitting	
	Blister, plating	
	Brinelling	
	Brittle fracture	
	Cracking, heat treatment	
	Cracking, liquid metal penetration	
	Cracking, plating	
	Cracking, thermal	
	Cracking, weld	
	Creep or stress rupture	
	Defective material	
	Embrittlement, sigma	
	Embrittlement, strain age	
	Galling	
	Overheating	
	Overload	
	Poor weld	
	Warpage	

Si ottengono quindi le quattro combinazioni di meccanismi di danno in Tabella A-1.5, che si applicano alle 104 classi omogenee come segue:

- ✓ Combinazione 1: 73 classi omogenee;
- ✓ Combinazione 2: 21 classi omogenee;
- ✓ Combinazione 3: 6 classi omogenee;
- ✓ Combinazione 4: 4 classi omogenee.

**Tabella A-1.5: Combinazioni di meccanismi di danno**

Comb 1	%	Comb 2	%	Comb 3	%	Comb 4	%
Crevice	4,7	Crevice	3,2	Crevice	2,1	Cavitation	0,7
General	79,6	Erosion - corrosion	13,4	Erosion - corrosion	9,0	Cracking, corrosion fatigue	3,4
Weld corrosion	13,1	General	53,7	General	35,9	Crevice	2,0
Impact	0,5	Weld corrosion	8,8	Weld corrosion	5,9	Erosion - corrosion	8,6
Leaking through defect	2,1	Abrasion, erosion or wear	19,1	Abrasion, erosion or wear	12,8	General	34,5
		Impact	0,4	Fatigue	33,1	Weld corrosion	5,7
		Leaking through defect	1,4	Impact	0,2	Abrasion, erosion or wear	12,2
				Leaking through defect	0,9	Fatigue	31,7
						Impact	0,2
						Leaking through defect	0,9
Totale	100,0		100,0		100,0		100,0

In Tabella A-1.6 si mostra un esempio sintetico dell'assegnazione delle combinazioni di meccanismi di danno (Tabella A-1.4) ad alcune classi omogenee.

Tabella A-1.6: Esempio di classi omogenee di piping per lo stabilimento di Sergnano

Rating	Piping Class	Materiale	Tipo tubo (SMLS/SAW)	Fluido	Rivestimento	Protezione meccanica	Protezione catodica	Pompa	Aspirazione pompa	Fluido liquido	Area pozzi	Pdesign (bar)	T <sub>design</sub> MIN (°C)	T <sub>design</sub> MAX (°C)	DN (")	Classe omogenea	Combinazione
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos	No	Si	No	No	Si	No	19	-29	38	2	1	2
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos	No	Si	No	No	Si	No	19	-29	38	2	1	2
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos	No	Si	No	No	Si	No	19	-29	38	2	1	2
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	No	No	Si	No	19	-29	38	0,5	2	2
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	No	No	Si	No	19	-29	38	0,5	2	2
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	No	No	Si	No	19	-29	38	2	3	2
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	No	No	Si	No	19	-29	38	2	3	2
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	No	No	Si	No	19	-29	38	4	4	2
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	No	No	Si	No	19	-29	38	4	4	2
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	No	No	Si	No	19	-29	38	4	4	2
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	No	No	Si	No	19	-29	38	4	4	2
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	Si	No	Si	No	19	-29	38	0,5	5	3
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	Si	No	Si	No	19	-29	38	0,5	5	3
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	Si	No	Si	No	19	-29	38	2	6	3
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	Si	No	Si	No	19	-29	38	2	6	3
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	Si	No	Si	No	19	-29	38	2	6	3
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	Si	Si	Si	No	19	-29	38	0,5	7	4
150	A01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	Si	Si	Si	No	19	-29	38	0,5	7	4
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
1500	17B / 17V	API5LGr.X52	SMLS	GAS NATURALE	Bitume/Polietilene/Res.Epos/Verniciato	No	Si	No	No	No	No	153	-29	130	8	23	1
1500	17B / 17V	API5LGr.X52	SMLS	GAS NATURALE	Verniciato	No	No	No	No	No	No	153	-29	130	12	24	1
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
900	D01	API5LGr.B	SMLS	METANOLO	Verniciato	No	No	No	No	Si	No	148,9	-29	38	0,5	104	2

## Appendice B

### Calcolo dei fattori correttivi ( $x_i$ ) per il sistema gestionale - Stabilimento di Sergnano

Doc. No. P0023972-1-H1 Rev. 1 – Febbraio 2021



**Stabilimento STOGIT per lo stoccaggio di gas naturale di Sergnano**  
**Applicazione di una metodologia per la valutazione dei fattori correttivi della**  
**frequenza di rilascio da tubazioni)**  
**Appendice B**



Il questionario di esame del sistema gestionale e dei suoi potenziali effetti sulla frequenza di rilascio riportato alla Sezione 2.3 è stato applicato allo Stabilimento di Stoccaggio Gas Naturale STOGIT di Sergnano.

Il questionario è stato trasmesso allo Stabilimento e compilato dalle funzioni Major Accidents/Hazard Prevention, MATMA, ESMAN, SUOPER, TECNICO. Le risposte fornite sono state riviste assieme agli specialisti Saipem e RINA Consulting e alcune tematiche specifiche sono state successivamente approfondite con informazioni ulteriori trasmesse da STOGIT.

Il questionario, compilato da STOGIT e con i fattori di modifica attribuiti da RINA Consulting sulla base delle risposte e della documentazione a supporto fornita, è riportato nella seguente Tabella B-1.1.

Il calcolo dei fattori  $X_i$  da applicare ad ogni causa di guasto, condotto con la metodologia illustrata alla Sezione 2.3, è riportato in Tabella B-1.2

**Tabella B-1.1: Questionario per attribuzione valori  $X_i$  – Stabilimento di Sergnano**

ID	DOMANDA	SI/NO		DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
1	Esiste una procedura per verificare la competenza del personale?	SI	Quale?	La verifica della competenza è all'interno del processo di formazione, informazione e addestramento rivolto ai diversi ruoli/incarichi aziendali, in conformità ai doc. SNAM-RGL-053 "Formazione, informazione addestramento HSEQ" e SNAM-HSEQ-ITL-020 "Formazione, informazione e addestramento del personale che accede agli stabilimenti Stogit"	Dipende dalla funzione	Non è definibile per funzione	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
2	Che percentuale di personale ha esperienza superiore a 10 anni in impianto?	-		A Sergnano il 35% del personale tecnico ha anzianità aziendale superiore a 10 anni (6 su 18)	Dipende dalla funzione	Non è definibile per funzione	0	0	0	0	0	0	0
3	Viene verificata l'acquisizione delle competenze dopo il training effettuato dai nuovi assunti?	SI	In che modo?	I corsi di formazione, indipendentemente dall'argomento/ambito, prevedono lo svolgimento di test di valutazione dell'apprendimento cfr. SNAM-HSEQ-ITL-020	Dipende dalla funzione	Non è definibile per funzione	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
4	Viene valutata la competenza del personale per ogni specifica funzione?	SI	Illustrare	La competenza viene valutata all'interno del percorso formativo per figura professionale	Dipende dalla funzione	Non è definibile per funzione	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
5	Esiste un sistema premiante in funzione del comportamento sul lavoro per quanto riguarda la sicurezza?	SI	Illustrare	E' istituito un "Trofeo Sicurezza" che premia le funzioni in base ad obiettivi di volta in volta stabiliti	Dipende dalla funzione	Non è definibile per funzione	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
6	Esiste un sistema di valutazione della qualità del lavoro svolto dal personale?	SI	Illustrare	E' istituito il processo di "Performance Management" per valutare la qualità del raggiungimento degli obiettivi in coerenza con la strategia aziendale	Dipende dalla funzione	Non è definibile per funzione	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1

**Stabilimento STOGIT per lo stoccaggio di gas naturale di Sergnano**  
**Applicazione di una metodologia per la valutazione dei fattori correttivi della**  
**frequenza di rilascio da tubazioni)**  
**Appendice B**



ID	DOMANDA	SI/NO		DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
7	Azioni/errori dell'operatore possono contribuire a guasti del sistema?	SI	Quali scenari sono identificati?	Le analisi HazOp sugli eventi incidentali del RdS tengono conto dell'errore umano	Dipende dalla funzione	Non è definibile per funzione	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
8	Esiste una procedura di selezione e qualifica degli appaltatori?	SI	Quale?	La qualifica dei fornitori è svolta in conformità a SNAM-RGL-031 "Qualifica dei fornitori e vendor management"	Dipende dalla funzione	Non è definibile per funzione	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
9	Gli appaltatori sono valutati con riferimento alla applicazione delle norme di sicurezza dell'impianto?	SI	In che modo?	Applicazione delle regole di Feedback per gli appaltatori cfr. SNAM-RGL-031 che prevedono punteggi anche relativi agli aspetti della sicurezza	Dipende dalla funzione	Non è definibile per funzione	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
10	È chiaramente identificata la responsabilità per l'avvio del processo di manutenzione dell'impianto?	SI		SNAM-BUAIT-ITL-028 "Gestione della manutenzione degli impianti di stoccaggio"	COR; SHO; FAT; CRE; MAN; ERC; HER	-	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	-1
11	Esiste una funzione specificatamente dedicata alla sicurezza di processo?	NO	Che tipo di attività svolge?	I processi gestiti da Stogit sono di tipo semplice, gli aspetti di sicurezza insiti vengono gestiti a livello di singola unità, per la parte di propria competenza, con il supporto della funzione HSEQ per gli aspetti rivolti alla Prev.Incid.Rilev.	COR; SHO; FAT; CRE; MAN; HER	-	1	1	N.A.	N.A.	1	1	N.A.
12	La funzione di sicurezza di processo effettua anche valutazioni indipendenti sulle attività di impianto?	N.A.		-	COR; SHO; FAT; CRE; MAN; HER	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
13	La funzione sicurezza di processo effettua/collabora alla definizione di procedure?	N.A.		-	COR; SHO; FAT; CRE; MAN; HER	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.



**Stabilimento STOGIT per lo stoccaggio di gas naturale di Sergnano**  
**Applicazione di una metodologia per la valutazione dei fattori correttivi della**  
**frequenza di rilascio da tubazioni)**  
**Appendice B**



ID	DOMANDA	SI/NO		DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
14	Sono presenti procedure di qualifica dei saldatori?	SI		Stogit si avvale di ditte terze per l'esecuzione di attività di saldatura. I saldatori sono qualificati secondo quanto richiesto dalle specifiche di saldatura SAL/1 o 2 citate nei documenti contrattuali	MAN; ERC; HER	Specifiche da definire aggiornamento	-1	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	-1
15	In caso di modifiche ai sistemi elettro-strumentali, vengono effettuati training al personale incaricato della manutenzione?	SI	Con che frequenza?	In occasione delle modifiche impiantistiche, prerequisito per la messa in esercizio è la formazione del personale cfr. SNAM-RGL-020	MAN; COR; SHO; FAT; CRE; ERC; HER	Cfr. SNAM-RGL-020 "Gestione modifiche ai sensi della normativa di prevenzione degli incidenti rilevanti"	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	-1
16	Sono presenti procedure e/o metodi per la verifica della corretta identificazione dei componenti da sottoporre a manutenzione?	SI		I componenti sono identificati, censiti mediante TAG univoco ed inseriti nel sistema informativo di manutenzione	ERC; HER	Cfr. doc. infragruppo "GESTIONE DELLA MANUTENZIONE NEGLI IMPIANTI DI STOCCAGGIO"	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	-1
17	Sono presenti procedure di sicurezza per l'utilizzo di macchine e attrezzature?	SI	Spiegare	L'utilizzo di muletti, carriponte, funi e catene è in conformità ai manuali di uso e manutenzione delle singole macchine / apparecchiature. E' prevista formazione sull'utilizzo delle attrezzature come previsto da accordo Stato/Regioni, con particolare attenzione alle indicazioni fornite dal fabbricante delle attrezzature stesse	MAN; COR; IMP; SHO; FAT; CRE; ERC; HER	-	-1	-1	N.A.	-1	-1	-1	-1
18	Viene verificata la conformità agli standard della progettazione delle apparecchiature elettro-strumentali?	SI		La progettazione degli impianti ha come prerequisito l'identificazione ed il rispetto delle norme tecniche applicate.	MAN; COR; SHO; FAT; CRE; ERC; HER	-	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	-1
19	Esistono procedure per l'approvvigionamento delle parti di ricambio?	-	Quali?	Il flusso di approvvigionamento dei materiali è definito in SNAM-RGL-025 "Material Management"	MAN; COR; LOA; IMP; SHO; FAT; CRE;	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1

ID	DOMANDA	SI/NO	DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC	
					ERC; HER								
20	Sono condotte verifiche sulle parti di ricambio e sulle nuove apparecchiature?	-	Quali?	Sono condotte verifiche, controlli tecnici e di processo produttivo dal team di Assicurazioni di qualità presso i fornitori, sulle nuove apparecchiature all'atto del FAT (Factory acceptance test) e poi in campo a valle dell'installazione mediante il SAT (Site acceptance test). Il processo è gestito tramite un portale di interscambio documentale e transazionale con gli attori coinvolti. La documentazione viene poi archiviata in un repository digitale. Per quanto riguarda le spare parts viene eseguita un'analisi preventiva di allineamento dei part numbers con i codici materiali di Stogit, gestita da un portale di interscambio di informazioni con i fornitori e tracciata su sistema SAP, per garantire la funzionalità e l'intercambiabilità dei ricambi. Questo allineamento viene eseguito con cadenza periodica come previsto contrattualmente tra le parti. Ulteriori approfondimenti sono disponibili nella presentazione "Q21_Presentazione MATMA".	MAN; COR; LOA; IMP; SHO; FAT; CRE; ERC; HER	-	-1	-1	-1	N.A.	-1	-1	-1
21	E' sempre garantita la comunicazione tra gli appaltatori e il supervisore del loro lavoro?	SI	Quali?	Le attività di Stogit ricadono sotto la legislazione mineraria, che prevede la presenza costante della figura del sorvegliante	Dipende dalla funzione	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
22	Sono definiti parametri per verificare la correttezza dello svolgimento del lavoro effettuato dall'appaltatore?	SI	Spiegare	Nuove installazioni – revamping - modifiche È effettuato un costante controllo da parte delle Direzione Lavori (integrato da verifiche da parte del personale Snam) che verifica: <ul style="list-style-type: none"> <li>• quotidianamente l'operato degli Appaltatori con riferimento alla progettazione eseguita e alle procedure da seguire</li> <li>• la certificazione degli appaltatori attraverso piani di controllo qualità</li> <li>• la bontà dei collaudi (definiti in fase di ingegneria) delle apparecchiature installate</li> <li>• la corretta funzionalità degli apparati (definiti in fase di ingegneria) in contraddittorio con l'esercente</li> <li>• la conformità finale dei lavori con stesura di appostiti verbali di fine lavori firmati in contraddittorio con Appaltatore ed Esercente</li> </ul> La messa in esercizio è altresì subordinata ad un'autorizzazione da parte di Enti esterni (UNMIG, VVF e	Dipende dalla funzione	-	-1	.1	-1	-1	-1	-1	-1

ID	DOMANDA	SI/NO	DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
			<p>ARPAE) in base alla tipologia dell'attività effettuata. In aggiunta alle suddette verifiche effettuate prima della messa in esercizio delle apparecchiature, esistono dei vincoli contrattuali che prevedono opportune garanzie alla scadenza delle quali, si esegue una verifica tecnica tra appaltatore ed esercente che attestano definitivamente la correttezza del risultato.</p> <p>Manutenzione appaltatore esterno                      È effettuato un controllo da parte di personale Snam circa la bontà di esecuzione dell'attività che viene sancita dalla firma di rapporti giornalieri.</p> <p>Per manutenzioni ordinarie le attività sono previste contrattualmente, per manutenzioni straordinarie la verifica della bontà di esecuzione viene eseguita con una verifica di corretta funzionalità.</p>									
23	Sono stati registrati incidenti riconducibili alla causa di guasto X durante il lavoro condotto dall'appaltatore?	-	Descrivere	Nessuno	Ogni causa di guasto	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1
24	Sono applicati criteri di progettazione per prevenire la causa X?	-	Quali?	<p>1. Procedure di realizzazione apparecchiature ed impianti</p> <p>2. tubazioni e apparecchiature interrate: specifiche di posa, installazione, protezione attiva e passiva. Fuori terra: protezione passiva (verniciature)</p> <p>3. Relativamente alla causa 3                      06594.VAR.GEN.PRG - DIMENSIONAMENTO E VALUTAZIONE CARICHI SUL PIPE RACK</p> <p>4. Percorsi stradali in zone sicure e distanti rispetto a dislocazione tubazioni e apparecchiature. Rack tubazioni ad altezza sicura nel caso di attraversamento sopraelevato</p> <p>5. termico da processo: utilizzo di materiali idonei e valutazione stress analysis per dilatazioni termiche. Esogene: TSV su apparecchiature per protezione da incendio, sistema rilevazione incendi (tappi fusibili, cavi termosensib., rilevatori UVR e termostick). Cavi riscaldanti e coibentazioni per gelo.</p> <p>5. meccanico (sovrappressione interna e colpi d'ariete): classe di progetto tubazioni adeguate alle condizioni di esercizio, blocchi di processo e PSV.</p> <p>6. Adozione di idonee misure di progettazione (selle di scorrimento, manicotti antivibrazione) dove il fenomeno è plausibile</p> <p>7. Sono previste procedure di collaudo e consegna degli</p>	Ogni causa di guasto	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1

ID	DOMANDA	SI/NO	DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC	
			<p>impianti</p> <p>8.al fine di limitare l'errore umano, gli impianti sono progettati con elevato grado di automazione che limita le azioni operatore. A valle delle modifiche impiantistiche è prevista attività di formazione/addestramento del personale</p> <p>9.L'unica parte di impianto esposta a tale causa (alte temperature) è la camera di combustione dei turbogas, i cui materiali e rivestimenti sono appositamente progettati per l'utilizzo.</p> <p>Sono forniti con documento a parte gli Standard STOGIT associabili alle nove cause di guasto individuate.</p>										
25	Sono presenti procedure operative per la prevenzione della causa X?	-	Quali?	<p>1. qualifica dei fornitori che include verifica di qualità in fabbrica (per item critici), collaudi in fabbrica e in cantiere</p> <p>2. procedure di verifica protezione catodica strutture interraste, ispezioni sulle tubazioni ed apparecchiature in accordo a SNAM-NORTEC-ITL-0033. Relativamente alla rottura per "carico esterno", periodicamente le strutture ed i rack degli impianti vengono ispezionati visivamente dagli operatori di centrale e nel caso in cui si rilevi presenza di corpi estranei che possano gravare sulle strutture, si provvede tempestivamente a rimuoverli. Questo processo è normato dalla procedura STG-IMPSTO-ITL-022 "Linee guida per la gestione e l'esercizio degli impianti di stoccaggio" (giro giornaliero) e SNAM-HSEQ-ITL-024-R00 Controlli ambientali per esercizio e manutenzione centrali/impianti. Sono in corso su tutti gli impianti le verifiche di stabilità sismica, sia per gli edifici che per le strutture di sostegno delle apparecchiature, sulla base dei risultati di queste verifiche vengono definite eventuali azioni di miglioramento da attuare.</p> <p>4. DSSC di impianto</p> <p>5. Istruzioni di Lavoro per le operazioni critiche e operazioni di verifica e manutenzione sui componenti critici</p> <p>6. Relativamente alla rottura per "fatica", in generale occorre considerare che le apparecchiature contenenti fluidi gassosi sono molto meno soggette a rotture per "fatica" rispetto alle apparecchiature contenenti liquidi. Le caratteristiche del processo degli impianti di stoccaggio non determinano generalmente carichi di natura ciclica (sia termica che meccanica), se non in determinate sezioni impiantistiche (mandata turbo compressori, mandata compressori alternativi, vibrazioni parti rotanti, ecc.) La progettazione di queste sezioni/apparecchiature tiene in conto specificamente tali</p>	Ogni causa di guasto	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	N.A.

ID	DOMANDA	SI/NO	DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC	
			fattori, mentre per il resto dell'impianto in fase di progettazione è condotta una "stress analysis" per valutare gli stress a seguito di variazioni termiche o sollecitazioni interne (laminazioni, depressurizzazioni, variazioni temperatura esterna ecc.) al fine di prevenire le rotture per questa causa durante tutta la vita utile dell'impianto. Nella risposta alla Q25 sono riportati gli standard di progettazione applicati. Tutto ciò garantisce l'esclusione a priori delle rotture per "Fatica". Pertanto nella fase di esercizio dell'impianto non sono previste specifiche procedure per la prevenzione di questa causa. 7. N/A. 8. test di manutenzione e procedure di formazione/addestramento 9. N/A										
26	Sono adottati indicatori per valutare la efficacia della prevenzione della causa X?	SI	Quali?	<p>1. Errori di fabbricazione/installazione – l'analisi incidentale ai fini Seveso (STG-SPP-ITL-011) permette di individuare gli eventi associati a tale causa</p> <p>2. Corrosione/Erosione – di seguito gli indicatori associabili a tale causa:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Indicatori contenuti nella relazione annuale sullo stato della protezione catodica.</li> <li>o Indicatori relativi alla protezione catodica.</li> <li>o Numero controlli anticipati rispetto alle scadenze per riduzione spessori.</li> <li>o Numero calcoli di stabilità per sottospessori.</li> <li>o Indicatori relativi alla procedura invecchiamento – monitoraggio (metodo a indici).</li> </ul> <p>3. Carico esterno – (inteso come carico esterno su tubazioni interrate) Ad oggi non si è mai verificato alcun evento. La prevenzione viene attuata seguendo le procedure definite nel DSSC (non è possibile sostare su tubazioni con carichi superiori ad un determinato peso, salvo utilizzo di idonee protezioni meccaniche). E' comunque prevista l'analisi incidentale ai fini Seveso (STG-SPP-ITL-011) che permette di individuare gli eventi associati a tale causa.</p> <p>4. Impatto – Ad oggi non si è mai verificato alcun evento. La prevenzione viene attuata seguendo le procedure definite nel DSSC (messa in sicurezza preventiva degli impianti attraverso depressurizzazione). E' comunque prevista l'analisi incidentale ai fini Seveso (STG-SPP-ITL-011) che permette di individuare gli eventi associati a tale causa.</p>	Ogni causa di guasto	-	0	-1	0	0	0	0	0

ID	DOMANDA	SI/NO	DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
			<p>5. Shock Termico/Meccanico – Ad oggi non si è mai verificato alcun evento. E' comunque prevista l'analisi incidentale ai fini Seveso (STG- SPP-ITL-011) che permette di individuare gli eventi associati a tale causa.</p> <p>6. Fatica - Nessun evento di rotture per tale causa. E' comunque prevista l'analisi incidentale ai fini Seveso (STG- SPP-ITL-011) che permette di individuare gli eventi associati a tale causa.</p> <p>7. Errato collegamento – E' prevista l'analisi incidentale ai fini Seveso (STG- SPP-ITL-011) che permette di individuare gli eventi associati a tale causa.</p> <p>8. Errore Umano – E' prevista l'analisi incidentale ai fini Seveso (STG- SPP-ITL-011) che permette di individuare gli eventi associati a tale causa.</p> <p>9. Creep - L'unica parte di impianto esposta a tale causa (alte temperature) è la camera di combustione dei turbocompressori, i cui materiali e rivestimenti sono appositamente progettati per l'utilizzo. L'analisi dei controlli boroscopici effettuati periodicamente permette di fornire indicazioni su tale causa.</p>									
27	Ci sono segnali specifici che il gestore usa per capire che l'impianto opera in sicurezza, rispetto alla causa X?	SI	Quali?	<p>Di seguito i segnali disponibili per ognuna delle cause- Errori di fabbricazione/installazione: Monitoraggi durante procedure di collaudo prima della messa in esercizio effettuati anche alla presenza degli enti di controllo (UNMIG, VVF)- Corrosione/Erosione: Esiti delle verifiche secondo "Piano di controllo delle attrezzature" ed esiti dei controlli e monitoraggi secondo il punto "Rivestimenti e protezioni specifiche della STG-NORTEC-ITL-003"- Carico esterno :Esiti dei controlli visivi + controlli periodici secondo STG-NORTEC-ITL-003- Impatto: Esiti dei controlli visivi + controlli periodici secondo STG-NORTEC-ITL-003- Shock Termico/Meccanico: Monitoraggio dei valori di pressione e temperatura nei punti sensibili dell'impianto effettuato in campo, tramite DCS di impianto e lo SCADA del dispacciamento- Fatica : Esiti dei controlli visivi + controlli periodici secondo STG-NORTEC-ITL-003- Errato collegamento: Monitoraggi durante procedure di collaudo prima della messa in esercizio effettuati anche alla presenza degli enti di controllo (UNMIG, VVF)- Errore Umano: Monitoraggio giornaliero da parte del Sorvegliante e/o del</p>	Ogni causa di guasto	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1

ID	DOMANDA	SI/NO		DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
				personale di campo. Monitoraggio e segnalazione/intervento in caso di anomalie di processo da Dispacciamento h24.- Creep: Monitoraggio giornaliero dei dati di funzionamento macchina (turbocompressore) da parte di personale di campo.									
28	Possono ritenersi assenti casi di incidenti/near-miss associati alla causa di guasto X?	SI	Descrivere	Nessuno	Ogni causa di guasto	Definizione di Incidente e Quasi-Incidente in accordo a STG-SPP-ITL-011 "Analisi di incidente, quasi incidente e anomalie in attività soggette a rischio di incid.rilev.	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
29	Se ci sono stati casi di incidenti/near-miss, sono state introdotte modifiche progettuali/operative a seguito di essi? (la risposta è N.A. se alla domanda 28 la risposta è stata SI)	N.A.	Quali?	-	Ogni causa di guasto	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
30	Esiste una procedura/politica che preveda la effettuazione di "root cause analysis" per incidenti/near-miss?	SI		Il documento STG-SPP-ITL-011 "Analisi di incidente, quasi incidente e anomalie in attività soggette a rischio di incidente rilevante" definisce i criteri per la root cause analysis	Ogni causa di guasto	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
31	Esiste una analisi dei rischi o una identificazione degli scenari dovuti alla causa X, incluso un ranking degli eventi?	NO	Illustrare	Gli scenari non sono distinti per causa, bensì per conseguenza. L'analisi delle cause è demandato alla root cause analysis.	Ogni causa di guasto	-	1	1	1	1	1	1	1
32	La manutenzione viene effettuata secondo una pianificazione ben definita?	SI	Quale?	La procedura è la SNAM-BUAIT-ITL-028	COR; SHO; FAT; CRE;	-	N.A.	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	N.A.
33	Prima e dopo una grande fermata vengono tenuti meeting?	SI	Quale figure sono coinvolte?	In caso di revamping impiantistico Quale figure sono coinvolte? Figure impianto, Ingcos, ditte terze coinvolta	COR; SHO; FAT; CRE;	-	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	-1

**Stabilimento STOGIT per lo stoccaggio di gas naturale di Sergnano**  
**Applicazione di una metodologia per la valutazione dei fattori correttivi della**  
**frequenza di rilascio da tubazioni)**  
**Appendice B**



ID	DOMANDA	SI/NO		DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
					MAN; ERC; HER								
34	La frequenza di manutenzione è secondo le richieste delle normative/standard applicabili?	SI	Quale è la frequenza? Quali standard/normative sono adottate?	Si, il documento SNAM-BUAI-ITL-028 descrive le modalità di definizione dei criteri e delle frequenze di manutenzione ed è redatto in conformità alle normative vigenti.	COR; SHO; FAT; CRE; MAN; ERC; HER	-	0	0	N.A.	N.A.	0	0	0
35	Si utilizza un sistema informatico per la pianificazione e gestione della manutenzione?	SI		Vengono utilizzati gli applicativi EAM/SAM per la pianificazione, schedulazione, esecuzione, consuntivazione e monitoraggio delle attività manutentive svolte internamente. Lo stesso sistema, alimentato da opportune regole di normativa, può gestire anche le attività eseguite da terzi.	COR; SHO; FAT; CRE; MAN; ERC; HER	-	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	-1
36	Sono presenti programmi di manutenzione per le apparecchiature elettro-strumentali?	SI	Quali?	I programmi di manutenzione generati in base alle normative in essere sono generati da EAM per tutti gli equipment, compresi quelli elettro-strumentali.	MAN; COR; SHO; FAT; CRE; ERC; HER	-	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	-1
37	È presente una programmazione delle ispezioni a componenti/sistemi?	SI	Quale?	La procedura è che traccia le ispezioni è la STG-NORTEC-ITL-003. Inoltre, per tutte le sezioni interrate, viene effettuata una verifica della funzionalità del sistema di protezione catodica.	MAN; COR; SHO; FAT; CRE; ERC; HER	-	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	-1
38	Si dispone di un database elettronico per la raccolta dei dati sulla storia ispettiva?	SI		Il sistema a disposizione è Palladio	MAN; COR; SHO; FAT; CRE; ERC; HER	-	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	-1



**Stabilimento STOGIT per lo stoccaggio di gas naturale di Sergnano**  
**Applicazione di una metodologia per la valutazione dei fattori correttivi della**  
**frequenza di rilascio da tubazioni)**  
**Appendice B**



ID	DOMANDA	SI/NO	DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC	
39	C'è un modo per identificare il legame tra velocità di corrosione e parametri processo?	SI	Quale?	Istituto Italiano di Saldatura ha identificato i fattori guida per la corrosione e STG adotta tali fattori per le proprie valutazioni. Eventuali sotto spessori vengono analizzati da IIS per valutarne le modalità di eventuale intervento.	COR; FAT; CRE; MAN	-	N.A.	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	N.A.
40	Quale è l'efficacia della tecnica di ispezione rispetto al meccanismo di deterioramento prevalente?	SI		La frequenza delle nostre ispezioni garantisce l'efficacia individuando eventuali punti di deterioramento in tempo utile per i necessari interventi correttivi.	COR; FAT; CRE; MAN	-	N.A.	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	N.A.
41	Quale è la frequenza di monitoraggio del meccanismo di deterioramento con la tecnica di ispezione sopra menzionata?	SI		Su tutti i sistemi di contenimento primari statici (recipienti a pressione ricadenti nel campo di applicazione del DM 329/04) Verifiche periodiche di Apparecchi a Pressione, sono previste: Verifica di funzionamento ogni 2 anni comprensiva dei dispositivi di sicurezza; Verifica visiva e di integrità con sistemi ad ultrasuoni ogni 10 anni. Per le tubazioni fuori terra interne agli impianti, in conformità al DM 329/04 ed alla UNI/TS 11325-1:2009 e smi, vengono eseguiti: Visual test ogni 5 anni con personale qualificato secondo la norma UNI EN ISO 9712:2012; Controlli ad ultrasuoni ogni 10 anni con personale qualificato secondo la norma UNI EN ISO 9712:2012.	COR; FAT; CRE; MAN	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
42	L'impianto opera all'interno dei limiti di tempo di vita attesi?	-	Quali sono l'eta di design e quella attuale?	L'impianto è sottoposto a controlli ispettivi periodici in accordo al documento SNAM-NORTEC-ITL-003. In particolare, le attrezzature a pressione (tubazioni e recipienti a pressione) ricadenti nell'ambito di applicazione del D.M 329/04 sono oggetto ai seguenti controlli: - Verifiche periodiche di funzionamento ogni 2 o 5 anni, comprensive della verifica della funzionalità dei dispositivi di sicurezza; - Verifiche periodiche di integrità ogni 10 anni con esecuzione di rilievi spessimetrici. Tali attività sono effettuate sotto la supervisione di UNMIG che rilascia dei verbali dedicati per ogni singola apparecchiatura Oltre a quanto previsto DM 329/04, per le attrezzature a pressione installate fuori terra internamente agli impianti, vengono inoltre eseguiti visual test ogni 5 anni con personale qualificato secondo la norma UNI EN	COR; FAT; CRE; MAN;	-	-1	-1	N.A.	N.A.	N.A.	-1	N.A.

ID	DOMANDA	SI/NO	DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
			ISO 9712:2012; Nell'eventualità che studi di verifica di stabilità e/o fitness for service non diano risultati accettabili, si provvede alla riparazione dell'attrezzatura dove è possibile secondo le normative vigenti, oppure si può decidere la sostituzione del componente. Nel caso in cui si dovessero evidenziare dai report dei suddetti controlli dei dati non coerenti con i valori attesi dell'apparecchiatura o tubazione, si effettua una verifica di stabilità e/o fitness for service secondo i criteri progettuali adottati per il dimensionamento dell'apparecchiatura, sino ad eventuale declassamento a valori di esercizio minori. In tale ambito viene calcolata la "vita utile residua". Prima di questo termine si provvede effettuare nuove verifiche spessimetriche per aggiornare la "vita utile residua".									
43	Sono presenti sistemi/procedure che consentano di evitare l'uso di materiali o componenti errati?	–	Cosa? I materiali ed i componenti sono sviluppati specificamente per gli impianti di Stogit Le modalità di approvvigionamento sono contenute nella regola che definisce i processi Dal punto di vista manutentivo la formazione del personale previene eventuali errori Dal punto di vista realizzativo la struttura di SL (ove prevista) garantisce i controlli necessari a prevenire errori.	MAN; HER	–	0	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
44	Esiste una procedura per la verifica della correttezza delle attività da parte del supervisore/capoturno?	N.A.	Quale? In conformità al dlgs 624/94 relativo alla sicurezza in area mineraria, tutte le attività di manutenzione o di modifica degli impianti devono essere preventivamente autorizzate dal Sorvegliante attraverso l'emissione di uno specifico permesso di lavoro che riporta anche le prescrizioni da attuarsi il riferimento al Documento di Sicurezza e Salute Coordinato (DSSC) ed alle procedure operative in essere. Il permesso di lavoro viene controfirmato anche dal preposto della ditta esecutrice che si fa carico di rispettarne il contenuto. Nel corso delle attività lavorative il Sorvegliante ispeziona l'area di lavoro al fine di verificare la corretta applicazione di quanto contenuto nel permesso di lavoro. Per fare ciò può avvalersi anche del tecnico HSE di impianto. Nel caso in cui le suddette attività siano complesse o richiedano competenze specialistiche, il sorvegliante si	COR; FAT; CRE; MAN; ERC; HER; LOA; IMP	–	0	0	0	0	0	0	0

**Stabilimento STOGIT per lo stoccaggio di gas naturale di Sergnano**  
**Applicazione di una metodologia per la valutazione dei fattori correttivi della**  
**frequenza di rilascio da tubazioni)**  
**Appendice B**



ID	DOMANDA	SI/NO		DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
				avvale anche di figure specialistiche che lo supportano nella prevenzione delle suddette cause di guasto.									
45	Vengono definite azioni correttive a fronte di non conformità rilevate da audit da terze parti o interni?	SI	Quali?	Il documento SNAM-RGL-002 "Audit e gestione delle osservazioni, delle non conformità e delle azioni correttive" definisce il processo di gestione delle non conformità risultanti da audit interni/esterni	COR; SHO; FAT; CRE; MAN	-	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	N.A.
46	Si tiene traccia delle non conformità derivanti dagli Audit?	SI		Le non conformità emerse a seguito di audit interni/esterni sono tracciate e gestite mediante l'applicativo aziendale SIMPLEDO Audit HSEQ	COR; SHO; FAT; CRE; MAN	-	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	N.A.
47	Sono presenti procedure/metodi per stabilire al correttezza della manutenzione meccanica?	-	Quale?	Audit tecnici su manutenzione; procedure di esecuzione della manutenzione in dotazione ad ogni operatore (tablet); supervisione personale tecnico di impianto per manutenzioni esterne	MAN; COR; SHO; FAT; CRE; ERC; HER	-	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	-1
48	Sono monitorate le revisioni di codici/standard/procedure per la prevenzione della causa X?	-	Come? Le revisioni sono conseguenza di una specifica legislazione?	L'aggiornamento dei codici/standard è assicurato da funzione responsabile (tecnico, ingcos, impianti)	Ogni causa di guasto	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
49	Chi ha il potere decisionale sull'impegno finanziario per le misure di prevenzione della causa di guasto X? La procedura decisionale è semplice?	-	In cosa consiste?	Il Gestore dello stabilimento e Senior vice president Impianti	Ogni causa di guasto	-	0	0	0	0	0	0	0
50	Alle riunioni per la definizione delle misure per il miglioramento della sicurezza partecipano rappresentanti di tutte le aree funzionali interessate (ad es. progettazione, operazione, manutenzione, etc.)?	SI		Le riunioni sul riesame sono presenti tutte le funzioni coinvolte. In corso di anno sono individuate e implementate azioni correttive e migliorative indipendentemente dalla periodicità di tali incontri. Tali implementazioni coinvolgono tutti gli attori per competenza.	Ogni causa di guasto	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1

**Stabilimento STOGIT per lo stoccaggio di gas naturale di Sergnano**  
**Applicazione di una metodologia per la valutazione dei fattori correttivi della**  
**frequenza di rilascio da tubazioni)**  
**Appendice B**



ID	DOMANDA	SI/NO		DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
51	Si applica un approccio costi-benefici o RBI per definire il budget per investimenti in misure che migliorino la sicurezza?	-		Le problematiche che coinvolgono la sicurezza impiantistica non sono valutate in ottica costi-benefici, ma indipendentemente dal costo.	Ogni causa di guasto	-	1	1	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
52	Ci sono elementi che fanno ritenere che ci sia la necessità di miglioramenti nelle procedure di prevenzione/gestione degli incidenti dovuti alla causa X?	SI	Quali?	-	Ogni causa di guasto	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
53	C'è stata la necessità di miglioramenti delle procedure di prevenzione/gestione degli incidenti dovuti alla causa di guasto X? (la risposta è non N.A. se alla domanda 53 la risposta è stata SI)	N.A.		-	Ogni causa di guasto	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
54	Si applica l'analisi del rischio per le decisioni su modifiche di impianto?	-	Spiegare	La decisione di effettuare delle modifiche di impianto viene presa sulla base dei seguenti input: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Prescrizioni di legge</li> <li>• Risultanze dell'analisi incidentale</li> <li>• Stato di conservazione dell'impianto</li> <li>• Ottimizzazione delle performance</li> </ul> Le modifiche impiantistiche sono successivamente valutate in accordo al D.Lgs 105/2015 (gestione delle modifiche), ed in caso di aggravio di rischio si procede alla rivalutazione dello stesso.	Ogni causa di guasto	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
55	Le modifiche con impatto sulla sicurezza o su sistemi di sicurezza sono approvate anche da advisor esterni?	NO	Da chi?	-	Ogni causa di guasto	-	1	1	1	1	1	1	1
56	Si aggiornano tempestivamente i P&ID in caso di modifiche?	SI		Per modifiche impiantistiche significative, nelle more dell'emissione definitiva degli as-built, vengono resi disponibili in impianto i P&ID "rossi di cantiere"	Ogni causa di guasto	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
57	Sono presenti procedure per la verifica/autorizzazione delle	SI	Quali?	Il processo di gestione delle modifiche è descritto nel documento SNAM-RGL-020 "Gestione modifiche ai sensi della normativa di prevenzione degli incidenti rilevanti"	MAN; COR; SHO;	-	-1	-1	N.A.	N.A.	-1	-1	-1

ID	DOMANDA	SI/NO		DETTAGLI	CAUSA DI GUASTO	NOTE AZIENDA	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
	modifiche (Management of Change)?				FAT; CRE; ERC								
58	Vengono effettuati training degli operatori nel caso di introduzione di nuove attrezzature/nuovo software/etc. nella control-room?	SI	Spiegare	A fronte di modifiche impiantistiche/nuovi sistemi sono individuate le azioni formative necessarie e consuntivate nel sistema LMS (sistema informatico aziendale)	COR; LOA; SHO; FAT; CRE; HER	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
59	Le modifiche alla sala controllo per l'introduzione di nuova strumentazione includono la valutazione degli aspetti ergonomici?	SI	In che modo?	Si, la progettazione della strumentazione e del layout della sala operativa del dispacciamento che è presidiata 24/7 è stata sviluppata anche sulla base dei criteri di ergonomia relativi alla normativa vigente. Si veda in dettaglio il documento 3753D NO 01 "Sale Operative – Dispacciamenti San Donato Milanese e Crema: Elenco Normative di riferimento per postazioni di lavoro".	COR; LOA; SHO; FAT; CRE; HER	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
60	Si effettua un training degli operatori in caso di aggiornamenti di tecniche e metodi applicati in impianto?	SI	In che modo?	Il training degli operatori è garantito all'interno del corso di formazione	Dipende dalla funzione	-	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1

Tabella B-1.2: Fattori  $X_i$  – Stabilimento di Sergnano (variabili con riferimento alla eq. (6), Sezione 2.3)

	MAN	COR	LOA	IMP	SHO	FAT	ERC
Punteggio totale $\sum_{j \neq N.A.} X_{i,j}$	-38	-40	-25	-25	-40	-41	-37
Totale domande N.A.	8	7	27	27	9	8	14
Totale domande applicabili ( $N_0$ )	52	53	33	33	51	52	46
<b>Punteggio medio (<math>X_i</math>)</b>	<b>-0,73</b>	<b>-0,75</b>	<b>-0,76</b>	<b>-0,76</b>	<b>-0,78</b>	<b>-0,79</b>	<b>-0,80</b>



**RINA Consulting S.p.A.** | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.  
Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA | P. +39 010 31961 | [rinaconsulting@rina.org](mailto:rinaconsulting@rina.org) | [www.rina.org](http://www.rina.org)  
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.