



Q521RGKJ001

PROGETTO PRELIMINARE

Realizzazione di un terminale per la rigassificazione di gas naturale liquefatto, stazione di caricamento GNL a Rosignano Solvay (LI)

Edison SpA

Giugno 2015

REV.	ST.	DESCRIZIONE	DATA	ELABORATO	VERIFICATO	APPROVATO
1	FUS	EMISSIONE FINALE	29/06/2015	GAROLFI	BOZZOLASCO	BERGAMASCHI
0	FAC	PRIMA EMISSIONE	15/06/2015	GAROLFI	BOZZOLASCO	BERGAMASCHI

Sommario

1. INTRODUZIONE	6
2. BASI DI PROGETTO.....	7
2.1. Introduzione	7
2.2. Caratteristiche del terminale	7
2.2.1. Capacità di rigassificazione	8
2.2.2. Scarico delle navi metaniere	8
2.2.3. Carico di navi GNL di piccola taglia (Bettoline)	8
2.2.4. Carico di autocisterne con GNL	8
2.2.5. Capacità di stoccaggio	8
2.3. Caratteristiche del GNL e dal gas naturale (metano) prodotto.....	9
2.3.1. GNL	9
2.3.2. Caratteristiche tecniche del gas prodotto	9
2.4. Dati caratteristici del sito	10
2.4.1. Altitudine del sito.....	10
2.4.2. Dati sismici.....	10
2.4.3. Dati sulle maree	10
2.4.4. Temperatura ambiente.....	10
2.4.5. Umidità	10
2.4.6. Vento	11
2.4.7. Piovosità	11
2.4.8. Carico di neve	11
2.4.9. Caratteristiche idrogeologiche e geotecniche dei terreni	11
2.4.10. Caratteristiche batimetriche e morfologiche del fondale marino.....	14
2.5. Caratteristiche dei fluidi ausiliari	14
2.5.1. Acqua di mare per la vaporizzazione	14
2.5.2. Aria industriale	15
2.5.3. Aria strumenti.....	15
2.5.4. Azoto (per bonifiche e flussaggi).....	15
2.5.5. Gas combustibile	15
2.5.6. Acqua per uso antincendio	15
2.6. Codici e standards applicabili	16
2.6.1. Terminale.....	16
CODICI E NORME ITALIANE.....	16
CODICI E NORME EUROPEE	17
2.6.2. Serbatoio di stoccaggio GNL	27
3. DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE TECNICHE DEL TERMINALE GNL	28
3.1. Introduzione	28
3.2. Descrizione generale	28
3.3. Principi di regolazione e controllo	29
3.4. Unità di processo	30
3.5. Fluidi ausiliari.....	34
3.6. Alimentazione elettrica	38
3.6.1. Elenco utenze	38

3.6.2. Connessione elettrica	38
3.6.3. Descrizione schema unifilare	39
3.6.4. UPS	39
3.6.5. Gruppo elettrogeno di emergenza	39
3.6.6. Impianto luce e forza elettromotrice	40
3.6.7. Protezione scariche atmosferiche	40
3.6.8. Rete di terra	40
3.6.9. Protezione catodica	41
3.6.10. Apparecchiature in aree classificate	41
4. DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE DEI SERBATOI DI STOCCAGGIO GNL	41
4.1. Indicazioni generali	41
4.2. Dati progettuali e di esercizio	42
4.3. Serbatoio interno	42
4.4. Serbatoio esterno	43
4.5. Fondo secondario	43
4.6. Sistemi di isolamento termico	44
4.7. Apparecchiature del serbatoio GNL	45
4.7.1. Penetrazioni e tubazioni interne	45
4.7.2. Strumentazione del serbatoio GNL	46
4.7.3. Impianto elettrico del serbatoio di GNL	48
4.7.4. Valvole di sicurezza	49
4.7.5. Pompe primarie GNL	50
4.8. Fondazioni	50
5. MODIFICHE AL PONTILE ESISTENTE E CONDIZIONI OPERATIVE	51
5.1. Introduzione	51
5.2. Dati meteorologici e oceanografici	52
5.3. Criteri progettuali	53
5.3.1. Requisiti infrastrutture marine	53
5.3.2. Nave massima attesa – metaniera 140.000 m ³	53
5.3.3. Nave minima attesa – bettolina da 1000 m ³	54
5.3.4. Soglie operative	54
5.3.5. Inoperatività (downtime)	55
5.3.6. Requisiti dell'ormeggio	56
5.4. Requisiti di sicurezza	56
5.4.1. Preambolo	56
5.4.2. Indicazioni dello studio ABS/EQE	56
5.5. Interventi sul pontile	57
5.6. Configurazione piattaforma di scarico GNL	58
5.6.1. Progetto sistema attracco / ormeggio	58
5.6.2. Definizione della configurazione	58
6. DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE TUBAZIONI DI SCARICO, CARICO E RICIRCOLO GNL	61
6.1. Introduzione	61
6.2. Dimensionamento delle tubazioni	61
6.3. Materiale e tipologia delle tubazioni	62

6.4. Tracciato delle tubazioni	64
7. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE DI CARICAMENTO GNL SU AUTOCISTERNE...	64
8. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE DI CARICAMENTO GNL SU BETTOLINE	65
9. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE DI CARICAMENTO GNL SU VAGONI FERROVIARI (FUTURO)	65
10. SISTEMI DI CONTROLLO ED AUTOMAZIONE	65
10.1. Caratteristiche operative	65
10.2. Caratteristiche del sistema di controllo di processo	67
10.3. Caratteristiche del sistema di arresto di emergenza	68
10.4. Caratteristiche del sistema di rilevamento incendi e fughe gas	70
10.5. Caratteristiche del sistema di controllo delle operazioni di molo	71
10.6. Caratteristiche della strumentazione di campo	72
11. SISTEMI DI SICUREZZA	73
11.1. Progettazione concettuale di sicurezza	73
11.1.1. Introduzione	73
11.1.2. Sistemi di sicurezza	74
11.2. Torcia.....	80
Dimensionamento del camino della torcia	80
11.3. Rilevazione del gas e incendio	81
11.4. Sistemi antincendio.....	82
12. INTEGRAZIONI CON STABILIMENTO SOLVAY	86
12.1. Introduzione	86
12.2. Esistente sistema acqua mare.....	86
12.3. Esistente sistema acqua di torre.....	87
12.4. Rigassificazione del GNL.....	88
12.5. Benefici dell'integrazione tra sistema acqua mare, acqua torre e rigassificazione ..	89
Acqua antincendio	90
Acqua di servizio.....	90
Alimentazione elettrica.....	90
13. PROCEDURE OPERATIVE	90
13.1. Avviamento	90
13.1.1. Raccomandazioni di sicurezza.....	91
13.1.2. Filosofia dell'avviamento.....	91
13.1.3. Precommissioning.....	92
Pulizia delle linee	93
Controlli.....	94
Essiccamento e spurgo delle tubazioni e delle apparecchiature.....	94
Rodaggio iniziale delle apparecchiature e commissioning dei sistemi.....	95
13.1.4. Raffreddamento delle tubazioni criogeniche e delle apparecchiature	96
Presentazione generale della procedura di raffreddamento	96
Procedura di raffreddamento – tubazioni principali	96
13.1.5. Avviamento	98
Generalità	98
Sequenze di avviamento.....	98
13.2. Fermata normale del terminale	99

13.2.1. Arresto parziale dell'erogazione.....	99
13.2.2. Arresto totale dell'erogazione	99
13.3. Situazioni di emergenza	100
13.3.1. Metodo di fermata.....	100

ELENCO ALLEGATI**Allegato A Elenco apparecchiature di processo****Allegato B Elenco apparecchiature ausiliarie****Allegato C Relazione Geotecnica Tomo 1- Caratterizzazione dei terreni****Allegato D Rapporto su indagine geofisica del fondale marino****Allegato E Parere tecnico su installazione tubazioni aggiuntive su pontile esistente****ELENCO DISEGNI**

1. General Layout Rif. Q521PLKC001
2. Plant Layout Rif. Q521IDKM001
3. Preliminary routing of unloading lines Rif. Q521INUM001
4. Nuovo Molo GNL vista d'insieme Rif. Q521PLKC003
5. Carta Batimetrica Rif. Q521PLKC002
6. Carta Morfologica Rif. Q521PLKC004
7. Process Flow Diagram Import Terminal Rif. Q521STUK001
8. Process Flow Diagram Trucks Loading Station Rif. Q521STUK002
9. Process Flow Diagram Small Ship Loading Station Rif. Q521STUK003
10. Circuito Acqua Mare – Marcia invernale Rif. Q521STBK001
11. Circuito Acqua Mare – Marcia estiva Rif. Q521STBK002
12. Serbatoio Stoccaggio GNL capacità 160.000 m3 Rif. Q521BOUC001
13. Fixed fire fighting systems Rif. Q521IDNM001
14. Schema elettrico unifilare di principio Rif. Q521SUKE001

1. INTRODUZIONE

EDISON intende espandere e diversificare i suoi approvvigionamenti di gas naturale in Italia in particolare attraverso l'importazione di gas naturale liquefatto.

A tal fine dal 2002 ha sviluppato un progetto che prevede la realizzazione di un terminale di rigassificazione GNL (Gas Naturale Liquefatto), nell'area industriale di ROSIGNANO, attivando la relativa procedura di richiesta al MAP per la concessione alla costruzione e all'esercizio.

Successivamente alla pronuncia positiva di compatibilità ambientale avvenuta nel Dicembre 2004 da parte del Ministero Ambiente, è stata individuata da parte di Edison una variante al progetto, al fine di armonizzarlo alle osservazioni pervenute da parte delle Amministrazioni Regionali e Comunali.

In sintesi la variante prevede:

- la costruzione del terminale GNL all'interno dell'attuale perimetro dello stabilimento Solvay, garantendo la compatibilità con gli attuali strumenti urbanistici e territoriali;
- l'interramento delle tubazioni di scarico GNL tra la radice del pontile ed il terminal GNL, migliorando il livello di sicurezza e riducendo l'impatto visivo.

Il progetto "Variante Progetto Rosignano" ha ottenuto la pronuncia positiva di compatibilità ambientale (Decreto MATTM n. 844 del 18 novembre 2010) e il Nulla Osta di Fattibilità (NOF) (comunicazione del Ministero dell'Interno, Corpo Nazionale Vigili del Fuoco, Ispettorato Regione Toscana, del 18/10/2006 con Nota no. 0015622).

Rispetto a questo progetto sono previste alcune modifiche (Revisione alla Variante Progetto Rosignano) che comportano l'eliminazione della rilocalizzazione e realizzazione di un nuovo serbatoio e dell'impianto di rigassificazione Etilene. Nell'area in cui era previsto il serbatoio etilene è previsto l'inserimento di un sistema di pensiline di caricamento autocisterne. Viene inoltre prevista la possibilità di effettuare il carico di bettoline con GNL presso il pontile.

Relativamente al terminale GNL, nella sua configurazione finale, di seguito vengono indicate le caratteristiche generali delle opere a progetto consistenti in :

- realizzazione di un terminale di stoccaggio e rigassificazione del GNL di capacità di rigassificazione pari a circa 8 Miliardi di Sm³/anno di gas naturale localizzato nel perimetro Sud del complesso industriale Solvay su una superficie di ca. 14 ha, in un'area già adibita a stoccaggio combustibili ed attualmente classificata a destinazione d'uso industriale;

- adeguamento dell'esistente pontile Solvada tramite allungamento di circa 430 m e la realizzazione della piattaforma di ormeggio, in modo da garantire l'attracco e lo scarico di navi metaniere di capacità fino a circa 140.000 m³. Tale adeguamento non varia rispetto alla precedente proposta di progetto;
- realizzazione delle linee di trasferimento GNL dal pontile ai serbatoi di stoccaggio da posarsi interrate lungo l'intero percorso;
- realizzazione di una stazione di caricamento GNL su autocisterne;
- realizzazione di un sistema di caricamento GNL su bettoline.

L'infrastruttura è progettata per svolgere le seguenti funzioni principali:

- accosto e ormeggio delle navi metaniere e delle bettoline al pontile Solvada;
- scarico delle navi metaniere ed invio del GNL ai serbatoi di stoccaggio a terra;
- stoccaggio del GNL ricevuto;
- rigassificazione del GNL;
- misura ed invio del gas naturale, ottenuto dalla rigassificazione del GNL, alla rete di trasporto e distribuzione metano Snam Rete Gas;
- carico delle bettoline con GNL proveniente dai serbatoi di stoccaggio a terra;
- carico delle autocisterne con GNL proveniente dai serbatoi di stoccaggio a terra.

Il progetto preliminare è stato sviluppato da Edison in collaborazione e con il supporto del gruppo Solvay.

2. BASI DI PROGETTO

2.1. Introduzione

Le basi di progetto rappresentano i dati essenziali necessari per la progettazione del terminale GNL di Rosignano.

Il terminale sarà ubicato nel perimetro Sud del complesso industriale Solvay su una superficie di circa 14 ettari, in un'area già adibita a stoccaggio combustibili (area ex S.O.C.) attualmente classificata a destinazione d'uso industriale.

2.2. Caratteristiche del terminale

2.2.1. Capacità di rigassificazione

Il terminale rigassificherà 8 miliardi di Sm³ di gas naturale all'anno, che saranno immessi nella rete regionale Snam Rete Gas.

Gli impianti saranno mediamente in marcia il 95% circa delle ore annue e la suddetta capacità di rigassificazione di 8 miliardi di m³/anno corrisponde ad una portata media di gas prodotto pari a 915.000 Sm³/h.

Per la progettazione delle apparecchiature si considera una portata di gas pari a 1.100.000 Sm³/h.

2.2.2. Scarico delle navi metaniere

Il terminale sarà progettato per accogliere navi metaniere aventi una capacità massima di circa 140.000 m³; la portata di scarico massima sarà pari a 12.000 m³/h.

Con opportune modifiche (estensione e realizzazione di una nuova piattaforma di scarico), l'esistente pontile Solvada sarà attrezzato per ricevere tali metaniere.

2.2.3. Carico di navi GNL di piccola taglia (Bettoline)

Il terminale sarà progettato per accogliere navi GNL anche di piccola taglia. La portata di carico massima sarà pari a 1000 m³/h.

Non saranno possibili in contemporanea il carico di GNL (su bettoline) e lo scarico di GNL (da metaniera).

2.2.4. Carico di autocisterne con GNL

Il terminale sarà progettato per accogliere una stazione di caricamento GNL su autocisterne.

Si considera un numero medio giornaliero pari a 20 autocisterne e saranno installate tre baie di carico.

2.2.5. Capacità di stoccaggio

Sono previsti due serbatoi di stoccaggio a contenimento totale, aventi ciascuno una capacità netta di stoccaggio di 160.000 m³.

2.3. Caratteristiche del GNL e dal gas naturale (metano) prodotto

2.3.1. GNL

Le caratteristiche del GNL che verranno considerate per la progettazione del terminale, sulla base delle quali sono stati elaborati i bilanci materiali e termici sono le seguenti:

Composizione del gas naturale	GNL LEGGERO % mol	GNL PESANTE % mol
Metano	96,94	88,11
Etano	2,63	7,17
Propano	0,34	2,87
i-Butano	0,04	0,76
n-Butano	0,03	0,75
Pentano	0,01	0,06
Azoto	0,01	0,28
Peso molecolare	16,54	18,56
Densità liquido all'equilibrio ad 1 atm (kg/m ³)	429,7	461,4
Potere calorifico superiore (kJ/Sm ³)	38.818	42.743

2.3.2. Caratteristiche tecniche del gas prodotto

Il terminale sarà progettato per produrre gas con le seguenti caratteristiche tecniche (conformi alle specifiche nazionali):

- Pressione di fornitura: 75 bar_g
- Temperatura minima di fornitura: 0 °C
- Indice di Wobbe Min/Max: 47,31 / 52,33 MJ/Sm³
- Potere Calorifico Superiore Min / Max: 34,95 / 45,28 MJ/Sm³
- Massimo contenuto di ossigeno: 0,6 % mol
- Punto di rugiada dell'acqua: - 5 °C a 70 bar_g

- Punto di rugiada degli idrocarburi: 0 °C da 1 bar_g a 70 bar_g

2.4. Dati caratteristici del sito

2.4.1. Altitudine del sito

L'altitudine è di +7 m sul livello medio del mare

2.4.2. Dati sismici

In accordo alla Norma Europea EN 1473 "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto" i livelli di sisma di progetto terranno in considerazione le caratteristiche geologiche e geotecniche nonché lo studio dei terremoti registrati nel passato. Tali livelli sono distinti nel seguente modo:

SSE: safe shutdown earthquake;

OBE: operating shutdown earthquake.

L'approccio di definizione degli spettri sarà di tipo probabilistico e terrà in considerazione i seguenti periodi di ritorno:

SSE: 5000 anni periodo di ritorno;

OBE: 475 anni di periodo di ritorno.

In aggiunta alla EN 1473, saranno definiti anche i livelli di sisma in accordo al D.M. 14.01.2008 per il quale le caratteristiche del suolo già investigate nelle precedenti campagne geognostiche risultano esser di "categoria C".

2.4.3. Dati sulle maree

- Minimo livello dell'acqua (progetto): - 0,40 m

- Massimo livello dell'acqua (progetto): + 0,20 m

2.4.4. Temperatura ambiente

- Minima temperatura di progetto dell'aria: - 2 °C (bulbo secco)

- Massima temperatura di progetto dell'aria: + 35 °C (bulbo secco)

2.4.5. Umidità

- Umidità relativa: massima 90 % a - 2 °C (inverno)

minima 0% a + 30 °C (estate)

2.4.6. Vento

- Direzioni prevalenti del vento: Nord Ovest / Sud Ovest
- Vento prevalente: Maestrone / Scirocco
- Velocità di riferimento del vento per progettazione strutture [$v_{b,0}$]: 27 m/s (secondo la normativa italiana – DM 14/01/2008 – Zona 3/Toscana)

2.4.7. Piovosità

- Piovosità di picco: 75 mm (1 ora)
- Piovosità annuale media: 25 mm

2.4.8. Carico di neve

Valore caratteristico carico neve al suolo [$q_{s,k}$]: 0,60 kN/m² (secondo la normativa italiana-DM 14/01/2008 – Zona III)

2.4.9. Caratteristiche idrogeologiche e geotecniche dei terreni

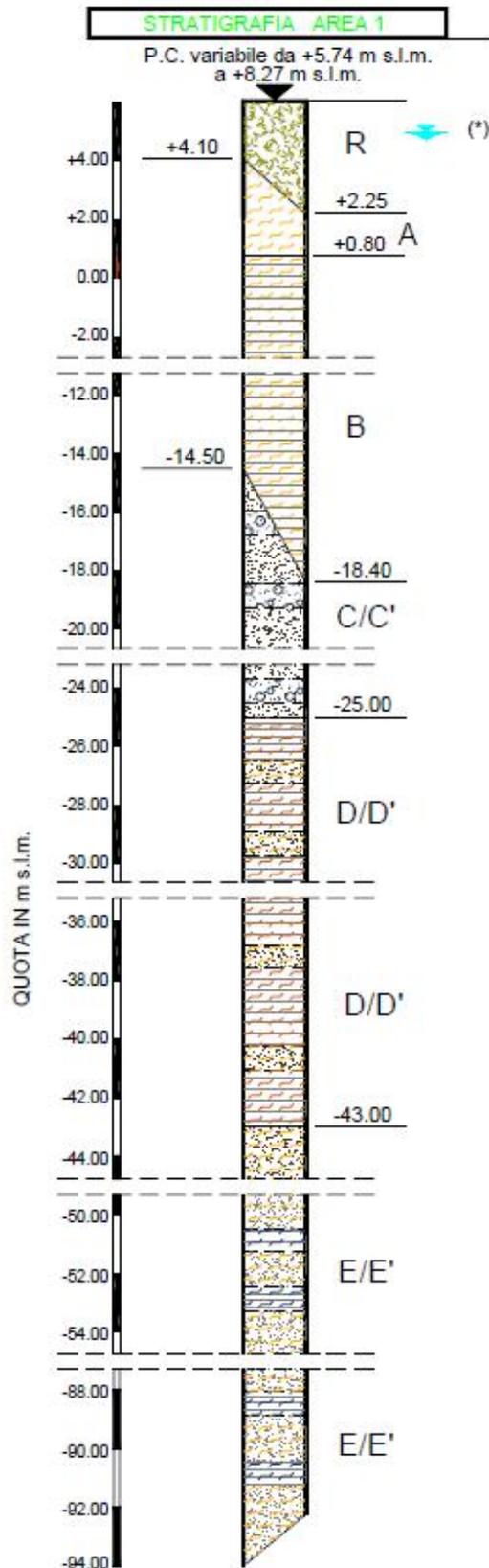
In Allegato C sono fornite le caratteristiche idrogeologiche, stratigrafiche e geotecniche dei terreni così come risultano dalla accurata campagna di indagini sviluppata nell'anno 2007 e dalle prove di laboratorio eseguite sui campioni prelevati ed attualmente disponibili per l'area di realizzazione del terminale.

Nel presente paragrafo vengono sintetizzati i principali risultati di tale campagna.

Indagine stratigrafiche e parametria geotecnica

Il sito può essere diviso in due macro-aree omogenee dal punto di vista stratigrafico chiamate rispettivamente area omogenea 1 ed area omogenea 2 e rappresentate in fig. 9.1 dell'allegato C.

Di seguito vengono riportati le stratigrafie di riferimento di queste due aree omogenee con indicazione di dettaglio di tutti gli strati riscontrati e dei relativi parametri geotecnici.



PARAMETRI GEOTECNICI

Livello	γ (kN/m ³)	φ (°)	D_r (%)	c_u (kPa)	M (MPa)	E (MPa)
R	18	30	-	-	-	-
A	19.5	-	-	80	7	-
B	18.5	23	-	-1.9'z+20	-0.3'z+4	-
C	19	30	40	-	-	29
C'	19	37	60	-	-	38
D	19.5	22	-	90	13	-
D'	19.5	23	-	100	15	-
E	20	24	-	160	17	-
E'	20	21	-	>200	30	-

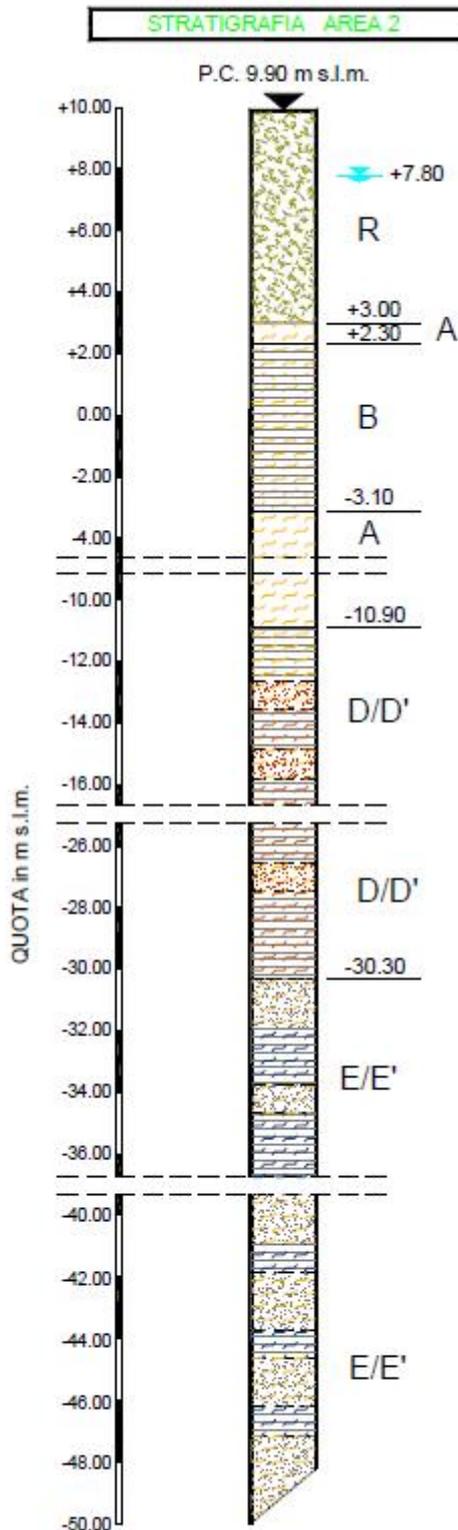
z = quota in m s.l.m.

LEGENDA

- R  Materiale eterogeneo di RIPORTO
- A  LIMO argilloso, debolmente sabbioso, essiccato e/o ossidato
- B  ARGILLA grigia limosa piuttosto plastica
- C/C'  SABBIA da media a grossolana (C) e GHIAIA eterometrica in matrice sabbioso-argillosa (C')
- D/D'  ARGILLA limosa grigia (D) con lenti di LIMO argilloso-sabbioso (D')
- E/E'  Altezze di LIMO sabbioso debolmente argilloso (E) ed ARGILLA limosa sabbiosa (E')

γ = Peso di volume
 φ = Angolo di attrito interno
 D_r = Densita' relativa
 c_u = Coesione non drenata
M = Modulo di compressione
E = Modulo di Young
 = Livello falda

(*) il livello di falda è risultato variabile in funzione del p.c.



PARAMETRI GEOTECNICI

Livello	γ (kN/m ³)	φ (°)	c_u (kPa)	M (MPa)
R	18	30	-	-
A	19.5	-	80	7
B	18.5	23	40	6
D	19.5	22	90	13
D'	19.5	23	100	15
E	20	24	160	17
E'	20	21	>200	30

LEGENDA

R		Materiale eterogeneo di RIPOSTO
A		LIMO argilloso, debolmente sabbioso, essicato e/o ossidato
B		ARGILLA grigia limosa piuttosto plastica
D/D'		ARGILLA limosa grigia (D) con lenti di LIMO argilloso-sabbioso (D')
E/E'		Alternanze di LIMO sabbioso debolmente argilloso (E) ed ARGILLA limosa sabbiosa (E')

γ	= Peso di volume
φ	= Angolo di attrito interno
c_u	= Coesione non drenata
M	= Modulo di compressione
	= Livello falda

Livello di falda

Le misure di livello di falda eseguite contestualmente ai sondaggi hanno evidenziato:

- presenza di una falda superficiale ad un livello attorno a 1.30 m dal p.c.;
- presenza di una falda profonda confinata nel livello C/C' (vds. Stratigrafia area 1) che potrebbe presentare fenomeni di artesianesimo.

Potenziale di Liquefazione

Non si stimano problemi di liquefazione degli strati sabbiosi C/C'. Per tutte le lenti sabbiose più superficiali complessivamente si ritiene che il rischio di liquefazione sia trascurabile viste le loro ridotte dimensioni.

Categoria sismica del terreno

I valori sismici risultanti dalle indagini e mediati sui primi 30 m di profondità sono compresi tra 280 m/s e 320 m/s. Sulla base di quanto disciplinato dal D.M. 14/01/2008 tab. 3.2.II – “Categoria del sottosuolo” il terreno può essere catalogato come categoria C ossia “*Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fina mediamente consistenti*”

2.4.10. Caratteristiche batimetriche e morfologiche del fondale marino

In Allegato D sono riportate la batimetria e la morfologia del fondale marino, relativamente all'area di mare interessata all'estensione del pontile Solvada. Le caratteristiche riportate sono quelle risultanti dall'indagine geofisica appositamente condotta nell'autunno 2003. Sarà valutata la necessità dell'esecuzione di un'ulteriore campagna di rilievi geofisici prima della progettazione esecutiva del pontile.

2.5. Caratteristiche dei fluidi ausiliari

2.5.1. Acqua di mare per la vaporizzazione

L'acqua mare proviene dalla presa di acqua mare di stabilimento Solvay:

Portata disponibile: 15.000 m³/h

Temperatura Min / Max progetto: 12 °C / 29 °C

Pressione al punto di presa: 42 m (alla portata nominale)

2.5.2. Aria industriale

Pressione Min / Norm. / Max alle utenze: 6 / 9 / 10 bar ass

Temperatura Norm / Max / Progetto: 35 / 60 / 65 °C

Qualità: aria umida

2.5.3. Aria strumenti

Pressione Min / Norm / Max: 6 / 9 / 10 bar ass

Temperatura Norm / Max / Progetto: 35 / 60 / 65 °C

Qualità: aria secca

punto di rugiada: - 25 °C a 8 bar_g

2.5.4. Azoto (per bonifiche e flussaggi)

Pressione di distribuzione Min / Norm: 5 / 7 bar_g

Purezza chimica > 99 %

2.5.5. Gas combustibile

Prodotto nel terminale ed utilizzato per il funzionamento del vaporizzatore a fiamma sommersa e per l'esercizio della torcia.

Pressione di distribuzione Norm / Progetto: 5 / 7 bar_g

Temperatura Norm / Min: 5 / 0 °C

2.5.6. Acqua per uso antincendio

Area Pontile

Acqua di mare, proveniente dall'esistente rete Solvay.

Area Impianti e Stoccaggio

Acqua industriale, proveniente dall'esistente rete Solvay.

Pressione richiesta: 7 ÷ 10 bar_g

2.6. Codici e standards applicabili

Si faccia riferimento all'elenco dei principali codici e standards applicabili di seguito elencati:

2.6.1. TerminaleCODICI E NORME ITALIANE

D.M. 14/01/2008 Norme tecniche per le costruzioni

Circolare 2 Febbraio 2009 n.617

Istruzioni per l'applicazione delle "Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni"

D. 37/08

Disposizioni in materia di installazione di impianti all'interno di edifici

D.Lgs 81/08 e s.m.i.

Testo Unico sulla salute e sicurezza sul lavoro

L. 186/68

Disposizione concernente la produzione dei materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici

2006/95/CE

Direttiva Bassa Tensione

2004/108/CE

Direttiva compatibilità elettromagnetica

2004/40/CE

Prescrizioni minime di sicurezza e di salute relative all'esposizione dei lavoratori ai campi elettromagnetici

D.Lgs.233/03

Attuazione della Direttiva europea 99/92/CE (ATEX) e altre concernenti il miglioramento della sicurezza e salute dei lavoratori durante i lavoro

DPR 126/98

Regolamento recante norme in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva

R.D. 12/5/57 n.824

Approvazione del regolamento per l'esecuzione del R.D.L. 9/07/26, n.1331, che costituisce l'Associazione nazionale per il controllo della combustione

DM 21/05/74	Norme integrative del regolamento approvato con R.D. 12/05/27, n. 824 e disposizioni per l'esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchi a pressione.
DM 15/01/98 n.190	Regolamento recante norme sulle specifiche tecniche applicative del DM 21/11/72 per la costruzione e la riparazione degli apparecchi a pressione.
DLGS n° 311 del 27.09.91	Attuazione delle direttive n. 87/404/CEE e n. 90/488/CEE in materia di recipienti semplici a pressione, a norma dell'art. 56 della legge 29 dicembre 1990, n. 428.
DLGS n° 93 del 25.02.00	Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione
CEI EN 60079-15 (CEI 31-64)	Atmosfere esplosive. Parte 15: Apparecchiature con modo di protezione "n"
CEI EN 60079-18 (CEI 31-77)	Atmosfere esplosive. Parte 18: Apparecchiature con modo di protezione mediante incapsulamento "m"
CEI EN 60079-17 (CEI 31-34)	Atmosfere esplosive. Parte 17: Verifica e manutenzione degli impianti elettrici
CEI EN 61241-2-2 (CEI 31-28)	Costruzioni elettriche destinate ad essere utilizzate in presenza di polveri combustibili. Parte 2 : Metodi di prova Sezione 2. Metodo per determinare la resistività elettrica di polvere in strati
CEI EN 50104 (CEI31-29)	Costruzioni elettriche per la rilevazione e la misura di ossigeno. Requisiti di funzionamento e metodi di prova
CEI EN 60079-10-1 (CEI 31-87)	Atmosfere esplosive. Parte 10-1: Classificazione dei luoghi. Atmosfere esplosive per la presenza di gas
CEI 31-35	Atmosfere esplosive. Guida alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas in applicazione della Norma CEI EN 60079-10-1 (CEI 31-87)

CODICI E NORME EUROPEE

EN 1160	Installation and equipment for LNG – General characteristics of LNG
EN 1473	Installation and equipment for LNG – Design of Onshore installation

EN 1474	Installation and equipment for LNG – Design and testing of LNG loading / unloading arms
EN 1532	Installation and equipment for LNG – Ship to shore interface
EN 10204	Metallic products-types of inspection documents
EN 13480	Metallic Industrial Piping
EN 42330	Thermometric platinum resistance
EN 50014 ÷ EN 50 020	Electrical apparatus for explosive gas atmosphere
EN 50057	Electrical apparatus for the detection and measurement of combustible gases.
EN 50039	Electrical apparatus for potentially explosive atmosphere specification for intrinsically safe electrical systems “i”.
EN 60529	Protection given by enclosures.
EN 60534	Control valve construction rules.
EN 60801	Recommendations for ambient protection from electromagnetic ambience.
EN 60947	Low voltage equipment general rules
IEC/EN 61508	Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems (E/E/PE, or E/E/PES).
IEC/EN 61511	Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector".

CODICI INTERNAZIONALI E STANDARDS

National Fire Protection Association (NFPA)

NFPA 10	Portable Fire Extinguishers
NFPA 12	CO2 Extinguishing Systems
NFPA 13	Installation of Sprinkler Systems
NFPA 14	Installation of Standpipe and Hose Systems
NFPA 15	Water Spray Fixed Systems
NFPA 17	Dry Chemical Extinguishing Systems
NFPA 20	Centrifugal Fire Pumps
NFPA 22	Water Tanks for Private Fire Protection
NFPA 24	Installation Private Fire Services Mains

NFPA 70	National electrical code
NFPA 72	National Fire Alarm Code
NFPA 72 A	Local protective signalling systems standard on fire alarm systems for the protection of life and property
NFPA 72 E	Automatic fire detector
<u>American Petroleum Institute</u>	
API 5L	Specification for Line Pipe
API 6D	Specification for Pipeline Valves (Gate, Plug, Ball and Check Valves
API 6FA	Fire test for Valves
API RP 500	Recommended practice for Classification of Locations for electrical installation at petroleum facilities
API RP 505	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, and Zone 2
API RP 520	Recommended Practice for the Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving System in Refinery
API RP 521	Guide for Pressure Relieving and Depressuring System
API RP 550	Installations of Refinery Instruments and Control Systems
API 594	Check Valves, Lug type and Wafer Type
API 598	Valve Inspection and Test
API 599	Steel and Ductile Iron Plug Vales
API 600	Steel Gate Valves Flanged and Buttwelding Ends
API 602	Compact Carbon Steel Gate Valves
API 609	Butterfly Valves, Lug-Type and Wafer-Type
API 610	Centrifugal Pumps for General Refinery Services
API 613	Special Purpose Gear Units for Refinery Service
API 614	Lubrication, Shaft Sealing, and Control Oil Systems for Special Purpose Applications
API 615	Sound control and mechanical Equipment for Refinery Services

API 616/679	Gas turbines for the Petroleum, Chemical and Gas Industry Services
API 617	Centrifugal Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Service Industry
API 619	Rotary Type Positive Displacement Compressors for General Refinery Services
API 620	Design and Construction of Large, Welded Low Pressure Storage Tanks
API 650	Welded Steel Tanks for Oil Storage
API 661	Air cooled Heat Exchangers for General Refinery Services
API 670	Vibration, Axial Position and Bearing Temperature Monitoring systems
API 671	Special Purpose Couplings for Refinery Service
API 674	Positive Displacement Pumps - Reciprocating
API 675	Positive Displacement Pumps - Controlled Volume
API 676	Positive Displacement Pumps – Rotary
API 1104	Standard for Welding of Pipeline and Related Facilities
API 2000	Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks
API 2555	Methods of Calibrating Large Storage Tanks
API 2510	Design and Construction of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Installations

American National Standards Institute

ASME/ANSI B1.1	Verified Inch Screw Threads (UN and UNR Thread Form)
ASME/ANSI B.1.20.1	Pipe Threads, General Purpose (inch)
ASME/ANSI B16.1	Cast Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME/ANSI B16.3	Malleable Iron Threaded Fittings
ASME/ANSI B16.5	Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME/ANSI B16.9	Factory Made Wrought Steel Buttwelding Fittings
ASME/ANSI B16.10	Face-to-Face and End to End Dimensions of Ferrous Valves
ASME/ANSI B16.11	Forged Fittings, Socket-Welding and Threaded

ASME/ANSI B16.14	Ferrous Pipe Plugs, Bushing and Locknuts with Pipe Threads
ASME/ANSI B16.20	Ring Joint Gaskets and Grooves for Steel Pipe Flanges
ASME/ANSI B16.21	Non-Metallic Gaskets for Pipe Flanges
ASME/ANSI B16.25	Buttwelding Ends for Pipes, Valves, Flanges and Fittings
ASME/ANSI B16.28	Wrought Steel Buttwelding Short Radius Elbows and Returns
ASME/ANSI B16.34	Valves, Flanged, Threaded and Welding Ends
ASME/ANSI B16.36	Orifice Flanges
ASME/ANSI B16.42	Ductile Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME/ANSI B16.47	Large Diameter Steel Flanges
ASME/ANSI B31.3	Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
ASME/ANSI B36.10.M	Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
ASME/ANSI B36.19.M	Stainless Steel Pipe
ASME/ANSI B 46.1	Surface Texture
ASME II,V,VIII div 1 & 2, IX	Boiler and Pressure Vessels code
ASME PTC 9	Displacement Compressors, Vacuum Pumps and Blowers
ASME PTC 10	Power test Codes Compressors and Exhausters
ASME PTC 7.1	Displacement Pumps
ASME PTC 8.2	Centrifugal Pumps Testing
ASME PTC 22	Power test Codes Gas Power Plant

Manufacturer's Standardization Society (MSS)

MSS-SP-6	Standard Finishes for Contact Faces of Pipe Flanges and Connecting-End Flanges of Valves and Fittings
MSS-SP-25	Standard Marking System for Valves, Fittings, Flanges and Unions
MSS-SP-42	Class 150 Corrosion resistant gate, globe, angle and check valves with flanged and Butt weld ends
MSS-SP-43	Wrought Stainless Steel Buttwelding Fittings
MSS-SP-44	Steel Pipe Line Flanges
MSS-SP-45	By pass and drain connections,

MSS-SP-53/54/55	Quality Standard for Steel Castings for valves, flanges and fitting and other piping components
MSS-SP-61	Pressure Testing of Steel Valves
MSS-SP-67	Butterfly Valves
MSS-SP-72	Ball Valves and Flanged or Buttwelding Ends for General Service
MSS-SP-75	Specification for High Test Wrought Buttwelding Fittings
<u>American Society for Testing and Materials (ASTM)</u>	
ASTM A53-90a	Specification for Welded and Seamless Galvanized Steel Pipe
ASTM A74-87	Cast Iron Soil Pipe and Fittings
ASTM B88-89	Seamless Copper Water Tube
ASTM A82-94	Steel Wire, Plain, for Concrete Reinforcement
ASTM A105-87a	Carbon Steel Forgings
ASTM A106-90	Seamless Carbon Steel Pipe for High Temperature Service
ASTM A182-90a	Forged or Rolled Alloy Steel Pipe Flanges, Forged Fittings and Valves and Parts for High Temperature Service
ASTM A185-90	Steel Welded Wire fabric, Plain, for Concrete Reinforcement
ASTM A193-90	Alloy Steel and Stainless Steel Boltings Material for High Temperature Service
ASTM A194-90	Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure and High Temperature Service
ASTM A312-89a	Standard Specification for Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Pipes
ASTM A320-90	Alloy Steel Bolting Materials for Low Temperature Service
ASTM A333-88a	Seamless and Welded Steel Pipe for Low Temperature Service
ASTM A350-89a	Forgings, Carbon and Low Alloy Steel, Requiring Notch Toughness Testing for Piping Components
ASTM A351-90	Steel Castings, Austenitic for High Temperature Service

ASTM A352-89	Steel Castings, Ferritic and Martensitic for Pressure containing Parts, Suitable for Low Temperature Service
ASTM A358-89	Standard for Electric - Fusion - Welded Austenitic Chromium-Nickel Alloy Steel Pipe for High Temperature Service
ASTM A366-91	Steel, Sheet, Carbon, Cold Rolled, Commercial Quality
ASTM A370-90a	Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products
ASTM A416-94	Standard Strand Uncoated Seven, Wise for Prestressed Concrete
ASTM A420-90a	Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Low Temperature Service
ASTM A421-90	Incoated Stress Relieved Wise for Prestressed Concrete
ASTM A435-82 (87)	Straight-Beam Ultrasonic Examination of Steel Plates
ASTM A530-90	General Requirements for Specialized Carbon and Alloy Steel Pipe
ASTM A553-87b	Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Quenched and Tempered 8 and 9 Percent Nickel
ASTM A648-90	Steel Wise, Hard Drown for Prestressing concrete pipe
ASTM A694-87	Forgings, carbon and Alloy steel for Pipe Flanges, Fittings, Valves and Parts for High Pressure Transmission Service.
ASTME A821-93	Steel wise, hard drown for prestressing concrete lent
<u>Instrument Society of America (ISA)</u>	
ISA S5.1	Instrumentation Symbols and Identification.
ISA S75.01	Flow equations for sizing control valves.
ISA S75-03	Face to face dimensions for flanged globe style control valves bodies.
<u>International Electrotechnic Committee</u>	
IEC 60027-1	Electrical symbols
IEC 60034 series	Rotating Electrical Machines

IEC 60034-1	Rotating Electrical Machines. Part 1: Rating and Performance
IEC 60034-2-1	Rotating electrical machines – Part 2-1: Standard methods for determining losses and efficiency from tests
IEC 60034-5	Degrees of Protection provided by enclosures
IEC 60034-7	Rotating Electrical Machines - Part 7: Classification of Types of Construction, Mounting Arrangements and Terminal Box Position (IM Code)
IEC 60034-8	Terminal markings and direction of rotation
IEC 60034-9	Rotating Electrical Machines - Part 9: Noise Limits
IEC 60034-12	Rotating electrical machines – Part 12: Starting performance of single-speed three-phase cage induction motors
IEC 60034-14	Rotating electrical machines - Mechanical vibration of certain machines with shaft heights 56 mm and higher. Measurement evaluation and limits of vibration severity
IEC 60034-22	Rotating electrical machines - AC generator for reciprocating internal combustion engine driven generating sets
IEC 60038	Standard voltages
IEC 60050	International electrotechnical vocabulary
IEC 60051-1 to 60051-4 & 7	Direct Acting Indicating Analogue Electrical Measuring Instruments and Their Accessories Measuring instrument (part 1 to 4 & 7)
IEC 60059	Standard current rating
IEC 60072-1	Dimensions and output ratings for rotating electrical machines - Frame numbers 56 to 400 and flange number FF55 to FF1080 AND FT55 to TO1080
IEC 60072-2	Dimensions and output ratings for foot-mounted electrical machines with frame numbers 355 to 1000.
IEC 60073	Basic and Safety Principles for Man-Machine Interface, Marking and Identification - Coding Principles for Indicators and Actuators
IEC 60076	Power transformers
IEC 60079 series	Explosive atmospheres
IEC 60085	Electrical insulation – Thermal evaluation and designation
IEC 60095	Lead-acid starter batteries

IEC 60099	Surge arresters
IEC 60152	Identification of the phase conductors
IEC 60947-2	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 2: Circuit-breakers
IEC 61869	Instruments transformers
IEC 60196	IEC Standard frequencies
IEC 60204	Safety of machinery – Electrical equipment of machines
IEC 60228	Conductors of Insulated Cables
IEC 60255	Electrical relays
IEC 60269-1 & 2	Low voltage fuses
IEC 61951	Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes – Portable sealed rechargeable single cells
IEC 60331	Tests for electric cables under fire conditions
IEC 60332-1 to 3	Tests on electric and optical fibre cables under fire conditions
IEC 60364-5-56 & 6-61	Low-voltage electrical installations
IEC 61439	Low-voltage switchgear and controlgear assemblies
IEC 60445	Identification of equipment terminals, conductor terminations and conductors
IEC 60502	Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)
IEC 60529	Degrees of protection provided by enclosures
IEC 61440	Protection against electric shock – Common aspects for installation and equipment
IEC 60584	Thermocouples
IEC 60617-2 & 6	Electrical symbols
IEC 60654	Operating conditions for industrial process measurement and control equipment
IEC 60695	Fire hazard testing
IEC 60715	Dimensions of Low-Voltage Switchgear and Controlgear Standardized Mounting on Rails for Mechanical Support of Electrical Devices in Switchgear and Controlgear Installations
IEC 60751	Industrial platinum resistance thermometer sensors.
IEC 60757	Code for designation of colours

IEC 60770	Transmitters for use in industrial-process control systems
IEC 61000	Electromagnetic compatibility (EMC)
IEC 60870	Telecontrol equipment and system
IEC 60034-26	Rotating electrical machines – Part 26: Effects of unbalanced voltages on the performance of three-phase cage induction motors
IEC 60896	Stationary lead-acid batteries
IEC 60909	Short-circuit currents in three-phase a.c. systems
IEC 60943	Guidance concerning the permissible temperature rise for parts of electrical equipment, in particular for terminals
IEC 60947-1 to 3	Low voltage switchgear and controlgear - Switches
IEC 60947-4-1 and 4-2	Low voltage switchgear and controlgear - Contactors and motor starters
IEC 60949	Calculation of short-circuit currents
IEC 61000	Electromagnetic compatibility
IEC 61008	Residual operated circuit-breakers
IEC 62305	Protection of structures against lightning
IEC 61140	Protection against electric shock
IEC 61175	Industrial systems, installations and equipment and industrial products – Designation of signals
IEC 61200-53	Electrical Installation Guide - Part 53: Selection and Erection of Electrical Equipment - Switchgear and Controlgear

International Standards Organization (ISO)

ISO 1000	SI units and recommendations for the use of their multiples and of certain other units
ISO 1204	Reciprocating internal combustion engines
ISO 1217	Displacement compressors acceptance test
ISO 1940/1	Mechanical vibrations balance quality requirement of rigid rotors
ISO 2715	Liquid hydrocarbons volumetric measurement by turbine meter systems
ISO 3046-1 to 7	Reciprocating internal combustion engines
ISO 5167	Measurement of Fluid Flow by Means of Orifice Plates, etc

ISO 5168	Part 1: determination of permissible residual Balance Measurement of fluid flow – Estimation of uncertainty of a flow rate measurement
ISO 6976	Natural gas calculation of calorific value, density and relative density
ISO 7919	Mechanical vibrations of non reciprocating machines
ISO 8528	Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets

Other International Standards

IMO	International Maritime Organisation
PIANC	Permanent International Association of Navigation Congresses
OCIMF	Oil Companies International Marine Forum –Mooring equipment guide and recommendation for manifolds for LNG carriers (for GBS manifold arrangement)
SIGTTO	Society of International Gas Tank & Terminal Operators- Liquefied Natural Gas Handling Principles on Ship and in Terminals
AGA 8	Compressibility and supercompressibility of natural gas and other hydrocarbon gases
TEMA	Standards of the Tubular Exchangers Manufacturers Association

2.6.2. Serbatoio di stoccaggio GNL

EN 1473	Installation and equipment for LNG – Design of Onshore installation
NFPA 59A	Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)

3. DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE TECNICHE DEL TERMINALE GNL

3.1. Introduzione

Le principali operazioni di processo eseguite presso il terminale di importazione del GNL sono:

- scarico del GNL dalla nave metaniera,
- stoccaggio del GNL,
- caricamento di bettoline criogeniche;
- caricamento su camion per trasporto su strada,
- vaporizzazione del GNL,
- erogazione del gas naturale alla rete (a 75 bar_g)

3.2. Descrizione generale

Questa descrizione generale è illustrata dagli schemi di flusso di processo (disegni Q521STUK001, Q521STUK002 e Q521STUK003).

Le principali caratteristiche delle apparecchiature di processo sono indicate nell'elenco in Allegato A.

Le navi metaniere che trasportano il GNL attraccano al pontile, su una nuova piattaforma realizzata sull'estensione del pontile esistente (circa 430 m).

Il GNL è pompato dalla nave utilizzando le pompe della nave stessa e inviato ai serbatoi di stoccaggio attraverso quattro bracci di scarico.

Il vapore spiazzato dai serbatoi durante le operazioni di scarico della nave metaniera ritorna alla nave mediante una linea di ritorno vapori ed un braccio di ritorno vapori.

La pressione nel serbatoio di stoccaggio è controllata principalmente mediante il prelievo del gas evaporato dal sistema (gas di boil off) attraverso tre compressori alternativi. Nel caso in cui la pressione nel serbatoio aumenti, il gas di boil off in eccesso può essere inviato alla torcia.

Il GNL è prelevato dal serbatoio mediante le pompe criogeniche ed inviato in un ricondensatore, un'apparecchiatura in cui si realizza il contatto con il gas di boil off compresso, per farlo condensare.

Il GNL è prelevato dal serbatoio mediante le pompe criogeniche ed inviato alla baie di carico per caricamento su camion per trasporto su strada e può essere inviato alla piattaforma sul pontile per il caricamento delle bettoline.

Il GNL a bassa pressione proveniente dal ricondensatore è pressurizzato mediante pompe criogeniche ad alta pressione (5 in esercizio, 1 di scorta) e inviato ai vaporizzatori.

In normali condizioni di funzionamento, il GNL è rigassificato da 4 vaporizzatori ad acqua mare (Open Rack Vaporisers - ORV) che come liquido caldo utilizzano l'acqua del mare.

L'energia criogenica ceduta all'acqua di mare viene parzialmente recuperata attraverso scambio con gli esistenti circuiti acqua di torre dello stabilimento Solvay.

Un vaporizzatore a fiamma sommersa (Submerged Combustion Vaporiser - SCV), che utilizza gas combustibile per riscaldare il GNL, può sostituire uno degli ORV in caso di fermata per manutenzione e/o per fronteggiare picchi di produzione.

Il gas vaporizzato prodotto è inviato attraverso l'allaccio alla rete regionale di trasporto Snam Rete Gas.

3.3. Principi di regolazione e controllo

Nella configurazione di funzionamento normale, la produzione (send out) del terminale è regolata mediante un sistema di controllori di flusso posti in uscita dei vaporizzatori. L'operatore immette il setpoint di flusso per ogni vaporizzatore in esercizio e la portata totale erogata corrisponde alla somma di questi valori di setpoint.

La pressione sul tratto in uscita è controllata dalla valvola posta sulla linea a valle dei vaporizzatori, situata esattamente a monte del confine del terminale. Questo controllo di pressione garantisce che la pressione di esercizio dei vaporizzatori non venga modificata da eventuali variazioni di pressione di rete.

Il flusso attraverso il processo a monte delle pompe secondarie viene regolato affinché si adegui automaticamente alla produzione richiesta: il dispositivo di controllo della pressione posto a valle del ricondensatore mantiene costante la pressione in aspirazione alle pompe secondarie, modificando il flusso di by pass del ricondensatore.

Il flusso di GNL inviato al ricondensatore è direttamente legato al flusso in entrata del gas di boil off, attraverso un rapporto gas / liquido che garantisce la completa condensazione.

Il flusso del gas di boil off ai compressori è il principale parametro di regolazione della pressione nei serbatoi di stoccaggio. Il flusso di gas al ricondensatore normalmente

corrisponde dunque al setpoint della portata dei compressori, derivato dal circuito di regolazione della pressione dei serbatoi.

Come spiegato in precedenza, il controllo di pressione nei serbatoi si ottiene principalmente attraverso la portata dei compressori del gas di boil off. Ove la quantità di gas di boil off superasse il massimo flusso di gas consentito per il ricondensatore (con il flusso di GNL passante in toto attraverso il ricondensatore), i compressori non aspirano più tutto il gas di boil off ed il gas in eccesso viene inviato in torcia. Viceversa, se mai la pressione dei serbatoi dovesse scendere, il gas prelevato dalla linea posta a valle dei vaporizzatori (send out) viene reimpresso nei serbatoi per mantenerne la pressione.

3.4. Unità di processo

Si faccia riferimento allo schema di flusso di processo (disegni Q521STUK001, Q521STUK002 e Q521STUK003).

Ricevimento del GNL

Gli impianti di ricevimento delle metaniere che trasportano GNL sono ubicati in testa al pontile, la cui lunghezza attuale, di ca. 1,7 km, sarà incrementata di ca. 430 m, aggiungendo anche una seconda piattaforma per accogliere le navi metaniere.

Quattro bracci di scarico da 16" (010.Y.01 A/B/C/D) sono progettati per scaricare dalle navi 3.000 m³/h di GNL ciascuno, il che significa uno scarico totale massimo di 12.000 m³/h. Tenuto conto del tempo iniziale necessario per stabilire il massimo flusso e della riduzione di flusso alla fine dell'operazione di scarico, per scaricare una nave metaniera da 140.000 m³ occorrono circa 12 ore.

A valle dei bracci di scarico, il GNL scorre attraverso 2 linee in parallelo da 36", che corrono per circa 5 km e si immettono quindi nei serbatoi di stoccaggio.

Quando non sono in corso operazioni di scarico di navi, nelle linee, collegate ad anello, è assicurato un ricircolo costante di GNL per mantenerle fredde, eliminando la necessità di ulteriori linee di ricircolo dedicate.

I vapori spiazzati dai serbatoi durante le operazioni di scarico della nave metaniera vengono inviati attraverso due soffianti (010.K.01 A/B) alla nave mediante una linea dedicata ed un braccio di ritorno vapori (010.Y.02).

Stoccaggio del GNL

Nel sito saranno installati due serbatoi di stoccaggio a contenimento totale per una capacità utile di 160.000 m³ cadauno (020.T.01 e 020.T.02).

Ciascun serbatoio di stoccaggio è provvisto di due tubazioni per il riempimento, una inferiore che invia il GNL sul fondo del serbatoio e una superiore che invia il GNL alla sommità del serbatoio. Il rapporto tra la densità del GNL scaricato e quella del GNL stoccato stabilisce se esso deve essere caricato dall'alto o dal basso: ciò farà sì che si ottenga nel serbatoio una miscelazione più omogenea e che non vi sia stratificazione.

È inoltre previsto un distributore circolare con ugelli per l'iniezione di GNL o di azoto liquido durante l'operazione iniziale di raffreddamento del serbatoio.

La normale pressione di esercizio varia da 150 a 200 mbar_g. La pressione di progetto è 290 mbar_g ed il vuoto di progetto è pari a -6,5 mbar_g.

La pressione di esercizio del serbatoio è controllata recuperando il gas di boil off mediante compressori alternativi. Il segnale proveniente dal trasmettitore di pressione posto nel serbatoio è inviato ad un dispositivo di controllo della pressione che inoltra ai compressori una "richiesta di variazione di capacità".

Oltre a questi dispositivi di controllo, il serbatoio è protetto dalla sovrappressione mediante valvole di sicurezza, che scaricano il gas in torcia (1° livello di pressione) o all'atmosfera (2° livello di pressione).

Su ogni serbatoio è poi installata una serie di dispositivi di interruzione del vuoto: in condizioni di emergenza essi consentono all'aria di entrare nel serbatoio.

Il livello del serbatoio è monitorato ed interruttori di bassissimo ed altissimo livello evitano, rispettivamente, la cavitazione delle pompe primarie e l'eccessivo riempimento del serbatoio.

Per tutta l'altezza del serbatoio si monitorano anche la temperatura e la densità del GNL in modo da rilevare il rischio di stratificazione e da gestire in modo ottimale il riempimento del serbatoio.

Nello spazio circolare tra le pareti interne ed esterne del serbatoio sono posti misuratori di temperatura per rilevare le eventuali perdite di GNL.

Sul guscio interno sono invece previsti misuratori di temperatura per monitorare le temperature durante le operazioni di raffreddamento.

Pompe primarie

In ciascun serbatoio sono installate 3 pompe criogeniche sommerse (020.P.01 A/B/C e 020.P.02 A/B/C).

Ogni pompa è progettata per una portata di 660 m³/h di GNL.

Il GNL pompato dai serbatoi è inviato alla sezione di ricondensazione e di pompaggio ad alta pressione, attraverso una linea da 20”.

Compressione del gas di boil off

Tre compressori alternativi (030.K.01 A/B/C) ricomprimono il gas di boil off fino alla pressione di esercizio del ricondensatore.

La capacità dei compressori può essere modulata (attraverso valvole e riciclo gas), controllando così la pressione del serbatoio di stoccaggio

Ogni compressore è progettato per trattare il 33% della portata massima di gas generata durante l'operazione di scarico di una nave.

Se non sono in corso operazioni di scarico, la portata di gas da ricomprimere si limita all'evaporazione dovuta allo scambio termico con l'esterno (boil off): in questa situazione operativa i compressori non operano a piena capacità.

Prima di essere ricompresso, il vapore proveniente dal serbatoio di stoccaggio e il gas di riciclo dai compressori scorrono attraverso il desurriscaldatore 030.E.01, dove può essere aggiunto GNL per raffreddare il gas in entrata dei compressori; il tutto è regolato automaticamente da un dispositivo di controllo della temperatura.

Il gas poi entra nel K.O. drum 030.S.01 dove è rimosso qualsiasi liquido residuo che potrebbe danneggiare i compressori.

Ricondensazione del gas di boil off

Il ricondensatore 040.C.01 liquefa il gas di boil off compresso, mettendolo in contatto con il GNL sottoraffreddato proveniente dalle pompe primarie.

La portata di GNL al ricondensatore è controllata per ottenere sempre una condensazione completa del gas di boil off (sottoraffreddamento corrente in uscita: 5 °C minimo).

Pompaggio del GNL

Per l'alimentazione del GNL ai vaporizzatori sono previste 6 pompe criogeniche ad alta pressione (050.P.01 A/B/C/D/E/F), di cui 5 in esercizio e 1 di scorta, di tipo verticale completamente sommerso.

Ogni pompa ad alta pressione è progettata per una portata di 390 m³/h di GNL e una pressione di mandata di ca. 80 bar_g.

Il GNL pompato è inviato ai vaporizzatori mediante una linea da 14".

Vaporizzazione del GNL

Per la rigassificazione del GNL si utilizzeranno:

- Vaporizzatori ORV

Il vaporizzatore ORV (Open Rack Vaporiser) consiste in un pannello di tubi alettati connessi al collettore del GNL in basso e al collettore del gas in alto.

Il GNL fluisce all'interno dei tubi, dal basso verso l'alto, mentre l'acqua di mare crea una pellicola discendente sulla superficie esterna dei tubi. L'acqua si raffredda di circa 8 °C e viene raccolta in una vasca di calcestruzzo dalla quale viene, successivamente, inviata alla rete Solvay. La quantità totale di acqua di mare utilizzata sarà di circa 15.000 m³/h.

Il materiale dei tubi sarà idoneo a resistere alla corrosione provocata dal passaggio di acqua marina (generalmente lega di alluminio con opportuno rivestimento antierosione). I pannelli scambiatori di calore, i collettori e il sistema di distribuzione dell'acqua saranno sorretti da una struttura metallica o in calcestruzzo e protetti contro l'azione del vento.

- Vaporizzatore SCV

Il vaporizzatore a fiamma sommersa SCV (Submerged Combustion Vaporiser) verrà utilizzato come riserva, in caso di picco, malfunzionamento e/o manutenzione di uno dei vaporizzatori ad acqua di mare. L' SCV avrà una portata di 178 t/h di GNL. Tale tipo di vaporizzatore consiste in un serbatoio in calcestruzzo, contenente acqua calda (20 °C), dove è immerso un fascio tubiero in acciaio inossidabile.

Il GNL viene gassificato mediante passaggio attraverso il fascio tubiero. L'acqua industriale viene riscaldata utilizzando uno o più bruciatori sommersi; un tubo discendente convoglia i gas attraverso l'acqua prima che questi vengano dispersi attraverso il camino di scarico dei fumi in atmosfera, mentre l'acqua di combustione viene recuperata, assieme al proprio contenuto termico, all'interno del bagno. Il processo di combustione sommersa assicura una efficacia termica vicina al 100%.

Sono previsti i seguenti vaporizzatori:

- quattro vaporizzatori ad acqua mare (ORV - 060.E.01 A/B/C/D), che utilizzano appunto acqua mare come fluido caldo;
- un vaporizzatore a fiamma sommersa (SCV - 060.E.02) che utilizza gas combustibile.

Tutti i vaporizzatori sono progettati per la stessa capacità (potenza riscaldante pari a 34 MW termici cadauno).

Il flusso di acqua di mare attraverso il vaporizzatore ORV è circa costante; esso non è utilizzato per il controllo automatico della capacità dei vaporizzatori.

La portata del gas in uscita dai vaporizzatori (o la sua temperatura) è controllata agendo sulla valvola di ingresso del GNL.

Il flusso di GNL attraverso il vaporizzatore a fiamma sommersa viene mantenuto da un dispositivo di controllo che comanda la valvola di ingresso del GNL.

Stazione di misura gas

A valle della vaporizzazione il gas naturale, prima di essere inviato alla rete di trasporto Snam Rete Gas, passa attraverso una stazione di misura fiscale (070.X.01 A/B/C) dove viene sottoposto a misura fiscale, in accordo alla normativa vigente.

3.5. Fluidi ausiliari

Per quanto riguarda le apparecchiature ausiliarie e la stima dei consumi si faccia riferimento all'elenco in Allegato B.

Produzione aria strumenti e aria industriale

L'unità di compressione è composta da due compressori a vite che funzionano in modalità on/off.

La capacità di ogni compressore è pari al 100% del consumo massimo stimato. In condizioni normali di funzionamento, viene utilizzato solo un compressore.

L'aria compressa umida viene inviata ad un polmone, che regolarizza il flusso di aria a valle, poi fluisce in due unità di filtrazione ed essiccamento. Gli essiccatori sono rigenerati a caldo e funzionano alternativamente.

Un polmone finale attenua le variazioni nel consumo dell'aria e garantisce la disponibilità di un volume di riserva sufficiente per far fronte ad eventuali interruzioni nella fornitura di energia elettrica.

Gas combustibile

Il gas combustibile serve per alimentare il vaporizzatore a fiamma sommersa, le fiamme pilota ed il sistema di accensione della torcia, nonché per garantire alla rete torcia una pressione sufficiente ad escludere l'eventualità di ingressi di aria.

Il gas combustibile viene ottenuto dal gas naturale prelevato all'uscita dei vaporizzatori.

Esso viene depressurizzato e quindi riscaldato sino ad ottenere le caratteristiche tecniche richieste.

Torcia

I gas provenienti dalle valvole di sicurezza ed i vari sfiati sono raccolti ed inviati alla rete torcia.

I gas fluiscono attraverso un barilotto (130.S.01), dove i liquidi vengono separati, dopodiché vengono inviati in torcia (130.D.01).

In condizioni normali di funzionamento non viene inviato gas in torcia, che comunque è progettata per gestire flussi di gas occasionali, corrispondenti alla massima portata del gas di boil off che potrebbe generarsi durante l'operazione di scarico di una nave quando la produzione di gas dall'impianto è interrotta.

La fiamma pilota è permanentemente in funzione.

Sistemi di scarico delle acque reflue

I sistemi di scarico delle acque reflue sono collegati alla rete Solvay

Acqua Antincendio

Sono previste due reti di acqua antincendio separate, una a servizio dell'area pontile (alimentata ad acqua di mare) e l'altra a servizio dell'area impianti, stoccaggio e stazione di caricamento GNL (alimentata ad acqua industriale).

Dai calcoli preliminari la portata d'acqua necessaria risulta di ca. 800 m³/h per l'area pontile e di ca. 2.700 m³/h per l'area impianti, stoccaggio e stazione di caricamento GNL.

L'impianto antincendio sarà alimentato in derivazione dall'esistente rete antincendio Solvay, sia nella zona pontile, che nella zona processo.

Attualmente la rete antincendio del pontile Solvada risulta dotata di due pompe da 800 m³/h ciascuna (una con motore elettrico e una con motore diesel) situate lungo il pontile: per l'alimentazione della rete antincendio nell'area pontile non sono necessarie modifiche dei macchinari esistenti: le installazioni esistenti saranno confermate in fase di ingegneria esecutiva.

Per quanto riguarda l'area di processo e stoccaggio, le esistenti installazioni Solvay, in base a verifica preliminare da confermare in fase di ingegneria esecutiva, risultano adeguate sia in termini di bacini di accumulo che in termini di stazioni di pompaggio a fornire le portate calcolate.

Per ulteriori dettagli sui sistemi antincendio previsti si faccia riferimento anche ai successivi paragrafi 11.1.2 e 11.4.

Acqua potabile e acqua industriale

L'acqua potabile e quella industriale utilizzata dal terminale GNL saranno derivate direttamente dalle reti di distribuzione esistente.

Il consumo di acqua potabile è stimato in 7 m³/giorno.

Non sono previsti consumi continui di acqua industriale. I consumi discontinui di acqua industriale da utilizzare per servizi vari (riempimento vasca SCV, ecc.) sono stati stimati pari a 20 m³/h.

Produzione e stoccaggio dell'azoto

Nel terminale è prevista una rete di azoto gassoso per lo spurgo, l'essiccazione delle linee e delle apparecchiature, nonché la verifica delle flange.

Il terminale viene rifornito di azoto liquido mediante autocisterne e sono previsti due serbatoi di stoccaggio.

L'azoto liquido viene scaricato dalle autocisterne, stoccato, quindi vaporizzato e riscaldato prima di fornirlo alla rete di distribuzione.

L'azoto liquido potrà essere utilizzato anche per la correzione del potere calorifico / indice di Wobbe dell'eventuale GNL fuori specifica (non conforme alle norme italiane).

L'azoto liquido sarà iniettato previa vaporizzazione nel gas naturale a monte della stazione di misura fiscale.

Acqua mare

Una stazione di pompaggio esistente fornisce lo stabilimento Solvay con acqua mare utilizzata per il raffreddamento degli impianti. Attualmente la portata prelevata durante l'estate (quando la temperatura dell'acqua può raggiungere 28 / 29 °C) è 15000 m³/h, mentre in inverno (quando la temperatura dell'acqua può raggiungere 11 / 12 °C) detta portata può essere ridotta.

L'acqua richiesta per coprire i fabbisogni del terminale GNL (15.000 m³/h) è prelevata dalla rete dell'acqua di mare di Solvay a valle della stazione di pompaggio (pressione ca. 4 barg) e viene restituita a valle del punto di presa e a monte degli impianti Solvay.

In corrispondenza della stazione di pompaggio esistente è previsto anche un sistema di clorazione dell'acqua mare, per evitare formazione di depositi nelle apparecchiature degli impianti

L'acqua mare proveniente dai vaporizzatori ad acqua mare viene raccolta in una vasca in cui sono installate 5 pompe centrifughe verticali (170.P.01 A/B/CD/E, 4 in marcia, 1 di scorta).

L'acqua pompata viene restituita, attraverso una tubazione (DN 1500), al collettore dell'acqua mare di Solvay (a valle delle pompe di prelievo) e destinata all'ulteriore utilizzo negli esistenti impianti di stabilimento previo significativo recupero delle frigorie di vaporizzazione del GNL per scambio con acqua del circuito di torre Solvay.

Per quanto riguarda i bilanci di materia e termici ed ulteriori dettagli riguardo al recupero energetico previsto dalla variante di progetto, si faccia riferimento al capitolo 9 (integrazioni con stabilimento Solvay).

3.6. Alimentazione elettrica

Il sistema elettrico di alimentazione del nuovo GNL sarà realizzato in accordo alle prescrizioni della norma UNI EN 1473. Tale norma definisce le linee guida per la progettazione, la costruzione e l'esercizio di tutte le installazioni di terra per il gas naturale liquefatto (GNL).

3.6.1. Elenco utenze

La potenza elettrica assorbita dal nuovo terminale GNL è stimata pari a circa 13 MW. Le utenze principali sono deducibili dai PFD di Progetto.

3.6.2. Connessione elettrica

Per l'alimentazione del nuovo GNL si considera una connessione con doppia alimentazione dal quadro 30 kV di proprietà di Solvay in cabina Mondiglio.

La cabina Mondiglio (di proprietà di Solvay), posta nelle vicinanze della stazione 132 kV Solvay, è alimentata da quest'ultima attraverso due trasformatori 132/30 kV da 80 MVA ONAF.

In cabina sono installati due quadri MT blindati 30 kV, Icc 40 kA, indipendenti, installati in locali separati ed interconnessi per l'alimentazione delle utenze in doppio radiale. I due quadri non hanno celle disponibili ma all'interno dei locali dove sono installati vi è lo spazio per una futura espansione.

Si valuta che l'affidabilità di collegamento sia equivalente a quella della connessione al 132 kV Solvay: la stazione elettrica 132 kV e la cabina 30 kV Mondiglio distano infatti soltanto 50 m l'una dall'altra e sono tra loro collegate in cavo con doppia alimentazione dai due trasformatori 132/30 kV installati in stazione elettrica Solvay.

La potenza disponibile dalla stazione AT per l'impianto Solvay è di 80 MVA. La potenza massima assorbita dallo stabilimento ad oggi è 40 MVA. Vi è il margine per l'alimentazione dell'impianto GNL, attualmente stimata in circa 15 MVA (13 MW).

3.6.3. Descrizione schema unifilare

La cabina Mondiglio alloggerà due celle MT 30 kV per l'alimentazione del terminale GNL; a tal fine saranno posati due cavidotti interrati dalla cabina 30 kV verso il terminale. Gli stessi garantiranno la connessione elettrica per il nuovo sistema GNL (si considera un tracciato di circa 2 km lineari). Il percorso potrebbe svilupparsi in un'area attualmente adibita a magazzino dalla società Ineos.

Nell'area del terminale sarà realizzato un doppio arrivo MT a 30 kV e un doppio montante di trasformazione (circa 16 MVA ONAN, con rapporto 30/6 kV, con predisposizione per possibile futuro innalzamento della potenza mediante raffreddamento ONAF) secondo uno schema doppio radiale, per l'alimentazione degli ausiliari del terminale GNL.

Nella cabina elettrica del terminale sarà installato un quadro di distribuzione a 6 kV, per l'alimentazione delle utenze MT (tipicamente i motori sopra i 200 kW). Due trasformatori 6/0,4 kV alimenteranno il sistema BT realizzato anch'esso in doppio radiale.

Un cavo 6 kV seguirà il percorso delle tubazioni fino al pontile per l'alimentazione delle utenze ivi installate. Si considera la presenza soltanto di utenze BT a 0,4 kV pertanto, in prossimità del pontile, sarà installato un trasformatore in olio 6/0,4 kV da circa 150 kVA per la loro alimentazione. Tutte le utenze installate presso il pontile saranno considerate come privilegiate e pertanto con continuità di servizio garantita dal gruppo elettrogeno di emergenza installato presso il terminale.

3.6.4. UPS

In accordo alla norma UNI EN 1473, un gruppo di continuità (UPS) sarà installato per garantire l'alimentazione privilegiata ai sistemi di controllo e protezione in modo che l'impianto possa essere mantenuto in sicurezza per un minimo di 60 minuti.

3.6.5. Gruppo elettrogeno di emergenza

In accordo alla norma UNI EN 1473, un Emergency Diesel Generator (EDG) deve essere previsto e dimensionato per alimentare sia le pompe primarie GNL (secondo il criterio che solo una pompa per volta sarà in servizio per ricircolare il GNL), sia i carichi essenziali in corrente alternata dell'impianto (secondo una sequenza ed un profilo dei carichi che saranno definiti durante la fase di progettazione successiva). Una eventuale ripartizione di tali due funzioni su due EDG separati potrà essere valutata successivamente.

Come ipotesi preliminare, è possibile ipotizzare l'adozione di n°1 EDG da 1250 kVA a 6 kV che sarà dotato di un serbatoio interrato di carburante con autonomia di 24 ore.

3.6.6. Impianto luce e forza elettromotrice

Il sistema di illuminazione terrà conto del lay-out delle attrezzature e delle apparecchiature. Gli apparecchi di illuminazione saranno posizionati in modo che non vi siano ombre proiettate sulle superfici operative delle apparecchiature. Si tratterà di apparecchi di illuminazione facilmente accessibili per la manutenzione e sostituzione.

L'impianto di illuminazione sarà composto da: illuminazione normale, illuminazione di emergenza, illuminazione di sicurezza e via di fuga.

Grado di protezione: IP 55 minimo per la protezione dagli agenti atmosferici, trattamento resistente alla corrosione.

Classificazione: per atmosfera infiammabile Gruppo II-B.

Superficie: per una temperatura massima T3 (200 °C max) - materiale EEx "d" o Ex "e".

Luci di segnalazione per aerei saranno posizionate nel punto più alto della parte superiore del serbatoio GNL conformemente ai requisiti dell'ICAO (organizzazione internazionale per l'aviazione civile), "Standard internazionali e pratiche consigliate - aerodromi", ultima edizione, e ai regolamenti governativi locali.

Il pontile avrà luci di navigazione in conformità con le normative marine locali.

Ai fini di manutenzione saranno previste prese 400 V trifase e 230 V monofase con protezione differenziale.

3.6.7. Protezione scariche atmosferiche

La protezione contro le scariche atmosferiche dovrà essere conforme alle norme IEC 62305.

Dovranno essere protetti contro le scariche atmosferiche almeno i seguenti impianti: serbatoi e accessori; bracci di scarico; fabbricati; torce e sfiati.

I serbatoi di GNL saranno protetti oltre che dagli effetti dei fulmini e dalle conseguenze indirette della sovratensione e degli impulsi elettromagnetici.

3.6.8. Rete di terra

La messa a terra dovrà essere conforme alle norme IEC, in particolare IEC 60364-5-54.

Per garantire la sicurezza del personale e delle apparecchiature, il serbatoio di GNL sarà provvisto di un circuito equipotenziale collegato al circuito di messa a terra.

Tutte le parti conduttive (strutture, supporti, tubazioni, ecc.) saranno connesse a tale circuito.

3.6.9. Protezione catodica

Tutte le parti metalliche underground / piping / sottomarini dovranno essere protetti, se necessario, contro la corrosione mediante rivestimento appropriato e / o protezione catodica secondo la normativa EN 14505.

3.6.10. Apparecchiature in aree classificate

I materiali installati in aree classificate dovranno essere conformi alla normativa IEC 679 ed i materiali dovranno essere certificati in accordo alla direttiva 94/9/EC.

4. DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE DEI SERBATOI DI STOCCAGGIO GNL

4.1. Indicazioni generali

I serbatoi di stoccaggio GNL sono previsti del tipo a contenimento totale (vedi Disegno n° Q520BOUM00003) in conformità alle norme UNI EN 1473 . La tipologia selezionata prevede essenzialmente un serbatoio a doppia parete: la prima interna in acciaio al 9% nichel abbinato, la seconda, quella più esterna, in CLS armato e precompresso di tipologia criogenica. Il serbatoio interno contiene il liquido criogenico. Il serbatoio esterno contiene i materiali di isolamento del serbatoio, funge da contenimento del gas durante il normale funzionamento e da contenimento secondario in caso di fuoriuscita accidentale del liquido criogenico dal serbatoio interno.

Il serbatoio interno è una costruzione a "sommità aperta" con una parete cilindrica verticale e un fondo piatto realizzati con più strati di acciaio al nichel (9%). Un tetto (sospeso dalla cupola del serbatoio) per il supporto dell'isolante, copre la parte superiore del serbatoio interno.

Il serbatoio esterno si compone di una soletta di fondazione in CLS armato, una parete cilindrica verticale di CLS armato precompresso ed un tetto a cupola in CLS armato. Il rivestimento della superficie interna delle pareti cilindriche è costituito da una barriera al

vapore. Il materiale di rivestimento della soletta di base e delle pareti è costituito da acciaio al carbonio. Il rivestimento del tetto è formato da piastre in acciaio al carbonio.

Sotto il fondo del serbatoio interno e nella parte inferiore della parete del serbatoio esterno viene impiegato un fondo secondario in acciaio al nichel (9%). Il materiale isolante tra il fondo secondario e la parete e soletta di base del serbatoio esterno garantisce la protezione termica del CLS in caso di fuoriuscita accidentale di GNL dal serbatoio interno.

I materiali isolanti del serbatoio sono composti da blocchi di vetro multicellulare per la soletta di base e perlite espansa per la parete laterale e il tetto sospeso.

Tutte le connessioni tubazioni e strumentali passeranno attraverso il tetto del serbatoio.

Non vi sono altri passaggi né attraverso il fondo e la parete del serbatoio esterno né attraverso il serbatoio interno.

Il serbatoio sarà equipaggiato alla sua sommità con tutte le apparecchiature necessarie per il carico e scarico di GNL al suo interno. Le apparecchiature saranno supportate da una piattaforma operativa vincolata sulla cupola superiore del serbatoio e raggiungibile tramite delle scale di servizio esterne.

4.2. Dati progettuali e di esercizio

Capacità netta serbatoi: 2 x 160.000 m³

Diametro interno del serbatoio metallico: 80 m

Diametro interno del serbatoio in CLS: 82 m

Altezza serbatoio (mantello cilindrico): 37,5 m

Altezza serbatoio (al colmo tetto CLS): 49 m

Densità nominale del prodotto: 461 kg/m³

Temperatura nominale minima del GNL: -165 °C

Pressione interna massima progetto: + 290 mbar_g

Pressione interna minima progetto: - 6.5 mbar_g

4.3. Serbatoio interno

Il serbatoio interno in metallo che funge da contenitore del liquido è un cilindro verticale con sommità aperta e fondo piatto, coperto da un tetto piatto sospeso dal tetto a cupola del serbatoio esterno, per il sostegno dell'isolante termico (perlite).

Tutti i componenti del serbatoio interno saranno realizzati in acciaio al 9% nichel. Per resistere alla fragilità a rottura, l'acciaio verrà prodotto con una tenacità aumentata. Saranno presi in esame ulteriori requisiti tra cui la limitazione del massimo contenuto di zolfo e fosforo e le prove ad ultrasuoni.

Nella produzione, fabbricazione e realizzazione del serbatoio interno verranno rispettate rigorosamente tutte le procedure di controllo e qualità.

L'involucro del serbatoio interno è provvisto di elementi di rinforzo per resistere alla pressione esterna risultante dal compattamento dell'isolamento in perlite granulare introdotto nello spazio circolare tra le pareti del serbatoio esterno e quelle del serbatoio interno.

4.4. Serbatoio esterno

Il serbatoio esterno funge da barriera alla pressione prodotta dal vapore proveniente dal GNL e contiene i materiali isolanti del serbatoio. Il serbatoio esterno rappresenta anche un contenimento secondario per il GNL in caso di lenta fuoriuscita accidentale del prodotto dal serbatoio interno.

Il serbatoio esterno si compone di una soletta in cemento armato, una parete cilindrica verticale post-tensionata e un tetto a cupola in cemento armato.

4.5. Fondo secondario

Tra gli strati dell'isolamento realizzato con blocchi di vetro multicellulare nella base del serbatoio è posizionato un fondo secondario in acciaio al nichel (9%). In caso di fuoriuscita accidentale dal serbatoio interno, il GNL viene contenuto da questo fondo secondario.

Sono previsti strati di vetro multicellulare tra il fondo del serbatoio interno e il fondo secondario, nonché tra il fondo secondario e la soletta di base del serbatoio esterno. Il vetro multicellulare tra il fondo secondario e la soletta di base garantisce la protezione termica della soletta in cemento.

Tutti i componenti del fondo secondario saranno realizzati in acciaio al nichel (9%) che verrà fabbricato secondo gli stessi requisiti applicabili ai materiali del serbatoio interno. I materiali di riempimento utilizzati per saldare il fondo secondario saranno conformi agli stessi requisiti applicabili ai materiali del serbatoio interno.

4.6. Sistemi di isolamento termico

I sistemi di isolamento termico del serbatoio devono limitare la formazione di gas di boil off proveniente dal serbatoio a causa delle dispersioni termiche.

Le temperature ipotizzate per la progettazione dei sistemi di isolamento sono: una temperatura del GNL di - 165°C, una temperatura ambiente di + 35°C.

L'isolamento della base è realizzato con blocchi in vetro multicellulare sotto la parte centrale del serbatoio.

Il materiale disposto al di sopra, al di sotto e tra gli strati dell'isolamento della base costituito da blocchi in vetro multicellulare è feltro impregnato di bitume.

Strati di cemento verranno inseriti nel sistema di isolamento della base sotto il fondo del serbatoio interno, nonché al di sopra e al di sotto del fondo secondario.

Tra gli strati dell'isolamento realizzato con blocchi di vetro multicellulare nella base del serbatoio è posizionato un fondo secondario in acciaio al nichel (9%). In caso di fuoriuscita accidentale dal serbatoio interno, il GNL liquido è contenuto da questo fondo secondario.

Sono previsti strati di vetro multicellulare tra il fondo del serbatoio interno e il fondo secondario, nonché tra il fondo secondario e la soletta di base del serbatoio esterno. Il vetro multicellulare tra il fondo secondario e la soletta di base garantisce la protezione termica della soletta in cemento.

Lo spazio circolare tra l'involucro del serbatoio interno e la parete del serbatoio esterno è isolato con perlite espansa. La perlite viene espansa in loco e posata attraverso aperture di riempimento poste nel tetto a cupola.

Sull'involucro del serbatoio interno viene esercitata una pressione dovuta al compattamento della perlite. Questa pressione viene ridotta mediante mantelli in vetroresina resilienti applicati sulla superficie esterna dell'involucro.

L'isolamento del tetto del serbatoio è ottenuto posando perlite espansa sulla superficie del tetto sospeso.

Il bordo esterno del tetto sospeso è sigillato alla parte superiore dell'involucro del serbatoio interno utilizzando vetroresina come materiale. La tenuta serve per evitare l'ingresso della perlite nel prodotto contenuto nel serbatoio.

4.7. Apparecchiature del serbatoio GNL

4.7.1. Penetrazioni e tubazioni interne

Colonne pompe

Sono previste quattro colonne per pompe, inclusa una colonna di riserva.

Ogni colonna per pompa è provvista di un gruppo valvola di fondo.

Alla base di ogni colonna per pompa è prevista una linea di spurgo ad azoto.

Le colonne per pompe saranno sostenute dal tetto del serbatoio esterno e supportate mediante controventature, fissate all'involucro del serbatoio interno.

Tubazioni del processo

Per ogni serbatoio, saranno previste le seguenti linee tipiche:

- una linea di riempimento dall'alto con un deflettore per gli spruzzi;
- una linea di riempimento dal basso;

Questo doppio riempimento evita il rischio di "rollover": durante lo scarico della nave, il serbatoio viene riempito attraverso la linea di riempimento dal basso in caso di GNL leggero, o attraverso la linea di riempimento dall'alto in caso di GNL pesante o attraverso entrambe le linee.

- una linea del gas di boil off verso i compressori del gas di boil off;
- una linea di raffreddamento provvista in testa di ugelli di spruzzo immediatamente al di sotto del tetto sospeso;

Conessioni per lo spurgo

- una linea di alimentazione e distribuzione dell'azoto alla base del serbatoio interno;
- uno sfiato al centro del tetto a cupola;
- due linee di sfiato che portano ad un anello di spurgo perforato posto alla base dello spazio circolare tra il serbatoio interno e quello esterno;
- due linee di sfiato, ciascuna collegata ad un filtro posto nell'isolamento della base sotto il fondo del serbatoio interno;

- due linee di alimentazione dell'azoto che portano ad un comune anello di distribuzione posto sotto il rivestimento del fondo secondario;

- due linee di sfiato, ciascuna collegata a due serie di filtri posti nell'isolamento della base sotto il rivestimento del fondo secondario.

Bocchelli per la strumentazione del serbatoio

Per la strumentazione del serbatoio, sul tetto del serbatoio stesso saranno previsti i seguenti bocchelli:

- due bocchelli per servointicatori di livello con indicazione remota del livello e allarme.;
- allarme di alto livello con indicazione remota;
- un passaggio con pozzetto di calma per il sensore di bassa T;
- un passaggio per il sensore di bassa T utilizzato per indicare la temperatura nello spazio del gas sotto il tetto sospeso;
- un passaggio per il sensore di bassa T utilizzato per indicare la temperatura nello spazio della cupola sopra il tetto sospeso;
- un passaggio nel tetto del serbatoio esterno per i sensori di rilevamento delle perdite ed il monitoraggio delle operazioni di raffreddamento;
- tre passaggi per trasmettitori di pressione e manometro;
- due passaggi di riserva.

4.7.2. Strumentazione del serbatoio GNL

La descrizione dei sistemi fornita più avanti è una descrizione tipica. Le specifiche finali verranno stabilite dopo uno studio tecnico dettagliato nel rispetto dei documenti di progetto.

Sistema di rilevamento delle perdite del serbatoio, del gas e degli incendi e sistema di monitoraggio del raffreddamento

- Sistema di rilevamento delle perdite dal serbatoio e sensori di raffreddamento

Il sistema di rilevamento delle perdite dal serbatoio si baserà su un sensore a fibre ottiche come sistema primario e sensori termici RTD come sistema ridondante di riserva.

Il fondo del serbatoio interno e l'involucro verranno monitorati per rilevare il profilo di temperatura durante l'esercizio e il processo di raffreddamento. I sensori di raffreddamento saranno del tipo RTD Pt 100.

- Rilevamento degli incendi

Il sistema di rilevamento degli incendi sarà basato su sensori tipo UV/IR.

- Rilevamento del gas

Saranno installati rilevatori di gas in corrispondenza dei pozzetti delle pompe sulla piattaforma principale sul tetto del serbatoio.

Sistema di misurazione del livello e protezione dalla tracimazione

Il sistema per la misurazione del livello e il monitoraggio della densità e della temperatura comprenderà almeno un servomisuratore LTD e due indicatori di livello con allarme.

- Densimetro LTD

Un automatismo viene utilizzato per spostare i sensori di densità e temperatura lungo tutta l'altezza del liquido e trasmettere tutti i dati all'unità di controllo (ubicata nella sala controllo): livello, posizione del sensore, densità, temperatura e allarmi collegati alla posizione del sensore.

Attraverso il software supportato da un microcomputer PC compatibile, l'operatore può scegliere la posizione del sensore. Sono disponibili due posizioni: sensore posto sul fondo del serbatoio o sensore posto sulla superficie del liquido.

- Indicatori di livello

Possono essere specificati diversi sistemi in fase di ingegneria di dettaglio.

Essi saranno del tipo EEx"d" II AT3 a prova di esplosione con protezione dagli agenti atmosferici IP 55.

- Interruttore di altissimo livello

Si tratta di un terzo strumento indipendente per l'interruzione in caso di allarme di altissimo livello. Il sensore sarà connesso ad un sistema di fermata di sicurezza per la protezione dalla tracimazione.

Strumentazione per la pressione

Il serbatoio GNL sarà provvisto dei seguenti dispositivi di pressione:

- trasmettitore di pressione (pressione assoluta) per il monitoraggio e la lettura della pressione del gas in sala controllo;
- trasmettitori di pressione per:
 - lettura nella sala controllo,
 - controllo della rete torcia,
 - generazione di allarmi di bassissima, bassa, alta e altissima pressione;
- manometro per la lettura locale.

Misurazione della temperatura del GNL: sensori termici multipli

La temperatura del GNL all'interno del serbatoio sarà misurata utilizzando sensori RTD con trasmettitori di temperatura.

I sensori termici multipli vengono anche utilizzati per la conferma del livello del serbatoio. Infatti, ciascun sensore, posto lungo l'altezza del serbatoio, viene associato ad un trasmettitore di livello che rivela il numero di sensori immersi nel GNL, e dunque il corretto livello di liquido.

Misurazione della temperatura della fase gas

La temperatura del gas all'interno della cupola (al di sopra del tetto sospeso) e nella fase del gas del serbatoio interno sarà misurata utilizzando sensori RTD con trasmettitori di temperatura.

4.7.3. Impianto elettrico del serbatoio di GNL

Messa a terra e illuminazione del serbatoio di GNL

Si rimanda a quanto descritto nel paragrafo 3.6.

Illuminazione del serbatoio di GNL

Si rimanda a quanto descritto nel paragrafo 3.6.

Luci di segnalazione per aerei

Si rimanda a quanto descritto nel paragrafo 3.6.

Telecamera

Sulla parte superiore del serbatoio verrà installata una telecamera per monitorare tutte le parti critiche (colonne per pompe, valvole di sicurezza, ecc.).

La telecamera avrà un rivestimento anticorrosione del tipo per ambienti aperti e dovrà essere omologata per l'area classificata.

La telecamera sarà integrata nel sistema di televisione a circuito chiuso del terminale.

Apparecchi telefonici (sistema cercapersone)

Saranno installati telefoni sulla piattaforma delle pompe, nel montacarichi, sulla parte superiore della scala a gabbia di emergenza e della scala, a metà strada della scala, alla base della scala e alla base della scala a gabbia di emergenza.

I telefoni saranno integrati nella rete telefonica del terminale.

Punti di segnalazione acustici e visivi

Saranno forniti e installati sistemi di segnalazione acustici e visivi. Ogni punto di segnalazione includerà una luce lampeggiante ROSSA e un segnalatore acustico udibile fino a 100 metri di distanza.

Attorno alla base del serbatoio saranno dislocati 3 punti di segnalazione.

4.7.4. Valvole di sicurezza

Le valvole di sicurezza di scarico della pressione, quelle rompivuoto e quelle di riserva per scarico della pressione dovranno essere conformi ai seguenti requisiti.

Valvole di scarico della pressione (in atmosfera)

Le valvole sono provviste di un tubo che scarica verticalmente ad un'altezza di 10 m al di sopra del tetto in cemento.

La tubazione in uscita da ogni PRV comprende un coperchio (ciabatta) bilanciato da un contrappeso studiato per evitare perdite di carico quando la valvola PRV scarica.

Le valvole PRV sono in acciaio inossidabile o alluminio.

Una valvola PRV sarà di riserva.

Valvole rompivuoto

Le valvole sono tali che l'aria entra solo nello spazio della cupola e non penetra nel tetto sospeso.

Le valvole rompivuoto sono in acciaio inossidabile o alluminio.

Valvole di riserva per scarico della pressione

Le valvole di riserva per scarico della pressione forniscono una protezione aggiuntiva contro la pressurizzazione del serbatoio esterno nel caso in cui il serbatoio interno tracimi e il liquido finisca nello spazio circolare.

4.7.5. Pompe primarie GNL

Il serbatoio sarà provvisto di pompe sommerse per il GNL installate in colonne.

I motori sommersi che azioneranno le pompe del GNL saranno alimentati da cavi criogenici collegati alla scatola di giunzione fissata alla piastra superiore della colonna.

4.8. Fondazioni

I serbatoi GNL sono strutture pesanti e sensibili ai cedimenti e richiedono pertanto l'impiego di fondazioni profonde. Alla luce delle informazioni geotecniche disponibili nella attuale fase di progetto, si prevede che tali fondazioni siano costituite da pali realizzati mediante infissione di camicia metallica, che saranno inserite nel terreno secondo procedura

esecutiva atta ad assicurare sia in fase di esecuzione che in fase di esercizio la non commistione ed interferenza tra i vari acquiferi individuati dalle indagini idrogeologiche preliminari. Diametro, numero e profondità dei pali sono stati valutati in via preliminare con calcoli di pre-dimensionamento sia per la corona di base circolare esterna sia per la fondazione di base interna. In particolare sono stati valutati circa n.300 pali di diametro 1000 mm per la soletta in calcestruzzo di base interna e circa n. 60 pali diametro 2000 mm per la corona di fondazione circolare esterna. In fase di progettazione di dettaglio le fondazioni profonde saranno ricalcolate così come previsto dalle vigenti disposizioni di legge, al fine di soddisfare tutti i parametri necessari a garantire la dovuta sicurezza strutturale al serbatoio.

La disposizione dei pali sarà comunque tale da non creare ostacoli ai regolari deflussi di eventuali falde in subalveo.

Riguardo ai cedimenti, i valori attesi saranno contenuti in quanto è previsto un comportamento dei pali di tipo elastico durante la fase di esercizio del serbatoio.

5. MODIFICHE AL PONTILE ESISTENTE E CONDIZIONI OPERATIVE

5.1. Introduzione

E' prevista un'estensione palificata del pontile esistente Solvay (ca. 430 m), attualmente utilizzato per la ricezione di navi per il trasporto di prodotti chimici (vedi Dis. n° Q52PLKC003), in modo da rendere possibile la ricezione e lo scarico di navi metaniere di taglia fino a ca. 140.000 m³ ed il carico di bettoline di taglia attesa variabile da 1000 m³ a 10.000 m³

Il traffico previsto è di circa 100 navi/anno per navi metaniere di grande taglia, e di 35 navi/anno per le bettoline.

Il pontile esistente è stato progettato per navi da 12000 t (DWT) di stazza, ma attualmente esso serve navi di stazza più ridotta, per il trasporto di etilene (fino a 4000 DWT). In media presso il pontile Solvay oggi viene attraccata e scaricata una nave etileniera ogni 5 giorni, in circa 14 ore.

Sono stati stimati i disturbi dovuti alle onde e le condizioni del vento, con il relativo downtime associato, includendo sia il downtime totale nell'anno che la sua durata continuativa. In

accordo agli Standards internazionali, sono state analizzate le procedure di manovra relative alla navigazione, con l'assistenza di un pilota esperto del SOGREAH Port Revel Centre.

Come risultato di queste analisi si propone di seguito la configurazione preferita di layout, che viene descritta anche con l'ausilio di disegni, ad un livello concettuale.

5.2. Dati meteorologici e oceanografici

Per definire i livelli di mare sono stati utilizzati dati storici in possesso della Marina Militare relativi a maree e a mare mosso (tempeste) e definiti i seguenti valori di progetto, livello mare alto (+ 0,80 m SLM), livello mare basso (- 0,40 m SLM).

Per quanto riguarda i venti, sono stati utilizzati: (1) i dati CLIOSat (da satellite) disponibili per un periodo di 9 anni, (2) dati dettagliati forniti da Solvay e raccolti dalla stazione meteorologica sita a Vada, (3) dati dettagliati (raccolti ogni 3 ore) METEOMER, composti da velocità e direzione vento, (4) dati dell'Istituto Idrografico della Marina (stazione di Livorno).

Come output di tali dati di vento si può affermare che:

- i venti più frequenti sono da Nord Est ma con bassa velocità (inferiore a 5 m/s);
- I venti di maggiore intensità in termini di velocità (venti più forti) soffiano da Sud Ovest (Libeccio) e Ovest (Ponente).

Il 50% dei venti ha una velocità inferiore ai 3,3 m/s e solo l'1% ha velocità superiore ai 13 m/s.

Per quanto riguarda le onde, sono state utilizzate diverse fonti di dati (CLIOSat, DEAM, ecc.) e determinate le altezze di onda, vicino alla costa (es. 40% onde ha altezza maggiore di 0,5 m, il 3,7 % ha altezza maggiore di 2 m) ed al largo.

Sono state indagate anche le onde estreme e studiata con modelli matematici la loro propagazione verso il nostro sito (testa pontile).

Come output principale si può affermare che il settore di onde con contenuto maggiore di energia è quello orientato a 270° rispetto al Nord.

Per definire il "downtime" ossia il periodo morto in cui le operazioni marine (navigazione metaniera, scarico GNL al pontile) sono interrotte a causa del maltempo sono stati studiati gli effetti dei venti e delle onde. Essendo i venti prevalentemente deboli, in questa fase preliminare viene stimato il downtime tenendo in considerazione principalmente il contributo delle onde che risultano esser determinanti nel sito in questione.

E' stata analizzata la batimetria dell'area a seguito di una campagna geofisica effettuata nel novembre del 2003, che viene descritta nell'Allegato D. In particolare, si riscontra che:

- la profondità d'acqua in testa al pontile esistente è di circa 11 m;
- il nuovo pontile sarà costruito in profondità che variano da 11 a 19 m circa;
- la nuova piattaforma di carico/scarico LNG sarà realizzata su fondali che variano da tra i 19 ed i 22 m. Tali profondità vengono ritenute adeguate per l'ormeggio di bittoline e navi metaniere di grande taglia,

I dati geotecnici relativi al pontile esistente sono stati forniti da Solvay e le condizioni del suolo risultano in linea generale favorevoli all'installazione di pali (argilla sovra-consolidata).

Inoltre, essendo i lavori di costruzione del nuovo pontile e nuova piattaforma di carico/scarico GNL lontani dalla linea di costa ed in particolare al di fuori della zona di frangimento delle onde, tali strutture non comporteranno problemi legati al movimento di sedimenti pertanto non si prevedono variazioni della morfologia della linea di costa correlati alle nuove strutture (avanzamento o erosione della linea di costa). Quest'ultimo fattore risulta estremamente importante ai fini della minimizzazione dell'impatto ambientale.

5.3. Criteri progettuali

5.3.1. Requisiti infrastrutture marine

Le infrastrutture marine devono essere tali da poter ricevere navi metaniere e bittoline. Lo schema di attracco in allegato, dalle prime analisi effettuate risulta sufficiente per effettuare l'attracco in sicurezza di tali navi. Al fine di ottimizzare l'ingegneria e gli aspetti legati alla stabilità dell'attracco delle navi alla piattaforma, potrà esser necessario aggiungere o effettuare dei leggeri spostamenti delle briccole di ormeggio.

5.3.2. Nave massima attesa – metaniera 140.000 m³

Il terminale sarà idoneo a ricevere metaniere di capacità fino a ca. 140.000 m³. A titolo di esempio di seguito si riportano le caratteristiche principali di una nave da 138.000 m³ raffigurante la tipologia di nave massima attesa :

Tabella 5.1 – Metaniera da 138.000 m³

Capacità	138.000 m ³
Lunghezza fuori tutto	264 m
Larghezza	46 m
Pescaggio a pieno carico	ca. 11,5 m

5.3.3. Nave minima attesa – bettolina da 1000 m³

A titolo di esempio di seguito si riportano le caratteristiche principali di una nave da 1.078 m³ raffigurante la tipologia di nave minima attesa :

Tabella 5.2 – Metaniera da 1.078 m³

Capacità	1078 m ³
Lunghezza fuori tutto	69 m
Larghezza	11.8 m
Pescaggio a pieno carico	ca. 3.5 m

5.3.4. Soglie operative

Le soglie massime operative per le varie operazioni marine sono state definite tenendo presenti sia gli intervalli utilizzati usualmente sia i risultati più idonei per la tipologia di nave oggetto di ormeggio:

Tabella 5.3 – Soglie operative usuali

Operazione	Onda (Hs in m)		Vento (m/s)
	Trasversale	Longitudinale	(primo valore trasversale, secondo valore longitudinale)
Ormeaggio	Da 1,0 a 1,2	Da 1,2 a 1,5	Da 12 a 16
Carico/Scarico LNG	Da 1,0 a 1,5	Da 1,5 a 2,2	Da 15 a 20
Disconnessione delle linee	Da 1,2 a 1,8	Da 1,5 a 2,0	Da 20 a 25
Rimorchiatori / imbarco pilota	Da 2,0 a 2,5 m		

Facendo una comparazione con la frequenza del vento è possibile concludere che il downtime dovuto al vento risulta molto basso. Infatti la frequenza con cui un vento di 15 m/s viene superato ammonta allo 0,5 %, mentre la frequenza con cui un vento di 20 m/s viene superato è trascurabile in termini operativi.

Pertanto la componente determinante per la determinazione del downtime resta sempre e comunque l'altezza d'onda significativa. Nel seguente paragrafo viene effettuata una stima preliminare dei valori globali di downtime.

5.3.5. Inoperatività (downtime)

Sono stati analizzati:

1. il downtime totale dovuto a ragioni meteorologiche (medio nell'anno);
2. il numero di giorni continui di downtime dovuto a ragioni meteorologiche.

Come riferimento agli standards operativi legati agli ormeggi di metaniere presso terminali GNL, possono essere indicati i seguenti intervalli:

- downtime totale annuo : max 8 %;
- Stop operazioni per una massima durata continua: 3 giorni.

Questo valore si dovrà incrociare con la frequenza reale delle navi attraccate al pontile, pertanto il downtime reale e relativo alle operazioni di carico/scarico delle bettoline risulterà inferiore ai valori sopra indicati.

5.3.6. *Requisiti dell'ormeggio*

Briccole

Il layout delle briccole d'ormeggio è definito in accordo ai più recenti standards internazionali, forniti da OCIMF e SIGTTO ([7]-[10]). Si veda la relativa descrizione al par. 5.6.1

Piattaforma di scarico

In questa fase può essere considerata una piattaforma di forma come quella indicata dall'allegato Q52PLKC003 e di superficie circa pari a 1200 m². La piattaforma sarà munita di tutte le apparecchiature e le strumentazioni necessarie per attracco delle navi, gestione delle operazione di carico/scarico navi GNL ed attivazione e gestione dei sistema di sicurezza ed antincendio.

5.4. Requisiti di sicurezza

5.4.1. *Preambolo*

I requisiti di sicurezza per la manovra delle navi sono stati stabiliti sulla base dell'esperienza e della normale pratica operativa.

Sono state determinate le distanze di sicurezza tra le navi metaniere e quelle etileniere:

- In una prima fase preliminare (definizione degli schemi alternativi) sulla base delle conoscenze di progetti simili;
- In una seconda fase (preparazione del disegno concettuale finale relativo allo schema prescelto) tenendo presenti le indicazioni dell'ABS / EQE, che vengono brevemente riportate di seguito per quanto riguarda le strutture marine.

5.4.2. *Indicazioni dello studio ABS/EQE*

EQE International (membro dell'ABS Group) è stata incaricata di eseguire l'analisi preliminare di sicurezza del terminale.

Questo studio ha analizzato i seguenti possibili rischi per la sicurezza del pontile:

- Errore durante le operazioni di attracco ed ormeggio,
- Perdita di GNL (con conseguente rischio di flash fire, esplosioni, pool fires, jet fires...).

Per minimizzare i suddetti rischi è stata determinata, a seguito di diverse simulazioni, una distanza di sicurezza tra le navi etilene e metaniere pari a 150 m.

5.5. Interventi sul pontile

La lunghezza dell'estensione di progetto del pontile, pari a 430 m circa, è stata determinata al fine di rispettare la minima distanza di sicurezza tra le due piattaforme di attracco. In tale senso si richiama quanto discusso nel Rapporto Preliminare di Sicurezza ai sensi della legge sulla normativa in materia di impianti a rischio incidente rilevante D.L.vo 334/99 e s.m.i., preparato e presentato al CTR competente per territorio, nel 2005.

NUOVE TUBAZIONI

E' da prevedere l'installazione delle seguenti tubazioni:

- N° due tubazioni (36") di trasferimento GNL
- Linea di ritorno vapori (18")
- Altre tubazioni criogeniche di collegamento bracci di scarico con tubazioni 36" e bracci bettoline
- Linee fluidi ausiliari

Le nuove tubazioni saranno posate su strutture in acciaio installate lungo il percorso e sopra quelle esistenti (etilene).

STRUTTURE MARINE

Per quanto riguarda le strutture del pontile esistente, tra i mesi di settembre ed ottobre 2003 è stata effettuata, ad opera della società DNT Offshore, una campagna di sopralluoghi e controlli non distruttivi che hanno riguardato sia le strutture emerse sia quelle immerse in acqua: la campagna che ha incluso l'effettuazione di prove di spessore in ca. 3.900 punti ha confermato il buono stato di conservazione sia delle strutture in calcestruzzo sia delle strutture metalliche e la loro idoneità agli impieghi previsti dal progetto [0].

In parallelo è stata effettuata una verifica dei calcoli strutturali redatti per il pontile esistente, accertando che non tutte le tubazioni ed apparecchiature considerate nel progetto originale sono state effettivamente installate e che ciò consente di installare apparecchiature e tubazioni addizionali con limitate modifiche alle principali strutture portanti esistenti (si veda a tal proposito il parere tecnico in Allegato E).

5.6. Configurazione piattaforma di scarico GNL

5.6.1. Progetto sistema attracco / ormeggio

Il progetto concettuale dei sistemi di attracco/scarico è stato definito secondo i criteri di ingegneria marittima e portuale più recenti applicati alle navi GNL.

Le bricole di ormeggio sono state disposte in modo da ottenere ideali angoli orizzontali e verticali tra le linee di ormeggio e gli assi della nave.

La distanza minima tra gli ammortizzatori interni, oltre a rispettare i valori standard, è stata progettata per essere efficiente per le navi specifiche del progetto. A questo scopo, rispetto al progetto originale sono stati aggiunti quattro ammortizzatori centrali al fine di ormeggiare le bettoline. Gli ammortizzatori più esterni sono stati pensati di altezza e numero tale da soddisfare l'ormeggio di navi sia di grande taglia (140.000 m³) che di piccola taglia.

Il livello superiore della bricola è progettato al fine di evitare angoli verticali elevati come disciplinato dagli standard internazionali quali che siano le condizioni ambientali (alta / bassa marea) e le caratteristiche delle navi (completamente cariche /zavorrate

5.6.2. Definizione della configurazione

La configurazione del sistema di attracco / ormeggio è stata definita considerando i criteri precedentemente elencati e gli altri criteri tecnici qui di seguito riportati:

- la configurazione dell'ormeggio/ancoraggio è definita secondo gli standard internazionali applicati alle navi metaniere;
- le manovre di navigazione, verso l'attracco ed in partenza dall'attracco, puntano ad essere sicure e facili;
- l'orientamento del pontile è definito per ridurre il periodo morto (downtime) al valore minimo possibile .

La soluzione selezionata consiste quindi in:

- piattaforma di attracco, carico/scarico GNL sul lato nord;
- pontile realizzato come estensione del pontile esistente.

Il valore della distanza di sicurezza tra le navi metaniere ed etileniere è stata utilizzata per la definizione della posizione dell'attracco.

La configurazione trae beneficio da acque profonde che consentono di evitare qualsiasi dragaggio.

Questa configurazione è stata scelta soprattutto per i due motivi seguenti:

- la partenza d'emergenza della nave è sicura: dati i forti venti predominanti da ovest e sud ovest, è agevole lasciare la banchina, quando il lato di attracco è quello sinistro della nave;
- lo schema permette un'abilità operativa superiore per i rimorchiatori quando il mare è agitato in direzione sud ovest, dato che possono trarre beneficio dal riparo della nave (possono operare in effetti dal lato nord della nave, spingendola verso l'attracco).

BIBLIOGRAFIA

- [0] DNT Offshore, Final Report on Visual and NDT Inspection at existent Vada Jetty, DNT Doc. Nr. DNT03RE012, November 2003
- [1] EQE International Ltd / ABS Group Ltd, Rosignano LNG terminal: Berth separation evaluation, rapporto n° 494-01-R1 Draft1, 25 maggio 2001
- [2] SOGREAH (Febbraio 1999) LNG e pontile policarburante a Trombay (India), resoconto 51 22 99 1 R2 per la TOTAL,
- [3] SOGREAH (Dicembre 1997), Porto Turistico di Marina di Pisa, Studio di fattibilità, resoconto 51 2314 R1 per la IPI S.p.A
- [4] SOGREAH (Marzo 2001) Rovigo LNG Terminal, Conceptual design and model studies of marine works, fase 1 resoconto: selezione del concetto, resoconto 71 2042R1 per la SOFREGAZ
- [5] Autorità di bacino del fiume Arno (1994): "L'evoluzione e la dinamica del litorale prospiciente i bacini dell'Arno e del Serchio e i problemi di erosione della costa"
- [6] British Standards, Parte 4: "Maritime structures. Code of practice for design of fendering and mooring systems", 1994
- [7] SIGTTO: "Site selection and design for LNG Ports and Jetties", articolo informativo n° 14, 1997.
- [8] PIANC: "Criteria for Movements of Moored Ships in Harbours" – Resoconto del gruppo di lavoro No. 24, 1995.
- [9] OCIMF: "Guidelines and Recommendations for the Safe Mooring of Large Ships at Piers and Seas Islands", Oil Companies International Marine Forum Publication, Seconda Edizione, 1997.
- [10] PIANC: "Report of the International Commission For Improving the Design of Fender Systems", Permanent International Association of Navigation Congresses, Aggiornamento No. 45, 1984.
- [11] PIANC: "Under Keel Clearance for Large Ships in Maritime Fairways", Aggiornamento 51, 1985.

6. DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE TUBAZIONI DI SCARICO, CARICO E RICIRCOLO GNL

6.1. Introduzione

L'invio del GNL dalla piattaforma di scarico, sul Pontile Solvada, ai serbatoi di stoccaggio a terra avverrà mediante tubazioni criogeniche.

Il sistema è costituito principalmente di:

- 2 linee da 36" attraverso cui durante le fasi di scarico nave il GNL viene spedito a mezzo delle pompe di bordo dalle navi ai serbatoi a terra;
- 1 linea da 18" attraverso cui durante la fase di scarico il vapore espulso dai serbatoi di stoccaggio viene rinviato alle cisterne della nave.

Le due tubazioni da 36" sono collegate ad anello e consentono la ricircolazione di una modesta portata di GNL per mantenere in bassa temperatura il sistema durante due successive fasi di scarico.

La lunghezza totale delle linee dalla piattaforma di scarico sul pontile fino ai serbatoi di stoccaggio è di circa 5.450 m di cui ca. 2.150 m corrono sul pontile e 3.300 m corrono a terra. La parte a terra è interrata allo scopo di migliorare la sicurezza del sistema e ridurre l'impatto visivo.

Il tracciato delle tubazioni si svilupperà in larga parte lungo la pista tubazioni Solvay esistente nell'area di interesse ed insisterà interamente su terreno di proprietà della Solvay

Lungo le tubazioni saranno previsti, in accordo alle normative vigenti, organi di intercettazione automatica in quantità e tipologia idonea a consentire l'immediata segregazione delle condotte in caso di fuoriuscita accidentale di liquido.

6.2. Dimensionamento delle tubazioni

Il calcolo progettuale utilizza i seguenti dati:

- Portata massima GNL per tubazioni di scarico: 12.000 m³/h
- Portata nominale GNL di ricircolo: 860 m³/h
- Densità GNL: 461 kg/m³
- Minima prevalenza nave: 80 m

- Pressione serbatoi di stoccaggio (max): 1230 mbara
- Massima elevazione ingresso serbatoi: 56 m s.l.m.

In fase esecutiva il dimensionamento delle tubazioni di scarico e di ricircolo sarà determinato attraverso un calcolo basato sulla pressione di esercizio normale e sulle sovrappressioni connesse a fenomeni transitori (colpo d'ariete).

In particolare la sovrappressione da colpo d'ariete sarà valutata, in via cautelativa, assumendo la chiusura istantanea delle valvole di intercetto installate sulle tubazioni. Si segnala invece che, durante le operazioni di scarico GNL e durante l'esercizio a regime del terminale, il tempo di chiusura di dette valvole è solitamente compreso fra 20 e 30 secondi, inducendo in tal modo un effetto di smorzamento e quindi una riduzione del colpo d'ariete.

Il dimensionamento sarà in accordo ai codici di calcolo internazionali più appropriati.

Per il carico delle bettoline non è prevista alcuna tubazione dedicata di collegamento tra i serbatoi di stoccaggio ed il pontile. L'operazione di caricamento sarà effettuata con l'impianto di rigassificazione in assetto di ricircolo e la linea la linea di caricamento GNL sarà derivata mediante stacco dalle tubazioni in testa al pontile.

Portata massima GNL per tubazioni di carico bettoline: 1.000 m³/h.

Per il carico delle autocisterne sarà prevista una linea dedicata che collega il collettore di mandata delle pompe di bassa pressione alla stazione di caricamento. Saranno previste valvole di blocco sia in prossimità dello stacco dal collettore di mandata pompe che in ingresso all'impianto di caricamento.

Portata massima GNL per tubazioni di carico autocisterne: 270 m³/h.

6.3. Materiale e tipologia delle tubazioni

E' previsto l'utilizzo di tubazioni del tipo "Pipe-In-Pipe" per le condotte che vanno dalla piattaforma di attracco per le navi metaniere ubicata sulla testa del pontile Solvada fino allo stabilimento.

Questa tecnologia è diffusa da diversi anni nell'industria petrolifera "offshore" per il trasferimento di idrocarburi ad elevata temperatura; più recentemente se ne va diffondendo l'utilizzo per impieghi criogenici nell'industria del GNL.

Sistemi di questo genere per il trasferimento di gas liquefatto con lunghezze analoghe sono già in esercizio a partire dallo scorso anno (Progetto Camisea, Perù) e sono di prossima

realizzazione per il progetto GNL di Freeport (USA) con l'approvazione delle Autorità Americane (FERC)

L'adozione di queste tecnologie è stata supportata da un vasto programma di ricerca industriale che ha visto coinvolte le major petrolifere (tra cui: BP, Exxon-Mobil, Total, Gas De France, etc.).

Il suddetto programma ha coperto ricerche su materiali, prove su modelli in scala 1:1 per verifiche di costruibilità ed accertamento delle performances operazionali, messa a punto di modelli matematici basati sugli elementi finiti per la simulazioni dello stato di sollecitazione meccanico e termico

La tecnologia è stata certificata da ABS e DNV.

Il sistema linee "Pipe In Pipe" è costituito da:

- Tubazione interna in acciaio ad alto contenuto di Nickel dimensionata per resistere alle sollecitazioni meccaniche e termiche del liquido criogenico
- Strato isolante ad altissima efficienza basato sull'utilizzo di vuoto e/o materiale con caratteristiche di isolamento dipendenti dall'orientamento delle nanoporosità
- Tubazione esterna per fornire adeguata protezione meccanica alla coibentazione ed al tubo interno.

Il sistema riduce drasticamente le contrazioni termiche, consentendo l'eliminazione dei loops di espansione: ne consegue la riduzione della lunghezza delle tubazioni e la riduzione della larghezza della pista occupata. Tali vantaggi sono rilevanti soprattutto nel tratto di linea che corre sul pontile Solvada, dove le tubazioni GNL saranno posizionate lungo il percorso tubi esistente (tubazioni etilene); a tal fine si utilizzeranno gli spazi disponibili sulla pista tubazioni, originariamente previsti per la posa di tubazioni di scarico addizionali e mai installate. Saranno perciò minimizzati gli interventi di modifica sulle strutture esistenti del pontile.

Per quanto riguarda la parte a terra, la riduzione delle contrazioni termiche tipica del "Pipe In Pipe" consente l'interramento delle tubazioni per tutto il percorso, con evidenti riduzioni dei rischi, miglioramento della sicurezza e riduzione dell'impatto visivo.

In particolare, potrà consentire il passaggio delle linee in prossimità del villaggio pontile nonché gli attraversamenti con tecniche di costruzione più semplici, sperimentate ed affidabili. Si potrà quindi evitare l'utilizzo del tunnel di contenimento e dei relativi sistemi di monitoraggio e controllo di più incerta affidabilità.

Studi preliminari hanno dimostrato che l'interramento delle tubazioni criogeniche non ha controindicazioni per quanto riguarda possibili fenomeni di congelamento del terreno adiacente: simulazioni condotte anche con tecniche di calcolo agli elementi finiti hanno dimostrato che temperature minori di 0 °C si raggiungono solo in poche circostanze e per limitati spessori di terreno. Le temperature possono essere controllate attraverso l'ottimizzazione della profondità di posa del tubo e della qualità dei materiali di riempimento degli scavi. Tali studi saranno sviluppati nella fase esecutiva del progetto una volta in possesso delle caratteristiche chimico-fisiche del terreno.

6.4. Tracciato delle tubazioni

Il tracciato preliminare delle tubazioni è riportato nel disegno allegato (vedi Dis. n° Q521INUM001).

Il percorso si snoda a partire dal piattaforma di attracco per le navi metaniere ubicata sulla testa del pontile Solvada, corre quindi parallelamente al molo Vittorio Veneto e prosegue in prossimità del villaggio pontile. Da questo punto, le linee seguono il tracciato delle tubazioni Solvay esistenti verso lo stabilimento.

Il percorso incontra alcune strade minori e tre attraversamenti principali: la S.P. Aurelia, la ferrovia Livorno – Grosseto ed il fiume Fine.

L'ultima parte del tracciato delle condotte criogeniche è tale da evitare l'impatto relativo alla nuova area golenale conseguente al progetto di messa in sicurezza (da parte di Solvay) del Fiume Fine. Esso è inoltre tale da non aggravare le attività di costruzione. Inoltre, si evidenzia che il tracciato si svolge interamente all'interno della proprietà Solvay.

7. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE DI CARICAMENTO GNL SU AUTOCISTERNE

Una nuova stazione di caricamento di automezzi verrà realizzata e collegata al terminale GNL e sarà concepita per garantire un carico parallelo di no.3 autocisterne. La disposizione della stazione di caricamento GNL è visibile nel dis n° Q521IDKM001.

Le autocisterne avranno dimensioni di circa 50 m³; il caricamento delle autocisterne potrà essere effettuato 24 ore su 24 ore, 6 giorni su 7.

I tempi di caricamento autocisterne sono stimati come segue:

- Per le autocisterne “fredde”: attorno ai 45’ per la sola operazione di carico, più ulteriori 30’ circa per le operazioni di verifica del camion/pesa/connesione/disconnessione;
- Per le autocisterne “calde”: attorno ai 75’ per le operazioni come da autocisterne “fredde”, più ulteriori 60’ circa per la fase di messa in freddo.

Si considera un numero medio giornaliero pari a 20 autocisterne.

La linea di caricamento del GNL (6”) termina con la connessione al sistema di distribuzione ai bracci di carico (3”) per il trasferimento del GNL alle autocisterne.

Il percorso delle autocisterne è stato concordato con Solvay e impostato tale da minimizzare l’interferenza con il percorso degli automezzi di Solvay.

8. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE DI CARICAMENTO GNL SU BETTOLINE

Il sistema di caricamento marittimo GNL sarà progettato per consentire il caricamento di bettoline

La linea di caricamento (12”) del GNL sarà derivata mediante stacco dalle tubazioni posta in testa al pontile.

9. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE DI CARICAMENTO GNL SU VAGONI FERROVIARI (FUTURO)

Il Terminale verrà realizzato con spazi predisposti per una eventuale futura nuova stazione di caricamento di treni. Tale caricamento sarà eventualmente previsto attraverso i camion (muniti di serbatoi di tipo “Isocontainers) precedentemente caricati nella stazione di caricamento GNL. La predisposizione per un’eventuale stazione futura di caricamento GNL è visibile nel dis n° Q521IDKM001.

10. SISTEMI DI CONTROLLO ED AUTOMAZIONE

10.1. Caratteristiche operative

Il sistema di controllo dell’impianto sarà progettato per l’ottenimento continuo di portate prossime a quelle di progetto. Esso, mediante una regolazione automatica, correggerà i disturbi provocati dalle più svariate cause (variazioni condizioni climatiche, di processo o dei fluidi ausiliari).

Il sistema di controllo sarà in grado di gestire i transitori durante l'avviamento e le fermate (normali e di emergenza).

Le fasi di carico delle bettoline, di scarico delle navi metaniere e il carico delle autocisterne (truck loading) verranno gestite dal sistema di controllo principale, da cui sarà possibile monitorare e controllare tutte le operazioni automatiche.

L'azionamento manuale dei sistemi di controllo si limiterà a casi speciali quali: avviamento delle principali apparecchiature, trasferimento del GNL, operazioni semplici come riparazioni di apparecchiature di controllo in campo.

Tutte le operazioni dell'impianto saranno generalmente controllate e dirette dalla sala controllo. Gli operatori della sala controllo saranno messi in grado di monitorare tutte le variabili importanti dell'impianto e, grazie ad un sistema di allarme, verranno avvertiti dell'esistenza di condizioni anomale in modo che possano informare il personale esterno ed effettuare interventi correttivi in modo tempestivo.

Il sistema di controllo e supervisione di impianto sarà composto dalle sezioni relative a:

- sistema di controllo di processo (PCS);
- sistema di arresto di emergenza (ESD);
- strumentazione e valvole;
- sistema di sicurezza di impianto;
- sistema di controllo delle operazioni di molo, relativo sia al carico delle bettoline che allo scarico dalle navi metaniere;
- sistema di comunicazione interno ed esterno.

La sezione relativa al sistema di arresto di emergenza sarà indipendente dalle altre.

Tutte le operazioni dell'impianto saranno generalmente controllate e dirette dalla sala controllo tramite le stazioni di interfaccia operatore del sistema di controllo e supervisione. Gli operatori della sala controllo saranno messi in grado di monitorare tutte le variabili importanti dell'impianto e, grazie ad un sistema di allarme, saranno avvertiti dell'esistenza di condizioni anomale in modo che possano informare il personale esterno ed effettuare interventi correttivi in modo tempestivo.

10.2.Caratteristiche del sistema di controllo di processo

Il sistema di controllo di processo sarà utilizzato per l'automazione di tutti i sistemi di impianto, cioè per tutti i sistemi coinvolti nel processo di rigassificazione del GNL, per tutti i sistemi coinvolti nel carico/scarico del GNL (su bettoline, da metaniere e su autocisterne) e per tutti gli impianti e sistemi ausiliari.

Tutte le attività centrali, come il comando e il controllo di tutto l'impianto, l'elaborazione e la registrazione dei dati di processo e l'elaborazione degli allarme, saranno gestiti dal sistema di controllo di processo. Tutti i segnali necessari per la supervisione, il controllo e il monitoraggio saranno trasferiti al sistema di controllo dell'impianto principale.

Il sistema di controllo di processo sarà tale da:

- consentire la gestione sicura ed efficiente dell'impianto;
- attivare, anche in alternativa al sistema di arresto di emergenza, la funzione di Process Shutdown (PSD) di gruppi di dispositivi;
- essere tale che il suo malfunzionamento totale o parziale non comporti situazioni di pericolo;
- essere caratterizzato da elevata affidabilità;
- essere configurato in modo fail safe;
- consentire il monitoraggio delle sezione elettrica di impianto.

Il sistema di controllo di processo potrà prevedere un sistema di controllo principale e una serie di sistemi di controllo ausiliari.

Il sistema di controllo principale impianto sarà utilizzato per l'automazione dei sistemi il cui guasto comporta una diminuzione della disponibilità dell'impianto di rigassificazione e dei sistemi di carico/scarico del GNL. Tale sistema sarà composto da:

- quadri elettrici di automazione contenenti le interfacce con le apparecchiature di campo e le apparecchiature di elaborazione dei segnali di campo;
- un sistema di distribuzione delle alimentazioni elettriche
- un sistema di interfaccia operatore in configurazione ridondante (operator workstation);
- un sistema di configurazione del sistema di controllo (engineering workstation)
- un sistema di trasmissione dati ridondante, ad alta velocità, alta disponibilità e bassa latenza.

Per l'automazione di sistemi ausiliari di impianto, il cui guasto non ha conseguenze dirette sulla disponibilità del sistema di rigassificazione e di carico/scarico del GNL, saranno utilizzati dei sistemi di controllo ausiliari indipendenti.

Il sistema di controllo ausiliari comprenderà:

- un sistema di automazione, in cui saranno eseguite le funzioni di interfaccia con il campo, l'esecuzione delle logiche di comando e di regolazione e i controlli di gruppo sequenziali;
- i sistemi di trasmissione dati verso il sistema di controllo principale.

La supervisione, il controllo e il monitoraggio degli impianti ausiliari saranno svolte attraverso il sistema di interfaccia operatore del sistema di controllo principale.

Il collegamento al sistema di controllo principale sarà effettuato mediante sistemi ridondanti di trasmissione dati, con protocollo software di comunicazione, e con un numero limitato di segnali cablati.

Il sistema di controllo principale sarà assicurato da un sistema di controllo distribuito a microprocessore (DCS); i sistemi di controllo ausiliari saranno assicurati da sistemi di automazione a microprocessore di tipo PLC.

10.3.Caratteristiche del sistema di arresto di emergenza

Il sistema di arresto di emergenza (ESD) prevederà una sezione di Safety Control System (SCS) e una sezione di Fire, Spill and Gas Detection System (FSGDS). Il sistema FSGDS avrà il compito di rilevare le situazioni pericolose mentre le azioni di messa in sicurezza saranno attuate dalla sezione di SCS. Il sistema ESD comanderà l'attivazione del sistema TVCC nelle aree interessate dagli eventi.

Il safety control system avrà il compito di rilevare le situazioni di pericolo e di ridurne le conseguenze.

Il SCS garantirà le seguenti funzioni:

- rilevamento fughe gas (GNL, gas refrigerante, gas naturale);
- rilevamento sversamenti GNL;
- rilevazione incendi;
- attivazione funzione di arresto di emergenza ESD;
- supervisione, attivazione e controllo dei dispositivi di sicurezza;

- supervisione e controllo dei parametri essenziali per mantenere l'installazione in condizioni sicure.

Il sistema di arresto di emergenza sarà composto da:

- quadri elettrici di automazione contenenti le interfacce con le apparecchiature di campo e le apparecchiature di elaborazione dei segnali di campo;
- un sistema di distribuzione delle alimentazioni elettriche
- un sistema di interfaccia operatore in configurazione ridondante (operator workstation);
- una serie di pulsantiere, sia in sala controllo che in campo, per l'attivazione del sistema di arresto di emergenza
- un sistema di configurazione del sistema di arresto di emergenza (engineering workstation)
- un sistema di trasmissione dati ridondante, ad alta velocità, alta disponibilità e bassa latenza.

Il sistema di arresto di emergenza ESD prevedrà un nodo posizionato nella sala di controllo principale e un nodo nella sala di controllo del molo, in modo da essere indipendenti e aumentare la disponibilità del sistema.

Il nodo ESD nella sala di controllo del molo avrà un'interfaccia diretta con tutti i sistemi di sicurezza che riguardano le operazioni di carico/scarico delle bettoline e dalle metaniere, come lo Ship-to-Shore Link (SSL), il sistema PERC, i sistemi di rilevazione gas e incendio, il sistema di attracco e ormeggio delle navi, le pulsantiere manuali, etc.

Inoltre, il sistema ESD comanderà l'eventuale spegnimento del sistema di carico delle autocisterne e chiuderà le relative valvole di sicurezza

FUNZIONI DI SICUREZZA

La funzione di arresto di emergenza ESD comporterà l'arresto delle apparecchiature e l'attivazione delle valvole di ESD al fine di limitare i volumi coinvolti nell'incidente.

Le funzioni ESD saranno attivate esclusivamente da SCS.

Le funzioni ESD saranno attivate in modo automatico dalla sezione relativa al FGSDS.

Le funzioni ESD potranno essere attivate su richiesta dai pannelli ESD locali o da quello centrale.

L'attivazione delle funzioni ESD non dovrà comportare nuove situazioni di pericolo.

La richiesta di attivazione ESD dovrà essere trasmessa al sistema di controllo di processo per il coordinamento delle azioni.

La progettazione del sistema SCS sarà conseguente e coerente con le conclusioni del processo di valutazione dei rischi.

Le conclusioni del processo di valutazione dei rischi e dello studio HAZOP saranno riassunte in una matrice causa/effetti.

Le funzioni di arresto di emergenza ESD daranno origine ad una risposta strutturata in relazione all'evento pericoloso.

In generale le funzioni di arresto di emergenza ESD potranno essere suddivise in tre livelli:

- ESD 1: attivazione delle operazioni di shutdown di impianto; solo alcuni item legati alla sicurezza restano alimentati;
- ESD 2: attivazione delle operazioni di shutdown dei processi legati agli idrocarburi ed al sistema di trasferimento GNL;
- ESD 3: attivazione delle operazioni di shutdown di aree locali di impianto.

Il sistema SCS dovrà poter attivare l'apertura dei cancelli di impianto in accordo al piano di emergenza.

I risolutori logici del sistema strumentato di sicurezza che compongono il sistema SCS saranno certificati come minimo SIL 3 capable in accordo a IEC61508.

10.4.Caratteristiche del sistema di rilevamento incendi e fughe gas

Una sezione del sistema di sicurezza sarà responsabile della rilevazione di sversamenti di GNL, fughe gas, presenza fiamme e presenza fumo.

Per la rilevazione degli eventi accidentale indicati, saranno utilizzati, in via di massima, i seguenti sistemi:

- termoresistenze (RTD) e sensori lineari a fibre ottiche per rilevare sversamenti di GNL;
- sensori all'infrarosso puntuali (IR point detector) e a percorso aperto (IR open path detector) per rilevare fughe gas;
- sensori combinati ultravioletto / infrarosso (UV/IR detector) per rilevare fiamme;
- cavi termosensibili o tappi fusibili per rilevare calore;
- sensori a doppia camera di ionizzazione per rilevare fumo

All'interno delle aree pericolose, saranno installati pulsanti per l'attivazione del sistema di emergenza.

Per il monitoraggio delle aree pericolose non presidiate sarà l'installazione di un sistema di monitoraggio con telecamere a circuito chiuso (TVCC) collegato al sistema di allertamento.

10.5. Caratteristiche del sistema di controllo delle operazioni di molo

Sarà prevista una sala di controllo per le operazioni al molo. Tale sala di controllo sarà collegata sia con la nave (tramite il sistema Ship Shore Link), che con la sala di controllo del terminale.

Alla sala di controllo del molo saranno portate anche le interfacce di comando e supervisione dei sistemi relativi alla zona di ormeggio e scarico delle navi quali:

- antincendio;
- controllo vapori;
- monitoraggio condizioni meteo marine;
- Posizionamento dei bracci di carico/scarico del GNL e del BOG (PMS);
- Sistemi di attracco e ormeggio delle navi (berthing/mooring systems);
- Sistema di sgancio rapido degli accoppiatori sui bracci di carico (PERC);
- Ship-to-Shore Link (SSL);
- tensione cavi di ormeggio;
- rilevamento perdite GNL e NG.

In caso di incendio rilevato, sarà attivata la funzione ESD del sistema di trasferimento e saranno riportati allarmi nelle sale di controllo di molo, nave e terminale.

Il sistema di monitoraggio di impianto integrerà le seguenti funzioni relative alla supervisione delle condizioni di molo, ormeggio e marine:

- supervisione condizioni meteo marine;
- supervisione operazioni di avvicinamento all'ormeggio (velocità, distanze, etc);
- supervisione ormeggio (tensione cavi, etc);
- supervisione dello stato del sistema di rilascio rapido;
- supervisione e controllo dei bracci di trasferimento GNL e BOG;
- supervisione dello stato del sistema di rilascio di emergenza (Emergency Release System - ERS);

- supervisione del sistema di monitoraggio posizione (Position Monitoring System).

10.6. Caratteristiche della strumentazione di campo

La strumentazione e le valvole relative al sistema di sicurezza saranno indipendenti da quelle dedicate alle funzioni di misura, controllo e indicazione.

La strumentazione relativa al sistema di sicurezza sarà in configurazione ridondante in accordo ai risultati del processo di analisi dei rischi.

Le valvole saranno certificate fire safe in accordo a ISO10497.

Le valvole relative alle funzioni ESD saranno, inoltre, conformi ai requisiti seguenti:

- prossimità alle apparecchiature protette;
- non interessate da funzioni di controllo;
- di tipo fail safe con molla per riporto in posizione sicura (se l'installazione di attuatori con molla non fosse fattibile, sarà prevista l'installazione di un serbatoio locale per l'esecuzione di tre movimenti);
- la sezione above ground della valvola, dell'attuatore e dei cavi certificata fire proofed a 1100°C per il tempo di azione delle funzioni di sicurezza ESD;
- riarmo manuale locale
- lo stelo dell'attuatore in posizione verticale o entro 45°.

Misure ed allarmi saranno trasmessi alla sala di controllo.

Gli allarmi critici, ove generati da strumenti in configurazione ridondante, saranno trasmessi in sala di controllo tramite percorsi cavi duplicati e separati.

I trasmettitori di misura saranno in tecnologia SMART e in grado di comunicare su protocollo digitale (ad esempio HART).

I serbatoi di GNL saranno strumentati in accordo a quanto già indicato. In ogni caso il sistema di misura di ciascun serbatoio sarà attestato ad un sistema dedicato interfacciato, tramite sottosistemi distinti, alle sezioni di sicurezza ESD, sicurezza PSD e controllo di processo PCS del sistema di controllo e supervisione di impianto. Il sistema di strumentazione dei serbatoi prevedrà, inoltre, un sistema di monitoraggio della struttura dei serbatoi stessi.

L'installazione del sistema di strumentazione di campo sarà, zona per zona, conforme alla classificazione della relativa area relativamente ai rischi di esplosione. In generale, per

l'installazione elettrica della strumentazione, sarà seguito, ove possibile, un approccio conforme ai requisiti delle realizzazioni a sicurezza intrinseca EExi.

I cavi relativi alla sezione di sicurezza di impianto ed al circuito di allertamento saranno, inoltre, certificati fire resistant.

11. SISTEMI DI SICUREZZA

11.1. Progettazione concettuale di sicurezza

11.1.1. Introduzione

Il terminale GNL è un impianto classificabile a rischio di incidente rilevante secondo il D.LGS. 334/99 e s.m.i. Secondo i requisiti di tale legge è stato presentato nel 2005 un Rapporto di Sicurezza Preliminare per il quale è stato ottenuto il Nulla Osta di fattibilità (NOF). In considerazione di nuove esigenze commerciali il progetto non prevede più la rilocalizzazione e la realizzazione del serbatoio e dell'impianto di rigassificazione etilene, come descritto nell'introduzione al presente documento.

Nel seguito è riportato un sommario delle assunzioni e basi di progettazione usate nella valutazione di rischio, per chiarire quale aspetto debba essere approfondito nella progettazione di dettaglio. Questa definizione delle caratteristiche generali di sicurezza derivate dall'analisi di rischio o adottando le norme di buona ingegneria è presentato come "Progettazione concettuale di sicurezza".

Il processo per lo stoccaggio e la rigassificazione del GNL è stato diviso in cinque zone:

- Pontile di scarico GNL
- Tubazioni GNL sul pontile da zona scarico fino a terra
- Tubazioni GNL da radice pontile al serbatoio di stoccaggio
- Serbatoi di stoccaggio del GNL
- Zona di rigassificazione del GNL
- Zona di carico GNL su autocisterne

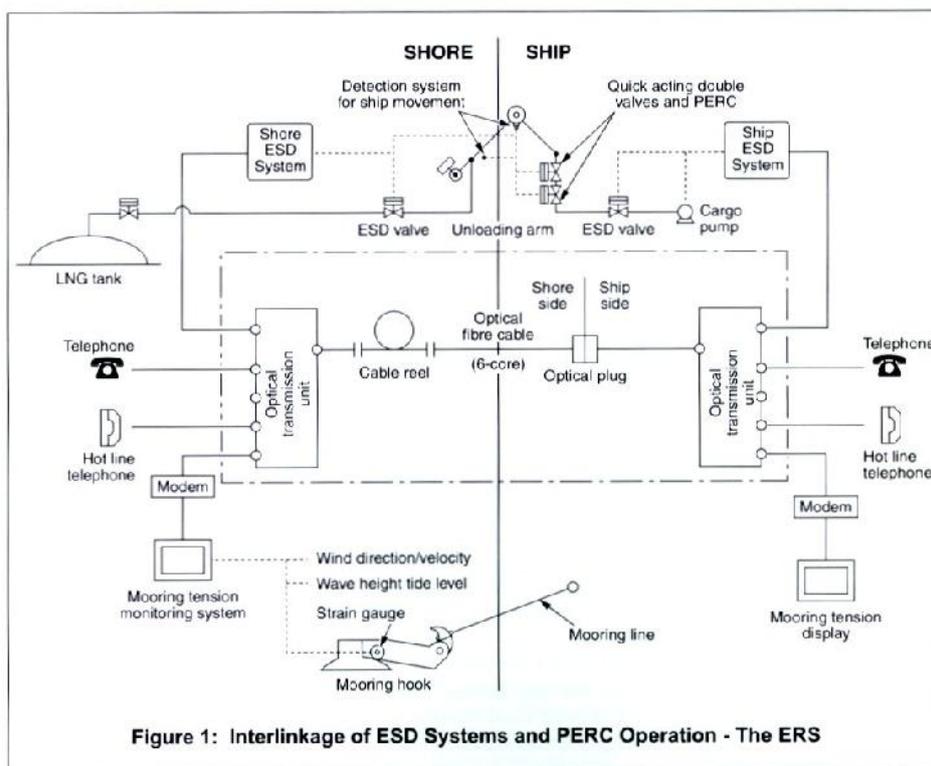
11.1.2. Sistemi di sicurezza

Pontile di scarico GNL

I sistemi PERC (sistema di rilascio di emergenza dei bracci di scarico GNL) e ESD (sistema di fermata di emergenza) sono stati assunti collegati tra di loro nell'ambito di un sistema di scarico di emergenza (ERS) secondo la raccomandazione di SIGTTO in "Site Selection and Design for LNG ports and Jetties", documento informativo no. 14, che viene illustrato schematicamente in figura 1. Il modello di rischio assume un tempo di rilevazione dell'evento e di attivazione del sistema ESD di 30 s.

Il sistema PERC è progettato per intervenire in caso di emergenza sganciando i bracci di scarico in meno di 5 s, con un rilascio massimo di GNL inferiore ai 100 litri per i bracci di scarico metanieri, inferiore ai 30 litri per i bracci di carico bettoline.

Figura 1 - Collegamento dei sistemi PERC ed ESD



Il Sistema di fermata di emergenza ESD viene progettato per essere attivato automaticamente dai rivelatori di bassa temperatura, di gas, di fiamma e di calore situati al pontile. Il sistema di scarico di emergenza ERS viene progettato per funzionare in due stadi distinti. Il primo è l'interruzione della pompa della nave metaniera e la chiusura delle valvole

di ESD sulle tubazioni, a bordo nave e a terra. Il secondo stadio è la chiusura delle valvole di chiusura rapida (al PERC) e del rilascio automatico del PERC. I due stadi sono associati con l'aumento dei gradi di movimento della nave ma possono essere anche attivati manualmente. La piattaforma di scarico è progettata in modo da essere munita di ganci di ormeggio a rilascio rapido, automaticamente attivati, per permettere alla nave di ripartire velocemente in caso di emergenza.

La distanza fra le tubazioni di GNL (piattaforma) e di etilene (piattaforma) è pari ad almeno 430 m e la distanza fra la prua di una nave etileniera (trasporto di etilene liquido) e la poppa di una nave metaniera (trasporto di GNL) al pontile è assunta a non meno di 150 m.

Le apparecchiature e le tubazioni in cui scorre il GNL sono protette da incendio mediante spruzzamento di acqua. La valvola di sicurezza (PRV) sul barilotto di scarico GNL viene progettata per un livello termico che, in caso di innesco del gas scaricato dalla stessa, non superi i 5 kW/m² in corrispondenza dell'apparecchiatura. L'acciaio delle strutture in un raggio di 15 m dalle flange e dalle valvole del GNL è protetto da un impatto diretto della fiamma. Gli estintori portatili a secco sono disponibili sul pontile.

Il ponte della nave ed il lato accanto al collettore vengono protetti mediante cortine di acqua: ciò per proteggere l'acciaio esterno della nave da un rilascio di GNL.

La classificazione di sicurezza delle aree è idonea per la zona come specificato dagli standard quali NFPA 59A e IEC 79 10. Inoltre si assume che siano implementate in loco procedure di sicurezza per impedire potenziali fonti di innesco. Si assume l'esistenza di una zona di esclusione di natanti al pontile di 300 m, quando una nave etileniera o metaniera sia presente al pontile. Questa zona può essere ridotta a 100 m se non sono presenti navi al pontile.

Si è assunto che siano presenti rimorchiatori di soccorso per assistere una nave in difficoltà all'ormeggio del GNL, in grado di poter raggiungere la nave in un tempo inferiore a 5 minuti.

Tubazioni di GNL sul pontile dalla piattaforma di attracco fino a terra

Per le sezioni marine della tubazione di GNL è previsto un sistema integrato ESD così come descritto nella sezione precedente. I rivelatori di bassa temperatura, di gas e di calore sono progettati per rilevare ed attivare automaticamente il ESD entro 30 s, con un'affidabilità pari al 95 % delle richieste.

Le valvole di intercettazione nell'ambito del sistema ESD sono installate: a monte dei bracci di scarico ed alla radice del pontile. Le valvole di scarico per dilatazioni termiche del GNL (TRV – thermal relief valves) sono previste per ogni sezione compresa tra le valvole di intercettazione ESD. Esse sono dotate di un barilotto riscaldato per vaporizzare il GNL rilasciato nel caso in cui la valvola TRV intervenga. Il barilotto riscaldato è collegata ad un camino di scarico in atmosfera, posizionato per impedire una radiazione superiore a 5 kW/m^2 nelle aree intorno al pontile in caso di formazione di incendio. Inoltre, sono previsti anche idranti dell'acqua antincendio in corrispondenza delle valvole ESD e TRV. Inoltre le strutture di supporto in acciaio potenzialmente esposte all'impatto della fiamma sono progettate per avere una protezione antincendio passiva in corrispondenza delle valvole ESD e TRV, per protezione da possibili perdite.

Si assume che esista una piccola zona di esclusione barche di 100 m dalla tubazione GNL, per rimuovere le fonti di innesco e ridurre i rischi al pubblico. Le luci di navigazione al pontile sono previste secondo le leggi italiane.

Tubazioni GNL da radice pontile a serbatoio

Analogamente a quanto previsto per la sezione marina della tubazione di trasferimento GNL, è previsto un sistema integrato ESD anche per i tratti a terra, i quali saranno realizzati con la tecnologia del doppio tubo con controllo dell'intercapedine.

I rivelatori di bassa temperatura, di gas e di calore sono progettati per rilevare ed attivare automaticamente il sistema ESD entro 30 s.

Le valvole di intercettazione nell'ambito del sistema ESD sono installate: alla radice del pontile ed all'ingresso in impianto. Le valvole di scarico per dilatazioni termiche del GNL (TRV) sono previste per ogni sezione compresa tra le valvole di intercettazione ESD. Esse sono dotate di un barilotto riscaldato per vaporizzare il GNL rilasciato nel caso in cui la valvola TRV intervenga. Il barilotto riscaldato è collegato ad un camino di scarico in atmosfera, posizionato per impedire una radiazione superiore a $1,5 \text{ kW/m}^2$ per la zona circostante se il gas rilasciato dovesse incendiarsi. Inoltre, sono previsti anche idranti dell'acqua antincendio in corrispondenza delle valvole ESD e TRV.

Saranno previsti, ove necessario, segnali stradali per fermare il traffico in caso di emergenza.

Serbatoi di stoccaggio GNL

I serbatoi sono del tipo a pieno contenimento, con un serbatoio esterno di CLS armato che può contenere le eventuali perdite di GNL.

Una rottura catastrofica sia del contenimento primario che di quello secondario non è considerato un evento credibile, considerando le norme UNI EN 1473, secondo le quali i serbatoi .

I sistemi previsti per ridurre la possibilità di rollover sono:

- controllo della densità dei carichi di GNL;
- controllo pressione fase gassosa;
- opzione di riempimento dalla parte superiore per riempimento con GNL pesante (promuove la miscelazione);
- opzione di riempimento dalla parte inferiore per riempimento con GNL leggero (promuove la miscelazione);
- controllo della densità del GNL nel serbatoio per rilevare eventuale stratificazione (si rileva il profilo di densità e di temperatura nella parte inferiore ed in quella superiore del serbatoio e sono previsti allarmi regolati per livelli pericolosi);
- sensori multipli di rilevazione termica a varie altezze, per rilevare stratificazioni;
- prelievo costante di GNL dal serbatoio;
- dispositivi di logica di blocco atti ad impedire un errore umano.

I sistemi previsti per ridurre la possibilità di eccessivo riempimento sono:

- controllo della densità dei carichi di GNL;
- controllo del livello del serbatoio con allarme di alto livello;
- controllo di livello indipendente con allarme di altissimo livello (LAHH);
- LAHH direttamente collegato al sistema di emergenza ESD che agisce bloccando lo scarico di GNL dalla nave;
- dispositivi di logica di blocco atti ad impedire un errore umano.

Le valvole di sicurezza di rilascio all'atmosfera sono progettate per impedire una radiazione $> 32 \text{ kW/m}^2$ al serbatoio nel caso in cui si sviluppasse un incendio durante lo scarico. E' previsto anche un soffocamento chimico a secco di tutti gli sfiati. Lo spazio del serbatoio in cui è presente vapore è progettato per essere collegato alla torcia in modo che il gas possa essere distrutto dalla torcia stessa in fase di emergenza. Inoltre il

serbatoio è protetto mediante la torcia da un'eccessiva quantità di gas di boil off associato con uno scarico di GNL a temperatura elevata.

Il collettore di mandata delle pompe di bassa pressione e la linea di riempimento sono protetti da sistemi a diluvio ad acqua antincendio. I supporti delle strutture in acciaio sono protetti dall'impatto diretto della fiamma da una protezione passiva antincendio. Un sistema automatico estinguente (chimico secco) è previsto per il collettore GNL sulla parte superiore del serbatoio. Il suddetto collettore è munito di un vassoio di raccolta con drenaggio al bacino di contenimento (che può essere ricoperto di schiuma, grazie ad un Generatore di schiuma). Inoltre, la superficie di calcestruzzo del tetto dei serbatoi viene progettata per essere protetta dagli incendi.

Le apparecchiature nell'area di stoccaggio vengono progettate in accordo ai requisiti di classificazione di sicurezza dell'area (NFPA 59A e IEC 79 10).

Area rigassificazione GNL

La zona di rigassificazione GNL viene progettata per essere protetta dai rivelatori di bassa temperatura, dai rivelatori di gas, da quelli di fiamma e di calore. A seguito dell'attivazione di tali sensori entra in funzione il sistema di fermata di emergenza ESD che ferma le pompe di GNL ed isola il processo nelle varie sezioni.

Inoltre il sistema di fermata ESD può essere attivato manualmente, sia dal campo che dagli operatori in sala controllo.

In aggiunta al sistema ESD è previsto anche un sistema di depressurizzazione di emergenza, per trasferire volumi isolati di GNL ai serbatoi.

Il sistema ESD per le aree di processo viene progettato per attivarsi automaticamente entro 60 s.

Tutte le aree di processo sono munite di un sistema di drenaggio del GNL, che ridurrà la superficie delle pozze fino ad un diametro equivalente di 10 m per rilasci fino a 30 kg/s o un diametro equivalente di 20 m per rilasci di liquido fino a 60 kg/s.

Tutto il sistema di drenaggio del GNL scarica in un pozzetto comune, in cui i sensori di bassa temperatura o i rivelatori di gas attivano il sistema di estinzione a schiuma (attraverso dei generatori di schiuma), che ricopre la superficie del liquido.

Tutti i recipienti contenenti GNL o gas quali il ricondensatore, il barilotto in aspirazione dei compressori del gas di boil off, i pozzetti delle pompe di alta pressione sono protetti dalle radiazioni termiche mediante un sistema di spruzzamento di acqua. Inoltre il ricondensatore

viene munito di cortine di acqua per abbattere le nubi di gas. Anche le tubazioni all'interno dei pipe racks sono protette con un sistema di spruzzamento ad acqua antincendio.

Le valvole di sicurezza sui vaporizzatori ad acqua di mare scaricano all'atmosfera e, in caso di innesco del gas scaricato, la radiazione termica prodotta sarebbe inferiore a $9 \text{ kW} / \text{m}^2$ nelle zone in cui potrebbe essere presente personale operativo.

Le apparecchiature nell'area di processo vengono progettate in accordo ai requisiti di classificazione di sicurezza dell'area (NFPA 59A e IEC 79 10).

Area di Carico Autocisterne

Nella zona ove precedentemente era previsto un serbatoio di deposito etilene sono previste 3 pensiline di carico autocisterne che saranno progettate seguendo i dettami del Decreto Ministeriale del 13 Ottobre 1994 relativo al GPL, considerato di riferimento anche per il carico di GNL.

La pavimentazione nel punto di sosta dell'autocisterna sarà del tipo impermeabile e in piano. Il tronchetto di collegamento tra autobotte e valvola terminale del braccio di carico sarà dotato di dispositivo che ne consenta lo svuotamento prima dello scollegamento del braccio.

Le autocisterne avranno la possibilità di carico dall'alto, attraverso bracci di carico dotate di sistemi PERC in analogia a quanto previsto per la zona di carico gasiere al pontile.

L'area di carico delle autocisterne sarà equipaggiata per caricare contemporaneamente 3 autocisterne della capacità di 50 m^3 , una per ogni pensilina di carico. Come richiesto dal Decreto Ministeriale 13/10/94 relativo al GPL, la distanza minima tra le pensiline (ovvero tra due autocisterne in travaso) sarà di 15 metri, che possono essere ridotti a 8 metri in caso di interposizione di un muro di cemento armato).

Inoltre, l'area sarà dotata di sistemi antincendio attivi di protezione quali: barriere ad acqua che separino la zona di carico dall'impianto (in particolare, sarà prevista una barriera ad acqua a protezione della prima autocisterna partendo da est); un vassoio di raccolta con drenaggio al bacino di contenimento (che può essere ricoperto di schiuma grazie ad un Generatore di schiuma); un impianto a diluvio su ogni pensilina di carico delle autocisterne.

Il collegamento tra autocisterna e serbatoio sarà attuato in modo da assicurare la

continuità elettrica. Ogni pensilina sarà dotata di presa di terra per la messa a terra dell'autobotte. Il consenso/ l'attivazione del carico autocisterna sarà possibile solo con connessione dell'autocisterna alla messa a terra.

In prossimità della zona di carico sono previsti pulsanti per il comando di arresto manuale di emergenza per le pompe di carico autocisterne.

La zona di carico autocisterne sarà equipaggiata con sistemi di rivelazione gas e incendio che saranno collegati ad allarmi locali e a sala controllo che permetteranno al personale di impianto di evitare l'ingresso di ulteriori autocisterne impedendo così il coinvolgimento di altri veicoli in caso di eventi incidentali e consentendo di bloccare da remoto il flusso del prodotto.

11.2.Torcia

Il gas inviato in torcia proviene dalle valvole di sicurezza e dall'evacuazione del gas di boil off nel caso in cui non vi sia invio di GNL dal serbatoio di stoccaggio all'impianto di rigassificazione.

Secondo la norma UNI EN1473 e considerando che:

- le valvole secondarie di sicurezza del serbatoio scaricano nell'atmosfera;
- le valvole di sicurezza dei vaporizzatori scaricano nell'atmosfera

La torcia del terminale sarà progettata per gestire la portata di gas corrispondente al "flusso massimo normale", ossia il flusso del gas di boil off e del gas spiazzato corrispondente allo scarico di una nave alla massima portata (12.000 m³/h) mentre non vi è erogazione di gas dall'impianto.

La portata totale di gas scaricato alla torcia, preliminarmente calcolata, è pari a 35 t/h.

DIMENSIONAMENTO DEL CAMINO DELLA TORCIA

La torcia è dimensionata per garantire che:

- le radiazioni in corrispondenza del confine dell'area di esclusione non possano superare 4,7 kW/m², anche in condizioni di vento sfavorevoli,
- in caso di spegnimento delle fiamme pilota, la nuvola di gas esplosivo non possa superare i limiti dell'area di esclusione, anche in condizioni atmosferiche avverse.

API521 raccomanda un valore limite per le radiazioni di $4,7 \text{ kW/m}^2$ nelle “aree in cui il personale potrebbe essere costretto ad interventi di emergenza che durino diversi minuti senza essere protetto da schermature ma con abbigliamento appropriato”.

Come raccomandato dalla norma UNI EN1473, la dispersione del gas in caso di sfiato alla portata di progetto senza innesco è calcolato per una stabilità atmosferica F (PASQUILL) e una bassa velocità del vento, 2 m/s.

11.3.Rilevazione del gas e incendio

Il terminale si prevede sia diviso in almeno quattro zone di incendio: pontile, impianto di stoccaggio GNL, impianto di rigassificazione GNL e pensiline di carico autocisterne.

La progettazione del sistema antincendio assume che non si possano verificare al terminale più eventi incidentali contemporaneamente.

Ogni zona è dotata di un sistema di rilevazione di incendio / gas.

La rilevazione degli incendi e del gas avviene tramite dispositivi di monitoraggio continuo.

Rivelatori

I componenti primari del sistema di rilevazione incendi e gas sono i rivelatori, sistemati in modo appropriato attorno alle apparecchiature situate nelle aree dove non si esclude un possibile rilascio di gas naturale allo stato liquido o gassoso.

I tipi di rivelatori usati sono:

- rivelatori criogenici, utilizzati per la rilevazione di eventuali perdite di GNL
- rivelatori di miscele infiammabili di gas: possono essere a raggi infrarossi o basati sulla combustione catalitica del gas rilevato
- rivelatori di incendio del tipo rivelatori di fumo: possono essere del tipo a ionizzazione o ottici
- rivelatori di incendio del tipo rivelatori di fiamma: sono basati sulla rilevazione delle radiazioni ultravioletta e/o infrarossa
- rivelatori di incendio del tipo di temperatura che utilizzano termocoppie

Saranno usati due tipi di pulsanti manuali antincendio su colonnine:

- un tipo per attivazione allarme incendio;

- un tipo per attivazione di impianti di spegnimento incendi

Quelle del primo tipo attiveranno allarmi udibili e visivi, mentre le seconde attiveranno impianti fissi di spegnimento incendi.

I rivelatori attiveranno segnalazioni allarmi, di tipo acustico o visivo, in campo e a sala controllo.

11.4. Sistemi antincendio

La protezione contro l'incendio è assicurata mediante una combinazione di sistemi fissi, automatici e manuali.

L'acqua viene usata come mezzo principale di lotta antincendio assieme agli altri sistemi ed apparecchiature portatili descritti nelle sezioni successive.

Il sistema antincendio della zona pontile è alimentato da acqua di mare, mentre il sistema antincendio della zona impianti è alimentato da acqua industriale.

L'acqua serve a controllare il fuoco e a raffreddare le apparecchiature critiche per impedire l'intensificazione/evoluzione di un possibile incendio.

I sistemi di protezione contro l'incendio includeranno:

(1) Acqua

Bocche antincendio, naspo

Lance

Sistemi a diluvio

Cortina d' acqua

(2) Gas inerte

Sistema estinguente fisso ad Inergen

Estintore a CO₂ portatile

(3) Estintore a schiuma

Sistema estinguente fisso a schiuma

Sistema estinguente mobile a schiuma

Estintori portatili

(4) Estintori chimici a polvere

Dispositivi fissi a polvere

Estintori portatili e carrellati

Il numero e la posizione dei sistemi antincendio previsti per l'area impianti e stoccaggio sono rappresentati nell'allegato disegno Q521IDNM002.

Acqua antincendio

In caso di incendio, il sistema antincendio proteggerà le apparecchiature e le strutture, con lo scopo di limitare l'estensione della zona in cui si è originato l'incendio, limitando l'irraggiamento termico verso le aree limitrofe, in modo da evitare il rischio di propagazione di un incendio. Per qualsiasi focolaio iniziale, la portata dell'acqua disponibile sarà sufficiente per alimentare: gli ugelli di spruzzo di ogni apparecchiatura, almeno due bocche antincendio, cortine d'acqua e generatori di schiuma della zona.

L'acqua sarà fornita agli ugelli dei dispositivi antincendio alla portata nominale e ad una pressione di almeno 7-10 bar_g.

Relativamente alle pensiline di carico autocisterne, l'impianto di raffreddamento sarà realizzato in modo che l'intera superficie sia irrorata efficacemente anche in caso di vento.

In particolare: un impianto a diluvio sarà previsto su ogni pensilina di carico delle autocisterne, una cortina ad acqua separerà la zona di carico dall'impianto (più in dettaglio, sarà prevista una barriera ad acqua a protezione della prima autocisterna partendo da est), sarà realizzato un vassoio di raccolta con drenaggio al bacino di contenimento (che può essere ricoperto di schiuma grazie ad un Generatore di schiuma)

Le valvole di intercettazione dell'impianto di raffreddamento si prevede siano posizionate a distanza di almeno 20 metri, protette e segnalate con cartello indicatore delle zone di intervento servita. Le tubazioni degli impianti di raffreddamento saranno munite di dispositivi di drenaggio per consentire lo svuotamento dopo l'eventuale utilizzo.

Le portate dei sistemi antincendio sono state calcolate secondo il codice/standard NFPA 15.

Come anticipato al par. 3.5, in base ai suddetti criteri risulta una portata di acqua calcolata preliminarmente in: 800 m³/h per l'area pontile e 2.700 m³/h per l'area impianti, stoccaggi e stazioni di caricamento GNL.

Per quanto, in particolare, concerne il sistema di caricamento GNL delle bettoline, esso utilizzerà gli stessi mezzi di protezione antincendio previsti per le operazioni di scarico da gasiera.

Inoltre, come anticipato al par. 3.5, attualmente la rete antincendio del pontile Solvada risulta dotata di due pompe situate lungo il pontile: per l'alimentazione della rete antincendio

nell'area pontile non sono necessarie modifiche dei macchinari esistenti. Le installazioni esistenti saranno confermate in fase di ingegneria esecutiva.

Altri sistemi antincendio

Fireproofing

Per quanto è possibile, i cavi elettrici e di controllo sono interrati per proteggerli dal rischio d'incendio.

In accordo alle norme EN 1473, gli elementi di controllo ed i cavi, così come ogni struttura e supporto che possano compromettere la sicurezza del terminale nel caso di perdita di integrità fuoco del sistema, saranno protetti da eventuali irraggiamenti termici da incendio mediante sistemi fireproofing, che dovrà assicurare una protezione al fuoco per almeno 90 minuti.

Sistemi a schiuma

Le zone dove possono avvenire a seguito di fessurazione rilasci e spandimento di GNL sono dotate di sistema di raccolta e drenaggi verso bacini di contenimento.

Sono previsti sistemi fissi a schiuma per i bacini di contenimento allo scopo di controllare/ridurre l'evaporazione di gas naturale e ridurre la possibilità di innesco delle pozze stesse.

Per tale protezione si preferiscono schiume a media espansione che consentono maggiore stabilità della schiuma anche in condizioni di vento.

Lo stoccaggio del liquido schiumogeno concentrato ed il sistema di dosaggio sarà situato in una zona protetta dal fuoco. L'acqua richiesta per la miscela della schiuma è prelevata dal collettore principale dell'acqua antincendio, a monte delle valvole di intercettazione. La miscela di schiuma è trasportata ai dispositivi di iniezione tramite una rete dedicata.

Sistema chimico secco (gas estinguenti)

Il gas inerte per l'estintore chimico secco (gas estinguenti) è azoto (la CO₂ è inadatta perchè congela alle basse temperature del GNL).

Sistemi di spegnimento manuale

Il carrello e/o gli estintori portatili a prodotti chimici secchi sono forniti in tutte le aree (processo e pontile) per far fronte a piccoli fuochi.

Sistemi di spegnimento automatico

Un sistema di spegnimento fisso è previsto per le valvole di sicurezza del serbatoio di stoccaggio GNL, che possono scaricare gas all'atmosfera.

Nel caso di innesco durante lo scarico all'atmosfera, il sistema inietta prodotti chimici secchi (gas estinguenti) nel punto di scarico del gas.

Sistema di spegnimento all'interno degli edifici

Dispositivi portatili

Saranno previsti estintori portatili a CO₂ in ogni edificio.

Dispositivi fissi a gas inerte

I sistemi di spegnimento incendi fissi a gas inerte ad Inergen sono previsti per gli ambienti ove sono previsti i pannelli di controllo.

Un altro sistema ad Inergen inertizza lo spazio sotto il pavimento in cui sono alloggiati i cavi.

I sistemi saranno attivati in automatico dai sensori previsti, ed anche da pulsanti manuali.

Un allarme udibile e visivo è attivato 5 minuti prima dello scarico del gas inerte.

L'allarme sarà udibile e visibile sia all'interno che all'esterno delle zone protette ed a tutti i punti di entrata delle zone protette.

Questi sistemi ad Inergen sono forniti con una capacità di riserva del 100 %, per permettere una seconda attivazione dell'impianto antincendio (parco bombole primario e di back up o riserva).

Estintori

Le pensiline di carico autobotti saranno equipaggiate con estintori carrellati a polvere con carica nominale non inferiore a 30 kg.

Procedura di emergenza

EDISON prima di iniziare alle attività predisporrà, come richiesto dall'Articolo 5, Capo II del D.L.vo 334/99 e s.m.i. un Piano di Emergenza Interno per il Terminale. Il Piano di Emergenza Interno sarà elaborato in accordo a quanto richiesto dall'Articolo 11, Capo II del D.L.vo 334/99 e s.m.i.

Le procedure di emergenza saranno definite e concordate anche con i Vigili del Fuoco.

Apparecchiature di sicurezza personale

Saranno previsti respiratori in sala di controllo, nella sottostazione elettrica, in testa pontile ed in impianto.

12.INTEGRAZIONI CON STABILIMENTO SOLVAY

12.1. Introduzione

Il terminale GNL di Rosignano sarà ubicato all'interno dell'esistente stabilimento Solvay di Rosignano.

La vicinanza alle esistenti strutture industriali favorisce l'integrazione e un comune utilizzo dell'energia e delle risorse ambientali, come di seguito descritto.

12.2. Esistente sistema acqua mare

Una stazione di pompaggio (n° 5 pompe da 3.000 m³/h) attualmente fornisce acqua di mare allo stabilimento industriale Solvay. Tale acqua di mare viene distribuita attraverso due collettori differenti per il raffreddamento degli impianti. In estate, quando la temperatura dell'acqua di mare può raggiungere 28 / 29 °C, la portata pompata è di 15.000 m³/h. In inverno, con una temperatura dell'acqua di 11 / 12 °C, la portata si riduce a 9.000÷12.000 m³/h.

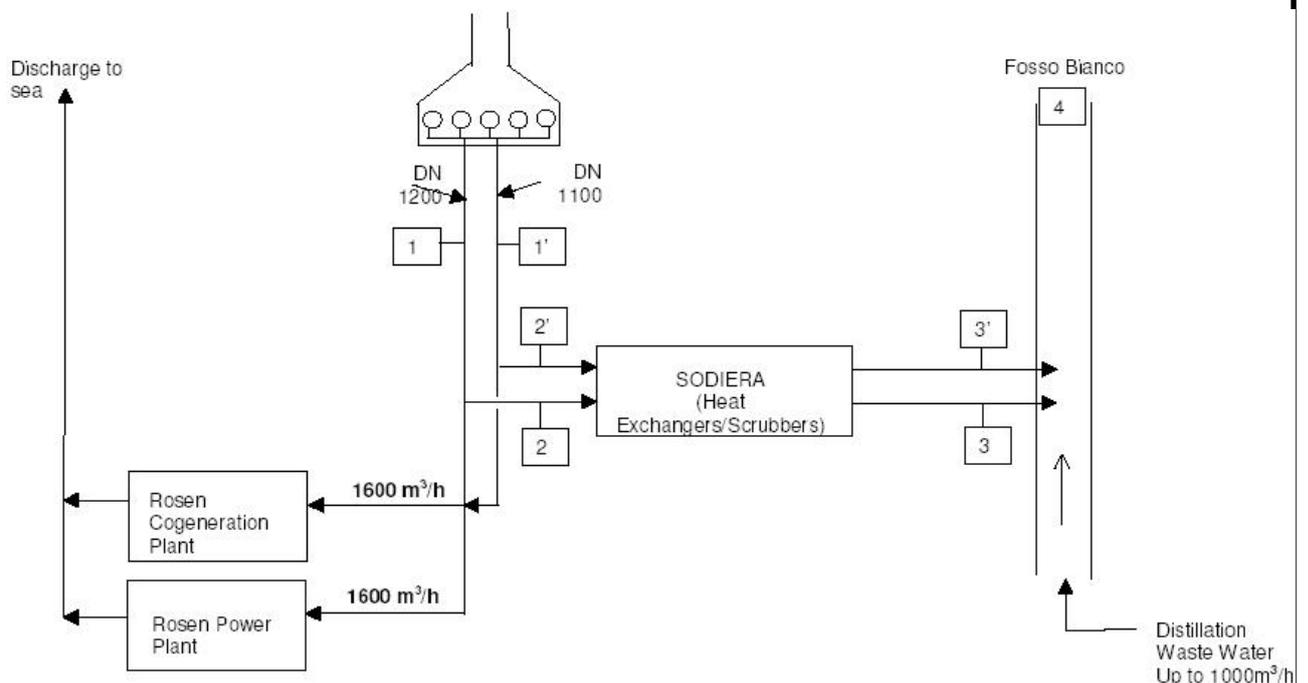
L'acqua mare è utilizzata, oltre che dagli impianti Solvay, anche dalle due centrali termoelettriche Rosen e Roselectra (1.600 m³/h + 1.600 m³/h), principalmente come reintegro nell'ambito dei circuiti acqua di torre.

Sono stati pianificati e in corso di realizzazione da parte Solvay interventi mirati a garantire ed incrementare l'affidabilità del sistema.

L'acqua mare proveniente dagli impianti Solvay è restituita al mare attraverso un canale di scarico a cielo aperto denominato "fosso bianco".

In generale, tutti i servizi per i quali l'acqua mare è utilizzata, causano un innalzamento della temperatura della stessa.

Il suddetto sistema è rappresentato schematicamente nella seguente figura:

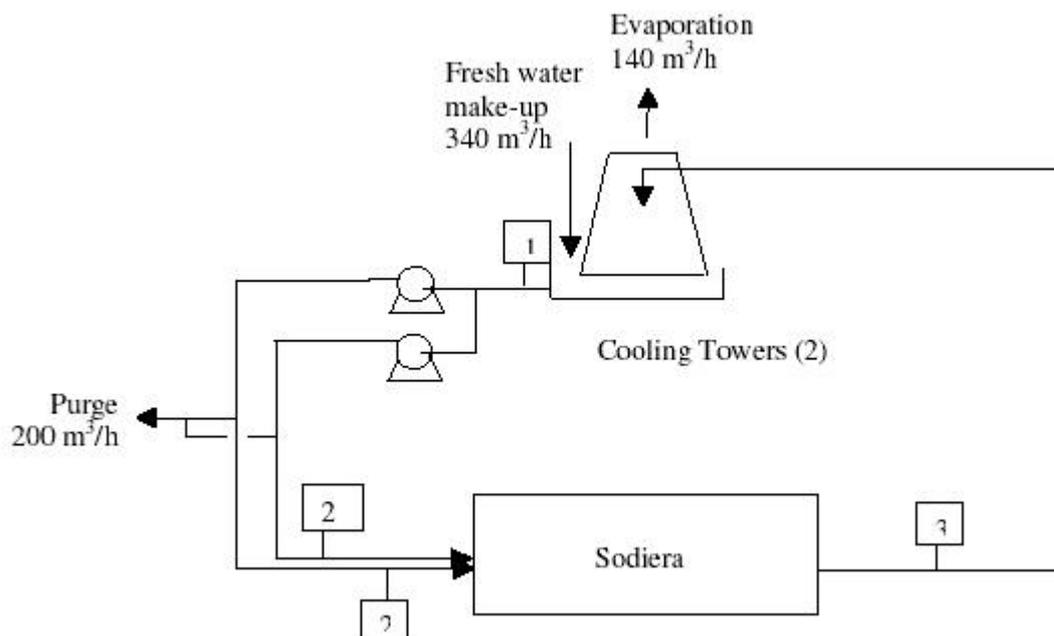


12.3. Esistente sistema acqua di torre

La principale unità produttiva dello stabilimento Solvay, cioè la sodiera, utilizza per le proprie necessità di raffreddamento acqua industriale in circuito chiuso equipaggiato con torri di raffreddamento evaporative. Il calore dissipato varia normalmente da un minimo di ca. 70 MWt ad un massimo di ca. 110 MWt in relazione alle produzioni di impianto ed alle condizioni stagionali. La portata di acqua di torre varia tra ca. 5.000 e ca. 10.000 m³/h.

La portata di reintegro può raggiungere ca. 340 m³/h.

Il suddetto sistema è rappresentato schematicamente nella seguente figura:



12.4. Rigassificazione del GNL

Per la rigassificazione del GNL è richiesto un apporto termico di ca. 139 MWt (corrispondente alla rigassificazione di 8 miliardi di Sm³/anno).

E' previsto che le fonti di calore sopramenzionate (acqua mare ed acqua di torre) e disponibili all'interno dello stabilimento siano utilizzate a questo scopo nel nuovo terminale, integrando i circuiti acqua mare ed acqua torre Solvay.

Nella situazione futura si prevede che la rete Solvay alimenti il terminale GNL le esistenti centrali Rosen e Roselectra e le utenze Solvay.

Il circuito acqua mare nella configurazione futura è rappresentato negli allegati schemi di flusso dove sono riportati i valori di portata e di temperatura nelle condizioni invernali ed estive (vedi rispettivamente dis. n° Q521STBK001 e Q521STBK002).

L'acqua mare verrà prelevata direttamente dalla rete Solvay attraverso la realizzazione di una derivazione a monte degli utilizzi di stabilimento. La portata di acqua mare prevista per utilizzo nel nuovo terminale GNL è di circa 15.000 m³/ora e quindi non superiore al massimo prelievo attuale dello stabilimento ed alla capacità dell'esistente rete acqua mare di stabilimento e relativa opera di presa.

A valle della stazione di pompaggio l'acqua è convogliata all'area dei vaporizzatori GNL tramite condotte dedicate. Dopo l'utilizzo, in uscita dai vaporizzatori una parte dell'acqua sarà

restituita in ingresso alla sodiera Solvay previo rilevante recupero delle frigorie generate dalla rigassificazione del GNL.

Tale recupero viene realizzato attraverso lo scambio termico con il flusso di acqua delle torri di raffreddamento (ca. 70 MWt nel periodo invernale e ca. 110 MWt nel periodo estivo).

La rimanente portata di acqua mare sarà inviata in parte alle centrali Rosen e Roselectra ed in parte restituita all'esistente canale di efflusso (fosso bianco) .

12.5.Benefici dell'integrazione tra sistema acqua mare, acqua torre e rigassificazione

Come si evince dagli allegati schemi di flusso (vedi rispettivamente dis. n° Q521STBK001 e Q521STBK002) l'integrazione impiantistica comporta significativi vantaggi ambientali sull'esistente rete acqua mare dello stabilimento, in termini di riduzione dell'incremento di temperatura allo scarico, mantenendo inalterati, rispetto alla situazione attuale, i prelievi a mare.

Si evidenziano quindi significativi benefici ambientali tra la situazione attuale (Sodiera+Rosen+Roselectra) e quella futura (Sodiera+Rosen+Roselectra + nuovo terminale GNL), consistenti in:

- rilevante recupero delle frigorie di rigassificazione (ca. 70 ÷ 110 MWt);
- riduzione della temperatura di scarico;
- riduzione del carico termico delle torri di raffreddamento Solvay con conseguente riduzione del prelievo di acqua dolce;
- miglioramento dell'efficienza della sodiera Solvay mediante il controllo della temperatura di ingresso dell'acqua mare.

Il recupero termico viene realizzato attraverso lo scambio con il flusso di acqua dolce delle torri di raffreddamento. La sua entità è variabile in funzione della stagionalità e delle condizioni operative di impianto.

Nelle condizioni più conservative (caso invernale) è stato calcolato un recupero termico di ca. 70 MWt, pari ad oltre il 50% dell'energia criogenica resa disponibile dalla rigassificazione di ca. 1500 m³/h di GNL (pari a ca. 8 miliardi di Sm³/anno di GN). Nelle condizioni estive più favorevoli, tale recupero può arrivare fino a ca. 110 MWt.

Per effetto del recupero termico di cui al paragrafo precedente e della conseguente riduzione del carico termico delle torri di raffreddamento Solvay, si ottiene una diminuzione dell'acqua dolce di reintegro e quindi del prelievo dall'ambiente della stessa.

Acqua antincendio

Come indicato al par. 3,5, sono previste due reti di acqua antincendio separate, una a servizio dell'area pontile (alimentata ad acqua di mare) e l'altra a servizio dell'area di impianti, stoccaggio e stazione di caricamento GNL (alimentata ad acqua industriale).

L'impianto antincendio sarà alimentato in derivazione dall'esistente rete antincendio Solvay, sia per la zona pontile, che per la zona processo e carico autocisterne.

Come anticipato ai par. 3.5 e 11.4, dai calcoli preliminari la portata d'acqua antincendio necessaria risulta di ca. 800 m³/h per l'area pontile e di ca. 2.700 m³/h per l'area impianti, stoccaggi e stazioni di caricamento GNL.

L'impianto antincendio sarà alimentato in derivazione dall'esistente rete antincendio Solvay, sia nella zona pontile, che nella zona processo (fatte salve l'effettuazione di alcune verifiche in fase di ingegneria esecutiva).

Acqua di servizio

L'acqua industriale verrà fornita dall'attuale rete di distribuzione dell'acqua industriale Solvay.

Alimentazione elettrica

L'alimentazione del sistema GNL sarà derivata dalla cabina rete di Solvay MT a 30 kV attraverso 2 cavidotti.

Per quanto concerne la connessione elettrica si rimanda al paragrafo 3.6

13. PROCEDURE OPERATIVE

13.1. Avviamento

Questo paragrafo presenta la filosofia e l'organizzazione generale del primo avviamento del terminale e descrive le fasi che saranno seguite. Questa procedura rimane applicabile agli avviamenti del terminale dopo un'interruzione di manutenzione prolungata. In questi casi, non occorre effettuare una prova preliminare delle apparecchiature, e neppure dare luogo ad alcuna pulizia delle linee, mentre per il raffreddamento può essere utilizzato un gas freddo.

Prima di descrivere le fasi dell'avviamento, vengono riassunte le raccomandazioni di sicurezza.

13.1.1. Raccomandazioni di sicurezza

Le seguenti azioni vengono realizzate prima che sia effettuato l'avviamento e prima che sia introdotto qualsiasi fluido (azoto, idrocarburi, aria, e più specificamente gas naturale) nell'impianto:

- ogni persona che lavora sul luogo, compresi gli operatori, addetti alla sicurezza, così come il personale amministrativo, ai diversi livelli e secondo gli specifici incarichi, ricevono una formazione specifica ai rischi connessi al fuoco, al gas ed al gas naturale liquefatto.
- vengono redatti ed applicati un programma di prevenzione e protezione antincendio, una procedura di evacuazione di emergenza ed una procedura di primo soccorso.

Viene applicata una procedura di " permessi di lavoro " ed una procedura di " isolamento meccanico / elettrico " per tutti i liquidi infiammabili sul luogo di lavoro. Vengono utilizzati rivelatori di incendio e di gas portatili.

Viene effettuata l'etichettatura su tutte le apparecchiature ed i sistemi (specialmente valvole, dispositivi di sicurezza, pompe, ecc...).

Oltre a tutte queste misure, si procede alla pulizia completa del luogo ed all'evacuazione di tutti i dipendenti non direttamente interessati all'avviamento.

13.1.2. Filosofia dell'avviamento

Le fasi di prova e di controllo del nuovo impianto sono processi relativamente lunghi e complicati. Tutte le parti dell'impianto non raggiungono lo stesso livello di completamento nello stesso periodo, quindi alcune zone o unità di un impianto possono essere meccanicamente complete in un dato momento, mentre altre no.

La priorità viene data ai sistemi connessi con la sicurezza, per poi passare alle apparecchiature ausiliarie e di processo. L'ottimizzazione della fase di avviamento passa dunque attraverso il completamento sequenziale delle unità operative: pompe antincendio, erogazione di energia elettrica, ecc...

Dunque, per motivi di ottimizzazione dei mezzi e delle risorse, tutti i lavori relativi al precommissioning, al commissioning, od all'avviamento non possono essere realizzati contemporaneamente.

Di conseguenza, la pianificazione di progetto viene ottimizzata organizzando le attività di completamento non in quanto attività rivolte all'impianto nel suo insieme, bensì ai "sistemi " (od alle unità), cioè ad una suddivisione nelle varie installazioni che realizzano una data funzione operativa, prive di interferenza da parte delle altre parti dell'impianto. Le pompe di acqua antincendio, l'erogazione di energia, i sistemi di controllo, ecc... sono esempi tipici di sistemi.

Quindi, il principio di base dell'organizzazione di completamento dell'impianto è definire, preparare, effettuare e riportare tutte le attività di precommissioning e di commissioning per sistemi, dato che la sovrapposizione parziale delle attività di precommissioning, di commissioning e di avviamento consentita da questo metodo permette un risparmio di tempo ed un'ottimizzazione delle risorse.

La suddivisione di un impianto in sistemi e sottosistemi è un'attività chiave, ed ha un effetto importante su tutte le funzioni connesse al completamento dell'impianto: i sottosistemi devono essere definiti in modo da risultare indipendenti, non troppo piccoli, ma con una dimensione flessibile ed adattabili alla sequenza di avviamento.

Il processo di avviamento dei sistemi del terminale può essere effettuato solo dopo il "completamento meccanico " dei sistemi stessi, il quale include il rilascio dei certificati delle prove a pressione delle tubazioni. Il processo di avviamento è diviso in 3 fasi principali:

1. Precommissioning
2. Commissioning
3. Avviamento

13.1.3. Precommissioning

Lo scopo di questa fase è di preparare il terminale alla introduzione degli idrocarburi in condizioni di sicurezza. Le operazioni di precommissioning devono accertare che l'impianto, appena passato dallo stato di costruzione a quello operativo, sia sicuro e sia stato costruito come da progetto. In questa fase le apparecchiature possono essere sistemate e modificate, se necessario. Non vi è presenza di idrocarburi nell'unità durante il precommissioning.

Durante il precommissioning:

- 1: le tubazioni vengono pulite (flussaggio con liquidi o con aria)
- 2: viene valutata la conformità dei sistemi meccanici, elettrici e di controllo agli impianti ed agli standards
- 3 le tubazioni e le apparecchiature destinate a contenere idrocarburi vengono spurgate ed essiccate allo scopo di essere pronte a ricevere dei prodotti esplosivi e/o criogenici
- 4 tutti i sistemi di emergenza vengono controllati
- 5 vengono provate tutte le apparecchiature che possono essere esercite con fluidi non pericolosi.

Pulizia delle linee

Lo scopo principale della fase di flussaggio è di sgombrare il materiale dai residui della costruzione, dalla ruggine e dalle incrostazioni. Di regola, le tubazioni che non verranno in contatto con liquidi criogenici, vengono risciacquate con acqua e poi drenate.

Le tubazioni destinate a ricevere il gas o il liquido criogenico vengono pulite soffiando aria o azoto.

Le tubazioni ed i loro supporti saranno abbastanza resistenti per essere riempiti con acqua.

Per quanto riguarda le prove a pressione, per le tubazioni criogeniche queste non verranno effettuate con acqua.

Per evitare danni che potrebbero essere causati dalla velocità del flusso e dalle particelle solide eventualmente trasportate dal flusso stesso, quando possibile le valvole di regolazione e gli scambiatori di calore verranno intercettati. Quando l'intercettazione non sarà possibile, l'apparecchiatura verrà rimossa e sostituita da appositi simulacri, od almeno ne verrà rimosso l'interno (cosa applicabile a valvole, desurriscaldatori, ecc..). Verranno posizionate flange cieche per isolare una parte dei sistemi da flussare.- Occorrerà registrare accuratamente tutti gli elementi interni rimossi, controllando gli elementi interni delle valvole, ecc., come pure tutte le flange cieche sistemate, in modo da poter realizzare rapidamente ed efficientemente la reinstallazione.

Verrà redatta una procedura di pulizia dettagliata per ogni sistema prima del precommissioning.

Controlli

Prova di tenuta stagna

Dopo la pulizia delle tubazioni criogeniche, quando tutte le apparecchiature saranno reinstallate e le cieche rimosse, verrà effettuata una prova di tenuta stagna.

I sistemi verranno pressurizzati con azoto alla pressione operativa normale della tubazione, od alla pressione del sistema di azoto, quale sia il valore più basso.

Tutte le flange saranno controllate per vedere se ci sono perdite usando una soluzione di sapone o equivalente.

Le flange che presenteranno perdite verranno serrate utilizzando una chiave dinamometrica.

Se non fosse sufficiente per arrestare la perdita, verrà installata una nuova guarnizione.

Controllo di conformità

Quando gli elementi rimossi per la pulizia delle tubazioni verranno reinstallati, una squadra composta di esperti di costruzioni, tubazioni, collegamenti elettrici e strumentazione / controllo, controllerà la conformità di ogni sistema ai programmi ed agli standard.

Ogni discordanza sarà registrata in una "punchlist", ed inizierà un'azione correttiva.

L'autorizzazione ad alimentare potenza all'apparecchiatura o di introdurre gli idrocarburi, potrà essere data soltanto una volta che la " punchlist " sarà esaurita per ogni elemento richiesto.

Essiccamento e spurgo delle tubazioni e delle apparecchiature

Tubazioni ed apparecchiature

Tutte le tubazioni criogeniche e le apparecchiature nel terminale GNL dovranno essere essiccate e spurgate prima dell'inizio del raffreddamento e dell'introduzione di GNL. Lo stesso vale per le tubazioni collegate (tubazioni per azoto liquido e gassoso).

I requisiti per l'essiccamento espressi nel valore del punto di rugiada sono i seguenti :

Serbatoi di stoccaggio GNL - 20°C

Tubazioni criogeniche e materiali - 40°C

Tubazioni di azoto - 40°C

L'essiccamento sarà realizzato usando aria secca e/o azoto caldo. Il fluido di essiccamento scorre nelle tubazioni e nelle apparecchiature fino a che sia stato ottenuto il punto di rugiada richiesto. In ogni caso, per quanto riguarda le tubazioni degli idrocarburi, l'ultima fase di essiccamento verrà effettuata con azoto, per spurgare il sistema.

Per risparmiare azoto (ed eventualmente aria secca), i sistemi saranno essiccati in sequenza, e l'azoto umido da un sistema di tubazioni precedentemente flussato verrà utilizzato per essiccare parzialmente il sistema a valle, prima dello scarico all'atmosfera.

In alcune posizioni non è possibile stabilire un flusso di fluido di essiccamento. Può essere necessario pressurizzare queste tubazioni a 1 bar_g, quindi scaricarle a circa 0,2 bar_g, per essiccare ripetutamente le estremità più difficilmente raggiungibili.

Una procedura di essiccamento dettagliata sarà redatta per ogni sistema prima del precommissioning.

Serbatoi di stoccaggio

La responsabilità dell'essiccamento del serbatoio verrà di norma mantenuta dal costruttore.

Dopo l'essiccamento iniziale mediante aria secca e dopo ispezione finale ed installazione delle pompe bassa pressione, il serbatoio verrà essiccato con azoto gassoso.

L'azoto verrà introdotto dalla parte inferiore del serbatoio. Il serbatoio sarà mantenuto a bassa pressione. L'azoto introdotto verrà poi spurgato dal collettore di torcia o tramite un vent manuale sistemato sulla parte superiore del serbatoio.

L'essiccamento e lo spurgo continueranno finché lo scarico dell'azoto all'atmosfera raggiungerà il dovuto punto di rugiada di -20°C, ed un contenuto di ossigeno inferiore al 4%.

Rodaggio iniziale delle apparecchiature e commissioning dei sistemi

Quando possibile, le apparecchiature funzioneranno con fluidi non pericolosi, prima dell'introduzione degli idrocarburi nel terminale.

Queste prove di precommissioning saranno essenzialmente applicabili:

- alle pompe acqua mare

- ai compressori a pistoni (funzionamento meccanico con aria, a mandata chiusa, sotto 0 % carico)
- ai compressori aria strumenti ed impianti ad aria
- agli essiccatori aria
- ai packages di produzione azoto
- ai riscaldatori elettrici
- alle pompe di drenaggio
- agli estintori a schiuma

Per le apparecchiature principali, questi tests-run saranno effettuati sotto il consiglio esperto degli assistenti tecnici del fornitore.

Le motopompe criogeniche sommerse non potranno funzionare senza GNL, e quindi non possono essere testate durante il precommissioning.

13.1.4. Raffreddamento delle tubazioni criogeniche e delle apparecchiature

Presentazione generale della procedura di raffreddamento

Prima di essere messe in esercizio in condizioni normali, le tubazioni per GNL e per gas freddo e le apparecchiature connesse vengono raffreddate progressivamente fino alla temperatura criogenica. Dal momento che l'introduzione di liquido freddo nelle tubazioni calde può produrre tensioni termiche all'interno del sistema di tubazioni (a causa della differenza di temperatura elevata fra la parte superiore ed inferiore delle tubazioni), l'uso di liquido criogenico viene evitato e le tubazioni sono raffreddate uniformemente e progressivamente usando il gas freddo (boil off gas, BOG). Le tubazioni e le apparecchiature che sono interessate dalla prima scarica, ed i serbatoi criogenici, possono essere raffreddati con lo stesso GNL proveniente dalla metaniera, ma eventualmente anche con azoto freddo gassoso. Le altre parti del terminale vengono raffreddate dopo la prima operazione di scarica, utilizzando il gas freddo proveniente dal GNL stoccato.

Procedura di raffreddamento – tubazioni principali

Il raffreddamento delle tubazioni criogeniche viene effettuato solo una volta che tutte le fasi di precommissioning siano state completate.

Come spiegato sopra, il terminale è diviso in 2 sezioni, una prima che viene raffreddata con il GNL proveniente dalla prima metaniera oppure con l'azoto prima del primo scarico, ed una seconda con gas naturale freddo.

La prima sezione contiene ogni tubazione ed apparecchiatura che sia interessata dalla prima operazione di scarico - principalmente la linea di scarico (unloading line) ed il serbatoio - e tutte quelle tubazioni ed apparecchiature richieste per l'operazione di raffreddamento: la tubazione di ricircolazione, i compressori B.O.G. con relativo barilotto in aspirazione, il ricondensatore e tubazioni collegate.

La seconda sezione contiene le tubazioni GNL ed i materiali situati a valle delle pompe bassa pressione.

L'azoto eventualmente utilizzato per il raffreddamento è fornito allo stato liquido dalle autocisterne ed è iniettato in produzione usando un riscaldatore ed i desurriscaldatori provvisori sistemati per il raffreddamento.

Per il raffreddamento del serbatoio, il GNL proveniente dalla nave, oppure l'azoto liquido dalle autocisterne, vengono spruzzati nel serbatoio interno utilizzando un insieme di ugelli situati al disotto del tetto sospeso.

I compressori, inizialmente funzionanti con un rapporto molto basso di compressione, consentono la circolazione del BOG o dell'azoto gassoso.

Il raffreddamento viene controllato per fornire un tasso di raffreddamento di circa 7-10°C all'ora. La temperatura delle tubazioni è controllata e registrata dalle termocoppie di pelle situate nella parte superiore ed inferiore della tubazione stessa, e collegate al DCS.

Viene controllato anche il movimento delle tubazioni durante il raffreddamento. Il raffreddamento è considerato completo quando la temperatura raggiunge -120 °C per tubazioni ed apparecchiature, e -140 °C per il serbatoio.

Le pompe a bassa pressione poste nel serbatoio vengono raffreddate contemporaneamente al serbatoio stesso. Dopo la prima scarica, il collettore di mandata delle pompe bassa pressione, posto a monte del ricondensatore, viene raffreddato con gas freddo.

Da questo momento le pompe bassa pressione possono essere avviate, ed un minimo flusso di GNL può essere trasmesso al ricondensatore ed alla sezione posta tra ricondensatore stesso e vaporizzatori.

Tale sezione viene raffreddata con lo stesso gradiente della sezione di scarico (da circa 7 fino a 10°C all'ora).

Il raffreddamento è considerato completo quando la temperatura raggiunge -100°C.

13.1.5. Avviamento

Generalità

IL GNL è introdotto nel terminale soltanto quando siano state effettuate tutte le operazioni di precommissioning e le operazioni di raffreddamento. Tutti i dispositivi di sicurezza saranno in quel momento disponibili. Il terminale sarà nella sua configurazione operativa (tutte le parti provvisorie usate per il precommissioning rimosse, le soglie di sicurezza riattivate, le tubazioni connesse alle PSV aperte). Gli ausiliari saranno in funzione.

Sequenze di avviamento

Operazioni da effettuare antecedentemente il primo arrivo della nave di GNL:

- commissioning del sistema del gas combustibile usando gas dal metanodotto
- pressurizzazione della sezione di erogazione (send out) e della tubazione rompi-vuoto (vacuum break line) usando il gas dal metanodotto
- accensione e prova della torcia.

Dopo il primo arrivo della nave GNL:

- scarico della metaniera e settaggio del sistema di controllo della pressione del serbatoio, scaricando in torcia ed iniettando gas dal vacuum breaker
- avviamento delle pompe bassa pressione ed assestamento della circolazione di GNL per/da pontile
- assestamento del flusso d'acqua ad un ORV (se non fosse già stato fatto)
- iniezione di un flusso modesto di GNL al ricondensatore e raffreddamento delle pompe alta pressione e delle tubazioni a monte dei vaporizzatori
- inizio dell'erogazione di gas (send out)
- commissioning del sistema di recupero BOG (compressori + ricondensatore). Controllo della pressione del serbatoio, in fase di recupero del B.O.G.
- prova dell'iniezione dell'azoto al ricondensatore
- commissioning del SCV
- commissioning dell'impianto di caricamento bettoline,
- commissioning dell'impianto di truck loading.

13.2. Fermata normale del terminale

13.2.1. Arresto parziale dell'erogazione

Se la rete non necessita in quel momento del flusso di erogazione (sendout) nominale, uno degli ORV che sono normalmente in funzione potrebbe dover essere fermato.

In primo luogo sarà ridotto il flusso di ingresso all'ORV. Quindi deve essere chiusa la valvola di ammissione. Viene quindi chiusa la valvola di ammissione acqua mare di questo ORV e fermata una delle pompe di funzionamento della presa dell'acqua di mare. Appena drenata l'acqua dall'ORV, anche una delle pompe di scarico dell'acqua di mare può essere arrestata. Quindi il vaporizzatore può essere isolato e depressurizzato in torcia. Per risparmiare energia ed evitare ricircolazione al ricondensatore, anche una delle pompe alta pressione può essere fermata e la sua valvola di mandata chiusa. Non appena la pompa alta pressione si ferma, le pompe bassa pressione dovrebbero iniziare a ricircolare.

Non sono previsti impatti sulle attività di caricamento bettoline e truck loading eventualmente in corso.

13.2.2. Arresto totale dell'erogazione

Gli ORV in funzione sono fermati in sequenza seguendo la procedura descritta in precedenza.

Dato che senza erogazione la ricondensazione non è possibile, i compressori B.O.G devono essere fermati prima dell'arresto dell'ultima pompa alta pressione in marcia.

Quindi, il B.O.G. viene diretto in torcia dal sistema di controllo di pressione del serbatoio.

Non appena fermata l'ultima pompa alta pressione, viene aperta la tubazione di ricircolazione senza erogazione (no send out recirculation line). In questo modo il GNL trasmesso dalle pompe primarie (bassa pressione) può circolare nelle tubazioni a monte dei vaporizzatori e mantenerli freddi.

Viene mantenuta in marcia una sola pompa bassa pressione (con la ricircolazione automatica per basso flusso verso il serbatoio operativa).

Non sono previsti impatti sulle attività di caricamento bettoline e truck loading eventualmente in corso.

N.B: prima di fermare la sezione di erogazione gas (send out), viene resa disponibile una alimentazione secondaria al sistema gas combustibile (gas ad alta pressione dalla rete – questo gas è anche usato come rompi-vuoto, se richiesto).

13.3. Situazioni di emergenza

13.3.1. Metodo di fermata

La rilevazione di qualsiasi condizione anomala che possa compromettere la sicurezza del terminale, è in grado di attivare un arresto di sicurezza. In funzione del rischio connesso all'anomalia rilevata, questo arresto può essere limitato ad un'apparecchiatura, un'unità, oppure essere esteso al terminale nel suo insieme.

Sono considerati 3 livelli di arresto di emergenza (ESD):

- Livello 3 di ESD: è attivato tramite la rilevazione di uno stato anomalo su un'apparecchiatura (tramite un contatto di sicurezza) e dà luogo solo all'arresto dell'apparecchiatura interessata.

Es: rilevazione di bassissima temperatura gas (sotto 0°C) all'uscita di un vaporizzatore. La valvola di ingresso al vaporizzatore interessato si chiude automaticamente, ma il terminale mantiene la sua marcia normale utilizzando gli altri 2.

- Livello 2 di ESD: corrisponde all'arresto di un'unità o di un'area e può essere attivato dalle soglie di sicurezza, dagli allarmi di fuoco e di gas o da un pulsante manuale.

Es: rivelazione d'incendio da testa pontile. Solo gli impianti interessati dalla discarica si arresteranno, in caso di emergenza.

- Livello 1 di ESD: corrisponde all'arresto dell'intero impianto. Può essere attivato da alcuni sensori critici, dagli allarmi di fuoco e di gas, o dal pulsante manuale.

Es: perdita dal sistema aria strumenti, black out energia elettrica.