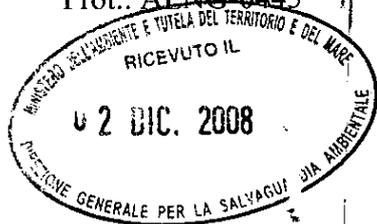


Milano, li 25.11.08  
Prot.: ALNG 0445



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio  
e del Mare - Direzione Salvaguardia Ambientale  
E: prot DSA - 2008 - 0035966 del 05/12/2008

Spett. Gruppo Istruttore  
IPPC  
c/o ISPRA  
Via Vitaliano Brancati, 48  
00144 Roma  
c.a. Dr. M.Iocca

Spett. Ministero  
dell'Ambiente e  
della Tutela del Territorio e  
del Mare  
DSA-MATTM  
Via C. Colombo, 44  
00147 Roma  
c.a. Dr. Lo Presti

**Oggetto: Istruttoria per il rilascio dell'AIA al Terminale GNL Adriatico s.r.l. di  
Rovigo - Documentazione ed ulteriori informazioni richieste dal Gruppo Istruttore**

Facciamo seguito all'incontro del 20.11.08, per comunicarVi quanto segue:

- Il Rapporto Definitivo di Sicurezza sul Progetto Particolareggiato è stato approvato dal Comitato Tecnico Regionale del Veneto nella seduta del 28.11.07 con prescrizioni (n. 26 in totale) il cui verbale è stato trasmesso al gestore con lettera del 11/12/2007.

La versione di tale rapporto redatta ai sensi dell'art. 8 co. 9 del DLgs 334/99 è stata trasmessa alla Regione Veneto per quanto attiene agli adempimenti di cui all'art. 22 co. 2 (Informazione sulla sicurezza) del medesimo DLgs.

Nel luglio 2008 il CTR Veneto ha conferito mandato al Comando Provinciale dei VVF di Rovigo di acquisire le certificazioni inerenti l'attività temporanea finalizzata alla messa in esercizio dell'impianto. Tali certificazioni sono in corso di sottomissione.



Sempre lo stesso CTR Veneto ha stabilito che la Società deve presentare tutta la documentazione certificativa ai fini del sopralluogo della Commissione di Verifica prima di effettuare il riempimento dei serbatoi con il GNL;

- Le seguenti coordinate dei punti di rilascio dell'acqua del sistema antincendio e delle acque meteorologiche pulite:
  - sistema antincendio;
  - acque meteorologiche.

Vi trasmettiamo inoltre in allegato (incluso CD) copia della seguente documentazione:

- Verbale della riunione relativa all'istruttoria per l'esame del Rapporto di Sicurezza – Fase Progetto Particolareggiato n. 522 della seduta del 28.11.07;
- Doc.n. 06-520-A112 del 13.11.08 “Risposta ai chiarimenti richiesti da ISPRA sul Doc. 06-520-H27 rev.1” (già allegato al verbale di riunione dell'incontro del 20.11.08).

Il CD allegato contiene anche copia della documentazione trasmessa con lettera prot. ALNG-0440 del 20/11/08 e già allegata al medesimo verbale.

Cogliamo l'occasione per porgere distinti saluti

Per Terminali GNL Adriatico Srl

Terminale GNL Adriatico S.r.l.  
Piazza Repubblica 14/16  
20124 Milano

Att.: Ing. Pierluigi Nalin

**Risposta ai Chiarimenti Richiesti da ISPRA sul Doc. 06-520-H27 Rev.1**

**1 NON CONFORMITÀ ALLA NORMA UNI 10169 RELATIVAMENTE AL  
POSIZIONAMENTO DELLE SONDE SUI CAMINI**

*Qual è l'errore indotto sulla strumentazione in relazione alla non conformità alla UNI 10169 del posizionamento delle sonde nei camini delle turbine a gas per in quanto il flusso dei fumi potrebbe non essere laminare;*

L'Appendice A del Doc. 06-520-H27 Rev.1 riporta le tavole tecniche in cui è presente la localizzazione dei punti di campionamento del CEMS su camini delle GTGs. Tale posizionamento non è conforme alla norma UNI 10169, citata come riferimento per l'individuazione della posizione della sezione di campionamento all'Art. 3.5 dell'Allegato VI alla Parte V del D.Lgs 152/06 e pertanto la localizzazione del campionamento deve essere concordata con l'autorità competente per il controllo.

ISPRA richiede, in particolare, una stima dell'errore indotto sulla strumentazione in relazione alla suddetta non conformità di posizionamento. Tale incertezza dipende da svariati fattori, tra cui posizione esatta della sonda nella sezione di campionamento e velocità e pressione istantanea del flusso. I fattori numerici risultano evidentemente di difficile quantificazione e, in assenza di campionamenti diretti, il loro valore dipenderebbe da una serie di ipotesi che potrebbe portare a significativi di scostamenti dal valore reale, determinando quindi una valutazione non attendibile dell'errore indotto sulla strumentazione.

La valutazione dell'errore indotto sulla strumentazione potrà essere valutato da prove dirette sul campo, identificando in contemporanea la posizione migliore della sonda rilevatrice. È normale pratica effettuare un testing mediante lettura delle misure ottenute in una serie di punti presi sulla sezione orizzontale del camino rappresentativa della quota a cui sono poste le sonde. Sulla base dei risultati verrà scelta la localizzazione che minimizza l'errore e in tale punto verrà posizionata la sonda.

## 2 INCERTEZZA DELLA MISURA DELL'ANALIZZATORE CLD 822 M H PER NO<sub>x</sub>

*nel documento appendice B inerente i certificati e le specifiche tecniche dei componenti dello SME, si è prodotta una certificazione TUV dell'analizzatore CLD 82 M h per NO<sub>x</sub> o NO che, mi sembra comprendere, ammetta un errore di incertezza pari 20% del limite di emissione giornaliero (50mg/Nmc); in questa condizione quanto è il potenziale errore dell'analizzatore in continuo?*

La certificazione TUV dell'analizzatore CLD 822 M h per NO<sub>x</sub> e NO tiene conto della norma DIN EN ISO 14956 (QAL1).

In particolare la certificazione è stata rilasciata sulla base del calcolo relativo alla determinazione dell'incertezza della misura del sopraccitato analizzatore che tiene conto della somma di tutti i contributi all'incertezza che si possono verificare durante una misura, come dettagliato nell'Allegato A.

Il valore di 20% esplicitato nel certificato va pertanto inteso alla luce di tale considerazione: si tratta di una soglia limite percentuale di errore totale calcolato sulla concentrazione di prova di NO (valore limite giornaliero, pari a 33 mg/m<sup>3</sup> con range di misura dello strumento 0-100 mg/m<sup>3</sup>), al di sotto della quale viene rilasciato il certificato TUV, come nel caso dell'analizzatore in questione: infatti, l'incertezza derivante dal test sull'analizzatore (6.27 mg/m<sup>3</sup>) è risultata inferiore alla soglia limite in questione (6.6 mg/m<sup>3</sup>).

ASP/MCO:ip

Doc. No. 06-520-A112  
Genova, 13 Novembre 2008

IDRAPPOLONIA

**ALLEGATO A**  
**RISULTATI DEL CALCOLO DELLA INCERTEZZA DEI RISULTATI PER UN SISTEMA DI**  
**MISURA DEGLI OSSIDI DI AZOTO**  
**(Elaborato da Eco Physics)**



ECO PHYSICS

**Results of the Calculation of the Uncertainty of a Measurement System for Nitrogen oxides (QAL 1 of EN 14181)**

Manufacturer	ECO PHYSICS
Name	CLD 822 M h
Certified range	0-100 mg/ m <sup>3</sup>

Performance Characteristics				Value of uncertainty
Repeatability at zero point				0,02 mg/ m <sup>3</sup>
Non-linearity / Lack of fit				0,46 mg/ m <sup>3</sup>
Zero drift				0,47 mg/ m <sup>3</sup>
Span drift				2,25 mg/ m <sup>3</sup>
Repeatability / reproducibility				1,00 mg/ m <sup>3</sup>
Influence of flow				0,67 mg/ m <sup>3</sup>
Influence of atmospheric pressure				0,38 mg/ m <sup>3</sup>
Temperature dependent drift of span				0,73 mg/ m <sup>3</sup>
Influence of voltage				0,69 mg/ m <sup>3</sup>
Uncertainty of span gas				0,38 mg/ m <sup>3</sup>
<b>Other influences</b>				
Losses in sampling system				0,00 mg/ m <sup>3</sup>
Converter efficiency				0,38 mg/ m <sup>3</sup>
Response factors (TOC-analysers)	not applicable			
Misalignment of light beam	not applicable			
Contamination of optical surfaces	not applicable			
Long time drift of calibration standard	not applicable			
<b>Interferences</b>		<b>Concentration of interfering component</b>		
Sum positive Interf. > Sum negative Interf.				
	O <sub>2</sub>	21	Vol.-%	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	CO	300	mg/m3	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	CO <sub>2</sub>	15	Vol.-%	-1,35 mg/ m <sup>3</sup>
	CH <sub>4</sub>	50	mg/m3	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	N <sub>2</sub> O general	n.a.	mg/m3	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	N <sub>2</sub> O fluidized bed	100	mg/m3	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	NO	n.a.	mg/m3	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	NO <sub>2</sub>	n.a.	mg/m3	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	NH <sub>3</sub>	20	mg/m3	-0,08 mg/ m <sup>3</sup>
	SO <sub>2</sub> general	n.a.	mg/m3	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	SO <sub>2</sub> coal without desulfurization	1000	mg/m3	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	HCl general	n.a.	mg/m3	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	HCl coal fired plant	200	mg/m3	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	H <sub>2</sub> O (hot or inSitu)	n.a.	Vol.-%	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
	H <sub>2</sub> O (with cooler)	30	Vol.-%	0,00 mg/ m <sup>3</sup>
<b>Square sum</b>				<b>10,23</b>
<b>Combined uncertainty U<sub>c</sub></b>				<b>3,20 mg/ m<sup>3</sup></b>
<b>Expanded uncertainty U=1,96 x U<sub>c</sub></b>				<b>6,27 mg/ m<sup>3</sup></b>
<b>Required uncertainty (20% of 33 mg/ m<sup>3</sup>)</b>				<b>6,6 mg/ m<sup>3</sup></b>
<b>Requirement fulfilled</b>				<b>Yes</b>



**Ministero dell'Interno**

DIPARTIMENTO DEI VIGILI DEL FUOCO  
DEL SOCCORSO PUBBLICO  
E DELLA DIFESA CIVILE  
DIREZIONE INTERREGIONALE  
DEL VENETO E TRENINO ALTO ADIGE

UFFICIO PREVENZIONE INCENDI  
PROT. N.12431-SEZ. III

Padova, 11/12/2007  
35139 - Via Dante, 55  
Tel. 049/8759299  
Fax. 049/8753443  
E-mail dir.veneto@vigilfuoco.it

- Al Comune di Porto Viro  
Piazza Marconi, n. 32  
45100 PORTO VIRO (RO)
- Alla Provincia di Rovigo  
Via Ricchieri, n. 10  
45100 ROVIGO
- Alla Prefettura di Rovigo  
Via Celio, n. 12  
45100 ROVIGO
- Al Comando Provinciale Vigili del  
Fuoco di Rovigo  
Viale Ippodromo, n. 46  
45100 ROVIGO
- Alla Regione del Veneto  
Unità Complessa  
Tutela Atmosfera  
Calle Priuli, Cannaregio, 99  
30121 VENEZIA
- Alla Agenzia regionale per la  
protezione dell'ambiente del  
Veneto  
Via Lissa, n. 6  
30171 MESTRE - VENEZIA
- Al Dr. Ing. Adriano PALLONE  
Comandante Provinciale dei  
Vigili del Fuoco di Verona  
Via Polveriera Vecchia, n. 12  
37100 VERONA

- Al Dott. Ing. Mario SARNO  
Comandante Provinciale  
Vigili del Fuoco di Rovigo  
Viale Ippodromo, n. 46  
45100 ROVIGO
- Al Dr. Ing. Filippo SQUARCINA  
c/o Ordine degli Ingegneri  
della Provincia di Padova  
Piazza Salvemini, n. 2  
35131 PADOVA
- Alla Dott. Ing. Marianna MIGLIONICO  
c/o Direzione Regionale del  
Lavoro di Venezia  
Campo S. Polo, 2171  
30125 VENEZIA
- Al Dott. Ing. Roberto MORANDI  
C/o Regione del Veneto  
Unità Complessa  
Tutela Atmosfera  
Calle Priuli, Cannaregio, 99  
30121 VENEZIA
- Al Dott. Ing. Enrico TRABUCCO  
c/o Direzione interregionale  
Vigili del Fuoco per il Veneto e  
Trentino Alto Adige  
SEDE
- Al Dott. Ing. Maurizio VESCO  
C/o Dipartimento A.R.P.A.V. di  
Venezia  
Via Lissa, n. 6  
30171 MESTRE - VENEZIA
- Al Dott. Ing. Vincenzo RESTAINO  
C/o Dipartimento A.R.P.A.V. di  
Vicenza  
Via Spalato, 16  
36100 VICENZA
- Al Dott. Ing. Francesco PANIN  
C/o Dipartimento ISPESL  
Di Padova  
Via Berchet, n. 9  
35100 PADOVA

Al Dott. Arch. Monica Gambardella  
c/o Amministrazione Prov.le  
di Rovigo  
Via Ricchieri, n. 10  
45100 ROVIGO

e per conoscenza: Ministero dell' Ambiente e della  
Tutela del Territorio e del Mare  
Servizio I.A.R.  
Via C. Colombo, 44  
00147 ROMA

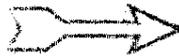
Al Ministero dell' Ambiente e della  
Tutela del Territorio e del Mare  
Direzione Salvaguardia  
Ambientale  
Divisione III - VIA  
Via C. Colombo, n. 44  
00147 ROMA

Al Ministero dell' Ambiente e della  
Tutela del Territorio e del Mare  
Direzione Salvaguardia  
Ambientale  
Divisione VI - AIA  
Via C. Colombo, n. 44  
00147 ROMA

AL MINISTERO DELL' INTERNO  
Dipartimento dei Vigili del  
Fuoco, del Soccorso Pubblico  
e della Difesa Civile  
Direzione Centrale per la  
Prevenzione e la Sicurezza  
Tecnica  
Area Rischi Industriali  
Via Cavour, 5  
00100 ROMA

Al Ministero Delle Infrastrutture  
e dei Trasporti  
Dipartimento Navigazione  
Marittima ed Interna  
Via dell' Arte, n. 18  
00144 ROMA

Al Ministero dell'Industria, del  
Commercio e dell'Artigianato  
Direzione Generale Energia e  
Risorse Minerarie - Div. IX  
Via Molise, 2  
00187 ROMA



Alla ADRIATIC LNG  
Terminale GNL Adriatico S.r.l.  
Piazza della Repubblica, 14/16  
20124 MILANO

**OGGETTO:** Verbale n. 522 della seduta del 28 novembre 2007 relativa all'esame del Rapporto di Sicurezza - Fase progetto Particolareggiato - Ditta Adriatic LNG Terminale GNL Adriatico S.r.l. al largo di Porto Viro (RO).

Si trasmette in allegato, ai sensi della vigente disciplina regionale di cui all'art. 75 co 2) L.R. 13 aprile 2001 n.11, copia del verbale n. 522 della seduta del 28 novembre 2007 relativo all'istruttoria in oggetto indicata.



IL DIRETTORE INTERREGIONALE  
Dott. Ing. Marcello DELLA GIOVAMPAOLA

ET/ep



*Ministero dell'Interno*

Direzione interregionale vigili del fuoco per il Veneto e Trentino Alto Adige

**COMITATO TECNICO REGIONALE DEL VENETO DI CUI  
ALL'ARTICOLO 19 DEL DECRETO LEGISLATIVO 17 AGOSTO  
1999, N. 334**

Verbale n. 522 della seduta del 28/11/2007

**Oggetto: Istruttoria relativa all'esame del Rapporto di Sicurezza - Fase Progetto Particolareggiato - Ditta Adriatic LNG Terminale GNL Adriatico S.r.l. al largo di porto Viro (Rovigo).**

Addì 28 del mese di novembre dell'anno duemilasette, si è riunito presso la sede centrale del Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Padova sita in via S. Fidenzio n° 3 a Padova, il Comitato Tecnico Regionale per la prevenzione incendi per il Veneto, di cui all'articolo 20 del DPR 577/82, nominato con decreto n. RI 1 del Ministero dell'Interno, del 2 febbraio 2007, ed integrato secondo quanto previsto dal comma 2 dell'articolo 75 della legge regionale del Veneto 13 aprile 2001, n.11 con decreti n. RI 34 del 4 novembre 2004 e RI 2 del 02/02/2007 del Ministero dell'Interno per l'esame dell'argomento in parola.

Sono presenti per il Comitato tecnico regionale per la prevenzione incendi del Veneto:

Dr. Ing. Onofrio LOVERO	Sostituto del Direttore Interregionale dei Vigili del Fuoco per il Veneto e Trentino Alto Adige, Presidente	<i>h</i>
Dr. Ing. Adriano PALLONE	Comandante provinciale dei Vigili del Fuoco di Verona. Componente	
Dr. Ing. Mario SARNO	Comandante provinciale dei Vigili del Fuoco di Rovigo. Componente	<i>sp</i>
Dr. Ing. Filippo SQUARCINA	designato dall'Ordine degli Ingegneri della provincia di Padova, Supplente del Dott. Ing. Claudio CHIARELLO. componente	
Dr. Ing. Marianna MIGLIONICO	designato dalla Direzione Regionale del Lavoro del Veneto. Componente	

Dr. Ing. Roberto MORANDI designato dalla Regione Veneto per il Servizio Tutela dell'Atmosfera e Dipartimento Ecologia e della Tutela Ambiente, Componente

Dr. Ing. Enrico TRABUCCO funzionario tecnico in servizio presso la Direzione Interregionale dei Vigili del Fuoco per il Veneto e Trentino Alto Adige, Segretario

Il predetto Comitato risulta integrato, così come previsto dal comma 2 dell'articolo 19 del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334, da:

Dr. Ing. Maurizio VESCO designato dall'Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente del Veneto, Supplente del Dott. Ing. Loris TOMIATO, Componente

Dr. Ing. Vincenzo RESTAINO designato dall'Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente del Veneto, Componente

Dr. Ing. Francesco PANIN designato dal Dipartimento Istituto Superiore per la Prevenzione e Sicurezza del Lavoro di Padova, con competenza per le provincie di Padova, Rovigo e Vicenza, Componente

Dr. Arch. Monica GAMBARDELLA designato dalla Provincia di Rovigo, Supplente del Dott. Ing. Luigi FERRARI, Componente

Risultano assenti, anche se regolarmente convocati con telefax prot. n. 11736/PRE/SEZ.III del 20/11/2007 della Direzione Interregionale dei vigili del fuoco per il Veneto e Trentino Alto Adige:

Dr. Ing. Fabio DATTILO Comandante provinciale dei Vigili del Fuoco di Venezia, Componente

Dr. Ing. Franco MUSILLI designato dal Dipartimento Istituto Superiore per la Prevenzione e Sicurezza del Lavoro di Padova, con competenza per le province di Padova, Rovigo e Vicenza, Componente

Geom. Antonio LAZZARINI designato dal Comune di Porto Viro (RO), Componente

Il relatore Dr. Ing. Ermanno ANDRIOTTO, in qualità di componente del Gruppo di Lavoro, relaziona circa l'oggetto del presente verbale.

### CONCLUSIONI DEL COMITATO

Il Comitato sentito il relatore e dopo ampia discussione degli argomenti trattati, ritiene di recepire la relazione del Gruppo di Lavoro, che è parte integrante del presente verbale, richiedendo

l'effettuazione delle prescrizioni in essa riportate, con l'eccezione di quella di cui all'ultimo comma, pag. 34, nonché la presentazione della documentazione integrativa richiesta.

La ditta dovrà inoltre produrre, entro il 31 gennaio 2008 idoneo studio atto a valutare soluzioni alternative alla realizzazione della suddetta prescrizione, in considerazione di quanto comunicato dalla stessa con nota prodotta in data odierna in copia allegata.

Il Comitato delega altresì il Gruppo di Lavoro a verificare in corso d'opera l'attuazione delle prescrizioni esecutive di dettaglio, relazionando nell'eventualità circa le possibili variazioni rispetto al progetto approvato ed alle prescrizioni impartite.

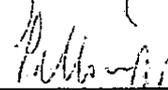
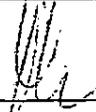
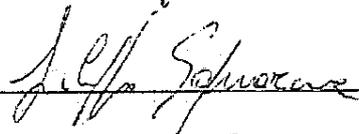
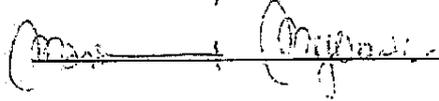
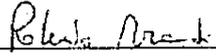
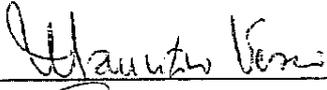
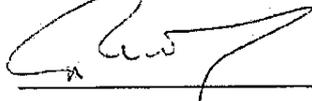
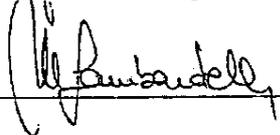
Contestualmente viene nominata la seguente Commissione incaricata dell'attuazione delle procedure di cui al DM 19/03/2001:

Dott. Ing. Mario SARNO   Presidente  
Dott. Ing. Roberto MORANDI   Componente  
Dott. Ing. Francesco PANIN   Componente  
Dott. Ing. Maurizio VESCO   Componente  
Dott. Ing. Franco MAZZETTO   Componente  
Dott. Ing. Ermanno ANDRIOTTO   Componente  
Dott. Ing. Paolo ZILLI   Componente  
Dott. Ing. Fabio CALLEGARI   Componente

Del che viene redatto il presente verbale che letto, viene, per conferma, sottoscritto dagli intervenuti.

- 3 -

IL COMITATO

Dr. Ing.	Onofrio	LOVERO	
Dr. Ing.	Adriano	PALLONE	
Dr. Ing.	Mario	SARNO	
Dr. Ing.	Filippo	SQUARCINA	
Dr. Ing.	Marianna	MIGLIONICO	
Dr. Ing.	Roberto	MORANDI	
Dr. Ing.	Enrico	TRABUCCO	
Dr. Ing.	Maurizio	VESCO	
Dr. Ing.	Vincenzo	RESTAINO	
Dr. Ing.	Francesco	PANIN	
Dr. Arch	Monica	GAMBARDELLA	



**Ministero dell' Interno**  
Dipartimento dei Vigili del Fuoco,  
del soccorso pubblico e della difesa civile.  
Comando Provinciale di Rovigo

Rovigo, li 27 NOV 2007

Prot. n° 5533/6-2

Prat. n° 10906

prot. 12025

23/11/07

etc

ALLA DIREZIONE INTERREGIONALE W.F.  
DEL VENETO E T.A.A.

**OGGETTO:** *Relazione finale esame preistrutturario del rapporto di sicurezza presentato dalla Ditta Terminale GNL Adriatico S.r.l. per il proprio stabilimento di Porto Levante (RO) ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334*

Con riferimento all'oggetto, facendo seguito alla nota prot. n. 465/PRE-SEZ.III del 16.01.2006 e prot. n° 4096/PRE-SEZ.III del 19.04.2006 di codesta Direzione, nella quale si nomina il Gruppo di lavoro incaricato di svolgere l'istruttoria preliminare relativa al procedimento presentato dalla Ditta in oggetto, in sostituzione della precedente relazione trasmessa con nota 7595/6-2 del 23.10.2007, si trasmette in allegato alla presente la relazione finale del Gruppo di lavoro.

Il Comandante Provinciale  
(Dott. Ing. Mario Sarno)

*[Handwritten signatures and initials]*

**ESAME PREISTRUTTORIO RELATIVO  
AL RAPPORTO DI SICUREZZA  
DITTA TERMINALE GNL ADRIATICO SRL**

**TERMINALE DI STOCCAGGIO E RIGASSIFICAZIONE DEL GNL  
PORTO LEVANTE (RO)**

**0 - PREMESSA**

Come da incarico conferito dalla Direzione Interregionale dei Vigili del Fuoco per il Veneto e T.A.A. con note prot. n° 465/PRE-SEZ.III del 16/01/2006 e prot. n° 4096/PRE-SEZ.III del 19/04/2006, il gruppo di lavoro, costituito da:

- Dr. Ing. Mario Sarno, Comando Vigili del Fuoco di Rovigo, coordinatore,
- Dr. Ing. Fabio Callegari, Comando Vigili del Fuoco di Rovigo, componente,
- Dr. Ing. Ermanno Andriotto, Comando Vigili del Fuoco di Vicenza, componente
- Dr. Ing. Franco Mazzetto, A.R.P.A.V. di Venezia, componente,
- Dr. Ing. Paolo Zilli, A.R.P.A.V. di Rovigo, componente,

ha proceduto all'esame preistrutturativo per la valutazione del Rapporto di Sicurezza particolareggiato relativo all'impianto di rigassificazione della società TERMINALE GNL ADRIATICO SRL (di seguito denominata Terminale).

La società Edison GAS S.p.A, nel mese di Dicembre 1998, ha presentato al C.T.R. il Rapporto di Sicurezza relativo ad un terminale marino di ricevimento - stoccaggio - rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL), ubicato al largo del Delta del Po, circa 15 km Est di Porto Levante (RO).

L'impianto ha ottenuto il Nulla Osta di Fattibilità, ai sensi dell'art.18 e 19 del DPR 175/88, con verbale del CTR n°140 del 19/07/1999, a seguito della valutazione delle integrazioni richieste con precedente verbale del CTR n°132 del 06/04/1999.

Il Nulla Osta di Fattibilità per il Terminale è stato rilasciato dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Rovigo in data 03/09/1999, con protocollo n°8521/6-3.

Successivamente, la ditta Edison LNG S.p.a. ha presentato un nuovo progetto che, lasciando invariato il volume di stoccaggio di GNL, prevedeva una movimentazione media annua doppia (da 4 GS mc/anno a 8 GS mc/anno). Tale aumento di capacità di rigassificazione è stato discusso nella seduta del CTR del 17/02/2004 (verbale n°294), il quale ha deciso di rinviare il parere di competenza in sede di istruttoria per il progetto particolareggiato.

In data 19/12/2005, la Società Terminale GNL Adriatico Srl ha presentato, ai sensi dell'art.9 del D.Lgs.334/99, come modificato dal D. Lgs.238/2005, il Rapporto di Sicurezza Definitivo dell'impianto, contenente anche gli approfondimenti richiesti in occasione del parere sul Rapporto Preliminare (NOF). Gli allegati al Rapporto di Sicurezza Definitivo contengono anche la documentazione tecnica relativa al metanodotto Terminale GNL - Porto Viro - Cavarzere. Ai sensi del D.M.I. 19/03/2001, art.3 e 8, tale rapporto è stato presentato anche in relazione alle procedure per il rilascio del Certificato di Prevenzione Incendi.

In data 23/02/2006, con nota prot.n°2071/6-2, il Comando Provinciale di Rovigo ha informato la Ditta e la Direzione Interregionale V.V.F. che la documentazione presentata in Dicembre 2005, risultava firmata solo sul frontespizio e conteneva inoltre numerosi allegati scritti in lingua inglese. Si richiedeva, pertanto, alla Ditta, la presentazione di una nuova copia degli allegati debitamente tra-

*[Handwritten signatures and initials at the bottom of the page, including 'M', 'R', and 'S']*

dotti in lingua italiana, e alla Direzione Interregionale precise istruzioni sull'acquisizione delle firme e di voler stabilire, al fine del rispetto dei tempi previsti dall'art.21 del D. Lgs.334/99, la data della corretta presentazione del Rapporto di Sicurezza.

In data 24/02/2006, con nota prot.n°2137/6-2 del Comando Provinciale V.V.F. di Rovigo, veniva aggiornato l'elenco della documentazione per la quale si richiedeva la traduzione in lingua italiana.

La Direzione Interregionale dei V.V.F., con propria nota prot.n°2013/PRE-SEZ.III del 01/03/2006, comunicava che, a Suo parere, il Rapporto di Sicurezza doveva essere prodotto integralmente in lingua italiana, considerata la rilevanza del parere alla luce dell'intervento previsto e che i tempi di esame di cui all'art.21 del D. Lgs.334/99 decorrevano dalla data di presentazione del Rapporto di Sicurezza redatto in lingua italiana. Restava tuttavia in attesa di un parere del Ministero. Tale parere perveniva con nota prot.n°DCPST/ A4/RS/1212 del 03/04/2006, nella quale si concordava nel ritenere necessario che il Rapporto di Sicurezza dovesse essere presentato dal Gestore in lingua italiana, al fine di agevolare la comprensione della rapidità dell'esame e nel rispetto di quanto previsto dall'art.8, comma 3, come modificato dall'art.4 del D. Lgs.238/05. Si riteneva, tuttavia, che, trattandosi di progetto particolareggiato, per il cui esame l'art.21 del D. Lgs.334/99 non prevede la sospensione dei termini, ma l'effettuazione di sopralluoghi finalizzati a garantire che i dati e le informazioni contenute nel Rapporto di Sicurezza descrivano fedelmente la situazione dello stabilimento, dovesse essere messa in atto ogni iniziativa ritenuta utile a concludere l'iter istruttorio nei tempi tecnici strettamente necessari.

In data 08/05/2006, la Società TERMINALE GNL ADRIATICO SRL ha comunicato il trasferimento della propria sede legale in Piazza della Repubblica, 14/16 - Milano.

In data 23/08/2006, la Società TERMINALE GNL ADRIATICO SRL trasmetteva parte della documentazione richiesta in lingua italiana.

In data 11/10/2006, con protocollo n°7898/6-3/P, il Comando Provinciale V.V.F. di Rovigo comunicava alla ditta e alla Direzione Interregionale che la documentazione trasmessa in Agosto dalla Ditta risultava essere ancora parziale e pertanto, pur avendo dato corso all'esame di quanto era stato trasmesso, per avere una visione completa delle problematiche e delle soluzioni progettuali connesse alla sicurezza dell'impianto, era necessario che la ditta stessa completasse e trasmettesse le parti mancanti.

In data 21/12/2006, veniva completata la trasmissione della documentazione richiesta ed inoltre venivano comunicate delle modifiche intercorse al processo di rigassificazione, ai sistemi di prevenzione incendi, al lay-out della stazione di misura posta in località Cavarzere ed alle stazioni ospitate le valvole di sezionamento. Nella medesima nota, la ditta comunicava il superamento della criticità, già emersa nel verbale del CTR n°140 del 19/07/1999, legata alla distanza limitata del sito proposto per il Terminal rispetto alle vie di navigazione/rotte principali che collegano principalmente i porti di Venezia e Ravenna.

In data 15/02/2007, il Comando Provinciale V.V.F. di Rovigo, con nota prot.n°1206/6-3, ha convocato gli estensori del Rapporto di Sicurezza per procedere in maniera più spedita alla conclusione dell'esame preistruttorio. A seguito di vari incontri, si sono formalizzate, con nota del Comando Provinciale V.V.F. di Rovigo prot.n° 2594/6-3 del 10/04/2007, una serie di richieste di informazioni e chiarimenti, sia per il terminale sia per il metanodotto.

Nel frattempo, la ditta, con nota prot. N°EM- AUT- L000296 del 14/03/2007, richiedeva con urgenza un parere in merito ad una diversa modalità di ricoprimento della condotta sottomarina rispetto a quanto previsto nel progetto iniziale. In particolare, la ditta chiedeva che la condotta, una volta posata in trincea ad una profondità di 2,5 metri dal fondo marino, non fosse oggetto di ricoprimento artificiale, addizionale a quello naturale.

Il Gruppo di Lavoro ha espresso il proprio parere trasmesso al CTR con nota prot.n°2734/6-2 del 16/04/2007: al riguardo, il CTR ha espresso parere contrario alla diversa modalità di ricoprimento della condotta sottomarina con proprio verbale n° 463 del 17.04.2007.

L'Ufficio del Genio Civile per le Opere Marittime di Venezia, con propria nota prot.n°0813 del 08/09/2007 ha espresso parere favorevole alla posa della condotta sottomarina in trincea con ricopertura artificiale subordinatamente al rispetto di alcune prescrizioni.

Nell'ambito dell'istruttoria, il Gruppo di Lavoro, in ottemperanza alle modifiche introdotte al D. Lgs.334/99 dall'art.12 del D. Lgs.238/05, che prevede l'effettuazione dei sopralluoghi negli stabilimenti, al fine di accertare l'attinenza della situazione descritta nel Rapporto di Sicurezza alla realtà, si è recato presso il cantiere di costruzione del Terminal ad Alcegiras (Spagna), dove ha potuto verificare le modalità costruttive del GBS ed alcuni particolari dei serbatoi ancora in fase di inserimento all'interno del GBS stesso.

In attesa delle richieste di cui alla nota del 10 Aprile, il Gruppo di Lavoro ha proceduto alla valutazione del Rapporto di Sicurezza richiedendo ulteriori incontri con l'analista di rischio e con il progettista impiantista, al fine di superare alcune incongruenze rilevate (nota prot.n°3832/6-3 del 25/05/2007).

In data 07/06/2007, il Comando Provinciale V.V.F. di Rovigo, con propria nota prot.n°4145/6-3, a seguito delle criticità segnalate dalla Società TERMINALE GNL ADRIATICO SRL nel Rapporto Semestrale, invitava la ditta a dare riscontro alle precedenti richieste di Aprile e Maggio.

La società TERMINALE GNL ADRIATICO SRL forniva in data 19/07/2007 riscontro alle richieste di Aprile - Maggio formulate dal Gruppo di Lavoro, facendo presente che la documentazione e le risposte fornite non esaurivano la totalità delle domande poste. La Società dichiarava altresì che le richieste non ancora evase, in particolare la parte inerente l'impianto antincendio, le avrebbe trasmesse successivamente nel mese di Settembre 2007.

Il Gruppo di Lavoro procedeva all'esame della documentazione trasmessa, e convocava informalmente più volte sia l'estensore del R.d.S., sia il procuratore della società (ing. Carlo Mangia), per chiarire in modo rapido, quanto ancora non chiarito dalla documentazione presentata. Si segnala che le risposte date verbalmente o rilevabili dagli elaborati non sempre sono state esaustive e spesso sono basate su principi di idoneità non riscontrabili puntualmente.

In data 05/10/2007, la Società forniva la parte rimanente relativa in particolare all'impianto antincendio e in data 16/10/2007, a seguito di chiarimenti richiesti nel corso di incontri con rappresentanti della ditta, perveniva, infine, al Gruppo di Lavoro una serie di allegati aggiornati relativi all'impianto di rilevazione gas/fiamma/incendio/freddo.

## 1 - STATO AUTORIZZATIVO DELL'IMPIANTO

La ditta TERMINALE GNL ADRIATICO SRL ha ottenuto le seguenti autorizzazioni necessarie per la realizzazione del terminale:

1. Nulla Osta di Fattibilità come da normativa "Seveso", emesso dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Rovigo il 3 Settembre 1999.
2. Decreto di VIA emesso dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, n. 4407 del 30 Dicembre 1999, concernente il terminale offshore e la pipeline fino alla località Cà Capello, per 4 miliardi di metri cubi all'anno di capacità di rigassificazione.
3. Decreto di concessione a costruire ed esercire il terminale, emesso dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (MICA), n. 16767 del 7 luglio 2000, e n. 16781 del 4 agosto 2000, per 4 miliardi di metri cubi all'anno di capacità di rigassificazione.

4. Decreto n. 445775 del 25 marzo 2002, mediante il quale viene approvato il progetto di massima e dichiarata la Pubblica Utilità del metanodotto Porto Viro-Cavarzere-Minerbio di connessione del terminale alla rete nazionale dei gasdotti, emesso dal Ministero delle Attività Produttive.
5. Decreto di VIA emesso dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, di concerto con il Ministero dei Beni Culturali, n. 605 del 6 ottobre 2003, concernente il metanodotto Porto Viro-Cavarzere-Minerbio di connessione del terminale alla rete nazionale dei gasdotti.
6. Decreto del Ministero delle Attività Produttive n. 17146 del 27 novembre 2003, recante l'estensione dei termini temporali per l'esercizio del terminale al 31 dicembre 2027.
7. Decreto di VIA emesso dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio n. 866 dell'8 ottobre 2004, concernente l'aumento della capacità di rigassificazione offshore del terminale fino a 8 miliardi di metri cubi all'anno di gas naturale.
8. Autorizzazione del Ministero delle Attività Produttive con decreto n. 17282 dell'11 novembre 2004, concernente l'autorizzazione ad esercire il terminale per una capacità di rigassificazione fino a 8 miliardi di metri cubi all'anno di gas naturale.
9. Autorizzazione della Capitaneria di Porto di Chioggia del 2 febbraio 2005, ex art. 24 del Codice della Navigazione, ad eseguire le modifiche necessarie ad aumentare la capacità di rigassificazione fino a 8 miliardi di metri cubi all'anno di gas naturale, soggetta al definitivo parere di competenza dei VVFF di Rovigo in sede di istruttoria per il Progetto Particolareggiato (normativa "Seveso"), ed al definitivo visto di competenza del Genio Civile Opere Marittime di Venezia da ottenersi in sede di progetto esecutivo generale (art. 12 Regolamento Codice della Navigazione).
10. E' stato depositato un programma di qualifica di alcuni materiali utilizzati nella costruzione, ed in particolare delle lamiere in acciaio al 9% Ni per i serbatoi di stoccaggio GNL, non previsti nel DM 9 gennaio 1996, presso la Segreteria Tecnica del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici. Per ottemperare al programma, verranno eseguite prove meccaniche addizionali ad alcuni provini presso l'Università di Pisa.
11. Parere favorevole, ai sensi dell'art.12 e 46 del Regolamento di Attuazione del Codice della Navigazione, per la realizzazione e il posizionamento del GBS e della condotta interrata dal GBS a terra, rilasciato dal Genio Civile per le Opere Marittime di Venezia con propria nota prot.n°1066 del 01/08/2005.
12. Prescrizioni impartite dalla Marina Militare - Comando Zona dei Fari e dei Segnalamenti Marittimi di Venezia con nota prot. 6/22767 del 04/07/2006 relative alla realizzazione di un campo boe e di idonee segnalazioni luminose poste attorno al Terminale.

## 2 - DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

- a) Trattasi di un Terminale marino per il ricevimento, lo stoccaggio e la rigassificazione di gas naturale liquefatto (LNG, Liquefied Natural Gas), comprendente anche una sea-line per la spedizione del gas rigassificato a terra e una pipeline sotterranea che convoglia il gas fino alla stazione di misura di Cavarzere (VE). Il Terminale oggetto del presente Rapporto di Sicurezza, rientra nel campo di applicazione del D. Lgs 334/99 (come modificata dal D. Lgs 21 settembre 2005), art. 8, per la presenza di gas naturale in quantità superiori alle soglie indicate nell'Allegato 1, parte I del succitato decreto, come risulta dalla seguente tabella:

sostanze e/o preparati	rif. D. Lgs. 334/99	soglie (t)		Quantità max (t)
		art. 6	art. 8	
Gas naturale	All. I, parte 1	50	200	117000
Prodotti petroliferi: gasolio	All. I, parte 1	2500	25000	160

L'attività rientra pertanto tra quelle contemplate dall'art 8 del citato D.Lgs. 334/99, per superamento della soglia relativa al gas naturale (classificazione: R12, estremamente infiammabile) ed è soggetta all'inoltro di notifica (art. 6), all'implementazione del SGS (art. 7) ed alla presentazione di Rapporto di Sicurezza (art. 8).

L'attività del terminale consiste essenzialmente nel:

- Ricevimento a mezzo di navi metaniere del LNG (gas naturale liquefatto, a pressione atmosferica e temperatura di circa -160°C);
- Stoccaggio criogenico del LNG in due serbatoi di uguale capacità (125000 m<sup>3</sup>);
- Rigassificazione ed invio a terra del gas tramite condotta sottomarina e pipeline sottomarina, per la distribuzione nella rete nazionale del gas.

È presente anche gasolio che viene utilizzato come combustibile nell'ambito delle attività di servizio/utilities ed è detenuto in n. 2 serbatoi di capacità pari a 100 m<sup>3</sup>/cad.

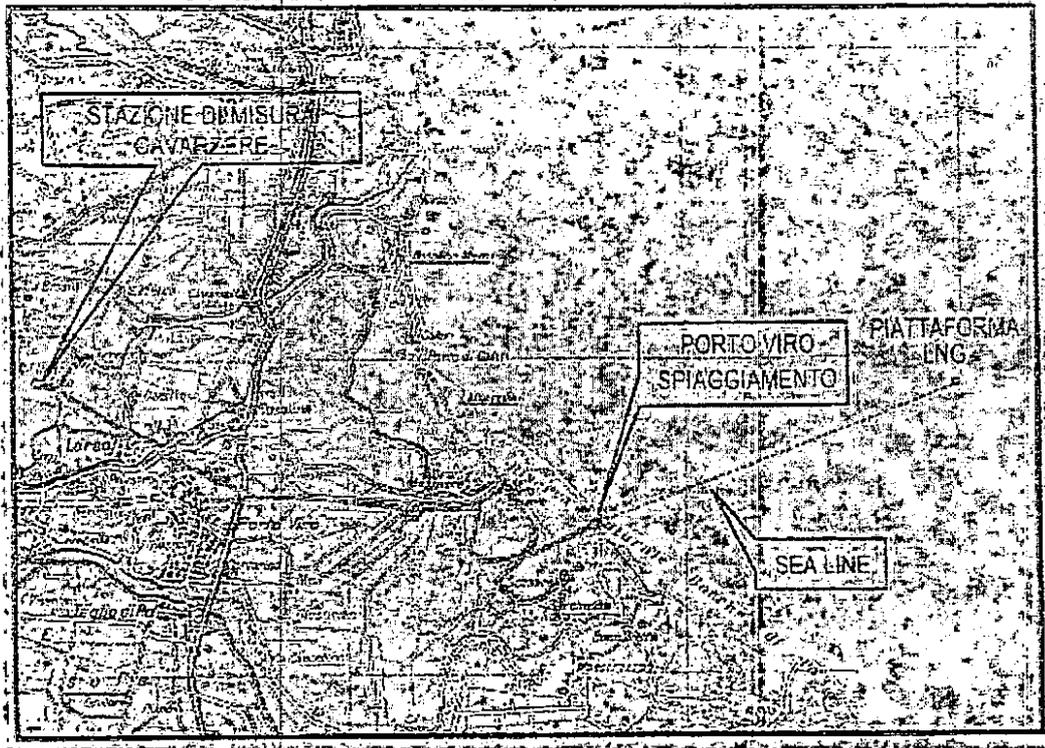
- b) L'ubicazione del terminale è prevista nel Nord Adriatico, al largo del Delta del Po, circa 15 km dalla costa a Nord Est di Porto Levante lungo la direttrice del gasdotto e a 13 km ca. dalla costa (distanza minima).

Le coordinate geografiche che identificano l'ubicazione del terminale (baricentro), con riferimento al meridiano di Greenwich, sono:

**Latitudine:** 45° 05' 26" N

**Longitudine:** 12° 35' 05" E

Si riporta nella seguente figura la posizione del terminale, il tracciato della sea-line e il tracciato della pipeline fino alla Stazione di Misura di Cavarzere (VE):



L'insediamento occupa un'area di superficie pari a circa 20000 m<sup>2</sup> (comprese le strutture di ormeggio) nel Nord Adriatico ed è circondato dal mare per un raggio minimo di circa 13 km. Di seguito si forniscono le distanze del terminale GNL dalla costa e dalle zone abitate più vicine o da punti di particolare interesse:

Distanza minima dalla costa .....	13 km
Campo boe ABIBES .....	10 km
Faro di Punta della Maestra .....	13,5 km
Boccasette .....	15,5 km
Scanarello.....	16 km
Porto Levante .....	17 km
Albarella.....	18 km
Rosolina mare .....	20 km
Chioggia/Sottomarina .....	26 km

Altri elementi corografici, quali ospedali, centri commerciali, autostrade, ecc. risultano a distanze maggiori di 20 km, per cui, in considerazione del fatto che l'estensione delle zone che possono essere interessate da conseguenze in caso di incidente presso il terminale è sensibilmente inferiore a tale valore, si è ritenuto superfluo evidenziarle.

Il terminale dista circa 50 km, in linea retta, dall'aeroporto internazionale Marco Polo di Tessera (VE).

In merito ai corridoi di atterraggio e/o decollo di velivoli le attrezzature e strutture dell'insediamento non rientrano nelle zone di rispetto prescritte dalle norme I.C.A.O. (International Civil Aviation Organisation).

- c) Il Terminale è costituito da un'unica struttura pluricellulare in calcestruzzo, denominata GBS (Gravity Based Structure), che poggia sul fondo marino in una profondità d'acqua di circa 29 m. Le dimensioni "fuori tutto" della struttura sono:
- lunghezza (lato maggiore): 180 m
  - larghezza (lato minore): 88 m
  - altezza: 47 m
  - superficie (pianta):  $\approx 16000 \text{ m}^2$

La struttura, oltre a permettere l'ormeggio delle navi metaniere, consente l'alloggiamento al suo interno dei serbatoi per lo stoccaggio del gas naturale liquefatto, e sulla sua sommità, degli impianti di rigassificazione e di tutti gli altri impianti ausiliari necessari per il completo funzionamento dell'installazione.

Il GBS è una struttura formata da un unico modulo diviso in due comparti gemelli, ed è costituita da un'orditura di pareti e solette ortogonali costruite in cemento armato precompresso.

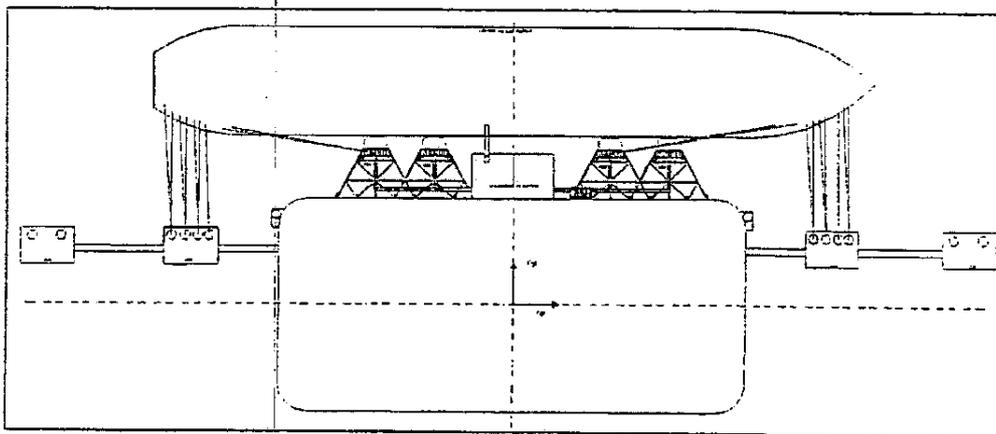
Strutturalmente, il modulo è costituito da pareti di calcestruzzo spesse dai 45 ai 60 cm e collegate tra loro da solette e travi, che creano un interstizio o compartimento di dimensioni circa 8 m tra l'una e l'altra parete (mentre fra le tre pareti frontali le distanze sono di 6,7 m e 3,75 m); tali compartimenti o celle vanno successivamente riempite con zavorra (sabbia o acqua di mare).

L'area di impronta complessiva del GBS è di  $15.741 \text{ m}^2$ , mentre il volume di calcestruzzo strutturale complessivo è di circa  $90.000 \text{ m}^3$ .

La struttura è progettata per una vita di progetto pari a 25 anni, adottando il metodo degli stati limite per le verifiche di resistenza e durabilità.

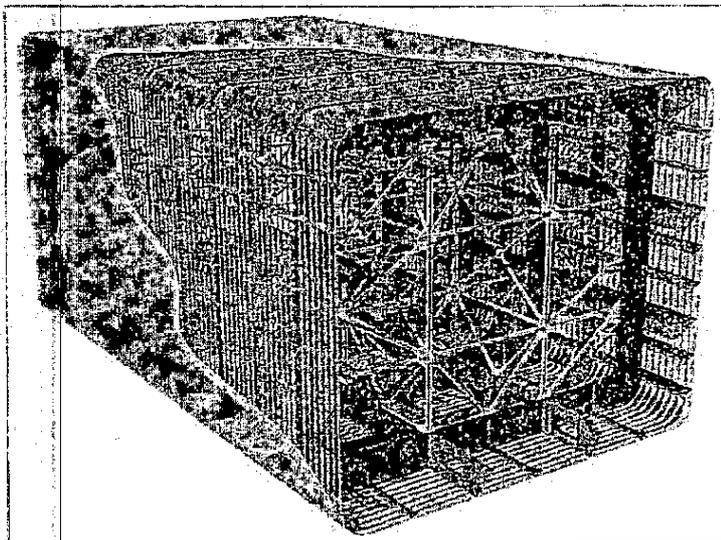
In particolare il complesso è così costituito:

- 1) n° 1 attracco per nave gasiera (capacità nave massima  $145.000 \text{ m}^3$ ) comprendente le bitte e briccole di ormeggio in cis, a supporto di ganci a rilascio rapido posizionati a 40 m dallo scafo della nave.  
Impatto e carichi provenienti dalla nave metaniera vengono contrastati da n°4 ammortizzatori Yokohama; la parete laterale del GBS è posizionata a circa 25 m dalla superficie degli ammortizzatori (si veda la figura successiva).



- 2) n° 2 serbatoi da  $125.000 \text{ m}^3$ . I serbatoi criogenici, costruiti in acciaio al 9% Nickel, sono "modulari", prismatici e autoportanti, con una struttura costituita di

pannelli rigidi supportati da un sistema di travature interne. La struttura è costituita da larghe armature longitudinali e trasversali, sulle quali si innesta la travatura reticolare che sorregge i pannelli, a loro volta rinforzati da irrigidimenti costituiti da venature trasversali collegate da placche flangiate longitudinali.



I serbatoi sono inseriti nel GBS attraverso un sistema cosiddetto a membrana consistente in:

- una parete esterna in calcestruzzo post tensionato;
- una barriera per prevenire la formazione di condensa (lamierino in acciaio al carbonio 3 mm);
- uno strato di materiale coibente (vetro cellulare);
- un sistema di contenimento secondario costituito da una lastra di 5 mm in acciaio al 9% di Nickel;
- un secondo strato di materiale coibente (perlite/vetro cellulare);
- la parete interna del serbatoio.

Per evitare il sottoraffreddamento delle pareti e solette in calcestruzzo e la possibile formazione di ghiaccio nei compartimenti di zavorra i serbatoi sono dotati di un sistema di riscaldamento elettrico installato nelle solette e nelle pareti in calcestruzzo.

I serbatoi sono equipaggiati inoltre con un sistema di circolazione di azoto tra l'isolamento e membrana. Il sistema consente di controllare la tenuta della membrana attraverso il monitoraggio della pressione e della composizione del gas circolante.

I serbatoi non hanno aperture o connessioni sul fondo o sulle pareti al di sotto del livello del liquido e tutte le linee entrano dall'alto; le pompe per il prelievo e l'invio del LNG alle unità di vaporizzazione sono immerse all'interno del liquido.

Entrambi gli apparecchi sono infine equipaggiati di strumentazione di misurazione e controllo di livello, temperatura, pressione, densità del GNL, connessa a sistema computerizzato DCS e dotata di allarmi di minima e massima.

- 3) Le **Topside facilities** sono costituite dall'insieme di apparecchiature e strutture di processo e di servizio installate sulla parte superiore del GBS, che consentono

di implementare il processo di rigassificazione del LNG dal ricevimento alla spedizione a terra. Sulla parte superiore del GBS, quasi 5 m sopra al serbatoio, è realizzato un ponte in acciaio ("process deck") che sarà ancorato alla struttura in calcestruzzo del modulo mediante incastellature e irrigidimenti in calcestruzzo, sopra al quale sono installati gli impianti di processo.

Di seguito si descrivono brevemente le Topside facilities che fanno parte integrante del processo di ricevimento, movimentazione, vaporizzazione del LNG:

**Braccio di travaso LNG:** n°4 bracci di travaso criogenici da 16", di cui tre utilizzati per lo scarico del liquido ed uno per il ritorno dei vapori. Ognuno ha una capacità massima di 5000 m<sup>3</sup>/h di scarico; il sistema, comprensivo anche delle linee di travaso, ha una capacità massima di scarico di 13600 m<sup>3</sup>/h (media: 12000 m<sup>3</sup>/h).

**Pompe immerse:** n°4 pompe (n°2 per ogni serbatoio) verticali bi-stadio immerse nei serbatoi LNG, più un pozzetto libero di riserva. Le pompe, che inviano il liquido al ricondensatore e alle pompe HP, hanno una portata di 530 m<sup>3</sup>/h ognuna e prevalenza di 310 m.c.l. circa. Con n°3 pompe si raggiunge la capacità massima prevista di 8 GSCMA, mentre con n°4 pompe si può raggiungere la portata di picco di 9,6 GSCMA.

**Pompe alta prevalenza:** n°5 pompe centrifughe verticali incamiciate ad alta prevalenza (HP), n°4 operative ed una di scorta, che pressurizzano il LNG ricondensato e quello ricevuto dalle pompe immerse, ognuna con portata di 410 m<sup>3</sup>/h e prevalenza di 1840 m.c.l. (corrispondente a una pressione max compresa tra 87 e 93 barg, anche se la pressione operativa della pipeline è attualmente limitata a 75 barg). Tali pompe inviano il prodotto liquefatto ai vaporizzatori.

**Sistema Compressione Boil-Off Gas:** I gas (BOG) provenienti dai serbatoi di stoccaggio e apparecchiature per evaporazione e quelli che risultano dallo spiazzamento del liquido durante il travaso (al netto di quelli che vengono re-inviati alla metaniera) vengono aspirati da n°2 compressori alternativi, ognuno della capacità di circa 8350 Nm<sup>3</sup>/h (6250 kg/h) e pressione di mandata massima pari a 9,4 barg. I gas vanno in aspirazione ai compressori previo passaggio attraverso un desurriscaldatore e un serbatoio separatore per la raccolta di eventuale liquido trascinato.

**Ricondensatore:** i BOG provenienti dal cielo dei serbatoi, dal sistema di tubazioni di travaso, dalle pompe in stand-by, vengono ricondensati in questo apparecchio, di volume pari a circa 42 m<sup>3</sup>. Il serbatoio è di tipo verticale e contiene al suo interno una colonna di ricondensazione che mediante il contatto tra liquido e gas, consente di riliquefare i vapori. All'incirca metà della portata di liquido proveniente dalle pompe immerse viene utilizzato per la ricondensazione: il flusso di gas ricondensato viene quindi miscelato alla seconda metà di flusso liquido e inviato alle pompe HP.

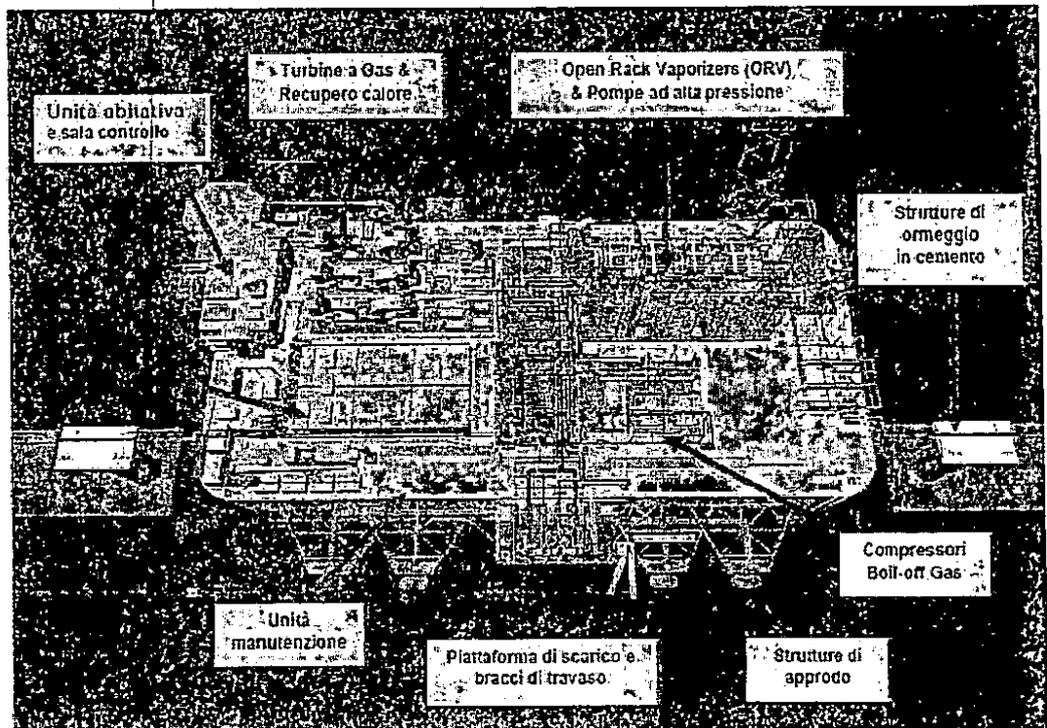
**Open Rack Vaporizers (ORV):** n°4 vaporizzatori a pannelli verticali in tubi di alluminio aleati, funzionanti ad acqua mare ed utilizzati per la vaporizzazione del LNG proveniente dalle pompe HP. Ogni vaporizzatore ha una capacità di circa 2,1 GSCMA (o 182875 kg/h). Per ottenere la capacità prevista (8 GSCMA) vengono utilizzati n°3 ORVs e il vaporizzatore WHR (si veda punto seguente), di capacità analoga, lasciando in stand-by il quarto ORV.

**Waste Heat Recovery System (WHR):** il sistema, completamente a circuito chiuso, è costituito da un serbatoio da 35 m<sup>3</sup> contenente una miscela di glicole

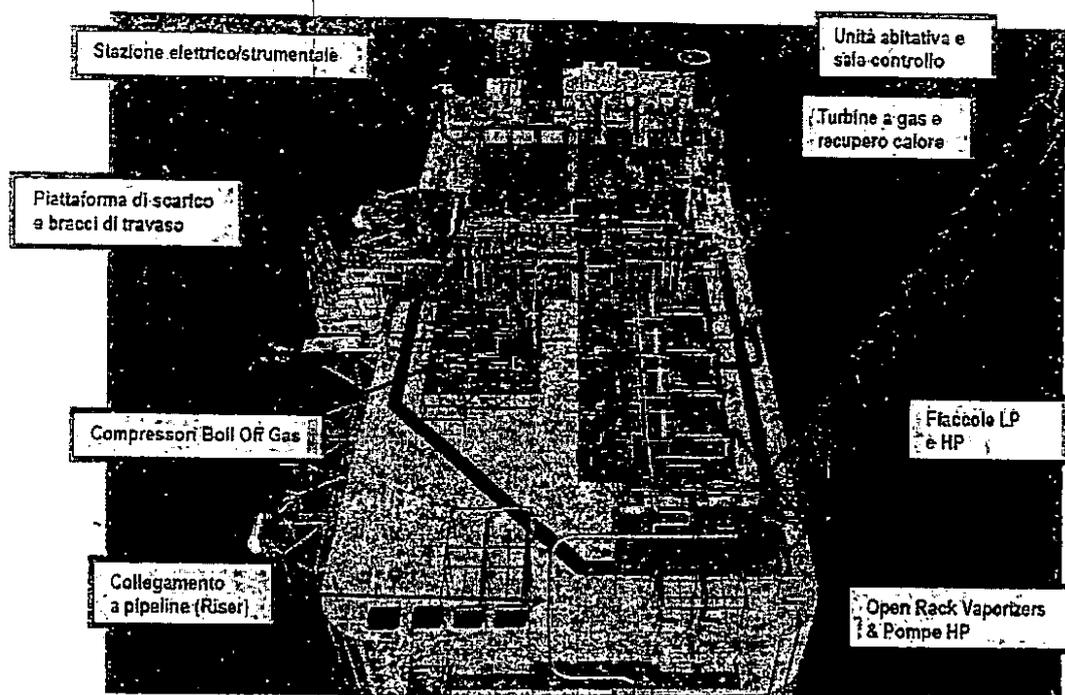
propilenico 20% ed acqua 80% movimentata mediante n°2 pompe, da n°3 serpentine per il recupero del calore e da n°1 vaporizzatore WHR della capacità di circa 2,1 GSCMA (ca. 176100 kg/h) di LNG vaporizzato. Questo apparecchio è uno scambiatore a tubi verticale con fluido riscaldante costituito dalla miscela di glicole propilenico ed acqua (la miscela non è infiammabile, né tossica o irritante), che viene inviata mediante pompa al vaporizzatore, previo passaggio sulle serpentine riscaldate dai gas di combustione delle turbine a gas. Sono presenti anche tre chiller (n°2 + 1 stand-by, ) che raffreddano l'aria in ingresso alle turbine a gas nel caso di temperatura ambientale >15°C, e che utilizzano come fluido refrigerante la stessa miscela glicole-acqua.

**Torce:** questa unità è composta da una torcia a bassa pressione (LP), che riceve tutti gli sfiati a monte della vaporizzazione e da una torcia ad alta pressione (HP) che riceve gli sfiati a valle dei vaporizzatori; la torcia LP è dotata alla base di un serbatoio per la separazione di eventuale liquido trascinato. Le due torce sono installate su di un traliccio in acciaio, posizionato sul lato sud-ovest della piattaforma e costruito a sbalzo, con angolo rispetto all'orizzontale di 70° circa. La quota della sommità delle due torce è di circa 66 m. Il sistema è provvisto di allarmi di minimo e massimo livello e minima temperatura della guardia idraulica, bassa portata dell'azoto di purga e del combustibile ai piloti, allarme di spegnimento fiamma pilota.

Nelle due figure seguenti si riporta la disposizione delle Topside facilities con viste da Nord e da Ovest:



2



4) **Impianti tecnologici e servizi – Utilities, costituiti da:**

**Fuel Gas:** viene prelevato dal collettore del gas rigassificato a valle dei vaporizzatori, ridotto in pressione a circa 29-34 barg mediante una valvola di riduzione (con scorta in parallelo), portato a circa 6°C mediante riscaldatore elettrico (con scorta in parallelo), filtrato e alimentato alle turbine a gas per la generazione di corrente elettrica. Quota parte del fuel gas viene ulteriormente ridotto a 3-5 barg per essere alimentato ai piloti delle fiaccole.

**Impianto aria essiccata:** costituito da n°2 compressori ad aria ed un essiccatore (ad allumina o a doppio setaccio molecolare), che alimentano un flusso di aria secca nel ricondensatore per l'aggiustamento dell'indice di Wobbe e potere calorifico superiore del gas naturale. Si stima possano entrare in esercizio mediamente per 10 giorni al mese.

**Impianto aria strumentale:** costituito da n°2 compressori ad aria (n°1 operativo, il secondo di scorta) con portata di 950 Nm<sup>3</sup>/h ognuno e pressione di 9 barg, che forniscono aria per pompe pneumatiche, atomizzazione del diesel alimentato alle turbine a gas, attuatori delle valvole on/off, manutenzione, ecc. I compressori sono dotati ognuno di n°2 essiccatori e di un polmone che consente la disponibilità di aria anche nel caso di fermata di entrambi i macchinari.

**Rete Azoto:** l'azoto viene utilizzato per purgare/inertizzare linee e apparecchiature, il circuito di torcia, i bracci di travaso successivamente allo scarico, compressori BOG, pompe e pozzetti relativi in fase di manutenzione e l'intercapedine fra GBS e serbatoi. Il flusso di azoto massimo viene preliminarmente stimato in 400 Nm<sup>3</sup>/h a 9 barg di pressione e viene prodotto mediante n°3 unità a membrana (n°2 operative e n°1 di scorta) ognuna con relativo compressore. L'azoto ottenuto è puro al 98% e viene alimentato alle utenze in controllo di pressione mediante valvola autoriduttrice.

**Acqua di mare vaporizzatori:** l'acqua mare utilizzata per fornire il mezzo riscaldante agli ORV viene alimentata mediante n°4 pompe centrifughe verticali, dotate di apposito filtro in aspirazione per impedire l'ingresso di detriti o flora/fauna marina. Ogni pompa ha un suo scompartimento di aspirazione (lato ovest del GBS) dove pescare l'acqua mare, preventivamente trattata con ipoclorito prodotto dal sistema di elettroclorazione. Ogni pompa ha una portata di 7250 m<sup>3</sup>/h e prevalenza di 50 m.c.l.

**Acqua di raffreddamento ed acqua potabile:** l'acqua per il raffreddamento dei compressori aria secca, compressori BOG, turbine a gas e impianto elettroclorazione e quella destinata a desalinazione (acqua potabile) viene approvvigionata mediante n° 2 pompe (una di scorta all'altra) ognuna con capacità di 395 m<sup>3</sup>/h, con compartimento di aspirazione in comune con le motopompe antincendio.

Il sistema acqua potabile prevede l'utilizzo di n°2 treni di filtri (uno di scorta all'altro) - filtro sabbia, filtro a carbone, filtro a cartucce, di una unità ad osmosi inversa e un cloratore in linea, per produrre 10 m<sup>3</sup>/h di acqua potabile che viene stoccata in un serbatoio avente una capacità utile di 710 m<sup>3</sup> e distribuita mediante n° 2 pompe (30 m<sup>3</sup>/h a 7,7 barg). Esiste un secondo serbatoio di accumulo di capacità utile 91 m<sup>3</sup>, servito da altre due pompe (15 m<sup>3</sup>/h a 7,6 barg).

**Elettroclorazione:** l'unità di elettroclorazione produce 75,6 kg/h di ipoclorito di sodio (NaClO) mediante elettrolisi dell'acqua mare per il trattamento e controllo della crescita biologica nell'acqua utilizzata per i vaporizzatori, per l'acqua raffreddamento e potabile, per l'acqua antincendio. L'ipoclorito viene dosato in continuo (2 mg/L), con iniezioni periodiche di 5 mg/L per un totale di 2 ore al giorno. È presente un analizzatore di cloro sulle linee di acqua scaricata a mare, per controllare che il cloro libero non superi gli 0,2 mg/L.

**Impianto di produzione energia elettrica:** costituito da tre generatori azionati con turbine a gas ciascuna di potenza pari a 10,72 MW a 6,3 kV e 50 Hz. In condizioni di normale esercizio del terminale due generatori vengono mantenuti in esercizio ed uno come riserva. È previsto un generatore di emergenza diesel (gruppo elettrogeno) di 3,0 MW per il primo avviamento e l'emergenza realizzato in apposito box e rispondente alle caratteristiche previste dalle vigenti norme, in particolare alla circolare del Min. Interno n. 31 del 31/8/1978.

5) **Locali di alloggio e di servizio per il personale, uffici e sala controllo.**

6) **Collegamento tra il terminale e la stazione di Cavarzere (VE)**

Il GNL vaporizzato sul terminale ad una pressione di circa 70-75 barg, viene trasportato a terra mediante una condotta sottomarina (sealine) di diametro 30" (diametro interno 762 mm) che si sviluppa su un tracciato di circa 15 km lungo l'allineamento Piattaforma-Spiaggiamento di Porto Viro (a sud di Porto Levante).

Dal punto di spiaggiamento la condotta prosegue con un tratto terrestre, di lunghezza 25,5 km circa e sempre di diametro pari a 30", fino alla cabina di misura di Cavarzere, sviluppandosi attraverso i territori dei Comuni di Porto Viro (RO), Loreo (RO) e Cavarzere (VE). L'hold-up totale è di ca. 1000 t di gas.

La pressione di progetto dell'intera condotta è di 85 barg, ma la pressione iniziale di esercizio sarà limitata a 75 barg. Sia per la parte marina che per la parte terrestre, si prevede una tubazione in acciaio al carbonio (acciaio Classe V, Grado EN L415 NB/MB, corrispondente ad API 5L grado X60).

La condotta marina sarà protetta esternamente contro la corrosione con un rivestimento in polvere epossidica e dotata di impianto di protezione catodica ad anodi galvanici, quindi affondata in uno scavo da eseguirsi sul fondale in modo che la generatrice superiore della condotta si trovi a circa 1.5 metri dal fondo marino. La tubazione sarà appesantita e ulteriormente protetta da uno strato di gunite dello spessore minimo di circa 50 mm.

Nel tratto terrestre, si prevede un rivestimento esterno in PEAD (3 mm) e un rivestimento interno in vernice epossidica. Inoltre, la tubazione sarà protetta da impianto di protezione catodica a corrente impressa. La profondità di interrimento minima sarà di oltre 1 m.

Sul metanodotto saranno inserite camerette di sezionamento in tronchi aventi lunghezza max 10 km, mediante valvole automatiche comandabili sia in loco che dal Terminale marino. E' presente inoltre un sistema di rilevamento delle perdite che fa capo alla sala controllo del Terminale.

Il tratto a terra è stato sostanzialmente progettato secondo il D.M.I. 24.11.1984, mentre il tratto a mare è stato progettato secondo norme internazionali, tra cui le DNV, ISO e API, normalmente utilizzate dalla società Exxon per il trasporto di idrocarburi in ambiente marino.

- 7) **Sistema di controllo ed automazione:** Il Terminale è dotato di un Sistema Integrato di Controllo e Sicurezza (ICSS - Integrated Control and Safety System) che consente il monitoraggio, controllo, protezione e gestione in sicurezza di tutte le attività relative a Terminale Off-shore LNG (Topside facilities, GBS, serbatoi LNG, Travaso e Ormeaggio metaniere), Sealine/pipeline, Stazione di Misura di Cavarzere.

L'architettura dell'ICSS prevede sia un sistema di controllo del processo (PCS - Process Control System), che un sistema di sicurezza indipendente (SIS - Safety Instrumented System), completamente separato ed indipendente dal PCS e sarà gestibile mediante interfaccia grafica su appositi monitor.

- d) È previsto che il terminale sia presidiato in continuo dal personale addetto all'esercizio degli impianti ed allo scarico delle navi. Pertanto, sono stati previsti quartieri alloggio e servizi in grado di ospitare fino ad un massimo di 63 persone.

Nella struttura degli alloggi e servizi è integrata anche la sala di controllo, che viene continuamente presidiata.

In generale sono presenti continuamente sulla piattaforma circa 35 persone. L'orario di lavoro è articolato su 7 giorni lavorativi a settimana in 2 turni, per circa un totale di 365 giorni annuali complessivi di produzione, oltre ovviamente al turno giornaliero per 7 giorni/settimana. Il cambio dello staff di bordo avviene ogni 14 giorni.

Nel Terminale opereranno anche addetti di società esterne (imprese di servizi) il cui numero è preliminarmente stimabile intorno alle 5 unità. Tale numero risulta variabile in funzione di interventi manutentivi, fermate e nuove realizzazioni.

Il trasporto del personale da/per la terraferma, avviene normalmente mediante battelli, con frequenza settimanale. L'elicottero, con piattaforma di atterraggio sulla sommità della zona alloggi, verrà utilizzato saltuariamente ed esclusivamente per particolari esigenze che si dovessero venire a creare.

L'acqua potabile ed i rifornimenti vari necessari alla vita a bordo vengono approvvigionati mediante un'apposita navetta o "supply vessel", che provvede anche a ritirare i rifiuti solidi ed i reflui prodotti a bordo.

L'organigramma prevede un General Manager al vertice dell'intera organizzazione, che sovrintende a:

- un Operation Manager
- un General Counsel (consulenza legale)
- un Engineering Manager
- un Business Service Manager
- un HR Manager (risorse umane)

L'Operation Manager ha la responsabilità di gestire sia un Sovrintendente per la parte on-shore (Porto Levante), che si occuperà del settore approvvigionamenti/magazzino (ricambi, accessoristica, ecc.), logistica e gestionale relativamente alla pipeline e stazione di misura, sia un Responsabile del Terminal LNG off-shore.

Dal Responsabile del Terminale LNG dipenderanno i seguenti responsabili di settore:

- ◆ settore manutenzione, che si occupa del controllo e manutenzione delle apparecchiature e dei componenti l'impianto, sia per la parte meccanica che elettrostrumentale;
- ◆ settore marino e di trasporto, comprendente gli addetti all'esercizio degli impianti adibiti alla comunicazione e alle manovre di approdo, scarico e ripartenza della nave metaniera;
- ◆ settore ambiente, salute e sicurezza (SHE), che si occuperà delle questioni legate alla sicurezza (ivi compresa l'implementazione e la conduzione del Sistema di Gestione della Sicurezza - SHEMS: Safety, Health & Environment Management System), all'ambiente e alla salute del lavoratore (comprendendo in questo ambito anche quanto previsto dalla legge 626/94 e successive modifiche);
- ◆ settore operativo, comprendente gli addetti all'esercizio degli impianti e alla sala controllo.

e) Il GNL viene ricevuto mediante navi metaniere con capacità variabile da 65000 m<sup>3</sup> a 145000 m<sup>3</sup>, e viene trasferito nei serbatoi del Terminale mediante pompe a bordo delle stesse navi. La portata media di scarico è di circa 12000 m<sup>3</sup>/h.

Il prodotto viene trasferito utilizzando n. 4 bracci di travaso da 16", n.3 per la fase liquida e n.1 per il ritorno della fase gassosa. Ogni braccio è dotato di un accoppiamento a distacco rapido di tipo idraulico e di un sistema di rilascio di emergenza (ER system) che permette un disinnesto rapido e praticamente senza perdita di liquido. Il sistema, costituito da una flangia a rottura prestabilita e da due valvole a sfera a chiusura automatica, interviene nel caso di movimento anomalo del braccio rispetto alla nave ormeggiata.

Dopo un periodo di condizionamento, per evitare shock termici, lo scarico ha inizio, con portata media di circa 12000 m<sup>3</sup>/h. L'operazione di svuotamento della nave dura circa 12 ore. Alla fine dello scarico, i bracci di carico vengono svuotati e flussati con azoto.

Il prodotto viene inviato ad un solo serbatoio, e solo nel caso di prodotto in eccesso, si passa al riempimento del secondo serbatoio. Il serbatoio "primario" viene alternato con l'altro ad ogni successivo riempimento (circa ogni 3-4 giorni). Il GNL viene alimentato a quote diverse in base alla densità, per evitare fenomeni di stratificazione.

Ogni serbatoio è dotato di due pompe completamente immerse, ciascuna con portata di 530 m<sup>3</sup>/h di GNL e pressione di mandata di circa 15 barg. Le pompe sono azionate con motore elettrico da 300 kW. Il circuito dei due serbatoi è concepito in modo da consentire anche l'interscambio delle pompe (in caso di fuori servizio di una pompa di un serbatoio, si può ricorrere, per garantire la piena capacità dell'impianto, ad una delle pompe installate nell'altro serbatoio). La pressione all'interno dei serbatoi viene controllata mediante l'ausilio di due compressori BOG (Boil Off Gas) che aspirano il gas sviluppatosi sul cielo dei serbatoi per

evaporazione o spiazzamento del liquido e lo inviano a ricondensazione. Quando la pressione all'interno dei serbatoi cresce, i compressori partono (uno alla volta) a diversi regimi (25%, 50%, 75%, 100% della portata di aspirazione massima) fino a riportarla nei limiti stabiliti. Se la pressione continua comunque a crescere, si ha l'apertura di una valvola a controllo di pressione che sfiata nella torcia a bassa pressione (LP), alla quale sono convogliati anche tutti gli sfiati e le PSV a bassa pressione (ossia, a monte della vaporizzazione). Se tuttavia la pressione dovesse ancora aumentare, entrano in azione le PSV del serbatoio, che sfiatano anch'esse alla fiaccola LP. Quando la pressione all'interno dei serbatoi diminuisce, i compressori riducono la loro capacità portandosi ai bassi regimi. Se la pressione diminuisce ancora, essa viene ripristinata mediante gas di make-up proveniente dalla linea di spedizione, opportunamente ridotto. Un'ulteriore diminuzione di pressione provoca l'apertura delle valvole rompivuoto atmosferiche.

Il liquido prelevato dalle pompe immerse viene inviato dai serbatoi al ricondensatore e viene in parte utilizzato per liquefare i boil-off gas provenienti dai serbatoi. Successivamente viene aspirato da quattro pompe ad alta prevalenza, per essere alimentato agli scambiatori per la vaporizzazione.

Il terminale è dotato di due tipi distinti di vaporizzatori: ad acqua di mare (Open Rack Vaporiser - ORV) ed a recupero di calore (Waste Heat Recovery - WHR). È previsto l'utilizzo di tre unità ORV e dell'unità WHR in normali condizioni di esercizio che assicurano il 100% della portata di spedizione media e di una unità ORV come riserva e per la portata di spedizione di picco.

I vaporizzatori ORV consistono in un pannello verticale in tubi di alluminio alettati, all'interno dei quali passa, con flusso dal basso verso l'alto, il GNL da vaporizzare. I tubi sono bagnati a pioggia da acqua di mare che forma sulla loro superficie esterna un "film" che rappresenta il mezzo riscaldante. La portata di acqua di mare, fornita mediante quattro pompe (di cui tre in esercizio), è di circa 7250 m<sup>3</sup>/h per ogni unità. A seguito dello scambio termico tra GNL e acqua di mare, si determina una diminuzione di temperatura dell'acqua intorno ai 5°C rispetto alla temperatura dell'acqua in ingresso.

La superficie dei tubi è protetta esternamente dalla corrosione con un rivestimento in zinco-alluminio da rinnovare ogni cinque/dieci anni in funzione delle caratteristiche dell'acqua di mare.

All'uscita dell'unità di vaporizzazione il gas, che ha una pressione di circa 70-75 barg ed una temperatura intorno allo zero centigrado (ma questo non rappresenta un limite massimo per la temperatura, che potrebbe essere anche inferiore), viene convogliato in un collettore che alimenta la condotta sottomarina per l'invio a terra. Da questo collettore si preleva la frazione necessaria per i consumi del terminale, che, dopo essere stata ridotta di pressione, viene riscaldata, filtrata e va in alimentazione alle turbine di generazione dell'energia elettrica.

Gli impianti di processo includono, come visto in precedenza, un sistema di raccolta vapori costituito da compressori che aspirano i BOG e da una colonna di ricondensazione operante a mezzo scambio termico con il GNL che dal serbatoio viene inviato alla vaporizzazione. I compressori sono dotati di serbatoio separatore di liquido in aspirazione, con allarme e blocco di alto livello e bassa temperatura. L'hold-up è dato dal contenuto del ricondensatore (circa 40 m<sup>3</sup>) e delle linee di liquido, stimabile in 20 t globali.

I serbatoi e le apparecchiature di processo sono dotate di valvole di sicurezza convogliate all'unità di sfiato di emergenza per lo sfogo dei vapori in caso di fermata di emergenza dell'impianto o sovrappressioni o anomalie.

In caso di anomalia o fuori servizio o incidente cui consegua un incremento dei boili off e, quindi, della pressione, i vapori in aspirazione ai compressori BOG vengono anch'essi deviati da una regolatrice di pressione all'unità di sfiato di emergenza.

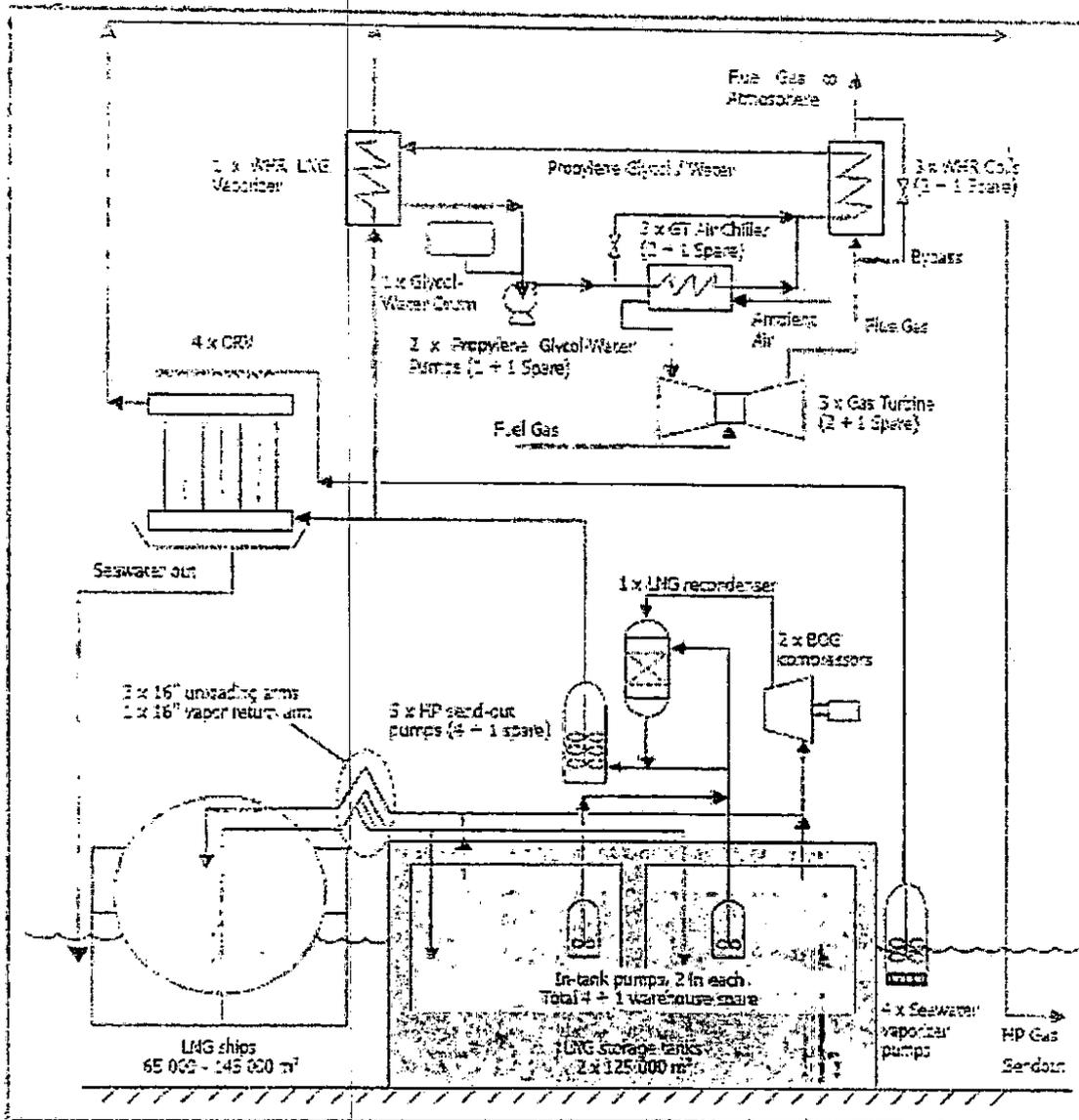
Questa unità è composta da una torcia a bassa pressione (LP), che riceve tutti gli sfiati a monte della vaporizzazione e da una torcia ad alta pressione (HP) che riceve gli sfiati a valle dei vaporizzatori; la torcia LP è dotata alla base di un serbatoio per la separazione di eventuale liquido trascinato. Le due torce sono installate su di un traliccio in acciaio, posizionato sul lato sud-ovest della piattaforma e costruito a sbalzo, con angolo rispetto all'orizzontale di 70° circa. La quota della sommità delle due torce è di circa 66 m. Il sistema è provvisto di allarmi di minimo e massimo livello e minima temperatura della guardia idraulica, bassa portata dell'azoto di purga e del combustibile ai piloti, allarme di spegnimento fiamma pilota.

E' presente infine, nell'ambito del Terminale, uno stoccaggio di gasolio da 200 m<sup>3</sup> totali per gli usi quali avviamento delle turbine a gas, alimentazione del serbatoio a servizio del gruppo elettrogeno, alimentazione delle motopompe antincendio, utilizzo delle gru.

Il combustibile è stoccato in due serbatoi di acciaio, di capacità 100 m<sup>3</sup>/cad. installati all'interno del piedistallo di ognuna delle due gru a bandiera e viene approvvigionato da un "supply vessel" di capacità 75 m<sup>3</sup>. Il consumo di gasolio stimabile allo stato attuale è di circa 2 m<sup>3</sup>/settimana (test delle pompe antincendio e gruppo elettrogeno, movimento gru e avviamento turbina a gas in caso di mancanza fuel-gas).

Il gasolio viene movimentato mediante n°2 pompe centrifughe, una di scorta all'altra, con portata 8 m<sup>3</sup>/h e prevalenza compresa fra 6 e 7 barg.

L'area all'interno della quale è presente il gasolio è interamente circondata da cordoli di contenimento al fine di evitare qualsiasi tipo di spandimento, anche minimo, a mare.



f) Data la localizzazione del terminale, le informazioni sulla ventosità e stabilità atmosferica tratte dalle registrazioni di stazioni a terra situate a distanze dell'ordine di 50 km non appaiono significative, in quanto è prevedibile che le rilevazioni indichino condizioni nettamente più stabili.

Le stazioni meteorologiche più vicine, tra quelle inserite nello studio "CARATTERISTICHE DIFFUSIVE DEI BASSI STRATI DELL'ATMOSFERA" (ENEL e Ministero Aeronautica Militare), appaiono quelle di Marina di Ravenna e Ferrara.

Una sintesi delle osservazioni relative a Marina di Ravenna, riguardanti i campi di velocità del vento associati alla classe di stabilità è riportata nella seguente tabella:

classe Stabilità	Frequenza annuale %	velocità vento (% anno)		
		<2 m/s	2-4 m/s	>4 m/s
A	4,8	4,0	0,7	0,00
B	12,4	9,1	3,3	0,00
C	7,0	1,8	5,1	0,1

*Handwritten notes:*  
A  
B  
C

*Handwritten signatures and marks:*  
R  
M  
S

D	32,7	16,2	14,7	1,8
E	9,9	0,9	9,0	0,00
F+G+nebbie	33,3	27,7	5,6	0,00
Totali	100	59,7	38,4	1,9

Dai dati si deduce che le classi di stabilità più frequenti sono la F "stabile" e la D "neutrale", entrambe con circa il 33%, seguite dalla B "instabile" e dalla E "quasi stabile", mentre le altre condizioni hanno frequenze minori.

Si ricava anche l'indicazione di una prevalenza delle basse velocità del vento: la somma delle frequenze per il campo di velocità fino a 2 m/s raggiunge circa il 60%, quella riferita al campo 2-4 m/s assomma a poco più del 38%, mentre è quasi trascurabile la frequenza di velocità del vento superiori.

Per quanto attiene alle direzioni di provenienza, risultano predominanti, con oltre il 47%, i venti provenienti dal settore di 90° con centro a Nord, dei quali il 26,3% provenienti dal settore Nord Est e il 21% provenienti dal settore Nord Ovest.

Utili sono anche le rilevazioni pubblicate dall'ENEL e riferite alla centrale di Porto Tolle, sita però a circa 20 km dal terminale, sono ricavabili i seguenti dati medi, che mostrano una maggior presenza di venti forti, probabilmente dovuta alla vicinanza del mare:

<2 m/s	2-4 m/s	>4 m/s
27,7%	33,1%	39,2%

Da questi dati appare ragionevole considerare prevalenti campi di velocità del vento compresi tra 2 e 5 m/s. Al fine della simulazione degli eventi incidentali, quindi, anche considerando quanto riportato in diverse linee guida e decreti ministeriali, si è scelto di fare riferimento alle combinazioni standard prestabilite di stabilità atmosferica e di velocità del vento ossia:

classe di stabilità F con velocità del vento 2 m/s
classe di stabilità D con velocità del vento 5 m/s

### 3 - ANALISI DI COMPLETEZZA ED ADEGUATEZZA FORMALE

Il R.d.S. è stato scritto seguendo l'allegato I del D.P.C.M. 31.3.1989 ed in conformità a questo è stata compiuta l'analisi di completezza ed adeguatezza delle informazioni contenute.

Rispetto all'allegato I del D.P.C.M. 31.3.1989 sono state rilevate le seguenti mancanze:

- 1.A.1.2.1 Non è stata riportata una corografia della zona d'installazione dell'impianto in scala non inferiore al 1: 25000. *Tale mappa non è comunque rilevante perché riporterebbe solo il mare.* Il R.d.S. riporta una mappa a scala 100.000 che evidenzia la posizione dell'impianto rispetto alla costa.
- 1.A.1.2.2 Non è stata riportata una mappa della località d'installazione dell'impianto in scala non inferiore al 1: 2000. *Tale mappa non è comunque rilevante perché riporterebbe solo il mare.*
- 1.A.1.2.3 La pianta e le sezioni dell'impianto sono in scala 1:500; **non sono riportate altre piante e sezioni di particolari significativi.** Gli elaborati presentati sono schematici e non esauritivi delle attrezzature e strutture presenti.

- 1.B.1.2.3.1 Nella descrizione della tecnologia di base adottata dai progettisti non sono riportati gli insediamenti simili già progettati e costruiti.
- 1.B.1.2.4 Nella descrizione del processo non è stata evidenziata la quantità di GNL presente nelle singole apparecchiature o circuiti. *Le quantità di GNL presenti nelle principali apparecchiature sono comunque indicate nel metodo ad indici.*
- 1.B.1.2.6 Manca la scheda di sicurezza dell'idrogeno, sostanza pericolosa prodotta dal sistema di elettroclorazione dell'acqua. *Si tratta comunque di un sottoprodotto di una reazione chimica (elettroclorazione dell'acqua), ma non di un materiale utilizzato nel processo produttivo.*
- 1.C.1.8.10 Non sono stati riportati i criteri per la determinazione delle frequenze di prova dei sistemi di blocco né lo studio sull'affidabilità degli stessi.
- 1.D.1.7.1 Non sono specificati i metodi di verifica della resistenza al fuoco delle strutture e delle protezioni delle apparecchiature, né questa resistenza è stata messa in relazione alle ipotesi incidentali.
- 1.D.1.11.6 Il PEI presentato è in bozza, non in versione definitiva.
- 1.D.1.11.6 Non sono stati riportati i nominativi delle persone competenti per la sicurezza e abilitati ad attuare i piani d'emergenza.
- 1.E.1.1.2 Non è stata fornita una planimetria della rete fognaria e quella di evacuazione delle acque piovane, riportando eventuali connessioni. *È stato comunque fornito uno schema a blocchi con la descrizione della gestione delle acque.*
- 1.E.1.2 Non viene precisato se sono state ottenute le apposite autorizzazioni per l'eventuale stoccaggio provvisorio di rifiuti. *Da contatti verbali intercorsi con rappresentanti della Ditta, si è venuti a conoscenza che è stata inoltrata, in data 01/10/2007, richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale, nell'ambito di applicazione della normativa IPPC.*

#### 4 - VALUTAZIONE ANALISI PRELIMINARE INDIVIDUAZIONE AREE CRITICHE

La valutazione dell'analisi preliminare del deposito è stata effettuata utilizzando le indicazioni ed adottando i coefficienti specificati nell'allegato II del D.P.C.M. 31.03.89.

L'estensore del R.d.S. ha individuato le seguenti 8 unità logiche:

- Stoccaggio LNG
- Rampa travaso
- Ricondensazione BOG
- Compressori BOG
- Pompe ad alta prevalenza
- Scambiatori ORV
- Scambiatore WHR
- Pipeline sottomarina

Considerato che il D.P.C.M. 31.03.89 al punto 2.1 dell'allegato II prevede che le unità si distinguono anche per la natura del processo condotto e per le condizioni operative, si ritiene che la valutazione preliminare dovrebbe essere estesa anche all'unità torce HP e LP.

*La quantità di gas nelle due unità logiche è tuttavia nulla nelle condizioni di normale operatività (previsto flusso con azoto).*

Pur rilevando come la particolarità dell'attività presenti caratteristiche non sempre riconducibili alle indicazioni contenute nel D.P.C.M., per le otto unità, di cui è stata effettuata la valutazione, si evidenzia quanto segue.

*[Handwritten signatures and initials at the bottom of the page]*

## Unità stoccaggio LNG

- 2.4.5 L'altezza dell'unità è stata posta pari a 1 m come per i serbatoi tumulati: il serbatoio nella struttura del GBS è alto circa 30 m. *Le caratteristiche e protezioni dei due serbatoi criogenici sono comunque superiori rispetto a quelle di un serbatoio tumulato.*
- 2.4.5.7 Il fattore "altre caratteristiche" è stato posto pari a 125; poiché l'unità logica è installata sotto la sala di controllo, uffici e qualsiasi altra area comunque occupata da persone si ritiene più adeguata la scelta di un fattore pari a 250.
- 3.1.2.5 Il fattore "sistemi di arresto di sicurezza" è stato posto pari a 0,64, anche per il fatto che le attrezzature di sicurezza e di controllo vengono verificate con l'impianto in marcia e con frequenza definita da uno studio di rischio. Non è stato fornito tale studio.

## Unità ricondensazione BOG

La temperatura è stata posta pari a  $-154^{\circ}\text{C}$ ; in realtà, nell'analisi dei rischi, è stata indicata una temperatura dell'unità pari a  $-161,4^{\circ}\text{C}$ . *Essendo l'unità di ricondensazione BOG esercita entro un range di temperatura, si è scelto il valore che fornisce il risultato più cautelativo.*

## Unità compressori BOG

- 2.4.3.2 Il fattore "alta pressione" è stato erroneamente posto pari a 43; in realtà, dalla figura 3, per la pressione di esercizio dell'unità, pari a 9 bar effettivi, il fattore risulta pari a 26 (come per l'unità ricondensazione BOG).
- 2.4.3.3 Il fattore "bassa temperatura" non è stato applicata; si ritiene invece assegnare un valore pari a 15, in quanto la temperatura di esercizio normale, con normale acciaio, è compresa tra  $-10^{\circ}\text{C}$  e  $10^{\circ}\text{C}$ . *I compressori sono comunque realizzati in acciaio inox.*
- 3.2.3.1 Il fattore "Allarmi per l'incendio" è stato posto pari a 1. Dato che nelle altre unità tale fattore è stato posto pari a 0,9 per la presenza di rilevatori di incendio con risposta entro 1 minuto, non è chiaro se in questa unità non siano presenti rilevatori con tale caratteristica.

## Unità pompe ad alta prevalenza

- 2.4.3.7 Il fattore "rischi dovuti a vibrazioni" è stato posto pari a 10 senza giustificare il grado di rischio e la correttezza della progettazione. *Le pompe sono monitorate anche per quanto riguarda le vibrazioni.*

## Unità pipeline sottomarina

- 2.4.1.3 Il fattore "caratteristiche miscelazione" è stato posto pari -60 quando il DPCM per il metano consiglia il valore -20.
- 2.4.4 Il fattore "rischi dovuti alle quantità" considera un totale di sostanza pari a 400 t. Non è stata fornita giustificazione in merito. *L'hold up della condotta sottomarina è pari a 448 t (da documentazione fornita per il metanodotto)*
- 3.1.2.9 Il fattore "sorveglianza dell'impianto" è stato posto pari a 0,69255, anche considerando presidio in continuo con impiego di televisione a circuito chiuso per l'osservazione da vicino delle parti principali e una comunicazione bidirezionale con la sala controllo da qualunque parte. *Si ritiene, pertanto, necessario che tali sistemi (televisione a circuito chiuso e comunicazione bidirezionale) siano previsti anche per la prima valvola a valle della pipeline sottomarina.*

In base a quanto sopra riportato si ottengono gli indici e le categorie riportate nella seguente tabella. Per le categorie si è utilizzata la classificazione in categorie utilizzata dal D.M.A. 20.10.98, per i depositi di liquidi infiammabili e tossici, e dal D.M.A. 15.5.96, per i depositi di GPL.

UNITA'	INDICE G	cat.	INDICE G'	Cat.
Stoccaggio LNG	20524,5	D	196,9	B
Rampa travaso	2650,6	C	141,6	B
Ricondensazione BOG	14160,4	D	622,4	B
Compressori BOG	649,4	B	54,38	A
Pompe ad alta prevalenza	1077,7	B	65,8	A
Scambiatori ORV	1575,7	C	65,6	A
Scambiatore WHR	654,9	B	30,3	A
Pipeline sottomarina	171,7	B	25,7	A

I risultati dell'applicazione mostrano un indice elevato per le unità di stoccaggio e per la colonna di ricondensazione, dovuti essenzialmente alle quantità in gioco per quanto riguarda i serbatoi criogenici e al fatto che il metodo non permette di tener conto della sicurezza intrinseca di tale tipo di stoccaggio, anche applicando le compensazioni previste per serbatoi interrati di GPL (D.M.A. 15/5/96). Indici elevati si hanno anche per l'unità di ricondensazione, essenzialmente a causa della notevole pressione di esercizio.

Va rilevato, peraltro, che il metodo ad indici non è concepito per terminali o piattaforme offshore in genere, sia per la parte relativa all'individuazione dei rischi, sia per quella concernente le compensazioni, in quanto non è possibile considerare fattori ed aspetti di rischio o misure ed accorgimenti di sicurezza tipici di questo settore.

## 5 - VALUTAZIONE SEQUENZA EVENTI INCIDENTALI

In considerazione della tipologia dell'attività, che assomma elementi tipici sia dello stoccaggio che dell'impianto, ma è caratterizzata dall'assenza di processi chimici, e della specificità dovuta alla presenza di una sola sostanza pericolosa (più un combustibile quale il gasolio), l'analisi è stata condotta con metodi e criteri in parte previsti dall'Allegato 1 al DPCM 31/3/89.

Oltre alla metodologia ad indici richiesta dal D.P.C.M. 31/3/1989 e riportata nel paragrafo 3, si sono applicate le seguenti tecniche analitiche:

- ❖ analisi storica,
- ❖ analisi di Operabilità (HazOp),
- ❖ albero di guasto e, dove non superfluo, albero degli eventi.

La stima della frequenza attesa dell'incidente è stata eseguita sulla base di ratei di guasto o di rottura, probabilità di errore umano, frequenze di fuori servizio di macchine o circuiti reperiti da banche dati internazionali e/o dalla letteratura specialistica. In particolare, le fonti cui si è fatto ricorso sono:

- ↳ OREDA-2002, 1997 e 1992 - Offshore REliability DATA - DNV Technica (1992-2002);
- ↳ F.P. Lees - Loss Prevention in the Process Industries Vol. 1÷3 - Second Edition (1996).
- ↳ Guidelines for Process Equipment Reliability Data with Data Tables - Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers (1989);

- ↳ *Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis - Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers (1989);*
- ↳ *Human Error Assessment - IBC Course London 1986;*
- ↳ *Risk Analysis of Six Potentially Hazardous Industrial Objects in the Rijnmond Area, A Pilot Study. A Report to the Rijnmond Public Authority - D. Reidel Publishing Company (1982);*
- ↳ *Some Data on the Reliability of Instruments in the Chemical Plant Environment - The Chemical Engineer Nov. 1971.*

Il calcolo della frequenza attesa è stato eseguito considerando il tempo di esercizio dei vari componenti (8760 ore anno dove non diversamente precisato), l'intervallo di controllo o di test per componenti o circuiti e l'estensione stimata delle tubazioni.

Le ipotesi di incidente (TOP EVENTS) individuate sulla base dei criteri esposti in precedenza sono elencate, con la rispettiva frequenza attesa, nella tabella seguente. Le ipotesi vengono successivamente esposte con l'indicazione sintetica delle sequenze di eventi che le compongono e la frequenza attesa.

	TOP EVENTS	FREQUENZA OCC/ANNO
<b>Travaso LNG</b>		
1	Perdita di LNG dal braccio di scarico	4,62E-3
2	Perdita di LNG da collettore di scarico su piattaforma	4,12E-6
3	Perdita di LNG dalla linea di scarico sulla metaniera	1,77E-6
<b>Stoccaggio LNG</b>		
4	Perdita di LNG dalla mandata della pompa immersa (bassa pressione)	2,46E-5
5	Perdita di contenimento del serbatoio sottomarino	1E-8
6	Danneggiamento serbatoi per shock termico (start-up)	6,22E-10
7	Danneggiamento serbatoi per alto livello	3,68E-12
8	Danneggiamento serbatoi per bassa pressione	1,43E-9
9	Danneggiamento serbatoi per alta pressione	5,38E-11
10	Danneggiamento serbatoi per roll-over	5,09E-8
11	Incendio/esplosione all'interno dei serbatoi	6,7E-12
<b>Compressione BOG</b>		
12	Perdita di NG dalla mandata compressori BOG	2,13E-5
13	Scoppio nel KO-drum compressori BOG o in aspirazione	5,65E-11
14	Danneggiamento/rottura compressore BOG per alta pressione/alta temperatura	2,87E-5
<b>Ricondensazione</b>		
15	Perdita di LNG dalla linea di ricondensazione	4,26E-6
16	Danni a ricondensatore per alta pressione	7,26E-9
17	Scoppio all'interno del ricondensatore	1,53E-8
<b>Pompe HP</b>		
18	Perdita di LNG dalla mandata pompe HP (alta pressione) a vaporizzatori	1,07E-5
<b>Scambiatori ORV/WHR</b>		
19	Danneggiamento tubazione scambiatore ORV per alta pressione	9,44E-8
20	Danneggiamento tubazione scambiatore WHR per alta pressione	9,44E-8

21 Danneggiamento tubazione scambiatore WHR per shock termico (start-up)	1,38E-7
<b>Circuiti di torcia LP [bassa pressione] / HP [alta pressione]</b>	
22 Scoppio/incendio nel collettore di torcia LP o nel K.O drum (flashback)	3,35E-8
23 Scoppio/incendio nel collettore di torcia HP (flashback)	1,6E-9
24 Scoppio/incendio per invio liquido a torcia LP	4,66E-10
25 Emissione di NG dalla torcia LP	3,31E-8
26 Emissione di NG dalla torcia HP	3,31E-8
27 Apertura PSV ed irraggiamento da torcia (*)	2E-3
<b>Pipeline</b>	
28 Perdita di NG dalla linea di collegamento alla pipeline	3,41E-5
29 Superamento pressione di progetto pipeline	2,82E-11
30 Superamento temperatura di progetto pipeline	3,88E-8
31 Perdita di NG dalla pipeline subacquea	5,84E-6
<b>Fuel-gas</b>	
32 Perdita di NG dalla linea fuel-gas	4,91E-5
33 Rilascio di gasolio per rottura tubazione	1,64E-4

(\*) Lo scenario indicato non è un top-event poiché è previsto durante il funzionamento normale dell'impianto, tuttavia vengono comunque valutate le conseguenze del fenomeno.

Su richiesta del Gruppo di Lavoro, al fine di valutare l'impatto di perdite di minori dimensioni, che possono perdurare più a lungo, dovuto al fatto che la rilevazione potrebbe non essere immediata, si è svolta un'analisi puntuale sulle varie classi di tubazioni (diametro, fase del prodotto e pressione operativa) presenti nell'impianto, considerandone la frequenza di rottura in base al diametro assegnato, alla lunghezza e al tempo di esercizio. Le tubazioni considerate sono tutte quelle presenti a bordo del terminale fino al collegamento con la sea-line. Per ciascuna classe di tubazione, sono state anche analizzate le conseguenze associate a perdite conseguenti a rotture gravi con diametro equivalente del foro pari al 20% del diametro della tubazione.

Dalle valutazioni svolte, si evince che anche in caso di rotture su circuiti di minor diametro, stante la capillarità dei circuiti di rivelazione gas e incendi, l'eventuale perdita verrà tempestivamente individuata dai sistemi automatici, con rilascio di quantitativi di prodotto contenuti, che non comportano distanze di danno maggiori rispetto a quelle calcolate per gli incidenti di riferimento più avanti riportate.

Nell'ipotesi di perdite di dimensioni ancora inferiori, che possono comportare tempi più lunghi per la rivelazione, le aree di danno risultano estremamente limitate e non tali da ingenerare problemi per la gestione dell'impianto. Tali rotture si configurano più che altro come anomalie che possono essere minimizzate e prevenute mediante adeguate procedure manutentive, previste nell'ambito del SGS adottato dall'Azienda.

Le stime delle conseguenze sono state eseguite per i casi tipici (incidenti di riferimento), cioè per eventi rappresentativi delle varie tipologie di incidente localizzabili nell'impianto.

L'identificazione degli incidenti di riferimento è stata effettuata sulla scorta di un criterio di credibilità, o verosimiglianza delle ipotesi scaturite dall'analisi di sicurezza, basato su soglie predefinite della frequenza attesa degli eventi.

A riguardo, l'estensore del rapporto di sicurezza ha effettuato la selezione degli scenari incidentali, considerando incidenti di riferimento gli eventi con frequenza maggiore di  $1 \cdot 10^{-6}$  occ/anno.

Tuttavia, il Gruppo di Lavoro ha richiesto, come integrazione, di valutare le conseguenze di scenari che, pur presentando una frequenza minore di  $10^{-6}$  occ/anno, potrebbero portare a conseguenze rilevanti. Sono stati quindi analizzati anche gli scenari relativi a rotture/danneggiamenti degli scambiatori



ORV/WHR (Casi 19, 20, 21) che hanno frequenze di accadimento dell'ordine di  $1 \cdot 10^{-7}$  occ/anno. I rimanenti scenari, avendo frequenze comprese tra  $10^{-8}$  occ/anno e  $10^{-12}$  occ/anno, quindi inferiori di due ordini di grandezza rispetto a quella comunemente accettata come discriminante per rischio accettabile e non, sono stati considerati ricadenti nel novero degli incidenti non ragionevolmente prevedibili.

Le ipotesi credibili di incidente individuate ed analizzate in termini di conseguenze sono riportate nella seguente tabella:

	TOP EVENTS	FREQUENZA OCC/ANNO
<b>Travaso LNG</b>		
1	Perdita di LNG dal braccio di scarico	4,62E-3
2	Perdita di LNG da collettore di scarico su piattaforma	4,12E-6
3	Perdita di LNG dalla linea di scarico sulla metaniera	1,77E-6
<b>Stoccaggio LNG</b>		
4	Perdita di LNG dalla mandata della pompa immersa (bassa pressione)	2,46E-5
<b>Compressione BOG</b>		
12	Perdita di NG dalla mandata compressori BOG	2,13E-5
14	Danneggiamento/rottura compressore BOG per alta pressione/alta temperatura	2,87E-5
<b>Ricondensazione</b>		
15	Perdita di LNG dalla linea di ricondensazione	4,26E-6
<b>Pompe HP</b>		
18	Perdita di LNG dalla mandata pompe HP (alta pressione) a vaporizzatori	1,07E-5
<b>Scambiatori ORV/WHR</b>		
19	Danneggiamento tubazione scambiatore ORV per alta pressione	9,44E-8
20	Danneggiamento tubazione scambiatore WHR per alta pressione	9,44E-8
<b>Circuiti di torcia LP [bassa pressione] / HP [alta pressione]</b>		
27	Apertura PSV ed irraggiamento da torcia (*)	2E-3
<b>Pipeline</b>		
28	Perdita di NG dalla linea di collegamento alla pipeline	3,41E-5
31	Perdita di NG dalla pipeline subacquea	5,84E-6
<b>Fuel-gas</b>		
32	Perdita di NG dalla linea fuel-gas	4,91E-5
33	Rilascio di gasolio per rottura tubazione	1,54E-4

(\*) Lo scenario indicato non è un top-event poiché è previsto durante il funzionamento normale dell'impianto, tuttavia vengono comunque valutate le conseguenze del fenomeno.

Per la stima delle conseguenze degli scenari di riferimento si sono utilizzati i modelli matematici S.T.A.R. (Safety Techniques for Assessment of Risk), già recensiti dall'OECD (OCSE Organizzazione mondiale per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico) e da altre Istituzioni. È anche stato utilizzato il programma HGSYSTEM 3.0© per la valutazione delle conseguenze della rottura della sea-line.

In particolare:

- ❖ il calcolo della portata viene eseguito per flussi gassosi con l'equazione di Bernoulli ed adottando un coefficiente di efflusso di 0,61. Nel caso di rilasci in fase liquida si adottano le equazioni del modello HEM (Fauske & Epstein 1987) riportate anche nei testi AIChE e convalidate sulla base delle indicazioni fornite dal HSE per flussi bifase di propano e butano.

❖ In considerazione delle caratteristiche del GNL (nella fase iniziale la nube assume una densità maggiore dell'aria a causa della bassissima temperatura e della miscelazione con l'umidità dell'aria che condensa) si sono applicati modelli per la dispersione di gas o vapori con densità maggiore dell'aria. In particolare si applica un modello non gaussiano di tipo box, tratto dalla teoria del SRD (Safety and Reliability Directorate - UKAEA) pubblicata ed adottata per analoghi modelli (DENZ per rilasci istantanei, CRUNCH per rilasci continui). Questo modello si applica anche nel caso di aerosol a seguito di flusso bifase.

La scelta della simulazione istantanea o continua viene fatta sulla base della durata della fuoriuscita: con tempi inferiori a 4÷5 minuti si usano modelli istantanei, con tempi maggiori modelli continui.

❖ Per rilasci continui di gas ad alta velocità (con numero di Reynolds > 20000) si usa il modello jet di Ooms.

❖ L'evaporazione viene simulata con un modello che incorpora le equazioni del TNO e del modello SRD (SPILL) e calcola anche l'eventuale flash isentalpico per rilasci su superficie pavimentata e/o su acqua.

❖ Per la valutazione dell'irraggiamento da pozze o serbatoi viene usato il modello RAD, basato sulle equazioni del SRD e che tiene conto anche dell'eventuale formazione di fumo, mentre in caso di jet-fire o torce la simulazione si esegue con le equazioni di calcolo delle A-PI.

❖ Le ipotesi di esplosione di nubi di gas infiammabili vengono simulate con il modello UVCE che utilizza le equazioni del TNO.

Per quanto riguarda le condizioni meteorologiche assunte per le simulazioni, si è scelto di riferirsi alla seguente combinazione di stabilità e velocità del vento, che risulta cautelativa per il sito, ossia:

**Classe di stabilità D (neutrale) e velocità del vento 5 m/s.**

**Classe di stabilità F (stabile) e velocità del vento 2 m/s.**

Le distanze di danno degli scenari incidentali analizzati sono riportate in Allegato n. 1.

## 6 - VALUTAZIONE SULLA SICUREZZA

La distanza del terminale dalla costa di almeno 13 km, fornisce una garanzia intrinseca di protezione da qualsiasi tipo di evento incidentale localizzato sulla piattaforma; inoltre, dal punto di vista impiantistico, ulteriori precauzioni adottate sono:

- protezione integrale dei serbatoi mediante **doppia parete in calcestruzzo** separata da compartimento riempito di sabbia o acqua intorno al serbatoio in acciaio, con flussaggio dell'intercapedine tra involucro in acciaio e prima parete in calcestruzzo e flussaggio in continuo con controllo dell'eventuale presenza di gas trafilato;
- protezione dei serbatoi da un eventuale spandimento di GNL mediante **ponte d'acciaio e piattaforme cordonate** in acciaio al carbonio ricoperto di cls, per l'allontanamento sicuro di eventuali perdite e tramite canalette, successivo scarico a mare;
- tubazioni realizzate con il **minor numero possibile di accoppiamenti flangiati** e con applicazione di **vernici protettive e rivestimenti** adatti per l'ambiente marino;
- ispezioni "**preservizio**" consistenti in controlli magnetoscopici e rilievo degli spessori;
- **giunti a disinnesto rapido (PERC) con intercetto automatico** sui bracci di travaso per lo scarico da navi metaniere;
- **valvole a chiusura rapida (ESD - Emergency Shut-Down)** del tipo **fire proofing e fail safe**, allo scopo di garantire il sezionamento delle varie apparecchiature contenenti sostanze pericolose.

Nu'

COMIO

R

R

R

- se: l'azionamento è automatico, comandato da pressostati di minima, in linea con fermata pompe oppure su segnale degli analizzatori/rilevatori di gas, o mediante comando a distanza (da sala quadri e/o da pulsanti in zona protetta). Queste valvole fanno parte di un sistema di sicurezza (SIS) indipendente dal controllo del processo (PCS);
- sistemi di controllo dell'atmosfera (gas detectors), rivelatori d'incendio e sensori di freddo, collegati a logica di blocco ed allarme;
  - intercettazione anche manuale mediante pannelli di controllo locali;
  - sistemi di allarme e blocco computerizzato (PLC/DCS), connessi sia ad elementi di rilevazione dei parametri di processo (pressione, temperatura, livello), sia ai gas detectors e rivelatori di fiamma, con logiche di blocco automatico per il sezionamento rapido e l'attivazione degli impianti di irrorazione in situazioni di emergenza sia alle macchine rotanti;
  - ripetizione di allarmi su apposito quadro in sala controllo;
  - gruppo elettrogeno diesel di emergenza per assicurare l'alimentazione dell'energia elettrica;
  - sistemi fissi a schiuma ad alta e bassa espansione nelle aree dove è ipotizzabile lo sversamento di LNG;
  - sistemi fissi di irrorazione del tipo a diluvio per la protezione o l'isolamento di circuiti e macchine critiche;
  - sea line realizzata in trincea ed interrata, protetta da gunite, in modo da evitare danni anche in caso di incidente marittimo, affondamenti o caduta di oggetti ed ancore;
  - la condotta (sealine e pipeline) verrà realizzata utilizzando acciai che corrispondono al D.M.I. 24.11.1984 con spessori che sono stati incrementati di circa 15% rispetto al minimo previsto dallo stesso decreto. La progettazione della condotta, in particolare per il tratto sottomarino, tiene conto di una durata economica di 25 anni, (compresa la protezione catodica)
  - progettazione di strutture resistenti a valori di sovrappressione conseguenti a fenomeni esplosivi analizzati e determinati mediante modello tridimensionale di tipo CFD, Computational Fluid-Dynamics, sviluppato dal TNO e da Century Dynamics;
  - Possibilità di inmissione di GNL nei serbatoi, sia nella parte superiore, che inferiore, al fine di evitare il fenomeno del roll-over.

## 7 - ANALISI E VALUTAZIONE SUI SISTEMI DI PROTEZIONE ANTINCENDIO

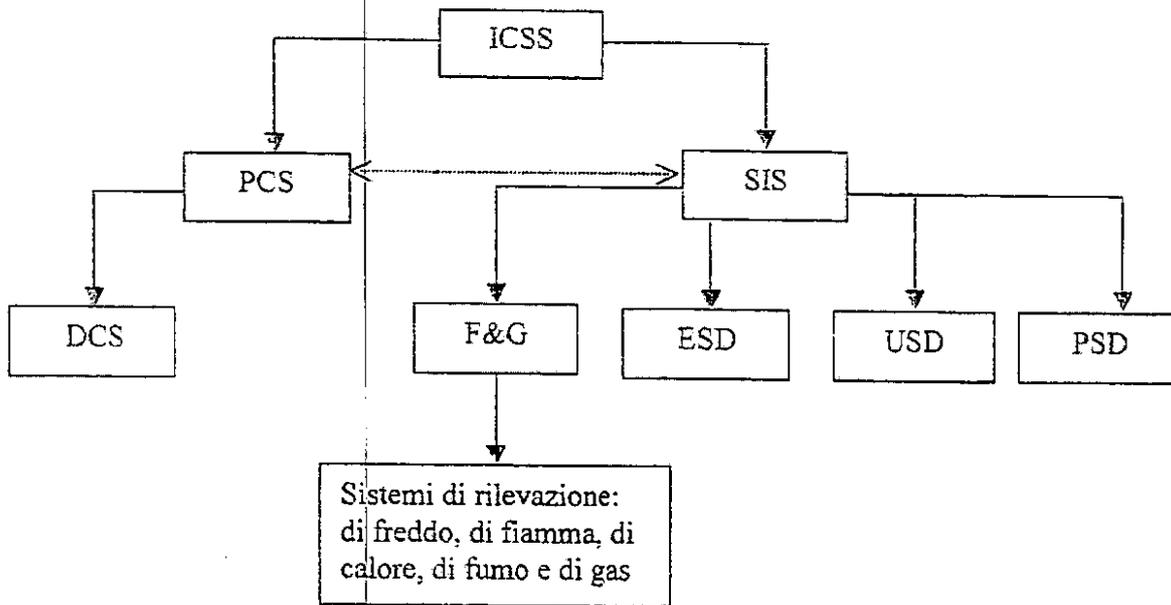
Il Terminale GNL è dotato di un sistema integrato di controllo e sicurezza (ICSS) che sinteticamente è così composto: un sistema di controllo del processo (PCS) e un sistema di sicurezza indipendente (SIS: Safety Instrument System).

A sua volta il PCS gestisce e controlla console per operatori in sala controllo, sistema DCS, che controlla e monitorizza tutte le operazioni a bordo del terminale, computer per l'interfacciamento con altri sistemi/package, mezzi di comunicazione.

Il SIS è un sistema che gestisce:

- Unit Shut-down (USD)
- Process shut-down (PSD)
- Emergency shut-down (ESD)
- Fire & Gas Detection (F&G)

Il SIS è completamente separato ed indipendente dal PCS e sarà gestibile mediante interfaccia grafica su appositi monitor.



Il sistema F&G viene attivato dai sistemi di rilevazione e conseguentemente attiva gli impianti di spegnimento e protezione appropriati delle varie zone.

### 7.1 Sistema di rilevazione

Per la determinazione dei sistemi di rilevazione sul terminale si sono fatti 8 distinti scenari incidentali, basati sulla rilevazione di possibili rilasci di GNL e GN, gradiente di temperatura, presenza di fumo e di fiamma.

Gli scenari presi in considerazione sono:

- eventi incidentali nel quartiere abitativo
- rilasci da apparecchiature contenenti GNL a bassa pressione
- rilasci da apparecchiature contenenti GNL ad alta pressione
- rilasci dagli ORVs
- rilasci dalle tubazioni di gas ad alta e bassa pressione
- rilascio di gasolio dalle aree di trasferimento
- eventi incidentali all'interno di aree confinate (edificio strumentazione elettrica, edificio manutenzione, locale pompe antincendio...)
- eventi incidentali all'interno dell'involucro delle turbine a gas.

Sulla base di questi scenari sono state individuate 21 zone monitorate dal sistema F&G e individuate da zone logiche caratterizzate con pareti, ponti, separazioni spaziali, sistemi di condizionamento e ventilazione.

I tipi di rilevatori consistono in:

- rilevatori di gas lineari (ad esempio nelle aree con presenza di GNL o GN)
- rilevatori di gas puntiformi (ad esempio nelle pompe GNL)
- rilevatori di fiamma (ad esempio nelle zone di processo all'aperto)
- rilevatori di calore (ad esempio all'interno degli edifici e degli alloggiamenti delle turbine)
- fusibili termofondenti (ad esempio sopra le aree di processo protette da impianto di irrorazione a diluvio)

- rilevatori di fumo (ad esempio nei quartieri abitativi, edificio quadri/impianti elettrici e strumentazione EIB)
- rilevatori di CO (ad esempio nei locali pompe antincendio e gru)
- rilevatori di idrogeno (ad esempio nei locali dove sono utilizzate batterie)
- rilevatori di ossigeno (ad esempio nelle cabine di analisi gas metano)
- rilevatori di freddo (ad esempio nelle zone sottostanti le apparecchiature o linee nelle quali è presente il GNL)
- rilevatori di gas e fumo per condotte (ad esempio all'interno delle condotte degli impianti di ventilazione-condizionamento).

Sono presenti inoltre:

- pulsanti di emergenza per l'attivazione di un PSD (Process Shut Down)
- pulsanti di emergenza per l'attivazione di un ESD
- pulsanti per l'attivazione del sistema di protezione antincendio (Push Button)
- stazioni di comunicazione in campo (Manual Call Point) che permettono comunicazioni interne tra due qualsiasi aree del terminale (compresa la sala controllo) o tra un'area e tutto il resto del terminale.

Questo sistema permette di avere un'indicazione chiara della zona dove si rileva l'anomalia, permette alla logica del F&G di gestire attrezzature e apparecchiature di protezione antincendio, o in caso di necessità, effettuare una fermata di emergenza ed inoltre di gestire conseguentemente i sistemi di ventilazione.

Gli impianti di rilevazione sono stati progettati secondo le norme NFPA e in accordo con gli standards relativi all'installazione di apparecchiature elettriche in luoghi pericolosi (ATEX).

#### 7.1.1 Logica del sistema di rilevazione gas ed incendio

Come detto in precedenza, tutto il sistema di monitoraggio di rilevazione gas ed incendio è gestito dal sistema ICSS tramite il sistema F&G. Tuttavia, un sottosistema autonomo di rilevazione è installato per i quartieri abitativi, il quale in ogni caso trasmette i dati rilevati al sistema F&G.

Il sistema F&G fornisce quattro funzioni base:

- 1) monitorare incendi e rilasci di GNL, compreso lo stato di funzionamento dell'impianto stesso
- 2) iniziare automaticamente le azioni protettive appropriate per isolare la sorgente di perdita, per minimizzare le sorgenti di accensione e per attivare i sistemi antincendio
- 3) inviare gli allarmi per avvertire il personale ed identificare il tipo e la localizzazione dell'evento
- 4) interfacciarsi con il sistema di allarme generale (PAGA) della struttura per la comunicazione degli allarmi.

Il sistema F&G si attiva nel momento in cui riceve il segnale contemporaneamente da due rilevatori della stessa zona o da due rilevatori di due zone adiacenti e conseguentemente attiva gli allarmi sonori (HST) e visivi (STR), nonché, qualora le zone siano di processo, attiva anche il sistema ESD.

Le soglie di attivazione dei sensori sono:

- per i puntiformi di gas pari al 20% del LEL (alto livello) e 40% del LEL (altissimo livello)
- per i puntiformi di CO pari a 20 ppm
- per i puntiformi di ossigeno pari al 19% in aria
- per i puntiformi di idrogeno pari al 50% del LEL.

R

## 7.2 Impianti e dispositivi di spegnimento

Il Terminale è dotato di una serie di impianti e dispositivi antincendio, progettati secondo le norme NFPA, che si possono così riassumere:

- Impianto di distribuzione dell'acqua antincendio a maglie
- Sistema di pompe per l'acqua antincendio
- Impianti di estinzione/raffreddamento a diluvio
- Impianti di estinzione a schiuma ad alta e a bassa espansione
- Apparecchiature antincendio fisse quali monitori ed idranti
- Impianti antincendio fissi di estinzione/soppressione della fiamma
- Estintori portatili a mano e carrellati

L'impianto ad acqua antincendio ha uno schema di distribuzione a tre maglie in titanio, di cui quella interna (DN 16") collega le pompe agli skid di controllo degli impianti e alle altre due maglie (DN 12") che alimentano propriamente i monitori e gli idranti.

Il sistema di alimentazione è composto da tre motopompe da 583 kW in grado di fornire una portata di 1125 m<sup>3</sup>/h alla pressione di 14,4 bar (progettate per poter funzionare al 150% della portata massima richiesta dall'impianto) più due elettropompe Jockey con portata pari a 33 m<sup>3</sup>/h e prevalenza di 142,9 metri.

Le motopompe vengono avviate tramite motore di avviamento collegato a batteria e sono dotate di un sistema di avviamento alternativo composto da un circuito pneumatico ad aria compressa, attivato automaticamente in caso di fallimento dell'accensione ordinaria.

Le pompe aspirano l'acqua da due cassoni, che hanno una capacità di 484 m<sup>3</sup>, ricavati direttamente nelle camere di zavorra del GBS nelle quali sono creati due filtri di entrata dell'acqua marina che hanno dimensione di 42 m<sup>2</sup> ciascuno. I filtri sono dotati di una maglia adatta a trattenere particelle di dimensioni maggiori di 5 mm di diametro.

Per evitare che i filtri si intasino, ogni unità è dotata di un sistema a getto d'aria automatico che si attiva per 6 secondi ogni 4 ore. In ogni caso sono adatti ad essere estratti dalla loro posizione per essere eventualmente riparati o puliti. Entrambi i cassoni sono dotati di un indicatore di livello che monitorano costantemente il livello dell'acqua presente e trasmettono un allarme in sala controllo qualora si registri una situazione di livello troppo basso. In tal caso gli operatori possono intervenire con il sistema a getto d'aria od estraendo il filtro per le necessarie operazioni di pulizia.

### 7.2.1 Locali pompe

Sono predisposti tre locali distinti contenenti le motopompe antincendio, le elettropompe jockey, i quali contengono anche un serbatoio da circa 4,5 m<sup>3</sup> di gasolio, serbatoio che è alimentato a gravità direttamente dal serbatoio posto sotto all'adiacente gru. Questi locali sono realizzati con strutture classificate H-60 con la terminologia americana che riferita agli standard italiani può essere comparata ad una parete REI 60 (metodo di classificazione non equivalente). I tre locali sono protetti da impianto di spegnimento water mist comandato da rilevatori di fiamma e di gas, composto da 6 bombole di acqua e due di azoto da 80 litri per ogni cabina di cui ne risultano necessarie la metà per il normale funzionamento, essendo le altre tenute a riserva. Tale impianto si attiva automaticamente alla conferma della rivelazione dell'incendio all'interno del locale.

I locali sono dotati di sistema di riscaldamento per mantenere la temperatura interna al di sopra dei 4,4 °C.

7.2.2. Principi di funzionamento

Le pompe antincendio sono progettate per funzionare ad intermittenza (è sufficiente il funzionamento di due motopompe per garantire la portata massima richiesta) e si avviano automaticamente quando la pressione del circuito antincendio principale scende al di sotto di 10,2 bar. Esse alimentano direttamente le due maglie a servizio degli idranti e monitori, due skid per impianti a diluvio ed impianti a schiuma ed infine lo skid contenente il serbatoio del liquido schiumogeno e la relativa pompa ad alta pressione. Gli skid consentono a loro volta di alimentare i singoli gli impianti a diluvio a servizio di singole apparecchiature e gli impianti a schiuma ad alta espansione a servizio delle aree operative potenzialmente soggette a perdite di GNL.

Gli skid sono realizzati con pareti che presentano resistenza al fuoco del tipo A-60 secondo la normativa americana che è assimilabile al valore EI 60.

7.2.3 Impianti di raffreddamento a diluvio

Sono stati previsti undici impianti a raffreddamento a diluvio comandati dallo fire water skid:

1. a protezione dell'ORV 1
2. a protezione dell'ORV 2
3. a protezione dell'ORV 3
4. a protezione dell'ORV 4
5. a protezione del Piperack 1
6. a protezione del Piperack 2
7. a protezione del Piperack 3
8. a protezione delle Pompe di mandata ad alta pressione
9. a protezione dei Compressori del boil off gas
10. a protezione del Ricondensatore/ Vaporizzatore WHR
11. a protezione del Pig launcher/KO drum torcia

Tale skid, comandato da circuiti di fusibili termofondenti (temperatura di fusione 74°C) o dal sistema di rilevazione gas, apre le valvole pneumatiche che alimentano i rispettivi impianti a diluvio. E' comunque possibile attivare l'impianto tramite pulsanti posti in area protetta o in sala controllo oppure agendo manualmente sulla valvola posta sullo skid.

Gli erogatori a spruzzo, al titanio, sono installati su telaio che segue la geometria delle apparecchiature in modo tale che l'apparecchio sia totalmente irrorato d'acqua con portate d'acqua che vanno dai 10 litri/min/m<sup>2</sup> ai 24,5 litri/min/m<sup>2</sup>. (norme NFPA)

L'impianto è stato progettato per attivarsi contemporaneamente sui seguenti apparecchi:

Numero impianto	Nome area	Pressione calcolata kPa (psi)	Portata calcolata L/min (gpm)
1	Compressori BOG	625 (120)	11755 (3106)
10	Piperack-1	865 (126)	9166 (2422)
3	Pompe di mandata ad alta pressione	348 (51)	1276 (337)
9	Ricondensatore/ vaporizz. WHR	854 (124)	2970 (547)
-	Monitori (x 2)	950 (138)	7570 (2000)
Fabbisogno:			31838 (8411)

#### 7.2.4 Impianti a schiuma ad alta espansione

L'impianto a schiuma ad alta espansione è costituito da uno skid valvole e da uno skid pompe schiumogeno ad alta espansione, oltre alle tubazioni di alimentazione e i relativi generatori di schiuma ad alta espansione.

All'interno dello skid avviene la miscelazione acqua-schiumogeno (rapporto di miscelazione pari al 3%) ed inoltre vi è un dispositivo di regolazione della pressione progettato per ottimizzare pressione e portata del flusso nelle varie zone dell'impianto.

Nello skid pompa schiumogeno sono installati due serbatoi della capacità di 5,65 m<sup>3</sup> di liquido schiumogeno e la elettropompa di alimentazione del liquido schiumogeno, che è messa in parallelo ad una pompa idraulica alimentata dalle motopompe antincendio principali.

Lo skid schiumogeno alimenta a sua volta otto zone distinte corrispondenti a:

1. Canalette sud
2. ORVs
3. Area di travaso
4. Pompe di mandata ad alta pressione
5. Piperack 1
6. Piperack 2
7. Piperack 3
8. Canalette nord

ed è comunque dimensionato per alimentare contemporaneamente:

Numero impianto	Nome area	Pressione calcolata kPa (psi)	Portata calcolata L/min (gpm)
27	Piperack-3	982 (143)	5157 (1362)
24	ORVs	1011 (147)	2120 (560)
21	Pompe di mandata alta pressione	1003 (146)	1570 (415)
22	Canalette sud	827 (120)	2903 (767)
-	Monitori (x2)	1117 (162)	7570 (2000)
		<b>Fabbisogno:</b>	<b>19320 (5104)</b>

Lo schema logico di funzionamento del suddetto impianto, consiste in un primo sversamento continuo per un tempo di dieci minuti, al quale segue un ciclo di sversamenti della durata di un minuto ogni quattro minuti di pausa fino al tempo massimo di sessanta minuti.

#### 7.2.5 Impianti a schiuma a bassa espansione

Gli impianti antincendio a schiuma a bassa espansione sono costituiti dall'impianto della piattaforma elicotteri e dalle manichette avvolgibili intorno alle aree caratterizzate dalla presenza del gasolio (serbatoi di diesel dei piedistalli delle gru, l'area di stoccaggio dei rifiuti pericolosi, i locali delle pompe antincendio, i generatori delle turbine e il gruppo elettrogeno).

L'impianto a schiuma della piattaforma elicotteri, gestito manualmente, è progettato per alimentare tre monitori a piena portata (79,5 m<sup>3</sup>/h a 6,9 bar) per cinque minuti.

Le manichette avvolgibili sono dotate di sistema di riscaldamento elettrico da 200 W all'interno dell'involucro per proteggerle dal gelo. Ogni manichetta può applicare schiuma a effetto filmante per una durata di 21 minuti.

7.2.6 Impianti antincendio fissi di estinzione/soppressione

- Impianti a spruzzo di acqua nebulizzata "water mist" in numero di sette: installati nei tre generatori delle turbine a gas, nei tre locali pompe antincendio e nel gruppo elettrogeno.
- impianti a soppressione del tipo "clean agent" in numero di tredici: installati nella sala controllo, nelle sale telecomunicazione, nelle sale contenenti apparecchi elettrici all'interno del quartiere abitativo e nell'edificio impianti elettrici e strumentazione.
- impianto ad agente chimico ad umido installato nella cucina di bordo.
- impianti sprinkler installati nel modulo alloggi (ad eccezione dei locali dotati di impianto "clean agent") differenziati a seconda della classificazione dei luoghi a basso rischio e a rischio ordinario (cucina e lavanderia).

7.2.7 Apparecchiature antincendio

- Tre monitori antincendio comandati a distanza (anche da sala controllo) sono installati nell'area della banchina di scarico, per fornire copertura ai bracci di carico e alla banchina stessa.
- Monitori e idranti non comandati a distanza
- Manichette avvolgibili
- Estintori portatili e carrellati

**8 - INDICAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DI EMERGENZA**

Le distanze di danno più estese sono quelle riferite al caso della perdita dal collettore di scarico principale da nave a serbatoio:

EVENTO/SCENARIO	FREQUENZA	TEMPO DI INTERVENTO	QUANTITÀ	FLASH FIRE (Distanza in metri)		
				LFL	½ LFL	
Perdita collettore scarico principale da nave a serbatoio	Occ/anno	s	t			
	4,12·10 <sup>-5</sup>	30				
	Flash fire D5	4,12·10 <sup>-7</sup>		9,5	300	430
	F2	"		9,5	235	355

Tuttavia, ai fini della pianificazione dell'emergenza, dovrà essere fornito uno studio sulle conseguenze nel caso di rilascio dell'hold-up tra due valvole ESD pari a 35 m<sup>3</sup>.

Si fa presente che sono state individuate dalla Guardia Costiera Italiana, su indicazioni della International Maritime Organization (IMO), due zone permanenti attorno al terminal (si cita a riguardo la comunicazione della Capitaneria di Porto di Chioggia prot. 14189 del 28 maggio 2007). La prima zona di sicurezza è un cerchio di 2000 metri di raggio dal centro del terminal. Le operazioni consentite e quelle vietate all'interno di tale area saranno meglio dettagliate da un'apposita Ordinanza di Sicurezza a carico della stessa Capitaneria, come da disposizioni del Ministero dei Trasporti e del Codice della Navigazione. La seconda indicata come ATBA è costituita da un cerchio di raggio di 1,5 miglia nautiche dal centro del terminal all'interno della quale è fatto divieto di transito ed ancoraggio. Nella pianificazione di emergenza si dovrà tenere anche conto della possibilità di perdite da sea-line immersa e da scenari legati ad incidenti su navi metaniere in navigazione.

R

A tal proposito si riportano le distanze di danno calcolate dall'estensore del Rapporto di Sicurezza relativamente allo scenario di perdita da sea-line immersa:

EVENTO/SCENARIO	FREQUENZA	TEMPO DI INTERVENTO	QUANTITA'	FLASH FIRE (Distanze in metri)	
				LFL	½ LFL
Perdita da SEA LINE immersa	Occ/anno $5,84 \cdot 10^{-6}$	S 10 min	t Port. 10,19 kg/s		
Flash fire D5	$2,92 \cdot 10^{-7}$			18	50
F2	"			15	32
Flash fire D5	$2,92 \cdot 10^{-7}$		Port. 9,99 kg/s	25	55
F2	"			18	35
Flash fire D5	$2,92 \cdot 10^{-7}$		Port. 10,04 kg/s	27	70
F2	"			20	48

## 9 - CONSIDERAZIONI DEL GRUPPO DI LAVORO

A) Dall'esame del R.d.S. è emerso che il progettista non ritiene credibile l'esplosione di vapori (UVCE), sulla base delle seguenti considerazioni:

- la quantità di gas rilasciata negli eventi analizzati e compresa nel campo di infiammabilità risulta inferiore alle 5 t previste dal D.M. 15/05/1996 (relativo al gpl) per gli ambienti non confinati (caso peggiore "perdita da linea di scarico da nave metaniera": 4673 kg; altro caso "perdita da collettore di scarico da nave a serbatoio": 4355 kg. Per entrambi i casi, l'hold-up è stato stimato circa 10 m<sup>3</sup>, pari a circa 1/3 di quello massimo previsto tra due valvole comandate dal sistema ESD);
- difficoltà di premiscelazione del gas con l'aria per effetto delle caratteristiche intrinseche del metano/GNL, che non appena viene a contatto con l'atmosfera, si riscalda e tende a comportarsi come gas leggero, dirigendosi verso l'alto;
- la struttura del terminale è stata progettata con spazi aperti per minimizzare gli spazi confinati nell'area di processo e per massimizzare la ventilazione naturale, al fine di ridurre le aree in cui il gas rilasciato può accumularsi e permanere nel tempo;
- nel caso in cui si verifici un rilascio all'interno della struttura, la nube di gas può essere dispersa grazie all'utilizzo dell'impianto antincendio a diluvio o a schiuma e/o dei monitori posti nell'area processo. Gli impianti antincendio possono essere attivati e disattivati sia dalla sala controllo localizzata nei quartieri abitativi, sia in automatico tramite l'intervento del sistema di rivelazione (freddo, fiamma, gas). I monitori possono, invece, essere attivati localmente, oppure tramite il pannello di controllo remoto localizzato nell'angolo nord est della struttura.

Il Gruppo di Lavoro sottolinea che la non credibilità dell'UVCE è legata ad una soglia prevista da un decreto non specifico per il GNL/metano e alla difficoltà di premiscelazione del gas con l'aria, fattori che sono ritenuti marginali rispetto alla presenza dell'impianto a diluvio o a schiuma a copertura delle aree degli impianti.

In ogni caso, i criteri di progettazione seguiti per la costruzione del Terminale tengono conto dell'ipotesi di esplosione anche con rilasci di GNL caratterizzati da entità minore.

Infatti, per le varie zone di processo, sono indicati dei limiti di sovrappressione ritenuti accettabili, in quanto nel caso vengano raggiunti, provocano danneggiamenti alla struttura ma non la completa distruzione. Tali limiti, relativi a varie zone del Terminale e che sono stati adottati in fase di progettazione,

sono stati ricavati mediante modello tridimensionale di tipo CFD, Computational Fluid-Dynamics, sviluppato dal TNO e da Century Dynamics e vengono di seguito riportati:

Zona del Terminale	Limite di sovrappressione (bar)
Area di processo	0.60
Area utilities	0.60
Tetto del GBS	0.60
Unità abitativa / sala controllo	0.50
Stazione elettrica / strum.	0.25
Locale manutenzione	0.25
Fiaccola	0.10
Pontile di scarico	0.60
Nave metaniera	0.25

B) Lo scenario di pool fire è stato escluso nell'analisi di sicurezza, ad eccezione del caso di perdita da linea del circuito di ricondensazione, in considerazione dei tempi di evaporazione molto rapidi della pozza di GNL stimati dal software STAR (inferiore a 15 secondi per circa 1 t di prodotto fino ad un massimo di un paio di minuti per circa 5 t di prodotto) e in considerazione delle pendenze dei bacini di contenimento che convogliano il GNL verso canalette con scarico a mare.

Anche in questo caso la rapidità di vaporizzazione del GNL sversato, la si ritiene marginare rispetto alla rapida asportazione del prodotto per il sistema di raccolta e convogliamento in mare presente sotto le topside dell'impianto.

L'effetto domino è stato ragionevolmente escluso dall'estensore del Rapporto di Sicurezza per i seguenti motivi:

2. rilevazione della perdita per mezzo dei sistema di rilevazione presenti;
3. presenza in impianto di numerose valvole collegate al sistema ESD – Sistema di arresto in emergenza (vedi punto 6), le quali permettono una tempestiva intercettazione della perdita;
4. presenza di un sistema a schiuma per limitare l'evaporazione del gnl rilasciato;
5. protezione delle apparecchiature da irrorazioni a diluvio e/o da protezione passive fire-proofing.

Per quanto valutato, si ritiene che:

- In fase di sopralluogo finale, dovrà essere fornito il previsto studio di rischio delle attrezzature di sicurezza e di controllo atto a giustificare l'adozione, nell'applicazione del metodo ad indici, di un valore pari a 0,64 per il fattore "sistemi di arresto di sicurezza".
- Devono essere previsti una televisione a circuito chiuso e una comunicazione bidirezionale per la prima valvola a valle della pipeline sottomarina (od eventualmente nella stazione di misura di Cavarzere), oltre che per la valvola di partenza del terminale. Si veda quanto sopra riportato al capitolo 4 nel metodo ad indici per l'unità pipeline sottomarina al punto 3.1.2.9.
- Deve essere previsto un presidio in continuo su tutto il terminale con impiego di televisione a circuito chiuso per l'osservazione da vicino delle parti principali e una comunicazione bidirezionale con la sala controllo da qualunque parte. Si veda quanto sopra riportato al capitolo 4 nel metodo ad indici per l'unità pipeline sottomarina al punto 3.1.2.9.
- Prevedere un sistema alternativo di comando dal terminale delle quattro valvole di blocco (BVS) tramite collegamento radio.
- Per mitigare le conseguenze connesse al fenomeno dell'RPT (Rapid Phase Transition; detto fenomeno può avvenire quando vi è un repentino cambiamento di stato che può comportare un incremento di pressione e relativa onda di urto di entità variabile a seconda dei casi) nello

- spazio di mare tra terminale e nave, così come già concordato con l'estensore del R.d.S., deve essere prevista l'installazione di n. 3 monitori di schiuma in corrispondenza dei monitori ad acqua a comando remoto posti sulla banchina di scarico.
- ✓ Il flussostato previsto sulla torcia HP, dovrà attivare segnali ottico/acustici nel terminale prima dell'accensione della stessa.
  - ✓ Dovranno essere distribuiti sull'impianto, in prossimità dei punti critici nei quali, in caso di irraggiamento da torcia HP, vengono raggiunti valori oltre i  $1580 \text{ W/m}^2$ , degli armadi contenenti dei DPI di emergenza a protezione dall'irraggiamento termico.
  - ✓ Le pompe di alimentazione del gruppo schiumogeno antincendio devono essere inserite nel livello di gestione per le macchine rotanti pari a 2 (livello essenziale).
  - ✓ Ai fini della pianificazione dell'emergenza, deve essere fornito uno studio sulle conseguenze nel caso di rilascio dell'hold-up massimo compreso tra due valvole ESD stimato pari a  $35 \text{ m}^3$  al fine di verificare che le aree di danno siano comunque contenute all'interno delle aree di rispetto stabilite dalla Capitaneria di Porto.
  - ✓ Nella fase di travaso del gasolio, dovranno essere predisposte opportune panne in mare per evitare la propagazione dello stesso in caso di fuoriuscita.
  - ✓ Nel separatore DRUM della torcia a bassa pressione LP dovranno essere installati un allarme di alto livello e un allarme e blocco di altissimo livello. Il blocco di altissimo livello dovrà evitare l'arrivo di liquido nella torcia LP a bassa pressione.
  - ✓ Dovrà essere prevista una protezione meccanica per il tratto di tubazione di adduzione dell'aria (a valle dell'unione della linea aria strumenti e della linea aria indice Wobbe) all'impianto di produzione dell'azoto.
  - ✓ Modificare opportunamente i bacini di contenimento della zona vaporizzatore WHR / ricondensatore e quello della zona compressori BOG in modo da evitare che eventuali zampilli di GNL provenienti da fessurazioni del ricondensatore cadano fuori dal bacino di contenimento.
  - ✓ La sala controllo dovrà essere in grado di riattivare gli impianti a diluvio e a schiuma qualora gli stessi vengano disattivati in campo.
  - ✓ Predisporre un bacino di contenimento per il serbatoio di gasolio del locale pompe antincendio. Il bacino sia di volume pari a quello del serbatoio di gasolio e il gruppo pompe antincendio sia posto esternamente allo stesso.
  - ✓ Dovrà essere predisposto un sistema per evitare che, in caso di rottura della tubazione di adduzione del gasolio nei serbatoi posti nei locali pompe antincendio, non esca tutto il quantitativo di gasolio presente nei serbatoi in corrispondenza delle gru.
  - ✓ Le porte di accesso alle due scale poste in testata della zona alloggi abbiano la stessa resistenza al fuoco del vano scala.
  - ✓ I filtri di accesso alla sala controllo dovranno essere del tipo a prova a di fumo con classe equivalente almeno pari a REI 60.
  - ✓ Le bombole aria di riserva siano a servizio anche dello skid diluvio acqua.
  - ✓ Il deposito delle bombole dell'impianto "clean agent" sia del tipo a controllo di peso su apposita bilancia collegata ad allarme in sala controllo.
  - ✓ Sia monitorato nel tempo lo stato di sicurezza della condotta (stato corrosivo, impurità, ecc...) anche per valutare con maggiore attendibilità lo stato di sicurezza residuo alla scadenza dei venticinque anni (vita prevista per la condotta).
  - ✓ Per la stazione di misura di Cavarzere (VE):
    - venga installato un sistema clean-agent nel locale quadri elettrici, nel locale strumentazione e telecomunicazioni dell'edificio stazione di misura e analogo sistema di protezione nel locale quadri elettrici, nel locale trasformatore e nel locale gruppo elettrogeno dell'edificio sottostazione elettrica;
    - l'impianto di rivelazione incendi sia rispettata la norma UNI 9795 per quanto applicabile;

- l'ubicazione dei rilevatori di gas posti nella stazione di dovrà essere correlata alla posizione delle sorgenti di rilascio prevedibili;
- il gruppo elettrogeno e il relativo serbatoio di alimentazione dovranno rispettare quanto indicato nel D.M. 22.10.2007.
- Le videocamere dovranno essere opportunamente incrementate in modo da inquadrare anche gli impianti e non solo gli accessi.

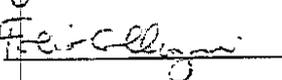
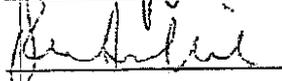
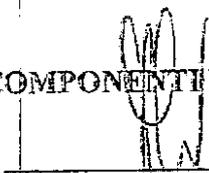
Il Gruppo di Lavoro ritiene che la Commissione che sarà incaricata per effettuare il sopralluogo finale ai sensi del D.M. 19.05.2001 sia affiancata dai componenti del presente Gruppo di Lavoro i quali si rendono disponibili ad effettuare ulteriori sopralluoghi ai sensi dell'art. 12 del D. Lgs 238/05.

I COMPONENTI DEL GRUPPO DI LAVORO

Dr. Ing. Mario Sarno,

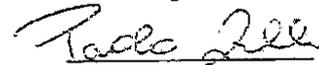
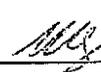
Dr. Ing. Ermanno Andriotto,

Dr. Ing. Fabio Callegari,



Dr. Ing. Franco Mazzetto

Dr. Ing. Paolo Zilli



ALLEGATI:

- Tabella con sintesi delle conseguenze incidentali

**SINTESI DELLE CONSEGUENZE DI INCIDENTI RILEVANTI - DISTANZE DI DANNO (fig. 1 di 2)**

Caso	EVENTO/SCENARIO	FREQUENZA	TEMPO DI INTERVENTO s	QUANTITA' t	POOL o JET FIRE (kW/m <sup>2</sup> ) (Distanza in metri)			FLASH FIRE (Distanza in metri)		
					SOGLIE DI DANNO	7	5	3	LFL	½ LFL
1	Perdita dal braccio di scarico GNL	Occ/anno 4,62·10 <sup>-3</sup>	8-30	3,8	37,5	12,5	7	5	283	408
	Flash fire D5 F2	4,62·10 <sup>-4</sup>								
2	Perdita collettore scarico principale da nave a serbatoio	4,12·10 <sup>-6</sup>	30	3,8						
	Flash fire D5 F2	4,12·10 <sup>-7</sup>								
3	Perdita da linea di scarico su nave metaniera	1,77·10 <sup>-6</sup>	30	9,5						
	Flash fire D5 F2	1,77·10 <sup>-7</sup>								
4	Perdita da mandata pompa immersa	2,65·10 <sup>-7</sup>	30	10,23					192	290
	Flash fire D5 F2	2,65·10 <sup>-8</sup>								
5	Perdita da serbatoio sottomarino	1·10 <sup>-6</sup>	=	1,12					82	125
	Perdita mandata compressori BOG (comprende anche Top (4))	2,13·10 <sup>-5</sup>								
12	Perdita da linea circuito ricondensaz.	4,26·10 <sup>-6</sup>	< 2 min	4,65					144	215
	Flash fire D5 F2	4,26·10 <sup>-7</sup>								
15	Perdita da serbatoio sottomarino	1·10 <sup>-6</sup>	=	4,65					144	215
	Perdita mandata compressori BOG	2,13·10 <sup>-5</sup>								
18	Perdita mandata pompa HP	1,07·10 <sup>-5</sup>	30	1,98					230	330
	Flash fire D5 F2	1,07·10 <sup>-6</sup>								

evento non ragionevolmente credibile

Rapporto di Sicurezza definitivo  
Terminale GNL Adriatico

*[Handwritten signature]*

**SINTESI DELLE CONSEGUENZE DI INCIDENTI RILEVANTI - DISTANZE DI DANNO (fig. 2 di 2)**

Caso	EVENTO/SCENARIO	FREQUENZA	TEMPO DI INTERVENTO	QUANTITA'	POOL o JET FIRE (kW/m <sup>2</sup> ) (Distanza in metri)					FLASH FIRE (Distanza in metri)	
					SOGLIE DI DANNO irraggiamento < 5 kW/m <sup>2</sup>	37.5	12.5	7	5	3	LFL
27	Apertura PSV e sifato in torcia	Occ/anno 2 · 10 <sup>-3</sup>	s =	t portata 42,8-52,8 kg/s	37.5	12.5	7	5	3		
28	Perdita dalla linea di collegamento alla sea line	3,41 · 10 <sup>-5</sup>	5 min	Portata 174,3 kg/s							
31	Jet fire D5	6,82 · 10 <sup>-5</sup>			26	62	85	98	122		
	F2	"			a.f.	55	82	100	132		
31A	Perdita da SEA LINE immersa	5,84 · 10 <sup>-6</sup>	10 min	Port. 10,19 kg/s							
	Flash fire D5	2,92 · 10 <sup>-7</sup>								18	50
31B	F2	"								15	32
	Flash fire D5	2,92 · 10 <sup>-7</sup>		Port. 9,99 kg/s						25	55
31C	F2	"								18	35
	Flash fire D5	2,92 · 10 <sup>-7</sup>		Port. 10,04 kg/s						27	70
32	Flash fire D5	"								20	48
	Rottura grave linea ingresso gas combustibile alle turbine	4,91 · 10 <sup>-5</sup>	5 min	Portata 3,1 kg/s							
33	Jet fire D5	9,82 · 10 <sup>-6</sup>			2	8,5	13	14	18		
	F2	"			a.f.	7	12	14	18		
33	Perdita di gasolio per rottura tubazione	1,64 · 10 <sup>-4</sup>	5 min	portata 1,54 kg/s							
	Pool fire D5	8,19 · 10 <sup>-6</sup>			a.f.	7,5	13	15	22		
	F2	"			a.f.	6,5	12	14	20		

a.f. = adiacenze fiamma

Gentili Fabio & Ermanno,

Vi invio alcune risposte relative alle questioni sorte nell'incontro del 9/11 c/o Comando V/F Rovigo e giorni successivi:

0) Tempi di intervento ESD: questi tempi dipendono dalla tipologia dello shut-down, in linea di massima si va da un tempo <10 secondi per il PERC (chiusura rapida braccio), a tempi <30 secondi per la chiusura rapida delle valvole di intercetto ESD, e fino ad un massimo di qualche minuto (<3 minuti) per il blocco totale dell'impianto, perché questo comporta delle temporizzazioni (ad es. nel caso di un compressore si ha, in sequenza, fermata del compressore, chiusura della valvola in aspirazione al compressore, chiusura della valvola in mandata compressore, con intervallo di qualche secondo da un'azione all'altra, per cui i tempi si allungano di qualche frazione).

1) Estensione della protezione tra le due canaliste sud e nord onde evitare ad es. la possibilità che un jet liquido dovuto a una possibile rottura del ricondensatore impatti il GBS.

Questa ipotesi è stata indagata mediante uno studio apposito (di 8 pagg.), e le conclusioni indicano che per un rilascio sul mantello del ricondensatore, con foro equivalente dai 3 ai 10 mm, si avrebbe la vaporizzazione del rilascio prima che questo possa toccare la superficie del GBS (simulazione mediante software Phast - DNV).

2) Avviamento pneumatico motopompe antincendio: l'avviamento pneumatico è costituito da un serbatoio di aria compressa, alimentato dall'aria strumenti di impianto, regolata alla pressione di 3,8 barg (vedi P&I delle motopompe antincendio) che fornisce un volume d'aria tale da garantire 6 (sei) partenze, ognuna con cicli di avviamento di 30 secondi.

3) Contenimento delle perdite da serbatoio gasolio motopompe antincendio: l'involucro dello skid che contiene le motopompe antincendio è classificato H50. Il serbatoio del carburante diesel per le motopompe è fornito di una vasca di contenimento per lo sgocciolamento collocata in posizione sottostante al serbatoio e della capacità di 0,95 m<sup>3</sup>. Nel caso in cui la quantità sversata sia maggiore di quella citata, essa verrebbe contenuta dal pavimento del locale pompe; ogni locale è caratterizzato da una lunghezza di circa 7,8 m x 5 m di larghezza, con soglia di ritenuta di 66 mm, quindi il volume contenibile è pari a circa 2,5 m<sup>3</sup>. In totale, il volume di gasolio rilasciato che può essere contenuto nel locale pompe è pari a 0,95+2,5=3,45 m<sup>3</sup>.

4) Significato di H50 e A50: Vedere allegato con tabella di correlazione fra REI ed H/A.

5) Protezione zona di scarico con mobili a schiuma a schiuma bassa espansione. I progettisti hanno preparato uno studio (9 pagg.) dove sostengono che mentre la schiuma ad alta espansione comporta effetti benefici in termini di riduzione della vaporizzazione dell'eventuale LNG sversato ed anche relativamente alla mitigazione di un possibile pool-fire, per quanto riguarda l'RPT tale mezzo estinguente non produce un contenimento del fenomeno; questo nemmeno nel caso si utilizzi schiuma a bassa espansione, che occorre caratterizzata da un più elevato contenuto d'acqua, avrebbe solo l'effetto di aumentare il tasso di vaporizzazione. Si sottolinea inoltre che nel 77% dei casi le onde supereranno il metro di altezza, rendendo vano l'utilizzo di queste schiume.

6) Comparazione norme antincendio internazionali (NFPA) con quelle italiane/Europee: non sono stati condotti studi formali che certifichino la corrispondenza o quantomeno analizzino le differenze tra queste norme. Come dato di fatto, per la quasi totalità degli aspetti relativi all'antincendio per un Terminale offshore come quello in oggetto, non esistono norme italiane applicabili, per cui ci si è necessariamente riferiti a quelle internazionali.

Spero che quanto sopra possa esservi d'aiuto, con i migliori saluti

Fausto Zenier

ARTES s.r.l.

via C. Battisti 2/A 30035 Mirano (VE)

tel 041-5700405

fax 041-5700402

28/11/2007

Fausto Zenier

**PROTEZIONE PASSIVA AL FUOCO - CLASSIFICAZIONE**

I materiali o i sistemi di protezione passiva al fuoco (PPF) utilizzati nell'ambito del Terminale sono classificati basandosi sulla tipologia potenziale di esposizione al fuoco e sulla durata per la quale questi sistemi devono svolgere la loro funzione protettiva.

I sistemi di PPF nell'ambito dei quartieri abitativi (LQ) sono classificati utilizzando la classificazione SOLAS ("Safety of Life at Sea, convenzione ratificata dall'IMO - International Maritime Organisation) "A" e "B".

Queste classificazioni sono basate su prove di esposizione al fuoco standardizzate, rappresentative dei combustibili ordinari. La lettera indica la durata dell'esposizione al fuoco relativa alla curva standard tempo-temperatura: la PPF deve mantenere la sua stabilità e integrità lungo tutto questo periodo. La lettera "A" indica un'esposizione al fuoco di 60 minuti, mentre la lettera "B" indica un'esposizione al fuoco di 30 minuti.

Il numero dopo la lettera indica la durata minima per la quale la PPF deve soddisfare i requisiti di isolamento del test standard. Per esempio, un elemento classificato "A-30" è stato sottoposto al test standard di esposizione al fuoco per 60 minuti e ha limitato l'aumento di temperatura sul lato non esposto al fuoco per 30 minuti. I protocolli tipici usati per testare i materiali e sistemi di PPF per ottenere queste certificazioni includono le norme EN 1363, ASTM E-119, e l'IMO Fire Code (SOLAS).

La PPF nell'ambito delle aree di processo del Terminale è classificata basandosi sull'esposizione al fuoco di incendi da idrocarburi. Due tipologie diverse di esposizione al fuoco sono state utilizzate per determinare il grado di PPF richiesta per le aree di processo. La prima tipologia simula l'esposizione al fuoco di una pozza di idrocarburi in fiamme (pool-fire) ed è rappresentata dalla classificazione "H". La seconda simula l'esposizione ad un jet-fire che colpisca la superficie della PPF ed è rappresentata dalla classificazione "J". I protocolli tipici per testare le PPF per ottenere la classificazione "H" includono le norme UL 1709 "Standard for Safety Rapid Rise Fire Tests of Protection Materials for Structural Steel" (United Laboratories Inc., USA), ASTM-F-2133 ed EN 1463 parte 2. Il protocollo di test utilizzato per ottenere la classificazione "J" è quello previsto dall'HSE (UK), standard OTI-95-634 (Off-shore Technology Information).

La classificazione "H" indica che la PPF ha subito un'esposizione al fuoco di idrocarburi (pool-fire) per 120 minuti. La PPF deve mantenere la sua stabilità e integrità lungo questo periodo.

Il numero dopo la lettera indica la durata minima per la quale la PPF deve soddisfare i requisiti di isolamento del protocollo di test. Per esempio, un elemento classificato "H-30" è stato sottoposto al test di esposizione al fuoco di idrocarburi per 120 minuti e ha limitato l'aumento di temperatura sul lato non esposto al fuoco per 30 minuti.

La PPF si classifica anche utilizzando il sistema "REI", dove "R" indica la stabilità o resistenza, "E" indica l'integrità o tenuta all'esposizione, e "I" indica la capacità di isolamento della PPF. La tabella seguente fornisce una comparazione tra i requisiti SOLAS cui ci si è riferiti per la progettazione del Terminale e la tipica classificazione "REI".

	SOLAS e requisiti di progetto ALNG								
	Classificazione "A"				"B"		Classific. "H"		
Classif.	60	30	15	0	15	0	120	60	0
R	60	60	60	60	30	30	120	120	120
I	60	30	15	0	15	0	120	60	0
E	60	60	60	60	30	30	120	120	120

Handwritten marks and signatures on the right side of the page, including a lightning bolt symbol, a checkmark, and several initials.

Handwritten notes and signatures at the bottom of the page, including the date "28/11/2007", the signature "Guiseppe", and other initials like "M/R" and "Conize".



Terminale GNL Adriatico S.r.l.  
Piazza della Repubblica, 14/16 - 20124 Milano - Italia  
Tel. +39 - 02 - 6369.81 - Fax +39 - 02 - 6369.8222  
www.adriaticlng.it

Milano, li 20.11.08

Prot.: ALNG-0440

Egregio

Dott. Marcello Iocca  
Referente Gruppo Istruttore IPPC  
c/o ISPRA  
Via Vitaliano Brancati, 48  
00144 Roma

Spett.le

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del  
Territorio e del Mare  
DSA-MATTM  
Via C. Colombo, 44  
00147 Roma  
c.a. Dott. Lo Presti

OGGETTO: Istruttoria per il rilascio dell'AIA al Terminale GNL Adriatico S.r.l. di Rovigo  
Piano di monitoraggio e controllo - Osservazioni del gestore

Con riferimento al documento "Piano di monitoraggio e controllo", predisposto da ISPRA in data 7 novembre u.s. e da Voi trasmessoci con lettera Prot. 1469 del 17 novembre 2008, Vi trasmettiamo in allegato le nostre osservazioni.

Cogliamo l'occasione per porgere distinti saluti.

Per Terminale GNL Adriatico S.r.l.

**Allegato A alla lettera Terminale GNL Adriatico  
prot. n. ALNG-0440 del 20 Novembre 2008**

1. **Riferimento ISPRA:** pag. 6, Consumi idrici - metodi di misura;  
**Commento ALNG:** le misure di portata sono effettuate a valle delle pompe di sollevamento e non in corrispondenza delle bocche di presa.
2. **Riferimento ISPRA:** pag. 8, Scenario 2;  
**Commento ALNG:** l'utilizzo della turbina dual-fuel alimentata a gasolio è previsto, oltre alla fase di pre-collauda, anche in possibili situazioni di emergenza e non necessariamente in condizioni di pieno carico. Si precisa inoltre che il contenuto di zolfo nel gasolio STZ è inferiore a 0,25%.
3. **Riferimento ISPRA:** pag. 8, prese sui camini GTG (principali e by-pass);  
**Commento ALNG:** si richiede deroga relativamente al diametro delle prese (da 5" a 4").
4. **Riferimento ISPRA:** pag. 9, piattaforma di lavoro, quadro elettrico, presa telefonica e montacarichi;  
**Commento ALNG:** le piattaforme di servizio per i camini principali hanno le dimensioni richieste e sono state progettate e realizzate per consentire l'accesso anche ai camini di by-pass. Il punto di prelievo sui camini è dotato di montacarichi con portata di 200 kg.
5. **Riferimento ISPRA:** pag. 9
  - **misura del vapore acqueo:**  
**Commento ALNG:** il tenore di vapore acqueo nei fumi sarà calcolato sulla base del consumo di combustibile.
  - **pressione uscita fumi:**  
**Commento ALNG:** gli analizzatori di NOx e CO sono dotati di sensori di temperatura e pressione in grado di fornire il dato di concentrazione normalizzato.
  - **portata uscita fumi:**  
**Commento ALNG:** la portata non sarà misurata ma sarà calcolata sulla base del consumo di combustibile.
6. **Riferimento ISPRA:** pag. 10, scenario 2
  - **portata uscita fumi:**  
**Commento ALNG:** la portata non sarà misurata ma sarà calcolata sulla base del consumo di combustibile.
  - **misura in continuo del tenore di O<sub>2</sub> dei fumi:**  
**Commento ALNG:** tale misura è presente sul camino principale PE-2 e non sul camino di by-pass PE-5 (eliminare nota n. 2).

7. **Riferimento ISPRA:** pag. 11, concentrazione limite di NO<sub>x</sub>, CO e polveri;  
**Commento ALNG:** la turbina dual-fuel è stata progettata per utilizzare gas naturale come combustibile primario. Il fornitore non garantisce il rispetto dei limiti di concentrazione degli inquinanti al camino per il funzionamento a gasolio.
8. **Riferimento ISPRA:** pag. 11, verifica settimanale dei parametri;  
**Commento ALNG:** si ritiene che la cadenza settimanale di verifica dei parametri emissivi sia eccessiva e difficilmente attuabile. Si propone pertanto di prevedere una cadenza bisettimanale.
9. **Riferimento ISPRA:** pag. 12, periodo di funzionamento della turbina dual-fuel a gasolio pari a 10 giorni;  
**Commento ALNG:** la turbina dual-fuel funzionerà a gasolio durante l'intera fase di pre-collaudò del terminale.
10. **Riferimento ISPRA:** pag. 13, tempo di avviamento a caldo;  
**Commento ALNG:** la durata del tempo di avviamento è **generalmente** inferiore a 30 minuti.
11. **Riferimento ISPRA:** pag. 14, emissioni secondarie - misura in continuo dell'alimentazione di gasolio.  
**Commento ALNG:** Il consumo del gasolio è misurato sulla tubazione di alimentazione principale. Le emissioni secondarie saranno calcolate come valore aggregato utilizzando il consumo totale di combustibile.
12. **Riferimento ISPRA:** pag. 15, emissioni in acqua;  
**Commento ALNG:** come già comunicato con documento D'Appollonia n. 06-520-H29 rev. 0 datato Ottobre 2008, il Gestore conferma l'esecuzione di un test del sistema antincendio in accordo alla norma NFPA 20, *Standard for the installation of stationary fire pumps for fire protection*. Il monitoraggio della concentrazione di cloro residuo allo scarico avverrà con campionamento manuale.
13. **Riferimento ISPRA:** pag. 16, 17, 18, scarichi SP1, SP2, SP3;  
**Commento ALNG:** vedasi All. B "Emissioni in acqua".
14. **Riferimento ISPRA:** pag. 21, misuratori di pressione;  
**Commento ALNG:** vedasi punto 6 precedente.
15. **Riferimento ISPRA:** pag. 21, verifica di conformità di temperatura;  
**Commento ALNG:** si richiede di chiarire le modalità di verifica.
16. **Riferimento ISPRA:** pag. 22, Norma UNI EN 10169;  
**Commento ALNG:** la progettazione e la costruzione dei camini non permette l'integrale conformità alla Norma UNI EN 10169.

17. **Riferimento ISPRA:** pag. 25, Metodo di misura della portata;

**Commento ALNG:** la misura delle portate sarà effettuata tramite misuratori di portata magnetici/differenziali di pressione o altra tipologia di strumento per la misurazione in tubazione.

18. **Riferimento ISPRA:** pag. 26, Monitoraggio dei livelli sonori;

**Commento ALNG:** vista l'ubicazione del terminale, il monitoraggio bioacustico sottomarino, previsto da ICRAM e riportato nel Programma di Monitoraggio Ambientale, risulta essere adeguato per il monitoraggio dei livelli sonori. Eventuali altre necessità di monitoraggio potranno essere valutate e concordate con l'Ente di controllo durante l'esercizio del terminale.

## EMISSIONI IN ACQUA

### CONSIDERAZIONI GENERALI

Circa i limiti indicati come prescrizioni nel "documento di lavoro" predisposto da ISPRA (Cap. 4, file No. 129-Terminale GNL Adriatico-pmc2 del 7 Novembre 2008), si rileva che gli stessi, basati sui valori BRef, per taluni parametri differiscono sensibilmente, in senso maggiormente restrittivo, dai valori limite specificati dalla normativa vigente (D.Lgs No. 152/06). La progettazione del terminale è stata sviluppata al fine di rispettare i vigenti limiti normativi.

Si premette che eventuali interventi di modifica impiantistica finalizzati a garantire il rispetto dei valori BRef sarebbero, allo stato attuale di pressoché ultimata realizzazione degli impianti, di difficilissima implementazione.

Tali interventi modificativi, qualora possibili, potrebbero determinare modifiche di layout, piping e cablaggio potenzialmente problematiche in ambiente off-shore in termini di sicurezza del personale operativo e di manutenzione a causa degli esigui spazi di manovra.

Come ulteriore considerazione, si evidenzia che la normativa vigente non consente di accertare la conformità ai valori limite autorizzati agli scarichi mediante la elaborazione statistica di un numero significativo di campionamenti e determinazioni analitiche. Al contrario, i valori limite devono essere rispettati senza eccezioni ed eventuali superamenti dei limiti tabellari sono riportati d'ufficio dagli enti di controllo all'autorità giudiziaria.

### SCARICO PARZIALE SPI

Lo scarico parziale SPI è costituito dall'effluente del sistema di trattamento dedicato alle acque potenzialmente oleose; il trattamento consiste nel bilanciamento dei flussi in un serbatoio di polmonazione, seguito da separazione gravimetrica degli idrocarburi in separatori a pacchi lamellari e da adsorbimento degli idrocarburi residui su letti di carbone attivo granulare.

La tabella seguente riporta, per i parametri oggetto di prescrizione da parte di ISPRA, i valori limite basati su BRef e i corrispondenti valori specificati dalla normativa vigente.

Parametro	Limite / Prescrizione	Limite normativo (D.Lgs 152/06) <sup>(1)</sup>
Idrocarburi totali	1,5 mg/l (Basato su BRef)	5 mg/l
Grassi e oli vegetali e animali	5 mg/l (Basato su BRef)	20 mg/l
Solidi sospesi totali	10 mg/l (Basato su BRef)	80 mg/l
Cloro attivo libero	0.2 mg/l	0,2 mg/l

Nota:

(1) Limiti Normativi indicati nella Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs No. 152/2006;

La verifica in continuo di temperatura e pH non è prevista, in quanto non pertinente alla tipologia discontinua dello scarico.

Le considerazioni circa le efficienze di depurazione ipotizzabili per i parametri i cui limiti differiscono sono di seguito esposte.

#### ***Idrocarburi totali.***

La sequenza di trattamento realizzata non è in grado di garantire il valore prescritto di 1.5 mg/l. Per quanto i filtri a carbone attivo granulare costituiscano un efficace sistema contro il rilascio di idrocarburi e di sostanze organiche in generale, non è possibile escludere l'evenienza di fenomeni di micro corto-circuitazioni del letto di materiale adsorbente, né fenomeni di "roll-over" di idrocarburi a basso peso molecolare da parte di sostanze a peso molecolare maggiore.

Entrambi i fenomeni, che possono avvenire indipendentemente dalla correttezza della progettazione e dalla cura ed attenzione operativa, potrebbero comportare il superamento del valore di 1.5 mg/l.

Si ritiene che per il parametro *idrocarburi totali* possa essere rispettato un valore limite di 5 mg/l come indicato nella documentazione già predisposta per la procedura AIA.

#### ***Solidi sospesi totali.***

La filtrazione su letti di carbone attivo granulare ha certamente l'effetto di trattenere efficacemente le tracce di solidi in sospensione in uscita dai separatori a pacchi lamellari.

Il monitoraggio del corretto funzionamento dell'impianto di trattamento in normali condizioni operative (per un congruo periodo di esercizio) potrà condurre all'ottimizzazione del suo utilizzo al fine di migliorarne le performances operative, in considerazione delle quali appare ragionevole aspettarsi concentrazioni allo scarico inferiori a quelle ad oggi dichiarate. I valori riportati indicati da ISPRA possono dunque essere considerati come livelli obiettivo a cui tendere nel medio-lungo periodo.

### **SCARICO PARZIALE SP2**

Lo scarico parziale SP2 è propriamente costituito dall'acqua mare di ritorno dai vaporizzatori ORVs (SP2a) e dalla soluzione acquosa ipersalina proveniente dal sistema di potabilizzazione a osmosi inversa (SP2d). A sua volta, lo scarico parziale SP2a risulta dalla combinazione del flusso principale prelevato direttamente dal mare, prevalente in termini di portata (circa 28.000 m<sup>3</sup>/h), e di alcuni modesti flussi di ritorno dalle acque di processo dei sistemi di raffreddamento e tecnologici:

- raffreddamento olio lubrificante GTG;
- scambiatori dei sistemi di correzione dell'indice di Wobbe e di gestione del gas di boil-off., i quali contribuiscono, sia pure in modo del tutto marginale, all'apporto termico agli ORVs stessi, con una portata massima complessiva di circa 800 m<sup>3</sup>/h. Tali flussi devono essere considerati come acque interne di processo piuttosto che scarichi parziali.

ISPRA prescrive limiti per taluni parametri anche su flussi individuali, prima della confluenza nel flusso combinato, identificando i seguenti punti di verifica:

- Punto SP2bc: ritorno delle acque di raffreddamento olio lubrificante GTG, degli scambiatori dei sistemi di correzione dell'indice di Wobbe e di gestione del gas di boil-off;
- Punto SP2d: salamoia dall'unità di potabilizzazione ad osmosi inversa;
- Punto SP2a: effluente dei vaporizzatori ORVs.

Si ritiene che tali punti di controllo qualitativo non possono essere equiparati a punti di conformità normativa, dal momento che la conoscenza delle caratteristiche chimico-fisiche dei flussi deve

esclusivamente consentire di evitare fenomeni di diluizione che, in assenza di strumentazione di monitoraggio, potrebbero aver luogo.

Adottando la medesima metodologia vista per lo Scarico SP1, la tabella seguente riporta, per i parametri oggetto di prescrizione da parte di ISPRA, i valori limite basati su BRef, i corrispondenti valori specificati dalla normativa vigente.

Parametro	Limite / Prescrizione	Limite normativo (D.lgs. 152/06) <sup>(1)</sup>
Cloro attivo libero	0,2 mg/l	0,2 mg/l
Azoto ammoniacale	15 mg/l	15 mg/l
Idrocarburi totali	1,5 mg/l (Basato su BRef)	5 mg/l
Solidi sospesi totali	10 mg/l (Basato su BRef)	80 mg/l

**Nota:**

(1) Limiti Normativi indicati nella Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs No. 152/2006;

Si precisa che sui flussi anzidetti sono installati sistemi di monitoraggio in continuo degli idrocarburi totali (sul flusso di cui al punto SP2bc) e del cloro libero, della conduttività, del pH, della temperatura e dell'ossigeno disciolto (sulla combinazione dei flussi di cui al punto SP2a e del flusso di cui al punto SP2d), in aggiunta a prese di campionamento per determinazioni puntuali. Detti sistemi consentono di mantenere sotto continuo controllo la qualità dei flussi interessati e di procedere, se del caso, a pronti interventi correttivi di eventuali derive qualitative rilevate dagli strumenti. Il monitoraggio di cloruri e azoto ammoniacale è effettuato solo presso il punto di prelievo SP2.

Come ulteriore considerazione, tutti i sistemi di scambio termico a superficie (tranne gli ORVs che adottano lo schema *deluge*) sono progettati e verranno eserciti con pressioni lato acqua mare superiori alle pressioni lato fluido raffreddato, quindi eventuali trafileamenti non potrebbero interessare i punti di verifica anzidetti.

Si ritiene che i controlli già previsti per i flussi SP2bc e SP2d, che hanno essenzialmente la finalità di mantenere in perfetta efficienza le unità tecnologiche da cui provengono i flussi idrici interessati, costituiscano un valido presidio contro l'evenienza che eventuali contaminazioni possano passare inosservate e che quindi non vengano adottate le opportune misure correttive.

### **SCARICO PARZIALE SP3**

Lo scarico parziale SP3 è dedicato alle acque reflue civili generate nel blocco abitativo del terminale (acque nere ed acque grigie); il trattamento consiste nel bilanciamento dei flussi in un serbatoio di polmonazione, previa disoleazione/degrassaggio delle acque della mensa, seguito da grigliatura, chiarificazione primaria in una unità di flottazione ad aria disciolta coadiuvata dal dosaggio di flocculanti e coagulanti, ossidazione biologica in una unità a biomassa adesa, chiarificazione secondaria ad aria disciolta ed infine disinfezione mediante esposizione a luce ultravioletta.

La tabella seguente riporta, per i parametri oggetto di prescrizione da parte di ISPRA, i valori limite basati su BRef e i corrispondenti valori specificati dalla normativa vigente.

Parametro	Limite / Prescrizione	Limite normativo (D.Lgs 152/06) <sup>(1)</sup>
Cloro attivo libero	0,2 mg/l	0,2 mg/l
Grassi e oli vegetali e animali	5 mg/l (Basato su BRef)	20 mg/l
Solidi sospesi totali	10 mg/l (Basato su BRef)	80 mg/l
BOD <sub>5</sub>	20 mg/l	40 mg/l
COD	125 mg/l	160 mg/l
Azoto nitroso	0,6 mg/l	0,6 mg/l
Azoto nitrico	20 mg/l	20 mg/l
Azoto ammoniacale	15 mg/l	15 mg/l
Fosforo totale	10 mg/l	10 mg/l

Nota:

(1) Limiti Normativi indicati nella Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs No. 152/2006;

Le considerazioni circa le efficienze di depurazione ipotizzabili per i parametri i cui limiti differiscono sono espone come segue:

#### ***Solidi sospesi totali***

La flottazione ad aria disciolta è certamente tra le tecnologie maggiormente efficaci per la rimozione di solidi sospesi di natura prevalentemente organica in uscita dalla sezione di ossidazione biologica.

Il monitoraggio del corretto funzionamento dell'impianto di trattamento in normali condizioni operative (per un congruo periodo di esercizio) potrà condurre all'ottimizzazione del suo utilizzo al fine di migliorarne le performances ambientali, in considerazione delle quali appare ragionevole aspettarsi concentrazioni allo scarico inferiori a quelle ad oggi dichiarate. I valori riportati indicati da ISPRA possono dunque essere considerati come livelli tendenziali nel medio-lungo periodo.

#### ***BOD<sub>5</sub> e COD***

Il monitoraggio del corretto funzionamento dell'impianto di trattamento in normali condizioni operative (per un congruo periodo di esercizio) potrà condurre all'ottimizzazione del suo utilizzo al fine di migliorarne le performances, in considerazione delle quali appare ragionevole aspettarsi concentrazioni allo scarico inferiori a quelle ad oggi dichiarate. I valori riportati indicati da ISPRA possono dunque essere considerati come livelli obiettivo a cui tendere nel medio-lungo periodo.

#### **SCARICHI DERIVANTI DAL TEST DELLE POMPE DEL SISTEMA ANTINCENDIO**

Il sistema antincendio del terminale che utilizza acque approvvigionate mediante il *service water system* è costituito principalmente da:

- 3 pompe diesel di capacità di progetto pari 1.125 m<sup>3</sup>/h e prevalenza 144 m;
- 2 jockey pump alimentate elettricamente alimentate elettricamente, necessarie per mantenere la corretta pressione nel sistema antincendio.

Il progetto delle pompe antincendio è stato implementato in ottemperanza allo Standard "National Fire Protection Association's (NFPA) 20, Standard for the Installation of Stationary Fire Pumps for Fire Protection". In tale Standard, tra l'altro, è richiesto che le pompe operino per almeno 30 minuti ogni settimana. Per tale motivo occorre prevedere un test settimanale di tale durata.

Durante il test è previsto quanto segue:

- monitoraggio della concentrazione di cloro nelle acque antincendio mediante campionamento manuale (rispetto del limite di 0,2 mg/l per il cloro libero);
- ogni pompa scaricherà fuori bordo una portata di 1.125 m<sup>3</sup>/h, per un totale di 1.687,5 m<sup>3</sup> di acqua mare ogni settimana.