

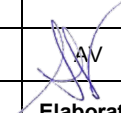

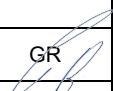
	PROGETTISTA  Tecnologia Ricerca Rischi	COMMESSA	UNITA' -
	LOCALITA' REGIONE LIGURIA	REL-MEC-E-15000	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Alto Tirreno e Collegamento alla Rete Nazionale Gasdotti		Rev. 0

Rif. TRR: 72438

EMERGENZA GAS
INCREMENTO DI CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE (DL 17.05.2022, n. 50)

FSRU Alto Tirreno e Collegamento alla Rete Nazionale Gasdotti

Rapporto Preliminare di Sicurezza
per la fase di Nulla Osta di Fattibilità (NOF)
ai sensi del D.Lgs. 105/15

0	Emissione				Giugno 2023
Rev.	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato	Data



INDICE

1.	INTRODUZIONE	6
1.1	Premessa.....	6
1.2	Soluzione Proposta	6
1.3	Struttura del Documento	7
2.	SINTESI DEI RISULTATI OTTENUTI DALLO STUDIO DI ANALISI DEI RISCHI.....	8
A	DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO	26
A.1	DATI GENERALI.....	26
A.1.1	Nominativo, codice fiscale e indirizzo (sede legale) del Gestore.....	26
A.1.2	Denominazione e ubicazione dello Stabilimento	26
A.1.3	Responsabile della progettazione	28
A.1.4	Responsabile della stesura del Rapporto di Sicurezza.....	28
A.2	LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELLO STABILIMENTO	29
A.2.1	Corografia della zona.....	29
A.2.2	Posizione dello stabilimento	29
A.2.3	Piante e sezioni dell'impianto	29
B	INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO.....	30
B.1	POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI.....	30
B.2	STRUTTURA ORGANIZZATIVA	30
B.3	DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ E TECNOLOGIA DI BASE.....	30
B.3.1	Descrizione delle attività.....	30
B.3.2	Tecnologia di base.....	35
B.3.3	Schema a blocchi e schema di processo.....	62
B.3.4	Informazioni relative alle sostanze pericolose	64
C	SICUREZZA DELLO STABILIMENTO.....	71
C.1	ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE.....	71
C.1.1	Problemi noti di salute e sicurezza dell'impianto.....	71
C.1.2	Esperienza storica relativa a incidenti	75
C.2	REAZIONI INCONTROLLATE	92
C.2.1	Reazioni fortemente esotermiche e/o difficili da controllare	92
C.3	EVENTI METEOROLOGICI, GEOFISICI, METEOMARINI, CERAUNICI E DISSESTI IDROGEOLOGICI.....	92
C.3.1	Condizioni meteorologiche prevalenti	92
C.3.2	Cronologia degli eventi geofisici, meteo marini, ceraunici e dei dissesti idrogeologici.....	93
C.4	ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI.....	113
C.4.0	Individuazione delle Unità Critiche dello Stabilimento	113
C.4.1	Individuazione delle ipotesi incidentali e delle relative frequenze.....	119
C.4.2	Stima delle conseguenze degli scenari incidentali	175
C.4.3	Mappe di danno	202
C.4.4	Scenari con potenziali effetti sull'ambiente	203
C.4.5	Comportamento dell'impianto in caso di indisponibilità delle reti di servizio	204
C.5	SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI E INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO	205
C.5.1	Sintesi degli eventi incidentali	205
C.5.2	Elementi utili per la pianificazione del territorio.....	205





C.6	DESCRIZIONE DELLE PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE O MITIGARE GLI INCIDENTI.....	224
C.6.1	Descrizione delle precauzioni assunte per prevenire o mitigare gli incidenti	224
C.6.2	Accorgimenti previsti per prevenire i rischi dovuti ad errore umano in aree critiche.....	225
C.6.3	Sicurezza degli impianti nelle diverse condizioni di esercizio	225
C.7	CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI.....	226
C.7.1	Precauzioni e coefficienti di sicurezza adottati nella progettazione delle strutture	226
C.7.2	Norme e criteri di progettazione degli impianti elettrici, dei sistemi di strumentazione di controllo, degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche ed elettrostatiche	227
C.7.3	Norme e criteri di progettazione dei recipienti e apparecchiature di processo, dei serbatoi e delle tubazioni, dei dispositivi di scarico della pressione e dei sistemi di convogliamento ed eventuale abbattimento	233
C.7.4	Torce e scarichi d'emergenza all'atmosfera di prodotti tossici e/o infiammabili	234
C.7.5	Modalità e periodicità di controllo del funzionamento delle valvole di sicurezza, dei sistemi di blocco e di tutti i componenti critici per la sicurezza.....	240
C.7.6	Criteri di protezione dei contenitori di sostanze pericolose nei confronti della corrosione esterna.....	240
C.7.7	Ubicazione delle zone in cui sono immagazzinate sostanze corrosive.....	240
C.7.8	Rivestimenti interni, sovrasspessori di corrosione e ispezioni.....	240
C.7.9	Procedure di controllo delle apparecchiature critiche	241
C.7.10	Sistemi di blocco di sicurezza	242
C.7.11	Luoghi con pericolo di formazione e persistenza di miscele infiammabili e/o esplosive e/o tossiche e misure adottate	245
C.7.12	Precauzioni a fronte del danneggiamento di serbatoi, condotte e apparecchiature contenenti sostanze tossiche o infiammabili per impatti meccanici o urti con mezzi mobili.....	245
C.8	SISTEMI DI RILEVAMENTO	246
C.8.1	Descrizione e posizione dei rilevatori	246
D	SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI	249
D.1	SOSTANZE EMESSE.....	249
D.1.1	Sostanze emesse in condizioni anomale di funzionamento e in caso di incidente e quasi incidente.....	249
D.2	EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE	249
D.2.1	Criteri adottati per l'individuazione degli Effetti Domino	249
D.2.2	Effetti degli incidenti indotti	250
D.2.3	Misure previste per evitare, in caso di incendio e/o esplosione, il danneggiamento di strutture, serbatoi, apparecchiature e condotte contenenti sostanze infiammabili e/o tossiche.	251
D.3	SISTEMI DI CONTENIMENTO	252
D.3.1	Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di sostanze infiammabili.....	252
D.3.2	Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di liquidi tossici o pericolosi per l'ambiente.....	252
D.3.3	Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di gas o vapori tossici	255
D.4	CONTROLLO OPERATIVO.....	255
D.4.1	Controllo operativo del processo.....	255
D.4.2	Struttura e indice dei manuali operativi.....	255
D.5	SEGNALETICA DI EMERGENZA.....	256





D.6	FONTI DI RISCHIO MOBILI.....	256
D.6.1	Descrizione delle fonti di rischio mobili	256
D.6.2	Precauzioni adottate per prevenire il rischio associato alle fonti di rischio mobile	256
D.7	RESTRIZIONI PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI E PER LA PREVENZIONE DI ATTI DELIBERATI.....	257
D.7.1	Dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure.....	257
D.8	MISURE CONTRO L'INCENDIO.....	257
D.8.1	Impianti, attrezzature e organizzazione per la prevenzione e l'estinzione degli incendi	257
D.8.2	Sistema di drenaggio	258
D.8.3	Fonti di approvvigionamento dell'acqua antincendio	258
D.8.4	Autorizzazioni concernenti la prevenzione incendi.....	258
D.9	SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI.....	259
D.9.1	Dislocazione di sale controllo, uffici, laboratori e apparecchiature principali.....	259
D.9.2	Mezzi di comunicazione all'interno dello stabilimento e con l'esterno	259
D.9.3	Ubicazione dei servizi di emergenza e dei presidi sanitari previsti.....	260
D.9.4	Programma di addestramento per le emergenze.....	261
D.9.5	Piano di Emergenza Interna e informazioni per il Piano di Emergenza Esterna	261
D.9.6	Responsabili attuazione dei piani di emergenza.....	261
E	IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI	262
E.1	TRATTAMENTO E DEPURAZIONE REFLUI	262
E.1.1	Impianti di trattamento e depurazione dei reflui	262
E.1.2	Planimetria della rete fognaria	263
E.2	GESTIONE DEI RIFIUTI PERICOLOSI	264
E.2.1	Adempimenti per la gestione dei rifiuti.....	264
F	CERTIFICAZIONI E MISURE ASSICURATIVE	265
F.1	CERTIFICAZIONI.....	265
F.1.1	Copia delle certificazioni e autorizzazioni	265
F.2	MISURE ASSICURATIVE.....	265
F.2.1	Polizze assicurative e di garanzia per i rischi di danni a persone, a cose e all'ambiente.....	265





ALLEGATI

CODIFICA SNAM	TITOLO
MI-MEC-E-15006	ALLEGATO I.2: Schede di Sicurezza
MI-MEC-E-15007	ALLEGATO I.4: Tabella Riepilogativa delle Sostanze e delle relative quantità massime previste
MI-MEC-E-15008	ALLEGATO I.5: Tabella Riepilogativa delle risultanze delle analisi degli eventi incidentali
DIS-MEC-B-15000	ALLEGATO A.1.2: Planimetria dei Confini dello Stabilimento
MI-MEC-E-15000	ALLEGATO A.1.4: Curriculum Vitae del Responsabile della Stesura del Rapporto Preliminare di Sicurezza
DIS-MEC-B-15001	ALLEGATO A.2.1: Corografia della Zona
DIS-MEC-B-15002	ALLEGATO A.2.2: Posizione del Terminale su Mappa
SCH-MEC-E-15000	ALLEGATO B.3.2: Sistema di Stoccaggio e Trasferimento Carburanti Liquidi su FSRU
	ALLEGATO B.3.3-A: Diagrammi di Piping & Instrumentation (FSRU)
MI-MEC-E-15001	ALLEGATO C.3.1-A: Dati Meteorologici 2018-2022
DIS-MEC-E-15003	ALLEGATO C.3.1-B: Classificazione Sismica
DIS-MEC-E-15004	ALLEGATO C.3.2: Mappe Rischio Idrogeologico
MI-MEC-E-15002	ALLEGATO C.3.2: Dati Fulminazione
MI-MEC-E-15003	ALLEGATO C.4.1-A: Analisi Preliminare per l'individuazione delle aree critiche (Metodo a Indici)
DIS-MEC-B-15005	ALLEGATO C.4.1-A1: Planimetrie metodo ad indici
DIS-MEC-D-15006	ALLEGATO C.4.1-B: Alberi di Guasto
DIS-MEC-D-15007	ALLEGATO C.4.1-C: Alberi degli Eventi
MI-MEC-E-15004	ALLEGATO C.4.2: Elaborati di Calcolo
DIS-MEC-D-15008	ALLEGATO C.4.3: Rappresentazione Cartografica delle Conseguenze degli Scenari Incidentali
	ALLEGATO C.4.4: Planimetria Nautica con vincoli Allacciamento FSRU (tratto a mare)
DIS-MEC-D-15009	ALLEGATO C.5.2: Mappa Elementi Utili per la Pianificazione del Territorio
	ALLEGATO C.7.10: Matrice Causa-Effetti e Dettagli Sistema di Controllo Terminale
DIS-MEC-D-15010	ALLEGATO C.7.11: Planimetria Classificazione Aree a Rischio di Esplosione
DIS-MEC-B-15011	ALLEGATO C.8.1: Planimetrie del Sistema di Rivelazione Gas e Incendi
REL-MEC-E-15001	ALLEGATO D.2.2: Analisi degli Incidenti Indotti
MI-MEC-E-15005	ALLEGATO D.4.2: Indice Manuale Operativo FSRU per le Operazioni Cargo
DIS-MEC-B-15012	ALLEGATO D.8.1: Planimetria Antincendio Terminale
DIS-MEC-E-15013	ALLEGATO D.8.2: Planimetria Drenaggio Acque Terminale
DIS-MEC-D-15014	ALLEGATO D.9.3: Planimetria dei Presidi di Emergenza, delle vie di fuga e dei punti di raccolta Terminale





1. INTRODUZIONE

1.1 Premessa

Nell'ambito delle iniziative legate alla realizzazione di nuove capacità di rigassificazione regolate dall'art. 5 del DL n.50 del 17/5/2022 e mirate a diversificare le fonti di approvvigionamento di gas ai fini della sicurezza energetica nazionale, Snam FSRU Italia, società controllata al 100% da Snam S.p.A ("Snam"), ha ottenuto in data 25/10/2022 l'autorizzazione unica per la realizzazione di un Terminale di Rigassificazione nel porto di Piombino, tramite l'ormeggio di un mezzo navale tipo FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) e la realizzazione delle connesse infrastrutture per l'allacciamento alla rete di trasporto esistente (di seguito l'"**Autorizzazione Unica**").

L'Autorizzazione Unica, al punto 10, ha prescritto di presentare, entro 45 giorni dalla pubblicazione della Ordinanza medesima sul Bollettino Regionale della Toscana, il progetto integrativo di ricollocazione della FSRU in sito off-shore, nonché il progetto relativo agli interventi necessari per la dismissione della FSRU stessa dal porto di Piombino decorso il suddetto termine di tre anni. Con successive Ordinanze di proroga, il predetto termine è stato fissato al 26 giugno 2023.

Il Progetto FSRU Alto Tirreno, di cui il presente documento è parte integrante insieme ai suoi allegati, illustra la soluzione sviluppata dagli ingegneri e specialisti incaricati da Snam per il ricollocamento della FSRU TUNDRA per i successivi 22 anni una volta lasciato il porto di Piombino. In particolare, gli allegati tecnici riportano le principali caratteristiche del Progetto, analizzano gli aspetti ambientali, paesaggistici ed urbanistici e riportano le valutazioni relative ai temi Seveso ed antincendio.

1.2 Soluzione Proposta

L'analisi ha escluso la possibilità di trovare un ormeggio a lungo termine della FSRU all'interno di un porto diverso da quello di Piombino, non rinvenendosi in nessun altro porto le seguenti caratteristiche peculiari di Piombino, quali: (i) una banchina idonea per geometria e capacità strutturali, (ii) un pescaggio del porto ovunque maggiore di 15 m, (iii) un punto di ingresso nella Rete nazionale Gasdotti ad una distanza ragionevole ed in grado di ricevere l'incremento di portata previsto (i.e., 5 miliardi di metri cubi/anno).

La ricerca della soluzione si è indirizzata verso possibili siti offshore verificando la sussistenza di tre requisiti essenziali: (i) il collegamento in un punto della Rete Nazionale in grado di ricevere la portata prevista, (ii) la fattibilità tecnica, urbanistica ed ambientale del tracciato della condotta a mare ed a terra, (iii) la capacità della FSRU di svolgere con continuità il servizio di rigassificazione rispetto alle condizioni meteomarine attese nel sito prescelto.





I requisiti sopra richiamati hanno portato a selezionare un sito offshore a circa 2 miglia nautiche (circa 4 km) dalla costa ligure di ponente di fronte a Vado Ligure (SV) potendo evitare sia le rotte di ingresso/uscita del traffico navale che sfruttare l'approdo a terra in corrispondenza dell'area industriale di Tirreno Power.

1.3 **Struttura del Documento**

Il presente documento si compone delle seguenti Sezioni:

- Paragrafo 1: Introduzione
- Paragrafo 2: Sintesi dei risultati ottenuti dall'analisi di rischio
- Paragrafo da A ad F: Struttura del Rapporto Preliminare di Sicurezza secondo le modalità previste dal D. Lgs. 26 Giugno 2015, n. 105.





2. SINTESI DEI RISULTATI OTTENUTI DALLO STUDIO DI ANALISI DEI RISCHI

Il presente documento, comprensivo dei suoi allegati, illustra la soluzione sviluppata dagli ingegneri e specialisti incaricati da Snam per il ricollocamento della FSRU TUNDRA per i successivi 22 anni una volta lasciato il porto di Piombino. In particolare, gli allegati tecnici riportano le principali caratteristiche del Progetto, evidenziano le criticità della FSRU rispetto alle condizioni meteomarine più severe, analizzano gli aspetti ambientali, paesaggistici ed urbanistici e riportano le valutazioni relative ai temi Seveso ed antincendio.

L'analisi delle alternative esaminate ha escluso la possibilità di trovare un ormeggio a lungo termine della FSRU all'interno di un porto diverso da quello di Piombino, non avendo riscontrato in nessun altro porto le seguenti caratteristiche peculiari di Piombino, quali: (i) una banchina idonea per geometria e capacità strutturali, (ii) un pescaggio del porto ovunque maggiore di 15 m, (iii) un punto di ingresso nella Rete nazionale Gasdotti ad una distanza ragionevole ed in grado di ricevere l'incremento di portata previsto (i.e., 5 miliardi di metri cubi/anno).

La ricerca della soluzione si è quindi indirizzata verso possibili siti offshore verificando la sussistenza essenzialmente di tre requisiti essenziali: (i) il collegamento in un punto della Rete Nazionale in grado di ricevere la portata prevista, (ii) la fattibilità tecnica, urbanistica ed ambientale del tracciato della condotta a mare ed a terra, (iii) la capacità della FSRU di svolgere con continuità il servizio di rigassificazione rispetto alle condizioni meteomarine attese nel sito prescelto.

I requisiti sopra richiamati hanno portato a selezionare un sito offshore a circa 2 miglia nautiche (circa 4 km) dalla costa ligure di ponente di fronte a Vado Ligure (SV) potendo evitare sia le rotte di ingresso/uscita del traffico navale che sfruttare l'approdo a terra in corrispondenza dell'area industriale di Terreno Power.

L'FSRU avrà una capacità di rigassificazione annuale di circa 5 miliardi di standard metri cubi di gas naturale, equivalente a circa un sesto della quantità di gas naturale oggi importata dalla Russia.

L'FSRU ha uno stoccaggio nominale di 170 mila metri cubi di Gas Naturale Liquefatto (GNL), e sarà in grado di ricevere, rigassificare il GNL e trasferirlo in una nuova condotta che lo convoglierà nel punto di connessione alla Rete Gasdotti.

L'FSRU sarà rifornita ad intervalli regolari (5/7 giorni) da metaniere di taglia variabile e sarà anche in grado di rifornire a sua volta metaniere di piccola/media taglia (metaniere Small Scale LNG).





La qualità del gas liquido gestito dalla FSRU dipenderà dalle fonti di approvvigionamento internazionali, pertanto il gas vaporizzato andrà analizzato ed eventualmente corretto per portarlo alle condizioni di trasporto richieste dalla Rete Nazionale. Le apparecchiature ed i sistemi dedicati a tale gestione (correzione indice di Wobbe) sono stati previsti in una nuova area onshore.

La presente relazione costituisce il Rapporto Preliminare di sicurezza elaborato secondo l'indice e i contenuti richiesti dall'Allegato C, Parte 2 del D.Lgs. 105/15, e viene presentato ai fini dell'ottenimento del Nulla Osta di Fattibilità ai sensi dell'art. 16 del D.Lgs. 105/15.

Il Progetto include le seguenti opere:

Terminale FSRU di Vado Ligure

Costituito da:

- n.1 FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) avente una capacità nominale di stoccaggio pari a circa 170.000 m³, una portata massima di rigassificazione di circa 880.000 Sm³/h e dimensioni pari a circa 292,5 m (lunghezza) x 43,4 m (larghezza).
- Sistema di esportazione gas torretta costituito dalla torretta stessa, i due riser di collegamento al PLEM sottomarino ed il PLEM che ospita la valvola di sezionamento prima dell'invio alla condotta offshore.

Opere Connesse

Costituite da:

- La condotta di collegamento tra il Terminale FSRU e la Rete Nazionale Gasdotti che include quanto segue:
 - Tratto di condotta sottomarina (sealine) e relativo cavo telecomando denominato Metanodotto Allacciamento FSRU di Vado Ligure (Tratto a mare) DN 650 (26") DP 100 bar;
 - Tratto di metanodotto a terra di collegamento tra l'approdo costiero e l'impianto PDE di Quiliano e relativo cavo telecomando, denominato Metanodotto Allacciamento FSRU di Vado Ligure (Tratto a terra) DN 650 (26") DP 100 bar;
 - Impianto PDE di Quiliano contenente le apparecchiature di filtraggio e misura del gas naturale, nonché la regolazione della pressione da 100 bar a 75 bar;
 - Tratto di metanodotto a terra di collegamento da Impianto PDE di Quiliano all'interconnessione con allacciamento Tirreno Power chiamato Metanodotto Collegamento dal PDE di Quiliano al Metanodotto alla Rete Regionale/Nazionale DN 500 DP 75 bar e opere connesse – Fase 1;





- Tratto di metanodotto da Impianto PDE all'interconnessione con Met. Ponti Cosseria e Cairo Montenotte Savona chiamato Metanodotto Collegamento dal PDE di Quiliano alla Rete Regionale/Nazionale DN 650 DP 75 bar e opere connesse – Fase 2.

Inoltre, è prevista la costruzione di un impianto di correzione dell'indice di Wobbe posto in un'area adiacente all'impianto di filtraggio, regolazione e misura fiscale (PDE di Quiliano).

In Figura 1 è mostrata l'area di intervento in cui verrà installato il Terminale.

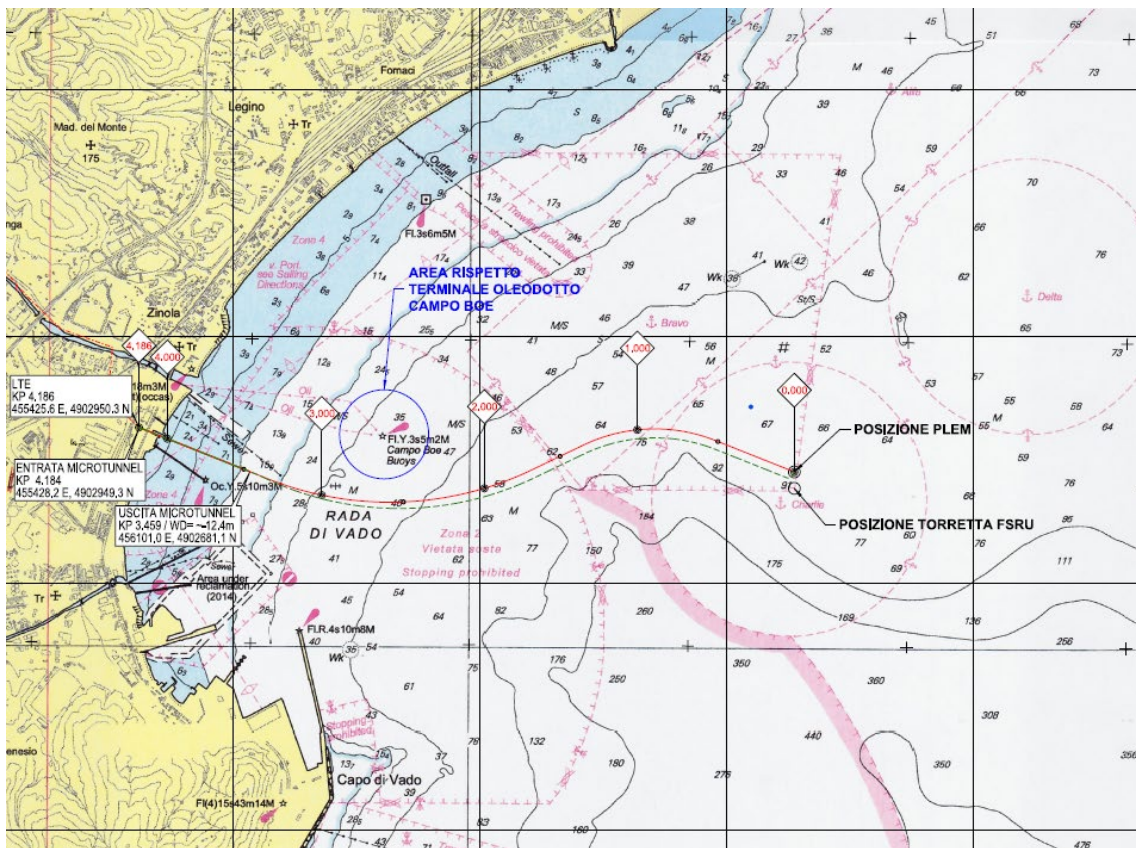


Figura 1 - Inquadramento Generale dell'Area di Intervento





Inquadramento autorizzativo del presente documento

Il Terminale FSRU rientrerà tra le attività industriali a rischio di incidente rilevante ai sensi del D.Lgs. 105/15 “Attuazione della Direttiva 2012/18/UE Relativa al Controllo del Pericolo di Incidenti Rilevanti Connessi con Sostanze Pericolose”, pubblicato il 26 Giugno 2015 sulla Gazzetta Ufficiale (Supplemento Ordinario No. 38 della G.U. No. 161 del 14 Luglio 2015).

In particolare, il Terminale in esame si configura come equivalente a “*Stabilimento di Soglia Superiore*”, essendo presenti sostanze pericolose “*in quantità pari o superiori alle quantità elencate nella colonna 3 della parte 1 o nella colonna 3 della parte 2 dell’allegato 1*” e in particolare Gas Naturale per circa 80.000 t e quindi in quantità superiore alla soglia per gli Stabilimenti di Soglia Superiore (200 t).

In particolare, per i nuovi stabilimenti, l’art. 16 “Nuovi stabilimenti: rapporti di sicurezza” del D.Lgs. 105/15 prevede il seguente iter autorizzativo:

1. Chiunque intende realizzare un nuovo stabilimento di soglia superiore, prima di dare inizio alla costruzione degli impianti, oltre a tutte le autorizzazioni previste dalla legislazione vigente, deve ottenere il Nulla Osta di Fattibilità di cui all’articolo 17, comma 2; a tal fine, presenta al Comitato Tecnico Regionale (CTR), di cui all’articolo 10, un rapporto preliminare di sicurezza redatto secondo i criteri di cui all’allegato C. Il permesso di costruire non può essere rilasciato in mancanza del nulla osta di fattibilità.
2. Prima di dare inizio all’attività, il gestore deve ottenere il Parere Tecnico Conclusivo di cui all’articolo 17, comma 2; a tal fine il gestore presenta al CTR il rapporto di sicurezza di cui all’articolo 15, nella versione definitiva.

Il progetto di allacciamento alla rete di trasporto, in quanto soggetto alle disposizioni del D.P.R. 151/2011 e s.m.i., verrà presentato al Comando di Savona con istanza di “Valutazione Progetto” ai sensi dell’Art. 3 del D.P.R. 151/2011.





I limiti di batteria ai fini autorizzativi, ed in particolare ai sensi del D.Lgs. 105/15 e D.P.R. 151/2011 sono schematizzati nella Figura successiva.

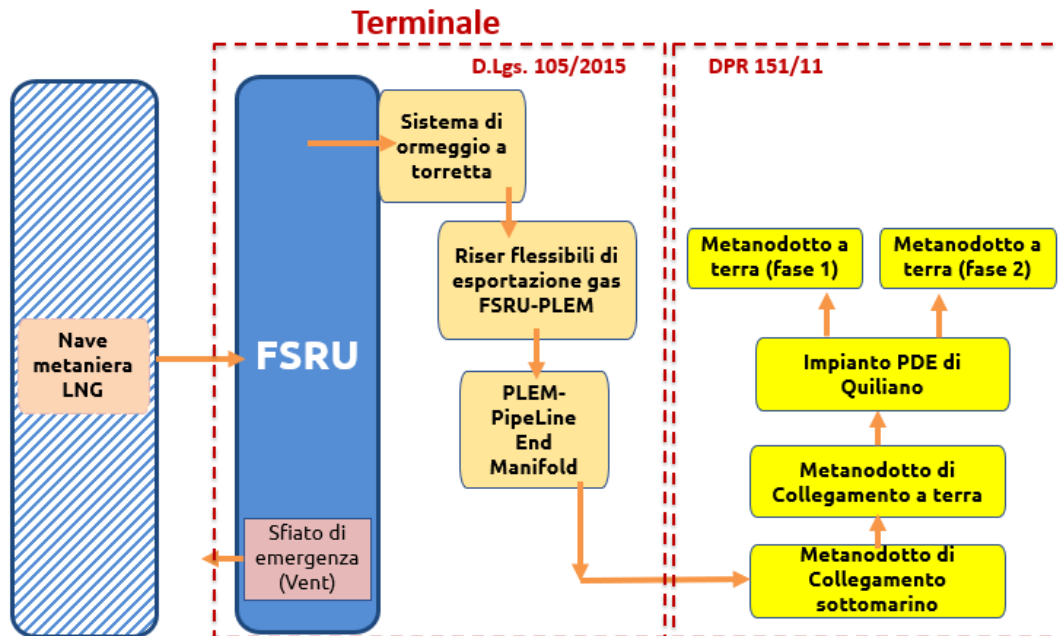


Figura 2 - Limiti di batteria autorizzativi





In particolare, i limiti di batteria per il D.Lgs. 26 giugno 2015, n. 105 è costituito dalla valvola di isolamento prevista nel PLEM.

Il presente documento costituisce il Rapporto Preliminare di Sicurezza relativamente al progetto del Terminale elaborato secondo l'indice e i contenuti richiesti dall'Allegato C, Parte 2 del D.Lgs. 105/15.

L'analisi di rischio in essa contenuta, quale parte integrante del Rapporto Preliminare di Sicurezza, è stata sviluppata sulla base della documentazione messa a disposizione dal Proponente dell'opera con particolare riferimento ai dettagli tecnici della FSRU e del sistema a Torretta.

Le informazioni disponibili al momento della stesura del presente rapporto preliminare di Sicurezza relativamente al sistema di esportazione gas a Torretta sono molto generiche. Per questo motivo, sono state fatte delle ipotesi sulla possibile configurazione impiantistica in modo da analizzare delle ipotesi incidentali rappresentative del nuovo sistema a torretta. Nel Rapporto di Sicurezza Definitivo, quando saranno disponibili maggiori dettagli costruttivi, queste ipotesi verranno adeguate e migliorate.

Si riporta nel seguito una sintesi dei risultati ottenuti.





Sintesi dell'Analisi di Rischio condotta nel Rapporto Preliminare di Sicurezza

Nel presente paragrafo si intende fornire una sintesi dell'analisi di rischio dell'opera FSRU Alto Tirreno di Vado Ligure.

1. Analisi di Rischio Terminale

Per lo sviluppo dell'analisi di rischio, sono state definite 5 macroaree:

- I. “Riempimento FSRU”
- II. “FSRU in rigassificazione”
- III. “Invio GN a metanodotto”
- IV. “Invio GNL a nave metaniera”
- V. “Trasferimento carburanti liquidi”

La macroarea I “Riempimento FSRU” comprende le apparecchiature collegate alla fase di riempimento dei serbatoi di GNL della nave e considera la presenza della nave metaniera affiancata in modalità STS alla FSRU; in particolare in questa macro area rientrano:

- le manichette flessibili di trasferimento GNL da nave metaniera a FSRU;
- il compressore “Heavy Duty” di ritorno BOG a nave metaniera;
- il collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle suddette manichette;
- le linee di caricamento serbatoi FSRU;
- le linee di mandata pompe LNG Feed e il collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera;
- a) le linee di ricircolo GNL dei serbatoi della FSRU.

La macroarea II “FSRU in rigassificazione” è stata utilizzata per caratterizzare la fase di funzionamento della nave FSRU in rigassificazione ed invio del Gas Naturale onshore. Essa comprende:

- le linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU;
- le linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster;
- il compressore “Low Duty” di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU.

La macroarea III “Invio GN a metanodotto” include le principali installazioni relative al sistema a torretta ovvero:

- le linee di mandata gas alla torretta;
- la torretta di ormeggio;
- i risers flessibili di esportazione gas FSRU-PLEM;
- la valvola di sicurezza sottomarina posta sul PLEM.





Si premette che per questa specifica macroarea non sono disponibili informazioni dettagliate sulla progettazione dei sistemi. Per questo motivo, l'analisi di rischio è stata condotta ipotizzando delle possibili ipotesi incidentali rappresentative. Per il rapporto definitivo di sicurezza verranno predisposte delle ipotesi più dettagliate.

La macroarea IV "Invio GNL a nave metaniera" è stata utilizzata per lo studio delle operazioni di caricamento GNL dalla FSRU su navi metaniere in configurazione STS. Essa comprende:

- le sole manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU (le altre apparecchiature utilizzate per tali operazioni, ovvero linee di trasferimento GNL e BOG, sono infatti già incluse e analizzate nelle prime due macroaree).

Infine è stata introdotta la macroarea V "Trasferimento carburanti liquidi", al fine di caratterizzare le operazioni di riempimento dei serbatoi di carburanti liquidi della FSRU. Tale macroarea è costituita da:

- le manichette di riempimento di gasolio, unico carburante liquido che sarà effettivamente presente presso lo stabilimento (sebbene siano presenti facilities per lo stoccaggio e l'utilizzo di altri carburanti liquidi).

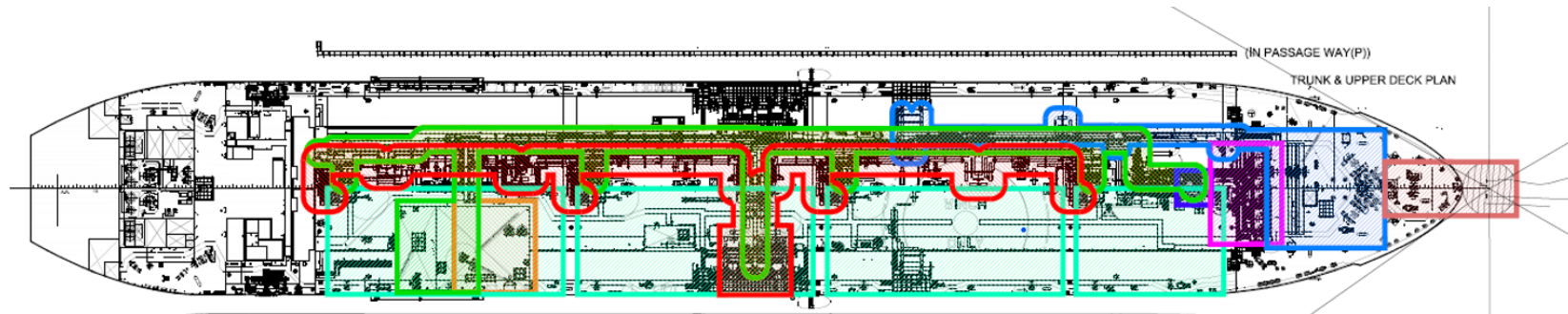
Riguardo gli scenari di rischio analizzati, si evidenzia che il numero massimo di trasferimenti Ship To Ship presso il Terminale è pari a 75 operazioni/anno. Per la macroarea I, cautelativamente le 75 operazioni sono state valutate tutte come trasferimento di gas liquido da nave metaniera a FSRU. Per la macroarea IV, le ipotesi considerate prevedono la simulazione di 52 operazioni di carico navi in un anno.

La metodologia impiegata per l'analisi di rischio dello stabilimento ha previsto innanzitutto l'applicazione dell'analisi preliminare per l'individuazione delle unità critiche dello stabilimento, effettuata secondo quanto previsto dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II.

In **Figura 3** sono mostrati i confini delle unità logiche considerate. Dai valori dell'indice di rischio generale compensato, a conferma degli elevati livelli di protezione e sicurezza previsti nel Terminale, si può dedurre che delle unità esaminate:

- nessuna ricade nelle tre categorie di rischio più elevato (molto alto, grave e gravissimo) secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II;
- un'unica unità ricade nella categoria di rischio Alto (I e II) secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II, e si tratta dell'unità Serbatoi di stoccaggio GNL la cui classificazione di rischio è dovuta principalmente al fattore quantità (fattore per il cui calcolo è necessario considerare le tonnellate di sostanza pericolosa presenti nell'unità in analisi);
- 7 unità ricadono in una fascia di rischio ridotta secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II.













UNITA'	DESCRIZIONE
	1 Sistema di trasferimento GNL FSRU
	2 Sistema ritorno BOG da compressori HD della FSRU a nave metaniera
	3 Serbatoi di stoccaggio GNL
	4 Circuito GNL Ricondensatore FSRU VX0050
	5 Pompe HP booster
	6 Circuito vaporizzatori FSRU
	7 Compressori LD di recupero BOG
	8 Manichette flessibili di scarico GN da FSRU per invio in rete

Figura 3: Confini unità logiche analizzate





L'analisi di rischio è proseguita con l'individuazione delle cause iniziatrici degli eventi incidentali ragionevolmente credibili mediante:

- Analisi Operativa (HazOp) al fine di identificare cause e protezioni delle ipotesi incidentali analizzate.
- Analisi da dati di tipo statistico-storico (letteratura) attraverso la metodologia individuata nella banca dati "Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005". L'analisi è stata condotta utilizzando le banche dati contenute nei seguenti riferimenti: "Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005", "HSE - Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessment – 2017" e "International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), Report 43401, 2019".

Per quanto riguarda l'analisi Hazop il gestore ha reso disponibile un'analisi operativa (HazOp) relativa alla sola Nave dalla quale sono stati ricavati i TOP EVENTI. Lo studio Hazop comprensivo del sistema di esportazione gas a torretta verrà aggiornato per il Rapporto Definitivo di Sicurezza.

Le frequenze relative alle cause iniziatrici individuate attraverso l'analisi operativa sono state successivamente determinate attraverso la tecnica quantitativa dell'Albero dei Guasti (Fault Tree Analysis): delle 11 ipotesi formulate attraverso la tecnica dell'analisi operativa (HazOp) ne risultano ragionevolmente credibili 4.

La prima ipotesi credibile da HazOp (ipotesi 1H) riguarda l'emissione di gas in atmosfera dalle PSV dei serbatoi di stoccaggio GNL, posizionate come mostrato nella seguente figura; il conseguente scenario 1H prevede lo sfiato di gas naturale a bassa pressione da un punto sicuro (PSV) posizionato ad una altezza di 25 m e, dai calcoli, non sono risultati effetti.

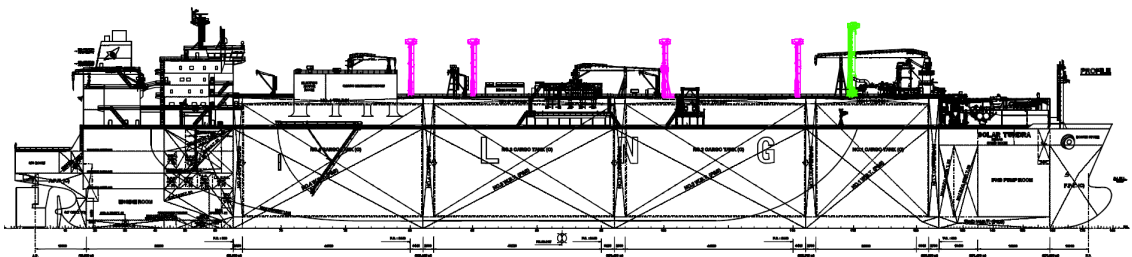


Figura 4 - Indicazione sorgente di emissione ipotesi incidentale 1H (in magenta)





La seconda ipotesi credibile da HazOp (ipotesi 6H) analizza la rottura di uno dei tubi dello scambiatore ad acqua mare HA 1100 A (uno dei due scambiatori del primo treno di rigassificazione della FSRU), con relativo intervento del disco di rottura e conseguente scenario di rilascio di miscela gas naturale / acqua mare dal disco di rottura stesso: anche per tale scenario dai calcoli non sono risultati effetti.

La terza ipotesi credibile da HazOp (ipotesi 8H) ha valutato la cavitazione delle pompe ad alta pressione HP Booster PA-1000 A/B (pompe HP del primo treno di rigassificazione della FSRU); considerando che si tratta di pompe sommerse un eventuale rilascio sarebbe contenuto all'interno del pozzetto di aspirazione (pot) della pompa, senza rilasci all'esterno e senza conseguenze di sicurezza e pertanto per questa ipotesi non è stato sviluppato alcuno scenario.

La quarta, ed ultima, ipotesi credibile da HazOp (ipotesi 9H) riguarda la sovrappressione del ricondensatore VX-0050, che potrebbe dare luogo a due eventi incidentali (Pool Fire e Flash Fire) con conseguenze limitate all'interno del Terminale e allo specchio acqueo ad esso limitrofo.

Le rimanenti ipotesi incidentali da HazOp risultano invece caratterizzate da frequenze di accadimento inferiori a 10^{-7} occasioni/anno, grazie alla presenza di protezioni automatiche (ridondanti) ed in particolare del sistema HIPPS (High Integrity Pressure Protection System), un sistema di blocco per altissima pressione con doppia valvola automatica di blocco attivata da una terna di pressostati (logica 2oo3).

Le frequenze delle ipotesi individuate attraverso l'analisi statistico-storica sono state determinate considerando le peculiarità dell'installazione ed il funzionamento previsto per il Terminale.





In **Tabella 1** si riportano le frequenze calcolate per tutte le ipotesi incidentali formulate.

Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi
			(occ/anno)
Riempimento FSRU	1R - Manichette flessibili di scarico GNL da nave metaniera a FSRU	Perdita significativa	$1,46 \cdot 10^{-4}$
		Rottura totale	$1,46 \cdot 10^{-5}$
	2R - Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera	Hole	$9,86 \cdot 10^{-5}$
		Pinhole / crack	$4,38 \cdot 10^{-3}$
	3R - Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette	Perdita significativa	$2,30 \cdot 10^{-5}$
	4R - Linee di caricamento serbatoi FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$3,20 \cdot 10^{-6}$
	5R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$2,20 \cdot 10^{-5}$
	6R - Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$2,02 \cdot 10^{-4}$
	13R - Linee di ritorno BOG a nave metaniera	Perdita significativa	$2,13 \cdot 10^{-5}$
	1H - Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG	-	$1,80 \cdot 10^{-3}$
5H - Roll over serbatoio di GNL	-	$8,90 \cdot 10^{-9}$	





Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi
			(occ/anno)
FSRU in rigassificazione	7R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU	Perdita significativa	$1,21 \cdot 10^{-4}$
	8R - Linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster	Perdita significativa	$2,10 \cdot 10^{-5}$
	9R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	Hole	$2,70 \cdot 10^{-4}$
		Pinhole / crack	$1,20 \cdot 10^{-2}$
	14R - Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU	Perdita significativa	$1,17 \cdot 10^{-4}$
	2H - Sovrappressione (e conseguente cedimento) collettore gas, dopo gassificazione	Perdita significativa	$3,00 \cdot 10^{-14}$
	6H - Rottura di uno dei tubi dello scambiatore ad acqua mare HA 1100 A	-	$1,20 \cdot 10^{-5}$
	7H - Invio GNL a linee FSRU non idonee	-	$3,80 \cdot 10^{-9}$
	8H - Cavitazione pompe ad alta pressione HP Booster PA-1000 A/B	-	$2,80 \cdot 10^{-6}$
	9H - Sovrappressione del ricondensatore VX-0050	-	$3,40 \cdot 10^{-5}$
	10H - Sovrappressione scambiatore HA-1100 A e relativa linea	-	$3,80 \cdot 10^{-10}$
	11H - Perdita GN per vaporizzazione GNL	-	$2,60 \cdot 10^{-10}$
	4H - Sovrappressione KO drum VA-0070	-	$3,70 \cdot 10^{-15}$





Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi
			(occ/anno)
Invio GN a metanodotto	10R – Linee di mandata gas a sistema torretta	Perdita significativa	$1,50 \cdot 10^{-5}$
	11R – Giunto rotante sistema torretta	Perdita significativa	$2,00 \cdot 10^{-4}$
	3H - Rottura collettore gas a metanodotto, per infragilimento criogenico	-	$1,60 \cdot 10^{-10}$
Invio GNL a nave metaniera	12R - Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU	Perdita significativa	$7,12 \cdot 10^{-5}$
		Rottura totale	$7,12 \cdot 10^{-6}$
Trasferimento carburanti liquidi	15R - Manichette riempimento gasolio	Perdita significativa	$2,20 \cdot 10^{-3}$

Tabella 1 - Frequenza delle ipotesi incidentali

Le ipotesi incidentali sono state ritenute ragionevolmente credibili se caratterizzate da frequenza di accadimento superiore o pari a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni per anno: le ipotesi incidentali credibili sono evidenziate in grigio nella tabella.

Per caratterizzare gli scenari incidentali conseguenti alle cause iniziatrici, si è fatto uso della tecnica degli Alberi degli Eventi; in tal modo è possibile determinare la probabilità di accadimento degli scenari.

La valutazione delle conseguenze degli scenari incidentali è stata effettuata considerando gli scenari con frequenza di accadimento superiore a $1 \cdot 10^{-7}$ occasioni/anno. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo C.4.2 e C.4.3, le seguenti tabelle sintetizzano le maggiori conseguenze calcolate per le macroaree considerate.

Qualora abbia a verificarsi uno degli eventi incidentali, si attiverà la messa in sicurezza, sezionando le apparecchiature ed azionando i dispositivi antincendio nell'area interessata.

In particolare le aree di stoccaggio e movimentazione e le aree di processo sulla nave FSRU saranno protette con impianti antincendio e di rivelazione, per la cui descrizione completa si rimanda ai paragrafi dedicati. Inoltre la FSRU sarà costantemente presidiata.





Macroarea	Ipotesi incidentale	Scenario conseguente	Incendi			
			Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza			
			12,5	7	5	3
I	1R b Manichette flessibili di scarico GNL a servizio del braccio di scarico da nave metaniera a FSRU <i>Rottura totale</i>	Pool Fire Vento 5 m/s Cat D	142	178	203	248
II	7R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU <i>Perdita significativa - Rilascio di GNL</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F	149	168	181	204
III	11R Giunto Rotante Sistema Torretta <i>Perdita significativa</i>	Jet Fire Vento 5 m/s Cat D	105	119	129	148
IV	12R b Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU <i>Rottura totale</i>	Pool Fire Vento 5 m/s Cat D	80	100	114	138

Tabella 2 - Sintesi delle maggiori conseguenze degli scenari credibili di incendio

Macroarea	Ipotesi incidentale	Scenario conseguente	Esplosioni			
			Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)			
			0,3	0,14	0,07	0,03
I	6R Linea ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera <i>Perdita significativa - Rilascio di GNL</i>	UVCE Vento 2 m/s Cat. F	-	-	297	346
II	7R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU <i>Perdita significativa - Rilascio di GNL</i>	UVCE Vento 2 m/s Cat. F	-	-	369	427
III	11R Giunto Rotante Sistema Torretta <i>Perdita significativa</i>	UVCE Vento 2 m/s Cat. F	-	-	206	227

Tabella 3 - Sintesi delle maggiori conseguenze degli scenari credibili di esplosione





Macroarea	Ipotesi incidentale	Scenario conseguente	Dispersioni	
			Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento	
			LFL	1/2LFL
I	3R Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette <i>Perdita significativa - Rilascio di GNL</i>	Flash fire Vento 2 m/s Cat. F	182	399
II	7R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU <i>Perdita significativa - Rilascio di GNL</i>	Flash fire Vento 2 m/s Cat. F	189	327
III	11R Giunto Rotante Sistema Torretta <i>Perdita significativa</i>	Flash fire Vento 2 m /s Cat. F	75	172
IV	12R b Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU <i>Rottura totale</i>	Flash fire Vento 5 m/s Cat. D	145	230

Tabella 4 - Sintesi delle maggiori conseguenze degli scenari credibili di dispersione di gas infiammabile (GN)

Sulla base dei risultati ottenuti nella presente analisi è possibile osservare che:

- b) La massima distanza conseguente ad un Pool Fire, corrispondente allo scenario 1R B, relativo all'evento di rottura totale manichette flessibili di scarico GNL da nave metaniera a FSRU, rimane compresa all'interno di aree interne o limitrofe allo stabilimento;
- c) La massima distanza conseguente ad un Jet Fire, corrispondente allo scenario 7R, di rilascio di GNL per perdita significativa da linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU, rimane compresa all'interno di aree interne o limitrofe allo stabilimento;
- d) Il massimo valore di sovrappressione dinamica (barg) conseguente ad una UVCE a bordo FSRU è pari a 0,07 bar, corrispondente allo scenario 7R, di rilascio di GNL per perdita significativa da linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU: sulla base dei dati di letteratura tale valore non è in grado di arrecare danno significativi alla struttura principale e alle apparecchiature in acciaio ma non sono da escludere danneggiamenti alla strumentazione, ad accoppiamenti flangiati e alle parti strutturalmente più deboli.





2. Elementi per la pianificazione territoriale ed urbanistica

Nella seguente figura si riporta una elaborazione grafica con l'involuppo delle aree di danno di tutti gli scenari incidentali credibili secondo le quattro categorie di effetti (elevata letalità, inizio letalità, lesioni irreversibili, lesioni reversibili) individuate dal D.M. 09/05/2001.

Si ritiene opportuno evidenziare che l'elaborato grafico riporta l'involuppo delle aree di danno di tutti gli eventi individuati, rappresentando pertanto la somma di tutti i contributi dei singoli scenari incidentali.

Da tale figura si può dedurre che, sulla base degli elementi disponibili, la compatibilità territoriale con il territorio è rispettata in quanto:

- la FSRU e le aree circostanti possono essere inquadrati come categoria "F" e pertanto compatibile in base alla Tab. 3a del Maggio 2001.



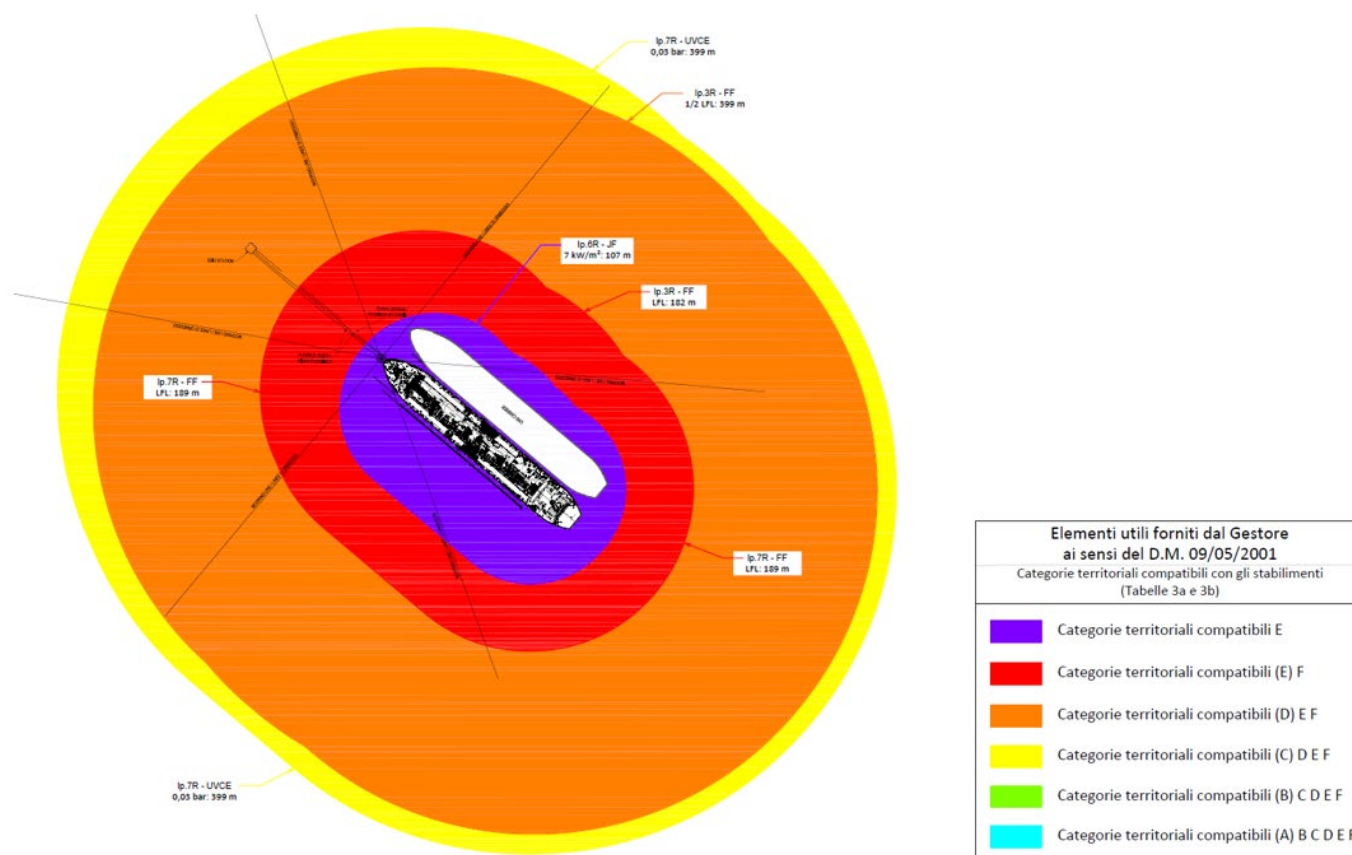


Figura 5 - Involuppo delle aree di danno di tutti gli scenari incidentali credibili con riferimento alle soglie del D.M 09/05/2001 per la pianificazione territoriale





A DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO

A.1 DATI GENERALI

A.1.1 Nominativo, codice fiscale e indirizzo (sede legale) del Gestore

L'azienda proponente dell'impianto oggetto del presente Rapporto Definitivo di Sicurezza è Snam FSRU Italia S.p.A. la cui sede legale è ubicata all'indirizzo Piazza Santa Barbara, 7 20097 – San Donato Milanese (MI).

Il nominativo del Gestore ai sensi dell'art. 3, comma 1, lettera i del D.Lgs. 105/15 dell'impianto è l'Ing. Elio Ruggeri.

A.1.2 Denominazione e ubicazione dello Stabilimento

L'impianto oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è denominato nel seguito del documento "Terminale di Vado Ligure" o, più sinteticamente, "Terminale".

L'area di interesse è collocata nella zona di fonda "Charlie" nella rada di Savona – Vado Ligure. La zona Charlie è un'area di mare attualmente destinata all'ancoraggio delle seguenti unità:

- Petroliere attese al campo Boe SARPOM;
- Cisterne in arrivo ai pontili/terminali di Vado Ligure;
- Bettoline (qualora dotate di ancora e catena adeguate);
- Navi rinfusiere con prodotti di classe MHB o B;
- Altre unità.





Il centro della Zona Charlie è individuato dalle coordinate seguenti:
UTM 32N 459410E, 4902580N / N44 16.52 E008 29,48 (WGS 84).

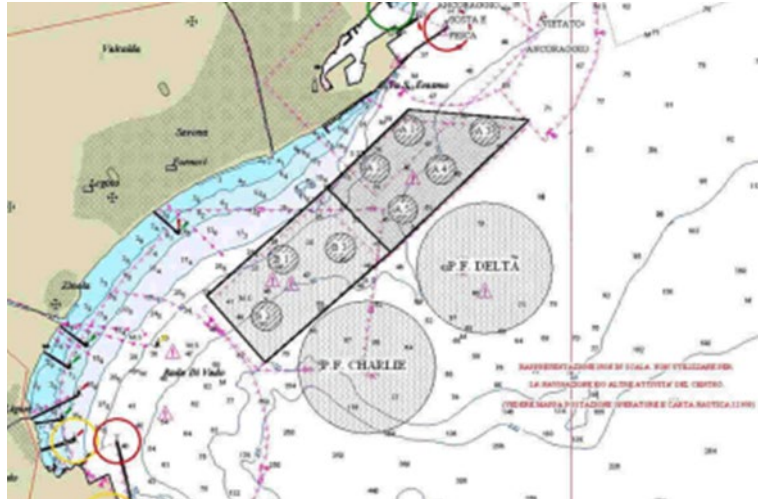


Figura 6: Area Charlie rada di Vado Ligure

Il fondale varia dai 60 a 280 metri di profondità.

In **ALLEGATO A.1.2** al presente documento si riporta la planimetria generale della FSRU, con indicazione dei confini dello stabilimento e delle unità principali di cui è composto.





A.1.3 Responsabile della progettazione

La progettazione di base del Terminale è stata sviluppata dalla Società LNG Snam / AkerSolutions.

A.1.4 Responsabile della stesura del Rapporto di Sicurezza

Il presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è stato elaborato dalla Società TRR S.r.l. con sede in Via Saore, 25, 24046 Osio Sotto (BG).

Il responsabile dell'esecuzione del Rapporto di Sicurezza è l'Ing. Giovanni Romano della Società TRR (Tecnologia Ricerca Rischi) S.r.l. di Osio Sotto (BG), la cui qualificazione professionale ed esperienza nel campo vengono riportate in **ALLEGATO A.1.4**.

L'analisi di rischio è stata svolta sulla base delle info tecniche disponibili, senza procedere ad un sopralluogo presso la nave FSRU GOLAR Tundra, nave esistente che sarà sottoposta ad una manutenzione straordinaria prima dell'avvio delle attività del Terminale.

SNAM FSRU Italia predisporrà un dossier tecnico dell'avvenuta manutenzione straordinaria che sarà disponibile al termine delle attività di manutenzione e comunque prima dell'avvio delle operazioni del Terminale.





A.2 LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELLO STABILIMENTO

A.2.1 Corografia della zona

In **ALLEGATO A.2.1** è riportata la Corografia della Zona interessata in scala 1:10.000 sulla quale è indicato un raggio di 2 km attorno al punto dove sorgerà l'impianto, con la presenza di scuole, ospedali, linee e stazioni ferroviarie, aeroporti, insediamenti industriali.

A.2.2 Posizione dello stabilimento

Si riporta in **ALLEGATO A.2.2** la posizione dell'impianto su una mappa in scala 1:5.000 riportante la località che rappresenta la zona circostante il Terminale con una distanza minima di 500 m dai confini dell'attività.

La posizione dell'ormeggio della FSRU è nella zona di fonda "Charlie" nella rada di Savona – Vado Ligure a circa 2 miglia nautiche (circa 4 km) dalla costa.

A.2.3 Piante e sezioni dell'impianto

I limiti di batteria del Terminale sono rappresentati da:

- Limite di connessione ship-to-ship tra FSRU e nave metaniera;
- Valvola di sezionamento posizionata nel PLEM sottomarino.

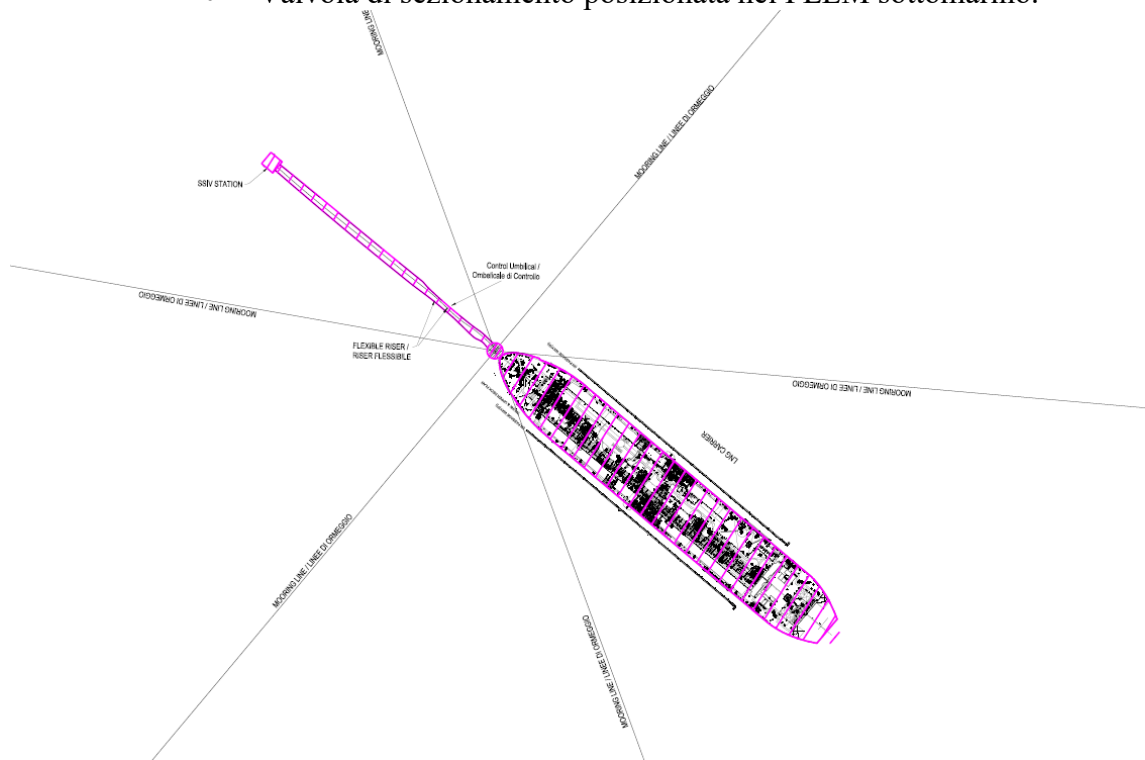


Figura 7 - Layout e battery limits del Terminale





B INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO

B.1 POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

B.2 STRUTTURA ORGANIZZATIVA

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

B.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ E TECNOLOGIA DI BASE

B.3.1 Descrizione delle attività

Il Terminale di Vado Ligure risulta soggetto all'applicazione del D.Lgs. 105/15 e si configura, più precisamente, come “stabilimento di soglia superiore” per la presenza di gas naturale in quantità superiori alla soglia prevista dall'Allegato 1, Parte 2, Colonna 3 del medesimo decreto.

Il nuovo impianto prevede l'ormeggio tramite sistema a torretta di una *Floating and Storage Regasification Unit* (FSRU) nella zona “Charlie” nella rada di Savona – Vado Ligure, ad est del Porto di Vado Ligure ad una profondità di circa 100 metri. La FSRU sarà rifornita tramite l'arrivo periodico di navi metaniere (LNGC), le quali attraccheranno alla FSRU in configurazione ship-to ship (STS) e convoglieranno il GNL contenuto nei propri serbatoi fino ai serbatoi della FSRU. La FSRU sarà in grado di stoccare, processare e consegnare il gas attraverso una condotta di collegamento alla rete nazionale.

L'impianto di stoccaggio e rigassificazione offshore del progetto è costituito dai seguenti elementi principali:

- Unità di rigassificazione di stoccaggio galleggiante (FSRU Golar Tundra) opportunamente modificata per l'integrazione del sistema di ormeggio con i seguenti sistemi principali:
 - Sistema di scarico GNL dalla nave metaniera.
 - Sistema di stoccaggio GNL, capacità nominale pari a 170.000 m³.
 - Sistema di pompaggio e rigassificazione.
 - Sistema di gestione del BOG (Boil-Off Gas)
 - Sistema di scarico GN verso la torretta di ormeggio/riser.
- Sistema di ormeggio a Torretta.





- Sistema di esportazione del gas:
 - PLEM (Subsea Pipeline End Manifold) con installata una valvola di sezionamento.
 - 1 Riser flessibili (14") di esportazione gas dalla FSRU al PLEM (subsea PipeLine End Manifold).
 - valvola sottomarina attuata con controllo remoto da piattaforma e da terra (dispacciamento terrestre).

È prevista l'installazione di una condotta sottomarina DN650 (26") lunga circa 4,2 Km che permetterà l'esportazione del gas dalla stazione PLEM fino alla terra ferma (Impianto PDE di Quiliano). La condotta Offshore, la condotta Onshore e tutte le opere che verranno costruite sulla terraferma sono tuttavia esclusa dal presente RpDS ma analizzate in apposito documento secondo il D.P.R. 151 /2011.

La nave FSRU GOLAR Tundra è una nave esistente con le seguenti caratteristiche geometriche principali:

- Lunghezza di 292,5 m, larghezza 43,42 m, altezza massima 44 m;
- Pescaggio 12,3 m.

È importante sottolineare che le analisi e le valutazioni condotte nell'ambito del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza sono state effettuate sotto ipotesi cautelative, in modo tale da fornire una rappresentazione conservativa del rischio associato alle installazioni in esame sulla base delle informazioni disponibili in questa fase di avanzamento del progetto.



Figura 8 - FSRU GOLAR Tundra





Figura 9 - FSRU GOLAR Tundra

B.3.1.1.1 Specifica funzionale per il servizio rifornimento FSRU da nave metaniera

La FSRU sarà in grado di ricevere navi metaniere, cosiddette LNG carrier, di taglia massima similare alla propria (stimata una capacità di 170.000 m³). È prevista la possibilità dei modelli Q-flex con capacità serbatoi GNL pari a circa 220.000 m³.

La FSRU sarà dotata di un sistema di ormeggio affiancato (Side-by-Side).





B.3.1.1.2 Modalità operative del Terminale

Il progetto prevede diverse condizioni di funzionamento dell'impianto, in modo da permettere al Terminale di soddisfare i seguenti scenari operativi:

A. CONDIZIONE DI FUNZIONAMENTO DI "NORMALE OPERABILITÀ"

- A.1. Servizio di rigassificazione.
- A.2. Servizio di rigassificazione e scarico GNL da nave metaniera.
- A.3. Servizio di rigassificazione e carico GNL su nave metaniera.

B. CONDIZIONE DI FUNZIONAMENTO IN "STAND-BY"

- B.1. Servizio di rigassificazione non operativo (zero send-out).

Di seguito si riporta la descrizione delle modalità operative dei singoli scenari sopraelencati. Le descrizioni riportate nelle seguenti sezioni fanno riferimento agli identificativi delle apparecchiature riportati negli Schemi di Processo forniti in **ALLEGATO B.3.3-A**. Si precisa che il sistema di trasferimento del GNL tra FSRU e nave metaniera sarà lo stesso sia per le operazioni di scarica che per le operazioni di caricamento.

Riguardo gli scenari di rischio analizzati, si evidenzia che il numero massimo di trasferimenti Ship To Ship presso il Terminale è pari a 75 operazioni/anno. Per la macroarea I, cautelativamente le 75 operazioni sono state valutate tutte come trasferimento di gas liquido da nave metaniera a FSRU. Per la macroarea IV, le ipotesi considerate prevedono la simulazione di 52 operazioni di carico navi in un anno.

B.3.1.1.3 Condizione A.1 (Servizio di rigassificazione)

In questa condizione operativa, sarà attivo il processo di rigassificazione, pertanto le pompe di prelievo del GNL dai serbatoi della FSRU (pompe "LNG Feed", verticali e sommerse, una per ciascuno dei 4 serbatoi), le pompe ad alta pressione (pompe multistadio "HP Booster" per un totale di 6 pompe, ognuna delle quali installate verticalmente, con relativo motore elettrico, in un pozzetto di aspirazione) ed i vaporizzatori ad acqua mare saranno in funzione; sarà inoltre operativo il sistema di esportazione del gas ad alta pressione per l'invio del GN al metanodotto offshore tramite torretta.; in questa condizione non saranno previste operazioni di scarico GNL da nave metaniera.

Le pompe di prelievo del GNL dai serbatoi e della FSRU "LNG Feed" inviano il fluido al collettore GNL principale, che a sua volta alimenta il ricondensatore (VX-0050); da qui il GNL fluisce nelle pompe ad alta pressione "HP Booster" che alimentano i vaporizzatori ad acqua mare.

La gestione del BOG avviene secondo quanto indicato al paragrafo dedicato.





B.3.1.1.4 Condizione A.2 (Servizio di rigassificazione e scarico GNL da nave metaniera)

La nave metaniera carica di GNL attraccherà alla FSRU side-to-side e, dopo aver effettuato le operazioni preliminari (per esempio la misura del volume delle tanche pre-trasferimento, i test dei sistemi di sicurezza, il raffreddamento delle linee, la regolazione della pressione dei serbatoi, etc.) inizierà il pompaggio di GNL tramite manichette flessibili dedicate.

In questa condizione operativa, sarà attivo anche il processo di rigassificazione, pertanto le pompe di prelievo del GNL dai serbatoi della FSRU “LNG Feed”, le pompe ad alta pressione “HP Booster” ed i vaporizzatori ad acqua mare saranno in funzione; sarà inoltre operativo il sistema di esportazione del gas ad alta pressione per l’invio del GN al metanodotto Offshore tramite torretta.

La gestione del BOG avviene secondo quanto indicato al paragrafo dedicato.

B.3.1.1.5 Condizione A.3 (Servizio di rigassificazione e carico GNL su navi metaniere)

La nave metaniera da caricare di GNL attraccherà alla FSRU Side-To-Side e, dopo aver effettuato le operazioni preliminari (per esempio la misura del volume delle tanche pre-trasferimento, i test dei sistemi di sicurezza, il raffreddamento delle linee, la regolazione della pressione dei serbatoi, etc.) inizierà la ricezione di GNL tramite manichette flessibili dedicate.

In questa condizione operativa, sarà attivo anche il processo di rigassificazione, pertanto le pompe di prelievo del GNL dai serbatoi della FSRU “LNG Feed”, le pompe ad alta pressione “HP Booster” ed i vaporizzatori ad acqua mare saranno in funzione; sarà inoltre operativo il sistema di esportazione del gas ad alta pressione per l’invio del GN al metanodotto Offshore tramite torretta.

La gestione del BOG avviene secondo quanto indicato al paragrafo dedicato.

B.3.1.1.6 Condizione B.1 (Servizio di rigassificazione non operativo)

L’impianto sarà nella condizione di stand-by. Tale condizione si verifica quando non è richiesto l’invio di gas naturale verso il metanodotto offshore (zero-send-out), pertanto il servizio di rigassificazione non è operativo. Per limitare la produzione di BOG lo scarico di GNL da nave metaniera potrebbe non essere attivo.

Le pompe LNG Feed e HP Booster non saranno attive. Saranno invece attive le pompe di ricircolo dei serbatoi di GNL (“Stripping/spray pumps”, da 50 m³/h, una per ciascuna tanica) per garantire la temperatura prevista all’interno di linee e serbatoi di stoccaggio della FSRU (circa -160°C).

Il BOG generato dal sistema (dovuto allo scambio termico nei serbatoi ed il ricircolo del GNL nelle linee) sarà recuperato nei compressori LD; si rimanda al paragrafo dedicato alla gestione del BOG.





B.3.2 Tecnologia di base

Il progetto del nuovo Terminale fa riferimento alle principali norme e prescrizioni italiane, europee e internazionali e dei principali standard: le norme tecniche di riferimento principali per la progettazione della nave FSRU sono la Convenzione SOLAS e il Codice IGC.

Con riferimento alle descrizioni riportate nel precedente Paragrafo B.3.1, si forniscono di seguito informazioni di maggiore dettaglio sui singoli sistemi previsti dal progetto.

B.3.2.1.1 *Sistema scarico GNL da nave metaniera*

Le operazioni di scarico GNL da nave metaniera avverranno nella configurazione ship-to-ship tramite la connessione di quattro (4) manichette flessibili per il GNL e due (2) per i vapori di ritorno con un collettore gas.

Il sistema è dotato di una linea dedicata di ritorno vapori alla nave metaniera per compensare lo svuotamento dei serbatoi della nave metaniera stessa. Durante le operazioni di scarico GNL, la temperatura dei vapori è monitorata.

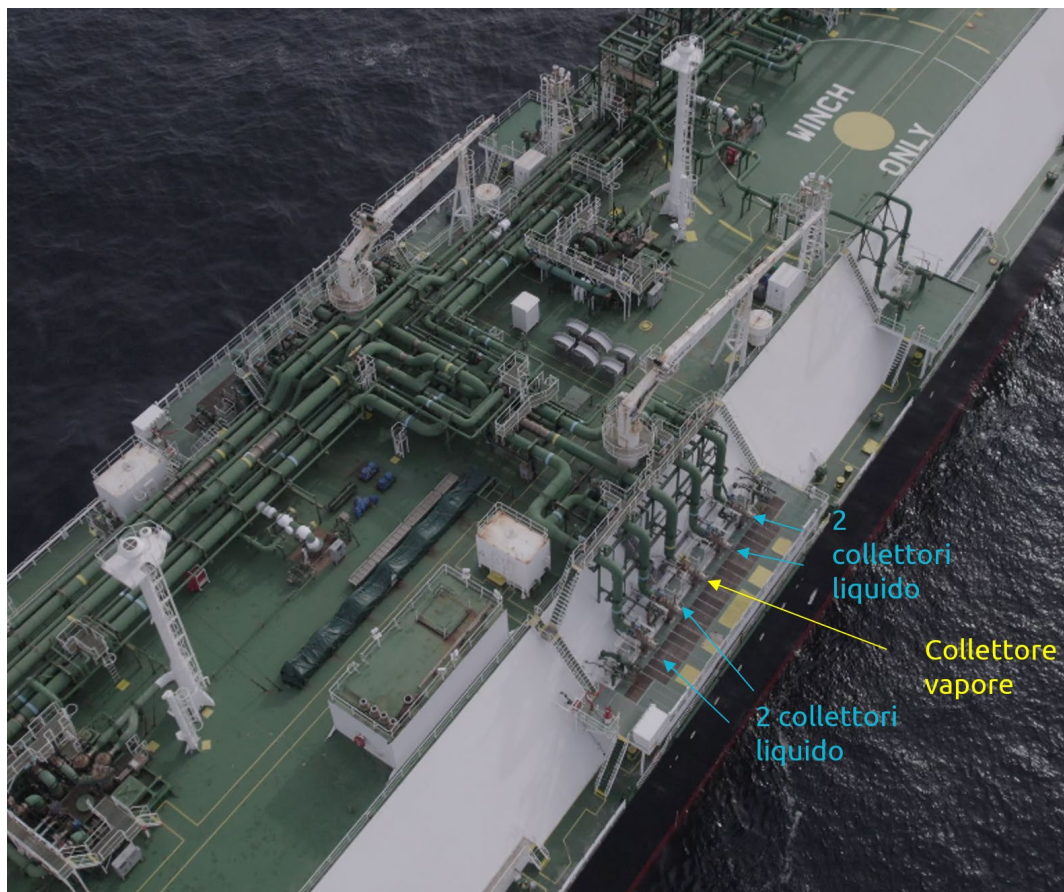


Figura 10 – Fotografia FSRU Tundra – manifold di trasferimento GNL



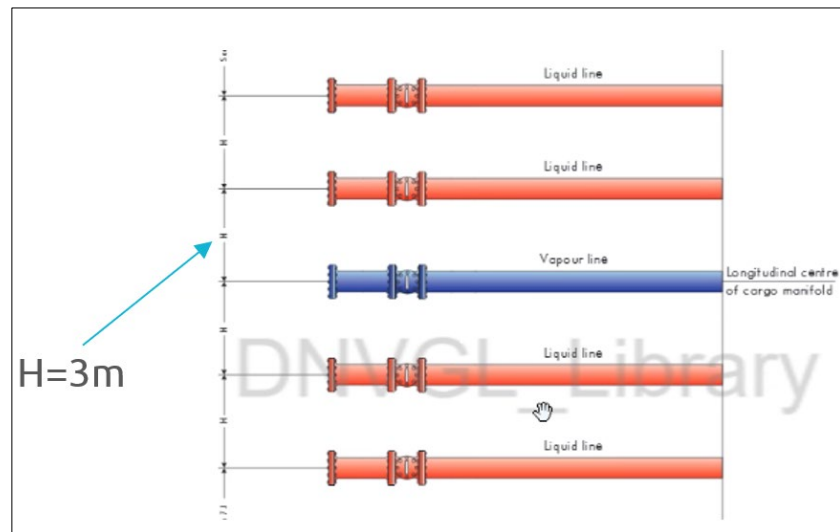


Figura 11 – Dettaglio dello standard di spaziatura tra le linee del manifold

Le navi metaniere che riforniranno la FSRU avranno caratteristiche dimensionali ridotte o simili rispetto alla nave FSRU, variabili in funzione degli accordi commerciali che saranno stipulati ma comunque in linea con i limiti imposti dall'Autorità Portuale: è stato assunto che le pompe dei serbatoi a bordo della nave metaniera invieranno il GNL a una portata operativa di 8.000 m³/h, permettendo la movimentazione dell'intero carico in circa 21 ore; la portata massima di trasferimento sarà di 9.000 m³/h.





Lungo le linee di trasferimento del GNL sono presenti dei misuratori di pressione e temperatura, necessari a valutare le caratteristiche del GNL in ingresso ai serbatoi.

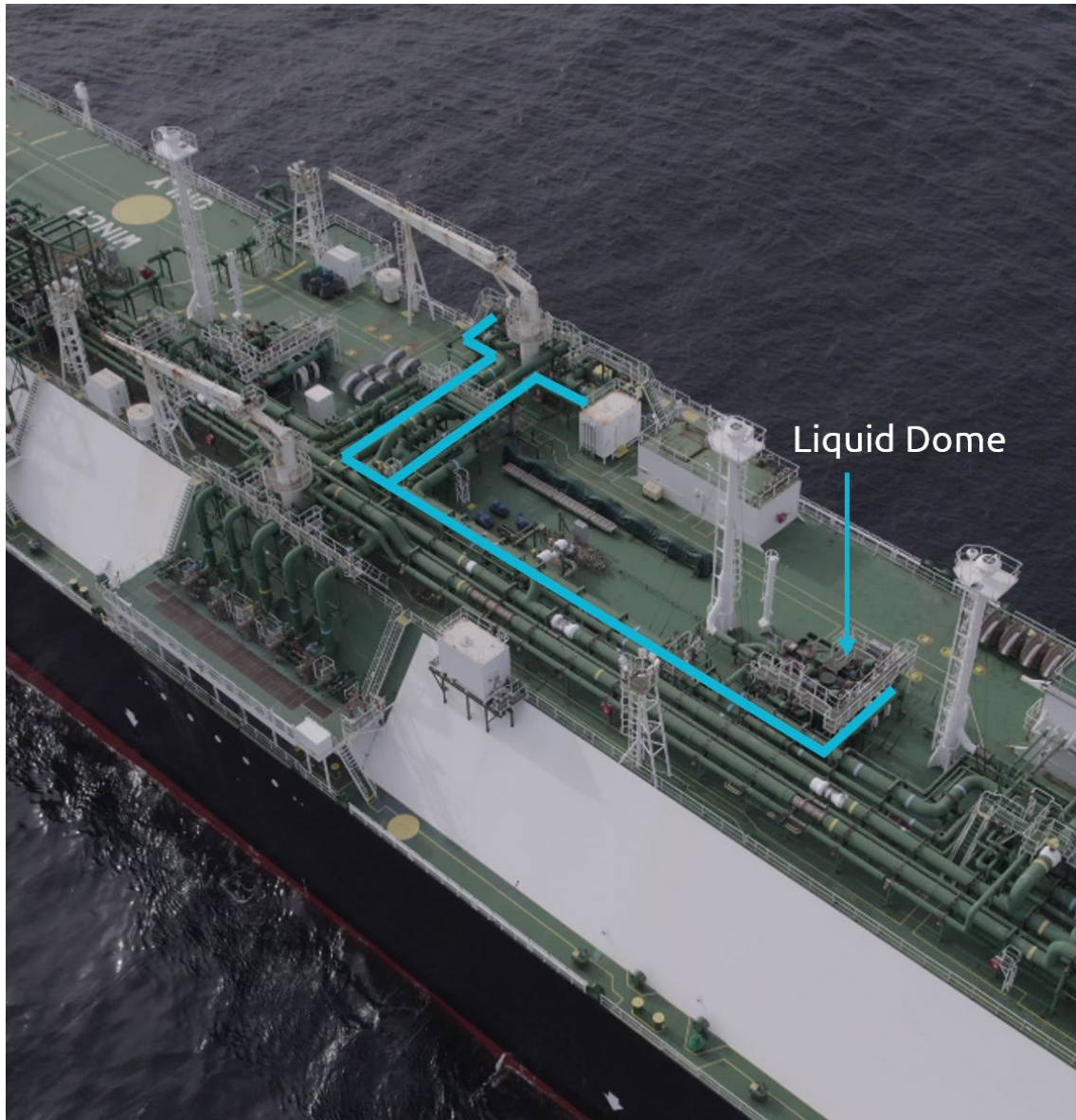


Figura 12 - Fotografia FSRU Tundra – linee di caricamento serbatoi FSRU (ultimo tratto di tubazione da collettore GNL a serbatoi)

Dalla fotografia è possibile osservare che le linee di caricamento sono posizionate sul ponte principale della nave FSRU, e pertanto in ambiente completamente aperto.





B.3.2.1.2 Sistema carico GNL a nave metaniera

Le operazioni di carico GNL a nave metaniera avverranno nella configurazione Ship-To-Ship tramite la connessione di un numero tra uno (1) e quattro (4) manichette flessibili per il GNL ed una (1) per i vapori di ritorno: il sistema è il medesimo utilizzato per lo scarico del GNL.

Il sistema è dotato di una linea dedicata di ritorno vapori dalla nave metaniera per compensare lo svuotamento dei serbatoi della FSRU. Durante le operazioni di carico GNL, la temperatura dei vapori è monitorata.

Le navi metaniere che si riforniranno presso la FSRU avranno caratteristiche dimensionali ridotte o similari rispetto alla nave FSRU, variabili in funzione degli accordi commerciali che saranno stipulati ma comunque in linea con i limiti imposti dall'Autorità Portuale: è stato assunto che le pompe dei serbatoi della FSRU invieranno il GNL a una portata operativa di 2.000 m³/h, permettendo la movimentazione dell'intero carico in circa 15 ore.

Lungo le linee di trasferimento del GNL, le medesime utilizzate per lo scarico del GNL, sono presenti dei misuratori di pressione e temperatura.

B.3.2.1.3 Serbatoi di stoccaggio GNL (Cargo Tank da 1 a 4)

I serbatoi di stoccaggio GNL sono progettati e certificati in accordo al Codice Internazionale per la costruzione e le dotazioni delle unità navali che contengono gas liquefatto nella stiva (Codice IGC) dell'International Maritime Organization (IMO) ed in accordo alla convenzione SOLAS (acronimo di Safety Of Life At Sea, Convenzione internazionale per la salvaguardia della vita umana in mare). Inoltre l'FSRU è classificata da un ente di classificazione autorizzato e riconosciuto dall'IACS (International Association of Classification Societies) e certificata dallo stesso per conto dello stato di bandiera. Il codice IGC, adottato con risoluzione MSC.5 (48), è obbligatorio ai sensi del capitolo VII della SOLAS dal 1° luglio 1986. Il codice IGC si applica alle navi, indipendentemente dalle loro dimensioni, adibite al trasporto di gas liquefatti aventi una tensione di vapore superiore a 2,8 bar assoluti a una temperatura di 37,8 °C. Lo scopo del Codice è quello di fornire uno standard internazionale per la costruzione e le dotazioni delle unità navali che contengono gas liquefatto nella stiva, prescrivendo gli standard di progettazione e costruzione delle navi coinvolte in tale trasporto e le attrezzature che dovrebbero trasportare in maniera da ridurre al minimo i rischi per la nave, per il suo equipaggio e per l'ambiente, vista la natura dei prodotti coinvolti.

La tipologia di serbatoi della FSRU di Piombino è a membrana.



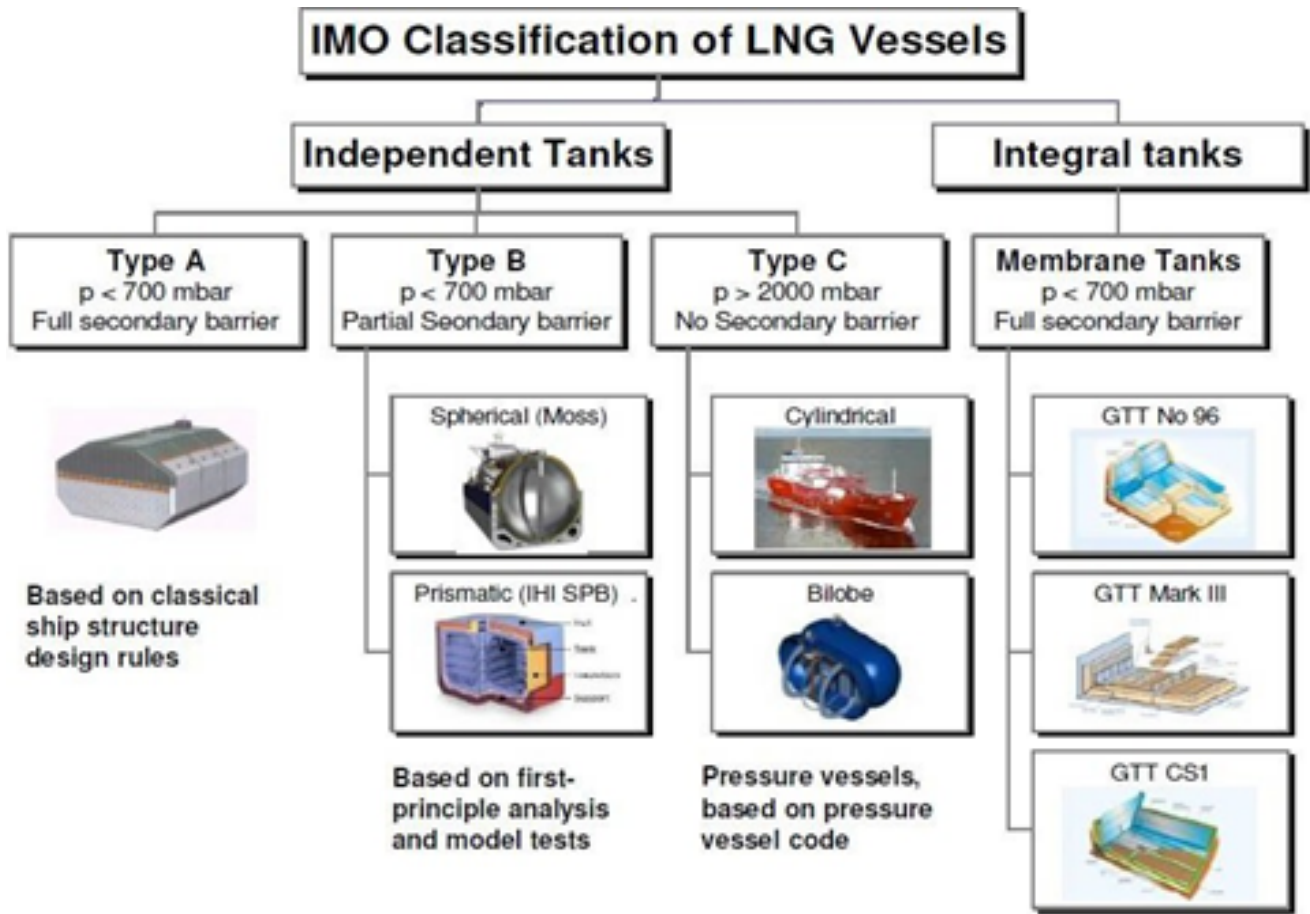


Figura 13 - Classificazione IMO dei serbatoi di stoccaggio GNL





Il sistema di contenimento del carico di GNL sarà costituito da quattro serbatoi di GNL a doppio isolamento, racchiusi all'interno dello scafo interno della nave FSRU e situati in linea da prua a poppa.

Il guscio esterno di ciascun serbatoio GNL sarà rivestito internamente con il sistema integrato di contenimento e isolamento costituito da:

- una membrana sottile e flessibile chiamata membrana primaria, che è a contatto con il carico di GNL, costituita da un insieme di lamiere grecate di spessore 1,2 mm, realizzate in acciaio inox AISI304L e saldate sovrapposte tra loro;
- uno strato di Perlite chiamato isolamento primario;
- una seconda membrana flessibile simile alla prima chiamata membrana secondaria, costituita da un materiale composito formato da un foglio di alluminio da 70 micron accoppiato tra due strati di rivestimento vetroso (spessore totale 0,7 mm);
- un secondo strato di Perlite a contatto con lo scafo interno detto isolamento secondario.

I due strati di membrane e isolamento consentiranno, in caso di trafileamento nella barriera primaria, di contenere il carico all'interno della barriera secondaria.

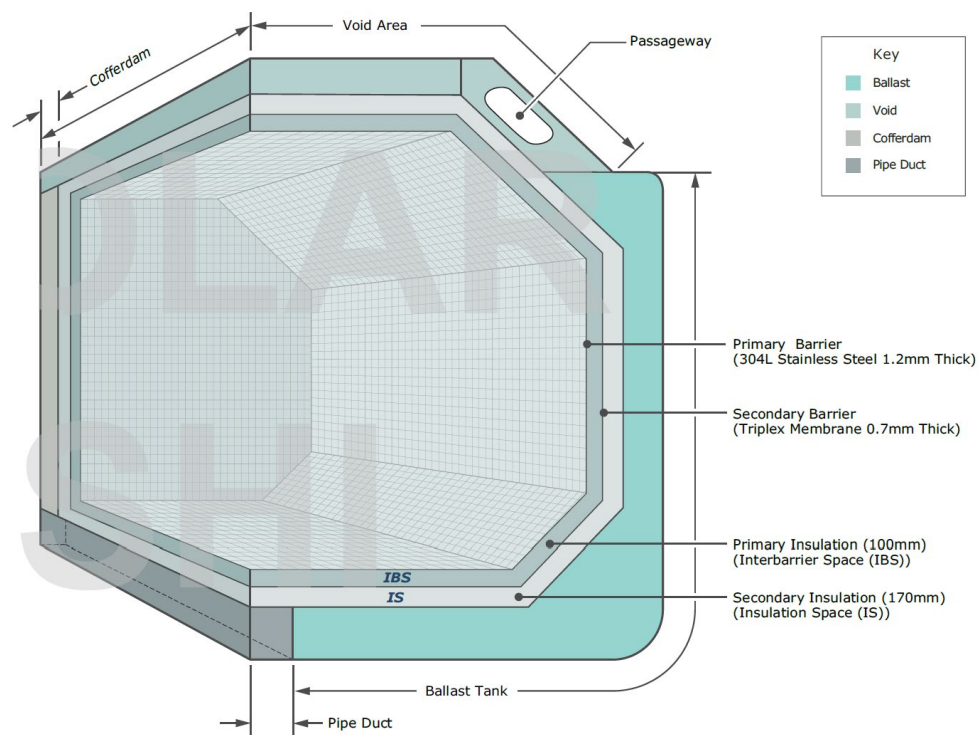


Figura 14 - Struttura Cargo Tank





MARK III CARGO TANK INTERNAL STRUCTURE

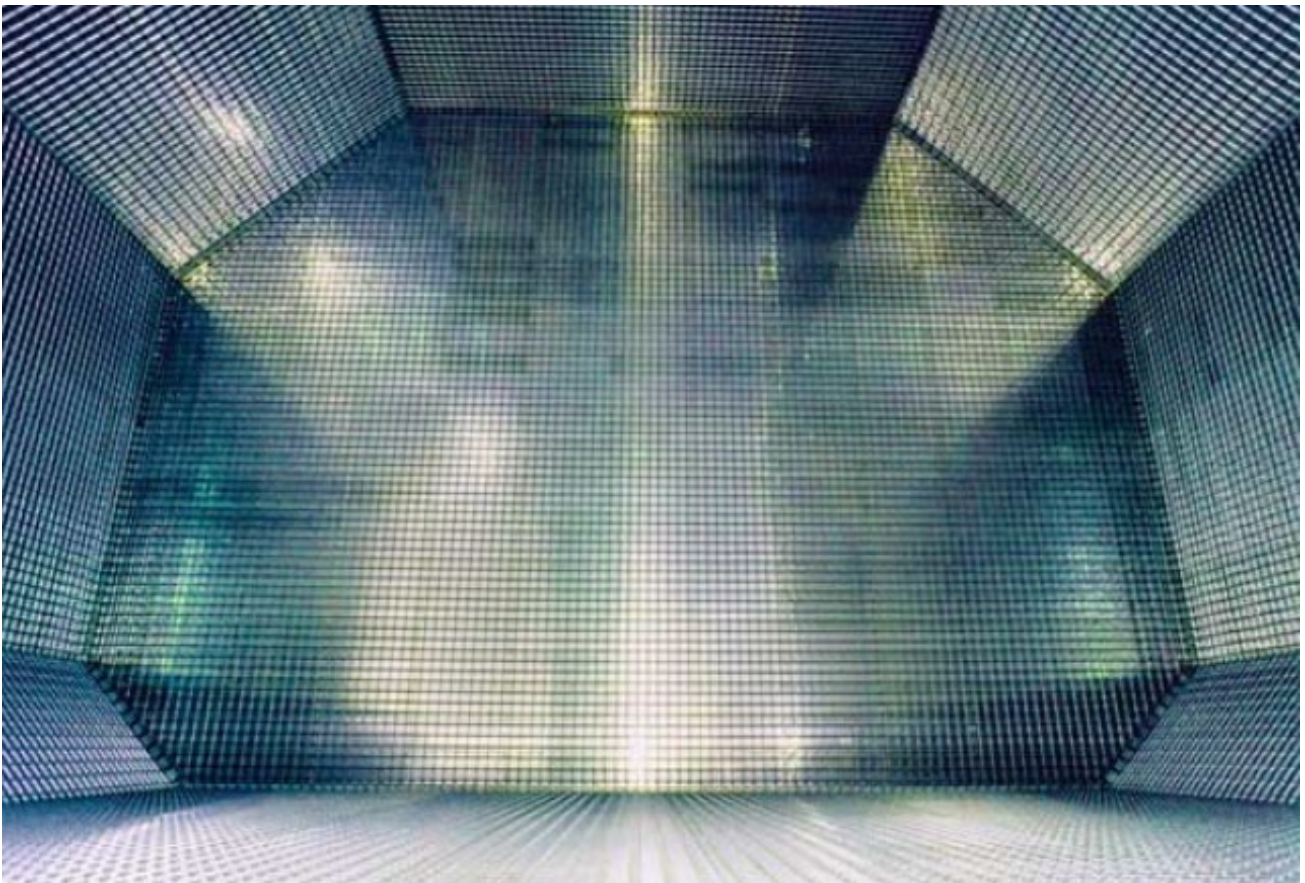


Figura 15 - Struttura interna Cargo Tank





La FSRU sarà dotata di quattro (4) serbatoi, con le seguenti caratteristiche:

- Capacità massima di stoccaggio (assunto il 98,5% volume utile):
 - Serbatoio n. 1 da 23.926,8 m³;
 - Serbatoio n. 2 da 47.975,3 m³;
 - Serbatoio n. 3 da 47.957,4 m³;
 - Serbatoio n. 4 da 47.959,2 m³.
- Pressione operativa interna (set PSV): 0,25 barg (LNG Carrier mode) – 0,7 barg (LNG FSRU mode).
- Temperatura operativa GNL minima: -163 °C.

Si forniscono in **ALLEGATO B.3.3-A** ulteriori dettagli dei serbatoi e del sistema di contenimento del carico GTT Mark III.

Descrizione delle pompe LNG Feed, di alimentazione della sezione di rigassificazione

Le pompe LNG Feed avranno lo scopo principale di alimentare la sezione di rigassificazione. Sono previste 4 pompe, una per ciascun serbatoio.

Le pompe avranno ognuna le seguenti caratteristiche:

- centrifughe verticali monostadio;
- portata di 650 m³/h a 190 m di prevalenza di GNL;
- del tipo a motore sommerso, con gli avvolgimenti del motore raffreddati dal GNL pompato;
- GNL utilizzato come fluido per lubrificare e raffreddare la pompa e i cuscinetti del motore.

Le pompe saranno protette, in caso di bassa portata, da linee di minimo ricircolo dedicate. Un controllore di pressione su ogni linea di mandata GNL comanderà l'apertura/chiusura della relativa valvola di regolazione sulla linea di ricircolo. Il fluido ricircolato sarà convogliato di nuovo verso i serbatoi di stoccaggio.

Nelle seguenti figure si riportano le fotografie della FSRU Tundra con evidenziate le linee di alimentazione della sezione di rigassificazione, in mandata pompe LNG feed.





Da tank 1 e 2

Figura 16 - Fotografia FSRU Tundra – Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL alimentazione sezione rigassificazione (da serbatoi 1 e 2)



Da tank 3 e 4

Figura 17 - Fotografia FSRU Tundra – Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL alimentazione sezione rigassificazione (da serbatoi 3 e 4)





Dalle immagini in Figura 16 e Figura 17 è possibile apprezzare che le linee di mandata pompe esterne ai serbatoi sono posizionate sul ponte principale della nave FSRU, e pertanto in ambiente completamente aperto.

Descrizione delle Pompe Stripping/spray

Le pompe Stripping/spray, una per ciascun serbatoio, saranno utilizzate per le operazioni di:

- Ricircolo del GNL nel singolo serbatoio, prima della fase di riempimento dei serbatoi per assicurare il raffreddamento, e durante la stessa fase per evitare la stratificazione e garantire una temperatura uniforme.
- Ricircolo del GNL nelle linee nel caso di stand-by dell'impianto (condizione B.1, si veda paragrafo B.3.1.1).
- Start-up e commissioning.

Le pompe avranno le seguenti caratteristiche:

- elettropompe fisse azionate da motore elettrico di tipo centrifugo;
- portata di 50 m³/h a 145 m di prevalenza di GNL;
- a motore sommerso, con gli avvolgimenti del motore raffreddati dallo stesso GNL movimentato, che sarà utilizzato anche per lubrificare e raffreddare la pompa e i cuscinetti del motore.

Le pompe saranno protette, in caso di bassa portata, da linee di minimo ricircolo dedicate. Un controllore di pressione su ogni linea di mandata GNL comanderà l'apertura/chiusura della relativa valvola di regolazione sulla linea di ricircolo. Il fluido ricircolato sarà convogliato di nuovo verso i serbatoi di stoccaggio.

Nelle immagini in Figura 18 e Figura 19 si riportano le fotografie della FSRU Tundra con evidenziate le parti esterne ai serbatoi delle linee di ricircolo GNL: anche per esse è visibile il posizionamento in ambiente completamente aperto.





Figura 18 - Fotografia FSRU Tundra – linee di ricircolo serbatoi GNL



Figura 19 - Fotografia FSRU Tundra – linee di ricircolo serbatoi GNL





Descrizione delle pompe di carico principali (Main cargo pump)

Ciascun serbatoio sarà dotato di due pompe di carico principali “Cargo pumps” che saranno utilizzate per le operazioni di caricamento delle navi metaniera. Per il servizio di rigassificazione e carico GNL su nave metaniera queste pompe invierebbero il GNL dai serbatoi di stoccaggio della FSRU alla nave metaniera da caricare.

Le pompe avranno le seguenti caratteristiche:

- di tipo centrifugo;
- verticali monostadio ad azionate da motori elettrici;
- portata di 1750 m³/h a 160 m di prevalenza di GNL;
- a motore sommerso, con gli avvolgimenti del motore raffreddati dallo stesso GNL movimentato, che sarà utilizzato anche per lubrificare e raffreddare la pompa e i cuscinetti del motore.

B.3.2.1.4 Sistema ricircoli GNL

Tutte le linee GNL prevedono un sistema di ricircolo del fluido nella condizione in cui la tubazione non è in servizio. L’impianto sarà predisposto con linee dedicate ai ricircoli gestite mediante valvole di regolazione della portata; nello specifico:

- Una linea dal collettore GNL principale alle manichette di carico GNL verso nave metaniera, per permettere il raffreddamento delle linee di trasferimento da/verso i serbatoi della FSRU;
- Una linea dal collettore a valle delle pompe di alta pressione “HP Booster”, per permettere il raffreddamento del ricondensatore (VX-0050), delle pompe di alta pressione e delle relative linee di collegamento.

B.3.2.1.5 Ricondensatore BOG (VX-0050)

Il GNL che proviene dai serbatoi viene inviato, tramite i compressori BOG “Low Duty” (LD), al ricondensatore del BOG (VX-0050) la cui funzione è quella di condensare il BOG che si genera nell’impianto per contatto diretto con una corrente fredda di GNL e di alimentare gli skid di rigassificazione (ed in particolare le pompe di alta pressione).

Il ricondensatore garantisce inoltre un hold-up di GNL anche nel caso in cui le pompe di alimentazione degli skid di rigassificazione (pompe LNG Feed) fossero ferme.

Nella parte inferiore del ricondensatore entra la corrente di GNL proveniente dal collettore GNL principale ed esce per l’alimentazione delle pompe ad alta pressione (HP Booster pompe).





B.3.2.1.6 Pompe Alta Pressione (HP Booster)

La FSRU sarà dotata di 3 skid di rigassificazione, ognuno dei quali avrà come principali apparecchiature 2 pompe ad alta pressione (A e B) e 2 vaporizzatori ad acqua mare.

Le pompe ad alta pressione prelevano il GNL dal ricondensatore e lo inviano ai vaporizzatori ad acqua mare.

Le pompe, 6 in tutto, avranno ognuna le seguenti caratteristiche:

- verticali multistadio;
- portata di 260 m³/h;
- pressione di mandata 126 barg.

Queste pompe consentono di portare il GNL ad una pressione di circa 120 barg (a seconda della portata e della composizione del GNL): l'alta pressione è necessaria in quanto i vaporizzatori ad acqua mare lavorano ad una pressione superiore alla pressione supercritica del gas naturale (funzione della composizione del GNL e considerata compresa in un range tra 50 e 75 bar).

Le pompe di alta pressione sono protette ognuna da una propria linea di minimo ricircolo che invia il GNL verso il ricondensatore del BOG (VX-0050).





B.3.2.1.7 Vaporizzatori GNL

La FSRU sarà dotata di 3 skid di rigassificazione, ognuno dei quali avrà come principali apparecchiature 2 pompe ad alta pressione (A e B) e 2 vaporizzatori ad acqua mare.

Ciascuno degli skid ha una potenzialità di 294.293 Sm³/h @15°C (250 MMSCFD) e pertanto la capacità di rigassificazione di picco della FSRU è di 882.879 Sm³/h @15°C (750 MMSCFD); la capacità minima è pari a 58.859 Sm³/h @15°C (50 MMSCFD).

I vaporizzatori saranno scambiatori Shell & Tube. L'acqua mare sarà alimentata dalle pompe acqua mare a circa 5 barg lato mantello e uscirà dai vaporizzatori con un delta T massimo di 7 °C e comunque ad una temperatura superiore a 5°C (per evitare fenomeni di gelo). Il GNL sarà alimentato lato tubi dalle pompe HP Booster, ad una temperatura di circa -150°C e a circa 120 barg.

Di seguito si riporta una descrizione dettagliata dei vaporizzatori, con tipologia, caratteristiche dei materiali, sistemi di protezione da sovrappressioni o anomalie di temperatura, ecc.).

Gli scambiatori sono del tipo a fascio tubiero e mantello, con tubi sulle due piastre tubiere dello scambiatore mandrinati e anche saldati da una parte e dall'altra: la combinazione di mandrinatura e saldatura di tenuta riduce la possibilità di perdita. In **ALLEGATO B.3.3-A** sono disponibili i disegni meccanici e la specifica tecnica degli scambiatori.

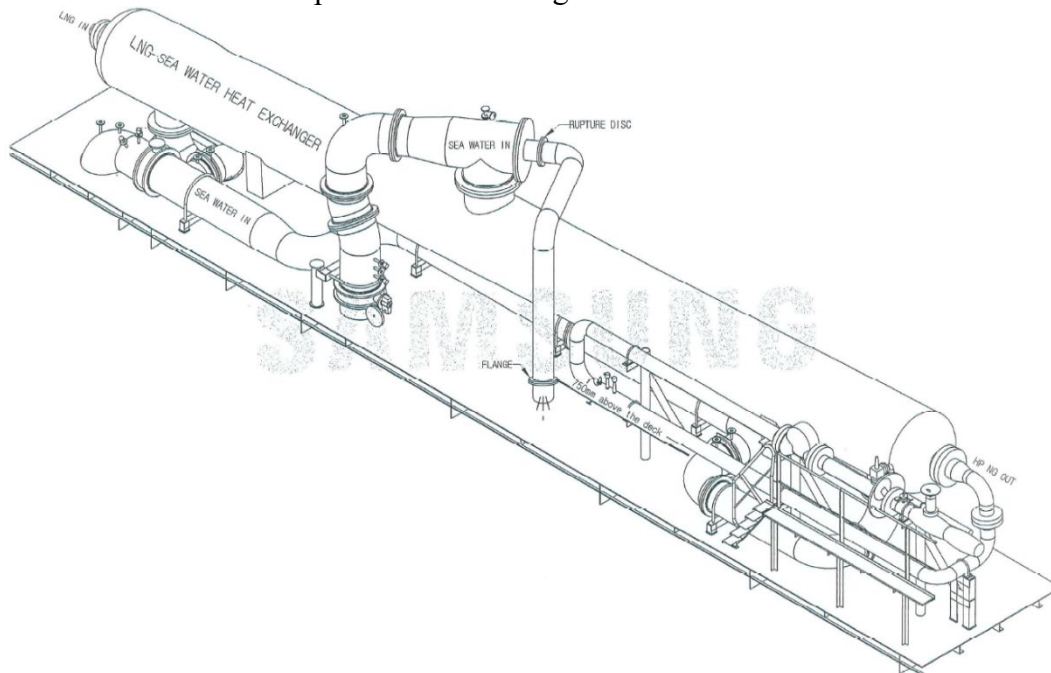


Figura 20 - Vaporizzatore LNG ad acqua mare





A protezione del mantello di ciascuno scambiatore GNL/acqua mare, lato acqua mare è posto un disco di rottura: tale disco è calcolato per la rottura totale di un tubo interno allo scambiatore da 19,3 mm di diametro. La capacità di smaltimento del disco è calcolata considerando che il gas provenga da entrambe le parti del tubo che ha subito la rottura. Sulla base delle portate stimate, per l'acqua e per il gas, la superficie del disco, è pari a 11.083 mm² per il gas e 61.074 mm² per l'acqua (caso dimensionante).

Descrizione del sistema acqua di vaporizzazione

La presa dell'acqua di mare necessaria alla vaporizzazione avviene tramite 3 pompe di sollevamento, ognuna delle quali con una portata di 6.000 m³/h: ogni vaporizzatore viene alimentato con circa 3.000 m³/h di acqua mare. Per rimuovere impurezze dall'acqua di mare sono installati tre filtri per ciascuna pompa.

Le tre pompe sono posizionate internamente alla FSRU. L'adduzione dell'acqua del porto avviene per mezzo di due aperture (una a dritta e una dalla parte opposta) che possono essere utilizzate alternativamente.





B.3.2.1.8 Sistema di invio Gas Naturale da FSRU a metanodotto

Il gas naturale in uscita dai vaporizzatori viene quindi sottoposto a misura (non fiscale) e poi inviato al sistema di esportazione del Gas Naturale. Il sistema di misura, a bordo FSRU, comprende la strumentazione di misura (con gascromatografi per la misura delle qualità e contatori ad ultrasuoni per la misura della quantità) e il sistema di controllo della pressione della sezione di uscita dalla FSRU.

Nello stato attuale di avanzamento del progetto, non si hanno ancora informazioni dettagliate relative al sistema di esportazione del GN. Si riportano quindi le informazioni di carattere generale ricevute dalla società di ingegneria.

Il collegamento con il metanodotto offshore avverrà tramite un sistema a torretta disconnettibile composto da un gruppo rotante installato a prua della FSRU, davanti alla FWD Pump Room.

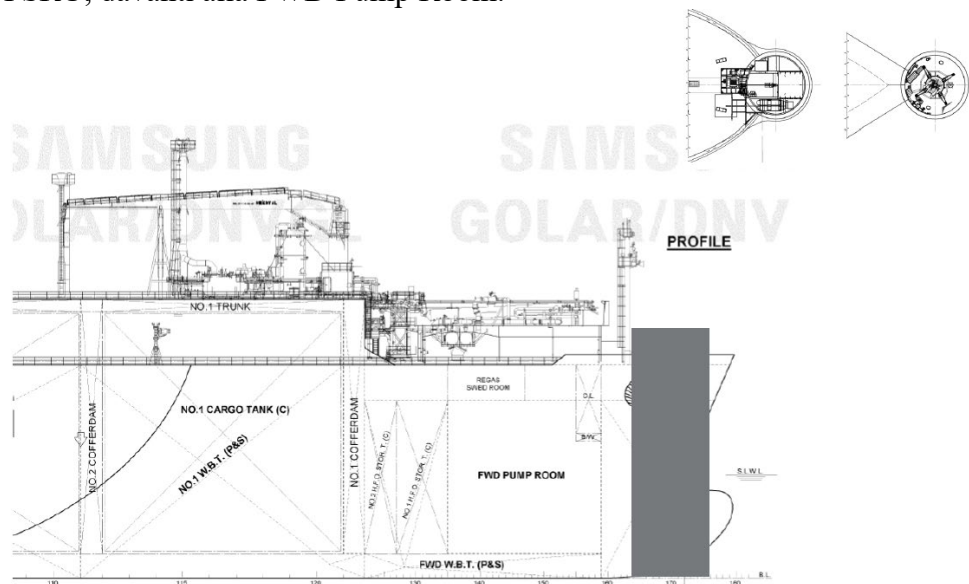


Figura 21 – Ipotesi posizionamento sistema di ormeggio a torretta

Il sistema di esportazione gas viene ipotizzato con un riser flessibili da 14” e la stazione subacquea PLEM (PipeLine End Manifold).





La tipica costruzione di riser flessibili è mostrata nella figura seguente, dove è possibile notare i molteplici strati presenti.

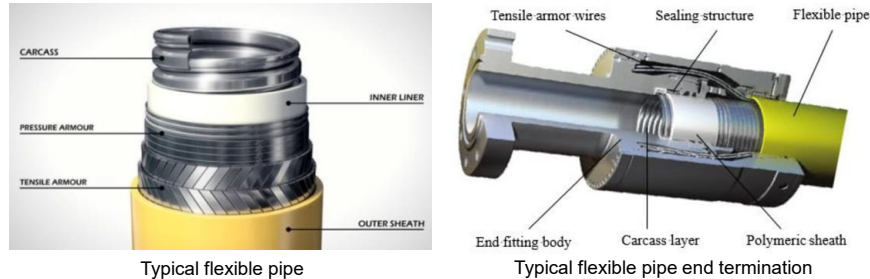


Figura 22 – Tipica costruzione di riser flessibili (tipici)

Il riser avrà lunghezza di circa 200 metri e comporterà l'installazione di differenti apparecchiature:

- Modulo di aggancio dei riser alla torretta;
- Bend stiffener per prevenire l'overbending alla torretta;
- Bend restrictor per prevenire l'overbending alla connessione sottomarina al PLEM;
- Modulo di galleggiamento da montare sul riser;
- Modulo di zavorramento da montare sul riser sotto la torretta;
- Tether e ancoraggio verticale sul fondo marino;
- Ancoraggio orizzontale al fondale marino;
- Riser clamps montati sui riser per le connessioni agli ancoraggi;
- Pull-in head per l'installazione dei riser alla torretta.

Il PLEM ospita la valvola di sezionamento per isolare la FSRU dalla condotta sottomarina. Le dimensioni tipiche dei PLEM sono di 20m x 20m x 4 m.



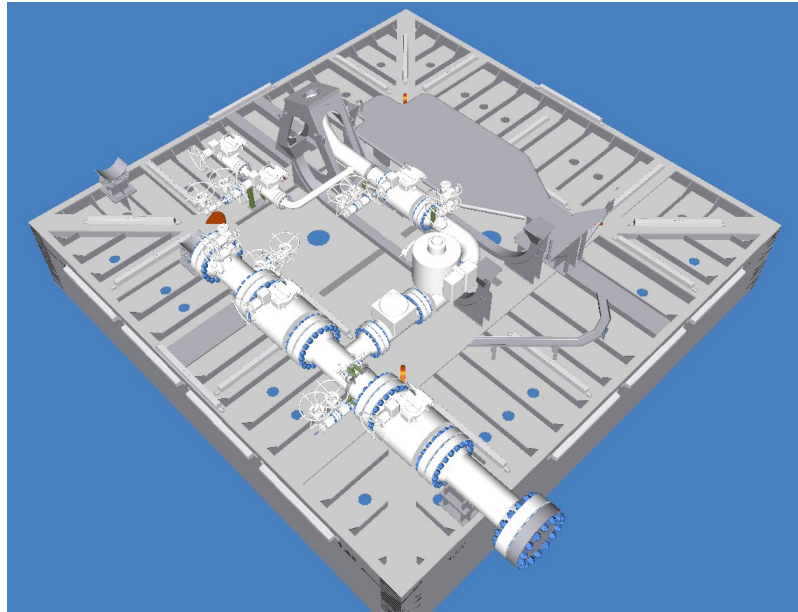


Figura 23: Tipico di un PLEM da NOV/APL

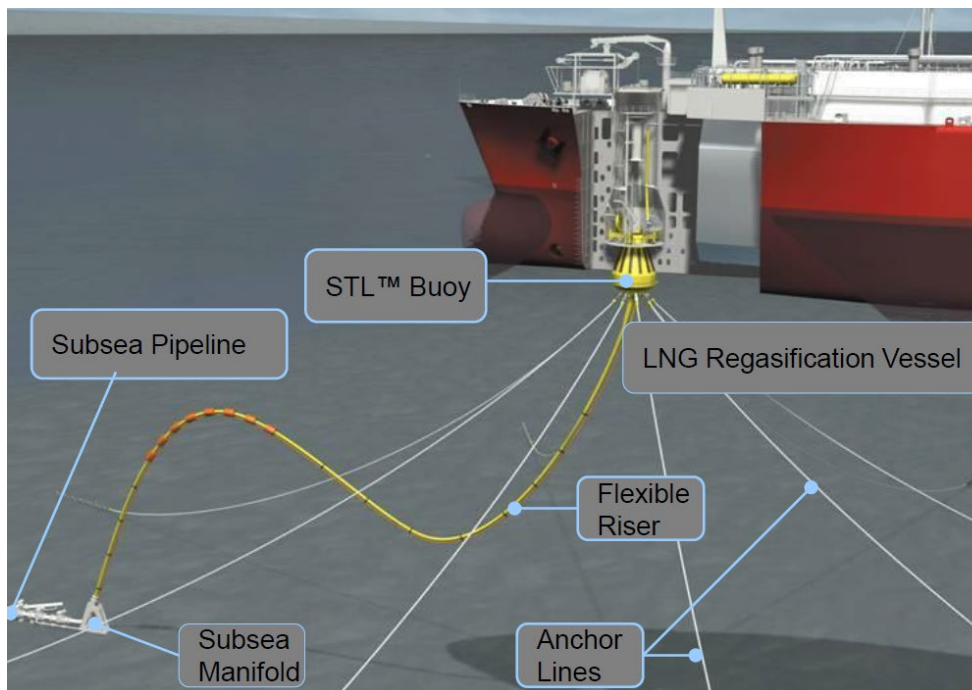


Figura 24: sistema di esportazione gas naturale

Attualmente è in fase di studio il percorso della tubazione per il collegamento della nave con la torretta. In questa analisi di rischio si è ipotizzata una tubazione dello stesso diametro dell'attuale manifold di Sendout per una lunghezza di circa 30 metri, che unisce l'uscita dei vaporizzatori con il giunto rotante della nuova torretta.

L'impianto prevede un sistema di protezione in caso di sovrappressione (HIPPS) a bordo della FSRU.





B.3.2.1.9 Sistema di gestione BOG

Negli impianti GNL, nonostante serbatoi, tubazioni e apparecchiature siano opportunamente coibentate per limitare le dispersioni termiche, è comunque fisicamente impossibile annullare il trasferimento di calore dall'ambiente esterno verso il GNL (mantenuto a -160°C). Questo fa sì che il GNL tende a scaldarsi e quindi, seppur in minima parte, a tornare allo stato vapore.

Il BOG (boil-off gas) quindi, è quella quota parte di GNL che a causa dei suddetti input termici torna allo stato vapore.

Altri fattori che determinano la produzione di BOG sono:

- Variazione della pressione (diminuzione) nei serbatoi di stoccaggio di GNL.
- Calore assorbito da macchine operatrici.
- Respirazione dei serbatoi di stoccaggio GNL durante le fasi di Caricamento/Scaricamento.
- Flash adiabatico del GNL durante le fasi di Caricamento/Scaricamento.

La gestione del BOG presente in impianto è effettuata in modo differente in funzione delle condizioni di funzionamento (si veda paragrafo B.3.1.1): la FSRU è dotata di compressori “Low Duty” (LD) e “High Duty” (HD) che vengono attivati nelle condizioni di seguito descritte e sono posizionati nel locale motori elettrici e locale compressori sul ponte principale.

Il BOG generato dall'impianto nella condizione A.1 (servizio di rigassificazione) viene raccolto dal collettore BOG principale e, tramite i compressori LD, inviato in parte al ricondensatore (VX-0050) per il recupero del GNL e in parte ai motori della nave dove viene utilizzato come combustibile per la produzione di energia elettrica per autoconsumo.

I compressori LD saranno 2 (tipicamente uno in marcia ed uno in stand-by) con le seguenti caratteristiche principali:

- Tipo centrifugo, a 4 stadi con unica velocità.
- Portata $4.430\text{ m}^3/\text{h}$.
- Pressione in uscita $6,5\text{ barA}$.

Durante le operazioni di scarico GNL da nave metaniera (Condizione A.2 Servizio di rigassificazione e scarico GNL da nave metaniera), il sistema di gestione del BOG invierà parte dei vapori presenti in impianto alla nave metaniera, in modo da compensare lo svuotamento dei serbatoi della nave metaniera con una portata volumetrica pari al flusso di GNL scaricato. Tale invio avverrà mediante i compressori HD.





I compressori HD a bordo FSRU sono 2 con le seguenti caratteristiche principali:

- Tipo centrifugo, a singolo stadio con velocità fissa.
- Portata 28.500 m³/h.
- Pressione in uscita 2,0 barA.

Si precisa che non è previsto l'utilizzo dei compressori HD. L'alloggiamento dei compressori HD è previsto nella "Compressor Machinery Room" dove sono presenti anche i compressori LD.

Nel caso in cui il BOG presente nell'impianto non fosse completamente smaltito dal ricondensatore e/o dal ritorno vapori alla nave metaniera, la quota parte di BOG in eccesso sarà inviata ad un sistema di combustione gas (GCU). Tale sistema è composto da bruciatore a induzione con sistema di accensione ridondante, camera di combustione, quattro ventole di combustione e diluizione ed un quadro elettrico dedicato.

La nave è stata predisposta per una futura installazione di un compressore di "Minimum Send Out" per inviare il BOG in eccesso in rete anziché all'unità GCU.

Nella seguente immagine si riporta una fotografia delle linee di BOG: si può osservare il posizionamento sia delle linee che del locale "cargo machinery room" che ospita i compressori HD ed LD.



Figura 25 - Fotografia FSRU Tundra – linee di BOG





B.3.2.1.10 *Correzione Indice di Wobbe*

Per garantire la qualità di gas naturale inviato alle utenze entro dei requisiti specifici in termini di intercambiabilità, è previsto un sistema di correzione dell'indice di Wobbe.

L'impianto di correzione dell'Indice di Wobbe, che sarà posizionato in adiacenza al PDE di Quiliano (loc. Gagliardi).

Si segnala che tale impianto non prevede l'impiego di sostanze pericolose ai fini D.Lgs. 105/2015, in quanto utilizza azoto e aria compressa.

B.3.2.1.11 *Reti di servizio*

Il Terminale sarà dotato di reti di servizio per aria compressa, azoto, acqua mare, acqua dolce e acqua demineralizzata.

B.3.2.1.12 *Aria compressa*

L'aria compressa sarà prodotta a bordo della FSRU e tutti i componenti del sistema esposti all'ambiente marino saranno realizzati con materiali appropriati o adeguatamente rivestiti per evitare la corrosione dovuta all'ingresso di aria umida.

A bordo della FSRU gli attuatori delle valvole di controllo sono alimentati ad aria compressa a 6-8 barg.

I compressori d'aria strumenti sono 2, del tipo a vite con trasmissione a cinghia, raffreddati a liquido; ognuno di essi ha una portata di 314 Nm³/h con una pressione di mandata di 8 bar. I compressori saranno alloggiati in involucri antirumore che conterranno i motori elettrici di azionamento, i compressori e gli scambiatori di calore. È presente anche un ricevitore di aria compressa da 3 m³ a 8 bar.

Il compressore d'aria strumenti in servizio si avvierà automaticamente quando la pressione scende a 6 bar e si spegnerà nuovamente quando la pressione torna a 8 bar. Quando si verifica un forte consumo d'aria, il primo compressore (in servizio) si avvia al raggiungimento dei 6 bar; se la pressione continua a scendere fino a 5 bar o oltre, si avvia il secondo compressore (in stand-by).





B.3.2.1.13 Azoto

La FSRU è equipaggiata con due generatori di azoto, installati all'interno della sala macchine, e con un ricevitore da 45 m³. L'azoto gassoso prodotto a bordo viene utilizzato per i seguenti scopi:

- Pressurizzare l'interbarriera dei serbatoi di GNL.
- Fungere da gas di tenuta per i compressori di alta e bassa pressione.
- Estinguere eventuali fiamme innescate sugli sfiati.
- Flussare le tubazioni (es. linee di carico GNL, linee di BoG).
- Controllare la pressione nel ricondensatore.

B.3.2.1.14 Sistema Acqua Mare di raffreddamento delle sala macchine

Si rimanda al paragrafo B.3.2.1.7 per la descrizione del sistema acqua di vaporizzazione (acqua mare).

Dettagli sul sistema antivegetativo a bordo della nave FSRU

Si riportano dettagli sul sistema antivegetativo FSRU.

L'acqua di mare, utilizzata per la vaporizzazione del GNL, sarà addizionata a bordo della FSRU con ipoclorito di sodio per prevenire la proliferazione di organismi marini all'interno del circuito dell'acqua mare e degli scambiatori. Il quantitativo di cloro libero residuo allo scarico sarà al di sotto del limite di 0,2 mg/l indicato dalla normativa vigente (Rif. Allegato 5 alla parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.). Anche il sistema di acqua mare utilizzata per il sistema di raffreddamento viene addizionato con ipoclorito.

Il sistema per la produzione di ipoclorito di sodio sfrutta il principio dell'elettrolisi dell'acqua di mare.

L'ipoclorito di sodio (NaOCl) fornisce un'alternativa ormai consolidata all'uso del cloro, agente ossidante altamente efficace ma altamente corrosivo, grave irritante, potenzialmente molto pericoloso per il personale operativo. Oltre a raggiungere gli stessi risultati del cloro liquido o gassoso nel trattamento dell'acqua, è relativamente innocuo per il personale operativo, mentre l'ipoclorito di sodio in forma concentrata è ingombrante, costoso e scomodo da stoccare.

La soluzione ideale ai problemi legati all'utilizzo di cloro e concentrati sfusi di ipoclorito di sodio è quello di utilizzare un sistema che produce ipoclorito di sodio "in situ" e lo immette direttamente nel sistema idrico.

Questa soluzione è stata realizzata a bordo della FSRU con l'installazione di un sistema elettrolitico di generazione di ipoclorito di sodio.





L'elettrolizzatore di ipoclorito di sodio funziona secondo il principio dell'elettrolisi dell'acqua di mare. Il sistema genera la concentrazione di soluzione di ipoclorito per esigenze di clorazione costante. È stato dimostrato che la clorazione costante a bassa concentrazione è il metodo di clorazione più efficace. Il sistema prevede anche un servizio "on demand" di produzione di ipoclorito, che elimina qualsiasi esigenza di stoccaggio e anche i pericoli connessi allo stoccaggio.

Il sistema è costituito da due componenti principali, le celle operative e il trasformatore-raddrizzatore. Le celle di generazione formano un sistema di tubazioni attraverso il quale passa l'acqua di mare, mentre il trasformatore/raddrizzatore fa passare una corrente continua, sufficiente alle celle per formare una soluzione diluita di ipoclorito di sodio. Questa reazione può essere espressa come segue:



La quantità di ipoclorito di sodio formata in una cella è direttamente proporzionale alla quantità di corrente continua che scorre attraverso l'acqua, nell'intervallo di progetto delle condizioni dell'acqua.

Il sistema descritto produce ipoclorito di sodio senza accumulo ed in quantità ben al di sotto dei limiti previsti per i prodotti della categoria E1, tra i quali rientra l'ipoclorito di sodio, alla colonna 2 della parte 1 (100 t) dell'allegato 1 del D.Lgs. 105/2015.

In ogni modo eventuali rilasci di ipoclorito sarebbero confinati all'interno del mezzo navale senza alcuna possibilità di rilascio verso l'ambiente esterno.

Dettagli sulle modalità di gestione dell'idrogeno da elettrolisi per la produzione di ipoclorito

Tenendo conto della soluzione tecnica effettivamente adottata per il sistema antivegetativo dell'acqua di mare, si forniscono dettagli sulle modalità di gestione dell'idrogeno che si libera nel processo di elettrolisi per la produzione di ipoclorito

Dalla reazione di elettrolisi dell'acqua di mare sarà generata una portata di idrogeno pari a 0,312 m³ per kg di ipoclorito di sodio generato.

L'idrogeno in condizioni di normale funzionamento, con il corretto flusso attraverso l'elettrolizzatore, rimane intrappolato nell'acqua di mare.

Il funzionamento dell'elettrolizzatore con una portata di acqua di mare in ingresso bassa o assente potrebbe causare un accumulo di idrogeno all'interno delle celle e un loro surriscaldamento, con potenziale conseguente guasto delle celle e successivo innesco dell'idrogeno.





Per tale motivo il sistema è munito dei seguenti sistemi di sicurezza che, se attivati, arresterebbero l'elettrolizzatore:

- flussostato di minima sull'ingresso dell'acqua mare, con indicazioni relative alle variazioni di flusso (assenza, incremento, diminuzione);
- rilevatore di perdite realizzato con due elettrodi posizionati 3 mm sopra la base dell'elettrolizzatore; in caso di perdita da una cella, i due elettrodi vengono cortocircuitati dall'acqua che si accumula nell'alloggiamento dell'elettrolizzatore e si avrà quindi lo spegnimento automatico dell'unità trasformatore/raddrizzatore.

In **ALLEGATO B.3.3-A** si riporta il P&ID SISTEMA ANTIVEGETATIVO FSRU.

B.3.2.1.15 Acqua Dolce e Demineralizzata

L'acqua dolce è prodotta a bordo da due generatori, ciascuno dotato di scambiatore di calore con il sistema di propulsione principale per il riscaldamento. L'acqua prodotta dai generatori passa attraverso il filtro di reindurimento (aumento della durezza, del PH e della componente minerale) ed attraverso lo sterilizzatore agli ioni di argento, prima di essere convogliata nei serbatoi di stoccaggio. Lo sterilizzatore fornisce una riserva di ioni d'argento nell'acqua, mantenendola in una condizione sterile durante la conservazione. L'unità mineralizzante contiene minerali che reagiscono con l'acidità naturale dell'acqua per formare un sale neutro portando il valore del pH ad oltre sette. La nave dispone di due serbatoi di stoccaggio, uno su ogni lato, di capacità pari a circa 190 m³ ciascuno. I serbatoi possono essere riempiti anche opportune prese di riempimento situate a livello del ponte di ormeggio (su entrambi i lati).

L'acqua demineralizzata sarà prodotta a bordo della FSRU secondo necessità.

B.3.2.1.16 Sistema Acque Reflue e Gestione delle Acque Oleose

Si rimanda al paragrafo E.1.

B.3.2.1.17 Stoccaggio e circuito carburanti

La nave FSRU è dotata di serbatoi di stoccaggio di carburanti liquidi, che utilizza per l'alimentazione del sistema di produzione dell'energia elettrica, utilizzata per la propulsione e per la rigassificazione. I carburanti liquidi impiegati, in aggiunta e/o in alternativa al BOG, sono:

- Marine Diesel Oil (MDO ISO8217: 2010, DMB).
- Marine Gasoil (ISO8217: 2010, DMA).





Non si prevede uso di Olio Combustibile (HFO RMG 380 - ISO 8217-2010) presso il Terminale, nonostante la FSRU sia dotata di serbatoi di stoccaggio dedicati: tali serbatoi sono stati puliti e bonificati e saranno così mantenuti durante l'esercizio del Terminale.

Lo schema con il sistema di stoccaggio e movimentazione dei carburanti liquidi è disponibile in **ALLEGATO B.3.2**

I carburanti liquidi in genere vengono riforniti mediante attacchi esterni alla nave, il cui posizionamento è mostrato nella seguente immagine.



Figura 26 – Posizione attacchi per rifornimento carburanti liquidi





B.3.2.1.18 Sistema di ormeggio

Alla luce della profondità del mare del sito scelto per il nuovo Terminale nell'intorno dei 100m, la soluzione tecnica individuata come sistema di ormeggio offshore è una torretta esterna disconnettibile per la FSRU Tundra, cosiddetta Submerged Turret Loading (STL).

Il STL è un sistema di ormeggio a punto fisso che consiste nell'avere il mezzo navale (FSRU) collegato in modo tale che sia libero di ruotare intorno ad un punto fisso (torretta), con e senza una nave metaniera ormeggiata sul fianco. La torretta è sua volta ormeggiata tramite delle linee di ancoraggio al fondale marino, permettendo così al mezzo navale ad essa collegato di disporsi secondo la risultante dei carichi ambientali agenti (corrente, onde e vento). Il STL costituisce una tecnologia consolidata e diffusa nell'ambito dell'industria petrolifera offshore (Oil & Gas industry) ed è costituito dai seguenti componenti:

- Struttura di integrazione della nave, sia nella parte superiore della prua sia in quella inferiore (zona bulbo);
- Struttura di interfaccia tra la FSRU e la turret buoy, composta da:
 - Struttura a torretta per alloggiamento della turret buoy;
 - Piattaforma rotante;
 - Collegamento per riser;
 - Struttura di accesso alla torretta.
- Modulo di galleggiamento (turret buoy) della piattaforma rotante;
- Sistema di ormeggio.

Il STL sarà progettato in modo tale che sia possibile permettere alla FSRU di disconnettersi qualora necessario, lasciando galleggiare la turret buoy (di cui si riporta un tipico nella figura sottostante) ad una profondità adeguata al di sotto del pelo libero dell'acqua.

Maggiori informazioni verranno fornite nel Rapporto Definitivo di Sicurezza.



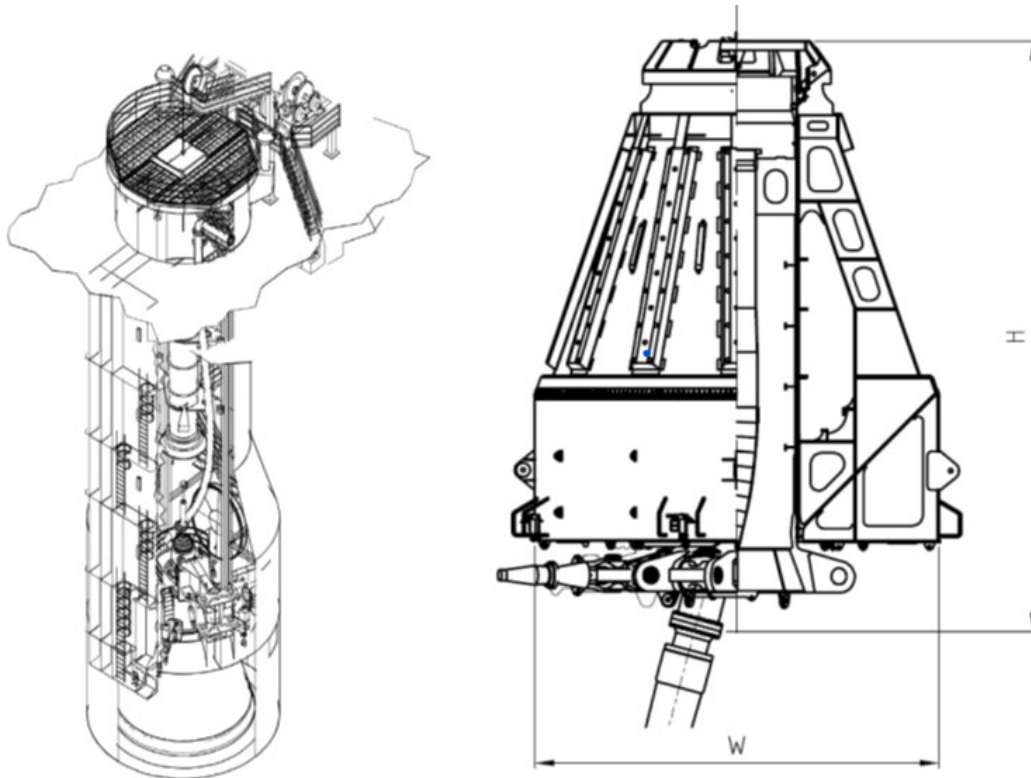


Figura 27: Dettaglio di una tipica turret buoy

Il sistema di ormeggio preliminarmente scelto è composto da 6 linee di ancoraggio uniformemente distribuite e disposte a 60 gradi l'una dall'altra.



Figura 28: Tipica installazione di un sistema STL





Sulla base delle informazioni al momento disponibili e in considerazione dei carichi agenti sul sistema di ancoraggio e la tipologia di ormeggio prevista, la soluzione proposta prevede l'utilizzo di ancore a trascinamento (drag embedded anchor). In fase di più avanzata ingegneria e a valle dell'esecuzione di campagne di indagine geofisiche e geotecniche di maggior dettaglio volte all'identificazione delle tipologie e della natura dei fondali, potranno se del caso essere prese in considerazione opzioni alternative quali ancore su palo ("hammer piles" o "suction piles").

B.3.3 Schema a blocchi e schema di processo

I Diagrammi di Piping & Instrumentation della FSRU sono riportati in **ALLEGATO B.3.3-A**.





Capacità produttiva

L'impianto sarà progettato con le capacità operative necessarie a garantire i parametri operativi riassunti nella seguente tabella.

Descrizione	Unità	Valore
Capacità serbatoi GNL		
Capacità dei serbatoi FSRU	m ³	170.000
Massimo stoccaggio operativo FSRU	m ³	168.000
Capacità dei serbatoi nave metaniera in discarica	m ³	170.000 ÷ 220.000
Capacità dei serbatoi nave metaniera in carico	m ³	30.000
Portata		
Portata di GN rigassificato – di picco	Sm ³ /h	883.000
	MMSCFD	750
Portata di GN rigassificato – continua	Sm ³ /h	141.000
	MMSCFD	120
Portata di GN rigassificato – minima	Sm ³ /h	59.000
	MMSCFD	50
Portata GNL di scarico da nave metaniera - massima	m ³ /h	9.000
Portata GNL di scarico da nave metaniera - media	m ³ /h	8.000
Portata GNL di carico a nave metaniera - media	m ³ /h	2.000
Pressione		
Massima pressione GN invio a metanodotto	barg	100
Pressione operativa serbatoi FSRU	bara	1,25
Temperatura		
GNL in trasferimento Ship To Ship	°C	-160
Ritorno vapori in trasferimento Ship To Ship	°C	minore di -110
GN all'uscita dalla FSRU	°C	>3; <50
Acqua di mare in ingresso	°C	14
Acqua di mare in ingresso	°C	> 5

Tabella 5 - Capacità produttiva e parametri operativi





B.3.4 Informazioni relative alle sostanze pericolose

Le informazioni sulle sostanze e/o miscele pericolose presenti nello Stabilimento e riportate in Allegato 1 del D.Lgs. 105/15, sono contenute nelle schede di sicurezza riportate in **Allegato I.2**. Tali schede sono fornite a titolo di esempio, non essendo in questa fase ancora disponibili quelle specifiche dei Fornitori che saranno selezionati durante l'operatività del Terminale.

Le schede di Sicurezza sono elaborate in accordo al Regolamento "Registration, Evaluation, Authorisation and restriction of Chemical substances – REACH e 1272/2008/CE Classification, Labelling and Packaging – CLP".

B.3.4.1.1 Classificazione delle sostanze

La principale sostanza pericolosa ai sensi del D.Lgs. 105/15 all'interno del Terminale sarà il Gas Naturale, sia liquefatto che in fase gas, una miscela di composizione variabile il cui componente principale è il metano.

Presso il Terminale saranno presenti altre sostanze ricomprese tra quelle riportate in Allegato 1 al D.Lgs. 105/15 che, tuttavia, non costituiranno possibili fonti di incidenti rilevanti, in virtù delle quantità detenute, delle condizioni in cui sono stoccate/processate e delle misure di prevenzione/protezione e di mitigazione dei rilasci adottate. Tra queste rientrano in particolare:

- il gasolio, utilizzato a bordo della FSRU
- l'olio combustibile, utilizzato a bordo della FSRU come combustibile;
- l'ipoclorito di sodio, utilizzato come antivegetativo per prevenire la crescita di organismi marini nel sistema di acqua di mare.

Tali sostanze saranno presenti in quantità significativamente inferiori rispetto ai limiti indicati nell'Allegato 1 del D.Lgs. 105/15 e saranno stoccate e movimentate in modo che eventuali perdite siano contenute e che la possibilità di contaminazione dei recettori ambientali sia estremamente remota. In particolare l'ipoclorito di sodio per la FSRU sarà prodotto in situ mediante il sistema antivegetativo già descritto.

Saranno inoltre presenti oli di lubrificazione delle macchine e/o dei motori a bordo della FSRU: comunemente tali oli sono caratterizzati dall'assenza di classificazione come sostanze pericolose ai sensi del Regolamento CE n. 1272/2008 e s.m.i. CLP.





Le sostanze classificate come pericolose ai sensi del D.Lgs. 105/2015 previste presso lo Stabilimento oggetto del presente Rapporto di Sicurezza sono riportate nella tabella seguente e, con riferimento al medesimo Decreto, sono corredate con la classificazione di pericolo e le frasi di rischio H secondo il Regolamento CE n. 1272/2008 e s.m.i.

SOSTANZA	CLASSIFICAZIONE REGOLAMENTO CLP 1272/2008
Gas naturale	H220 – Gas estremamente infiammabile
Gasolio	H226 – Liquido e vapori infiammabili H304 – Nocivo: può provocare danni ai polmoni in caso di ingestione e penetrazione nei polmoni H315 – Provoca irritazione cutanea H332 – Nocivo se inalato H351 – Sospettato di provocare il cancro H373 – Può provocare danni agli organi in caso di esposizione ripetuto o prolungata H411 – Tossico per gli organismi acquatici, può provocare a lungo termine effetti negativi per l’ambiente acquatico
Olio Combustibile	H332 - Nocivo se inalato H350 - Può provocare il cancro H361d - Sospettato di nuocere al feto H373 - Può provocare danni agli organi in caso di esposizione prolungata o ripetuta (sangue, timo, fegato) H400 - Molto tossico per gli organismi acquatici H410 - Molto tossico per gli organismi acquatici con effetti di lunga durata
Ipoclorito di Sodio	H290 - Può essere corrosivo per i metalli H314 - Provoca gravi ustioni cutanee e gravi lesioni oculari H410 - Molto tossico per gli organismi acquatici con effetti di lunga durata.

Tabella 6 - Classificazione delle sostanze pericolose presenti

Per quanto riguarda la sostanza principale, il gas naturale è un gas infiammabile non tossico composto da una miscela di metano (CH₄), che è il componente principale, e piccole quantità di altri idrocarburi leggeri che può variare entro limiti definiti, a seconda della provenienza.

Il GNL è ottenuto raffreddando il gas naturale a una temperatura inferiore al punto di ebollizione (a pressione atmosferica) di circa -162 °C. Questo processo di liquefazione riduce il volume del gas di un fattore 600, rendendolo uno stato molto più efficiente per lo stoccaggio e il trasporto.

Quando il GNL viene riscaldato e torna allo stato gassoso, è infiammabile in un intervallo di concentrazioni in aria variabile in funzione dell’esatta composizione del GNL stesso. Prendendo a riferimento il metano, suo costituente principale, il limite inferiore di infiammabilità è pari a 4,4% (44.000 ppm) e quello superiore è pari a 15% (150.000 ppm) circa.

Il GNL ha un punto di infiammabilità di -187 °C e una temperatura di autoaccensione di circa 650 °C.





Nelle seguenti tabelle sono riportate le proprietà fisiche previste per il Gas Naturale in uscita dal Terminale e due esempi di composizione tipica del GNL in arrivo al Terminale.

Proprietà	Valore di accettazione	Unità di misura
Acido solfidrico (H ₂ S)	<6	mg/Sm ³
Zolfo mercaptano	<15	mg/Sm ³
Zolfo totale	<150	mg/Sm ³
Potere calorifico lordo	38,18 ÷ 43,18	MJ/Sm ³
Indice di Wobbe	47,31 ÷ 52,13	MJ/Sm ³
Regolazione dell'indice di Wobbe (Nota 1)	52,13 ÷ 53,17	MJ/Sm ³
Densità GNL	430 ÷ 470	Kg/m ³

Nota 1: intervallo indicativo di utilizzo dei sistemi di regolazione WI che devono essere presenti sulla FSRU

Tabella 7 - Proprietà fisiche accettabili secondo il Codice di Rete

Componente	Unità di Misura	GNL leggero	GNL pesante
Metano	% mol	97,256	89,570
Etano	% mol	1,741	6,890
Propano	% mol	0,069	2,610
Normal Butano	% mol	0,113	0,480
Iso Butano	% mol	0,008	0,300
Normal Pentano	% mol	0,000	0,020
Iso Pentano	% mol	0,002	0,030
Azoto	% mol	0,812	0,100
Densità liquido	kg/m ³	448,75	462,54
Indice di Wobbe	MJ/Sm ³ kcal/Sm ³	51,76 12363	52,387 12512
Temperatura (nota 1)	°C	-162	-162

Tabella 8 - Composizione del GNL

Come si evince dalla tabella sopra riportata, il costituente principale del gas naturale (sia che si tratti di “GNL leggero” che di “GNL pesante”) è il metano che, pertanto, come dettagliato nell’**Allegato C.4.2** è stato preso a riferimento per la simulazione delle conseguenze degli scenari incidentali.

La composizione del GNL che potrà essere presente nei serbatoi del Terminale, sulla base delle provenienze delle forniture ipotizzabili, è rappresentata in Tabella 8.

Al fine di consentire una verifica dello sviluppo degli scenari, gli elaborati di calcolo in Allegato C.4.2 includono il file sostanza del modello di calcolo impiegato (PHAST) per l’analisi delle conseguenze.





Per la modellazione degli scenari incidentali, è stato considerato il caso più conservativo tra le composizioni “GNL leggero” e “GNL pesante” rappresentato dal caso “GNL pesante”. Inoltre per tutte le simulazioni della presente analisi la composizione utilizzata rispetta le percentuali in moli.

Tenendo conto:

- che in funzione della composizione e in particolare della presenza di componenti pesanti, C3 e superiori, l’LNG potrebbe avere comportamenti da gas pesante con potenziale aggravio delle conseguenze e variazioni significativa del comportamento del LNG rilasciato;
- degli accordi stipulati dall’Italia con paesi produttori, che immettono sul mercato LNG di composizione significativamente diversa (es. il prodotto algerino è particolarmente ricco di propano).

è stato valutato su un caso di esempio (ipotesi 8R) l’effetto sulle distanze di danno della composizione del GNL leggero o pesante: la variazione rilevata è mediamente del 2% e pertanto anche tale effetto risulta trascurabile.

B.3.4.1.2 Fasi dell’attività in cui le sostanze intervengono o possono intervenire

Le fasi delle attività in cui le sostanze intervengono, possono essere ricavate:

- dallo schema generale a blocchi;
- dagli schemi dei singoli impianti.

In particolare, il GNL interviene nelle fasi operative di scarico nave metaniera, stoccaggio e rigassificazione.

Il Gas Naturale ed il BOG intervengono nelle fasi operative di scarico nave metaniera, stoccaggio, rigassificazione, ed invio al metanodotto.

L’olio combustibile viene usato come combustibile per i motori della nave FSRU.

L’ipoclorito di sodio è utilizzato come antivegetativo per prevenire la crescita di organismi marini nei sistemi ad acqua di mare.

B.3.4.1.3 Quantità effettiva massima prevista

Le quantità massime delle sostanze rientranti nell’Allegato 1 del D.Lgs. 105/15 presenti in impianto sono riportate nella tabella in **Allegato I.4** al presente documento.

Le tabelle seguenti riportano i quantitativi totali di sostanze (o categorie di sostanze) presenti all’interno dello Stabilimento (impianti e stoccaggi), classificate come pericolose e rientranti nel campo di applicazione del D.Lgs. 105/2015 (Allegato 1).





Il gas naturale rientra tra le sostanze pericolose specificate nella parte 2 dell'Allegato 1 al D.Lgs. 105/15, "18. Gas liquefatti infiammabili, categoria 1 o 2 (compreso GPL), e gas naturale" e sarà presente in quantità maggiori rispetto alla soglia superiore di cui al succitato allegato (200 t). La sua pericolosità è legata principalmente alla elevata infiammabilità (indicazione di pericolo H220).

Il gasolio e l'olio combustibile rientrano tra le sostanze pericolose specificate nella parte 2 dell'Allegato 1 al D.Lgs. 105/15, "34. Prodotti petroliferi e combustibili alternativi". Saranno presenti a temperatura atmosferica all'interno di serbatoi di stoccaggio dedicati. La principale caratteristica di pericolosità per entrambi i prodotti, nelle condizioni di utilizzo previste, è la tossicità nei confronti dell'ambiente acquatico (indicazione di pericolo H411).

L'ipoclorito di sodio, che rientra nella categoria E1 di cui alla parte 1 dell'Allegato 1 al D.Lgs. 105/15, "Pericoloso per l'ambiente acquatico, categoria di tossicità acuta 1 o di tossicità cronica 1" (indicazione di pericolo H410) verrà prodotto in situ mediante il sistema antivegetativo (si rimanda per la sua descrizione al paragrafo B.3.2.1.14) e sarà effettivamente stoccato a bordo FSRU in quantità non significativa per usi non legati al processo di rigassificazione (per il trattamento acquee e in un locale di stoccaggio dedicato ai prodotti chimici).

Come anticipato in premessa, il Terminale ricade nel campo di applicazione dell'art. 15 D.Lgs. 105/2015 in quanto nei suoi impianti e stoccaggi sono presenti sostanze pericolose in quantitativi superiori a quelli riportati in allegato 1 al citato decreto, colonna 3.

Di seguito sono riportati i calcoli per la determinazione del campo di applicazione del citato decreto. L'assoggettabilità al citato decreto si determina valutando se le sommatorie dei rapporti (R) tra le quantità delle sostanze presenti (Q) e le soglie delle stesse riportate nell'allegato 1, colonna 3, parte 1 e 2 è maggiore o uguale a 1.

La Tabella 9 riporta le sostanze presenti suddivise secondo le categorie dell'Allegato 1 del citato decreto, con le relative soglie di riferimento.





Sostanze pericolose elencate nell'allegato 1, parte 2 e che rientrano nelle sezioni/voci di cui all'allegato 1, parte 1, del decreto di recepimento della Direttiva 2012/18/UE						
Denominazione sostanza	Categoria di pericolo di cui all'allegato 1, parte 1	Quantità presente	Requisiti di soglia inferiore	Requisiti di soglia superiore	Indice di assoggettabilità per "stabilimenti di soglia inferiore"	Indice di assoggettabilità per "stabilimenti di soglia superiore"
		$q [t]$	$Q_{LX} [t]$	$Q_{UX} [t]$	$q_{\sqrt{}}/Q_{LX}$	$q_{\sqrt{}}/Q_{UX}$
18. Gas liquefatti infiammabili, categoria 1 o 2 (compreso GPL), e gas naturale (cfr. nota 19)		81.948	50	200	1.638,961	409,740
<i>Gas Naturale</i>	<i>P2</i>	81.948	50	200	1.638,961	409,740
34. Prodotti petroliferi e combustibili alternativi		6.894	2,500	25.000	2,758	0,276
<i>Gasolio</i>	<i>P5c, E2</i>	1.102	2,500	25.000	0,441	0,044
<i>Olio Combustibile</i>	<i>E1</i>	5.792	2,500	25.000	2,317	0,232

Tabella 9 - Quantitativi di sostanze pericolose previste

Applicazione delle regole per i gruppi di categorie di sostanze pericolose di cui alla nota 4 dell'allegato 1, punti a, b e c, del decreto di recepimento della Direttiva 2012/18/UE			
Colonna 1		Colonna 2	Colonna 3
Gruppo		Sommatoria per "stabilimenti di soglia inferiore"	Sommatoria per "stabilimenti di soglia superiore"
		$q_{\sqrt{}}/Q_{LX}$	$q_{\sqrt{}}/Q_{UX}$
a)	Sostanze pericolose elencate nella parte 2 che rientrano nella categoria di tossicità acuta 1, 2 o 3 (per inalazione) o nella categoria 1 STOT SE con le sostanze pericolose della sezione H, voce da H1 a H3 della parte 1	0,000	0,000
b)	Sostanze pericolose elencate nella parte 2 che sono esplosivi, gas infiammabili, sostanze e miscele autoreattive, perossidi organici, liquidi e solidi piroforici, liquidi e solidi comburenti, con le sostanze pericolose della sezione P, voce da P1 a P8 della parte 1	1.639,401	409,784
c)	Sostanze pericolose elencate nella parte 2 che rientrano tra quelle pericolose per l'ambiente acquatico nella categoria di tossicità acuta 1 o nella categoria di tossicità cronica 1 o 2 con le sostanze pericolose della sezione E, voci da E1 ad E2 della parte 1	2,758	0,276

Tabella 10 - Inquadramento del Terminale rispetto al D.Lgs. 105/2015





B.3.4.1.4 Comportamento chimico-fisico nelle condizioni normali di utilizzazione durante il processo

In condizioni operative normali il GNL e del Gas Naturale non presentano fenomeni di instabilità connessi a reazioni chimiche o a comportamenti anomali.

Il GNL, essendo gas liquefatto, durante la movimentazione e lo stoccaggio tende a evaporare, portandosi allo stato gassoso e generando BOG. Il progetto del Terminale considera tale caratteristica e prevede sistemi di recupero del BOG evaporato e sistemi di protezione da eventuali sovrappressioni dimensionati adeguatamente.

B.3.4.1.5 Sostanze originabili da possibili anomalie di esercizio

Presso il Terminale non saranno effettuati processi chimici ma unicamente operazioni di cambiamento di fase del GNL (vaporizzazione per produzione di gas naturale e correzione dell'indice di Wobbe), operazioni di miscelazione del gas naturale con gas inerte (azoto) per la correzione dell'indice di Wobbe (all'interno del ricondensatore) e operazioni di stoccaggio e trasferimento (scarico nave metaniera, invio a metanodotto).

Tutte le unità saranno progettate in modo che in caso di anomalie dei parametri di processo il sistema e le logiche di controllo effettuino le azioni necessarie a portare le stesse unità in condizioni di sicurezza.

In caso di anomalia di processo, il GNL e il Gas Naturale non possono dare origine, per modificazione o trasformazione propria, a sostanze diverse da quelle normalmente presenti in impianto.

B.3.4.1.6 Incompatibilità delle sostanze

Il gas naturale reagisce violentemente con sostanze ossidanti ed è incompatibile con alogeni e sostanze fortemente ossidanti (non presenti in impianto).

Data inoltre la caratteristica principale di infiammabilità del Gas Naturale, la principale sostanza che può favorire l'insorgere di incendi e/o esplosioni è l'aria, qualora si trovi in miscela con vapori di idrocarburi in concentrazione compresa entro i limiti di infiammabilità.

La progettazione e la conduzione degli impianti sono tese quindi ad annullare, o quantomeno a minimizzare le occasioni di contatto tra vapori idrocarburici ed aria. A tale scopo, per esempio, si massimizzano le configurazioni in cui si ha convogliamento degli scarichi di gas a vent che, favorendo la dispersione in quota, prevengono la formazione incontrollata di nubi di gas potenzialmente esplosive.





C SICUREZZA DELLO STABILIMENTO

C.1 ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE

C.1.1 Problemi noti di salute e sicurezza dell'impianto

Problemi di salute

Il Terminale non presenta particolari rischi per quanto riguarda aspetti inerenti alla sanità, se non pericolo di asfissia in caso di fuoriuscite in ambienti confinati/congestionati; infatti la principale sostanza trattata nell'impianto è il Gas Naturale, sostanza non tossica, né cancerogena.

Problemi noti di sanità sono legati ad infortuni sul lavoro nel suo termine più generale.

Per ulteriori dettagli, si rimanda alla consultazione delle Schede di Sicurezza riportate in **ALLEGATO I.2**, che contengono le proprietà chimico-fisiche e tossicologiche delle sostanze impiegate.

Incendi ed esplosioni

Per quanto riguarda la sicurezza, i problemi principali sono legati all'infiammabilità del gas naturale che può dare origine, in caso di rilascio, a fenomeni di incendio o esplosione che possono tuttavia verificarsi solamente in circostanze fisiche molto limitate. Infatti, il campo di infiammabilità del metano, principale componente del GNL, è compreso tra il 4,4% e il 15% in volume in una miscela d'aria, mentre l'auto-ignizione avviene solo a temperature molto elevate (superiori a 500 °C).

Inoltre, affinché una nube di gas naturale possa innescarsi, è necessaria la presenza di una sorgente di ignizione a elevata energia, come dimostrato da test sperimentali. Ad esempio, l'articolo "Tests and Studies on Pressurized LNG Leakage and Dispersion", SHU XIAOQIN, ZHAO XIN - China Huanqiu Contracting & Engineering (Beijing) Co. Ltd., presentato alla 19ª conferenza internazionale sul GNL tenutasi a Shanghai nel 2019, descrive alcune prove sperimentali dove non è stato possibile innescare i vapori di GNL utilizzando scintille elettriche, anche dopo svariati tentativi, ma si è dovuto ricorrere all'utilizzo di una griglia a carbone. Anche in questo modo, tuttavia, sono serviti diversi minuti prima che la nube si innescasse; prima dell'innescamento, sono stati osservati solamente fenomeni di combustione locali intorno alla griglia, senza che la fiamma fosse in grado di propagarsi all'indietro verso la sorgente di rilascio del GNL.

In generale, in funzione della fase rilasciata (liquida o vapore) possono instaurarsi i seguenti scenari incidentali (si vedano anche le descrizioni riportate nella "Guida tecnica di prevenzione incendi per l'analisi dei progetti di impianti di stoccaggio di GNL di capacità superiore a 50 tonnellate" della Direzione Centrale Prevenzione e Sicurezza Tecnica del CNVVF).





- Rilasci in fase liquida (GNL)

In caso di rilascio in fase liquida, il primo effetto che si presenta è la vaporizzazione istantanea di una parte del GNL fuoriuscito (flash), se mantenuto a temperatura superiore a quella di ebollizione a pressione atmosferica, per effetto dell'espansione dalle condizioni di processo alla pressione atmosferica. Il fenomeno del flash è tanto più significativo quanto maggiore è la differenza tra la temperatura a cui il GNL si trova all'interno della sezione interessata dal rilascio e la temperatura di equilibrio alla pressione atmosferica (temperatura di ebollizione) e, nel caso del GNL (temperature di poco superiori alla temperatura di ebollizione), la frazione di GNL che vaporizza per flash risulta in generale estremamente contenuta.

Relativamente alla quota parte di GNL che non vaporizza istantaneamente (flash) si possono presentare tre diversi casi:

1. Getto liquido stabile: se il liquido si trova al di sotto del punto di ebollizione alla pressione ambiente e fuoriesce come un getto di liquido intatto. In questo caso, il getto liquido riceve poco calore dall'aria circostante e ci si può aspettare che rimanga tutto liquido fino a quando non incontra una superficie, formando una pozza che, in presenza di innesco, originerà un Pool Fire. In assenza di innesco, il gas naturale tenderà a evaporare per scambio termico sia con la superficie su cui si è accumulato, sia con l'aria ambiente, formando una nube che si disperderà in atmosfera e che, in presenza di una sorgente di innesco ritardata, darà luogo a un Flash Fire o, in presenza di aree congestionate o confinate, a una UVCE;
2. Getto meccanicamente frammentato: se il liquido è al di sotto del punto di ebollizione alla pressione ambiente e fuoriesce come uno spruzzo di goccioline (spray). In questo caso il GNL non vaporizzato istantaneamente tenderà a evaporare per effetto dello scambio termico con l'atmosfera, prima di toccare il suolo. La quota parte che evapora è funzione, principalmente, dei seguenti fattori:
 - Condizioni ambientali: temperatura elevata, condizioni di elevata velocità del vento e condizioni atmosferiche turbolente favoriscono l'evaporazione.
 - Frazionamento del getto: quanto più piccola è la dimensione delle gocce (ovvero, quanto maggiore è il rapporto tra superficie e volume delle gocce), quanto maggiore sarà il rateo di evaporazione.
Il frazionamento meccanico del getto è favorito dalle pressioni più elevate e dalle dimensioni del foro più piccole.
 - Turbolenza del getto: se la pressione è elevata, le gocce che si formano nel jet vengono sostenute in aria dalla forte turbolenza del getto.





- Quota di rilascio: quanto maggiore è la quota a cui viene rilasciato il GNL, tanto maggiore sarà il tempo che intercorre prima che le gocce tocchino terra e, quindi, tanto maggiore sarà la quantità di GNL evaporata.

La quota parte di GNL che non è vaporizzato istantaneamente (flash) e non è evaporato prima di toccare il suolo, prende il nome di “rain-out” e contribuisce alla formazione di una pozza di liquido sul terreno.

Gli scenari incidentali che possono presentarsi in caso di rilascio di GNL in forma di spruzzo di goccioline (spray) sono, quindi, i seguenti:

- In presenza di una sorgente di innesco immediata, la frazione di GNL vaporizzata (flash più evaporazione delle gocce per scambio termico con l’aria atmosferica) può generare un Jet Fire. Una volta formato, il calore sviluppato dal Jet Fire contribuirà in modo importante all’evaporazione del GNL che continua a fuoriuscire, oltre a generare una maggiore turbolenza, entrambe condizioni favorevoli per sostenere il Jet Fire stesso.
 - Pool Fire, in caso di innesco della pozza formatasi per effetto del rain-out.
 - Dispersione del gas naturale (flash più evaporazione delle gocce per scambio termico con l’aria atmosferica più evaporazione dalla pozza formatasi per effetto del rain-out), con formazione di una nube infiammabile che, in presenza di una sorgente di innesco ritardato, può originare un Flash Fire o, in presenza di aree congestionate o confinate, una VCE o una UVCE.
3. Getto bifase: se il liquido è contenuto a una pressione significativa, maggiore della pressione atmosferica, e la sua temperatura è superiore al punto di ebollizione alla pressione atmosferica. Rispetto ai casi precedenti, la frazione di rain-out risulta minore e, pertanto, il rischio connesso allo sviluppo di Pool Fire risulta meno significativo. Al contrario, a parità di portata rilasciata, un eventuale Jet Fire presenterà conseguenze più severe.
- Rilasci in fase gas (GN)

Gli eventi conseguenti potrebbero essere:

- Jet Fire, in presenza di innesco immediato;
- Dispersione del gas naturale, con formazione di nube infiammabile che, in presenza di una sorgente di innesco ritardato, può originare un Flash Fire o, in presenza di aree congestionate o confinate, una VCE o una UVCE.

La probabilità che l’innesco di una nube di gas infiammabile determini un’esplosione di nube anziché un Flash Fire, dipende essenzialmente dalla geometria del luogo ove la nube si estende e dalla massa nei limiti di infiammabilità.





- Roll-over

Un fenomeno caratteristico del GNL è rappresentato dal “Roll-Over” o “Basculamento”. Il fenomeno del rollover si può verificare in un serbatoio di stoccaggio di GNL a causa di una mancata miscelazione di prodotto fresco con il prodotto già presente, a cui consegue la formazione di due strati a diversa densità. Tale stratificazione, a causa degli scambi di calore tra il serbatoio e l’ambiente esterno, può comportare un rimescolamento brusco delle due masse, con una rapida produzione di vapore e conseguente rapido aumento di pressione. Questo fenomeno è molto noto nell’industria del GNL ed è testimoniato da un evento accaduto a Panigaglia (SP) nel 1971, che ha comportato il rilascio (non innescato) in atmosfera di gas naturale attraverso la valvola di sicurezza e il vent.

I serbatoi di GNL sono oggi progettati con una serie di precauzioni che consentono di rendere marginale il rischio connesso al fenomeno del roll-over. In particolare:

- Riempimento dei serbatoi: sono previste, per ciascuna tanica, immissioni di liquido sia sul fondo, sia nella parte più alta.
- Monitoraggio del Boil Off Gas: i serbatoi di stoccaggio del GNL saranno equipaggiati con un sistema di regolazione della pressione che agisce direttamente sui sistemi di gestione del BOG. Saranno inoltre presenti su ciascun serbatoio sistemi tra di loro indipendenti per la messa in sicurezza in caso di aumenti incontrollati di pressione (PSD per massima pressione, PSV).
- Misura della temperatura / densità lungo la verticale del serbatoio: I serbatoi di stoccaggio del GNL saranno equipaggiati con sonde di temperatura a diverse altezze e misuratori di densità.
- Ricircolo (per cooling down): Il ricircolo del GNL all’interno di ciascun serbatoio di stoccaggio sarà garantito dalle pompe di ricircolo (“Spray/stripping pumps”).

Sulla base delle precauzioni previste dal progetto, la possibilità del fenomeno di roll-over risulta remota: si rimanda tuttavia al paragrafo C.4 per ulteriori considerazioni.

In ogni caso, i sistemi di protezione contro la sovrappressione nei serbatoi di stoccaggio (PSV) sono stati dimensionati per proteggere dal cedimento strutturale degli stessi.





- Rapid Phase Transition (RPT)

Un altro fenomeno teoricamente possibile presso impianti che trattano GNL è la Transizione Rapida di Fase, che consiste in un fenomeno fisico di rapido cambiamento di fase del GNL, qualora questo venga a contatto con l'acqua.

Come riportato nella linea guida emessa dalla Direzione Centrale Prevenzione e Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco "Guida tecnica di prevenzione incendi per l'analisi dei progetti di impianti di stoccaggio di GNL di capacità superiore a 50 tonnellate", anche se intensamente studiate nei laboratori, le transizioni rapide di fase derivanti dal contatto di GNL con acqua sono state rare e con conseguenze limitate alla zona ove è avvenuto lo sversamento.

Considerato quanto sopra, si ritiene che un eventuale fenomeno di RPT abbia conseguenze comunque limitate alla zona del rilascio e, come mostrato dai fenomeni di RPT accaduti, non in grado di causare danni gravi ed effetti domino e, pertanto, non è stato preso in considerazione nell'Analisi di Rischio di incidenti rilevanti.

Si rimanda al paragrafo C.4.1.1.9 per ulteriori considerazioni.

C.1.2 Esperienza storica relativa a incidenti

L'analisi statistica degli eventi incidentali già occorsi nell'impiego di una determinata sostanza e su impianti simili fornisce sempre un utile strumento cognitivo per l'identificazione dei rischi e per l'implementazione di efficienti misure di sicurezza atte a prevenirli.

L'industria del GNL, con tutta la sua filiera, non è una tecnologia innovativa; il gas naturale liquefatto è prodotto, manipolato, stoccato e distribuito in sicurezza da tantissimi anni e l'industria del GNL sebbene abbia, come tutte, riscontrato eventi incidentali, presenta ottimi precedenti in tutto il mondo per quanto riguarda la sicurezza. L'incredibile record di sicurezza detenuto dal settore GNL, se paragonato alle raffinerie e ad altri impianti petrolchimici, sta nel fatto che, ad eccezione dell'evento incidentale di Cleveland del 1944, tutti gli infortuni o decessi correlati a questa industria, sono stati sempre limitati all'interno degli impianti. Inoltre, non si sono mai verificati incidenti mortali nel settore del trasporto via nave¹. Rilasci di vapori di GNL e incendi non devastanti si sono verificati nel corso della storia, ma gli impatti sono stati sempre limitati all'interno degli stessi impianti e le emergenze sono sempre state prontamente gestite dal personale addetto.

Gli incidenti verificatisi sono stati analizzati allo scopo di trarne indicazioni e prendere provvedimenti mirati alla eliminazione delle cause o alla riduzione della probabilità di accadimento di eventi analoghi.

¹ CH IV International, *The LNG Specialist, Safety History of International LNG Operations*, Hanover, Maryland, USA, December 2006. Technical Document TD-02109. www.CH-IV.com.





C.1.2.1.1 Analisi storica esterna da banca dati FACTS

Per l'analisi dell'esperienza storica esterna è stata consultata la banca dati FACTS, acronimo di "Failure and Accidents Technical information System"; si tratta di un database di incidenti che contiene informazioni su più di 25.700 incidenti industriali che coinvolgono sostanze o merci pericolose che si sono verificati in tutto il mondo nel corso degli ultimi 90 anni, sviluppato dall'olandese TNO Industrial and External Safety e mantenuto da Unified Industrial & Harbour Fire Department di Rotterdam-Rozenburg.

Si riportano di seguito i 57 incidenti più significativi, assimilabili alle condizioni operative del presente progetto, in cui è prevista la presenza di GNL.

Si sottolinea che l'analisi comprende anche tipologie di incidenti non pertinenti all'installazione in esame in quanto relativi ad apparecchiature che non saranno presenti nel Terminale o al trasporto su strada.

Fase Attività	n.	Anno	Paese	Descrizione
Stoccaggio	1	2014	USA	L'esplosione di un vessel ha causato la rottura di un serbatoio criogenico con rilascio di GNL
	2	2009	CN	Un blocco di rinforzo in rete di acciaio è caduto su un serbatoio di GNL in costruzione
	3	1997	GB	Rilascio di gas naturale dal serbatoio GNL durante la modifica al tetto del serbatoio per l'installazione di un densitometro
	4	1997	GB	Rilascio di GNL a causa della rottura di una guarnizione
	5	1989	GB	Rilascio di GNL a causa del raffreddamento di una tubazione e successiva ignizione nel bruciatore
	6	1983	USA	Incendio in seguito alla rottura di un serbatoio di sovratensione di GNL a causa di una sovrappressione idraulica
	7	1983	USA	Rilascio di GNL
	8	1979	USA	Esplosione dovuta al rilascio di GNL su un circuito elettrico per perdita da una pompa
	9	1978	UAE	Rilascio di GNL da due serbatoi
	10	1973	GB	In seguito ad una modifica il serbatoio risultava più leggero rispetto al precedente, questo ha causato stratificazione, ribaltamento e rilascio di GNL tramite valvole
	11	1973	USA	Esplosione di un serbatoio di GNL
	12	1944	USA	Esplosione e incendio di serbatoi di GNL





Fase Attività	n.	Anno	Paese	Descrizione
Processo	13	2009	USA	Un'autocisterna di GNL è entrata in un edificio non idoneo per i lavori di manutenzione e ha causato un'esplosione
	14	2004	DZ	Esplosione causata dalla rottura catastrofica di uno scambiatore di calore
	15	1985	USA	Incendio causato dal rilascio di GNL da un vessel per la rottura di una piastra di riparazione
	16	1984	USA	Esplosione causata da un guasto al drenaggio
	17	1983	RI	Esplosione causata dal blocco di una valvola sulla linea di blowdown
	18	1981	USA	Esplosione in un impianto di compressione
	19	1972	CDN	Esplosione in un impianto di liquefazione di GNL
	20	1966	D	Esplosione causata dalla rottura della linea di aspirazione di un compressore
Trasporto (strada)	21	2011	AUS	La valvola limitatrice di un'autocisterna si è aperta causando rilascio di GNL
	22	2011	E	Autocisterna trasportante GNL si è schiantata contro un autocarro causando incendio
	23	2008	CN	Esplosione causata dal rilascio di GNL da una saldatura
	24	2008	USA	Rilascio di GNL a causa del ribaltamento di un'autocisterna
	25	2007	CN	Serbatoi di GNL esplosi a causa dell'incendio di un furgone
	26	2006	USA	Rilascio di GNL da un'autocisterna a causa di una collisione tra veicoli
	27	2005	USA	Incendio causato dalla perdita di GNL da un'autocisterna
	28	2003	USA	Ribaltamento di un furgone che trasportava GNL
	29	2002	E	Un'autocisterna contenente GNL si è ribaltata causando un'esplosione
	30	1998	USA	Ribaltamento di un'autocisterna ha causato un incendio
	31	1993	USA	Autocisterna trasportante GNL ribaltata
Trasporto (piping)	32	2012	ADN	Un attacco terroristico a una condotta di GNL ha causato un incendio
	33	2005	WAN	Una perdita da una condotta innescata da un incendio ha causato un'esplosione
	34	1995	J	Incendio causato dalla rottura di una condotta a causa di una frana
	35	1992	USA	Una ruspa ha rotto due tubazioni causando il rilascio di GNL
	36	1980	DZ	Rottura di due condotte
	37	1979	USA	Un rimorchiatore ha rotto una condotta causando un'esplosione
	38	1973	USA	Rottura di una condotta di GNL a causa di riparazioni inadatte ha causato un'esplosione





Fase Attività	n.	Anno	Paese	Descrizione
Navigazione	39	2012	QA	Durante la manutenzione della boa di ormeggio con un rimorchiatore si è verificata un'esplosione
	40	2008	USA	Un trasportatore GNL ha perso potenza per un malfunzionamento della pompa di alimentazione della caldaia e si è spostato verso la costa
	41	1999	TT	Un trasportatore GNL ha avuto un guasto al motore e ha danneggiato un molo
	42	1982	P	L'incendio nella sala macchine della petroliera GNL ha causato l'affondamento
	43	1980	J	Incaglio di una nave cisterna di GNL
	44	1979	G.MEX	Incaglio di una nave cisterna di GNL
	45	1979	G.MEX	Foro nell'isolamento di una nave cisterna di GNL
	46	1979	MEDIT	Incaglio di una nave cisterna di GNL
	47	1979	ATLANTIC	Esplosione del motore di una nave cisterna di GNL
	48	1978	---	Incaglio di una nave cisterna di GNL
Trasbordo	49	2010	AUS	Rilascio di GNL durante il caricamento di una nave cisterna al Terminale
	50	2008	B	Un fulmine ha colpito una tubazione di una nave cisterna di GNL causando un incendio
	51	2006	HKJ	Durante lo scarico un tubo dell'autocisterna è esploso provocando un incendio sul pontile
	52	2002	USA	Durante lo scarico di GNL da un'autocisterna, il conducente ha colpito la tubazione provocando il rilascio di GNL e successiva esplosione
	53	1980	RP	Trasferimento del carico di GNL da una petroliera a una nave cisterna
	54	1979	USA	Rilascio di GNL per rottura del ponte di una nave cisterna durante lo scarico
	55	1976	EC	Esplosione di un serbatoio durante lo scarico di GNL per cortocircuito
	56	1971	I	Rilascio di GNL dalle valvole di sicurezza di un serbatoio a causa di una sovrappressione durante lo scarico
	57	1965	GB	Incendio causato dal rilascio di GNL da un serbatoio durante lo stoccaggio

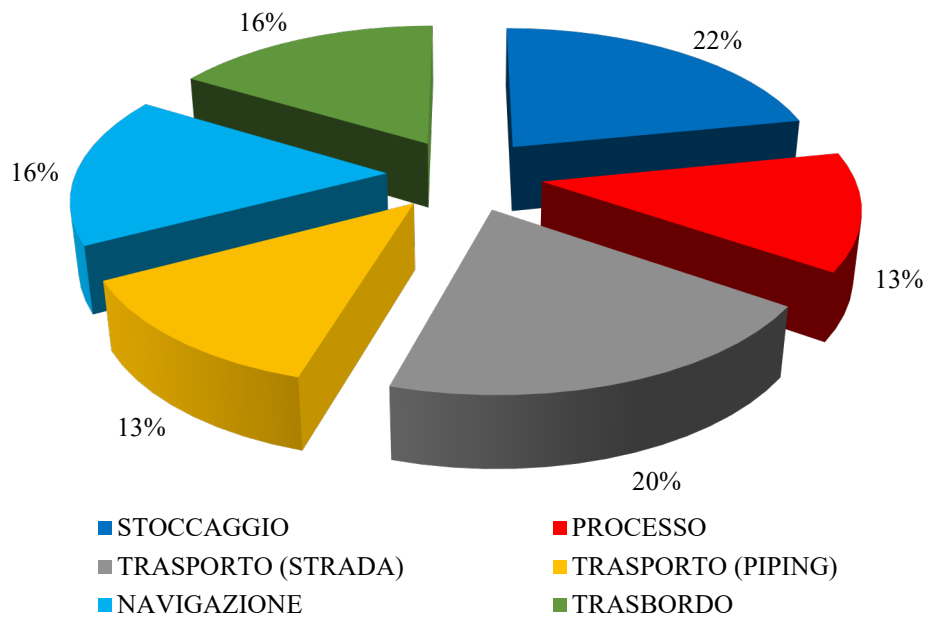
Tabella 11 - Eventi incidentali da banca dati FACTS





La maggior parte degli incidenti legati al GNL è attribuibile allo stoccaggio e al trasporto su strada, come si evince dal seguente grafico.

EVENTI INCIDENTALI GNL



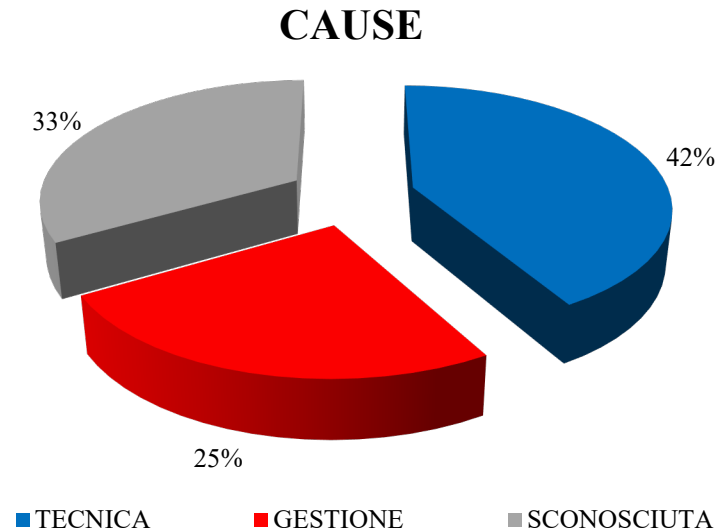
Si riporta di seguito un dettaglio delle cause e delle conseguenze degli incidenti per le diverse categorie individuate.



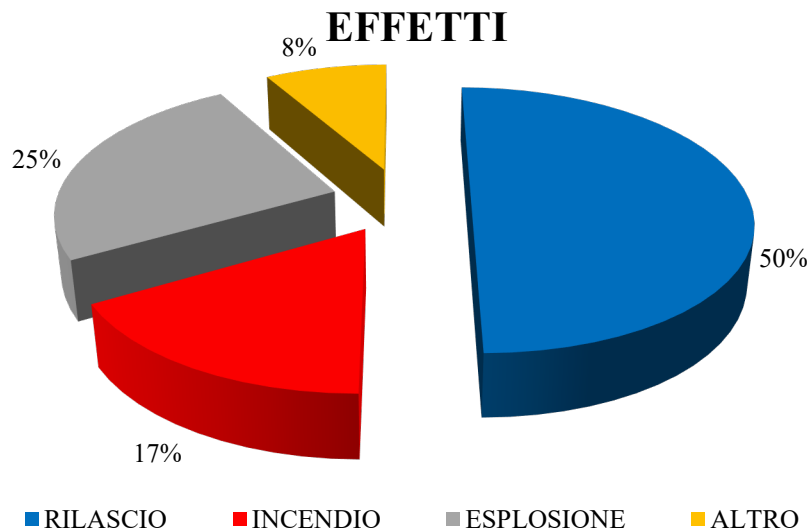


STOCCAGGIO

Sono stati individuati n. 12 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante le fasi di stoccaggio.



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti durante le fasi di stoccaggio, le cause principali sono riconducibili ad anomalie tecniche.



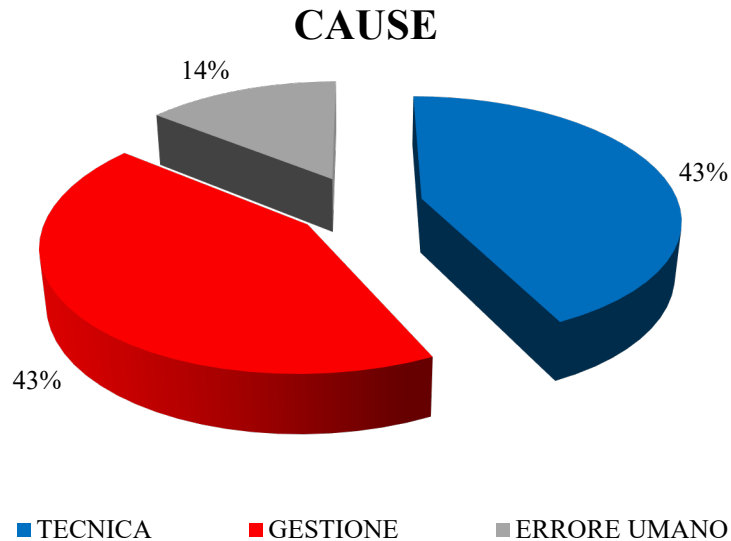
Gli effetti si suddividono in rilascio (50%), esplosione (25%), incendio (17%) e altro (8%).



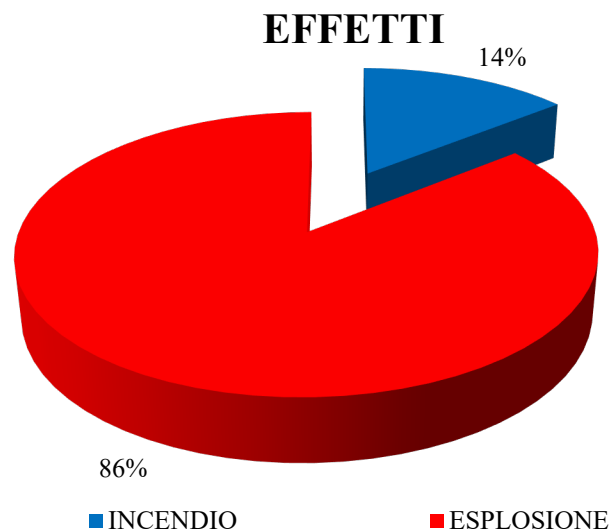


PROCESSO

Sono stati determinati n. 7 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante le fasi di processo.



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti durante le fasi di processo, le cause principali sono riconducibili alla gestione e ad anomalie tecniche.



Gli effetti si suddividono in esplosione (86%) e incendio (14%).

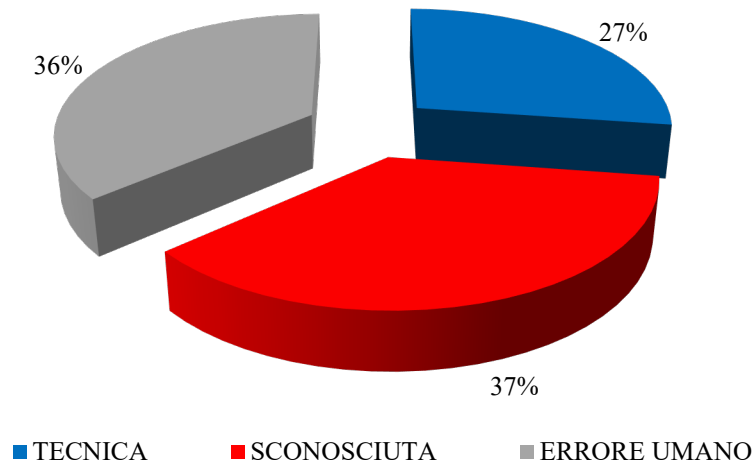




TRASPORTO SU STRADA

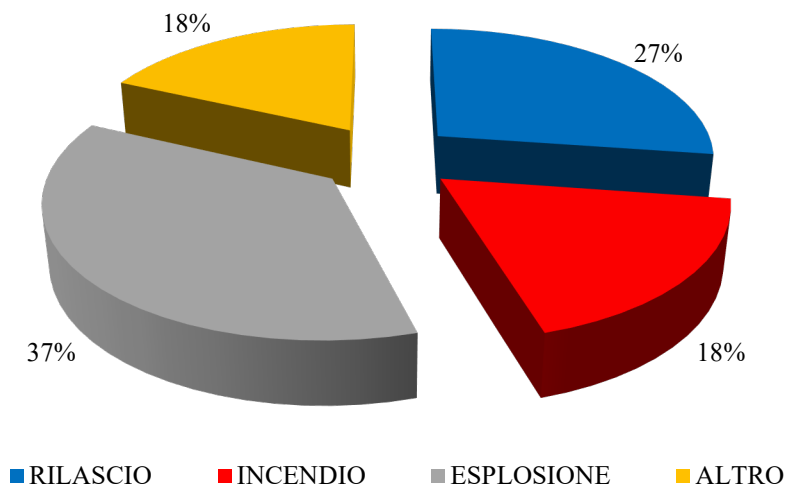
Sono stati determinati n. 11 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante il trasporto su strada.

CAUSE



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti coinvolgenti la sostanza in esame durante il trasporto su strada, le cause principali sono riconducibili ad eventi sconosciuti o all'errore umano.

EFFETTI



Gli effetti si suddividono in rilascio (27%), esplosione (37%), incendio (18%) e altro (18%).

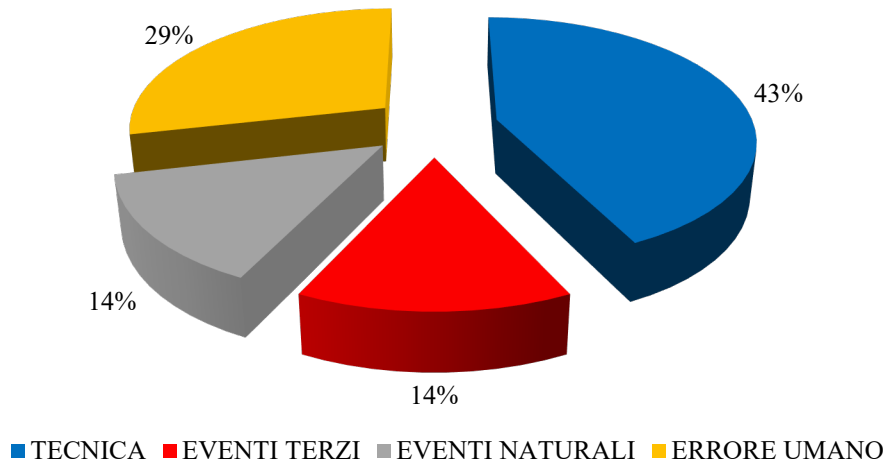




TRASPORTO IN PIPING

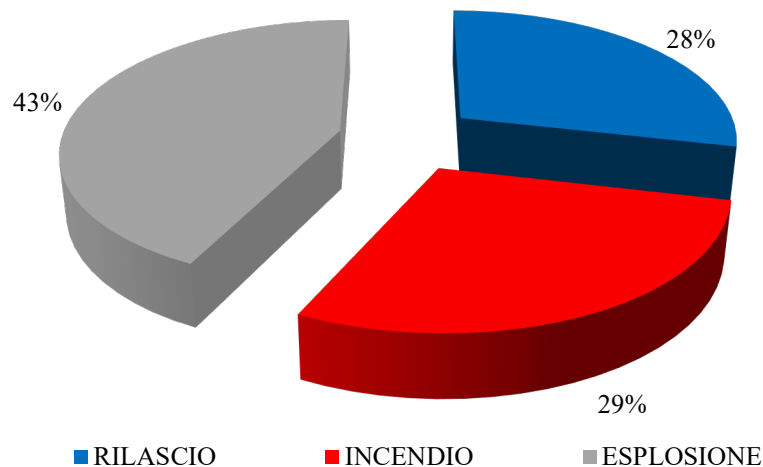
Sono stati determinati n. 7 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante le fasi di trasporto in piping.

CAUSE



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti coinvolgenti la sostanza in esame durante le fasi di trasporto in piping, le cause principali sono riconducibili ad errori tecnici.

EFFETTI



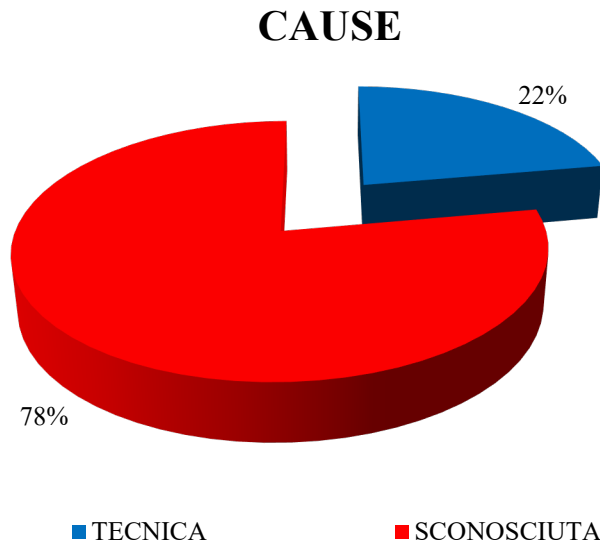
Gli effetti si suddividono in rilascio (28%), esplosione (43%), incendio (29%) e altro (8%).



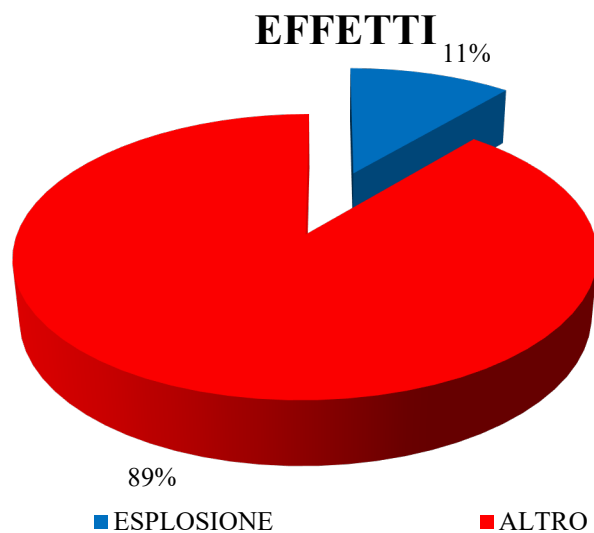


NAVIGAZIONE

Sono stati determinati n. 9 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante le fasi di navigazione.



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti coinvolgenti la sostanza in esame durante le fasi di navigazione, le cause principali sono sconosciute.



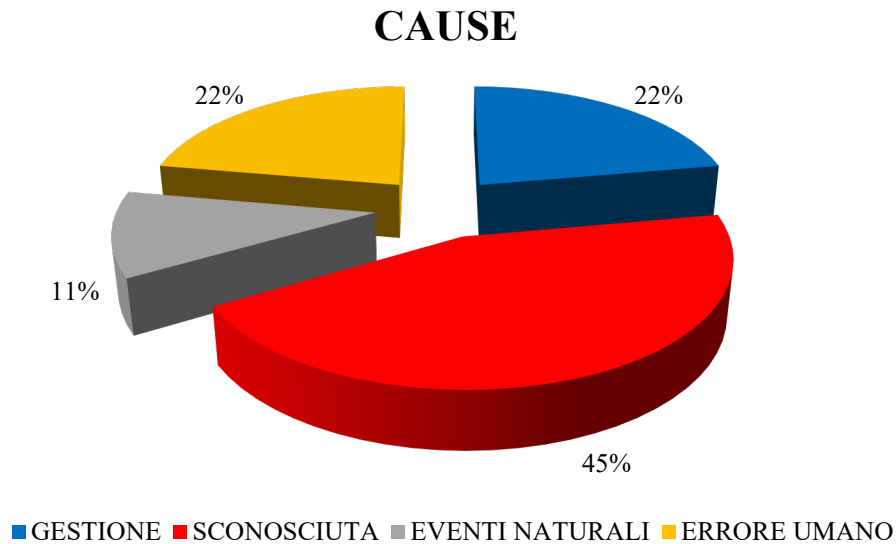
Gli effetti si suddividono in esplosione (89%) e altro (11%).



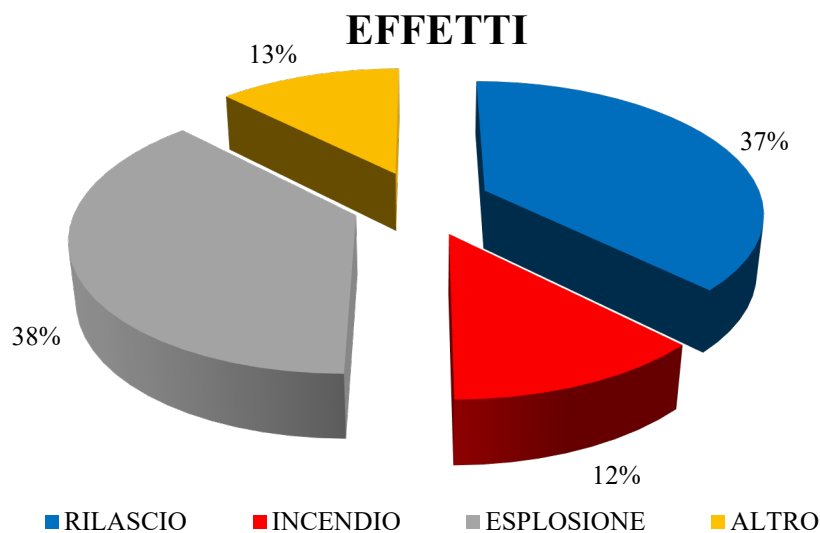


TRASBORDO

Sono stati determinati n. 9 casi d'incidenti accaduti in tutto il mondo durante le fasi di trasbordo.



Dal grafico precedente si osserva che per quanto riguarda gli incidenti coinvolgenti la sostanza in esame durante le fasi di trasbordo, le cause principali sono sconosciute.



Gli effetti si suddividono in rilascio (37%), esplosione (38%), incendio (12%) e altro (13%).





C.1.2.1.2 *Analisi storica esterna da banca dati eMARS*

Al fine di considerare anche gli eventi storici avvenuti dopo il 2013 si è ritenuto utile completare la trattazione dell'analisi storica esterna con gli eventi disponibili all'interno del sistema di segnalazione degli incidenti rilevanti o "Major Accident Reporting System" - MARS (successivamente ribattezzato eMARS da quando è fruibile online); tale sistema è stato istituito per la prima volta dalla direttiva Seveso 82/501/CEE nel 1982 ed è tuttora in uso dopo le revisioni della direttiva. Lo scopo dell'eMARS è quello di facilitare lo scambio di lezioni apprese da incidenti e quasi incidenti che coinvolgono sostanze pericolose al fine di migliorare la prevenzione degli incidenti chimici e la mitigazione delle potenziali conseguenze.

Il database eMARS contiene rapporti di incidenti chimici e quasi incidenti forniti all'Ufficio per i rischi di incidenti rilevanti (Major Accident Hazards Bureau - MAHB) del Centro comune di ricerca (JRC) della Commissione europea dai paesi UE, SEE, OCSE e UNECE (ai sensi della Convenzione TEIA). La segnalazione di un evento in eMARS è obbligatoria per gli Stati membri dell'UE quando è coinvolto uno stabilimento Seveso e l'evento soddisfa i criteri di un "incidente grave" come definito dall'Allegato VI della Direttiva Seveso III (2012/18/UE). Per i paesi OCSE e UNECE non UE, la segnalazione degli incidenti al database eMARS è volontaria. Le informazioni sull'evento segnalato sono inserite in eMARS direttamente dall'autorità ufficiale di segnalazione del paese in cui si è verificato l'evento.

Si riportano di seguito alcuni grafici basati sui dati estratti dal sistema eMARS.

Si osserva che il database eMARS non restituisce ad oggi risultati per la ricerca delle seguenti parole chiave: Floating Storage and Regassification Unit (FSRU), FSRU, floating LNG, Floating Production Storage and Offloading Unit (FSPO).

La tipologia di impianto oggetto del presente Rapporto Definitivo di Sicurezza storicamente non è stata coinvolta in alcun incidente rilevante.

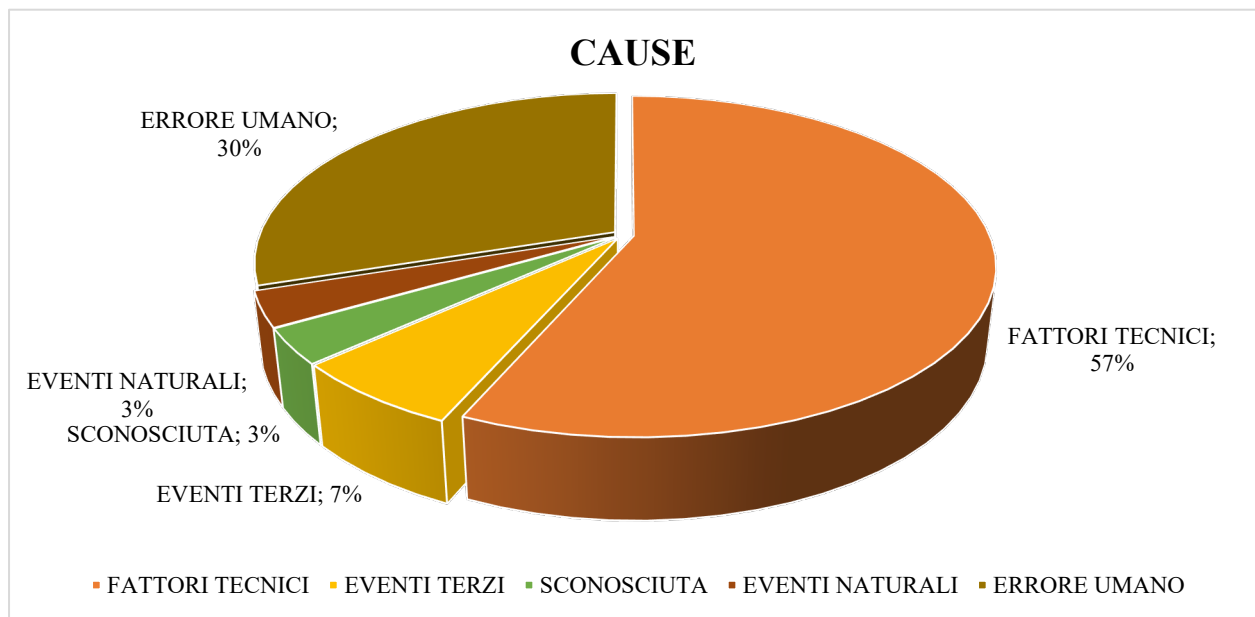
Nel database sono stati registrati 27 eventi classificati come Major Accident che hanno riguardato il settore del GNL.





Le principali cause di incidente sono riconducibili a problematiche di natura tecnica o all'errore umano, come mostrato dalla seguente tabella.

TIPOLOGIA	n.	%
FATTORI TECNICI	17	57%
EVENTI TERZI	2	7%
SCONOSCIUTA	1	3%
EVENTI NATURALI	1	3%
ERRORE UMANO	9	30%



Con l'analisi dettagliata delle cause di incidente è possibile individuare le azioni correttive più efficaci sia nella fase di progettazione che nella fase di manutenzione dell'impianto. Nelle tabelle riportate nel seguito le origini degli eventi sono sviluppate e descritte con maggior dettaglio, individuando per ciascuna delle tipologie, di incidente di cui alla tabella precedente, le cause prime.





FATTORI TECNICI (cause riconducibili a guasti propri dell'impianto)	n.	%	PROCESSO	MOVIMENTAZIONE
Malfunzionamento strumentazione (valvole, trasmettitori...)	3	18%	1	2
Guasto elettrico	1	6%	1	0
Deviazione dalle condizioni operative del processo	3	18%	0	3
Mancata tenuta sistemi di sicurezza	1	6%	0	1
Perdita da accoppiamento flangiato/flangia	3	18%	1	2
Perdita da tubazione/apparecchiatura (anche corrosione)	6	35%	0	6

EVENTI TERZI	n.	%	PROCESSO	MOVIMENTAZIONE
Incendio	1	50%	1	0
Mancanza di elettricità	0	0%	0	0
Vandalismo/sabotaggio/terrorismo	1	50%	0	1

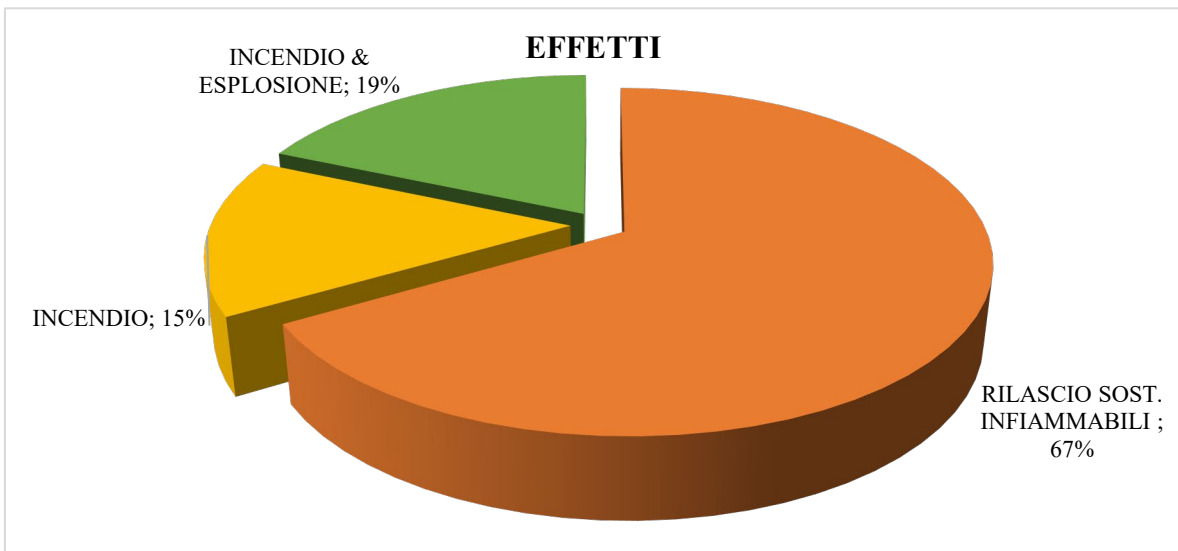
EVENTI NATURALI	n.	%	PROCESSO	MOVIMENTAZIONE
Freddo	0	0%	0	0
Caldo	0	0%	0	0
Vento	1	100%	1	0
Temporale	0	0%	0	0
Terremoto	0	0%	0	0
Inondazione	0	0%	0	0
Fulmine	0	0%	0	0

ERRORE UMANO	n.	%	PROCESSO	MOVIMENTAZIONE
Errata progettazione	3	33%	1	2
Errore durante la fase di manutenzione	2	22%	1	1
Errore durante la fase di riempimento	1	11%	1	0
Errore durante la fase di avviamento	1	11%	1	0
Errore durante operazioni generiche	2	22%	1	1





Lo studio di tali eventi conferma quanto già emerso dall'analisi della banca dati FACTS ovvero mostra che la maggior parte degli incidenti verificatisi nelle attività con GNL è legata all'infiammabilità dei prodotti trattati e ha generato eventi incidentali quali esplosioni e incendi. Si osserva tuttavia che la principale conseguenza (67%) degli eventi analizzati è costituita dal rilascio di sostanze infiammabili senza ulteriori conseguenze.

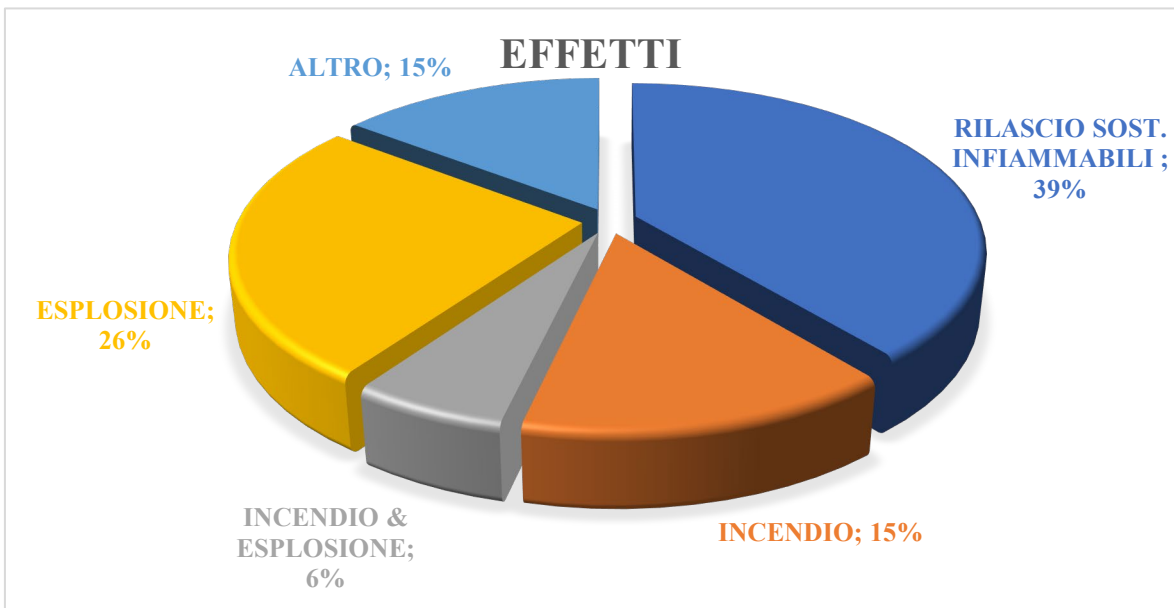
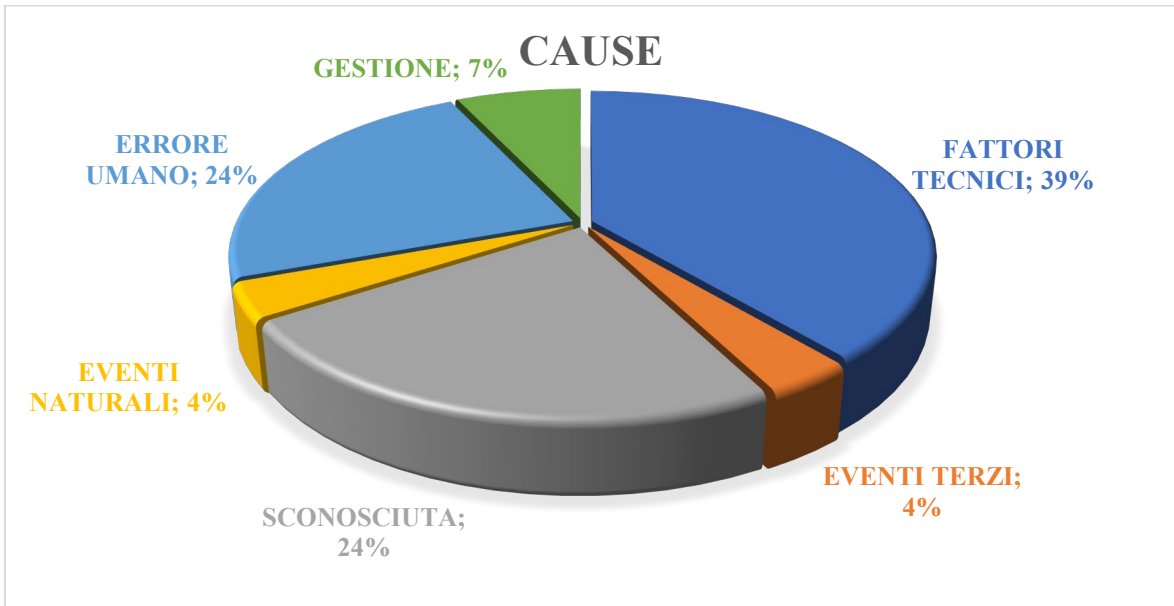


C.1.2.1.3 Conclusioni da Analisi storica esterna

I grafici seguenti offrono un confronto tra le principali cause degli incidenti emerse dall'analisi delle due banche dati FACTS e e-MARS e le corrispondenti conseguenze.

Il confronto conferma che le principali cause di incidente nelle attività dell'industria del GNL sono riconducibili a problematiche di natura tecnica o all'errore umano.







Alla luce della precedente analisi, è possibile individuare una serie di accorgimenti e precauzioni al fine della prevenzione degli incidenti.

Tali accorgimenti possono essere riassunti come segue:

- Addestramento specifico del personale operante sugli impianti e del personale esterno;
- Adeguata manutenzione e controllo della strumentazione, delle tubazioni e delle apparecchiature degli impianti;
- Idonea scelta dei materiali, del tipo di valvole e di accoppiamenti flangiati;
- Adeguate procedure per le operazioni sia di manutenzione che di processo;
- Progettazione ed esecuzione secondo norme e standard di qualificazione internazionale.

Si osserva che i suddetti accorgimenti saranno interamente adottati presso il Terminale.





C.2 REAZIONI INCONTROLLATE

C.2.1 Reazioni fortemente esotermiche e/o difficili da controllare

Nel Terminale non avverrà alcuna reazione chimica, ma unicamente attività connesse al trasferimento del GNL e alla sua rigassificazione.

Non è quindi ipotizzabile lo sviluppo di reazioni incontrollate, né fortemente esotermiche e/o difficili da controllare.

C.3 EVENTI METEOROLOGICI, GEOFISICI, METEOMARINI, CERAUNICI E DISSESTI IDROGEOLOGICI

C.3.1 Condizioni meteorologiche prevalenti

La situazione meteoroclimatica della centralina di “Savona – Istituto Nautico” scelta come riferimento per il nuovo stabilimento è riportata nella seguente tabella aggiornata alla data di Aprile 2023, ricavata dal portale delle banche dati Regione Liguria

(<http://www.banchedati.ambienteinliguria.it/index.php/aria/meteo>),

elaborati da ARPAL (Agenzia Regionale per la Protezione dell’Ambiente Ligure):

Stazione INASV (Savona – Istituto Nautico) Situazione climatica della stazione a partire dal 03/2001 Fonte: Banche dati Regione Liguria		
Giorno più freddo	05/02/2012	Temperatura media (°C): -2.2
Temperatura più bassa (°C)	-4	Giorno: 06/02/2012
Anno più freddo	2010	Temperatura media (°C): 15
Giorno più caldo	07/08/2015	Temperatura media (°C): 32.2
Temperatura più alta (°C)	37.3	Giorno: 08/08/2015
Anno più caldo	2022	Temperatura media (°C): 17.8
Massima intensità del vento (m/s)	15.2	Giorno: 29/10/2018
Massima raffica (m/s)	35.6	Giorno: 05/05/2019
Massima precipitazione in 24 ore (mm)	303.8	Giorno: 24/11/2019
Giorno più piovoso	15/11/2014	Precipitazione cumulata (mm): 227.6
Anno più piovoso	2014	Precipitazione cumulata (mm): 1493.2
Anno più secco	2007	Precipitazione cumulata (mm): 427.8

In **ALLEGATO C.3.1-A** sono disponibili dati meteorologici per gli anni dal 2018 al 2022:

- Report meteorologici mensili elaborati da ARPA Liguria e disponibili al sito <https://www.arpal.liguria.it/>.
- Report grafici annuali su velocità e direzione del vento basati sui rapporti METAR dell’Aeroporto di Genova e rose dei venti ricavati dal sito della Rete Mareografica Nazionale (RMN) del Servizio Mareografico Nazionale dell’ISPRA per le centraline di Genova e di Imperia.





C.3.2 Cronologia degli eventi geofisici, meteo marini, ceraunici e dei dissesti idrogeologici

C.3.2.1.1 *Terremoti*

Relativamente alla classificazione sismica, l'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri No. 3519 del 28 Aprile 2006 ha fornito alle Regioni uno strumento per la classificazione del proprio territorio, introducendo degli intervalli di accelerazione (a_g), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire a quattro zone sismiche in cui è stata divisa l'Italia.

Zona sismica	Descrizione (Classificazione INGV)	Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (a_g)	Accelerazione orizzontale massima convenzionale di ancoraggio dello spettro di risposta elastico (a_g)
1	È la zona più pericolosa. Possono verificarsi fortissimi terremoti	$a_g > 0,25$	0,35
2	In questa zona possono verificarsi forti terremoti	$0,15 < a_g \leq 0,25$	0,25
3	In questa zona possono verificarsi forti terremoti ma rari	$0,05 < a_g \leq 0,15$	0,15
4	È la zona meno pericolosa. I terremoti sono rari.	$a_g \leq 0,05$	0,05

Tabella 12 - Zone Sismiche e Accelerazioni Associate – Italia

Attualmente, la vigente suddivisione delle zone sismiche in Liguria è definita dalla dgr n. 216/2017, con l'aggiornamento dato dalla dgr n. 962/2018. In accordo alla classificazione sismica regionale, l'area di Vado Ligure (provincia di Savona) risulta in Zona 3. Nella seguente figura si riporta un estratto della mappa di classificazione regionale, disponibile in **ALLEGATO C.3.1-B** insieme alla mappa della classificazione sismica italiana, redatta dal Dipartimento della Protezione Civile e aggiornata al 31 Marzo 2023.



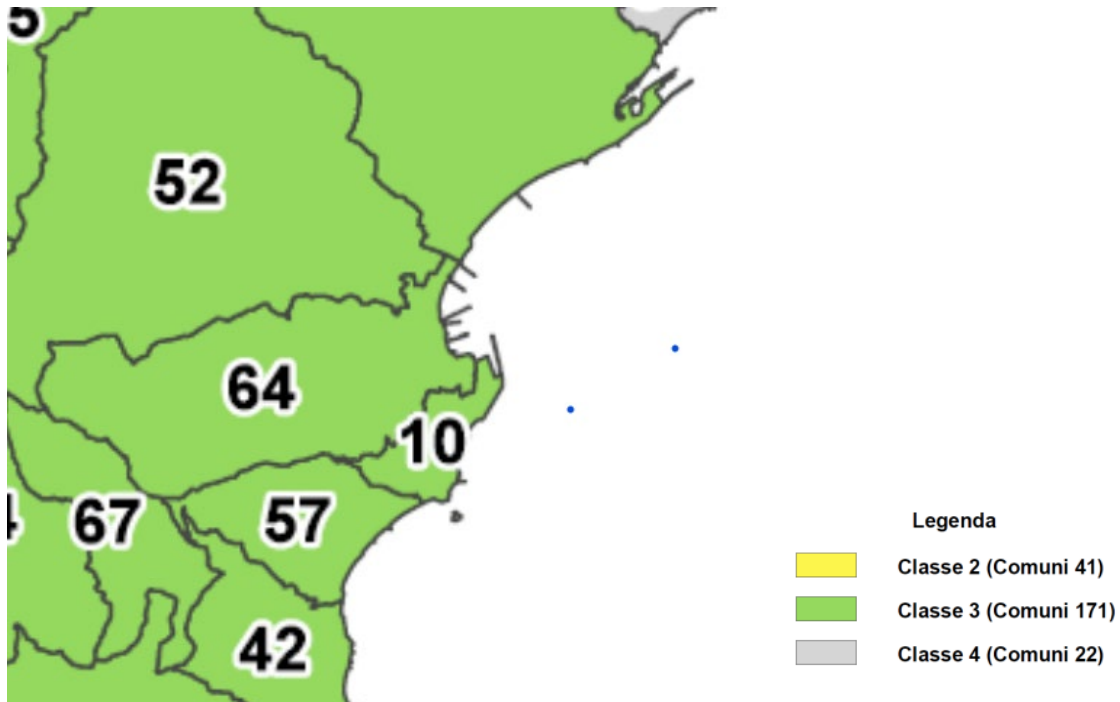


Figura 29 - Estratto classificazione sismica della Liguria– Comune di Vado Ligure (64)

È stata effettuata una ricerca di carattere storico sui fenomeni sismici registrati, sul database dell’Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV). La ricerca è stata centrata sul punto Charlie di coordinate UTM 32N 459410E, 4902580N / N44 16.52 E008 29,48 (WGS 84) e condotta su un raggio di 30 km.

Nel periodo Gennaio 1985 – Aprile 2023 sono stati individuati n. 333 eventi sismici di intensità superiore a 2.0 gradi della scala Richter, rappresentati nella seguente Figura 30. Focalizzando la ricerca sugli eventi con una magnitudo superiore a 3.0 gradi della scala Richter, valore limite al di sotto del quale la scossa non viene normalmente percepita dalla popolazione, il numero di eventi si riduce a 39.



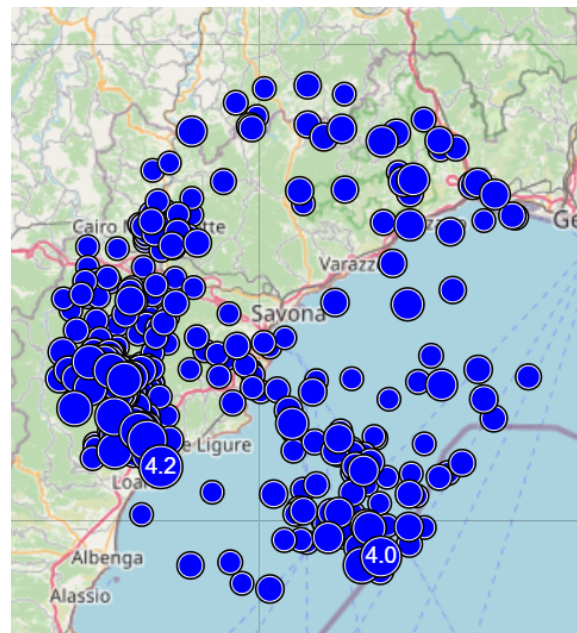


Figura 30 - Mappa dei terremoti entro 30 km dal punto Charlie (Fonte: INGV)

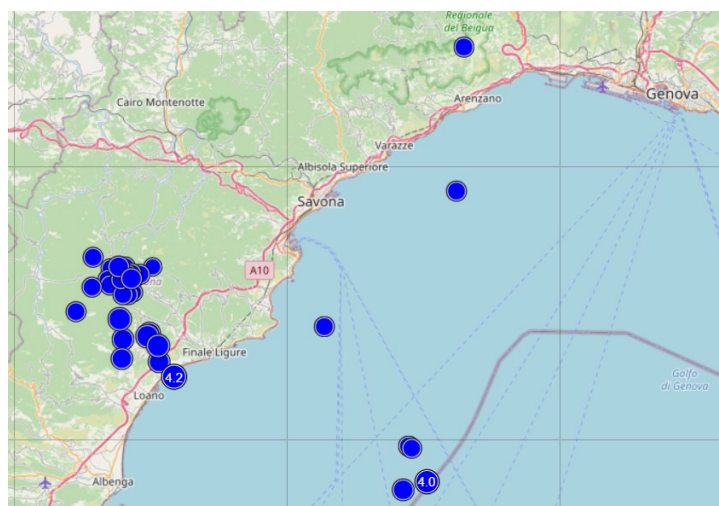


Figura 31: Mappa dei terremoti entro 30 km dal punto Charlie maggiori di Md 3 (Fonte: INGV)

Di seguito si riporta l'elenco di 39 eventi con una magnitudo superiore a 3.0 gradi della scala Richter.





Data	Profondità (km)	Magnitudo (Scala Richter)
14/04/1987	10.0	3.1
13/07/1993	7	3.1
13/07/1993	8	3.1
14/07/1993	7	3.4
15/07/1993	9	3.1
15/07/1993	5	3.7
15/07/1993	10	3.0
15/07/1993	10	3.0
15/07/1993	10	3.2
17/07/1993	5	3.8
17/07/1993	7	3.5
17/07/1993	8	3.2
17/07/1993	5	3.4
17/07/1993	7	3.4
17/07/1993	10	3.0
17/07/1993	10	3.0
17/07/1993	10	3.0
17/07/1993	10	3.5
17/07/1993	7	3.3
17/07/1993	10	3.5
17/07/1993	7	4.2
17/07/1993	5	3.7
17/07/1993	10	3.1
17/07/1993	10	3.1
20/07/1993	9	3.0
20/07/1993	10	3.2
25/07/1993	10	3.0
25/07/1993	10	3.2
09/08/1993	10	3.2
09/08/1993	10	3.1
17/12/1993	6	3.0
25/12/1993	4	3.1
25/12/1993	7	3.3
19/11/1994	5	3.1
25/11/1994	7	3.1
06/02/2001	14	4.0
29/01/2013	9	3.1
29/01/2013	8	3.2
03/04/2014	10	3.4





C.3.2.1.2 Rischio idrogeologico

In **ALLEGATO C.3.2** sono disponibili le mappe della pericolosità da frana e idraulica estrapolata dal sito ISPRA.

Con delibera n.26 del 20 dicembre 2021, la Conferenza Istituzionale permanente, ai sensi degli articoli 65 e 66 del d.lgs. 152/2006, ha adottato il primo aggiornamento del Piano di gestione del rischio di alluvioni 2021-2027 – secondo ciclo di gestione – del distretto idrografico dell’Appennino Settentrionale. Successivamente, il primo aggiornamento del Piano di gestione del rischio di alluvioni (PGRA 2021 – 2027) del distretto idrografico dell’Appennino Settentrionale è stato approvato, ai sensi degli articoli 65 e 66 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 con d.p.c.m. 1 dicembre 2022, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 31 del 7/02/2023. Il Distretto dell’Appennino Settentrionale racchiude al suo interno tutti i bacini liguri, i bacini toscani, il Reno, i bacini romagnoli e il Conca-Marecchia, fino a spingersi ai bacini marchigiani e al Bacino interregionale del Fiume Fiora. Ad oggi, non essendo ancora costituite le Autorità di Distretto, i piani di gestione del rischio alluvioni vengono predisposti alla scala delle Unit of Management (UoM) (comunicate dal Ministero dell’Ambiente alla Commissione Europea) ovvero le Autorità di bacino nazionali, interregionali e regionali già esistenti in Italia. Il comune di Vado Ligure ricade nella UoM Regionale Liguria.

Di seguito si descrivono sinteticamente le caratteristiche fisiche e antropiche della UoM Regionale Liguria, come illustrate nel PGRA.

Il territorio della UoM Regionale Liguria, con un’estensione di 3106 km², si sviluppa in una ristretta fascia compresa tra la costa dal profilo accidentato del Mar Ligure e l’arco montuoso che si estende dai rilievi alpini dell’imperiese, a Ovest, fino ai rilievi appenninici dello spezzino, a Est. Il territorio ricade completamente in Regione Liguria, nelle quattro province di Genova, La Spezia, Imperia e Savona.

L’area, di larghezza variabile dai 7 ai 35 km e di lunghezza pari a circa 230 km, si dispone a semicerchio attorno al Mar Ligure ed è compresa tra il mare e la linea dello spartiacque delle Alpi Marittime e dell’Appennino Settentrionale. Dalla linea dello spartiacque il terreno degrada verso il mare in maniera molto più ripida di quanto accade sul versante opposto.

Nella sottile fascia, in cui i rilievi montuosi si raccordano con il mare, caratterizzata essenzialmente dalle zone pianeggianti costiere e dai fondovalle dei maggiori corpi idrici a vergenza tirrenica, risulta concentrata la quasi totalità delle infrastrutture insediative, produttive e di comunicazione regionali. Tale territorio si affaccia sul mare, sede di sviluppo di attività produttive, commerciali, di navigazione, di trasporto e turistiche, che rappresentano a loro volta un’importante fonte di sostentamento per le popolazioni liguri.

Complessivamente il territorio in esame presenta circa i due terzi della superficie totale di ambiente montano (con alcuni rilievi che superano anche i 2000 m s.l.m.), la restante parte è invece costituita da rilievi collinari e limitate piane alluvionali ubicate presso le foci torrentizie.





Il territorio della UoM risulta essere occupato per circa tre quarti da territori boscati e ambienti semi-naturali (zone boscate o caratterizzate da vegetazione arbustiva e/o erbacea). Le superfici agricole utilizzate coprono meno del 20 % del territorio e sono costituite in massima parte da zone agricole eterogenee e da colture permanenti (prevalentemente olivi), mentre estremamente ridotti risultano i seminativi e i prati stabili (foraggiere permanenti). Non trascurabile e superiore alla media del distretto è la percentuale di aree impermeabili (6,79%), costituite in massima parte da zone urbanizzate di tipo residenziale, concentrate prevalentemente lungo la fascia costiera. Scarsa importanza hanno le superfici occupate da corpi idrici (0,22%), mentre le zone umide risultano praticamente assenti.

La popolazione della UoM Regionale Liguria è pari a 1.287.503 abitanti, con densità maggiori in provincia di Genova e La Spezia.

Nella UoM ricadono la Città metropolitana di Genova, istituita nel 2015, con oltre 800.000 abitanti, e gli altri capoluoghi di provincia (La Spezia, Imperia e Savona).

Nella UoM hanno sede alcuni tra i più importanti centri produttivi industriali nazionali soprattutto nel settore della meccanica e della cantieristica, tra cui Leonardo-Finmeccanica, Ansaldo e Fincantieri.

La UoM Regionale Liguria comprende più di 50 bacini idrografici, tra loro indipendenti, con dimensioni medio-piccole, che vanno da pochi km² fino a un massimo di circa 400 km² (bacino del Fiume Centa). In particolare, meno di dieci bacini hanno dimensioni superiori ai 90 km² (bacini dei torrenti Impero, Argentina, Nervia, Centa, Polcevera, Bisagno, Entella) e solo cinque sono superiori a 150 km².

I più importanti bacini idrografici sono, nel Ponente, il Fiume Roia, con bacino transfrontaliero che si estende, per circa 600 km², in territorio francese e, per circa 60 km², in territorio italiano, il torrente Nervia, il torrente Argentina e il Fiume Centa; nella zona litoranea del centro-levante si possono citare il torrente Polcevera, il torrente Bisagno e il Fiume Entella. Vi sono inoltre molti corsi d'acqua di ridottissime dimensioni che sfociano direttamente nel Mar Ligure.

Il versante ligure-tirrenico, presenta nel settore di Ponente corsi d'acqua brevi e con andamento all'incirca perpendicolare alla costa, mentre nel settore di Levante i corsi d'acqua appaiono più lunghi e spesso con andamento sub parallelo alla linea di costa (salvo generalmente il tratto finale, che per motivi di controllo tettonico si può presentare perpendicolare alla costa). Questa particolare situazione ha fatto sì che, nel primo caso, i torrenti siano marcatamente in fase erosiva lungo tutto il loro breve percorso e che solo nella parte terminale, in conseguenza alla neotettonica quaternaria ed alle variazioni del livello di base, si siano create le condizioni per la formazione di pianure alluvionali comunque di modeste dimensioni.





I corsi d'acqua, che non presentano un andamento perpendicolare alla costa, si sono potuti sviluppare invece su distanze maggiori con un profilo più regolare e un regime moderatamente erosivo. In questo modo si sono formati corpi sedimentari di estensione ragguardevole a scala regionale come nel caso dei fiumi Centa ed Entella.

In concomitanza con l'aggiornamento del Piano di gestione del rischio alluvioni è stato individuato per la UoM Regionale Liguria il reticolo idraulico principale, non presente nel primo ciclo di gestione, come di seguito elencato:

- Reticolo idrografico del Fiume Roia (parte italiana);
- Bacino idrografico del Fiume Centa;
- Bacino idrografico del Fiume Entella;
- Bacino idrografico del Torrente Bisagno.

L'area costiera regionale va dal confine nazionale con la Francia (foce del Torrente San Luigi) al confine con la Regione Toscana (foce del Torrente Parmignola) ed ha un'estensione lineare totale di circa 350 km di cui 256 km di costa alta e 94 km di costa bassa, con il 33% delle spiagge in erosione.

La costa ligure è caratterizzata da una notevole variabilità dell'assetto costiero. Presenta infatti, una costa alta che racchiude, tra promontori aggettanti in mare, piccole spiagge ciottolose (pocket beaches) che costituiscono il fronte-mare di piccole pianure costiere in cui sfociano corsi d'acqua a carattere torrentizio, capaci, nonostante le contenute portate liquide, di trasportare, specialmente in periodi di piena, notevoli quantità di sedimenti dalle catene montuose retrostanti. Alle foci dei maggiori corsi d'acqua sono presenti piccole spiagge, mancano però profonde insenature e porti naturali, se si eccettuano quelli di Genova e La Spezia, ampiamente modificati dall'intervento antropico.

A Ponente si sviluppano le coste rocciose alpine che rappresentano, dal Pliocene medio in poi, un settore di catena in sollevamento. Il resto della Regione è rappresentato da coste rocciose dell'Appennino, sviluppate su una parte della catena subsidente o stabile durante il quaternario che presentano piccole spiagge spesso alimentate dai dissesti di versanti e pianure alluvionali di importanza limitata e coste di bacini subsidenti con spiagge alimentate da corsi d'acqua caratterizzati da forte trasporto solido.

La necessità di intervenire in difesa dei litorali è dovuta ad una sempre più marcata erosione, conseguenza di un deficit sedimentario del "sistema spiaggia", determinato dall'eccedenza delle uscite rispetto alle entrate. Da alcuni anni la Regione Liguria ha intrapreso azioni di ripristino di alcuni tratti di litorale compromessi, con ripascimenti e con la costruzione solo delle opere indispensabili a dare stabilità ai materiali versati.





In Figura 32 si riporta la Mappa delle pericolosità dell'area oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza estratta da PGRA.

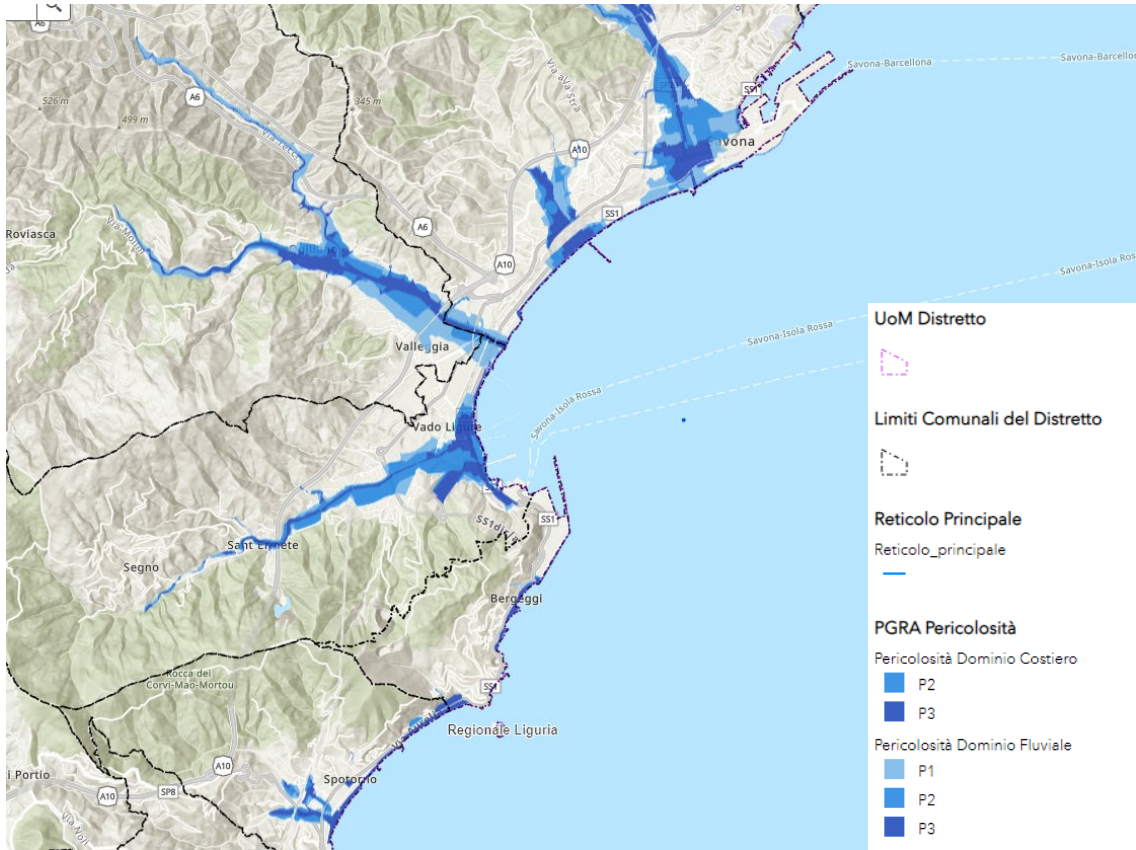


Figura 32 - Mappa delle pericolosità dell'area oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza





C.3.2.1.3 Maree, moto ondoso e correnti

Le seguenti informazioni sono ricavate dai documenti di progetto predisposti dalla committente. Il dettaglio degli studi meteomarini è disponibile su richiesta, tali studi sono parte integrante della documentazione di progetto predisposta dalla Committente.

I dati ambientali sono stati forniti dal DHI a circa 4 km dalla costa. I parametri di vento e onda derivano dal database MWM (Mediterranean Wind Wave) mentre i parametri idrodinamici dal database Mediterranean Seah Physics Reanalysis (MEDSEA_MULTIYEAR_PHY_006_004).

Il punto meteomarino selezionato per lo studio ha le seguenti coordinate: 44.276N, 8.508E.

A Vado Ligure le onde provengono principalmente dal settore direzionale S durante tutto l'anno, le onde dal settore direzionale O sono presenti nei mesi di luglio ed agosto.

Gli estremi annuali degli stati di mare (durata 1 ora) sono stati valutati su base direzionale e omnidirezionale, mentre gli estremi mensili sono stati valutati su base omnidirezionale. Le tabelle seguenti riportano gli stati di mare estremi annuali direzionali e mensili omnidirezionali.

Estremi d'altezza di onda significativo Hs-Periodo di picco associato medio(Tp) e relativo intervallo di confidenza del 90%(Tp5%-Tp95%) - FSRU-Vado Ligure - Annuale																					
Direzione di Provenienza (°N)	Tp																				
	1 anno				10 anni				100 anni				1000 anni				10000 anni				
	Hs (m)	TP (s)	TP5%(s)	TP95%(s)	Hs (m)	TP (s)	TP5%(s)	TP95%(s)	Hs (m)	TP (s)	TP5%(s)	TP95%(s)	Hs (m)	TP (s)	TP5%(s)	TP95%(s)	Hs (m)	TP (s)	TP5%(s)	TP95%(s)	
0	1.11	6.99	4.91	9.55	1.29	7.36	5.27	9.92	1.46	7.64	5.54	10.19	1.61	7.86	5.76	10.39	1.75	8.04	5.94	10.55	
30	1.31	7.40	5.30	9.95	1.51	7.72	5.62	10.26	1.68	7.96	5.86	10.48	1.83	8.14	6.05	10.64	1.97	8.29	6.21	10.78	
60	1.39	7.53	5.43	10.08	1.61	7.87	5.77	10.40	1.81	8.12	6.02	10.62	1.99	8.31	6.22	10.79	2.15	8.46	6.38	10.91	
90	1.61	7.87	5.77	10.40	1.96	8.28	6.19	10.76	2.26	8.56	6.49	11.00	2.54	8.76	6.71	11.16	2.80	8.92	6.89	11.29	
120	2.39	8.65	6.59	11.07	3.05	9.06	7.05	11.39	3.70	9.33	7.38	11.57	4.34	9.52	7.63	11.69	4.96	9.67	7.82	11.78	
150	3.08	9.07	7.07	11.40	4.04	9.44	7.52	11.64	4.99	9.68	7.83	11.78	5.94	9.85	8.06	11.86	6.90	9.97	8.24	11.91	
180	3.53	9.26	7.30	11.53	4.45	9.55	7.67	11.71	5.35	9.75	7.93	11.82	6.24	9.89	8.12	11.88	7.11	9.99	8.28	11.92	
210	3.09	9.07	7.07	11.40	3.74	9.34	7.40	11.58	4.35	9.53	7.63	11.70	4.92	9.66	7.81	11.77	5.46	9.77	7.95	11.82	
240	1.07	6.89	4.82	9.45	1.29	7.36	5.27	9.92	1.47	7.67	5.57	10.21	1.63	7.89	5.79	10.42	1.76	8.06	5.97	10.57	
270	0.87	6.37	4.34	8.91	1.07	6.91	4.83	9.46	1.23	7.25	5.16	9.80	1.37	7.49	5.39	10.04	1.48	7.68	5.58	10.22	
300	0.85	6.30	4.28	8.83	1.05	6.85	4.78	9.41	1.22	7.21	5.13	9.77	1.36	7.48	5.38	10.03	1.48	7.68	5.58	10.22	
330	0.92	6.50	4.46	9.04	1.12	7.00	4.92	9.56	1.29	7.36	5.26	9.91	1.45	7.64	5.53	10.18	1.60	7.86	5.76	10.39	
Omnidir	3.67	9.32	7.37	11.57	4.54	9.58	7.69	11.73	5.41	9.76	7.94	11.82	6.26	9.89	8.13	11.88	7.12	10.00	8.28	11.92	

Tabella 13: Estremi d'onda direzionali annuali a Vado Ligure

Estremi d'altezza di onda significativo Hs-Periodo di picco associato medio(Tp) e relativo intervallo di confidenza del 90%(Tp5%-Tp95%) - FSRU-Vado Ligure - Mensile																					
Mese	Tp																				
	1 anno				10 anni				100 anni				1000 anni				10000 anni				
	Hs (m)	TP (s)	TP5%(s)	TP95%(s)	Hs (m)	TP (s)	TP5%(s)	TP95%(s)	Hs (m)	TP (s)	TP5%(s)	TP95%(s)	Hs (m)	TP (s)	TP5%(s)	TP95%(s)	Hs (m)	TP (s)	TP5%(s)	TP95%(s)	
Gennaio	2.77	8.91	6.88	11.28	3.59	9.29	7.33	11.55	4.39	9.54	7.65	11.70	5.19	9.72	7.88	11.80	5.98	9.85	8.07	11.86	
Febbraio	2.71	8.87	6.84	11.25	3.55	9.27	7.31	11.54	4.38	9.53	7.64	11.70	5.20	9.72	7.89	11.80	6.02	9.86	8.08	11.87	
Marzo	2.62	8.81	6.77	11.20	3.35	9.19	7.21	11.48	4.06	9.44	7.52	11.65	4.74	9.62	7.76	11.75	5.41	9.76	7.94	11.82	
Aprile	2.43	8.69	6.63	11.10	3.09	9.07	7.07	11.40	3.72	9.33	7.39	11.58	4.33	9.52	7.62	11.69	4.92	9.66	7.81	11.77	
Maggio	2.28	8.57	6.50	11.01	2.98	9.02	7.01	11.36	3.68	9.32	7.37	11.57	4.36	9.53	7.63	11.70	5.04	9.69	7.84	11.79	
Giugno	2.15	8.46	6.39	10.92	2.87	8.96	6.94	11.32	3.60	9.29	7.33	11.55	4.32	9.52	7.62	11.69	5.05	9.69	7.84	11.79	
Luglio	1.84	8.15	6.05	10.65	2.46	8.70	6.65	11.12	3.08	9.07	7.07	11.40	3.71	9.33	7.38	11.58	4.35	9.53	7.63	11.70	
Agosto	1.72	8.02	5.92	10.53	2.36	8.63	6.57	11.06	3.02	9.04	7.03	11.37	3.70	9.33	7.38	11.57	4.39	9.54	7.65	11.70	
Settembre	2.18	8.48	6.41	10.94	2.93	8.99	6.98	11.34	3.68	9.32	7.37	11.57	4.45	9.55	7.66	11.71	5.22	9.72	7.89	11.80	
Ottobre	3.11	9.09	7.09	11.41	4.09	9.45	7.54	11.65	5.05	9.69	7.85	11.79	5.99	9.85	8.07	11.86	6.91	9.97	8.25	11.91	
Novembre	3.10	9.08	7.08	11.40	3.99	9.42	7.50	11.63	4.86	9.65	7.79	11.77	5.71	9.81	8.01	11.84	6.54	9.93	8.18	11.90	
Dicembre	3.27	9.16	7.17	11.46	4.22	9.49	7.58	11.68	5.14	9.71	7.87	11.80	6.04	9.86	8.08	11.87	6.92	9.97	8.25	11.91	

Tabella 14: Estremi d'onda omnidirezionali mensili a Vado Ligure



Le velocità delle correnti marine e relative direzioni (va verso) relativa al sito di Vado Ligure sono disponibili per diversi livelli: superficie, 5 m s.l.m., 16m s.l.m., 51m s.l.m., e vicino al fondo. Le tabelle seguenti mostrano gli estremi di velocità della corrente direzionale annuale e gli estremi di velocità di corrente mensile. Le tabelle seguenti mostrano gli estremi di velocità della corrente direzionale annuale e gli estremi di velocità di corrente mensile.

<i>Estremi Direzionale delle Correnti- superficie - Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E - Annuale</i>					
<i>Velocità della corrente - Superficie</i>					
<i>Return period</i>	<i>1 Year</i>	<i>10 Year</i>	<i>100 Year</i>	<i>1000 Year</i>	<i>10000 Year</i>
<i>(to - °N)</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>
0	0.27	0.36	0.48	0.59	0.70
30	0.30	0.40	0.51	0.63	0.75
60	0.37	0.46	0.47	0.59	0.72
90	0.40	0.50	0.31	0.40	0.49
120	0.36	0.43	0.28	0.38	0.49
150	0.33	0.39	0.38	0.53	0.70
180	0.31	0.37	0.46	0.55	0.65
210	0.30	0.37	0.59	0.67	0.75
240	0.32	0.40	0.53	0.59	0.65
270	0.33	0.41	0.50	0.60	0.69
300	0.35	0.45	0.50	0.62	0.74
330	0.30	0.39	0.44	0.55	0.66
Omnidir	0.44	0.52	0.60	0.67	0.76

Tabella 15: Estremi direzionali annuali della corrente a Vado Ligure - superficie.

<i>Estremi mensile delle Correnti- superficie - Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E - Annuale</i>					
<i>Velocità della corrente - Superficie</i>					
<i>Tp</i>	<i>1 Year</i>	<i>10 Year</i>	<i>100 Year</i>	<i>1000 Year</i>	<i>10000 Year</i>
<i>Mese</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>
Gennaio	0.26	0.37	0.46	0.55	0.65
Febbraio	0.29	0.40	0.50	0.60	0.71
Marzo	0.25	0.36	0.55	0.63	0.70
Aprile	0.15	0.23	0.59	0.68	0.76
Maggio	0.12	0.19	0.50	0.56	0.62
Giugno	0.15	0.26	0.45	0.51	0.56
Luglio	0.26	0.36	0.43	0.48	0.54
Agosto	0.42	0.51	0.44	0.50	0.55
Settembre	0.39	0.46	0.47	0.53	0.60
Ottobre	0.31	0.41	0.48	0.55	0.61
Novembre	0.26	0.38	0.54	0.63	0.71
Dicembre	0.23	0.33	0.48	0.56	0.65
Annuale	0.44	0.52	0.60	0.67	0.76

Tabella 16: Estremi mensili omnidirezionali della corrente a Vado Ligure – Superficie





Estremi Direzionale delle Correnti- 5m s.l.m. - Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E - Annuale						
Velocità della corrente - 5 m s.l.m.						
Tp		1 Year	10 Year	100 Year	1000 Year	10000 Year
Direzione della Corrente	(to - °N)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)
	0	0.07	0.09	0.10	0.12	0.13
	30	0.18	0.22	0.25	0.28	0.31
	60	0.15	0.21	0.27	0.32	0.37
	90	0.04	0.07	0.11	0.15	0.19
	120	0.05	0.08	0.11	0.14	0.17
	150	0.05	0.08	0.11	0.14	0.17
	180	0.09	0.12	0.15	0.18	0.21
	210	0.34	0.40	0.45	0.51	0.55
	240	0.39	0.45	0.52	0.58	0.64
	270	0.12	0.17	0.22	0.26	0.31
	300	0.06	0.08	0.11	0.13	0.16
	330	0.06	0.08	0.11	0.13	0.16
	Omnidir	0.39	0.46	0.53	0.59	0.65

Tabella 17: Estremi direzionali annuali della corrente a Vado Ligure – 5m s.l.m.

Estremi mensile delle Correnti- 5m s.l.m. - Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E - Annuale					
Velocità della corrente - 5 m s.l.m.					
Mese	1 Year	10 Year	100 Year	1000 Year	10000 Year
	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)
Gennaio	0.23	0.28	0.33	0.38	0.42
Febbraio	0.22	0.28	0.33	0.37	0.42
Marzo	0.32	0.41	0.49	0.57	0.65
Aprile	0.34	0.43	0.50	0.58	0.65
Maggio	0.32	0.39	0.44	0.50	0.55
Giugno	0.27	0.32	0.36	0.40	0.44
Luglio	0.29	0.35	0.41	0.46	0.51
Agosto	0.28	0.35	0.41	0.47	0.53
Settembre	0.31	0.38	0.45	0.51	0.57
Ottobre	0.28	0.33	0.38	0.43	0.47
Novembre	0.32	0.40	0.47	0.53	0.60
Dicembre	0.24	0.29	0.34	0.39	0.43
Annuale	0.39	0.46	0.53	0.59	0.65

Tabella 18: Estremi mensili omnidirezionali della corrente a Vado Ligure – 5m s.l.m.

Estremi Direzionale delle Correnti- 16 m s.l.m. - Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E - Annuale						
Velocità della corrente - 16 m s.l.m.						
Tp		1 Year	10 Year	100 Year	1000 Year	10000 Year
Direzione della Corrente	(to - °N)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)
	0	0.07	0.09	0.10	0.12	0.13
	30	0.18	0.22	0.25	0.29	0.32
	60	0.14	0.21	0.27	0.33	0.40
	90	0.02	0.06	0.12	0.22	0.34
	120	-	-	-	-	-
	150	0.04	0.08	0.11	0.15	0.19
	180	0.07	0.09	0.10	0.12	0.13
	210	0.30	0.35	0.40	0.44	0.48
	240	0.37	0.44	0.49	0.55	0.60
	270	0.11	0.16	0.21	0.27	0.32
	300	0.05	0.08	0.11	0.14	0.17
	330	0.06	0.08	0.11	0.13	0.16
	Omnidir	0.38	0.44	0.50	0.56	0.62

Tabella 19: Estremi direzionali annuali della corrente a Vado Ligure – 16m s.l.m.





<i>Estremi mensile delle Correnti - 16 m s.l.m. - Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E - Annuale</i>					
<i>Velocità della corrente - 16 m s.l.m.</i>					
<i>Tp</i>	<i>1 Year</i>	<i>10 Year</i>	<i>100 Year</i>	<i>1000 Year</i>	<i>10000 Year</i>
<i>Mese</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>
	<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>
Gennaio	0.23	0.28	0.33	0.38	0.42
Febbraio	0.21	0.26	0.31	0.35	0.38
Marzo	0.30	0.38	0.46	0.53	0.61
Aprile	0.33	0.40	0.47	0.54	0.61
Maggio	0.31	0.36	0.41	0.46	0.50
Giugno	0.27	0.33	0.38	0.43	0.47
Luglio	0.29	0.36	0.43	0.49	0.56
Agosto	0.30	0.37	0.45	0.52	0.58
Settembre	0.31	0.39	0.45	0.52	0.57
Ottobre	0.29	0.35	0.40	0.44	0.49
Novembre	0.30	0.37	0.43	0.49	0.54
Dicembre	0.24	0.30	0.35	0.39	0.44
Annuale	0.38	0.44	0.50	0.56	0.62

Tabella 20 : Estremi mensili omnidirezionali della corrente a Vado Ligure – 16 m s.l.m.

<i>Estremi Direzionale delle Correnti- at 29 m s.l.m. - Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E- Annuale</i>							
<i>Velocità della corrente - 29 m s.l.m.</i>							
<i>Tp</i>	<i>1 Year</i>	<i>10 Year</i>	<i>100 Year</i>	<i>1000 Year</i>	<i>10000 Year</i>		
<i>Direzione della Corrente</i>	<i>(to - °N)</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>	
		<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>	
	0	0.07	0.09	0.11	0.12	0.14	
	30	0.15	0.19	0.22	0.25	0.27	
	60	0.10	0.12	0.15	0.17	0.19	
	90	0.02	0.06	0.12	0.22	0.35	
	120	-	-	-	-	-	
	150	0.04	0.08	0.11	0.15	0.19	
	180	0.07	0.09	0.10	0.12	0.13	
	210	0.25	0.30	0.35	0.39	0.43	
	240	0.32	0.37	0.42	0.46	0.50	
	270	0.10	0.15	0.21	0.26	0.32	
	300	0.05	0.08	0.11	0.13	0.16	
	330	0.06	0.08	0.11	0.13	0.16	
Omnidir	0.32	0.38	0.44	0.49	0.56		

Tabella 21: Estremi direzionali annuali della corrente a Vado Ligure – 29m s.l.m

<i>Estremi mensile delle Correnti- 29 m s.l.m. - Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E- Annuale</i>					
<i>Velocità della corrente - 29 m s.l.m.</i>					
<i>Tp</i>	<i>1 Year</i>	<i>10 Year</i>	<i>100 Year</i>	<i>1000 Year</i>	<i>10000 Year</i>
<i>Mese</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>	<i>Cs</i>
	<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>	<i>(m/s)</i>
Gennaio	0.23	0.28	0.33	0.38	0.42
Febbraio	0.20	0.24	0.27	0.30	0.34
Marzo	0.28	0.35	0.42	0.49	0.56
Aprile	0.28	0.35	0.41	0.47	0.52
Maggio	0.24	0.29	0.34	0.38	0.42
Giugno	0.19	0.23	0.27	0.31	0.35
Luglio	0.19	0.25	0.30	0.35	0.39
Agosto	0.19	0.24	0.29	0.33	0.37
Settembre	0.28	0.35	0.41	0.47	0.52
Ottobre	0.27	0.31	0.35	0.39	0.42
Novembre	0.30	0.36	0.42	0.48	0.53
Dicembre	0.24	0.30	0.35	0.39	0.44
Annuale	0.32	0.38	0.44	0.49	0.56

Tabella 22: Estremi mensili omnidirezionali della corrente a Vado Ligure – 29 m s.l.m.





Estremi Direzionale delle Correnti- 51 m s.l.m. - Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E- Annuale						
Velocità della corrente - 51 m s.l.m						
Tp	1 Year	10 Year	100 Year	1000 Year	10000 Year	
(to - °N)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)
0	0.03	0.07	0.12	0.18	0.26	
30	0.21	0.26	0.31	0.35	0.40	
60	0.13	0.18	0.23	0.28	0.34	
90	-	-	-	-	-	
120	-	-	-	-	-	
150	-	-	-	-	-	
180	0.06	0.08	0.11	0.13	0.16	
210	0.46	0.54	0.62	0.70	0.77	
240	0.42	0.52	0.62	0.71	0.80	
270	0.12	0.20	0.30	0.42	0.54	
300	0.04	0.07	0.11	0.15	0.20	
330	0.01	0.05	0.13	0.25	0.43	
Omnidir	0.47	0.55	0.63	0.71	0.80	

Tabella 23: Estremi direzionali annuali della corrente a Vado Ligure – 51m s.l.m.

Estremi mensile delle Correnti- 51 m s.l.m. - Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E- Annuale						
Velocità della corrente - 51 m s.l.m						
Tp	1 Year	10 Year	100 Year	1000 Year	10000 Year	
Mese	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)
Gennaio	0.28	0.34	0.40	0.46	0.51	
Febbraio	0.24	0.29	0.34	0.39	0.43	
Marzo	0.41	0.51	0.61	0.70	0.79	
Aprile	0.38	0.45	0.52	0.59	0.65	
Maggio	0.31	0.39	0.46	0.52	0.59	
Giugno	0.21	0.26	0.30	0.34	0.38	
Luglio	0.20	0.24	0.28	0.32	0.36	
Agosto	0.20	0.24	0.28	0.32	0.36	
Settembre	0.32	0.41	0.50	0.58	0.66	
Ottobre	0.44	0.53	0.62	0.70	0.78	
Novembre	0.44	0.53	0.61	0.69	0.76	
Dicembre	0.34	0.41	0.47	0.53	0.58	
Annuale	0.47	0.55	0.63	0.71	0.80	

Tabella 24: Estremi mensili omnidirezionali della corrente a Vado Ligure – 51 m s.l.m.

Estremi Direzionale delle Correnti- Vicino al Fondo - Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E- Annuale						
Velocità della corrente - Vicino al Fondo						
Tp	1 Year	10 Year	100 Year	1000 Year	10000 Year	
(to - °N)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)	Cs (m/s)
0	0.07	0.13	0.20	0.28	0.36	
30	0.16	0.20	0.23	0.26	0.29	
60	0.08	0.12	0.16	0.20	0.24	
90	-	-	-	-	-	
120	-	-	-	-	-	
150	0.03	0.07	0.12	0.18	0.26	
180	0.19	0.28	0.37	0.46	0.56	
210	0.39	0.46	0.54	0.61	0.67	
240	0.30	0.38	0.46	0.53	0.61	
270	-	-	-	-	-	
300	-	-	-	-	-	
330	-	-	-	-	-	
Omnidir	0.39	0.47	0.55	0.63	0.71	

Tabella 25: Estremi direzionali annuali della corrente a Vado Ligure – Vicino al fondo





<i>Estremi mensile delle Correnti- Vicino al Fondo- Vado Ligure - 44.28°N 8.51°E- Annuale</i>					
<i>Velocità della corrente - Vicino al Fondo</i>					
<i>Tp</i>	<i>1 Year</i>	<i>10 Year</i>	<i>100 Year</i>	<i>1000 Year</i>	<i>10000 Year</i>
<i>Mese</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>	<i>Cs (m/s)</i>
Gennaio	0.26	0.32	0.37	0.42	0.46
Febbraio	0.24	0.29	0.33	0.38	0.42
Marzo	0.37	0.43	0.49	0.54	0.59
Aprile	0.31	0.38	0.45	0.52	0.58
Maggio	0.20	0.25	0.30	0.34	0.38
Giugno	0.12	0.15	0.17	0.19	0.21
Luglio	0.14	0.17	0.20	0.22	0.25
Agosto	0.14	0.17	0.20	0.23	0.26
Settembre	0.15	0.19	0.22	0.26	0.29
Ottobre	0.32	0.42	0.51	0.60	0.70
Novembre	0.35	0.43	0.52	0.60	0.67
Dicembre	0.35	0.44	0.51	0.59	0.66
Annuale	0.39	0.47	0.55	0.63	0.71

Tabella 26: Estremi mensili omnidirezionali della corrente a Vado Ligure – Vicino al fondo





C.3.2.1.4 Tsunami

Per l'analisi dei possibili fenomeni di tsunami si fa riferimento alle linee guida- tecniche, emesse dal Centro Allerta Tsunami dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (CAT-INGV) (www.ingv.it/cat/it). Il CAT-INGV è stato costituito nel 2013 con il compito di realizzare e rendere operativo il servizio di sorveglianza per l'allerta da maremoti e predisporre la mappa di pericolosità da maremoti per le coste italiane. Il CAT è diventato pienamente operativo a gennaio 2017 ed è stato formalmente designato, da Direttiva del Presidente del Consiglio dei Ministri 17 febbraio 2017, come componente del Sistema di Allertamento nazionale per i Maremoti (SiAM) generati da eventi sismici nel Mar Mediterraneo, coordinato dal Dipartimento della Protezione Civile nazionale.

Nell'ambito delle sue attività di sorveglianza e monitoraggio, il CAT utilizza i dati provenienti dalla Rete Sismica Nazionale dell'INGV e dalle stazioni sismiche di altri centri di ricerca internazionali, nonché i dati della rete mareografica dell'ISPRA e di quelli dei mareografi collocati sulle coste degli altri paesi del Mediterraneo. Nel documento del CAT "Linee Guida tecniche per la definizione delle fasce costiere (TSUMAPS-NEAM/Run-Up Max)", emesso ad ottobre 2018, viene proposto il modello S-PTHA TSUMAPS-NEAM come il migliore attualmente disponibile per lo screening della pericolosità legata a tsunami sulle coste italiane.

TSUMAPS-NEAM è lo strumento realizzato dal progetto europeo "Probabilistic TSUunami Hazard MAPS for the NEAM Region" (<http://www.tsumaps-neam.eu>), avente come scopo quello di realizzare una valutazione del rischio di tipo probabilistico degli tsunami generati da terremoti (Probabilistic Tsunami Hazard Assessment, PTHA) per la regione NEAM (Nordest Atlantico, Mediterraneo e mari collegati). Al progetto hanno partecipato come partner l'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV) in qualità di Project coordinator e altri organi degli altri Paesi interessati (NGI, Norvegia; IPMA, Portogallo; GFZ, Germania; METU, Turchia; UB, Spagna; NOA, Grecia; CNRST, Marocco; INM, Tunisia).

Il progetto ha prodotto delle curve di rischio e una mappa di rischio/probabilità, calcolate in specifici punti di interesse (POIs). La mappa è caratterizzata da più di 2.000 POIs distribuiti lungo tutte le coste dell'area NEAM, a distanza di circa 20 km l'uno dall'altro. Il parametro di misura dell'intensità degli eventi utilizzato nel modello è l'altezza massima di inondazione (Maximum Inundation Height, MIH), ovvero l'altezza massima raggiunta dall'onda, misurata rispetto al livello medio del mare. La mappa di rischio riporta per ogni POI il valore di MIH corrispondente a un certo tempo medio di ritorno (Average Return Period, ARP); il valore di MIH riportato rappresenta un valore medio dell'area coperta dal POI considerato, con i valori locali del MIH che possono di conseguenza essere maggiori o minori del valore medio riportato.



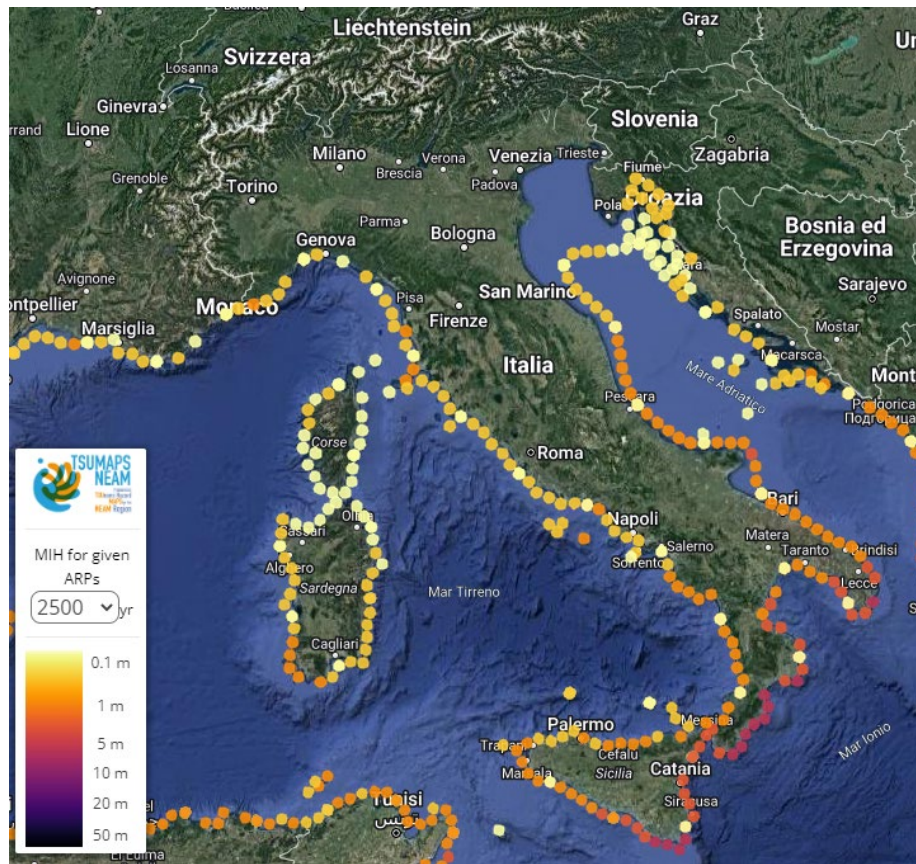


Figura 33 - Distribuzione dei POIs nel territorio italiano, ARP = 2.500 anni

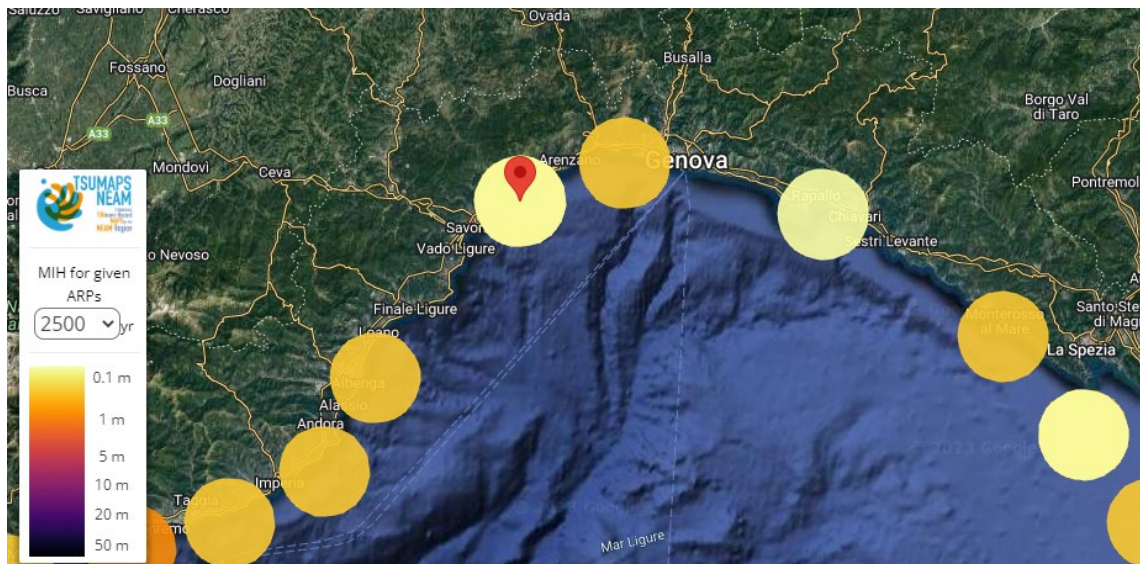


Figura 34 - Distribuzione dei POIs lungo il tratto di costa più prossimo al punto Charlie (Vado Ligure) e indicazione del POI assunto come riferimento, ARP = 2.500 anni





Dalla mappa sopra riportata si evince che l'area occupata dall'impianto oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è caratterizzata da un rischio tsunami basso in confronto ad altre coste del territorio italiano. Scendendo più nel dettaglio, per ogni POI sono disponibili delle curve di pericolosità che esprimono la probabilità di superamento di un determinato valore di MIH in un dato tempo di esposizione (exposure time) assunto pari a 50 anni; ogni punto della curva fornisce quindi un'indicazione della frequenza con cui un evento di una data intensità può nel futuro essere superato nell'area in esame. La probabilità di superamento nel periodo di riferimento può essere espressa anche come periodo medio di ritorno (ARP) che è l'intervallo di tempo che intercorre tra due eventi della stessa intensità. Per ogni POI sono riportate diverse curve con differenti percentili, che rappresentano il grado di incertezza dello studio dovuto ai modelli e alle assunzioni considerate. Più lungo è il periodo di ritorno considerato, più scarse sono le osservazioni per testare e, eventualmente, falsificare il modello. Di conseguenza, le indicazioni del Dipartimento di Protezione Civile suggeriscono l'adozione dell'84° percentile delle curve di pericolosità ed un periodo di ritorno di 2.500 anni, ovvero, una probabilità di circa il 2% in 50 anni.

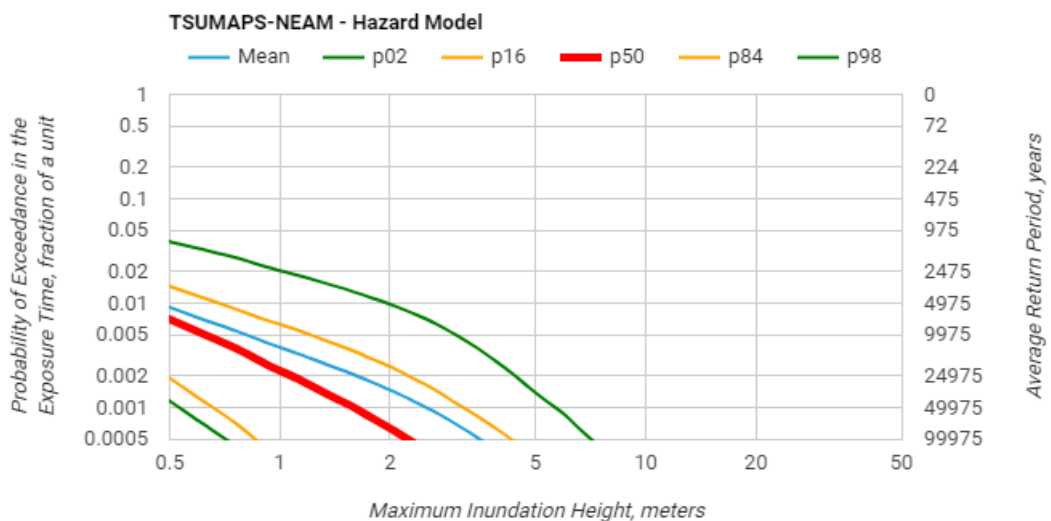


Figura 35 - Curve di rischio per il POI assunto.

Dalla figura sopra riportata, considerando la curva media (mean) si evince come l'altezza massima attesa (MIH) per un'onda conseguente ad uno tsunami pari a 0,5 metri sia legata ad una probabilità di accadimento di circa lo 1 % in 50 anni. Per MIH di 0,75 metri la probabilità di accadimento è pari a circa l'0,5% in 50 anni (ART pari a 50.000 anni). MIH di 3 metri sono legate ad una probabilità di accadimento di circa 0,05% in 50 anni (ART pari a 100.000 anni).





In accordo, con le indicazioni del Dipartimento di Protezione Civile, i risultati di pericolosità di riferimento da considerare per la pianificazione territoriale sono:

- ART = 2.500 anni
- Probabilità in 50 anni = 2%
- Curva di pericolosità = 84° percentile (p84 in figura)
- MIH < 0,5 metri

Tali valori si possono ragionevolmente considerare come non elevati, per cui eventi delle entità descritte non costituiscono un rischio significativo per l'impianto.

C.3.2.1.5 Trombe d'aria e tornado

La forza di una tromba d'aria può essere definita secondo la classificazione "Fujita Scale", che fornisce una misura empirica dell'intensità di un tornado in funzione dei danni che si riscontrano su strutture, beni e ambiente. La scala si struttura in sei classi da zero a cinque, con un livello crescente del grado dei danni. Il grado di intensità di una tromba d'aria corrisponde a quello associato alla categoria di danno di maggiore entità osservato nell'area colpita. Le categorie di danno vanno dalla rottura e trascinarsi di singoli rami dagli alberi (F0), sino alla deformazione strutturale di edifici alti, edifici robusti divelti dalle fondamenta, automobili trascinate per più di 100 m (F5). I dati riportati nelle banche dati specialistiche lasciano evincere che anche il territorio italiano è stato ed è interessato da episodi meteo riconducibili al fenomeno "tromba d'aria", con le intensità della maggior parte degli eventi registrati di recente che sono comprese tra le classi F1 e F2. Si riporta nel seguito una sintesi della Scala Fujita.

Categoria	Velocità del vento [km/h]	Velocità del vento [m/s]	Danni
F0	64-116	18-32	<i>Danni leggeri.</i> Alcuni danni ai comignoli e caduta di rami, cartelli stradali divelti.
F1	117-180	33-50	<i>Danni moderati.</i> Asportazione di tegole; danneggiamento di case prefabbricate; auto fuori strada.
F2	181-253	51-72	<i>Danni considerevoli.</i> Scopercchiamento di tetti; distruzione di case prefabbricate; ribaltamento di camion; sradicamento di grossi alberi; sollevamento di auto da terra.
F3	254-332	72-92	<i>Danni gravi.</i> Asportazione tegole o abbattimento di muri di case in mattoni; ribaltamento di treni; sradicamento di alberi anche in boschi e foreste; sollevamento di auto pesanti dal terreno.
F4	333-418	93-116	<i>Danni devastanti.</i> Distruzione totale di case in mattoni; strutture con deboli fondazioni scagliate a grande distanza; sollevamento totale di auto ad alta velocità.
F5	>418	>117	<i>Danni incredibili.</i> Case sollevate dalle fondamenta e scaraventate talmente lontano da essere disintegrate; automobili scaraventate in aria come missili per oltre 100 metri; alberi sradicati.

Tabella 27 - Scala Fujita





Di seguito si riportano le informazioni disponibili per gli eventi registrati nell'area in esame (compresa tra latitudine 44 N e 44.5 N e tra longitudine 8,0 E e 9,0 E), nel periodo gennaio 1980 – marzo 2023, per gli eventi verificati o con validazione, seppur incompleta (QC0+, QC1, C2). I risultati mostrano che nel periodo si sono registrati 115 eventi di trombe d'aria o vento forte (fonte dati European Severe Weather Database EWS www.eswd.eu).

Analizzando i report degli gli eventi classificati come tornado e forte vento individuati per l'area di interesse, gli eventi categorizzati all'interno della Scala Fujita sono riassunti nella seguente tabella:

Data	Luogo	Categoria
15-08-2022	Genova (Vesima)	F0
08-08-2021	Genova (Voltri)	F0
29-08-2020	Voltri	F0
17-08-2020	Arenzano (Punta San Martino)	F0
21-10-2019	Savona	27 m/s (F0)
25-03-2019	Arenzano	37.6 m/s (F1)
21-07-2028	Varazze	F0
19-08-2014	Varazze	F1
25-08-2012	Arenzano	F0
19-06-2010	Borgio Verezzi	F0
11-10-2000	Savona, Legino	F1
07-09-1995	Albisola Superiore	F0
19-01-1983	Varazze	F1

Tabella 28 - Eventi categorizzati all'interno della Scala Fujita



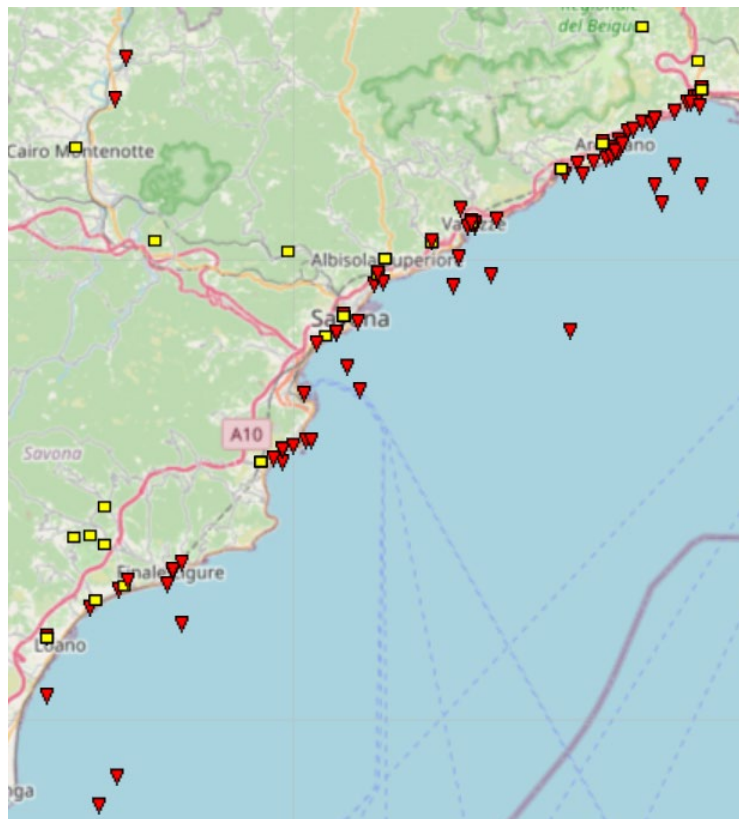


Figura 36 - Eventi di forte vento (giallo) o tornado (rosso) nell'area di interesse
(Fonte: EWS)

C.3.2.1.6 Perturbazioni Cerauniche

Il valore medio di fulminazione a terra è pari a 3,44 fulmini/anno/km² (tratto da Norma Italiana CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) “Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio”). In **ALLEGATO C.3.2** è disponibile la mappa dello stabilimento con il valore medio di fulminazione Ng dall'applicazione CEI PRODIS.

Lo studio del Rischio Fulminazioni sarà effettuato nell'ambito del progetto facendo riferimento alla serie di norme UNI EN 62305-1/2/3/4 “Protezione contro i fulmini”. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo C.7.2.





C.4 ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI

C.4.0 Individuazione delle Unità Critiche dello Stabilimento

L'analisi preliminare è la tecnica che permette l'individuazione delle unità critiche di uno stabilimento e precede l'analisi di rischio volta a individuare, descrivere, analizzare e caratterizzare le sequenze incidentali che possono generare un incidente e gli scenari conseguenti.

L'analisi preliminare è stata effettuata secondo le metodologie contenute nel D.Lgs. 105/2015 e nella normativa collegata, ed in particolare secondo quanto previsto dal *D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II*.

Tale analisi consente la classificazione degli impianti di processo mediante l'attribuzione di fattori che vanno a definire degli indici di rischio, al fine di quello di fornire un quadro immediato e sintetico del grado di sicurezza delle unità di processo e di stoccaggio, così da poter individuare le aree sulle quali eventualmente approfondire l'indagine, qualora l'indice di rischio globale "intrinseco" evidenzia delle situazioni particolari.

In **ALLEGATO C.4.1-A** si riportano le schede ed i fogli di calcolo derivanti dall'applicazione del Metodo Indicizzato. Al fine di dare una rappresentazione grafica di immediata lettura, sono state indicate graficamente le unità logiche analizzate ed è stato assegnato ad ognuna unità un colore in funzione della categoria di rischio ottenuta.

Il primo passo per attuare il metodo consiste nella suddivisione dello Stabilimento in unità omogenee, dette aree critiche, ciascuna di esse intesa come parte dell'impianto che può essere logicamente caratterizzata come entità fisica separata. Indipendente dall'essere separata fisicamente (o potenzialmente separabile) dalle unità adiacenti, una unità si distingue per:

- la natura del processo condotto;
- le sostanze contenute;
- le condizioni operative.

In particolare, per ogni unità nelle schede vengono riportate le scelte effettuate (ad es. sostanza predominante dell'unità), le valutazioni dei parametri e le relative motivazioni.

Per ciascuna unità sono inoltre indicate anche le misure di sicurezza volte a ridurre il numero di incidenti e la dimensione potenziale degli stessi, scegliendole tra gli elementi proposti nell'Allegato II del D.P.C.M. sopracitato.





Ogni unità logica viene quindi caratterizzata con 5 indici:

- Indice d'incendio, F;
- Indice di esplosione confinata, C;
- Indice di esplosione in aria, A;
- Indice di rischio generale, G;
- Indice di rischio tossico, T.

In particolare, i valori di indice generale G dipendono in maniera diretta principalmente da:

- quantitativo di sostanza pericolosa considerato;
- pressione di esercizio;
- pericolosità della sostanza;
- layout delle apparecchiature che compongono l'unità.

I valori di indice generale G compensato tengono conto inoltre delle protezioni installate, tra cui principalmente:

- sistemi di controllo;
- criteri di progettazione delle apparecchiature;
- sistemi di intercettazione e antincendio;
- caratteristiche delle apparecchiature che compongono l'unità.

C.4.0.1 Elenco delle unità e criteri seguiti per il calcolo degli hold-up

Le unità individuate sono quelle ritenute più rappresentative per il Terminale di Vado Ligure.

I criteri utilizzati per la determinazione degli hold-up sono basati sulle dimensioni geometriche di apparecchiature e tubazioni contenenti le sostanze pericolose, tenendo conto della frazione di volume occupata dalle sostanze pericolose (ad es. cautelativamente 100% del volume per i serbatoi di stoccaggio, 30% del volume per i ricevitori come ad esempio il ricondensatore). Per l'unità 8 – sistema di scarico GN a torretta da FSRU, non essendo ancora disponibili sufficienti informazioni progettuali, sono state ipotizzate delle ipotesi incidentali preliminari ed i valori ottenuti sono da considerare indicativi.





Unità	Descrizione	Metodo indicizzato	Componenti dell'unità
1	Sistema di trasferimento GNL FSRU	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera le manichette dei bracci di scarico GNL e il circuito GNL fino ai serbatoi di stoccaggio
2	Sistema di ritorno BOG da compressori HD della FSRU a nave metaniera	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera il sistema di ritorno vapori di BOG dai serbatoi di stoccaggio (tramite i compressori High Duty ² , collocati all'interno della Cargo Machinery della FSRU) alla tubazione dedicata al ritorno vapori alla nave metaniera
3	Serbatoi di stoccaggio GNL	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera i 4 serbatoi di stoccaggio GNL
4	Circuito GNL ricondensatore FSRU VX0050	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera il circuito del ricondensatore VX0050
5	Pompe HP Booster	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera le 4 pompe alta pressione di mandata GNL ai vaporizzatori e relative tubazioni di mandata
6	Circuito vaporizzatori FSRU	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera il circuito del Gas Naturale dall'uscita dei vaporizzatori al sistema di scarico tramite manichette flessibili per l'invio a metanodotto onshore
7	Compressori LD di recupero BOG	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera il sistema di ritorno vapori di BOG dai serbatoi di stoccaggio (tramite i compressori Low Duty di recupero BoG, situato nella Cargo Machinery della FSRU) fino al ricondensatore VX0050
8	Sistema di scarico GN a torretta da FSRU	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità considera il sistema torretta-riser per l'esportazione del GN al metanodotto offshore.

Tabella 29 - Elenco e descrizione delle unità logiche

² *I compressori High Duty (HD) non saranno normalmente utilizzati in quanto il passaggio del GNL avverrà per differenza di pressione tra i serbatoi della FSRU e i serbatoi della nave metaniera; tuttavia, conservativamente, ai fini dell'analisi di rischio se ne considera l'uso per tutte le scariche.*





C.4.0.2 Sintesi dei risultati ottenuti

Di seguito si riportano per ogni unità le tabelle riepilogative contenenti la distribuzione delle categorie di rischio e una tabella di sintesi per il Terminale.

UNITA' 1 – Sistema di trasferimento GNL FSRU				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,01	LIEVE	0,00	LIEVE
C	3,17	MODERATO	0,57	LIEVE
A	17,99	BASSO	1,47	LIEVE
G	206,18	MODERATO	7,01	LIEVE
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 30 - Indici di rischio per unità 1

UNITA' 2 - Sistema ritorno BOG da compressore HD della FSRU a nave metaniera				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,00	LIEVE	0,00	LIEVE
C	1,95	BASSO	0,35	LIEVE
A	0,00	LIEVE	0,00	LIEVE
G	63,00	BASSO	1,93	LIEVE
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 31 - Indici di rischio per unità 2

UNITA' 3 – Serbatoi di stoccaggio GNL				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	444,38	GRAVISSIMO	18,95	ALTO I
C	3,12	MODERATO	0,57	LIEVE
A	1040,45	MOLTO ALTO	38,08	MODERATO
G	116910,98	GRAVISSIMO	1337,24	ALTO II
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 32 - Indici di rischio per unità 3

UNITA' 4 – Circuito GNL Ricondensatore FSRU VX0050				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	1,97	LIEVE	0,21	LIEVE
C	2,80	MODERATO	0,51	LIEVE
A	239,44	ALTO	21,64	BASSO
G	1529,28	ALTO II	57,59	BASSO
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 33 - Indici di rischio per unità 4





UNITA' 5 – Pompe HP Booster				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,07	LIEVE	0,01	LIEVE
C	3,53	MODERATO	0,64	LIEVE
A	386,26	ALTO	34,91	MODERATO
G	510,08	ALTO I	19,21	LIEVE
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 34 - Indici di rischio per unità 5

UNITA' 6 – Vaporizzatori				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,35	LIEVE	0,04	LIEVE
C	3,61	MODERATO	0,65	LIEVE
A	4089,16	GRAVE	369,54	ALTO
G	4742,30	MOLTO ALTO	178,58	MODERATO
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 35 - Indici di rischio per unità 6

UNITA' 7 – Compressore LD di recupero BOG				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,00	LIEVE	0,00	LIEVE
C	1,95	BASSO	0,35	LIEVE
A	0,00	LIEVE	0,00	LIEVE
G	54,34	BASSO	1,84	LIEVE
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 36 - Indici di rischio per unità 7

UNITA' 8 – Sistema torretta scarico GN da FSRU per invio in rete				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	1,89	LIEVE	0,22	LIEVE
C	2,86	MODERATO	0,52	LIEVE
A	3951,85	GRAVE	396,82	ALTO
G	4130,56	MOLTO ALTO	184,19	MODERATO
T	0,00	NON APP.	0,00	NON APP.

Tabella 37 - Indici di rischio per unità 8





Sezione del Terminale	Unità logica	Indice di Rischio Generale Iniziale (G)	Categoria INIZIALE	Indice di Rischio Generale Finale (G')	Categoria FINALE
Floating Storage Regassification Unit	1 Sistema di trasferimento GNL FSRU	206,18	MODERATO	7,01	LIEVE
	2 Sistema ritorno BOG da compressore HD della FSRU a nave metaniera	63,00	BASSO	1,93	LIEVE
	3 Serbatoi di stoccaggio GNL	116.910,98	GRAVISSIMO	1.337,24	ALTO II
	4 Circuito GNL Ricondensatore FSRU VX0050	1.529,28	ALTO II	57,59	BASSO
	5 Pompe HP booster	510,08	ALTO I	19,21	LIEVE
	6 Circuito vaporizzatori FSRU	4742,30	MOLTO ALTO	178,58	MODERATO
	7 Compressore LD di recupero BOG	54,34	BASSO	1,84	LIEVE
Sistema Torretta e Riser	8 Manichette flessibili di scarico GN da FSRU per invio in rete	4130,56	MOLTO ALTO	184,19	MODERATO

Tabella 38 - Distribuzione delle categorie dell'indice di Rischio Generale Iniziale G e Finale (Compensato) G'

Dalla tabella e dai valori dell'indice di rischio generale compensato, a conferma degli elevati livelli di protezione e sicurezza previsti nel Terminale, si può dedurre che delle unità esaminate:

- nessuna ricade nelle tre categorie di rischio più elevato (molto alto, grave e gravissimo) secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II;
- un'unica unità ricade nella categoria di rischio Alto (I e II) secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II, e si tratta dell'unità Serbatoi di stoccaggio GNL la cui classificazione di rischio è dovuta principalmente al fattore quantità (fattore per il cui calcolo è necessario considerare le tonnellate di sostanza pericolosa presenti nell'unità in analisi);
- 7 unità ricadono in una fascia di rischio ridotta secondo i criteri di analisi indicati dal D.P.C.M. 31/03/1989, Allegato II.





C.4.1 Individuazione delle ipotesi incidentali e delle relative frequenze

C.4.1.1.1 Criteri e metodologie utilizzati per l'individuazione delle ipotesi incidentali e delle relative frequenze

C.4.1.1.2 Tecniche utilizzate per l'individuazione delle ipotesi incidentali (cause iniziatrici)

Le cause iniziatrici degli eventi incidentali ragionevolmente credibili vengono individuate mediante:

- Analisi Operativa (HazOp) delle sezioni impiantistiche più critiche al fine di identificare cause e protezioni delle ipotesi incidentali analizzate; Il gestore ha reso disponibile un'analisi operativa (HazOp) relativa alla sola Nave dalla quale sono stati ricavati i TOP EVENT. Lo studio HazOp comprensivo del sistema di esportazione gas a torretta verrà aggiornato per il Rapporto Definitivo di Sicurezza.
- Analisi da dati di tipo statistico-storico (letteratura) attraverso la metodologia individuata nella banca dati “*Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005*”.

Tali tecniche si applicano alle unità prese in considerazione nell'applicazione del metodo indicizzato.

Identificazione delle ipotesi incidentali mediante Analisi operativa delle sezioni impiantistiche più critiche (Hazop)

L'analisi operativa permette di valutare possibili deviazioni dalle condizioni di regime di funzionamento, andando ad individuare le cause e le conseguenze elementari che, concatenate tra loro, possono portare all'accadimento di una causa iniziatrice.

L'analisi operativa è applicata con risultati apprezzabili a sistemi complessi, dove i rischi sono dovuti principalmente a deviazioni delle condizioni di funzionamento.

Per l'impianto oggetto del presente Rapporto preliminare di Sicurezza, il gestore ha reso disponibile un'analisi operativa (HaZop) relativa alla sola nave FSRU senza il sistema di esportazione gas a torretta. Su tale analisi, si è quindi proceduto all'identificazione dei Top Event lato nave. Lo studio comprensivo del sistema di esportazione gas a torretta verrà aggiornato per il Rapporto Definitivo di Sicurezza.

La scelta delle ipotesi incidentali, coerentemente con il campo di applicazione dell'analisi operativa, è stata condotta sulla base della criticità delle operazioni e in base al grado di protezione di processo esistente.





Identificazione delle ipotesi incidentali mediante Analisi Statistico-Storica

La tecnica analitica di tipo “statistico-storica” compie un’analisi macroscopica degli eventi incidentali caratteristici delle apparecchiature connesse con la linea in esame. Senza approfondire la sequenza logica che porta al verificarsi della causa iniziatrice, questa determina i punti critici delle installazioni esaminate e fornisce una stima approssimata della frequenza di accadimento.

Tale metodologia è applicata alle singole apparecchiature costituenti l’impianto in esame (es: vessel in pressione, tubazioni, pompe etc.), laddove le frequenze associate ai rilasci da tali apparecchiature, sono facilmente determinabili sulla base della sola esperienza storica, vista l’ampia disponibilità di dati in letteratura.

Per l’impianto in esame, l’analisi è stata condotta utilizzando le banche dati contenute nei seguenti riferimenti: “Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005” e “HSE - Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessment – 2017”.

L’impianto oggetto di analisi è stato suddiviso in “sezioni isolabili”, dove per sezione isolabile si intende una parte d’impianto compresa tra almeno due valvole automatiche consecutive, che rimane isolata dal resto dell’impianto a seguito dell’intervento dell’ESD (Emergency Shut Down) o PSD (Process Shut Down) o blocco dell’impianto.

Il metodo proposto nel Rapporto Preliminare di Sicurezza, ampiamente utilizzato nelle analisi di rischio nazionali ed internazionali, prevede la suddivisione logica delle parti di impianti tra due valvole automatiche di intercettazione (SDV) o equivalenti (HSV per compressione) e si tratta di un criterio di suddivisione logica. La banca dati TNO Purple Book, presa come riferimento per la conduzione dell’analisi di rischio di codesto RdS, al paragrafo 2.3 precisa che due installazioni possono essere considerate separate se questo possono essere isolate in un tempo molto breve a seguito dell’incidente.

Le sezioni isolabili includono apparecchiature e tubazioni che sono state considerate, per la conduzione della presente analisi, separatamente ai fini della stima delle frequenze di rottura, così come riportato dal TNO Purple Book, trattandosi di elementi distinti con ratei di guasto e fori di rottura differenti.

Per ogni apparecchiatura e tubazione compresa all’interno della sezione isolabile, è prevista l’assegnazione di una specifica frequenza, fornita all’interno della banca dati sopra citata.





C.4.1.1.3 *Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali (cause iniziatrici)*

Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali mediante alberi di Guasto

Le frequenze relative alle cause iniziatrici individuate attraverso l'analisi operativa vengono determinate attraverso la tecnica quantitativa dell'albero dei guasti (Fault Tree Analysis).

Gli alberi di guasto sono costruiti avvalendosi dei risultati dell'analisi operativa, combinando tra di loro le diverse "cause" e le "mancate protezioni". Per determinare la frequenza di accadimento dell'evento incidentale, si procede alla quantificazione degli alberi di guasto.

La quantificazione dell'albero di guasto è effettuata con l'ausilio del codice "Isograph" della Reliability Workbench (ultima versione disponibile alla data della presente relazione).

In funzione dei tassi di guasto, dei tempi di riparazione e delle frequenze di test attribuiti ai primari, si ottengono le frequenze di accadimento su base annua degli eventi incidentali selezionati. Ad ogni singolo evento primario, che entra nella quantificazione dell'albero di guasto, sono attribuiti i parametri di affidabilità ricavati da banche dati componenti specializzate.

Le banche dati componenti utilizzate nell'analisi sono:

- Oreda participant, OREDA Handbook, Offshore Reliability Data Handbook, 5th Edition, 2009.
- Sintef Technology and Society, SINTEF, Reliability Data for Safety Instrumented System, PSD Data Handbook 2013 Edition.
- Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005 Edition.
- Health and Safety Executive (HSE), Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessment, edizione 2017.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), Report 43401, 2019.

Le banche dati componenti sono state confrontate con ulteriori banche dati del settore Oil and Gas e specifiche di ambito navale, LNG offshore e onshore: in particolare sono stati analizzati i due documenti "Report 43401" del settembre 2019 dell'International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) e "Offshore Hydrocarbon Release statistic 2001" del gennaio 2002 dell'HSE.





Per quanto riguarda i tempi di verifica delle attrezzature critiche (allarmi, PSV e sistemi di blocco), gli alberi di guasto tengono conto di valori specifici adottati dallo Stabilimento, anziché della banca dati sopra riportata.

In particolare si è considerato:

- per le PSV un tempo di test pari a 2 anni;
- per i sistemi di blocco un tempo di test pari a 1 anno;
- per gli allarmi un tempo di test pari a 1 anno.

Inoltre non sono state considerate quali protezioni le indicazioni di strumenti in campo.

Si precisa che la frequenza di accadimento di un'ipotesi incidentale è stata calcolata considerando che le cause e le mancate protezioni occorrono contemporaneamente e a condizione che siano mantenuti i tempi di test e di riparazione dei componenti adottati nell'albero di guasto dell'ipotesi incidentale.

Negli alberi di guasto si è tenuto conto delle cause comuni di guasto (CCF dall'inglese "Common Causes of Failure") considerando le indisponibilità comuni degli elementi (strumenti, operatore), se modellati sia nelle cause che nelle protezioni.

Errore umano

In merito ai valori di indisponibilità dell'errore operativo, il valore dell'errore operatore è stato elaborato sulla base di dati di letteratura (si veda la seguente tabella).

Per le singole ipotesi, in merito al valore utilizzato negli alberi di guasto per le cause legate ad errore operativo, si osserva quanto segue:

- Nei casi in cui l'errore operativo è un errore di operazione o commissione in operazioni semplici svolte normalmente dall'operatore, il valore di riferimento assunto è pari a $1,0 \cdot 10^{-4}$ occ./anno; tale valore è stato utilizzato per le ipotesi 1H e 3H, in cui tra le cause è stata considerata l'errata azione/operazione su valvole di intercetto;
- Nei casi di Mancato Intervento Operativo su Allarme (indicato negli alberi di guasto anche come MIOA), ci si riferisce ad un intervento attivato dall'allarme che comporta due azioni possibili, una da remoto su valvole motorizzate o equivalenti e una in locale in campo su valvola manuale;
- Nei casi di MIOA connesso a più di un allarme, generalmente si può osservare che è stato assunto che i diversi allarmi siano funzionali per l'attivazione di un solo operatore; ciò è visibile dal numero della porta dell'albero di guasto (il medesimo per gli interventi su allarme, ad indicare che si tratta di un solo operatore);





- Il valore di errore operativo per l'ipotesi 5H è stato calcolato sulla base di dati di letteratura combinati con il numero di ore annue in cui è previsto il riempimento della FSRU (1.600 ore).

Codice	MODALITÀ DI ERRORE	BHEP (Probabilità-base di errore umano per intervento)
BHEP1	Errori straordinari difficilmente riconducibili ad una causa: sono assenti fattori di stress e sussistono forti concomitanze e successioni di errori o eventi indesiderati per la loro occorrenza.	10^{-5}
BHEP2	Errore in semplici operazioni regolarmente svolte, con minimo fattore di stress	10^{-4}
BHEP3	Errori di commissione (quali azionamento di pulsante sbagliato o errata lettura di un dato a video). Operazioni più complesse rispetto le precedenti, che richiedono meno tempo disponibile nonché alcune concomitanze e successioni di errori o eventi indesiderati per la loro occorrenza.	10^{-3}
BHEP4	Errori di omissione dipendenti da fattori di conoscenza e concomitanze e successioni di errori o eventi indesiderati. Operazioni complesse, non familiari e con poco tempo di risposta in concomitanza a possibilità di distrazioni.	10^{-2}
BHEP5	Operazioni estremamente complesse, fattori di stress rilevanti e poco tempo per la risposta.	10^{-1}
BHEP6	Processi che richiedono diagnosi e capacità decisionale, operazioni complesse e non familiari con tempi brevi di risposta in presenza di forte stress emotivo.	10^{-1} a 1

Hunns, D.M. and Daniels, B.K., *The Method of Paired Comparison*, Proceedings of the 6th Symposium on Advances in Reliability Technology, Report NCSR R23 and R24, UK Atomic Energy Authority, 1980.

Tabella 39 - Fonte probabilità base di errore umano per intervento

In merito al valore di indisponibilità della chiusura delle valvole manuali, questo è stato assunto pari al valore di indisponibilità in chiusura di una valvola di blocco pari a 0,0095 occ/anno (Fonte: Oreda 2009), in quanto la stessa fonte indica per la mancata chiusura di qualsiasi tipo di valvola un valore sostanzialmente identico (0,00858 occ/anno).





Chiarimenti su alcuni elementi specifici

Il seguente stralcio del P&ID mostra il posizionamento dello strumento “override di pressione”, utilizzato per il calcolo della frequenza di accadimento della seguente ipotesi incidentale:

- Ipotesi n. 2H “Sovrappressione (e conseguente cedimento) collettore gas, dopo gassificazione”.

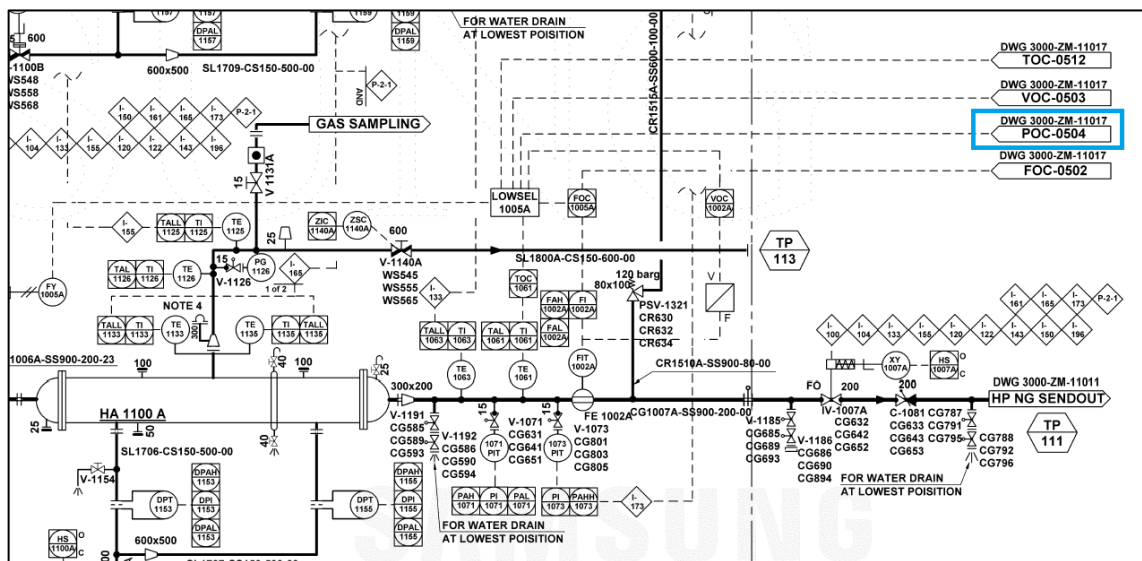


Figura 37 – Stralcio P&ID con indicazione POC-0504

In merito ai filtri delle 3 pompe di prelievo di acqua di mare, menzionati nella descrizione dell’ipotesi n. 3H “Rottura collettore gas a metanodotto, per infragilimento criogenico”, si chiarisce che esistono due cestelli in aspirazione acqua mare e un filtro in mandata su ciascuna pompa; nell’ipotesi si considera l’ostruzione di almeno due dei tre filtri in mandata.

In **ALLEGATO C.4.1-B** sono disponibili gli alberi di guasto sviluppati per le ipotesi incidentali. Negli alberi dei guasti, l’uscita di ciascuna porta logica riporta il valore calcolato della frequenza.

Al fine di migliorare la leggibilità degli alberi dei guasti, si forniscono i dati di affidabilità/indisponibilità per i singoli elementi, con riferimento alla banca dati da cui sono stati estratti.





Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali mediante analisi statistico-storica

La determinazione della frequenza di accadimento delle ipotesi incidentali, necessarie per l'applicazione dell'analisi statistico-storica, è stata effettuata analizzando i dati storici riportati nelle banche dati "Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005" e "Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments, HSE, 2017", di seguito richiamati per le apparecchiature di processo in funzione delle varie tipologie di rottura.

a) Compressori

Item	Riferimento	Foro > 110 mm	Foro > 75 mm e ≤ 110 mm	Foro > 25 mm e ≤ 75 mm	Foro ≤ 25 mm
		occ/anno	occ/anno	occ/anno	occ/anno
Compressore Centrifugo	HSE, 2017	$2,9 \cdot 10^{-6}$	$2,9 \cdot 10^{-6}$	$2,7 \cdot 10^{-4}$	$1,2 \cdot 10^{-2}$

Tabella 40 - Ratei di guasto compressori centrifughi, HSE 2017

Nel TNO Purple Book non sono riportate le frequenze di rottura per i compressori per cui sono stati considerati i ratei di guasto riportati dal HSE, Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments, 2017. La banca dati suggerisce di scegliere come dimensione del foro quella definita per le tubazioni (cfr. punti d) ed e) in seguito); come grandezza del foro di rottura totale, la fonte consiglia di utilizzare la dimensione del bocchello in ingresso o in uscita dal compressore.

SNAM, nei suoi Stabilimenti, predispone e attua la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti adottando un Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) conforme all'Allegato 3 del D.Lgs. 105/2015; tale documento è redatto secondo le linee guida definite all'Allegato B del citato decreto. Si precisa inoltre che le procedure e le istruzioni operative che costituiscono il SGS fanno parte di un sistema di gestione più ampio, integrato anche con aspetti ambientali, di salute e sicurezza dei lavoratori e di qualità.

Secondo quanto previsto dal SGS tutte le apparecchiature presenti negli stabilimenti sono oggetto di manutenzione, al fine di salvaguardarne la sicurezza, l'efficienza e la continuità di servizio. Le operazioni di manutenzione sono effettuate secondo permessi di lavoro specifici.

A seguito delle osservazioni effettuate, si possono ritenere non ragionevolmente ipotizzabili i rilasci di rottura totale che, pertanto, non saranno valutati nel prosieguo dell'analisi.





b) Tubazioni

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN < 3"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,0 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^{-6}$
Tubazioni 3" ≤ DN ≤ 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$2,0 \cdot 10^{-6}$	$3,0 \cdot 10^{-7}$
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,0 \cdot 10^{-7}$	$1,0 \cdot 10^{-7}$

Tabella 41 - Ratei di guasto tubazioni, TNO Purple Book ed. 2005

Per le ragioni già esposte per i compressori, anche per le tubazioni non risultano ragionevolmente ipotizzabili i rilasci di rottura totale che, pertanto, non saranno valutati nel prosieguo dell'analisi.

c) Manichette

All'interno del documento IOGP Report 434-01 del 2019 è stato individuato il rateo di guasto per le manichette di trasferimento che si è scelto di impiegare per le ipotesi di trasferimento di GNL.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/n. bracci di carico	occ/anno/n. bracci di carico
Bracci di carico per trasferimenti via nave di LNG	IOGP Report 434-01 2019	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$

Tabella 42 - Ratei di guasto da IOGP Report 434-01 2019 per bracci di carico per trasferimenti via nave di GNL

Tale rateo è stato usato per le ipotesi che interessano manichette di trasferimento di gas naturale liquefatto.

Per quanto riguarda i trasferimenti di carburanti liquidi, ed in particolare di gasolio, si è invece fatto riferimento al TNO Purple Book:

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/ore	occ/ore
Rottura manichetta pressurizzata	TNO Purple Book Ed. 2005	$4,00 \cdot 10^{-5}$	$4,00 \cdot 10^{-6}$

Tabella 43 - Ratei di guasto da TNO Purple Book per manichette pressurizzate per i trasferimenti via terra





È stata considerata la sola rottura parziale delle manichette adibite al carico / scarico derivante da analisi statistico-storica per le ragioni già esposte per gli altri elementi.

d) Giunto rotante sistema torretta

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi relative al giunto rotante non è disponibile in letteratura un dato specifico. Vengono utilizzati quindi i dati di letteratura relativi ai bracci di carico navali. All'interno del documento IOGP Report 434-01 del 2019 è stato individuato il rateo di guasto.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/n. bracci di carico	occ/anno/n. bracci di carico
Bracci di carico per trasferimenti via nave di LNG	IOGP Report 434-01 2019	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$

Tabella 44 - Dati di letteratura relativi ai bracci di carico navali

e) Riser flessibili sottomarini e PLEM subacqueo

Considerando la particolare struttura costruttiva dei riser flessibili e del PLEM subacqueo, vengono considerate non credibili rotture della parte immersa del sistema torretta (cfr. paragrafo B)

In particolare, i riser flessibili sono costituiti da una combinazione di differenti strati. Inoltre, per limitare i carichi estremi e contenere il danneggiamento a fatica dei riser, è previsto disporli secondo una configurazione in catenaria con boe di galleggiamento

Inoltre, risulta poco credibile il danneggiamento dovuto a cause esterne:

- Sarà definito un divieto di navigazione in un'area di rispetto dalla FSRU al fine di evitare l'ingresso di qualsiasi nave esterna alle operazioni del Terminale;
- L'area interdotta alla navigazione sarà costantemente vigilata da una nave di supporto oltre che dai dispositivi di allarme presenti su FSRU;
- Le operazioni di spostamento carichi nel Terminale si svolgono secondo precise procedure ed il personale è sufficientemente addestrato;
- La valvola sottomarina è strutturalmente protetta anche per eventuali cadute di oggetti dall'alto.

È stata fatta anche una ricerca di letteratura per caratterizzare l'eventuale dispersione sottomarina di un gas dal punto di rilascio alla superficie ("Dispersion of Subsea Releases, Health and Safety Executive" OTH 95 465, 1995 – "Modellazione di rilasci di idrocarburi da condotte sottomarine", Stefanoni, Rota, Ottobre 2004).





Questa dispersione può essere modellata suddividendo l'efflusso in quattro regioni distinte:

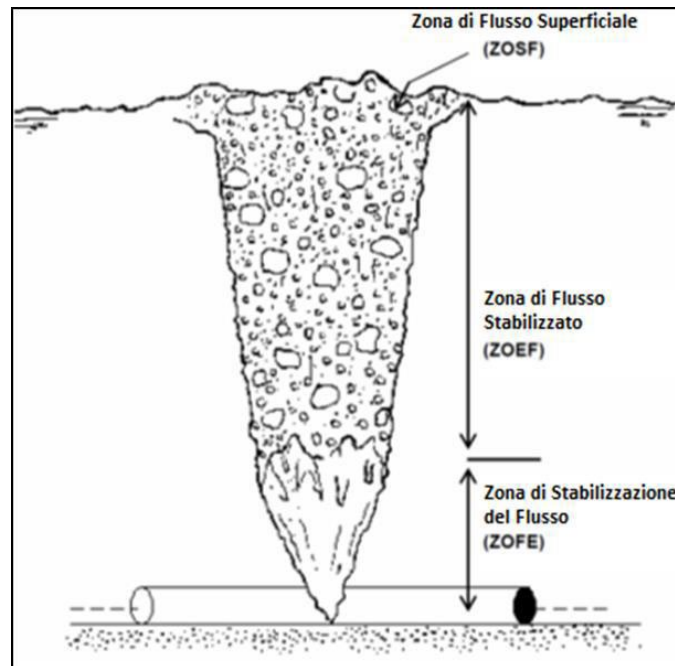


Figura 38: Dispersione sottomarina

- *Punto di rilascio: termine sorgente*
Il termine sorgente descrive la fuoriuscita del gas spinto dalla differenza di pressione tra la tubazione e l'ambiente esterno.
- *Zona di stabilizzazione del flusso (ZOFE)*
Dopo il punto di rilascio il gas entra nell'acqua sotto forma di un getto a bassa densità essenzialmente guidato dalla quantità di moto. Ad una certa distanza sopra il punto di rilascio le forze di galleggiamento diventano il fenomeno controllante e determinano le caratteristiche del pennacchio e una distribuzione radiale gaussiana.
A questa altezza gli effetti della quantità di moto iniziale sono considerati secondari alla dinamica indotta dalla spinta idrostatica.
La regione tra il punto di rilascio e l'altezza alla quale la dispersione adotta una struttura simile ad un pennacchio è la ZOFE. In questa zona il termine controllante è la quantità di moto, mentre la spinta di galleggiamento è trascurabile.
- *Zona di flusso stabilizzato (ZOEF)*
La Zona di flusso stabilizzato è la regione in cui la dispersione assume un comportamento a pennacchio, essa si estende dal limite della ZOFE ad una profondità appena al di sotto del pelo libero dell'acqua. In questa zona il termine controllante è la spinta di galleggiamento generata dalla differenza di densità tra il fluido scaricato e l'acqua di mare.





- Zona di flusso superficiale (ZOSF)*
 Nella regione di flusso in prossimità della superficie, la maggior parte del gas sembra essere liberata in atmosfera dall'area centrale. Nella zona ZOSF sopra la ZOEF, il pennacchio interagisce con la superficie causando un allargamento del pennacchio e un flusso radiale di acqua sulla superficie.
 Il gas raggiunge la superficie in mare aperto e l'unico scenario incidentale possibile sarebbe il flash fire, in quanto il jet fire non viene considerato in quanto il battente di acqua è in grado di ridurre la velocità. Tuttavia considerando la particolare conformazione del Terminale, nel proseguo dell'analisi non vengono considerati credibili eventuali scenari sui riser e sul PLEM.

f) Scambiatori di calore

Con riferimento alla seguente tabella, estratta dal TNO Purple Book, la frequenza di rottura, considerando che il GNL passa lato tubi mentre l'acqua mare passa lato mantello e che la pressione di design del mantello è inferiore alla pressione del GNL, è pari a $1 \cdot 10^{-3}$ occ/anno.

Table 3.11 Frequencies of LOCs for heat exchangers

Installation (part)	G.1	G.2	G.3
	Instantaneous	Continuous, 10 min	Continuous, Ø10 mm
heat exchanger, dangerous substance outside pipes	$5 \times 10^{-5} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-5} \text{ y}^{-1}$	$1 \times 10^{-3} \text{ y}^{-1}$
Installation (part)	G.4	G.5	G.6
	Rupture, 10 pipes	Rupture, 1 pipe	Leak
heat exchanger, dangerous substance inside pipes, design pressure outer shell less than pressure of dangerous substance	$1 \times 10^{-5} \text{ y}^{-1}$	$1 \times 10^{-3} \text{ y}^{-1}$	$1 \times 10^{-3} \text{ y}^{-1}$
heat exchanger, dangerous substance inside pipes, design pressure outer shell more than pressure of dangerous substance	$1 \times 10^{-6} \text{ y}^{-1}$		

Tabella 45 –Ratei di guasto rottura tubi scambiatori – TNO Purple Book 2005





C.4.1.1.4 *Criteri per l'individuazione della classe di probabilità delle ipotesi e degli eventi incidentali*

Ad ogni ipotesi incidentale individuata, in base alla frequenza di accadimento ottenuta, viene associata una “classe di probabilità”, secondo quanto indicato nella seguente tabella tratta da “General Guidance on Emergency Planning within the COMAH (Control Of Major Accident Hazards Regulation).

CLASSE DELL'EVENTO	FREQUENZA (occ/anno)
PROBABLE (probabile)	$> 10^{-1}$
FAIRLY PROBABLE (abbastanza probabile)	$10^{-2} \div 10^{-1}$
SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)	$10^{-3} \div 10^{-2}$
QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)	$10^{-4} \div 10^{-3}$
UNLIKELY (improbabile)	$10^{-5} \div 10^{-4}$
VERY UNLIKELY (molto improbabile)	$10^{-6} \div 10^{-5}$
EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)	$< 10^{-6}$

Tabella 46 - Classi delle probabilità stabilite da COMAH

FREQUENZA	CLASSE
Maggiore di 1 volta ogni 10 anni	Molto Alta
Tra 10 e 100 anni	Alta
Tra 100 e 1.000 anni	Media
Tra 1.000 e 10.000 anni	Bassa
Minore di 1 volta ogni 10.000 anni	Molto Bassa

Tabella 47 - Classificazione qualitativa delle frequenze (All. III D.P.C.M. 31/03/89)

Dove le classi “Bassa, Media e Alta” assumono il seguente significato:

BASSA: improbabile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito.

MEDIA: possibile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito.

ALTA: evento che si può verificare almeno una volta nella vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito.





Pur non essendovi uno specifico riferimento nella legislazione nazionale, il D.P.C.M. 31 Marzo 1989 (Paragrafo 2.3.4) richiede, una volta *“identificati gli eventi incidentali”*, *“un calcolo basato su ipotesi conservative nell’ipotesi di caso peggiore fra quelli credibili”*.

A livello internazionale si possono citare, tra i più importanti, i seguenti riferimenti relativi all’identificazione di criteri di accettabilità del rischio:

- US. Environmental Protection Agency (1990), *The National Oil and Hazardous Substances Pollution Contingency Plan (NCP)*, Section 300.430(e), nel quale si cita espressamente il valore di 10^{-6} come criterio generale di tolleranza dei rischi (*“The 10^{-6} risk level shall be used as the point of departure for determining remediation goals”*).
- UK Government through HSE Health and Safety Executive (2007), *Proposals for revised policies to address societal risk around onshore non-nuclear major hazard installations*, nel quale si cita espressamente il valore di 10^{-6} (*“For both workers and the public, an annual risk of death from an industrial activity of below 1 in 1,000,000 is considered to be a very low risk”*).

Secondo tali riferimenti, il criterio utilizzato è di considerare un evento ragionevolmente credibile se caratterizzato da una frequenza di accadimento superiore o uguale a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni/anno.

Si osserva che tale criterio è in linea con quanto definito dalle Decreto Ministeriale del 09/05/2001 *“Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante”* che prevede la valutazione della compatibilità per scenari incidentali con frequenze inferiori a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni/anno.

Per quanto sopra esposto, gli eventi incidentali analizzati si possono suddividere in:

- Ipotesi incidentali ragionevolmente credibili: quelli con frequenza di accadimento superiore o pari a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni per anno.
- Scenari incidentali ragionevolmente credibili: quelli la cui frequenza di accadimento è pari o superiore a $1 \cdot 10^{-7}$ occasioni per anno.

Saranno pertanto valutate le conseguenze per tutti gli eventi che hanno frequenze di accadimento superiore a $1 \cdot 10^{-7}$ occ/anno.





C.4.1.1.5 Ipotesi incidentali

Di seguito si riporta la tabella riepilogativa delle ipotesi incidentali e delle frequenze di accadimento calcolate e la relativa classe di evento ed alle pagine successive la descrizione dettagliata delle stesse. Le ipotesi dedotte da analisi operativa sono state denominate con un numero progressivo seguito da una H (HazOp), le ipotesi da analisi statistico-storica con un numero progressivo seguito da una R (Random).

Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi	Classe dell'evento secondo COMAH
			(occ/anno)	
Riempimento FSRU	1R - Manichette flessibili di scarico GNL da nave metaniera a FSRU	Perdita significativa	$1,46 \cdot 10^{-4}$	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
		Rottura totale	$1,46 \cdot 10^{-5}$	UNLIKELY (improbabile)
	2R - Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera	Hole	$9,86 \cdot 10^{-5}$	UNLIKELY (improbabile)
		Pinhole / crack	$4,38 \cdot 10^{-3}$	SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)
	3R - Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette	Perdita significativa	$2,30 \cdot 10^{-5}$	UNLIKELY (improbabile)
	4R - Linee di caricamento serbatoi FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$3,20 \cdot 10^{-6}$	VERY UNLIKELY (molto improbabile)
	5R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$2,20 \cdot 10^{-5}$	UNLIKELY (improbabile)
	6R - Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$2,02 \cdot 10^{-4}$	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
	13R - Linee di ritorno BOG a nave metaniera	Perdita significativa	$2,13 \cdot 10^{-5}$	UNLIKELY (improbabile)
	1H - Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG	-	$1,80 \cdot 10^{-3}$	SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)
5H - Roll over serbatoio di GNL	-	$8,90 \cdot 10^{-9}$	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)	





Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi	Classe dell'evento secondo COMAH
			(occ/anno)	
FSRU in rigassificazione	7R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU	Perdita significativa	$1,21 \cdot 10^{-4}$	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
	8R - Linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster	Perdita significativa	$2,10 \cdot 10^{-5}$	UNLIKELY (improbabile)
	9R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	Hole	$2,70 \cdot 10^{-4}$	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
		Pinhole / crack	$1,20 \cdot 10^{-2}$	FAIRLY PROBABLE (abbastanza probabile)
	14R - Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU	Perdita significativa	$1,17 \cdot 10^{-4}$	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
	2H - Sovrappressione (e conseguente cedimento) collettore gas, dopo gassificazione	Perdita significativa	$3,00 \cdot 10^{-14}$	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)
	6H - Rottura di uno dei tubi dello scambiatore ad acqua mare HA 1100 A	-	$1,20 \cdot 10^{-5}$	UNLIKELY (improbabile)
	7H - Invio GNL a linee FSRU non idonee	-	$3,80 \cdot 10^{-9}$	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)
	8H - Cavitazione pompe ad alta pressione HP Booster PA-1000 A/B	-	$2,80 \cdot 10^{-6}$	VERY UNLIKELY (molto improbabile)
	9H - Sovrappressione del ricondensatore VX-0050	-	$3,40 \cdot 10^{-5}$	UNLIKELY (improbabile)
	10H - Sovrappressione scambiatore HA-1100 A e relativa linea	-	$3,80 \cdot 10^{-10}$	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)
	11H - Perdita GN per vaporizzazione GNL	-	$2,60 \cdot 10^{-10}$	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)
	4H - Sovrappressione KO drum VA-0070	-	$3,70 \cdot 10^{-15}$	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)





Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi	Classe dell'evento secondo COMAH
			(occ/anno)	
Invio GN a metanodotto	10R – Linee di mandata gas a sistema torretta	Perdita significativa	$1,50 \cdot 10^{-5}$	UNLIKELY (improbabile)
	11R – Giunto rotante sistema torretta	Perdita significativa	$2,00 \cdot 10^{-4}$	QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)
	3H - Rottura collettore gas a metanodotto, per infragilimento criogenico	-	$1,60 \cdot 10^{-10}$	EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)
Invio GNL a nave metaniera	12R - Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU	Perdita significativa	$7,12 \cdot 10^{-5}$	UNLIKELY (improbabile)
		Rottura totale	$7,12 \cdot 10^{-6}$	VERY UNLIKELY (molto improbabile)
Trasferimento carburanti liquidi	15R - Manichette riempimento gasolio	Perdita significativa	$2,20 \cdot 10^{-3}$	SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)

Tabella 48 - Sintesi delle ipotesi incidentali e relative frequenze di accadimento

Le ipotesi incidentali credibili secondo i criteri adottati sono evidenziate in grigio.

C.4.1.1.6 Ipotesi incidentali ricavate da Analisi Operativa

Come già evidenziato, per l'impianto oggetto del presente Rapporto preliminare di Sicurezza è stata utilizzata un'analisi operativa (HazOp) relativa alla sola nave FSRU, senza considerare il sistema di esportazione gas a torretta.

In **ALLEGATO C.4.1-B** sono disponibili gli Alberi di Guasto per le singole ipotesi dedotte dall'analisi operativa, con individuazione dei Minimal Cut Sets, che rappresentano i “percorsi critici” in termini di frequenze di accadimento dei singoli alberi.

In particolare le ipotesi sono state elaborate col fine di traguardare eventuali incidenti rilevanti da rilasci di gas. La configurazione operativa di riferimento è quella della gassificazione dell'LNG attuata dall'FRSU durante il carico/scarico del prodotto alla/dalla nave metaniera.

La nave FSRU è dotata di quattro serbatoi di GNL, ciascuno dotato di una pompa di miscelazione, due pompe di caricamento navi metaniere ed una pompa di alimentazione del GNL alla sezione di rigassificazione.





Ipotesi n. 1H: Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG

Si considera l'assetto della FSRU con rigassificazione GNL ed invio al metanodotto. In tale assetto è attivo il compressore di recupero Low Duty del BOG delle taniche FSRU in svuotamento, che invia il BOG al ricondensatore VX0050, al fine di processarlo nella sezione di gassificazione.

CAUSE:

1. Arresto compressore di recupero di BOG (Boil Off Gas) Low Duty e mancato avviamento compressore di riserva.
2. Errore operativo con chiusura valvola manuale di ingresso BOG nell'apparecchiatura di ri-condensazione VX0050.
3. Guasto in chiusura della valvola FCV-0022, che regola il gas BOG in ingresso in VX0050, oppure guasto del relativo controllore.
4. Eccesiva pressione nell'apparecchiatura in VX0050 (che impedisce l'ingresso del BOG) per sovra riempimento idraulico provocato dal guasto in apertura della valvola PCV 0013 A/B in split range, che immette GNL in VX0050, oppure dal guasto del relativo controllore.
5. Eccesiva pressione nell'apparecchiatura in VX0050 (che impedisce l'ingresso del BOG) per sovra riempimento idraulico provocato dal guasto della valvola LCV 0090 (immissione gas di pressurizzazione, dopo rigassificazione), oppure dal guasto del relativo controllore.
6. Eccesiva pressione in VX0050 per chiusura spuria valvola di blocco gas in uscita IV 0050 su linea gas uscita VX0050.
7. Eccesiva pressione in VX0050 per chiusura spuria valvole di blocco gas in uscita IV-0131 e IV-0133 su linea gas uscita VX0050.
8. Mancanza o riduzione di portata di BOG da VX 0050 per errore operativo di mancata chiusura valvola manuale su linea di crossover CG-931.
9. Guasto in chiusura della valvola LCV 1050, che regola la portata di GNL al pozzetto di aspirazione delle pompe ad alta pressione PA-1000 A/B, oppure guasto del relativo controllore.





MANCATO INTERVENTO PROTEZIONI

- 1.,2.,3.,4.,5.,6., 7.,8. Mancato intervento della soglia di Allarme di bassa portata su trasmettitore di portata FE 0032 su linea gas BOG in ingresso all'apparecchiatura di ri-condensazione, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni di scarica GNL.
- 4.,5., 6., 7 Mancato intervento della soglia di Allarme di alta pressione PAHH 008 su VX 0050, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni di scarica GNL.
- 4.,5. Mancato intervento della soglia di Allarme di alto livello LAH 0013 su VX 0050, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni di scarica GNL.
- 4.5 Mancato intervento della soglia di intervento di altissimo livello LAHH 0043/0053 su VX 0050 che chiudono la FCV 0022 di ingresso BOG in VX 0050.
6. Mancato intervento delle valvole di sicurezza PSV 0049/0051, di cui solo una ipotizzata inserita.
7. Mancato intervento delle valvole di sicurezza PSV 0073/0074, di cui solo una ipotizzata inserita, sul KO drum del vent principale.
7. Mancato intervento della valvola di sicurezza PSV 100 sulla linea di vent delle pompe ad alta pressione, collettata al vent principale.
- 7., 9. Mancato intervento della soglia di Allarme di basso livello LAL 0013 su VX 0050, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni di scarica GNL.
- 7., 9. Mancato intervento della soglia di bassissimo livello LALL 1014 A/B su pompe ad alta pressione HP Booster PA 1000 A/B, che attiva la logica PSD2 1A/1B di blocco del treno interessato dall'evento (A o B) arrestando la pompa PA 1000 A o B, chiudendo la valvola di blocco IV-1007 A o B in uscita scambiatore, aprendo la valvola di riciclo FCV-1055 A o B della pompa PA 1000 A o B e chiudendo la valvola di regolazione FCV-1005 A o B in uscita pompa/ingresso scambiatore.

Frequenza finale 1H: $1,80 \cdot 10^{-3}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 2H: Sovrappressione (e conseguente cedimento) collettore gas, dopo gassificazione

Si considera una configurazione con i tre Skid di rigassificazione in servizio, in parallelo, ma con una sola coppia pompa/scambiatore acqua mare, per ciascuno skid.

CAUSE:

1. Guasto in chiusura valvola PCV 0009 A/B, sulla linea di immissione gas a gasdotto, oppure guasto del relativo controllore: le valvole sono asservite, in maniera indipendente, a due controllori di pressione differenziale monte (pressione gas subito a valle della rigassificazione), valle (pressione gas dotto di ricezione).
2. Chiusura spuria valvola SDV IV 0505 su linea immissione a gasdotto.

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

- 1,2. Mancato intervento della valvola di sicurezza PSV 1321 posizionata sullo scambiatore LNG/acqua mare HA 1100 A.
- 1,2. Mancato intervento della soglia di allarme di alta pressione PAH 0009, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni di scarica GNL.
- 1,2. Mancato intervento della soglia di altissima pressione PAHH 000519 che attiva in chiusura la valvola regolatrice in mandata pompa FCV1005A.
- 1,2. Mancato intervento override di pressione (POC-0504) che riduce forzatamente l'apertura della FCV 1005 A.
- 1,2. Mancato intervento del sistema HIPPS sulla linea di gassificazione, composto da doppia valvola asservita a pressostati di massima in logica due su tre.

Frequenza finale 2H: $3,00 \cdot 10^{-14}$ occ/anno

L'ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 3H: Rottura sistema di esportazione gas per infragilimento criogenico

L'ipotesi si riferisce alla possibilità che il GNL non venga gassificato o venga gassificato parzialmente, provocando l'immissione di gas in condizioni criogeniche nel metanodotto, causandone la rottura per infragilimento (il materiale del metanodotto è previsto in acciaio al carbonio, non resiliente, così come normalmente in uso).

CAUSE:

Si collega l'evento alla mancanza di acqua mare dalla pompa PA 1000 A, utilizzata per il riscaldamento e la conseguente evaporazione del GNL nello scambiatore HA1100A che riceve il prodotto da trattare. Ci si riferisce allo scambiatore dello SKID n. 1, ma considerazioni analoghe si possono effettuare anche per lo SKID n. 2 e n. 3. Sono previste tre pompe acqua mare che alimentano contemporaneamente i 6 scambiatori dei tre Skid. Le pompe sono ridondanti, il che lascia supporre che non sia sufficiente la fermata di una sola pompa per giustificare la mancanza di vaporizzazione. Si ipotizza quindi che le cause della mancanza d'acqua possano essere le cause 1, 2, 3, 4 e 6.

Si individua inoltre una ulteriore causa dell'evento nel guasto in apertura della valvola FCV-1005 A che regola la portata di GNL allo scambiatore HA1100A (e analogamente sugli altri treni): in questo caso la portata di GNL potrebbe essere tale da comportare una insufficiente vaporizzazione dello stesso all'interno dello scambiatore con possibile conseguente invio di GNL verso le linee gas.

1. L'arresto contemporaneo di almeno due delle tre pompe P 1050, P 2050, P 3050.
2. L'ostruzione dei filtri di aspirazione acqua mare CA-0300 e CA-0400, previsti ridondati (due in parallelo, sempre in servizio).
3. L'ostruzione contemporanea di due filtri autopulenti, CA 1300, 2300, 3300 in mandata a ciascuna pompa delle tre pompe.
4. La chiusura spuria della valvola di blocco IV 1100 A, ingresso acqua allo scambiatore.
5. Guasto in apertura della valvola regolatrice in mandata pompa FCV1005A oppure guasto del relativo controllore.
6. Errore operativo con chiusura valvola manuale su linea di ingresso acqua mare a scambiatore di calore.





MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

- 1.,2.,3.,4., 5., 6. Mancato intervento delle soglie di allarme di bassa temperatura lato gas TAL 1061/1062, che attivano l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.
- 1.,2.,3.,4., 5., 6. Mancato intervento delle soglie di allarme di bassissima temperatura lato gas TALL 1063/1064 che agiscono su valvola di blocco per arresto operazioni.
- 1.,2.,3.,4., 6. Mancato intervento delle soglie di allarme di bassa pressione lato acqua PAL 1119/1123, che attivano l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.
- 1.,2.,3.,4., 6. Mancato intervento delle soglie di allarme di bassissima pressione lato acqua PALL 1124/1119, che agiscono su valvola di blocco per arresto operazioni.
- 1.,2.,3.,4., 6. Mancato intervento delle soglie di allarme di bassissima temperatura, lato GNL, TALL 1125 che arresta la pompa P1000A.
5. Mancato intervento delle soglie di bassissima temperatura lato gas TALL 0510/0511/0512 che agiscono con logica 2oo3 per l'attivazione della logica di blocco PSD1 (arresto intera sezione di rigassificazione).
5. Mancato intervento delle soglie di bassissima temperatura uscita scambiatore TALL 1125/1133/1135 su HA1100A (TALL 1127/1137/1139 su HA1100B), indipendenti tra di loro, per l'attivazione della logica di blocco PSD2 (arresto singolo skid di rigassificazione).
- 2., 3. Mancato intervento operativo finalizzato all'iniezione di ipoclorito sul circuito di aspirazione acqua mare, tramite apertura valvola manuale.
1. Mancato intervento delle soglie di allarme di bassa portata FAL 1153/1155 sui due misuratori di portata acqua posizionati sulle due linee di ingresso allo scambiatore che attivano l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.
- 2., 3. Mancato intervento dei trasmettitori di pressione, allarmati di minima su aspirazione (PI 1070/2070/3070) /mandata (PI 1060/2060/3060) pompe acqua mare che attivano l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.





- 2., 3. Mancato funzionamento dei misuratori di vibrazioni sulle pompe, provocate dall'ostruzione dei filtri in aspirazione, che attivano l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.
2. Mancato funzionamento dei misuratori di pressione differenziale sui filtri di aspirazione che attivano l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.
3. Mancato funzionamento dei misuratori di pressione differenziale filtri in mandata pompe.

Frequenza finale 3H: $1,60 \cdot 10^{-10}$ occ/anno

L'ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 4H: Sovrapressione nel KO Drum VA-0070

L'ipotesi si riferisce alla possibilità che si abbia una sovrappressione nel KO Drum VA-0070 per blocco valvole in uscita VX0050.

CAUSE:

1. Chiusura spuria valvole di blocco gas in uscita IV-0131 e IV-0133 su linea gas uscita VX0050.

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

1. Mancato intervento delle valvole di sicurezza PSV 0073/0074, di cui solo una ipotizzata inserita, sul KO drum del vent principale.
1. Mancato intervento della valvola di sicurezza PSV 100 sulla linea di vent delle pompe ad alta pressione, collettata al vent principale.
1. Mancato intervento della soglia di Allarme di basso livello LAL 0013 su VX 0050, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni di scarica GNL.
1. Mancato intervento della soglia di bassissimo livello LALL 1014 A/B su pompe ad alta pressione HP Booster PA 1000 A/B, che attiva la logica PSD2 1A/1B di blocco del treno interessato dall'evento (A o B) arrestando la pompa PA 1000 A o B, chiudendo la valvola di blocco IV-1007 A o B in uscita scambiatore, aprendo la valvola di riciclo FCV-1055 A o B della pompa PA 1000 A o B e chiudendo la valvola di regolazione FCV-1005 A o B in uscita pompa/ingresso scambiatore.

Frequenza finale 12H: $3,7 \cdot 10^{-15}$ occ/anno

L'ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 5H: Roll over serbatoio di GNL

Come già illustrato al paragrafo C.1.1, un fenomeno caratteristico del GNL è rappresentato dal “Roll-Over” o “Basculamento”, fenomeno che si può verificare in un serbatoio di stoccaggio di GNL a causa di una mancata miscelazione di prodotto fresco con il prodotto già presente, a cui consegue la formazione di due strati a diversa densità. Tale stratificazione, a causa degli scambi di calore tra il serbatoio e l’ambiente esterno, può comportare un rimescolamento brusco delle due masse, con una rapida produzione di vapore e conseguente rapido aumento di pressione. I serbatoi di GNL sono oggi progettati con una serie di precauzioni che consentono di rendere marginale il rischio connesso al fenomeno del roll-over.

Il fenomeno potrebbe avvenire solo durante la fase di riempimento dei serbatoi della FSRU, operazione che sarà discontinua: in particolare è stato assunto che, considerando le dimensioni medie di una nave metaniera e le portate di trasferimento, l’operazione di riempimento durerà 21 ore e sarà ripetuta 75 volte l’anno (corrispondenti a circa un’operazione di riempimento FSRU ogni settimana) e pertanto tale fase durerà 1.600 ore/anno.

Inoltre condizione necessaria perché avvenga il fenomeno è principalmente l’errore operativo: la fase di riempimento infatti sarà regolamentata da rigorose procedure di verifica e preparazione delle apparecchiature, sia lato nave FSRU che lato nave metaniera, che includeranno la verifica delle condizioni di accettabilità del prodotto in fase di scarica (ed in particolare della temperatura).

L’ipotesi viene quindi formulata con le seguenti cause e mancate protezioni.

CAUSE:

1. Carico su nave metaniera con temperatura GNL elevata rispetto agli standard operativi previsti in funzione della temperatura del prodotto del serbatoio di ricezione (valutato come 1 carico ogni 100) e contemporaneo errore operativo nelle operazioni di riempimento sia del personale della nave metaniera che del personale della nave FSRU e contemporaneo arresto intempestivo della pompa di ricircolo del serbatoio in ricezione.

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

1. Mancato intervento PSV (ipotizzate 2 in servizio, ipotizzate ciascuna dimensionata per gestire l’evento di roll over)

Frequenza finale 5H: $8,90 \cdot 10^{-9}$ occ/anno

L’ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 6H: Rottura di uno dei tubi dello scambiatore ad acqua mare HA 1100 A

Si considera l'assetto della FSRU con rigassificazione GNL ed invio al metanodotto. In tale assetto sono attivi i vaporizzatori ad acqua mare. L'ipotesi prende in esame la rottura di uno dei tubi dello scambiatore, con passaggio di GNL lato acqua mare.

CAUSE:

1. Rottura di uno dei tubi dello scambiatore ad acqua mare HA 1100 A.

MANCATO INTERVENTO PROTEZIONI

1. Mancato intervento disco di rottura scambiatore ad acqua mare HA 1100 A.

Frequenza finale 6H: $1,20 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 7H: Potenziali danni meccanici, per infragilimento criogenico, dovuti all'invio di GNL in linee FSRU (linea di BOG, linea di azoto e linea di ritorno vapori) non idonee al suo contenimento

L'ipotesi si riferisce alla possibilità che il GNL venga inviato in linee non idonee al suo contenimento (linea di BOG, linea di azoto e linea di ritorno vapori), provocandone un danneggiamento meccanico e/o la rottura per infragilimento criogenico. Si ipotizza l'assetto di marcia con la rigassificazione con 3 skid.

Il sovrariempimento del ricondensatore VX-0050 potrebbe comportare l'invio di GNL sulle linee e di ritorno vapori dal ricondensatore e di BOG e di azoto al ricondensatore con conseguente infragilimento criogenico.

CAUSE:

1. Guasto in chiusura in contemporanea delle valvole di alimentazione degli skid di rigassificazione V-1011, V-2011 e V-3011, oppure guasto del relativo controllore, con conseguente possibile cavitazione delle pompe ad alta pressione HP Booster.
2. Guasto in chiusura della valvola di blocco IV-0011 di fondo ricondensatore.
3. Sovrariempimento idraulico del ricondensatore VX-0050 provocato dal guasto in apertura delle valvole PCV 0013 A/B in split range, che immettono GNL in VX0050, oppure guasto del relativo controllore.
4. Sovra riempimento idraulico provocato dal guasto in chiusura della valvola LCV 0090 (immissione gas di pressurizzazione, dopo rigassificazione), oppure guasto del relativo controllore.

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

1. Mancato intervento degli allarmi di stato valvole ZI-1011, ZI-2011, ZI-3011 rispettivamente per le valvole V-1011, V-2011 e V-3011, che attivano l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.
2. Mancato intervento allarme di stato valvola ZI-0011, derivato dal loop di cui si sta ipotizzando il guasto, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.
- 1., 2. Mancato intervento della soglia di Allarme di alta pressione PAHH 008 su VX 0050, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni di scarica GNL.





2. Mancato intervento logica di blocco PSD1, che blocca l'intera sezione di rigassificazione, attivata dalla chiusura della valvola IV-0011.
3. Mancato intervento della soglia di allarme di alto livello LAH-0125 su VA-0070, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni rigassificazione GNL.
- 1., 2., 3., 4. Mancato intervento della soglia di Allarme di alto livello LAH 0013 su VX 0050, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni di scarica GNL.
- 1., 2., 3., 4. Mancato intervento della soglia di intervento di altissimo livello LAHH 0043/0053 su VX 0050 che chiudono automaticamente la FCV 0022 di ingresso BOG in VX 0050.
- 1., 2., 3., 4. Valvole di non ritorno criogeniche sulla linea di ingresso BOG (valvola C-0023) e sulla linea di ingresso azoto (C-0024) al ricondensatore.

Frequenza finale 7H: $3,8 \cdot 10^{-9}$ occ/anno

L'ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 8H: Cavitazione delle pompe ad alta pressione HP Booster PA-1000 A/B

L'ipotesi si riferisce alla possibilità che la linea di alimentazione di un singolo skid di rigassificazione venga intercettata, con potenziale conseguente cavitazione delle pompe ad alta pressione PA-1000 A/B. L'ipotesi è formulata per lo skid 1 ma è da intendersi valida per i 3 skid di rigassificazione.

CAUSE:

1. Guasto in chiusura della valvola di alimentazione del primo skid di rigassificazione V-1011, oppure guasto del relativo controllore, con conseguente possibile cavitazione delle pompe ad alta pressione HP Booster PA-1000 A/B.

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

1. Mancato intervento allarme di stato valvola ZI-1011, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.
1. Mancato intervento della soglia di altissima pressione PALL 1010 A/B/C, con logica 2oo3, che attivano la logica di blocco PSD2-1, la quale arresta le pompe PA-1000 A/B, chiude le valvole di blocco IV-1007 A/B in uscita scambiatori HA-1100 A/B, apre le valvole di riciclo FCV-1055 A/B delle pompe PA-1000 A/B, chiude le valvole di regolazione FCV-1005 A/B in uscita pompe/ingresso scambiatori e chiude la valvola di regolazione LCV 1050 della portata di GNL al pozzetto di aspirazione delle pompe ad alta pressione PA-1000 A/B.

Frequenza finale 8H: $2,8 \cdot 10^{-6}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile tuttavia non sarà ulteriormente analizzata.

Infatti, considerando che si tratta di pompe sommerse un eventuale rilascio sarebbe contenuto all'interno del pozzetto di aspirazione (pot) della pompa, senza rilasci all'esterno e senza conseguenze di sicurezza.





Ipotesi n. 9H: Sovrapressione del ricondensatore VX-0050

L'ipotesi si riferisce alla possibilità che si abbia un eccesso di riciclo sulle pompe ad alta pressione con potenziale conseguente sovrappressione del ricondensatore VX-0050. L'ipotesi è formulata per lo skid 1 ma è da intendersi valida per i 3 skid di rigassificazione.

CAUSE:

1. Guasto in apertura delle valvole di riciclo FCV-1055 A/B delle pompe PA-1000 A/B di alimentazione del primo skid di rigassificazione, oppure guasto del relativo controllore.

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

1. Mancato intervento della soglia di Allarme di alta pressione PAHH 008 su VX 0050, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni di scarica GNL.
1. Mancato intervento della soglia di Allarme di bassa portata su trasmettitore di portata FE 0032 su linea gas BOG in ingresso all'apparecchiatura di ri-condensazione, che attiva l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco per arrestare le operazioni di scarica GNL.
1. Mancato intervento delle valvole di sicurezza PSV 0049/0051, di cui solo una ipotizzata inserita.

Frequenza finale 9H: $3,4 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 10H: Sovrapressione dello scambiatore di calore HA-1100 A e della relativa linea

L'ipotesi si riferisce alla possibilità che si abbia un eccesso di portata riciclo sulle pompe ad alta pressione con potenziale conseguente sovrappressione dello scambiatore di calore HA-1100 A. L'ipotesi è formulata per lo skid 1 ma è da intendersi valida per i 3 skid di rigassificazione.

CAUSE:

1. Guasto in apertura della valvola regolatrice in mandata pompa FCV1005A della pompa PA-1000 A, oppure guasto del relativo controllore.

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

1. Mancato intervento delle soglie di allarme di alta pressione lato gas PAH 1071, che attivano l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.
1. Mancato intervento delle soglie di altissima pressione uscita scambiatore PAHH 1073/1074 HA1100A, indipendenti tra di loro, per l'attivazione della logica di blocco PSD2 (arresto singolo skid di rigassificazione).
1. Mancato intervento PSV 1321/1322 posizionate a valle dello scambiatore HA-110 A.

Frequenza finale 10H: $3,8 \cdot 10^{-10}$ occ/anno

L'ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 11H: Potenziale perdita di GN da flangia tubazione/apparecchiatura di un treno di rigassificazione isolato per vaporizzazione GNL

L'ipotesi si riferisce alla possibilità che si abbia GNL intrappolato in un treno di rigassificazione isolato per attivazione logica PSD, con possibile vaporizzazione al suo interno e conseguente aumento di pressione e possibile rottura di un accoppiamento flangiato di una tubazione/apparecchiatura del treno. L'ipotesi è formulata per lo skid 1 ma è da intendersi valida per i 3 skid di rigassificazione.

Si evidenzia che la logica di blocco, una volta attivata, prevede automaticamente un ritardo esclusivamente per la chiusura delle valvole in uscita degli scambiatori, al fine di consentire il deflusso del gas naturale in essi contenuto.

CAUSE:

1. Intervento spurio logica di blocco PSD 2-1 con isolamento dei treni di rigassificazione 1 A/B.

MANCATO INTERVENTO DELLE PROTEZIONI:

1. Mancato intervento della logica di ritardo nella chiusura delle valvole di blocco in uscita scambiatori HA-1100 A/B.
1. Mancato intervento delle soglie di allarme di alta pressione PAH-1071/1072 in uscita scambiatori HA-1100 A/B, che attivano l'operatore ad intervenire agendo su una valvola di blocco o su una valvola manuale per arresto operazioni.
1. Mancato intervento delle valvole di sicurezza PSV 1321/1322 posizionate sugli scambiatori LNG/acqua mare HA 1100 A/B.

Frequenza finale 11H: $2,6 \cdot 10^{-10}$ occ/anno

L'ipotesi non risulta credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





C.4.1.1.7 Ipotesi incidentali da Analisi Statistico Storica

Ipotesi n. 1R Rottura manichette flessibili di scarico da nave metaniera a FSRU

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) viene trasferito dai serbatoi della nave metaniera ai serbatoi della nave FSRU, mediante bracci di carico collegati a manichette flessibili. Si considera l'uso contemporaneo, durante le operazioni di scarica, di 4 manichette flessibili, di diametro nominale 12".

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/n. bracci di carico	occ/anno/n. bracci di carico
Bracci di carico per trasferimenti via nave di LNG	IOGP Report 434-01 2019	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$

Tabella 49 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza sia la rottura parziale che la rottura totale.

Considerando 75 operazioni di scarico della nave metaniera all'anno ed un tempo effettivo di scarico del GNL pari a circa 21 h a scarico, è possibile calcolare il fattore di utilizzo delle manichette in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 1.600 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f_{utilizzo}	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno/n. bracci di carico	n. item	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
1R - Manichette flessibili di scarico GNL a servizio del braccio di scarico da nave metaniera a FSRU	Perdita significativa	$2,0 \cdot 10^{-4}$	4	$8,0 \cdot 10^{-4}$	$9,13 \cdot 10^{-8}$	1.600	$1,46 \cdot 10^{-4}$
	Rottura totale	$2,0 \cdot 10^{-5}$	4	$8,0 \cdot 10^{-5}$	$9,13 \cdot 10^{-9}$	1.600	$1,46 \cdot 10^{-5}$

Tabella 50 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per l'ipotesi di perdita significativa delle manichette sono:

1R Perdita significativa: $\lambda = 1,46 \cdot 10^{-4}$ occ/anno

1R Rottura totale: $\lambda = 1,46 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 2R Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera

Il BOG generato durante le operazioni di riempimento dei serbatoi della FSRU viene inviato, tramite i compressori High Duty della stessa FSRU, alla nave metaniera³.

Si considera la presenza di 2 compressori HD.

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Foro > 110 mm	Foro > 75 mm e ≤ 110 mm	Foro > 25 mm e ≤ 75 mm	Foro ≤ 25 mm
		occ/anno	occ/anno	occ/anno	occ/anno
Compressore Centrifugo	HSE, 2017	$2,90 \cdot 10^{-6}$	$2,90 \cdot 10^{-6}$	$2,70 \cdot 10^{-4}$	$1,20 \cdot 10^{-2}$

Tabella 51 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizzano le perdite significative con fori con diametri maggiori di 25 mm e minori uguali di 75 mm e fori con diametri minori uguali di 25 mm: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere fori con diametri maggiori.

Considerando 75 operazioni di scarico della nave metaniera all'anno ed un tempo effettivo di scarico del GNL pari a circa 21 h a scarico, è possibile calcolare il fattore di utilizzo delle manichette in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 1.600 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per le ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f_{utilizzo}	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per item	n. item	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
2R - Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera	Hole	$2,70 \cdot 10^{-4}$	2	$5,40 \cdot 10^{-4}$	$6,16 \cdot 10^{-8}$	1.600	$9,86 \cdot 10^{-5}$
	Pinhole / crack	$1,20 \cdot 10^{-2}$	2	$2,40 \cdot 10^{-2}$	$2,74 \cdot 10^{-6}$	1.600	$4,38 \cdot 10^{-3}$

Tabella 52 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per le ipotesi di perdita significativa dei tipi Hole e Pinhole/crack del compressore sono:

2R a Perdita significativa del tipo Hole: $\lambda = 9,86 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

2R b Perdita significativa del tipo Pinhole / crack: $\lambda = 4,38 \cdot 10^{-3}$ occ/anno

Le ipotesi risultano credibili secondo i criteri adottati e saranno ulteriormente sviluppate nei paragrafi successivi.

³ *I compressori High Duty (HD) non saranno normalmente utilizzati in quanto il passaggio del GNL avverrà per differenza di pressione tra i serbatoi della FSRU e i serbatoi della nave metaniera; tuttavia, conservativamente, ai fini dell'analisi di rischio se ne considera l'uso per tutte le scariche.*





Ipotesi n. 3R Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette durante riempimento da nave metaniera

Durante la fase di riempimento della nave FSRU, il GNL fluisce dalla nave metaniera prima nelle manichette di scarica e poi nel collettore principale del GNL, con diametro prevalente di 24" (600 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 53 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Considerando 75 operazioni di scarico della nave metaniera all'anno ed un tempo effettivo di scarico del GNL pari a circa 21 h a scarico, è possibile calcolare il fattore di utilizzo delle manichette in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 1.600 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f_{utilizzo}	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
3R - Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	252	$1,26 \cdot 10^{-4}$	$1,44 \cdot 10^{-8}$	1.600	$2,30 \cdot 10^{-5}$

Tabella 54 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa del collettore GNL di riempimento FSRU è:

$$3R \text{ Perdita significativa: } \lambda = 2,30 \cdot 10^{-5} \text{ occ/anno}$$

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 4R Linee di caricamento serbatoi FSRU durante caricamento da nave metaniera

Durante la fase di riempimento della nave FSRU, il GNL fluisce dalla nave metaniera prima nelle manichette di discarica, poi nel collettore principale del GNL ed infine sulle linee di caricamento dei serbatoi di GNL, con diametro 16" (400 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 55 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Considerando 75 operazioni di scarico della nave metaniera all'anno ed un tempo effettivo di scarico del GNL pari a circa 21 h a scarico, è possibile calcolare il fattore di utilizzo delle manichette in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 1.600 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f_{utilizzo}	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
4R - Linee di caricamento taniche FSRU durante caricamento da nave metaniera	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	35	$1,75 \cdot 10^{-5}$	$2,00 \cdot 10^{-9}$	1.600	$3,20 \cdot 10^{-6}$

Tabella 56 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa delle linee di caricamento dei serbatoi FSRU durante il caricamento da nave metaniera è:

4R Perdita significativa: $\lambda = 3,20 \cdot 10^{-6}$ occ/anno

L'ipotesi risulta non credibile secondo i criteri adottati e non sarà ulteriormente analizzata.





Ipotesi n. 5R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera

Durante la fase di riempimento della nave FSRU dalla nave metaniera, sarà attiva anche la rigassificazione del GNL per l'invio di gas naturale a metanodotto. L'ipotesi quindi considera le linee di mandata GNL delle pompe di alimentazione della sezione di rigassificazione e relativo collettore principale, caratterizzate da diametro prevalente di 14" (350 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 57 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Considerando 75 operazioni di scarico della nave metaniera all'anno ed un tempo effettivo di scarico del GNL pari a circa 21 h a scarico, è possibile calcolare il fattore di utilizzo delle manichette in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 1.600 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
5R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	241	$1,21 \cdot 10^{-4}$	$1,38 \cdot 10^{-8}$	1.600	$2,20 \cdot 10^{-5}$

Tabella 58 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa delle linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera è:

$$5R \text{ Perdita significativa: } \lambda = 2,20 \cdot 10^{-5} \text{ occ/anno}$$

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 6R Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera

Durante la fase di riempimento della nave FSRU dalla nave metaniera, all'interno dei serbatoi in ricezione saranno in funzione le pompe di ricircolo GNL (pompe sommerse). L'ipotesi considera le linee di ricircolo GNL delle pompe di ricircolo, caratterizzate da diametro prevalente di 2,6" (65 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni < 3"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-6}$	$1,00 \cdot 10^{-6}$

Tabella 59 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Considerando 75 operazioni di scarico della nave metaniera all'anno ed un tempo effettivo di scarico del GNL pari a circa 21 h a scarico, è possibile calcolare il fattore di utilizzo delle manichette in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 1.600 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura				f_{utilizzo}	λ_{finale}	
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
6R - Linea ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-6}$	221	$1,11 \cdot 10^{-3}$	$1,26 \cdot 10^{-7}$	1.600	$2,02 \cdot 10^{-4}$

Tabella 60 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa delle linee di ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera è:

6R Perdita significativa: $\lambda = 2,02 \cdot 10^{-4}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 7R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU

Durante la fase di FSRU in rigassificazione, il GNL fluirà all'interno delle linee di mandata delle pompe di alimentazione della sezione di rigassificazione (pompe LNG Feed) e relativo collettore principale, caratterizzate da diametro prevalente di 14" (350 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 61 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di rigassificazione avvenga in continuo. Pertanto il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f_{utilizzo}	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
7R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	241	$1,21 \cdot 10^{-4}$	$1,38 \cdot 10^{-8}$	8760	$1,21 \cdot 10^{-4}$

Tabella 62 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa delle linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU è:

$$7R \text{ Perdita significativa: } \lambda = 1,21 \cdot 10^{-4} \text{ occ/anno}$$

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 8R Linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster

Durante la fase di FSRU in rigassificazione, il GNL prelevato dal ricondensatore sarà inviato dalle pompe ad alta pressione HP Booster ai vaporizzatori, attraverso le linee di mandata delle pompe, caratterizzate da diametro 8” (200 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6”	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 63 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell’ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di rigassificazione avvenga in continuo. Pertanto il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l’ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
8R - Linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	42	$2,10 \cdot 10^{-5}$	$2,40 \cdot 10^{-9}$	8760	$2,10 \cdot 10^{-5}$

Tabella 64 - Determinazione della frequenza di accadimento dell’ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l’ipotesi di perdita significativa delle linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster è:

8R Perdita significativa: $\lambda = 2,10 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

L’ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 9R Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU

Durante la fase di FSRU in rigassificazione, il BOG generato durante le operazioni di svuotamento dei serbatoi della FSRU viene inviato, tramite i compressori Low Duty della stessa FSRU, al ricondensatore VX-0050 e ai motori. Si considera la presenza di 2 compressori LD, di cui normalmente solo uno in funzione.

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Foro > 110 mm	Foro > 75 mm e ≤ 110 mm	Foro > 25 mm e ≤ 75 mm	Foro ≤ 25 mm
		occ/anno	occ/anno	occ/anno	occ/anno
Compressore Centrifugo	HSE, 2017	$2,90 \cdot 10^{-6}$	$2,90 \cdot 10^{-6}$	$2,70 \cdot 10^{-4}$	$1,20 \cdot 10^{-2}$

Tabella 65 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizzano le perdite significative con fori con diametri maggiori di 25 mm e minori uguali di 75 mm e fori con diametri minori uguali di 25 mm: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere fori con diametri maggiori.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di rigassificazione avvenga in continuo. Pertanto il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per le ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per item	n. item	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
9R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	Hole	$2,70 \cdot 10^{-4}$	1	$2,70 \cdot 10^{-4}$	$3,08 \cdot 10^{-8}$	8760	$2,70 \cdot 10^{-4}$
	Pinhole / crack	$1,20 \cdot 10^{-2}$	1	$1,20 \cdot 10^{-2}$	$1,37 \cdot 10^{-6}$	8760	$1,20 \cdot 10^{-2}$

Tabella 66 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per le ipotesi di perdita significativa dei tipi Hole e Pinhole/crack del compressore sono:

9R a Perdita significativa del tipo Hole: $\lambda = 2,70 \cdot 10^{-4}$ occ/anno

9R b Perdita significativa del tipo Pinhole / crack: $\lambda = 1,20 \cdot 10^{-2}$ occ/anno

Le ipotesi risultano credibili secondo i criteri adottati e saranno ulteriormente sviluppate nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 10R Linea di mandata gas a sistema torretta

Attualmente le caratteristiche della tubazione che colleterà il Gas Naturale gassificato al sistema torretta sono ancora in fase di studio. Ai fini della analisi di rischio, viene ipotizzata una tubazione di diametro pari all'attuale manifold di sendout presente sulla nave, ovvero 16". La lunghezza viene stimata in 30 metri, considerando che l'uscita dei vaporizzatori è in prossimità della prua della nave, ovvero relativamente vicino alla posizione della futura torretta.

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 67 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola rottura significativa di tale tubazione: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle manichette.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di invio GN a metanodotto avvenga in continuo. Pertanto il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
10R – Linea di mandata gas a sistema torretta	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	30	$1,5 \cdot 10^{-5}$	$1,71 \cdot 10^{-9}$	8760	$1,5 \cdot 10^{-5}$

Tabella 68 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per l'ipotesi di perdita significativa dalla linea di mandata gas a sistema torretta è:

10R Perdita significativa: $\lambda = 1,5 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 11R Giunto rotante sistema torretta

Attualmente le caratteristiche del sistema di esportazione gas a torretta sono ancora in fase di studio. Ai fini della analisi di rischio, viene ipotizzata una rottura parziale in prossimità del giunto rotante.

Per la determinazione delle frequenze di accadimento non è disponibile in letteratura un dato specifico per l'apparecchiatura in esame. Vengono utilizzati quindi i dati di letteratura relativi ai bracci di carico navali. Il TNO Purple Book riporta per i bracci di trasferimento navali dei ratei guasto in funzione del numero di operazioni effettuate. Presso il Terminale, il sistema a torretta sarà permanentemente collegato al gasdotto per cui il numero di operazioni non risulta un dato significativo (la frequenza sarebbe pari ad uno).

Per tale ragione, è stato ritenuto opportuno utilizzare la banca dati del Report 434-01/2019 pubblicata da IOGP (International Association of Oil&Gas Producers) "Process Release Frequencies", che riporta frequenze specifiche per le attrezzature di GNL ed in particolare per i bracci di trasferimento navali, in funzione del numero di bracci presenti.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/n. bracci di carico	occ/anno/n. bracci di carico
Bracci di carico per trasferimenti via nave di LNG	IOGP Report 434-01 2019	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$

Tabella 69 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell'ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di invio GN a metanodotto avvenga in continuo. Pertanto il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					$f_{utilizzo}$	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno/n. bracci di carico	n. item	occ/anno	occ/h		
11R – Giunto Rotante sistema torretta	Perdita significativa	$2,0 \cdot 10^{-4}$	1	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,28 \cdot 10^{-8}$	8760	$2,00 \cdot 10^{-4}$

Tabella 70 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale





In conclusione, il valore finale per l'ipotesi di perdita significativa dal giunto rotante del sistema di esportazione a torretta.

11R Perdita significativa: $\lambda = 2,00 \cdot 10^{-4}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 12R Rottura manichette flessibili di carico da FSRU a nave metaniera

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) viene trasferito dai serbatoi della FSRU ai serbatoi della nave metaniera, mediante bracci di carico collegati a manichette flessibili. Si considera l'uso contemporaneo, durante le operazioni di carico, di 4 manichette flessibili, di diametro nominale 12".

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/n. bracci di carico	occ/anno/n. bracci di carico
Bracci di carico per trasferimenti via nave di LNG	IOGP Report 434-01 2019	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$

Tabella 71 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza sia la rottura parziale che la rottura totale.

Considerando 52 operazioni di carico di navi metaniere all'anno ed un tempo effettivo di carico del GNL pari a circa 15 h a scarico, è possibile calcolare il fattore di utilizzo delle manichette in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 780 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per le ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno/n. bracci di carico	n. item	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
12R - Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU	Perdita significativa	$2,0 \cdot 10^{-4}$	4	$8,0 \cdot 10^{-4}$	$9,13 \cdot 10^{-8}$	780	$7,12 \cdot 10^{-5}$
	Rottura totale	$2,0 \cdot 10^{-5}$	4	$8,0 \cdot 10^{-5}$	$9,13 \cdot 10^{-9}$	780	$7,12 \cdot 10^{-6}$

Tabella 72 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per l'ipotesi di perdita significativa delle manichette sono:

12R Perdita significativa: $\lambda = 7,12 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

12R Rottura totale: $\lambda = 7,12 \cdot 10^{-6}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 13R Linee di ritorno BOG a nave metaniera

Il BOG generato durante le operazioni di riempimento dei serbatoi della FSRU viene inviato alla nave metaniera, con i compressori High Duty⁴ della stessa FSRU, attraverso le linee di ritorno BOG, caratterizzate da diametro prevalente di 16” (400 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6”	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 73 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell’ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Considerando 75 operazioni di scarico della nave metaniera all’anno ed un tempo effettivo di scarico del GNL pari a circa 21 h a scarico, è possibile calcolare il fattore di utilizzo delle manichette in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 1.600 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l’ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
13R - Linee di ritorno BOG a nave metaniera	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	233	$1,17 \cdot 10^{-4}$	$1,33 \cdot 10^{-8}$	1.600	$2,13 \cdot 10^{-5}$

Tabella 74 - Determinazione della frequenza di accadimento dell’ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l’ipotesi di perdita significativa delle linee di ritorno BOG a nave metaniera è:

13R Perdita significativa: $\lambda = 2,13 \cdot 10^{-5}$ occ/anno

L’ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.

⁴ *I compressori High Duty (HD) non saranno normalmente utilizzati in quanto il passaggio del GNL avverrà per differenza di pressione tra i serbatoi della FSRU e i serbatoi della nave metaniera; tuttavia, conservativamente, ai fini dell’analisi di rischio se ne considera l’uso per tutte le scariche.*





Ipotesi n. 14R Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU

Durante la fase di FSRU in rigassificazione, il BOG generato durante le operazioni di svuotamento dei serbatoi della FSRU viene inviato, tramite i compressori Low Duty della stessa FSRU, al ricondensatore VX-0050 ed ai motori, attraverso le linee del BOG, caratterizzate da diametro prevalente di 16” (400 mm).

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Tubazioni	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN > 6”	TNO Purple Book Ed. 2005	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$

Tabella 75 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la sola perdita significativa: le procedure di manutenzione periodica che saranno adottate nell’ambito del SGS di sicurezza permettono infatti di escludere la rottura totale delle tubazioni.

Cautelativamente è stato assunto che la fase di rigassificazione avvenga in continuo. Pertanto, il fattore di utilizzo delle linee in analisi risulta pari a 8760 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l’ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura					f utilizzo	λ_{finale}
	Riferimento	occ/anno per metro	lunghezza	occ/anno	occ/h	h/anno	occ/anno
14R - Linee di ritorno BOG da serbatoi GNL FSRU	Perdita significativa	$5,00 \cdot 10^{-7}$	233	$1,17 \cdot 10^{-4}$	$1,33 \cdot 10^{-8}$	8760	$1,17 \cdot 10^{-4}$

Tabella 76 - Determinazione della frequenza di accadimento dell’ipotesi incidentale

In conclusione, il valore finale per l’ipotesi di perdita significativa delle linee di ritorno BOG da serbatoi GNL FSRU è:

14R Perdita significativa: $\lambda = 1,17 \cdot 10^{-4}$ occ/anno

L’ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati e sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi.





Ipotesi n. 15R Manichette riempimento gasolio

La FSRU è dotata di serbatoi per gasoli ed oli combustibili ma l'unico carburante liquido che sarà usato sarà il gasolio, pertanto l'ipotesi è formulata solo per i rifornimenti di gasolio. Tali rifornimenti avverranno via nave mediante una manichetta flessibile, di diametro nominale 4".

Per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi sono stati utilizzati dati di letteratura, riportati nella seguente tabella.

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/ore	occ/ore
Rottura manichetta pressurizzata	TNO Purple Book Ed. 2005	$4,00 \cdot 10^{-5}$	$4,00 \cdot 10^{-6}$

Tabella 77 - Ratei di guasto da letteratura

Si analizza la rottura significativa di una manichetta.

Considerando 10 operazioni di rifornimento di gasolio all'anno ed un tempo effettivo di rifornimento pari a circa 5,5 h ad operazione, è possibile calcolare il fattore di utilizzo della manichetta in termini di ore di impiego/anno. In particolare il fattore di utilizzo risulta pari a 55 ore/anno.

La seguente tabella riporta le frequenze parziali e finali per l'ipotesi in esame (λ_{finale}).

Ipotesi	Frequenza rottura			f utilizzo	λ_{finale}	
	Riferimento	occ/ore	occ/anno	h/anno	occ/anno	
15R - Manichette riempimento gasolio	Perdita significativa	$4,00 \cdot 10^{-5}$	$3,50 \cdot 10^{-1}$	$4,00 \cdot 10^{-5}$	55	$2,20 \cdot 10^{-3}$

Tabella 78 - Determinazione della frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale

In conclusione, i valori finali per l'ipotesi di perdita significativa delle manichette sono:

15R Perdita significativa: $\lambda = 2,20 \cdot 10^{-3}$ occ/anno

L'ipotesi risulta credibile secondo i criteri adottati ma non sarà ulteriormente sviluppata nei paragrafi successivi per le seguenti considerazioni:

- Il Gasolio viene movimentato alla temperatura ambiente.
- Il Gasolio non è caratterizzato da frasi di rischio di infiammabilità che lo rendano suscettibile di innesco a temperatura ambiente.
- Le operazioni di movimentazione del Gasolio saranno svolte con l'utilizzo di mezzi di contenimento (ad es. panne galleggianti) e pertanto un eventuale sversamento non comporterebbe nemmeno potenziali effetti ambientali.





C.4.1.1.8 *Individuazione degli eventi finali (TOP EVENTS)*

Le tipologie di scenario attese per i vari eventi incidentali sono qui di seguito descritte:

Incendio di pozza (Pool Fire)	: incendio di una pozza di liquido al suolo, senza effetti esplosivi.
Getto incendiato (Jet-Fire)	: incendio di un getto gassoso effluente da recipienti a pressione.
Incendio di vapori (Flash-Fire)	: incendio di una nuvola di gas con effetto non esplosivo.
Esplosione Non confinata di vapori (UVCE)	: fenomeno simile a quello descritto in Flash-Fire con la differenza che l'effetto è esplosivo ed in ambiente non confinato.
Dispersione (Dispersion)	: dispersione dei vapori di idrocarburi senza effetti dannosi

Metodologie utilizzate per l'individuazione degli scenari incidentali e delle relative frequenze

Per caratterizzare gli scenari incidentali conseguenti alle cause iniziatrici, si è fatto uso della tecnica degli Alberi degli Eventi; in tal modo è possibile determinare anche la probabilità di accadimento degli scenari.

La caratterizzazione degli scenari incidentali plausibili per la causa iniziatrice esaminata viene effettuata valutando la presenza di vari fattori. Tali fattori sono riconducibili alla presenza o meno di innesco immediato o ritardato, all'azionamento di sistemi tali da ridurre il rilascio della sostanza pericolosa, all'azionamento di sistemi di raffreddamento, ecc.

L'assegnazione, sulla base di dati statistici o ingegneristici, di un valore probabilistico ai fattori citati rende inoltre possibile la quantificazione delle frequenze degli scenari incidentali conseguenti.

Per gli eventi con rilascio di Gas Naturale in fase liquida è stato inserito un fattore per tenere conto della quota parte della quantità di GNL rilasciata che rimane allo stato liquido subito dopo il rilascio, corrispondente al "rain-out": in tal modo gli eventi conseguenti al rilascio di GNL potrebbero essere un incendio da pozza e/o un getto incendiato.





Inoltre è stata anche valutata la probabilità di intervento per il sezionamento di una eventuale perdita, attuata in automatico dai sistemi di sicurezza del Terminale e operativamente da remoto (ad es. dalla sala controllo della nave), per tenere conto della progettazione delle installazioni del Terminale ed in particolare:

- Lato nave, dove la FSRU è progettata per garantire il sezionamento delle linee e delle apparecchiature (sia per la fase gas che per la fase liquida) mediante valvole ad azionamento automatico (motorizzate o idrauliche);
- lato sistema di esportazione del gas a torretta, dove è prevista una valvola di sezionamento sottomarina installata nel PLEM.

Tale probabilità, modellata nell'albero degli eventi dalla porta "Interventi sistemi di sicurezza e da remoto", è stata assunta pari alla combinazione (in AND) della indisponibilità di una valvola di blocco in chiusura (pari a 0,0095 occ/anno – fonte Oreda 2009) e della probabilità di mancato intervento su allarme assunta pari a 0,001 (fonte: Human factors in the calculation of loss of containment frequencies", E&P Forum QRA Datasheet Directory, rev.0).

Per stimare l'indice d'indisponibilità dei sistemi di sicurezza utilizzato negli alberi degli eventi, è stata utilizzata la metodologia degli alberi di guasto: è stato pertanto predisposto uno specifico albero di guasto, disponibile in **ALLEGATO C.4.1-B** con il calcolo del valore utilizzato. Per le ipotesi all'interno della sala macchine denominata "Cargo machinery room", in cui è presente un sistema di soffocamento a CO₂, è stata inserita una ulteriore porta nell'albero degli eventi e l'indisponibilità di tale sistema di soffocamento è stata valutata mediante albero di guasto, disponibile in **ALLEGATO C.4.1-B**.

Molto importante risulta essere, per le sostanze infiammabili, la probabilità di innesco: a seconda che vi sia o meno innesco e che questo sia immediato o ritardato gli scenari che ne derivano sono infatti differenti.

I valori della probabilità di innesco immediato, presi a riferimento nei vari scenari di incendio, dipendono dalla portata del rilascio, mentre i valori della probabilità di innesco ritardato dipendono dalla quantità totale rilasciata; i dati statistici sulle probabilità d'innesco immediato sono ricavati dal TNO "Purple Book" ed. 2005; i dati statistici sulle probabilità d'innesco ritardato sono ricavati da B.J. Wiekema - TNO "Analysis of Vapour Cloud Accidents". Di seguito si riportano le due tabelle di riferimento.





PROBABILITÀ DI INNESCO IMMEDIATO			
RILASCIO		SOSTANZA	
CONTINUO	ISTANTANEO	LIQUIDO	GAS, REATTIVITÀ BASSA
< 10 kg/s	< 1000 kg	0,065	0,020
10 – 100 kg/s	1000 – 10000 kg	0,065	0,040
> 100 kg/s	> 10000 kg	0,065	0,090

Tabella 79 - Valori guida per la determinazione della probabilità di innesco immediato per le installazioni fisse

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

Tabella 80 - Valori guida per la determinazione della probabilità di innesco ritardato per le installazioni fisse

Un ulteriore fattore da considerare è infine la probabilità di confinamento dei vapori, funzione del layout dell'installazione (congestionamento dell'area di processo, presenza di confinamenti fisici, ecc.).

L'evolvere delle cause iniziatrici verso i vari scenari dipende, in termini di frequenza, dalla quantità rilasciata la quale a sua volta dipende dalla geometria del rilascio e dal tempo di intervento necessario ad eliminare la perdita, valutato in base alla struttura organizzativa del Terminale e alle protezioni previste sull'installazione (si rimanda al paragrafo relativo alla valutazione delle conseguenze degli scenari incidentali per ulteriori dettagli).

In **ALLEGATO C.4.1-C** si riportano gli alberi degli eventi sviluppati, suddivisi per area funzionale di impianto.

Nella seguente tabella si riporta il riepilogo dei possibili esiti per ogni ipotesi incidentale risulta credibile secondo i criteri adottati, rimandando all'allegato per ulteriori dettagli sui fattori applicati nei diversi rami degli alberi degli eventi.

Gli scenari incidentali credibili secondo i criteri adottati sono evidenziati in grigio.





Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi	Possibile esito	Frequenza Scenario
			(occ/anno)		(occ/anno)
Riempimento FSRU	1R - Manichette flessibili di scarico GNL da nave metaniera a FSRU	a) Perdita significativa	$1,46 \cdot 10^{-4}$	POOL-FIRE	$9,50 \cdot 10^{-6}$
				JET-FIRE	$0,00 \cdot 10^{+0}$
				UVCE	$1,37 \cdot 10^{-7}$
				FLASH-FIRE	$1,35 \cdot 10^{-5}$
				DISPERSION	$1,23 \cdot 10^{-4}$
		b) Rottura totale	$1,46 \cdot 10^{-5}$	POOL-FIRE	$9,49 \cdot 10^{-7}$
				JET-FIRE	$0,00 \cdot 10^{+0}$
				UVCE	$1,37 \cdot 10^{-8}$
				FLASH-FIRE	$1,35 \cdot 10^{-6}$
				DISPERSION	$1,23 \cdot 10^{-5}$
Riempimento FSRU	2R - Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera	a) Hole	$9,86 \cdot 10^{-5}$	JET-FIRE	$1,97 \cdot 10^{-6}$
				VCE	$1,22 \cdot 10^{-13}$
				FLASH-FIRE	$9,67 \cdot 10^{-8}$
				DISPERSION	$9,66 \cdot 10^{-5}$
		b) Pinhole / crack	$4,38 \cdot 10^{-3}$	JET-FIRE	$8,77 \cdot 10^{-5}$
				VCE	$5,43 \cdot 10^{-13}$
				FLASH-FIRE	$4,30 \cdot 10^{-7}$
				DISPERSION	$4,30 \cdot 10^{-3}$
Riempimento FSRU	3R - Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$2,30 \cdot 10^{-5}$	POOL-FIRE	$1,48 \cdot 10^{-6}$
				JET-FIRE	$4,60 \cdot 10^{-9}$
				UVCE	$2,15 \cdot 10^{-8}$
				FLASH-FIRE	$2,13 \cdot 10^{-6}$
				DISPERSION	$1,94 \cdot 10^{-5}$
Riempimento FSRU	4R - Linee di caricamento serbatoi FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$3,20 \cdot 10^{-6}$	POOL-FIRE	$2,07 \cdot 10^{-7}$
				JET-FIRE	$3,84 \cdot 10^{-10}$
				UVCE	$2,99 \cdot 10^{-9}$
				FLASH-FIRE	$2,96 \cdot 10^{-7}$
				DISPERSION	$2,69 \cdot 10^{-6}$
Riempimento FSRU	5R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$2,20 \cdot 10^{-5}$	POOL-FIRE	$1,42 \cdot 10^{-6}$
				JET-FIRE	$2,11 \cdot 10^{-9}$
				UVCE	$2,06 \cdot 10^{-8}$
				FLASH-FIRE	$2,04 \cdot 10^{-6}$
				DISPERSION	$1,85 \cdot 10^{-5}$
Riempimento FSRU	6R - Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	$2,02 \cdot 10^{-4}$	JET-FIRE	$8,07 \cdot 10^{-6}$
				UVCE	$1,94 \cdot 10^{-7}$
				FLASH-FIRE	$1,92 \cdot 10^{-5}$
				DISPERSION	$1,74 \cdot 10^{-4}$
Riempimento FSRU	13R - Linee di ritorno BOG a nave metaniera	Perdita significativa	$2,13 \cdot 10^{-5}$	JET-FIRE	$4,26 \cdot 10^{-7}$
				UVCE	$2,09 \cdot 10^{-9}$
				FLASH-FIRE	$2,06 \cdot 10^{-7}$
				DISPERSION	$2,06 \cdot 10^{-5}$

FSRU Alto Tirreno e Collegamento alla Rete Nazionale Gasdotti

Rapporto Preliminare di Sicurezza per la fase di Nulla Osta di Fattibilità (NOF) ai sensi del D.Lgs. 105/15

72438 SNAM RPdS (NOF) FSRU Alto Tirreno-04.docx - Pag. 169 di 265





Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi	Possibile esito	Frequenza Scenario
			(occ/anno)		(occ/anno)
Riempimento FSRU	1H - Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG	-	$1,80 \cdot 10^{-3}$	JET-FIRE	$3,60 \cdot 10^{-5}$
				UVCE	$1,76 \cdot 10^{-7}$
				FLASH-FIRE	$1,75 \cdot 10^{-5}$
				DISPERSION	$1,75 \cdot 10^{-3}$
FSRU in rigassificazione	7R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU	Perdita significativa	$1,21 \cdot 10^{-4}$	JET-FIRE	$4,82 \cdot 10^{-6}$
				UVCE	$1,16 \cdot 10^{-7}$
				FLASH-FIRE	$1,15 \cdot 10^{-5}$
				DISPERSION	$1,04 \cdot 10^{-4}$
FSRU in rigassificazione	8R - Linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster	Perdita significativa	$2,10 \cdot 10^{-5}$	JET-FIRE	$8,40 \cdot 10^{-7}$
				UVCE	$2,02 \cdot 10^{-8}$
				FLASH-FIRE	$2,00 \cdot 10^{-6}$
				DISPERSION	$1,81 \cdot 10^{-5}$
FSRU in rigassificazione	9R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	a) Hole	$2,70 \cdot 10^{-4}$	JET-FIRE	$5,40 \cdot 10^{-6}$
				VCE	$3,34 \cdot 10^{-13}$
				FLASH-FIRE	$2,65 \cdot 10^{-7}$
				DISPERSION	$2,64 \cdot 10^{-4}$
		b) Pinhole / crack	$1,20 \cdot 10^{-2}$	JET-FIRE	$2,40 \cdot 10^{-4}$
				VCE	$1,49 \cdot 10^{-12}$
				FLASH-FIRE	$1,18 \cdot 10^{-6}$
				DISPERSION	$1,18 \cdot 10^{-2}$
FSRU in rigassificazione	14R - Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU	Perdita significativa	$1,17 \cdot 10^{-4}$	JET-FIRE	$2,33 \cdot 10^{-6}$
				UVCE	$1,14 \cdot 10^{-8}$
				FLASH-FIRE	$1,13 \cdot 10^{-6}$
				DISPERSION	$1,13 \cdot 10^{-4}$
FSRU in rigassificazione	6H - Rottura di uno dei tubi dello scambiatore ad acqua mare HA 1100 A	-	$1,20 \cdot 10^{-5}$	JET-FIRE	$2,40 \cdot 10^{-7}$
				UVCE	$1,18 \cdot 10^{-8}$
				FLASH-FIRE	$1,16 \cdot 10^{-6}$
				DISPERSION	$1,06 \cdot 10^{-5}$
FSRU in rigassificazione	9H - Sovrapressione del ricondensatore VX-0050	-	$3,40 \cdot 10^{-5}$	POOL-FIRE	$2,13 \cdot 10^{-6}$
				JET-FIRE	$2,36 \cdot 10^{-8}$
				UVCE	$3,18 \cdot 10^{-8}$
				FLASH-FIRE	$3,15 \cdot 10^{-6}$
Invio GN a metanodotto	10R – Linea di mandata gas a sistema a torretta	Perdita significativa	$1,50 \cdot 10^{-5}$	JET-FIRE	$6,00 \cdot 10^{-7}$
				UVCE	$1,44 \cdot 10^{-8}$
				FLASH-FIRE	$1,43 \cdot 10^{-6}$
				DISPERSION	$1,30 \cdot 10^{-5}$
Invio GN a metanodotto	11R- Giunto Rotante Sistema Torretta	Perdita significativa	$2,00 \cdot 10^{-4}$	JET-FIRE	$8,00 \cdot 10^{-6}$
				UVCE	$1,92 \cdot 10^{-7}$
				FLASH-FIRE	$1,90 \cdot 10^{-5}$
				DISPERSION	$1,73 \cdot 10^{-4}$





Area	Ipotesi Incidentale		Frequenza Ipotesi	Possibile esito	Frequenza Scenario
			(occ/anno)		(occ/anno)
Invio GNL a nave metaniera	12R - Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU	a) Perdita significativa	$7,12 \cdot 10^{-5}$	POOL-FIRE	$4,63 \cdot 10^{-6}$
				JET-FIRE	$0,00 \cdot 10^{+0}$
				UVCE	$6,66 \cdot 10^{-8}$
				FLASH-FIRE	$6,59 \cdot 10^{-6}$
				DISPERSION	$5,99 \cdot 10^{-5}$
		b) Rottura totale	$7,12 \cdot 10^{-6}$	POOL-FIRE	$4,63 \cdot 10^{-7}$
				JET-FIRE	$0,00 \cdot 10^{+0}$
				UVCE	$6,66 \cdot 10^{-9}$
				FLASH-FIRE	$6,59 \cdot 10^{-7}$
				DISPERSION	$5,99 \cdot 10^{-6}$

Tabella 81 - Riepilogo degli scenari incidentali credibili





C.4.1.1.9 Approfondimento su condizioni meteo straordinarie e dei fenomeni di Sloshing e Transizione Rapida di Fase

Condizioni meteo avverse

In particolare, per quanto riguarda la configurazione STS (ipotesi 1R e 12Rb), in caso di condizioni meteo avverse il sistema di sicurezza in maniera automatica, attraverso i cavi che provvedono alla misura della distanza tra le due navi, alla distanza di 6 m attiva la fermata delle pompe di carico e la chiusura delle valvole ESD delle rispettive navi e a distanza di circa 10 m avviene lo sgancio rapido, con conseguente messa in sicurezza delle manichette che si appoggeranno in maniera sicura alla fiancata della nave ricevente.

In Figura 40 sono mostrati ulteriori dettagli sul sistema di sicurezza ERS, che prevede una soglia di preallarme e due soglie di intervento, come appena descritto (la fotografia è puramente esplicativa e non rappresenta la nave in oggetto).

Si osserva che l'evento di distacco manichette con intervento del sistema ERS comporta un rilascio ridotto di GNL sul ponte delle navi, dal momento che il sezionamento avviene sui manifold di collegamento (si osservi il tipico collegamento in Figura 39 e le dimensioni della valvola ERS, con lunghezza di 0,96 m, sulla destra in Figura 40).



Figura 39 – Tipico collegamento STS per trasferimento GNL





	HORIZONTAL DISTANCE BETWEEN SHIPS [METERS]	ELAPSED TIME [SECONDS]
PRE-ALARM	6.10	5.9
ESD1	7.82	19.7
ESD2	10.01	37.2
RELEASE COMPLETED	11.76	51.2

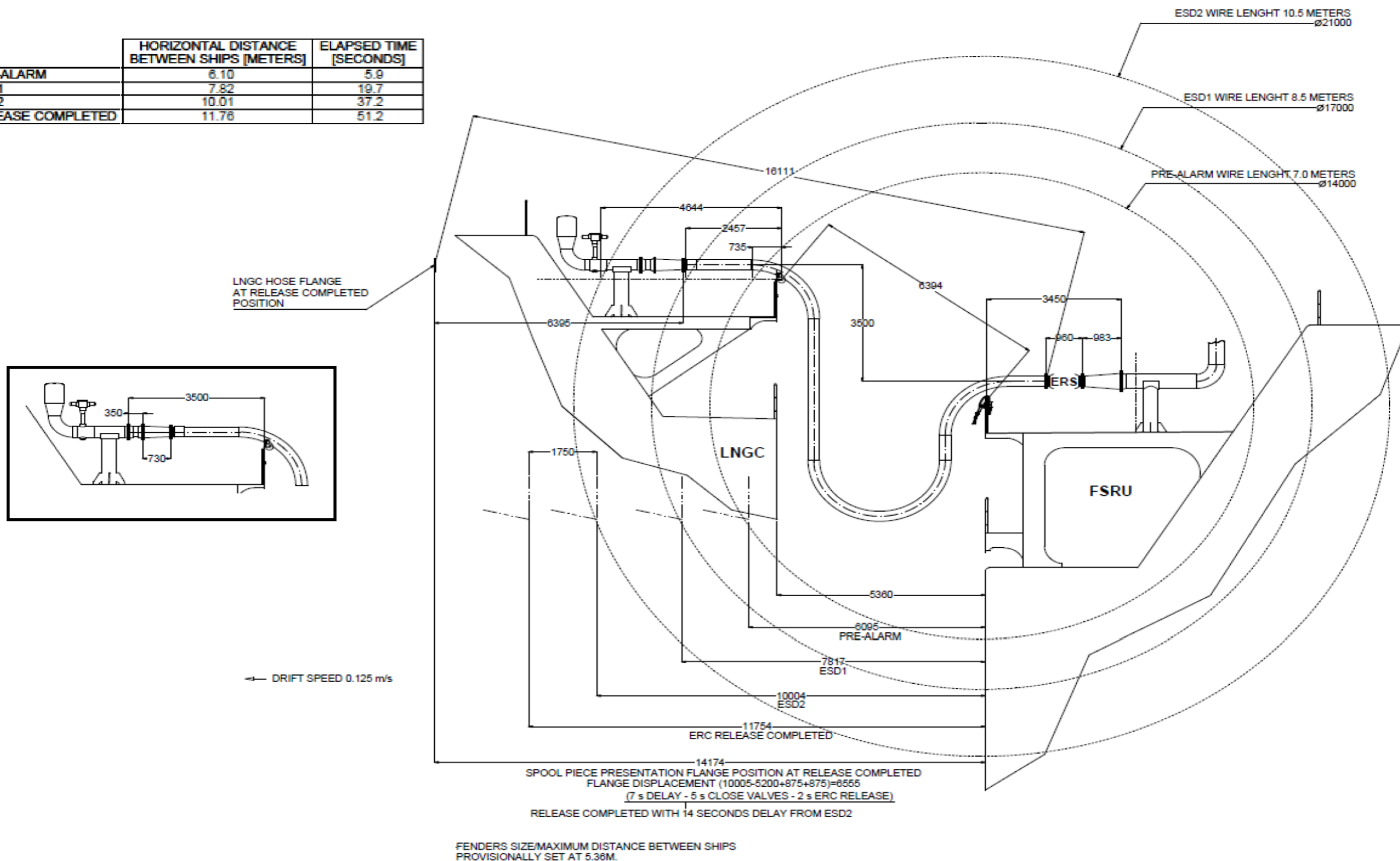


Figura 40 – Dettagli sistema di sicurezza ERS per sgancio manichette di trasferimento tra navi





Fenomeno di Transizione Rapida di Fase

In merito al fenomeno RPT seguono valutazioni su tale evento *a seguito di rottura di un tubo del vaporizzatore (tenuto conto anche della differenza di pressione esistente tra GNL e acqua di mare all'interno dei vaporizzatori) o altro rilascio con contatto tra GNL e acqua di mare.*

Il fenomeno della Transizione Rapida di Fase (rapido cambiamento di fase del GNL qualora questo venga a contatto con l'acqua) rappresenta un evento raro e con conseguenze limitate alla zona ove è avvenuto lo sversamento (come riportato nella linea guida emessa dalla Direzione Centrale Prevenzione e Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco "Guida tecnica di prevenzione incendi per l'analisi dei progetti di impianti di stoccaggio di GNL di capacità superiore a 50 tonnellate").

Nello specifico, nel processo in esame, il contatto GNL / acqua potrebbe avvenire solo all'interno dei vaporizzatori acqua mare, in cui lato mantello fluisce acqua mare e lato tubi il GNL.

Si osserva che la funzione di tali vaporizzatori è proprio la transizione di fase, controllata, del GNL: l'evento ipotizzato potrebbe avvenire nel caso di rottura di un tubo di GNL interno dello scambiatore, ma solo se questo avvenisse proprio nelle prime fasi dello scambio termico, in cui il GNL è ancora liquido.

Nel caso in cui ciò si verificasse, lo scambiatore sarebbe comunque protetto dal disco di rottura (si rimanda al paragrafo **B.3.2.1.7**). Ad ogni modo l'evento comporterebbe un rilascio di una miscela di acqua mare e gas naturale in cui la percentuale di gas naturale sarebbe molto bassa. In particolare, la miscela sarebbe composta da 44 kg/h di metano e 4,6 m³/h di acqua mare, e pertanto si tratterebbe sostanzialmente di un rilascio di acqua mare.

C.4.1.1.10 Ubicazione dei punti critici degli impianti

L'ubicazione dei punti critici del Terminale, in relazione alle ipotesi incidentali individuate è visibile sulle mappe delle conseguenze in **ALLEGATO C.4.3**.

C.4.1.1.11 Identificazione e analisi degli eventi NATECH

Con riferimento all'analisi degli eventi incidentali determinati da cause naturali (NATECH: Natural Hazard Triggering Technological Disasters) si rimanda a quanto riportato nel Paragrafo C.3.





C.4.2 **Stima delle conseguenze degli scenari incidentali**

Come descritto ai paragrafi precedenti, sono state valutate le frequenze di accadimento degli scenari incidentali. La valutazione delle conseguenze di tali scenari è stata effettuata considerando gli scenari con frequenza di accadimento superiore a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni/anno.

La stima delle conseguenze degli scenari incidentali è stata suddivisa in due parti, valutando separatamente:

- Gli scenari energetici (irraggiamento, dispersione di sostanze infiammabili, ecc.).
- Gli scenari di rilascio e dispersione di sostanze pericolose per l'ambiente sulle componenti ambientali sensibili (suolo, sottosuolo, falda, mare, ecc.).

Le due categorie sono state definite per brevità:

- Scenari incidentali.
- Effetti sugli elementi ambientali sensibili.

C.4.2.1.1 Criteria adottati per la valutazione degli scenari incidentali

Si riportano alcune note relative alle ipotesi di lavoro utilizzate per la valutazione degli scenari incidentali, che sono state ritenute degne di particolare attenzione.





C.4.2.1.2 Geometria dei rilasci – termini sorgente

In caso di perdita per rottura da apparecchiature, linee, flange, ecc., le sezioni di efflusso non sono univocamente definite ma vengono valutate caso per caso. Nota la geometria del rilascio e le condizioni di esercizio al momento della rottura, mediante programmi di simulazione si valuta la portata del rilascio. Relativamente alle sorgenti in esame sono stati considerati i seguenti diametri di rilascio:

- Danneggiamento manichette di travaso:
 - 20% del diametro della manichetta per la perdita significativa;
 - 100% del diametro manichetta per la rottura totale.
- Per il calcolo della portata di efflusso nel caso di rottura delle manichette di trasferimento GNL, è stata considerata la massima portata di esercizio per ogni manichetta nell'assetto operativo di utilizzo contemporaneo di più manichette, corrispondente a:
 1. un quarto della portata operativa di scarico GNL dalla nave metaniera, pari a circa 254 kg/s, nell'assetto operativo di utilizzo contemporaneo di n. 4 manichette (scenario 1Rb);
 2. un quarto della portata operativa di carico GNL da FSRU a nave metaniera, pari a circa 64 kg/s, nell'assetto operativo di utilizzo contemporaneo di n. 4 manichette (scenario 12Rb).
- Danneggiamento compressori:
 - 25 mm per la perdita significativa del tipo pinhole/crack;
 - 75 mm per la perdita significativa del tipo hole.
- Danneggiamento tubazioni:
 - 20% del diametro della tubazione per diametri $DN > 200$ mm per la perdita significativa;
 - 100% del diametro della tubazione per diametri $DN \leq 200$ mm per la perdita significativa.

I riferimenti bibliografici impiegati nell'analisi sviluppata sono il documento (1994) del Ministero dell'Interno intitolato "Attività a rischio di incidente rilevante – Guida alla lettura, all'analisi e alla valutazione dei rapporti di sicurezza" e "HSE - Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessment – 2017".





Per l'ipotesi 8R "Linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster" si è proceduto a sviluppare lo scenario di rilascio considerando un foro DN200: tra gli elaborati di calcolo, è disponibile l'elaborato per l'ipotesi 8R con rilasci da foro DN40 e DN200. La portata di rilascio dal foro DN200 risulta pari a 3244 kg/s, che risulta essere un valore totalmente privo di significato fisico rispetto alle caratteristiche dell'installazione, come di seguito documentato.

Si osserva infatti che la portata nominale delle pompe booster è pari a 260 m³/h (@458 kg/m³ = 33 kg/s), come visibile dalla seguente figura di sintesi e dalla successiva curva caratteristica.

4.8.2 HIGH PRESSURE BOOSTER PUMPS	
Maker:	Nikkiso Cryo Inc.
No. of sets:	6
Model:	60788L13-P1600F
Capacity:	260m ³ /h
Rated head:	2500m
Temperature:	-160°C
Discharge Pressure:	126 barg
Suction Pressure:	3 barg
Specific gravity:	0.5
Rated efficiency:	66.6%

Figura 41 - Sintesi caratteristiche pompe booster ad alta pressione

Pur considerando un effetto di contropressione sul foro nei primissimi istanti temporali (1 o 2 s) e aumentando conservativamente del 50% la portata nominale (TNO Purple Book Par. 4.2) si avrebbe un efflusso di GNL di 50 kg/s.

Inoltre, se si volesse considerare la massima portata erogabile secondo la curva caratteristica, questa risulterebbe pari a circa 310 m³/h (@458 kg/m³ = 39,4 kg/s): si evidenzia che tale valore di portata viene raggiunto solamente in una condizione di anomalia di processo, con mandata bloccata chiusa e FCV di ricircolo a valle aperta, e che pertanto rappresenta un caso limite. Applicando il criterio per tenere conto dell'effetto di contropressione e aumentando del 50% tale portata limite si arriverebbe al valore di circa 59 kg/s.



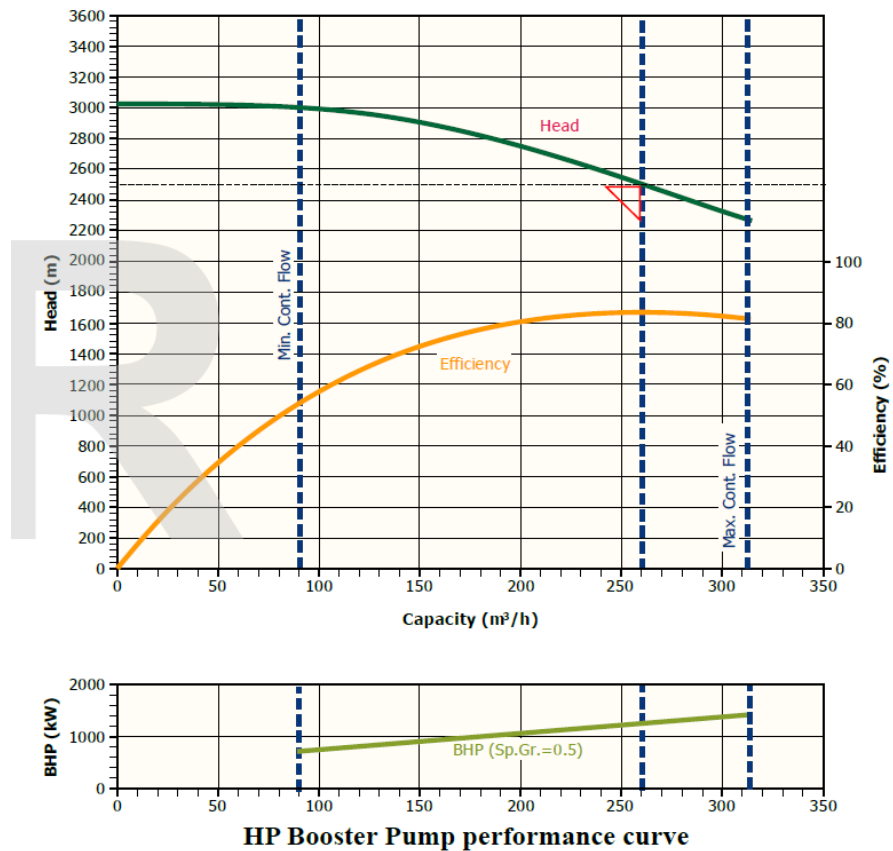


Figura 42 - Curva caratteristica pompe booster ad alta pressione

La seguente tabella riassume le portate di rilascio da fori DN40 e DN200 e le portate delle pompe HP booster da curva caratteristica o estrapolate da essa, con il criterio TNO.





Caso analizzato	Portata [kg/s]	Riferimento
Rilascio da foro DN40	80	Calcolata da PHAST
Rilascio da foro DN200	3244	Calcolata da PHAST
Portata nominale pompe HP Booster	33	Da curva pompa
Portata massima erogabile pompe HP Booster	39	Da curva pompa
Portata nominale pompe HP Booster +50%	50	Estrapolata da curva pompa
Portata massima erogabile pompe HP Booster +50%	59	Estrapolata da curva pompa

Tabella 82 - Confronto tra portate di rilascio a 126 bar

Si può osservare che la condizione simulata con un foro DN200 non è in alcun modo rappresentativa dello scenario di danneggiamento tubazione valutato fino alla condizione di rottura totale.

In Figura 42 è riportata la curva caratteristica delle pompe HP completa della curva di potenza: da quest'ultima si può vedere che il motore della pompa eroga una potenza di circa 1300 KW, alla portata di targa. Se la pompa non avesse pressione sulla premente (quindi massima portata e bassa pressione, come potrebbe essere il caso della rottura del tubo di mandata), la portata massima non potrebbe superare i 310 m³/h perché il motore si fermerebbe per eccesso di amperaggio (protezione installata sulla pompa).

Sulla base delle considerazioni sopra esposte, per l'analisi del presente Rapporto preliminare di Sicurezza si è valutato più corretto modellare la portata di efflusso per lo scenario 8R tenendo conto degli effettivi limiti della pompa: pertanto la portata di efflusso è stata imposta pari a 59 kg/s.





C.4.2.1.3 Tempi di intervento e durate dei rilasci

Per il calcolo del quantitativo totale rilasciato è necessaria la valutazione del tempo di rilascio, coincidente con il tempo di intervento necessario per eliminare la perdita.

Il tempo d'intervento utilizzato per la stima delle conseguenze dello scenario incidentale ipotizzato è stato adottato tenendo conto della presenza o assenza di sistemi di rilevazione (allarme e/o blocco) e delle zone presidiate, valutati in accordo alla struttura organizzativa, alle protezioni presenti ed a quanto descritto nel D.M. 15/05/1996⁵.

Il D.M. del 15/05/1996 stabilisce che i tempi di intervento mediamente assunti a seguito di un rilascio di fluidi di tipologia simile a quelli in esame, sono:

- 20 – 40 secondi, in presenza di valvole motorizzate ad azionamento automatico;
- 1 – 3 minuti, in presenza di valvole motorizzate con allarme a mezzo di pulsanti di emergenza installati in più punti del deposito;
- 3 – 5 minuti, in presenza di valvole motorizzate ad azionamento remoto manuale da un solo punto;
- 10 – 30 minuti in presenza di valvole manuali.

Il tempo di intervento adottato tiene conto delle indicazioni del suddetto Decreto e dei sistemi tecnici installati.

Per quanto sopra sono state adottate le seguenti tempistiche in relazione all'area in esame e alle apparecchiature sorgenti di scenari incidentali:

- Manichette di trasferimento GNL – si considerano conservativamente 300 secondi. Questo valore verrà meglio caratterizzato durante il Rapporto Definitivo di Sicurezza.
- Compressori HD: 78 secondi, di cui 30 secondi per l'intervento del sistema di rilevazione ed il tempo restante per la chiusura valvole di sezionamento motorizzate (calcolato sulla base del diametro delle linee dei compressori). I compressori di BOG infatti sono installati all'interno della sala macchine sul ponte principale ("Cargo Machinery Room") dotata di impianto di rilevazione e di impianto di soffocamento a CO₂.
- Compressori LD: 46 secondi, di cui 30 secondi per l'intervento del sistema di rilevazione ed il tempo restante per la chiusura valvole di sezionamento motorizzate (calcolato sulla base del diametro delle linee dei compressori). I compressori di BOG infatti sono installati all'interno della sala macchine sul ponte principale ("Cargo Machinery Room") dotata di impianto di rilevazione e di impianto di soffocamento a CO₂.

⁵ Decreto Ministeriale del 15/05/1996 "Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi di gas e petrolio liquefatto (GPL)."





- Tubazioni e accoppiamenti flangiati: tempi inferiori a 3 minuti, di cui 60 secondi per l'intervento operativo (in linea con le indicazioni del decreto tenendo conto della presenza di valvole motorizzate ad azionamento automatico e della presenza di valvole motorizzate con allarme a mezzo di pulsanti di emergenza installati in più punti del deposito) ed il tempo restante per la chiusura a distanza delle valvole motorizzate/idrauliche (calcolato sulla base del diametro delle tubazioni).
- Rilascio da sfiato (ipotesi 1H): 3600 secondi, tempo ritenuto ragionevole per il ripristino del compressore di cui si è ipotizzato il danneggiamento.
- Disco di rottura (ipotesi 6H): 1 secondo, considerando l'istantaneità dell'intervento del disco di rottura al raggiungimento della pressione di rottura.
- Sistema di esportazione gas a torretta e linea di invio gas a sistema di esportazione gas: in questa fase preliminare, in cui non si hanno sufficienti informazioni relative al sistema a torretta, si considerano conservativamente 300 secondi. Questo valore verrà meglio caratterizzato durante il Rapporto Definitivo di Sicurezza.

Macroarea	Ipotesi	Frequenza rottura	Tempo di intervento	
		Riferimento	s	min
Riempimento FSRU	1R - Manichette flessibili di scarico GNL da nave metaniera a FSRU	Perdita significativa	300,00	5
		Rottura totale	300,00	5
	2R - Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera	Hole	78,00	1,30
		Pinhole / crack	78,00	1,30
	3R - Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette	Perdita significativa	108,00	1,80
	4R - Linee di caricamento serbatoi FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	92,00	1,53
	5R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	88,00	1,47
	6R - Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	65,20	1,09
	13R - Linee di ritorno BOG a nave metaniera	Perdita significativa	92,00	1,53





Macroarea	Ipotesi	Frequenza rottura	Tempo di intervento	
		Riferimento	s	min
FSRU in rigassificazione	7R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU	Perdita significativa	88,00	1,47
	8R - Linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster	Perdita significativa	76,00	1,27
	9R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	Hole	46,00	0,77
		Pinhole / crack	46,00	0,77
	14R - Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU	Perdita significativa	92,00	1,53
Invio GN a metanodotto	10R – Linea di mandata gas a sistema a torretta	Perdita significativa	300,00	5
	11R – Giunto rotante sistema torretta	Perdita significativa	300,00	5
Invio GNL a nave metaniera	12R - Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU	Perdita significativa	300,00	5
		“Strappo”	300,00	5
Trasferimento carburanti liquidi	15R - Manichette riempimento gasolio	Perdita significativa	68,00	1,13
FSRU in rigassificazione	1H - Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG		3600,00	60,00
FSRU in rigassificazione	6H - Rottura di uno dei tubi dello scambiatore ad acqua mare HA 1100 A	-	1,00	0,02
FSRU in rigassificazione	9H - Sovrapressione del ricondensatore VX-0050	-	92,00	1,53

Tabella 83 – Tempi di intervento calcolati per gli scenari credibili

Con riferimento alla tabella 39 della Linea Guida VVF (1994), il tempo di intervento di 5 minuti è da adottare quando il sezionamento deve essere attuato da luogo remoto e sicuro e “il rilascio deve essere rilevato, comunicato e diagnosticato con pari grado di rapidità”.





SISTEMA	TEMPO DI INTERVENTO (min.)	CONDIZIONI OPERATIVE ED IMPIANTISTICHE
automatico	< 1	Da impiegarsi solo nel caso di rilevamento del rilascio e chiusura delle valvole automatici, senza l'intervento umano, o con dispositivi "intrinsecamente automatici". L'intervento umano può aversi solo se il dito dell'operatore è già posato su un pulsante di azionamento ubicato in prossimità del rilascio. (es.: accoppiamenti tipo "break-away", valvole di eccesso flusso = 1)
remoto rapido	< 5	La valvola deve essere chiusa intervenendo da luogo remoto e sicuro. Il rilascio deve essere rilevato, comunicato, e diagnosticato con pari grado di rapidità. (es.: valvole di "shut-off" ad azionamento remoto = 5)
remoto lento	< 10	La valvola deve essere chiusa da luogo remoto ma il sistema di rilevamento, comunicazione e diagnosi è più lento. Ciò può avvenire se è richiesta la verifica del rilevamento iniziale da un controllo indipendente. (es.: come sopra da azionare previa diagnosi = 10)
manuale	> 20	L'isolamento è possibile solo per intervento manuale. E' richiesto l'intervento di una squadra di emergenza e l'impiego sulla valvola di almeno due operatori muniti di tute a protezione totale e apparati di protezione delle vie respiratorie. Il valore corrisponde alla durata minima rilevata su base storica. (es.: valvole manuali = 20))
riparazione	> 30	Non esistono valvole ed il rilascio deve essere intercettato applicando fasce, toppe, ecc.. E' necessario l'intervento di una squadra di intervento al completo con una struttura organizzativa di supporto ed attrezzature adeguate. Da impiegarsi per fori su recipienti a pressione e cisterne quando non si dispone di altri mezzi per intercettare la fuoriuscita dal foro. Si è in presenza di un livello di sicurezza estremamente basso. (es.: riparazione di un serbatoio = 30)

Figura 43 – Estratto Linea Guida VVF (1994) con tabella tempi di intervento

I top event individuati hanno come sorgenti manichette, compressori e tubazioni di trasferimento. Le aree di rilascio, come di seguito illustrato, sono dotate di rilevatori con segnale riportato in sala controllo principale o di sistemi di allarme e monitoraggio in grado di segnalare tempestivamente eventuali anomalie. Inoltre, tutti i circuiti sono dotati di valvole di sezionamento ad azionamento remoto e sicuro.





Compressori

Gli scenari con sorgente nei compressori BOG sono conseguenti alle ipotesi 2R “Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera” e 9R “Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU”.

I compressori sono entrambi dotati di doppia tenuta flussata con gas secco (azoto): la doppia tenuta è dotata di allarme di bassa soglia e di blocco per bassissima soglia di pressione del gas secco. Un eventuale foro, causa iniziatrix dell’ipotesi, verrebbe pertanto tempestivamente rilevato.

La bassissima pressione del gas secco sulla doppia tenuta attiva automaticamente la fermata dei compressori. Si osserva inoltre che il locale dove sono presenti i compressori è aspirato da un sistema di espulsione aria.

Secondo la citata linea guida pertanto per gli scenari relativi ai compressori il tempo di intervento da considerare è al più di 5 minuti.

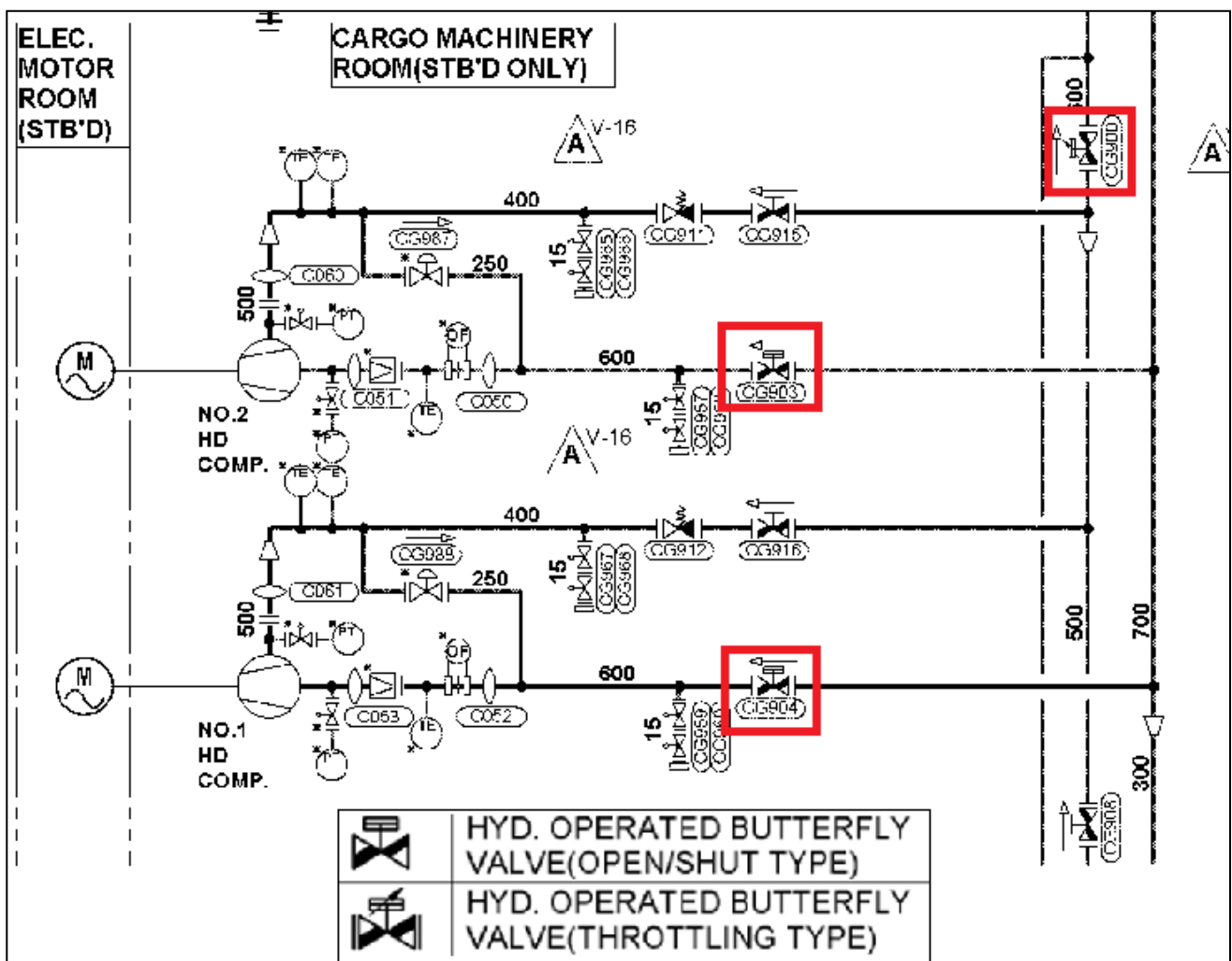


Figura 44 - Schema di processo compressori HD – valvole di sezionamento



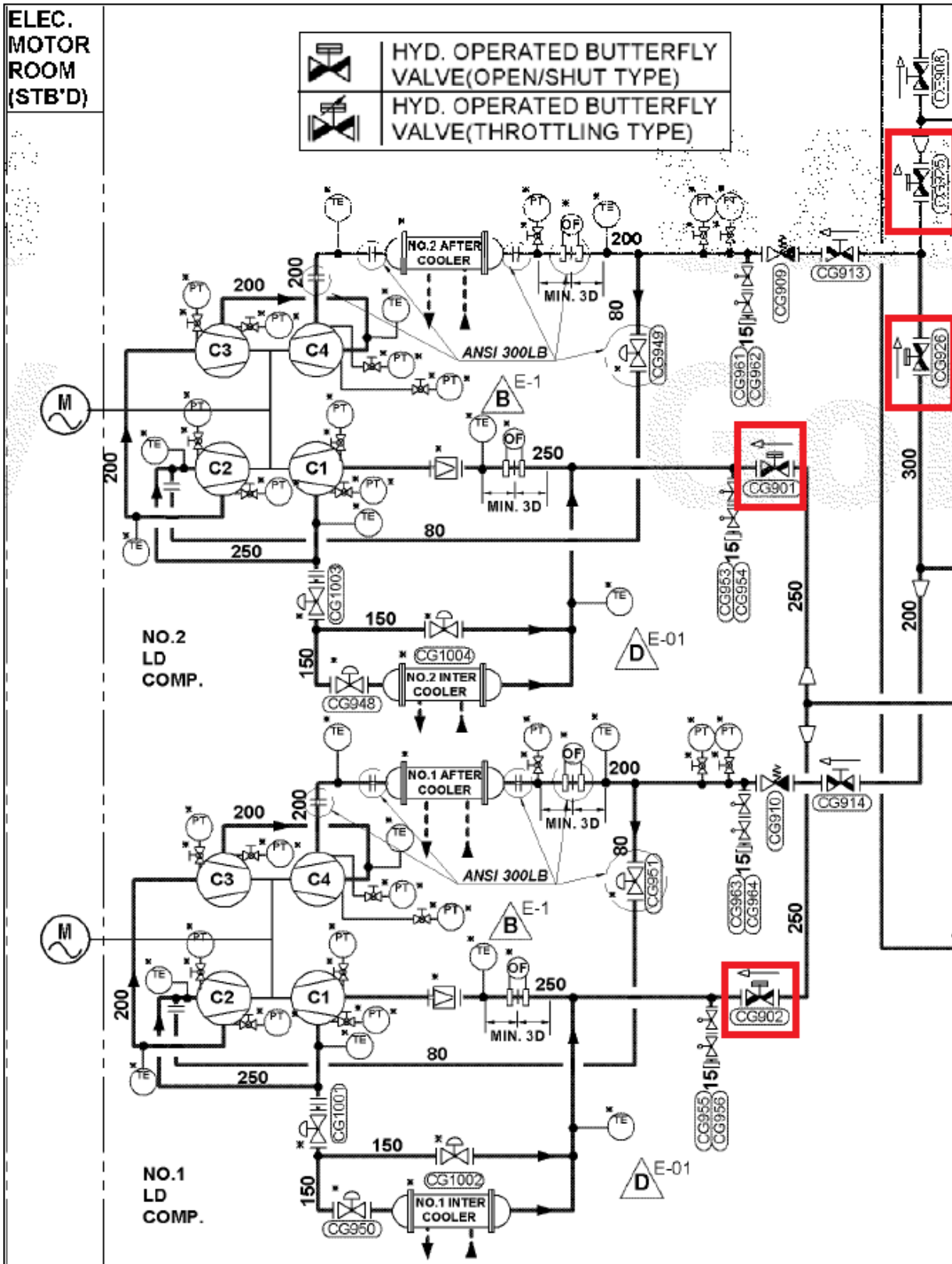


Figura 45 - Schema di processo compressori LD – valvole di sezionamento





Tubazioni

Gli scenari ipotizzati con sorgente su linee di trasferimento sono i seguenti:

- 3R “Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette”.
- 4R “Linee di caricamento taniche FSRU durante riempimento da nave metaniera”.
- 5R “Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera”.
- 6R “Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera”.
- 7R “Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU”.
- 8R “Linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster”.
- 10R “Linea di mandata gas a sistema a torretta”.
- 12R “Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU”.
- 13R “Linee di ritorno BOG a nave metaniera”.
- 14R “Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU”.

Le apparecchiature di processo e le relative tubazioni di collegamento sono dotati di allarmi e di blocchi, che intervengono automaticamente con azioni di sezionamento.

Inoltre nella sezione di rigassificazione a bordo FSRU sono presenti rilevatori, come mostrato nella Figura 46.

Inoltre le apparecchiature di processo e le relative tubazioni di collegamento sono sezionabili mediante valvole ad azionamento motorizzato/idraulico: si rimanda agli stralci di P&ID della risposta n.1 per alcuni esempi.

Secondo la citata linea guida pertanto per gli scenari relativi alle tubazioni il tempo di intervento da considerare è al più di 5 minuti.



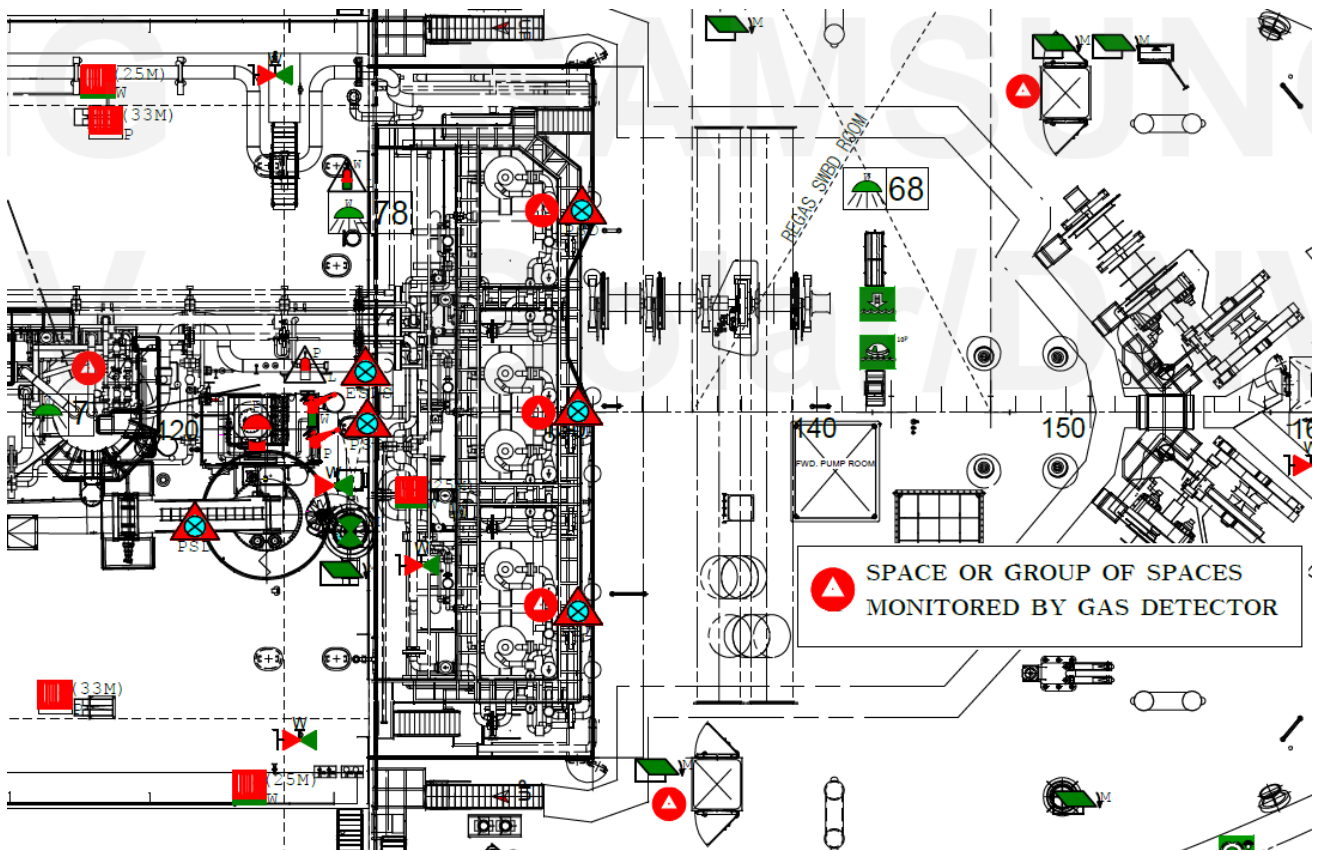


Figura 46 - Area sezione di rigassificazione FSRU - Posizione rilevatori gas

Come mostrato anche nella Figura 40, lo scenario di allontanamento delle navi ed intervento del sistema ERS comporta l'istantanea messa in sicurezza con rilascio, al più, di una piccola porzione del volume della manichetta, per le seguenti ragioni:

- Presenza di sensori di prossimità che alla distanza di 7 metri di cavo tra le due navi (cavo "wired-length") attivano la logica ESD-1, che agisce fermando le pompe cargo della nave metaniera in discarica e chiusura valvole ESD delle due navi;
- Presenza di sensori di prossimità che alla distanza di 10 metri di cavo tra le due navi (cavo "wired-length") attivano la logica ESD-2, che chiude le valvole ERS e disaccoppia le valvole ERS (già chiuse) e consente lo sgancio rapido delle manichette senza che il loro contenuto venga rilasciato.





Figura 47 – Dettaglio fotografico accoppiamento manichette





Altresi si può osservare, sulle evidenze fotografiche, l'adozione di corpi valvola interamente saldati che riducono drasticamente la possibilità di rilasci lungo le linee.

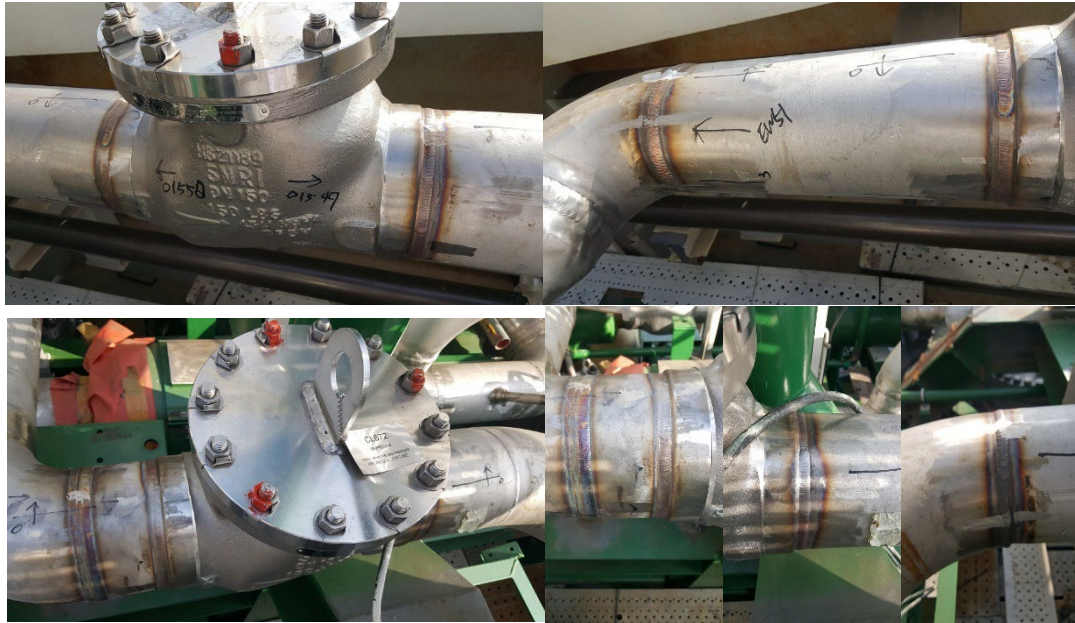


Figura 48 – Dettaglio fotografico corpi valvola saldati

C.4.2.1.4 Condizioni meteorologiche

Un'altra ipotesi di lavoro riguarda le condizioni meteorologiche assunte per i modelli di simulazione degli incidenti. Nella valutazione degli effetti incidentali si considerano i valori medi tipici di temperatura ed umidità atmosferica, mentre le condizioni di stabilità atmosferica e velocità del vento considerate sono quelle indicate dal D.M. 15/05/1996 e D.M. 20/10/1998.

Vento	Temperatura ambiente media
- 2 m/s	- 25°C
- 5 m/s	
Umidità relativa media	Classe di stabilità di Pasquill/Guilford:
- 70%	- D5 neutra
	- F2 molto stabile





C.4.2.1.5 Valutazione degli scenari di UVCE

Facendo riferimento a quanto definito nell'Appendice III del D.M. 15/05/1996 "Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi di gas e petrolio liquefatto (GPL)", la probabilità dell'innesco di una nube di vapori infiammabili dipende dai seguenti fattori:

- quantità di vapori nel campo di infiammabilità;
- tipologia di confinamento / geometria del luogo.

Secondo tale D.M., la probabilità che l'innesco di una nube di GPL determini un'esplosione di nube di tipo non confinato (UVCE) anziché un FLASH - FIRE risulta non trascurabile solo quando:

- il rilascio interessi un ambiente essenzialmente chiuso;
- quantità di vapore entro i limiti di infiammabilità sia maggiore di 1,5 t, se in ambiente parzialmente confinato (es. in presenza di grossi edifici o apparecchiature industriali nello spazio di sviluppo della nube);
- quantità di vapore entro i limiti di infiammabilità sia maggiore di 5 t, se in ambiente non confinato.

Al di sotto dei limiti predetti, il contributo dell'esplosione di nube al rischio globale può ritenersi marginale e pertanto non rilevante ai fini di una valutazione complessiva del deposito.

Tali criteri, che sono stati formulati per il GPL, possono essere estesi al Gas Naturale: si osserva che il Gas Naturale è caratterizzato da un peso specifico minore rispetto all'aria, al contrario del GPL, e che questa caratteristica ne facilita la dispersione senza conseguenze.

Ai fini dell'analisi di rischio, a favore di sicurezza, è stato assunto un valore più conservativo rispetto a quanto indicato dal citato decreto, sviluppando la valutazione delle esplosioni senza limiti sulla quantità di massa rilasciata che risulta nel campo di infiammabilità.

Inoltre è stato applicato il metodo indicato nel TNO Yellow Book relativo al "blast strenght index" con identificazione dei parametri energia di ignizione, ostruzione e confinamento parallelo al piano. In particolare, con riferimento alla tabella 5.3 è stato considerato il valore mediano della categoria 9 ossia una classe 4 per l'indice "blast strenght".





Table 5.3 Initial blast strength index

Blast strength category	Ignition energy		Obstruction			Parallel plane confinement	Multi-Energy Unconfined	Class
	Low	High	High	Low	No			
	(L)	(H)	(H)	(L)	(N)			
1		H	H			C		7-10
2		H	H				U	7-10
3	L		H			C		5-7
4		H		L		C		5-7
5		H		L			U	4-6
6		H			N	C		4-6
7	L		H				U	4-5
8		H			N			4-5
9	L			L		C		3-5
10	L			L			U	2-3
11	L				N	C		1-2
12	L				N		U	1

Figura 49 – Parametri energia di ignizione

C.4.2.1.6 Modelli di calcolo

Per la modellazione specifica degli scenari incidentali e delle relative conseguenze, è stato utilizzato il modello di calcolo in concessione d'uso alla società scrivente PHAST 8.61 edito da DNV (versione di Febbraio 2022).

C.4.2.1.7 Scenario di rottura manichetta pressurizzata di trasferimento STS

Per il solo scenario di rottura manichetta Ship-To-Ship è stato ritenuto necessario affinare la modellazione, per consentire una descrizione realistica dello scenario stesso.

La nave metaniera e la FSRU durante le operazioni di trasferimento saranno posizionate ad una distanza di circa 5 m l'una dall'altra, creando uno spazio tra di esse delimitato da due lati dai due scafi delle navi stesse.





Figura 50 - Affiancamento navi per operazioni STS

In caso di rottura di una manichetta di carico, il GNL sarebbe sversato all'interno di questo spazio e fluirebbe verso il basso fino a raggiungere l'acqua e formare una pozza. Tale evoluzione non viene correttamente rappresentata dal modello "Pressure Vessel" con evento "Leak" del software PHAST di DNV normalmente usato per la simulazione degli scenari di rilascio da fori, in quanto non è permesso di dettagliare compiutamente la geometria del sistema.

Pertanto per tale scenario è stata usata una combinazione di modelli, simulando nell'ordine:

- Modello "Pressure Vessel" con evento "Leak" per la prima fase di rilascio di GNL dalla manichetta, con formazione della pozza nello spazio tra le due navi; questo modello è stato utilizzato per la determinazione della portata di rilascio e per il calcolo delle distanze di danno del Pool Fire.
- Modello "Standalone" con evento "Pool Vaporization" per la successiva fase di evaporazione della pozza; tale modello, partendo dalla portata e dal tempo di rilascio, restituisce la portata evaporante nel tempo, caratterizzata da un picco iniziale.
- Modello "Pressure Vessel" con evento definito dall'analista come rilascio della portata evaporante di picco (calcolata con il modello precedente), per il calcolo delle distanze di danno di Flash Fire ed UVCE.

C.4.2.1.8 Scenari incidentali

Nelle seguenti tabelle si riportano le ipotesi e gli effetti relativi agli scenari incidentali credibili.

Per ciascuna delle ipotesi incidentali si mostrano:

- la frequenza delle ipotesi incidentali;
- le tipologie degli scenari incidentali conseguenti;
- la frequenza di accadimento degli scenari incidentali credibili;
- gli effetti degli scenari incidentali.





Per quanto riguarda i tabulati di calcolo degli scenari, si rimanda all'**ALLEGATO C.4.2**.

Qualora abbia a verificarsi uno degli eventi di seguito descritti, si attiverà la messa in sicurezza sezionando le apparecchiature ed azionando i dispositivi antincendio nell'area interessata. In particolare:

- Le aree di stoccaggio e movimentazione e le aree di processo sulla nave FSRU saranno protette con impianti antincendio e di rivelazione, per la cui descrizione completa si rimanda ai paragrafi dedicati. Inoltre la nave sarà costantemente presidiata.

Sulla base dei risultati ottenuti nella presente analisi è possibile osservare che:

- La massima distanza conseguente ad un Pool Fire, corrispondente allo scenario 1R b, relativo all'evento di rottura totale di una manichetta flessibili di scarico GNL da nave metaniera a FSRU, rimane compresa all'interno di aree limitrofe allo stabilimento;
- La massima distanza conseguente ad un Jet Fire, corrispondente allo scenario 7R, di rilascio di GNL per perdita significativa da linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU, rimane compresa all'interno di aree interne o limitrofe allo stabilimento;
- Il massimo valore di sovrappressione dinamica (barg) conseguente ad una UVCE a bordo FSRU è pari a 0,07 bar, corrispondente allo scenario 7R, di rilascio di GNL per perdita significativa da linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU: sulla base dei dati di letteratura tale valore non è in grado di arrecare danno significativi alla struttura principale e alle apparecchiature in acciaio ma non sono da escludere danneggiamenti alla strumentazione, ad accoppiamenti flangiati e alle parti strutturalmente più deboli (si veda il grafico in Figura 51).





COMPONENTE	SOVRAPPRESSIONE																										
	bar psi	0,03 0,5	0,07 1	0,10 1,5	0,14 2	0,17 2,5	0,21 3	0,24 3,5	0,28 4	0,31 4,5	0,35 5	0,38 5,5	0,41 6	0,45 6,5	0,48 7	0,52 7,5	0,55 8	0,59 8,5	0,62 9	0,66 9,5	0,69 10	0,83 12	0,97 14	1,10 16	1,24 18	1,38 20	1,38 20
Tetto in acciaio allogg. Di controllo		a	c	d				n																			
Tetto in cemento allogg. Di controllo		a	e	p	d			n																			
Torre di raffreddamento		b		f				o																			
Serbatoio con tetto conico			d				k								u												
Celletta strumentazione				a			l	m					t														
Installazione a fuoco					q	i					t																
Reattore chimico				a				i					p						t								
Filtro				h					f									v		t							
Rigeneratore di calore						i				l	p					t											
Serbatoio con tetto galleggiante						k								u												d	
Reattore inclinato							i								i							t					
Supporti tubazioni							p						s	o													
Strum. Aus.: contatore di gas									q																		
Strum. Aus.: trasformatore elettrico									h						i						t						
Motore elettrico										h									i								v
ventilatore										q											t						
Colonna di Frazionamento											r				t												
Recipiente a pressione: orizzont.													pi								t						
Strum. Aus.: regolatore gas													i								m	q					
Colonna di estrazione														i							v	t					
Turbina a vapore																i							m	s			v
Scambiatore di calore																i					t						
Serbatoio sferico																	i							i	t		
Recipiente a pressione: Verticale																						i	t				
Pompa																						i			y		

Fonte: Stephens, M.M. Minimizing damage to refineries, U.S. Department of the Interior, Office of Oil & Gas, February 1970

LEGENDA:

- | | | |
|--|---|---|
| a. Rotture Finestre Misuratori | h. Danno causato da proiezione di frammenti | o. Collasso della struttura |
| b. Cadute Feritoie di Ventilaz. A 0.3 - 0.5 psi | i. Spostamento dell'unità e rottura tubazioni | p. Deformazione della struttura |
| c. Danno dell'apparecchiatura di manovra causata da collasso del tetto | j. Guasti al sistema di rinforzo | q. Danni al rivestimento |
| d. Collasso del tetto | k. Innalzamento unità (semipiena) | r. Incrinamento della struttura |
| e. Danni alla strumentazione | l. Interruzione linee elettriche | s. Rottura Tubazioni |
| f. Danni alle parti interne | m. Danni ai dispositivi di controllo | t. L'unità è ribaltata o distrutta |
| g. Incrinatura mattoni | n. inefficienza pareti di blocco | u. Innalzamento unità (riempita 0.9) |
| | | v. Spostamento unità rispetto alle fondamenta |

Figura 51 - Effetti di sovrappressione sui componenti di impianto





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LCS0	IDLH	LFL	1/2LFL
RIEMPIMENTO FSRU																
1R a Manichette flessibili di scarico GNL a servizio del braccio di scarico da Nave metaniera a FSRU Perdita significativa (Risultati da modellazione CFD)	1,46 · 10 ⁻⁴	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 60 mm Quota del rilascio: 4 m Press. di rilascio: 5 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 300 s <i>Portata di rilascio: 36,6 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 11,8 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Vento 5 m/s Cat D	9,50 · 10 ⁻⁶	55 62	72 77	82 87	102 106								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,35 · 10 ⁻⁵										70 140	86 221	
			UVCE Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m/s Cat. D	1,37 · 10 ⁻⁷						-	-	150 247	190 284			
1R b Manichette flessibili di scarico GNL a servizio del braccio di scarico da Nave metaniera a FSRU Rottura totale	1,46 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 300 mm Quota del rilascio: 4 m Press. di rilascio: 5 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 300 s <i>Portata di rilascio: 254,4 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 77,1 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 37m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 37 m	9,49 · 10 ⁻⁷	127 142	166 178	192 203	239 248								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,35 · 10 ⁻⁶										75 158	90 252	
2R a Compressore HD di ritorno BOG a Nave metaniera Hole	9,86 · 10 ⁻⁵	Rilascio di BOG Øeq : 75 mm Quota del rilascio: 12,5 m Press. di rilascio: 1 bar Temp. del rilascio: -110 °C Tempo di intervento: 78 s <i>Portata di rilascio: 1,3 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,1 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 16 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 17 m</i>	1,97 · 10 ⁻⁶	- -	- -	- -	18 19								
2R b Compressore HD di ritorno BOG a Nave metaniera Pinhole/crack	4,38 · 10 ⁻³	Rilascio di BOG Øeq : 25 mm Quota del rilascio: 12,5 m Press. di rilascio: 1 bar Temp. del rilascio: -110 °C Tempo di intervento: 78 s <i>Portata di rilascio: 0,15 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,01 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 6 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 6 m</i>	8,77 · 10 ⁻⁵	- -	- -	- -	- -								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	4,30 · 10 ⁻⁷										-	-	
3R Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette Perdita significativa	2,3 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 120 mm Quota del rilascio: 12,5 m Press. di rilascio: 5 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 108 s <i>Portata di rilascio: 149,5 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 39,1 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 44 m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 44 m	1,48 · 10 ⁻⁶	116 123	148 154	170 176	212 214								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	2,13 · 10 ⁻⁶										182 90	399 158	





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LC50	IDLH	LFL	1/2LFL
RIEMPIMENTO FSRU																
4R Linee di caricamento serbatoi FSRU durante caricamento da Nave metaniera Perdita significativa	3,2 · 10 ⁻⁶	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 80 mm Quota del rilascio: 12,5 m Press. di rilascio: 0,25 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 92 s <i>Portata di rilascio: 14,9 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 3,38 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 14 m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 14 m	2,07 · 10 ⁻⁷	43 46	55 57	63 65	78 78								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	2,96 · 10 ⁻⁷										89 25	187 52	
5R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da Nave metaniera Perdita significativa	2,20 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 70 mm Quota del rilascio: 5 m Press. di rilascio: 9 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento 76 s <i>Portata di rilascio: 68,2 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 17,46 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 30 m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 30 m	1,42 · 10 ⁻⁶	85 90	108 113	124 128	155 156								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	2,04 · 10 ⁻⁶										143 59	315 104	
6R Linea ricircolo GNL FSRU durante riempimento da Nave metaniera Perdita significativa	2,02 · 10 ⁻⁴	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 65 mm Quota del rilascio: 12,5 m Press. Di rilascio: 10 bar Temp. Del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 65 s <i>Portata di rilascio: 25,4 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 2,0 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F Ljet : 73 m Vento 5 m/s Cat D Ljet : 56 m	8,07 · 10 ⁻⁶	95 82	107 94	115 102	129 116								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,92 · 10 ⁻⁵										154 132	261 197	
			UVCE Vento 2 m/s Cat. F Mex: 897 kg Vento 5 m /s Cat. D Mex: 279 kg	1,94 · 10 ⁻⁷						- -	- -	297 215	346 248			
13R Linee di ritorno BOG a nave metaniera Perdita significativa	2,13 · 10 ⁻⁵	Rilascio di BOG Øeq : 80 mm Quota del rilascio: 12,5 m Press. di rilascio: 1 bar Temp. del rilascio: -110 °C Tempo di intervento: 92 s <i>Portata di rilascio: 1,6 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,21 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F Ljet: 17 m Vento 5 m/s Cat D Ljet: 18 m	4,26 · 10 ⁻⁷	- -	- -	- 13	20 22								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	2,06 · 10 ⁻⁷										- -	- -	





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LCS0	IDLH	LFL	1/2LFL
RIEMPIMENTO FSRU																
1H Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG	1,80 · 10 ⁻³	Rilascio di BOG Øeq : 350 mm Quota del rilascio: 25 m Press. di rilascio: 0,25 bar Temp. del rilascio: 25 °C Tempo di intervento: 1 h <i>Portata di rilascio: 0,1 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,41 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 4 m</i> Vento 3 m/s Cat D <i>Ljet: 6 m</i>	3,60 · 10 ⁻⁵	-	-	-	-								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,76 · 10 ⁻⁵										-	-	
			UVCE Vento 2 m/s Cat. F <i>Mex: - kg</i> Vento 5 m /s Cat. D <i>Mex: - kg</i>	1,76 · 10 ⁻⁷					-	-	-	-				

Tabella 84 - Riepilogo delle conseguenze - Area Riempimento FSRU





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LC50	IDLH	LFL	1/2LFL
FSRU IN RIGASSIFICAZIONE																
7R Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU Perdita significativa	1,21 · 10 ⁻⁴	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 70 mm Quota del rilascio: 12,5 m Press. Di rilascio: 9 bar Temp. Del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 76 s <i>Portata di rilascio: 68,2 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 17,46 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet : 110 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet : 86 m</i>	4,82 · 10 ⁻⁶	149	168	181	204								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,15 · 10 ⁻⁵									189	327	91	177
			UVCE Vento 2 m/s Cat. F <i>Mex: 1750 kg</i> Vento 5 m /s Cat. D <i>Mex: 187 kg</i>	1,16 · 10 ⁻⁷					-	-	369	427	202	231		
8R Linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster Perdita significativa	2,10 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 200 mm Quota del rilascio: 5 m Press. di rilascio: 126 bar Temp. del rilascio: -150 °C Tempo di intervento: 76 s <i>Portata di rilascio: 59,0 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 5,1 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 89 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 69 m</i>	8,40 · 10 ⁻⁷	120	134	143	160								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	2,00 · 10 ⁻⁶									73	192	42	154
9R a Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU Hole	2,70 · 10 ⁻⁴	Rilascio di BOG Øeq : 75 mm Quota del rilascio: 12,5 m Press. di rilascio: 7,5 bar Temp. del rilascio: 45 °C Tempo di intervento: 46 s <i>Portata di rilascio: 4,1 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,18 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 24 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 27 m</i>	5,40 · 10 ⁻⁶	-	27	32	40								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	2,65 · 10 ⁻⁷									-	-	-	-
9R b Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU Pinhole/crack	1,20 · 10 ⁻²	Rilascio di BOG Øeq : 25 mm Quota del rilascio: 12,5 m Press. di rilascio: 7,5 bar Temp. del rilascio: 45 °C Tempo di intervento: 46 s <i>Portata di rilascio: 045 kg/s</i> <i>Quantità nella sezione: 0,02 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 10 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 11 m</i>	2,40 · 10 ⁻⁴	-	-	-	-								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,18 · 10 ⁻⁶									-	-	-	-





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LC50	IDLH	LFL	1/2LFL
FSRU IN RIGASSIFICAZIONE																
14R Linee di ritorno BOG da serbatoi GNL FSRU Perdita significativa	1,17 · 10 ⁻⁴	Rilascio di BOG Øeq : 80 mm Quota del rilascio: 12,5 m Press. di rilascio: 7,5 bar Temp. del rilascio: 45 °C Tempo di intervento: 92 s Portata di rilascio: 4,6 kg/s Quantità nella sezione: 0,48 t	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F Ljet: 25 m Vento 5 m/s Cat D Ljet: 28 m	2,33 · 10 ⁻⁶	18 24	29 32	35 37	43 44								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,13 · 10 ⁻⁶											-	-
6H Rottura di uno dei tubi dello scambiatore LNG/Acqua mare HA 1100 A	1,20 · 10 ⁻⁵	Rilascio di miscela gas naturale /acqua mare dal disco di rottura Øeq : 280 mm Quota del rilascio: 5 m Press. di rilascio: 120 bar Temp. del rilascio: 5 °C Portata di rilascio: 6,5 kg/s Quantità nella sezione: 20,1 t	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F Ljet: - m Vento 5 m/s Cat D Ljet: - m	2,40 · 10 ⁻⁷	-	-	-	-								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,16 · 10 ⁻⁶											-	-
9H Sovrapressione del ricondensatore VX-0050 Rilascio da accoppiamento flangiato	3,40 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 28,28 mm Quota del rilascio: 12,5 m Press. di rilascio: 12 bar Temp. del rilascio: -154,5 °C Tempo di intervento: 92 s Portata di rilascio: 102,0 kg/s Quantità nella sezione: 5,3 t	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 13 m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 13 m	2,13 · 10 ⁻⁶	40 42	50 52	58 59	71 71								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	3,15 · 10 ⁻⁶											88 22	188 49

Tabella 85 - Riepilogo delle conseguenze - Area FSRU in rigassificazione





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LC50	IDLH	LFL	1/2LFL
INVIO GN A METANODOTTO																
10R Linea di mandata gas a sistema a torretta Perdita significativa	1,50 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale Øeq : 81,3 mm Quota del rilascio: 1 m Press. di rilascio: 100 bar Temp. del rilascio: 25 °C <i>Portata di rilascio: 68,0 kg/s Quantità nella sezione: 0,355 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 71 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 75 m</i>	6,00 · 10 ⁻⁷	101 105	120 118	133 128	156 146								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,43 · 10 ⁻⁶											77 112	111 170
11R Giunto Rotante sistema Torretta Perdita significativa	2,00 · 10 ⁻⁴	Rilascio di gas naturale Øeq : 81,3 mm Quota del rilascio: 4 m Press. di rilascio: 100 bar Temp. del rilascio: 25 °C <i>Portata di rilascio: 68,0 kg/s Quantità nella sezione: 6,158 t</i>	Jet Fire Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 71 m</i> Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 75 m</i>	8,00 · 10 ⁻⁶	100 105	119 119	132 129	156 148								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	1,90 · 10 ⁻⁵										75 62	172 175	
			UVCE Vento 2 m/s Cat. F <i>Mex: 109kg</i> Vento 5 m /s Cat. D <i>Mex: 74 kg</i>	1,92 · 10 ⁻⁷							- -	- -	198 206	222 227		

Tabella 86 - Riepilogo delle conseguenze - Area invio GN a metanodotto





Ipotesi Incidentale	Freq. di Accadim. (occ/anno)	Evento iniziale	Scenario conseguente	Freq. di accadim. (occ/anno)	Incendi				Esplosioni				Dispersioni			
					Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza				Distanza (m) delle soglie di sovrappressione (bar)				Distanza (m) alla quale si raggiungono le soglie di riferimento			
					12,5	7	5	3	0,3	0,14	0,07	0,03	LC50	IDLH	LFL	1/2LFL
INVIO GNL A NAVE METANIERA																
12R a Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU Perdita significativa	7,12 · 10 ⁻⁵	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 60 mm Quota del rilascio: 4 m Press. di rilascio: 5 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 300 s <i>Portata di rilascio: 36,6 kg/s Quantità nella sezione: 11,8 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Vento 5 m/s Cat D	4,63 · 10 ⁻⁶	55 62	72 77	82 87	102 106								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	6,59 · 10 ⁻⁶											70 140	86 221
12R b Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU Rottura totale	7,12 · 10 ⁻⁶	Rilascio di gas naturale liquefatto Øeq : 300 mm Quota del rilascio: 4 m Press. di rilascio: 5 bar Temp. del rilascio: -160 °C Tempo di intervento: 300 s <i>Portata di rilascio: 63,6 kg/s Quantità nella sezione: 19,9 t</i>	Pool Fire Vento 2 m/s Cat F Ø pozza: 18 m Vento 5 m/s Cat D Ø pozza: 18 m	4,63 · 10 ⁻⁷	72 80	93 100	107 114	133 138								
			Flash fire Vento 2 m/s Cat. F Vento 5 m /s Cat. D	6,59 · 10 ⁻⁷											71 145	87 230

Tabella 87 - Riepilogo delle conseguenze - Area invio GNL a nave metaniera





C.4.2.1.9 Approfondimenti su scenari incidentali specifici

Scenario 6H

L'evento comporterebbe un rilascio di una miscela di acqua mare e gas naturale composta da 44 kg/h di gas naturale e 4.650 kg/h di acqua mare, e pertanto si tratterebbe sostanzialmente di un rilascio di acqua mare. Il foro di rilascio sarebbe pari al diametro del disco di rottura ovvero pari a 280 mm, la pressione e la temperatura di rilascio sarebbero rispettivamente di 120 barg e 5 °C (da foglio di calcolo del disco di rottura). L'hold up rilasciato sarebbe uguale a quello dell'intero scambiatore, che verrebbe prontamente sezionato in caso di evento (ad es. per logica PSD su bassissima temperatura o pressione acqua mare).

Simulando lo scenario, non vengono raggiunte soglie di interesse per nessuno degli scenari credibili.

C.4.3 Mappe di danno

Le mappe di danno degli scenari incidentali credibili sono riportate in **ALLEGATO C.4.3**.

Le informazioni relative alle aree di danno, di cui sopra, sono fornite, in strati informativi distinti, anche in formato vettoriale georeferenziato editabile (ad esempio: shapefile *.shp).





C.4.4 Scenari con potenziali effetti sull'ambiente

C.4.4.1.1 Descrizione dell'ambiente circostante lo stabilimento

Il Terminale è posizionato nella rada di Vado Ligure, a circa 2 miglia nautiche (4 km) dalla costa ligure di ponente. Il Terminale FSRU e le relative opere connesse si inseriscono in un contesto in cui si rilevano alcune tutele derivante da diversi livelli di pianificazione.

Nell'ambito del progetto sono stati svolti da parte della committente (SNAM) degli studi per la valutazione di tali interferenze di tipo diretto o indiretto.

In **ALLEGATO C.4.4** si riporta la Planimetria Nautica con vincoli Allacciamento FSRU (tratto a mare).

C.4.4.1.2 Valutazione delle conseguenze ambientali degli scenari incidentali

Le sostanze pericolose per l'ambiente ai sensi del D.Lgs. 105/15 che sono presenti presso il Terminale sono:

- gasolio, utilizzato per il sistema di alimentazione dei motori della nave FSRU;
- olio combustibile, di cui non si prevede l'utilizzo nonostante possa essere utilizzato come carburante per l'alimentazione dei motori della FSRU;
- ipoclorito di sodio, utilizzato come antivegetativo nei sistemi acqua di mare.

Il gasolio rientra tra le sostanze di categoria E2 di cui all'Allegato 1, Parte 1 del D.Lgs. 105/15, essendo caratterizzata da indicazione di pericolo H411. L'ipoclorito di sodio e l'olio combustibile rientrano tra le sostanze di categoria E1 di cui all'Allegato 1, Parte 1 del D.Lgs. 105/15, essendo caratterizzati da indicazione di pericolo H410.

Al fine di dimostrare che i rischi da incidente rilevante da eventuale perdita di contenimento di sostanze pericolose per l'ambiente sono adeguatamente identificati e controllati, di seguito si riportano valutazioni specifiche per ciascuna delle sostanze pericolose per l'ambiente presenti in quantità significativa presso il Terminale che consentono di concludere che, per il Terminale, non sono ipotizzabili eventi incidentali rilevanti di tipo ambientale.

Ipodlorito di sodio

L'ipoclorito di sodio sarà prodotto in situ sulla FSRU. Si rimanda ai paragrafi precedenti per la descrizione del sistema e alla documentazione disponibile in **ALLEGATO B.3.3-A** i P&ID del sistema antivegetativo della FSRU.





Per quanto riguarda il sistema antivegetativo della FSRU, non essendo previsto stoccaggio di ipoclorito non è ragionevole ipotizzarne un rilascio. Inoltre ai punti di aspirazione acqua mare viene inviata acqua di mare già additivata di ipoclorito e non ipoclorito puro. Per quanto riguarda la produzione e relativa gestione dell'idrogeno da elettrolisi, si rimanda ai paragrafi precedenti : in caso di un eventuale accumulo di idrogeno, è presente un sistema di controllo che arresterebbe l'elettrolizzatore, escludendo pertanto successive potenziali conseguenze; inoltre gli allarmi del sistema sono riportati in sala controllo, garantendo così un tempestivo intervento dell'operatore in caso di malfunzionamenti o guasti.

Gasolio

Il gasolio sarà stoccato e movimentato in modo che eventuali perdite siano contenute e che la possibilità di contaminazione dei recettori ambientali sia estremamente remota.

In particolare le operazioni di rifornimento di Gasolio avverranno adottando le procedure standard e con le opportune cautele e mezzi di mitigazione a disposizione (ad es. panne galleggianti), seguendo le procedure operative della nave FSRU per i rifornimenti di combustibili liquidi. Si precisa inoltre che l'assetto di marcia previsto per il Terminale prevede l'alimentazione dei generatori bifuel della FSRU con gas naturale e che, pertanto, l'alimentazione a combustibile liquido sarà limitata.

Le operazioni di rifornimento di Gasolio sono state caratterizzate mediante analisi-statistico storica, formulando l'ipotesi di perdita significativa dalla manichetta di trasferimento: tale ipotesi è risultata credibile ma non è stata ulteriormente sviluppata per le seguenti considerazioni:

- Il Gasolio viene movimentato alla temperatura ambiente.
- Il Gasolio non è caratterizzato da frasi di rischio di infiammabilità che lo rendano suscettibile di innesco a temperatura ambiente.
- Le operazioni di movimentazione del Gasolio saranno svolte con l'utilizzo di mezzi di contenimento (ad es. panne galleggianti) e saranno costantemente presidiate, pertanto un eventuale sversamento sarebbe tempestivamente rilevato e gestito dal personale impegnato nelle operazioni di rifornimento.

C.4.5 Comportamento dell'impianto in caso di indisponibilità delle reti di servizio

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.





C.5 SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI E INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO

C.5.1 Sintesi degli eventi incidentali

Nella tabella disponibile in **Allegato I.5** si riportano le risultanze qualitative e quantitative dell'analisi degli eventi incidentali.

Sulla base delle risultanze dell'analisi di rischio è possibile trarre le seguenti conclusioni:

- gli scenari incidentali rappresentativi del nuovo Terminale e le distanze di danno associate sono da considerarsi nel complesso congrue per la realtà impiantistica in esame;
- come dettagliato nel successivo paragrafo C.5.2, la compatibilità dello Stabilimento con il territorio circostante, valutata in relazione alla sovrapposizione delle tipologie di insediamento con l'inviluppo delle aree di danno determinate dai singoli scenari incidentali credibili individuati, risulta rispettata.

Sulla base di quanto sopra esposto si può concludere che il rischio complessivo associato alle attività che saranno condotte presso il nuovo Terminale risulta accettabile.

C.5.2 Elementi utili per la pianificazione del territorio

Gli elementi utili per la pianificazione territoriale che il gestore deve fornire alle Autorità competenti sono stati definiti dal D.M. 09/05/2001 e sono di seguito riportati:

- Inviluppo delle aree di danno per ciascuna delle quattro categorie di effetti e secondo i valori di soglia di cui alla tabella sottostante;
- per i depositi di liquidi infiammabili e/o tossici, la categoria di deposito ricavata dall'applicazione del metodo indicizzato di cui al decreto ministeriale 20 ottobre 1998;
- per tutti gli stabilimenti, la classe di probabilità di ogni singolo evento; espressa secondo le classi indicate al suddetto decreto;
- per il pericolo di danno ambientale, le categorie di danno attese in relazione agli eventi incidentali che possono interessare gli elementi ambientali vulnerabili.





SOGLIE DI DANNO D.M. 9 MAGGIO 2001					
Scenario incidentale	Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni alle strutture Effetti domino
Incendio (radiazione termica stazionaria)	12,5 Kw/m ²	7 Kw/m ²	5 Kw/m ²	3 Kw/m ²	12,5 Kw/m ²
BLEVE/Fireball (radiazione termica variabile)	raggio fireball	350 Kj/m ²	200 Kj/m ²	125 Kj/m ²	200÷800 secondo il tipo di serbatoi
Flash-fire (radiazione termica istantanea)	LFL	½ LFL	--	--	--
UVCE (sovrappressione di picco)	0,3 bar	0,14 bar	0,07 bar	0,03 bar	0,3 bar
Rilascio tossico	LC50 (30 min)	--	IDLH	--	--

Tabella 88 - Soglie di danno ai sensi del DM 9 Maggio 2001

Il gestore, in accordo a quanto sopra esposto, riporta le informazioni utili per consentire la verifica dell'elaborato tecnico rischi di incidente rilevante (ERIR) da parte delle autorità competenti.

In particolare, per la verifica della compatibilità territoriale del Terminale di Vado Ligure è necessario fare riferimento al solo DM 09/05/2001.

Il DM 09/05/2001 indica quali siano le categorie di territorio compatibili con gli effetti degli eventi incidentali, in funzione della frequenza di accadimento, per stabilimenti esistenti, come riportato nella seguente tabella.





Categorie territoriali	Descrizione
A	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia superiore a 4,5 m³/m². 2. Luoghi di concentrazione di persone con limitata capacità di mobilità – ad esempio ospedali, case di cura, ospizi, asili, scuole inferiori, ecc. (oltre 25 posti letto o 100 persone presenti). 3. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante all'aperto – ad esempio mercati stabili o altre destinazioni commerciali, ecc. (oltre 500 persone presenti).
B	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia compreso tra 4,5 e 1,5 m³/m². 2. Luoghi di concentrazione di persone con limitata capacità di mobilità – ad esempio ospedali, case di cura, ospizi, asili, scuole inferiori, ecc. (fino a 25 posti letto o 100 persone presenti). 3. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante all'aperto – ad esempio mercati stabili o altre destinazioni commerciali, ecc. (fino a 500 persone presenti). 4. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante al chiuso – ad esempio centri commerciali, terziari e direzionali, per servizi, strutture ricettive, scuole superiori, università, ecc. (oltre 500 persone presenti). 5. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante con limitati periodi di esposizione al rischio – ad esempio luoghi di pubblico spettacolo, destinati ad attività ricreative, sportive, culturali, religiose, ecc. (oltre 100 persone presenti se si tratta di luogo all'aperto, oltre 1000 al chiuso). 6. Stazioni ferroviarie ed altri nodi di trasporto (movimento passeggeri superiore a 1000 persone/giorno).
C	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia compreso tra 1,5 e 1 m³/m². 2. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante al chiuso – ad esempio centri commerciali, terziari e direzionali, per servizi, strutture ricettive, scuole superiori, università, ecc. (fino a 500 persone presenti). 3. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante con limitati periodi di esposizione al rischio – ad esempio luoghi di pubblico spettacolo, destinati ad attività ricreative, sportive, culturali, religiose, ecc. (fino a 100 persone presenti se si tratta di luogo all'aperto, fino a 1000 al chiuso di qualunque dimensione se la frequentazione è al massimo settimanale). 4. Stazioni ferroviarie ed altri nodi di trasporto (movimento passeggeri fino a 1000 persone/giorno).
D	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia compreso tra 1 e 0,5 m³/m². 2. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante, con frequentazione al massimo mensile – ad esempio fiere, mercatini o altri eventi periodici, cimiteri, ecc..
E	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia inferiore a 0,5 m³/m². 2. Insediamenti industriali, artigianali, agricoli, e zootecnici.
F	<ol style="list-style-type: none"> 1. Area entro i confini dello stabilimento. 2. Area limitrofa allo stabilimento, entro la quale non sono presenti manufatti o strutture in cui sia prevista l'ordinaria presenza di gruppi di persone.

Tabella 89 - Categorie territoriali





Classe di probabilità degli eventi	Categorie di effetti			
	Elevata letalità I Soglia	Elevata letalità II Soglia	Lesioni irreversibili III Soglia	Lesioni reversibili IV Soglia
$< 10^{-6}$	(D)EF	(C)DEF	(B)CDEF	(A)BCDEF
$10^{-4} - 10^{-6}$	(E)F	(D)EF	(C)DEF	(B)CDEF
$10^{-3} - 10^{-4}$	F	(E)F	(D)EF	(C)DEF
$> 10^{-3}$	F	F	(E)F	(D)EF

Tabella 90 - Categorie territoriali compatibili – DM 09/05/2001

Come rilevabile dalle mappe in **ALLEGATO C.4.3**, il territorio su cui insistono i potenziali scenari rientra nelle categorie F (aree interne allo stesso Terminale o limitrofe ad esso ed in cui non è prevista l'ordinaria presenza di gruppi di persone).

Confrontando le aree di impatto degli scenari con le categorie del territorio si ottengono la tabella sottostante e la mappa di sintesi in **ALLEGATO C.5.2**, nella quale sono riportati gli involucri delle quattro soglie di categorie di effetti ai sensi del D.M. 09/05/2001.

Da tale tabella si può dedurre, sulla base degli elementi disponibili, che la compatibilità territoriale con il territorio il Terminale è rispettata, in quanto:

- la FSRU e le aree circostanti possono essere inquadrati come categoria "F" e pertanto compatibile in base alla Tab. 3a del D.M. 09/05/2001.





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Riempimento FSRU	1R - Manichette flessibili di scarico GNL da nave metaniera a FSRU	a) Perdita significativa	POOL-FIRE	$9,50 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			UVCE	$1,37 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
			FLASH-FIRE	$1,35 \cdot 10^{-5}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Riempimento FSRU	1R - Manichette flessibili di scarico GNL da nave metaniera a FSRU	b) Rottura totale	POOL-FIRE	9,49 · 10 ⁻⁷	< 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
			FLASH-FIRE	1,35 · 10 ⁻⁶	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Riempimento FSRU	2R - Compressore HD di ritorno BOG a nave metaniera	a) Hole	JET-FIRE	1,97 · 10 ⁻⁶	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
		b) Pinhole / crack	JET-FIRE	8,77 · 10 ⁻⁵	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			FLASH-FIRE	4,30 · 10 ⁻⁷	< 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Riempimento FSRU	3R - Collettore GNL di riempimento FSRU a valle delle manichette durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	POOL-FIRE	$1,48 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			FLASH-FIRE	$2,13 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
Riempimento FSRU	4R - Linee di caricamento serbatoi FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	POOL-FIRE	$2,07 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-6}$	III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
						I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
			FLASH-FIRE	$2,96 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Riempimento FSRU	5R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	POOL-FIRE	$1,42 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			FLASH-FIRE	$2,04 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Riempimento FSRU	6R - Linee ricircolo GNL FSRU durante riempimento da nave metaniera	Perdita significativa	JET-FIRE	8,07 · 10 ⁻⁶	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			UVCE	1,94 · 10 ⁻⁷	< 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
			FLASH-FIRE	1,92 · 10 ⁻⁵	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Riempimento FSRU	13R - Linee di ritorno BOG a nave metaniera	Perdita significativa	JET-FIRE	4,26 · 10 ⁻⁷	< 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
			FLASH-FIRE	2,06 · 10 ⁻⁶	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Riempimento FSRU	1H - Emissione di gas in atmosfera da sistema BOG	-	JET-FIRE	$3,60 \cdot 10^{-5}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			UVCE	$1,76 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
			FLASH-FIRE	$1,76 \cdot 10^{-5}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
FSRU in rigassificazione	7R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU	Perdita significativa	JET-FIRE	$4,82 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			UVCE	$1,16 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
FSRU in rigassificazione	SEGUE 7R - Linee di mandata pompe LNG Feed e collettore GNL principale FSRU	Perdita significativa	FLASH-FIRE	$1,15 \cdot 10^{-5}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
FSRU in rigassificazione	8R - Linee di mandata pompe ad alta pressione HP Booster	Perdita significativa	JET-FIRE	$8,40 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
			FLASH-FIRE	$2,00 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
FSRU in rigassificazione	9R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	a) Hole	JET-FIRE	$5,40 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			FLASH-FIRE	$2,65 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
FSRU in rigassificazione	9R - Compressore LD di recupero BOG da serbatoi GNL FSRU	b) Pinhole / crack	JET-FIRE	$2,40 \cdot 10^{-4}$	$10^{-3} - 10^{-4}$	I Soglia Elevata letalità	-	F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(E)F
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(D)EF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(C)DEF
			FLASH-FIRE	$1,18 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
FSRU in rigassificazione	14R - Linee di BOG da serbatoi GNL FSRU	Perdita significativa	JET-FIRE	$2,33 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			FLASH-FIRE	$1,13 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
FSRU in rigassificazione	6H - Rottura di uno dei tubi dello scambiatore ad acqua mare HA 1100 A	Perdita significativa	JET-FIRE	$2,40 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
			FLASH-FIRE	$1,16 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
FSRU in rigassificazione	9H - Sovrapressione del ricondensatore VX-0050	Perdita significativa	JET-FIRE	$2,13 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			FLASH-FIRE	$3,15 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Invio GN a metanodotto	10R – Linea di mandata gas a sistema a torretta	a) Perdita significativa	JET-FIRE	6,00 · 10 ⁻⁷	< 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
			FLASH-FIRE	1,43 · 10 ⁻⁶	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Invio GN a metanodotto	11R – Giunto Rotante sistema Torretta	Perdita significativa	JET-FIRE	8,00 · 10 ⁻⁶	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			UVCE	1,92 · 10 ⁻⁷	< 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
			FLASH-FIRE	1,90 · 10 ⁻⁵	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF





CATEGORIE TERRITORIALI COMPATIBILI (DM 09/05/2001)

Area	Ipotesi Incidentale		Possibile esito	Frequenza Scenario	Classe di probabilità	Categoria di effetti	Categoria del territorio su cui impatta	Categorie Compatibili
				(occ/anno)				
Invio GNL a nave metaniera	12R - Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU	a) Perdita significativa	POOL-FIRE	$4,63 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(C)DEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(B)CDEF
			FLASH-FIRE	$6,59 \cdot 10^{-6}$	$10^{-4} - 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(E)F
						II Soglia Inizio Letalità	-	(D)EF
						I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
Invio GNL a nave metaniera	12R - Manichette flessibili di carico GNL su nave metaniera da FSRU	b) Rottura totale	POOL-FIRE	$4,63 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-6}$	III Soglia Lesioni Irreversibili	-	(B)CDEF
						IV Soglia lesioni Reversibili	-	(A)BCDEF
						I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF
			FLASH FIRE	$6,59 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	-	(D)EF
						II Soglia Inizio Letalità	-	(C)DEF

Tabella 91 - Categorie territoriali compatibili (DM 09/05/2001) – Scenari





C.6 DESCRIZIONE DELLE PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE O MITIGARE GLI INCIDENTI

C.6.1 Descrizione delle precauzioni assunte per prevenire o mitigare gli incidenti

C.6.1.1.1 Precauzioni dal punto di vista impiantistico

A livello impiantistico, le precauzioni che saranno assunte a livello generale possono essere riassunte come segue:

- progettazione e costruzione degli impianti/apparecchiature eseguite in accordo a norme e standard riconosciuti a livello internazionale;
- opportuna scelta dei materiali e dei dispositivi di tenuta in relazione al fluido circolante;
- impiego di strumentazione di controllo altamente affidabile e, per le variabili critiche, ridondante;
- indipendenza tra la strumentazione asservita ai blocchi di sicurezza da quella di controllo;
- adozione sulle linee e sulle apparecchiature, in accordo con le normative di legge, di valvole di sicurezza (PSV) e di depressurizzazione (BDV);
- minimizzazione delle tubazioni/stacchi di piccolo diametro e/o comunque maggiormente esposti a perdite in conseguenza di urti accidentali;
- minimizzazione di raccordi flangiati;
- adozione di valvole di intercettazione a comando remoto atte all'isolamento di linee e apparecchiature, in modo da ridurre il quantitativo di sostanze pericolose rilasciato in caso di perdita accidentale.

C.6.1.1.2 Precauzioni dal punto di vista gestionale

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.





C.6.1.1.3 Ispezioni e manutenzione programmata

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

C.6.1.1.4 Obiettivi di sicurezza e valutazione costante delle prestazioni

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

C.6.1.1.5 Valutazione periodica e sistematica della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e del Sistema di Gestione della Sicurezza

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

C.6.2 **Accorgimenti previsti per prevenire i rischi dovuti ad errore umano in aree critiche**

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

C.6.3 **Sicurezza degli impianti nelle diverse condizioni di esercizio**

L'analisi di rischio, per i cui dettagli si rimanda al precedente Paragrafo C.4, è stata condotta prendendo in considerazione le possibili modalità operative in cui opera il Terminale, descritte nel paragrafo.

Le manovre da compiersi a bordo FSRU, nelle varie fasi delle attività, e le precauzioni da adottare al fine di evitare la possibilità di incidenti saranno descritte nel Manuale Operativo. Attualmente è disponibile il manuale operativo proprio della FSRU, che verrà aggiornato durante l'avanzamento progettuale del Terminale.

In **ALLEGATO D.4.2** sono riportati gli indici del Manuale Operativo della FSRU.





C.7 CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI

Si riportano in questa sezione tutte le precauzioni e i coefficienti di sicurezza adottati per la progettazione dell’Impianto.

Per la FSRU, i riferimenti sono il Codice Internazionale per la costruzione e le dotazioni delle unità navali che contengono gas liquefatto nella stiva (Codice IGC) dell’International Maritime Organization (IMO) e la convenzione SOLAS (acronimo di Safety Of Life At Sea, Convenzione internazionale per la salvaguardia della vita umana in mare). Inoltre l’FSRU è classificata da un ente di classificazione autorizzato e riconosciuto dall’IACS (International Association of Classification Societies) e certificata dallo stesso per conto dello stato di bandiera. Si rimanda al paragrafo 0 per le certificazioni di cui è dotata la nave FSRU.

C.7.1 Precauzioni e coefficienti di sicurezza adottati nella progettazione delle strutture

C.7.1.1.1 Sistema di esportazione gas a torretta

Nell’attuale fase di sviluppo del progetto, tali impianti non sono compiutamente definiti.

C.7.1.1.2 FSRU

Per unità navali che attraccano e rigassificano per lunghi periodi il GNL stoccato all’interno dei serbatoi di cui l’unità è dotata, come appunto l’FSRU in oggetto, il principale codice di progettazione internazionale che viene adottato è l’IGC Code “International Code For Construction and Equipment Of Ships Carrying Liquefied gases in bulk” che prevede norme prescrittive relativamente alla progettazione, costruzione ed esercizio dell’unità.

La nave FSRU Golar Tundra è dotata delle seguenti certificazioni di conformità relative ai principali regolamenti applicabili, rilasciate il 25 Novembre 2015 (ove non diversamente specificato):

- a) Certificazione secondo Load line (International load line conv. 1966, come modificata da protocollo del 1988).
- b) Certificazione secondo SOLAS (International Convention for the Safety of Life at Sea 1974 e modifiche da protocollo del 1988).
- c) Certificazione secondo IGC Code (Risoluzione IMO MSC.5 (48) come modificata dalla risoluzione MSC.17(58)).
- d) Certificazione secondo Tonnage (International Convention on Tonnage Measur. Of Ships, 1969).





- e) Certificazioni secondo Marine Pollution (MARPOL):
 - IOPP Inter. Convention for the prevention of pollution from Ships, 1973, come modificata dal protocollo del 1978;
 - ISPP Inter. Convention for the prevention of pollution from Ships, 1973, come modificata dal protocollo del 1978;
 - IAPP Protocol of 1977, modificata dalla risoluzione MEPC.176(58) nel 2008 di modifica della convenzione Inter. Convention for the prevention of pollution from Ships, 1973, come modificata dal protocollo del 1978.
- f) Certificazione secondo I. M. O. (Certificate of Fitness risoluzione IMO MSC.5 (48) come modificata dalla risoluzione MSC.17(58)).
- g) Certificazione secondo USCG (Certificato di conformità e lettera con Dichiarazione di conformità per i regolamenti USCG per la classe bandiera straniera rilasciata da Class, titolo CFR 33 parte 155, 159 e 164).
- h) Certificazione secondo Independent Sworn Measurer (Certificato Intertek Kimsco).
- i) Certificazione secondo ISPS Code Complied (solo Part A), rilasciata il 27 Novembre 2015.
- j) Certificazione secondo Rules and Regulations of Suez Canal Authorities (Suez tonnage, rilasciata da Class a Settembre 2015).
- k) Certificazione secondo ISM Complied, rilasciata il 27 Novembre 2015.

C.7.2 Norme e criteri di progettazione degli impianti elettrici, dei sistemi di strumentazione di controllo, degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche ed elettrostatiche

C.7.2.1.1 Sistema di esportazione gas a torretta

Nell'attuale fase di sviluppo del progetto, tali impianti non sono compiutamente definiti.





C.7.2.1.2 FSRU

C.7.2.1.3 Alimentazione e Distribuzione elettrica

La FSRU GOLAR Tundra è dotata di generatori di bordo, che potranno fornire il pieno carico al Terminale.

In particolare a bordo della FSRU sono presenti 4 generatori bifuel (alimentati a BOG e a gasolio/olio combustibile) di cui si riportano i dati tecnici principali:

- n. 3 Generatori modello Wartsila 12V50DF in grado di produrre cadauno 11,7 MW;
- n. 1 Generatore modello Wartsila 6L50DF in grado di produrre cadauno 5,85 MW.

I generatori possono essere commutati da un carburante all'altro durante il funzionamento senza alcuna interruzione dell'alimentazione.

In Figura 52 si riporta uno stralcio del manuale operativo della FSRU con evidenza dei generatori.





C.7.2.1.4 Sistema di controllo di processo – Integrated Automation System (IAS)

In accordo al Codice IGC, il sistema di controllo è realizzato per mezzo di un sistema distribuito (IAS) e le variabili di maggior interesse soggette alla regolazione sono i livelli, le temperature e la pressione dei serbatoi, nonché la pressione del gas erogato.

La FSRU dispone di sistemi per il controllo della navigazione, per il controllo e gestione del “cargo” per il controllo dei motori. Tale sistema, denominato IAS (Integrated Automation System, sistema di automazione integrato) consente la gestione integrata dei parametri relativi a stoccaggio, rigassificazione, generazione di energia elettrica e vapore, sistema di zavorramento, e sistemi di allarme. Il sistema, che unisce le prerogative di un DCS per applicazioni petrolchimiche a quelle dei sistemi per la gestione della navigazione con una architettura ridondata “fault tolerant”, ha l’architettura mostrata in Figura 53.

Il sistema di automazione integrato consente di gestire i seguenti compiti principali:

- Gestione stoccaggio GNL.
- Gestione compressione riscaldamento e vaporizzazione del gas.
- Gestione e monitoraggio allarmi sala motori.
- Gestione e monitoraggio allarmi cargo GNL.
- Gestione CTS (travasamento GNL da nave metaniera).
- Gestione allarmi & blocchi da ESD.
- Gestione allarmi (riconoscimento prioritizzazione).
- Gestione estensione allarmi e da giro operatore (patrol man system).
- Gestione power supply generation.
- Gestione gruppi diesel ausiliari.
- Gestione sistema di zavorramento.
- Registrazione dei segnali (trend function).





C.7.2.1.5 Impianto di protezione contro le scariche atmosferiche

La FSRU, in conformità alle regole per la classificazione navale di unità per trasporto GNL, non è dotata di impianto di protezione contro le scariche atmosferiche dal momento che sia lo scafo che gli alberi presenti sono in materiale metallico. I sistemi elettrici sono dotati di messa a terra.

Sulla base delle norme di progettazione internazionali seguite per la realizzazione della FSRU, non si è ritenuto necessario valutare ulteriori condizioni di funzionamento in grado di modificare quanto valutato per i top event individuati con l'analisi di rischio.

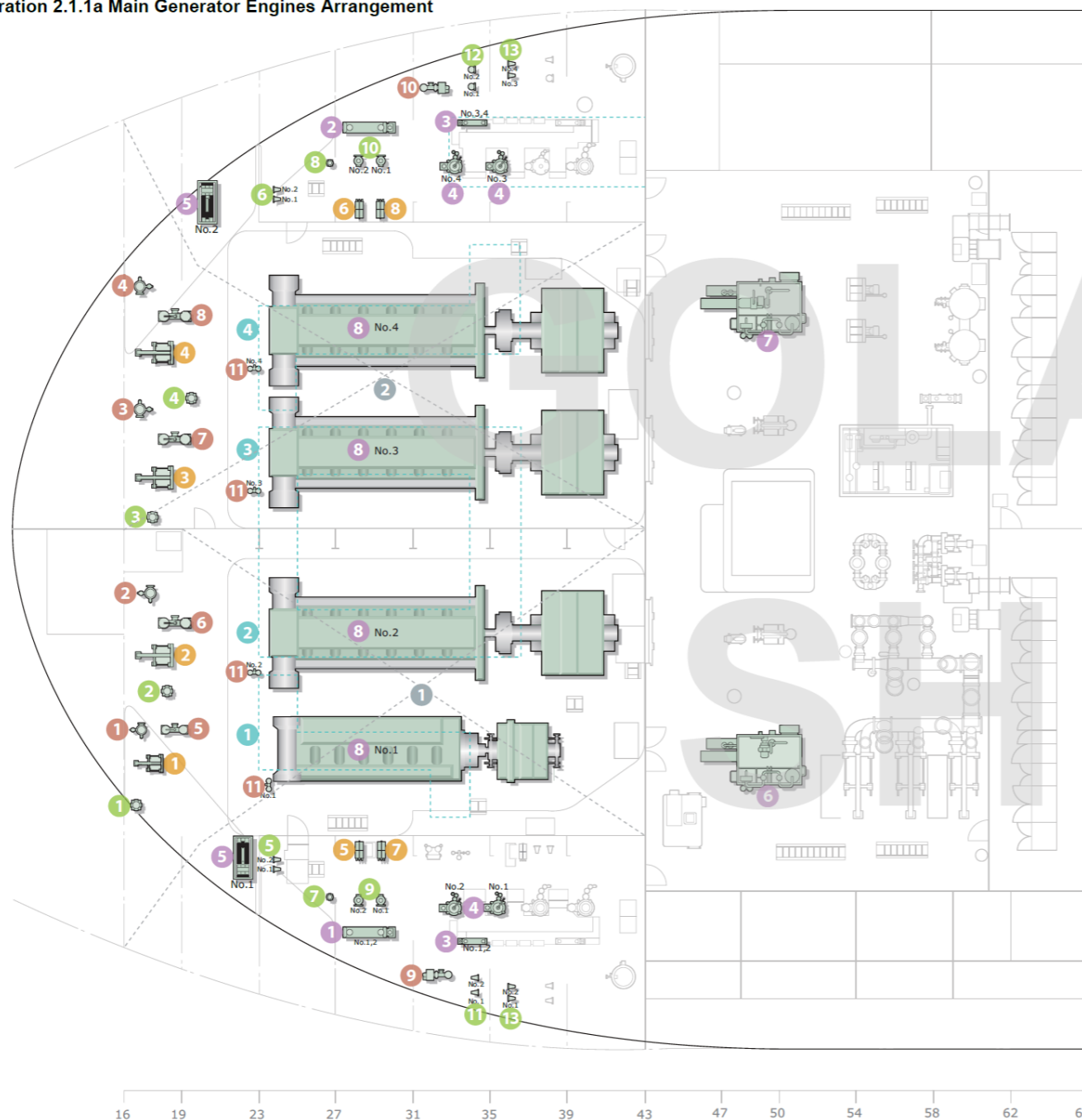
C.7.2.1.6 Impianti di illuminazione

A bordo della FSRU l'illuminazione delle aree di lavoro viene assicurata mediante diversi dispositivi: si evidenziano ad esempio le torri faro dedicate ai manifold di trasferimento e alla sezione di rigassificazione.





Illustration 2.1.1a Main Generator Engines Arrangement



- | | |
|--|--|
| 1 No.1 Main G.E. L.O. Sump Tank | 1 Main G.E. No.1/2 F.O. Heaters |
| 2 No.2 Main G.E. L.O. Sump Tank | 2 Main G.E. No.3/4 F.O. Heaters |
| 3 No.3 Main G.E. L.O. Sump Tank | 3 Main G.E. L.O. Purifier Heaters |
| 4 No.4 Main G.E. L.O. Sump Tank | 4 Main G.E. L.O. Purifiers |
| 1 Main G.E. No.1 L.O. Priming Pump | 5 Main G.E. Jacket Preheating Unit |
| 2 Main G.E. No.2 L.O. Priming Pump | 6 Main G.E. No.1/2 M.G.O. Chiller Unit |
| 3 Main G.E. No.3 L.O. Priming Pump | 7 Main G.E. No.3/4 M.G.O. Chiller Unit |
| 4 Main G.E. No.4 L.O. Priming Pump | 8 Main Generator Engine |
| 5 Main G.E. No.1/2 Pilot F.O. Feed Pumps | 1 No.1 Main Generator Engine Room |
| 6 Main G.E. No.3/4 Pilot F.O. Feed Pumps | 2 No.2 Main Generator Engine Room |
| 7 Main G.E. No.1/2 Em'cy M.D.O. Pump | |
| 8 Main G.E. No.3/4 Em'cy M.D.O. Pump | |
| 9 Main G.E. No.1/2 H.F.O. Circ. Pumps | |
| 10 Main G.E. No.3/4 H.F.O. Circ. Pumps | |
| 11 Main G.E. No.1/2 H.F.O. Supply Pumps | |
| 12 Main G.E. No.3/4 H.F.O. Supply Pumps | |
| 13 Main G.E. L.O. Purifier Feed Pumps | |
| 1 Main G.E. No.1 L.O. Cooler | |
| 2 Main G.E. No.2 L.O. Cooler | |
| 3 Main G.E. No.3 L.O. Cooler | |
| 4 Main G.E. No.4 L.O. Cooler | |
| 5 Main G.E. No.1/2 Pilot F.O. Cooler | |
| 6 Main G.E. No.3/4 Pilot F.O. Cooler | |
| 7 Main G.E. No.1/2 M.D.O. Cooler | |
| 8 Main G.E. No.3/4 M.D.O. Cooler | |
| 1 Main G.E. No.1 L.O. Auto Filter & Checker Filter | |
| 2 Main G.E. No.2 L.O. Auto Filter & Checker Filter | |
| 3 Main G.E. No.3 L.O. Auto Filter & Checker Filter | |
| 4 Main G.E. No.4 L.O. Auto Filter & Checker Filter | |
| 5 Main G.E. No.1 L.O. Manual By-Pass Filter | |
| 6 Main G.E. No.2 L.O. Manual By-Pass Filter | |
| 7 Main G.E. No.3 L.O. Manual By-Pass Filter | |
| 8 Main G.E. No.4 L.O. Manual By-Pass Filter | |
| 9 Main G.E. No.1/2 Auto Back Flushing Filter with Manual By-Pass Filter | |
| 10 Main G.E. No.3/4 Auto Back Flushing Filter with Manual By-Pass Filter | |
| 11 Main G.E. Safety Filters | |

Figura 52 - Generatori elettrici bifuel FSRU GOLAR Tundra





Illustration 3.2.1b IAS Overview

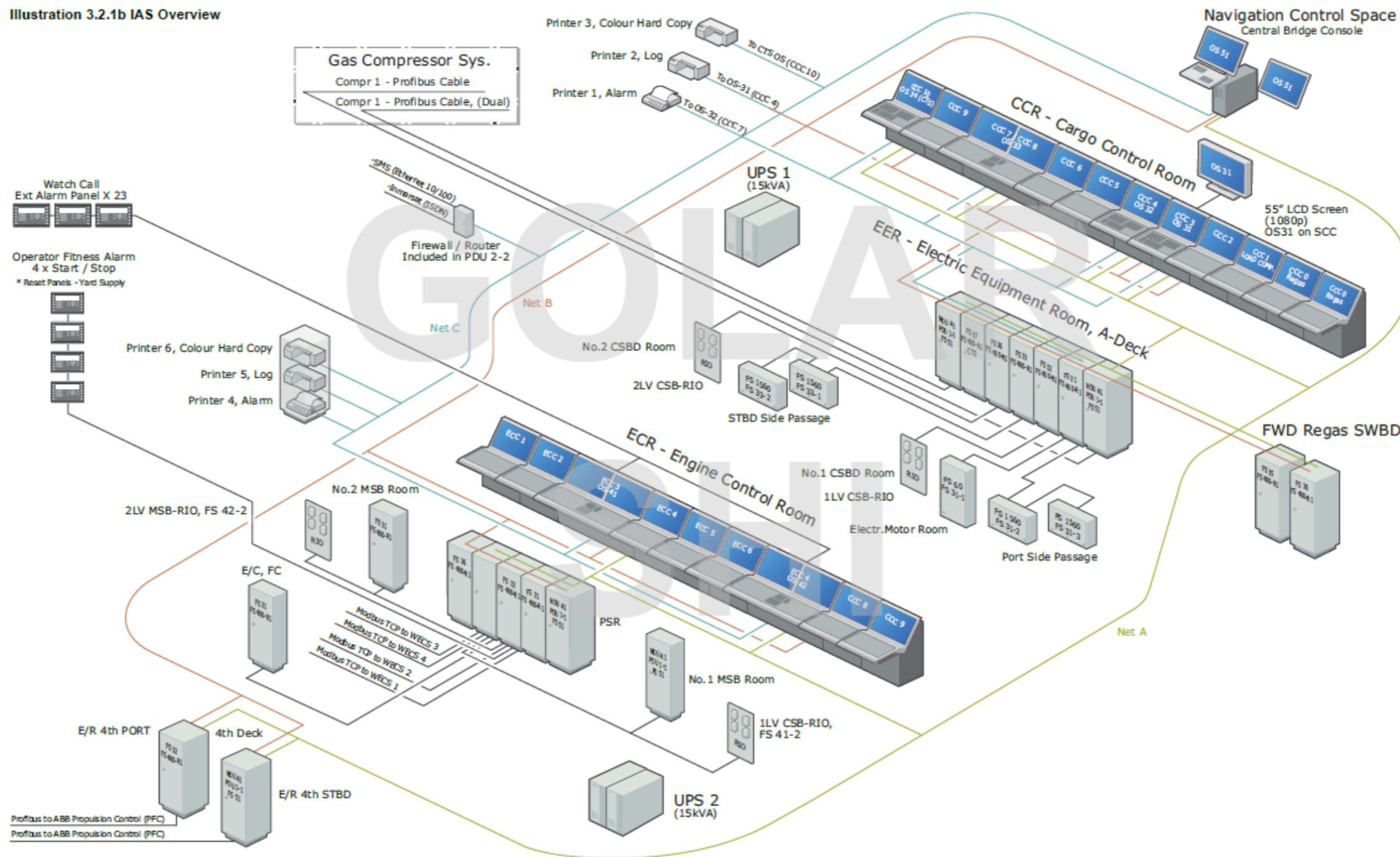


Figura 53 - Architettura IAS FSRU GOLAR Tundra





C.7.3 Norme e criteri di progettazione dei recipienti e apparecchiature di processo, dei serbatoi e delle tubazioni, dei dispositivi di scarico della pressione e dei sistemi di convogliamento ed eventuale abbattimento

C.7.3.1.1 Sistema di esportazione gas a torretta

Nell'attuale fase di sviluppo del progetto, tali impianti non sono compiutamente definiti.

C.7.3.1.2 FSRU

Nell'unità galleggiante i recipienti per lo stoccaggio del GNL sono realizzati conformemente al codice IGC. Tale codice fornisce regole tecniche prescrittive da seguire per il calcolo dello spessore dei serbatoi e delle tubazioni e dei relativi controlli non distruttivi, fornendo indicazioni sui carichi da adottare.

Il Codice indica come realizzare gli spazi della Nave per adeguarli al posizionamento delle apparecchiature principali (disposizione geometrica di piping, apparecchiature, serbatoi, macchine).

Il Codice fornisce regole tecniche prescrittive da seguire per il calcolo dello spessore dei serbatoi e delle tubazioni e dei relativi controlli non distruttivi, fornendo indicazioni sui carichi da adottare. Per ulteriori dettagli costruttivi sui serbatoi a membrana di GNL, realizzati in conformità al codice IGC, si rimanda al paragrafo B.3.2.2.

Ogni serbatoio è inoltre dotato di due valvole di sicurezza, di tipo pilotato, calcolate per incendio esterno, in accordo al Codice, ed a scarico convogliato a vent con sfiato dedicato, flussabile internamente con azoto, in caso di accensione accidentale.

Sono inoltre presenti dischi di rottura su alcune apparecchiature, come gli scambiatori acqua mare/LNG.

Le linee del GNL, ove sezionabili, sono protette da valvole di sicurezza per dilatazione termica impedita.

La sezione di rigassificazione e le apparecchiature ad essa connesse sono protette dalla candela fredda, che rappresenta il sistema di vent principale.





C.7.4 Torce e scarichi d'emergenza all'atmosfera di prodotti tossici e/o infiammabili

C.7.4.1.1 Descrizione dei sistemi di sfiato della FSRU

Per gestire la quantità di idrocarburi durante le procedure di depressurizzazione in caso di emergenza a bordo della FSRU, è previsto di convogliare i collettori di sfiato di emergenza su di un unico traliccio posto nella parte prodiera della FSRU; inoltre i serbatoi di stoccaggio sono dotati di PSV dedicate ad ognuno di essi.

Nell'ambito del progetto è stato condotto uno studio di dispersione e irraggiamento al fine di verificare che, considerando i dati di progetto relativi alla geometria agli sfiati della FSRU, alla composizione di GNL di riferimento, alle condizioni ambientali e alla portata scaricata, un eventuale scarico di emergenza non possa costituire una fonte di pericolo, come meglio illustrato nei paragrafi successivi.

C.7.4.1.2 Sfiati FSRU

La nave FSRU GOLAR Tundra è dotata di 5 punti di scarico di emergenza all'atmosfera. Sono presenti 4 sfiati sui serbatoi di GNL: su ciascuno sfiato scaricano le 2 PSV a protezione di ciascun serbatoio di GNL (per un totale di 8 PSV) e la PCV a protezione del collettore vapori della FSRU (tubazione di equilibrio dei serbatoi GNL). Il quinto punto di scarico è costituito dallo sfiato di servizio del sistema di blow down della sezione di rigassificazione della FSRU. Sono inoltre presenti dischi di rottura su alcune apparecchiature, come il mantello degli scambiatori acqua mare/LNG.

C.7.4.1.3 PSV serbatoi GNL

Le caratteristiche delle PSV dei serbatoi di GNL (valvole CR100, 101, 200, 201, 300, 301, 400, 401) sono:

- Pressione di set 0,7 barg
- Fluido GNL/Aria
- Portata di scarico 55.400 Nm³/h

Le PSV dei serbatoi di stoccaggio di ciascun serbatoio sono convogliate in quota mediante un albero di sfiato corrispondente hanno le seguenti caratteristiche e non sono convogliate alla torcia fredda:

- Pressione di set 0,7 barg
- Fluido GNL/Aria
- Portata di scarico 55.400 Nm³/h
- Temperatura di rilascio da design: 0°C
- Quota di sfiato: circa 15,5 m dal ponte principale





Il posizionamento in quota delle PSV riduce il rischio di innesco, dal momento che non sono previste apparecchiature né punti caldi nelle loro vicinanze.

Inoltre ogni albero di sfiato è dotato di linea di immissione di azoto, come mostrato nella seguente immagine.

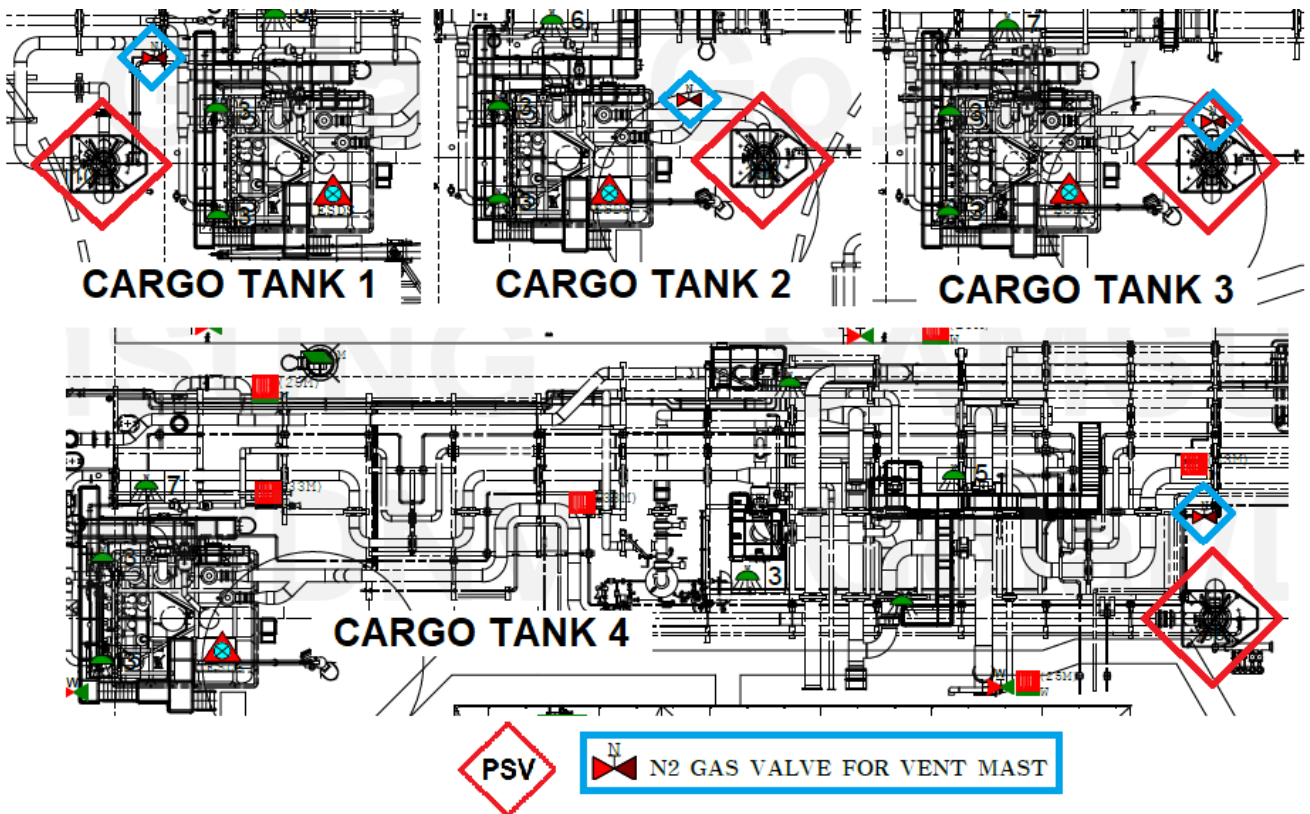


Figura 54 - Punti immissione azoto su PSV

È stato tuttavia simulato lo scenario di Jet Fire da rilascio di PSV, ipotizzando lo svuotamento di uno dei serbatoi di stoccaggio da 48.000 m³: la seguente tabella riporta il riepilogo delle conseguenze:





Rilascio da PSV	Descrizione	Scenario conseguente	Incendi			
			Distanza (m) delle soglie di irraggiamento (kW/m ²) da centro pozza			
			12,5	7	5	3
Rilascio di GN da PSV serbatoio di stoccaggio FSRU	Rilascio di gas naturale	Jet Fire – Target a 1,7 m	-	-	-	-
		Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 36 m</i>	-	-	-	-
		Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 28 m</i> Vento 7 m/s Cat D <i>Ljet: 26 m</i>	-	-	-	30
	Øeq : 247 mm Quota del rilascio: 28 m Press. di rilascio: 1,7 bar Temp. del rilascio: 0 °C	Jet Fire – Target a 5 m	-	-	-	-
		Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 34 m</i>	-	-	-	29
		Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 38 m</i> Vento 7 m/s Cat D <i>Ljet: 38 m</i>	-	-	-	36
	<i>Portata di rilascio: 12,5 kg/s</i>	Jet Fire – Target a 12,5 m	-	-	-	-
		Vento 2 m/s Cat F <i>Ljet: 34 m</i>	-	-	-	29
		Vento 5 m/s Cat D <i>Ljet: 38 m</i> Vento 7 m/s Cat D <i>Ljet: 38 m</i>	-	-	-	36

Tabella 92 – Calcolo dei potenziali irraggiamenti da PSV su serbatoi FSRU

C.7.4.1.4 Vent principale della sezione di rigassificazione

Le caratteristiche geometriche del vent della FSRU sono:

- Altezza 20 m
- Diametro del primo tratto di 1.233 mm
- Diametro del secondo tratto di 822 mm



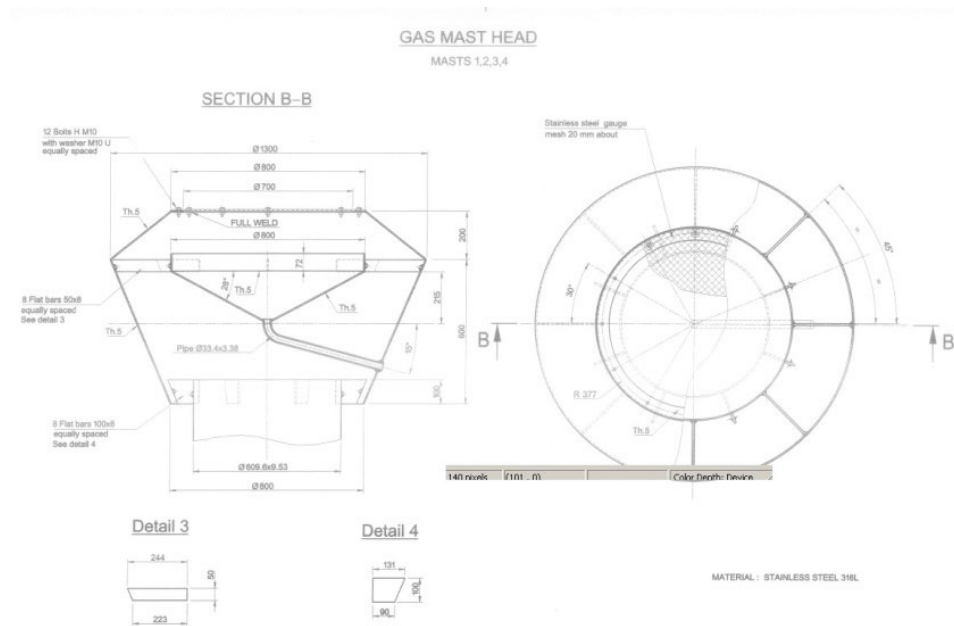


Figura 55 - Pianta e sezione vent FSRU

Il vent è un sistema di sicurezza che serve le aree e di processo della FSRU (sezione di rigassificazione): ad esso infatti vengono convogliati tutti gli scarichi di emergenza, sia dell'unità di rigassificazione che delle linee di trasferimento.

Si riportano di seguito i criteri ed i risultati più rilevanti ai fini del presente RdS dello studio "Regas Vent Mast Gas Dispersion" sviluppato dall'armatore della FSRU.

Lo studio ha considerato le caratteristiche geometriche del vent, una composizione media del GNL scaricato di riferimento (molto prossima alla composizione del GNL pesante considerato nel presente RPdS) e una portata di rilascio di 88,17 kg/s.

Sono state inoltre considerate 4 velocità del vento corrispondenti a 30 nodi, 15 nodi, 5 nodi e "0 nodi" di velocità del vento reale.

Le simulazioni della dispersione sono state effettuate mediante tecnica CFD, con il software commerciale FLUENT.

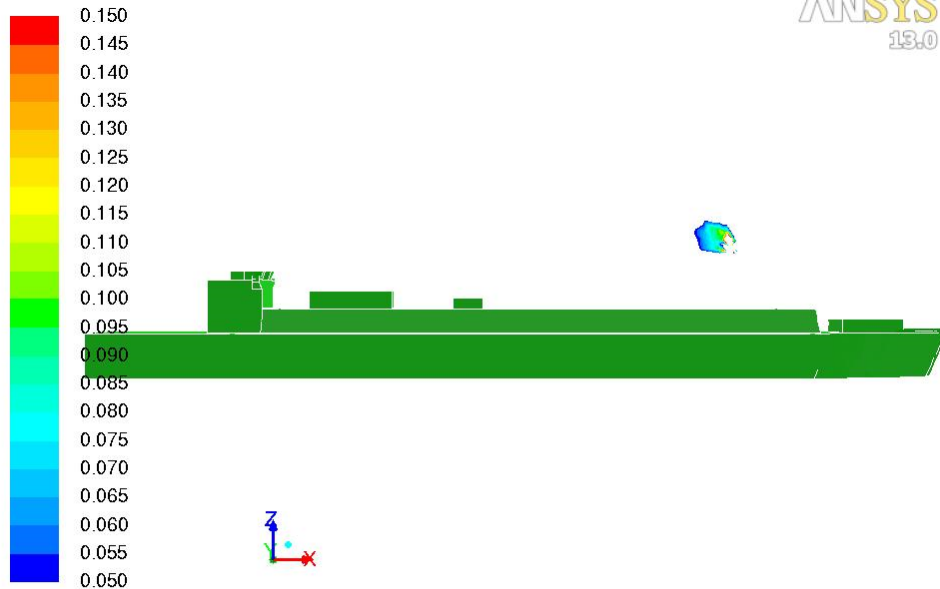
Le principali primitive considerate sono il limite e la temperatura di infiammabilità del metano (CH₄). Il contorno del metano illustrato nelle seguenti figure è una frazione molare nell'intervallo 0,05 ~ 0,15, che costituisce l'intervallo di infiammabilità.

Dai risultati ottenuti da CFD, né il gas naturale né la temperatura influenzano il ponte principale e gli alloggi per tutta l'altezza dell'albero del vent. I valori di concentrazione del gas naturale sono risultati ben al di sotto dell'intervallo di infiammabilità e le temperature sono prossime alla temperatura ambiente. Anche ipotizzando uno scarico continuo del gas dell'unità di rigassificazione, la dispersione del gas non influirebbe in alcun punto sul ponte principale o sugli alloggi.





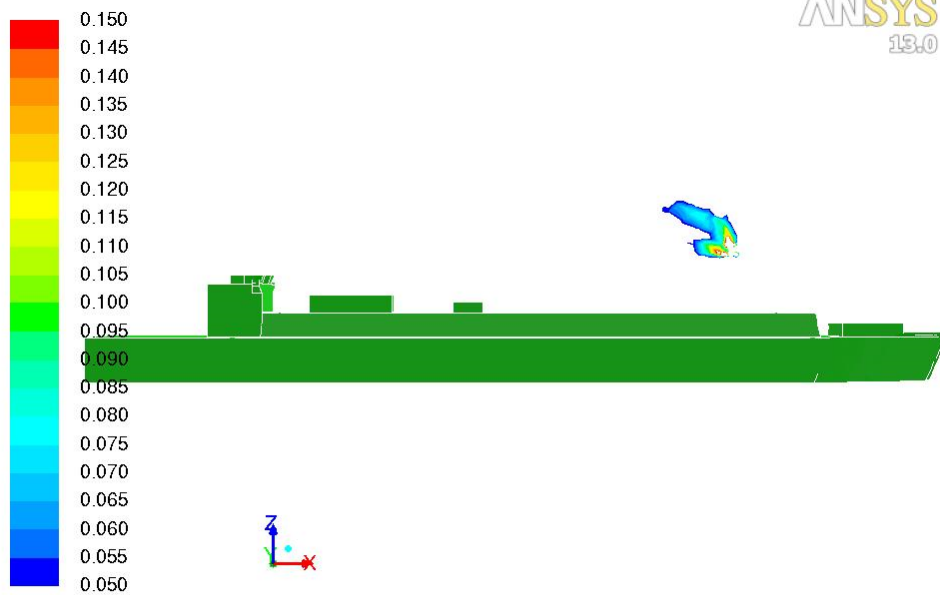
ANSYS
13.0



Contours of Mole fraction of ch4

Nov 09, 2011
ANSYS FLUENT 13.0 (3d, dp, pbns, spe, rke)

Figura 56 - Contorno del gas metano dal vent per velocità del vento 30 nodi



Contours of Mole fraction of ch4

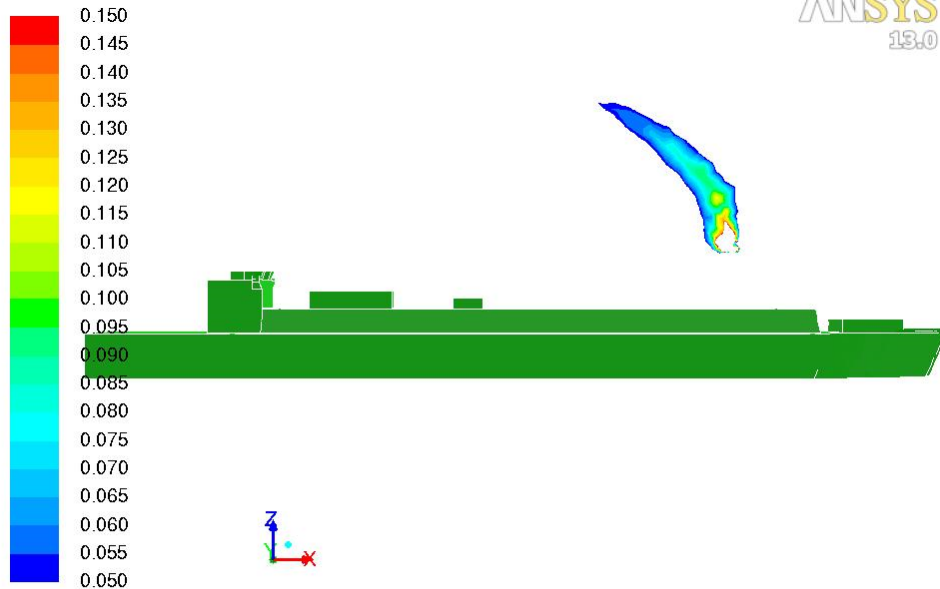
Nov 09, 2011
ANSYS FLUENT 13.0 (3d, dp, pbns, spe, rke)

Figura 57 - Contorno del gas metano dal vent per velocità del vento 15 nodi





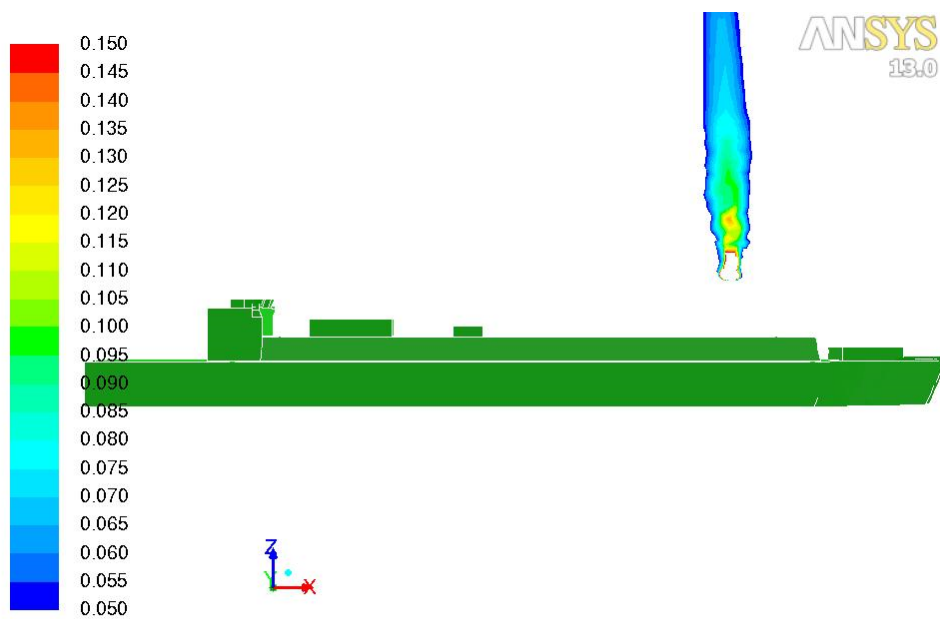
ANSYS
13.0



Contours of Mole fraction of ch4

Nov 09, 2011
ANSYS FLUENT 13.0 (3d, dp, pbns, spe, rke)

Figura 58 - Contorno del gas metano dal vent per velocità del vento 5 nodi



Contours of Mole fraction of ch4

Nov 09, 2011
ANSYS FLUENT 13.0 (3d, dp, pbns, spe, rke)

Figura 59 - Contorno del gas metano dal vent per velocità del vento 0 nodi





C.7.5 Modalità e periodicità di controllo del funzionamento delle valvole di sicurezza, dei sistemi di blocco e di tutti i componenti critici per la sicurezza

Le valvole di sicurezza, i sistemi di blocco e, più in generale, tutti i sistemi critici per la sicurezza saranno testati periodicamente al fine di accertarne la corretta funzionalità.

Il controllo e la verifica della taratura delle valvole di sicurezza della nave FSRU seguiranno le regole del Codice IGC.

C.7.6 Criteri di protezione dei contenitori di sostanze pericolose nei confronti della corrosione esterna

L'analisi delle schede di sicurezze delle sostanze classificate come pericolose previste presso il Terminale evidenzia l'assenza di sostanza con caratteristiche corrosive.

Le strutture e le attrezzature saranno progettate e costruite per sostenere le condizioni atmosferiche prevalenti (atmosfera marina) e in accordo alla normativa applicabile.

C.7.7 Ubicazione delle zone in cui sono immagazzinate sostanze corrosive

Presso il Terminale non sono previste sostanze corrosive.

C.7.8 Rivestimenti interni, sovrassessori di corrosione e ispezioni.

Il GNL non dà origine a fenomeni di corrosione.

Per le apparecchiature di impianto sono adottati spessori di corrosione standard secondo le buone norme di progettazione.





C.7.9 Procedure di controllo delle apparecchiature critiche

Impianti, macchine e apparecchiature sottoposti ai controlli di legge (ad esempio: estintori, impianti e apparecchiature antincendio in genere, etc.) saranno periodicamente verificati e registrate secondo le norme vigenti.

Le attività di manutenzione saranno affidate a ditte esterne specializzate, fatta eccezione per interventi di piccola entità potranno essere eseguite da personale interno.

In occasioni di fornitura di nuove apparecchiature e/o servizi è messo in opera un sistema di controllo HSE attraverso l'applicazione di idonee specifiche gestionali che fanno parte del Sistema di Gestione Integrato HSE.

In particolare è presente un'istruzione tecnica di lavoro (ITL) che regola l'approvvigionamento apparecchiature. In virtù di tale ITL il controllo sulla fabbricazione delle apparecchiature è garantito dalla competenza di fornitori ed appaltatori assicurata, oltre che dal rispetto degli obblighi legislativi in materia di salute e sicurezza, attraverso:

- specifiche richieste contrattuali;
- incontri mirati con fornitori/appaltatori;
- controlli in campo effettuati da personale specializzato;
- verifiche nel corso di audit interni, qualora il fornitore/appaltatore operi sugli impianti.

Qualora la richiesta di approvvigionamento riguardi apparecchiature critiche per la sicurezza, inclusi i singoli componenti di tali apparecchiature, deve, inoltre, sempre essere previsto il parere tecnico dell'unità richiedente o della funzione preposta di Società secondo le rispettive competenze.





C.7.10 Sistemi di blocco di sicurezza

Il presente paragrafo descrive la Filosofia di funzionamento, controllo ed emergenza impianto.

C.7.10.1.1 Sistema di esportazione gas a torretta

Il sistema di esportazione gas a torretta sarà integrato nel sistema di blocco di sicurezza della FSRU. In particolare, la valvola di isolamento presente nel PLEM potrà essere controllata dalla FSRU attraverso un ombelicale di controllo. Nell'attuale fase di sviluppo del progetto, tali impianti non sono compiutamente definiti.

C.7.10.1.2 FSRU

In accordo al Codice IGC, è previsto un sistema di protezione (definito in seguito ESD, acronimo di Emergency Shut Down) realizzato per mezzo di un PLC indipendente dal sistema di controllo (DCS), sul quale sono implementate le funzioni di intervento automatico sulle valvole, a fronte di upset delle variabili controllate, in accordo ai diagrammi Cause&Effetti. In **ALLEGATO C.7.10** sono riportati le matrici cause effetti e alcuni dettagli dei sistemi di blocco della nave. Il Causa&Effetti verrà integrato con il nuovo sistema di esportazione a torretta nel corso dell'avanzamento del progetto e presentato con il Rapporto di Sicurezza Definitivo.

Il sistema ESD, ad attivazione sia manuale che automatica, è in grado di interrompere le operazioni di trasferimento e di isolare i serbatoi di stoccaggio in condizioni di sicurezza.

L'ESD, in caso di intervento dei sistemi di pulsanti di emergenza, rilevazione incendio, collegamento ship/shore, soglia di bassissima pressione sul collettore vapore, soglia di altissimo livello sui serbatoi di GNL e altri elementi, può agire con una o più delle seguenti azioni:

- Arresto delle pompe di GNL (pompe spray, LNG feed).
- Chiusura valvole motorizzate sul collettore GNL.
- Invio segnali ESD lato banchina.
- Arresto compressori BOG (LD e HD).
- Arresto della sezione di rigassificazione.
- Arresto di un singolo treno di rigassificazione (pompe HP Booster e relativi vaporizzatori LNG).

Sono inoltre presenti tre logiche di blocco dedicate ai serbatoi, la prima attivata da una soglia di bassissima pressione, la seconda attivata da una soglia di altissimo livello e la terza da una soglia di altissima pressione.





La sezione di rigassificazione è dotata di logiche PSD (Process Shut Down), gestite dal sistema di controllo di processo IAS. In caso di attivazione di un PSD, gli skid corrispondenti si fermeranno o l'intero sistema di rigassificazione (ricondensatore e skid in funzione) si fermerà in base a uno stato di causa ed effetto predefinito.

Il sistema di arresto di emergenza ESD (Emergency Shut Down) non è controllato dal sistema di controllo della rigassificazione (PCS), ma un ESD avvierà un PSD.

In particolare si riportano le azioni previste dalle logiche PSD1 e PSD2 relative alla sezione di rigassificazione della FSRU, rimandando alla matrice causa effetti per ulteriori dettagli.

La logica PSD1 arresta l'intera sezione di rigassificazione, agendo sui 3 treni di rigassificazione 1, 2 e 3 (A e B).

Le logiche PSD2 sono suddivise in:

- PSD2-1 che provoca la fermata dello skid di rigassificazione n. 1.
- PSD2-2 che provoca la fermata dello skid di rigassificazione n. 2.
- PSD2-3 che provoca la fermata dello skid di rigassificazione n. 3.
- PSD2-1 A e B che provocano, rispettivamente, la fermata del treno A o B dello skid di rigassificazione n. 1.
- PSD2-2 A e B che provocano, rispettivamente, la fermata del treno A o B dello skid di rigassificazione n. 2.
- PSD2-3 A e B che provocano, rispettivamente, la fermata del treno A o B dello skid di rigassificazione n. 3.

In particolare la logica PSD2-1 A/B arresta la pompa PA 1000 A o B, chiude la valvola di blocco IV-1007 A o B in uscita scambiatore, apre la valvola di riciclo FCV-1055 A o B della pompa PA 1000 A o B e chiude la valvola di regolazione FCV-1005 A o B in uscita pompa/ingresso scambiatore.

Il comportamento delle altre logiche PSD2 è del tutto analogo, con l'interessamento dei singoli treni o degli interi skid di rigassificazione.

Inoltre per quanto riguarda le cause che attivano le logiche ESD della nave FSRU, comportando la fermata della sezione di rigassificazione, è possibile separarle in due gruppi: cause in assenza di fuoco e cause in presenza di fuoco.





Cause di attivazione ESD, senza fuoco

- Attivazione manuale dell'operatore tramite pulsante di emergenza (ad esempio presso ciascuna cupola dei 4 serbatoi di stoccaggio, area di connessione con la banchina, sala compressori, sala motori elettrici, sala controllo, ecc.).
- Logiche skid di rigassificazione 1, 2 e 3.
- Basso livello su ciascuno dei 4 serbatoi di stoccaggio.
- Bassa pressione dell'olio idraulico.
- Bassissima pressione del collettore vapori.
- Mancanza di corrente o di alimentazione (varie cause).
- Rilevamento fughe di gas in sala macchine.
- Altissima pressione collettore di invio NG.
- Bassissima temperatura collettore di invio NG.
- Guasto al collettore ad alta pressione.
- Errore di entrambe le CPU.
- Guasto dell'alimentazione in uscita dell'UPS.

Cause di attivazione ESD, caso di incendio

- Fusibile plug su ciascuna cupola dei 4 serbatoi di stoccaggio.
- Fusibile plug sala compressori.
- Fusibile plug sala motori elettrici.
- Fusibile plug ricondensatore sezione di rigassificazione.





C.7.11 Luoghi con pericolo di formazione e persistenza di miscele infiammabili e/o esplosive e/o tossiche e misure adottate

C.7.11.1.1 Sistema torretta esportazione gas

Nell'attuale fase di sviluppo del progetto tali impianti non sono compiutamente definiti. La classificazione delle aree verrà eseguita successivamente e le apparecchiature presenti in queste aree saranno selezionate opportunamente.

C.7.11.1.2 FSRU

La classificazione delle aree della FSRU, riportata in **ALLEGATO C.7.11** è stata sviluppata secondo il codice IMO per la costruzione e l'equipaggiamento delle navi metaniere.

Le apparecchiature elettriche usate nelle zone classificate, sia fisse che portatili, sono certificate come sicure ("safe type equipment"), incluse le apparecchiature a sicurezza elettrica intrinseca, le apparecchiature resistenti al calore e le apparecchiature con modo di protezione a sovrappressione.

La planimetria delle aree classificate verrà integrata con il nuovo sistema di esportazione gas a torretta nel corso dell'avanzamento del progetto e presentata con il Rapporto Definitivo di Sicurezza.

C.7.12 Precauzioni a fronte del danneggiamento di serbatoi, condotte e apparecchiature contenenti sostanze tossiche o infiammabili per impatti meccanici o urti con mezzi mobili

Le principali precauzioni adottate per evitare danneggiamenti a seguito di urti sono:

- Sarà definito un divieto di navigazione in un'area di rispetto dalla FSRU al fine di evitare l'ingresso di qualsiasi nave esterna alle operazioni del Terminale.
- L'area interdetta alla navigazione sarà costantemente vigilata da una nave di supporto oltre che dai dispositivi di allarme presenti su FSRU
- Le operazioni di spostamento carichi nel Terminale si svolgono secondo precise procedure ed il personale è sufficientemente addestrato.





C.8 SISTEMI DI RILEVAMENTO

C.8.1 Descrizione e posizione dei rilevatori

Si riporta di seguito la descrizione dei sistemi di rilevazione F&G previsti. In questa fase di Rapporto Preliminare di Sicurezza non sono ancora disponibili informazioni sufficienti sul numero e sul posizionamento dei rilevatori presenti sul sistema torretta. La posizione dei rivelatori gas, incendio e perdite della FSRU è mostrata nelle planimetrie riportate in **ALLEGATO C.8.1**. Con il prosieguo della fase di ingegneria verrà predisposta una planimetria che integrerà anche il sistema di esportazione gas a torretta ed i relativi sistemi di rilevazione F&G.

C.8.1.1.1 Sistema torretta esportazione gas

C.8.1.1.2 Requisiti generali

Il sistema torretta sarà dotato di un sistema di rilevazione gas, incendi e perdite e di un sistema di allarme che verrà definito in fase di ingegneria di dettaglio.

C.8.1.1.3 FSRU

L'unità galleggiante è dotata di sistemi di rilevazione per perdite di gas e per fumo e fuoco.

C.8.1.1.4 Requisiti generali

La nave FSRU sarà equipaggiata con due impianti di rilevazione perdite di gas completamente indipendenti tra loro, il primo dedicato al monitoraggio delle zone classificate per la presenza di gas ed il secondo per le zone non classificate. Le centraline di controllo dei due impianti di rilevazione sono posizionate nella sala elettrica del ponte A, con i segnali di allarme duplicati in sala controllo antincendio, timoneria e sala controllo cargo. I rilevatori misurano le concentrazioni ambientali di metano e sono impostati con due soglie, una di preallarme ed una di allarme.

La nave sarà inoltre dotata di un impianto di rilevazione di fumo e fuoco: in caso di incendio, i segnali dei rilevatori attivano logiche di chiusura delle serrande taglia-fuoco.

Per navi classificate FSRU, i relativi requisiti dei sistemi di rilevazione F&G sono in linea generale espressi nell'IGC Code.

Si rimanda alla documentazione in **Allegato C.8.1** con la planimetria degli impianti di rilevazione.





C.8.1.1.5 Tipo di rilevatori

I rilevatori previsti a bordo della FSRU sono i seguenti:

- rilevatori di gas infiammabile;
- rilevatori di fiamma;
- rilevatori di temperatura;
- rilevatori di fumo.

C.8.1.1.6 Sistemi di rilevazione gas nelle intercapedini dei serbatoi della nave FSRU

La nave FSRU, oltre che di sistemi di controllo dedicati al GNL dentro i serbatoi, è dotata di sistemi di monitoraggio degli spazi di isolamento dei serbatoi stessi.

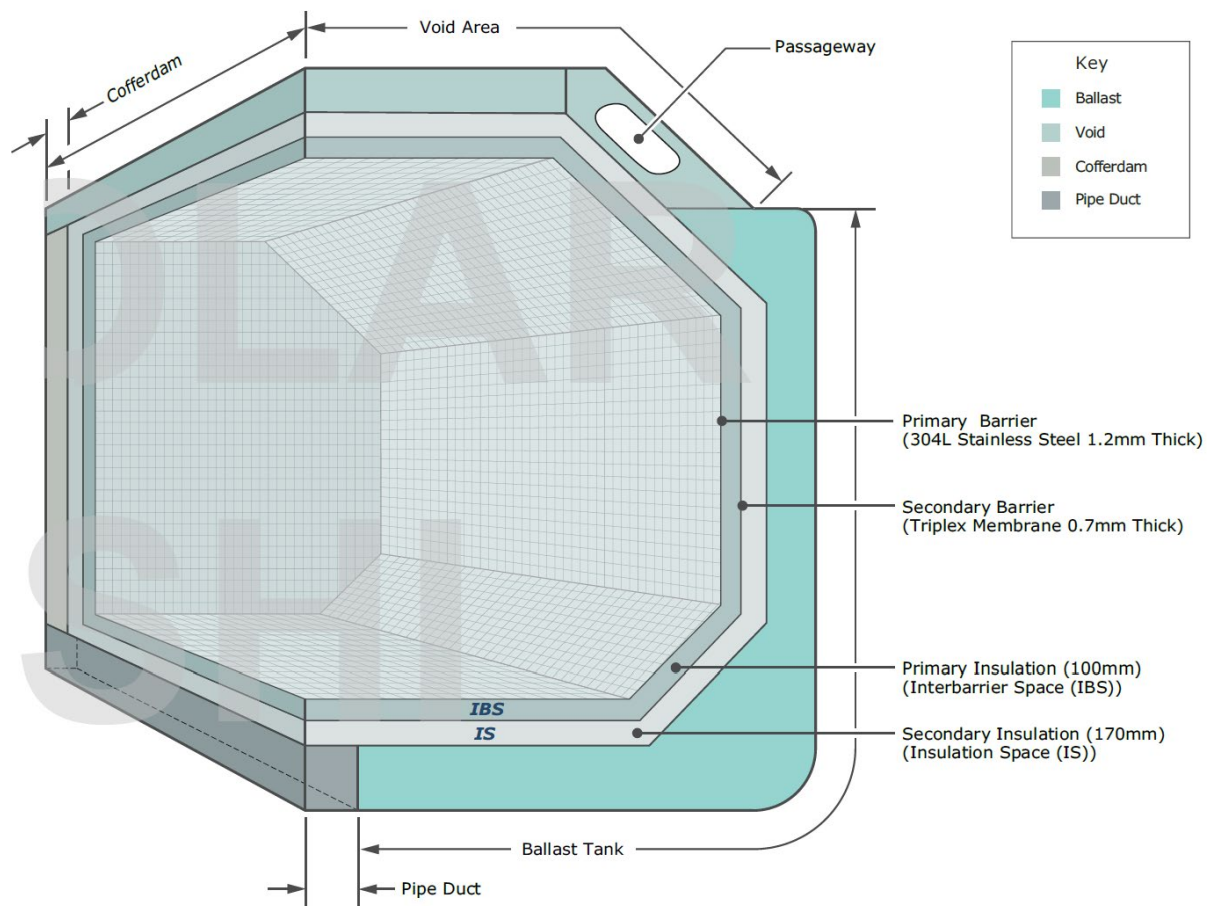


Figura 60 – Particolare serbatoi di stoccaggio GNL con indicazione IBS e IS





In sala controllo cargo sono disponibili sistemi di monitoraggio della temperatura per la barriera di isolamento dei serbatoi e dello scafo interno, che consentono di avere un avviso in caso di perdita di isolamento o di rilasci negli spazi delle intercapedini e/o di isolamento dei serbatoi. I sensori sono installati nelle barriere di isolamento e lungo lo scafo interno.

- Spazio interbarriera (IBS): 3 coppie di sensori di temperatura per ogni serbatoio.
- Barriera di isolamento (IS): 7 coppie di sensori di temperatura per ogni serbatoio, con allarme riportato in sala controllo.
- Scafo interno: 5 sensori di temperatura per ogni serbatoio, 3 posizionati vicino al fondo e 2 nella parte superiore, con allarme riportato in sala controllo.
- Cofferdam: 6 sensori di temperatura per ogni serbatoio (tranne per i serbatoi 1 e 5 che hanno un numero maggiore di sensori).

Gli spazi interbarriera e le barriere di isolamento sono flussati con azoto e la pressione al loro interno è gestita automaticamente con il sistema di controllo di processo. Sono presenti in particolare i seguenti allarmi per ogni serbatoio:

- Spazio interbarriera (IBS): allarme di bassa e di alta pressione.
- Barriera di isolamento (IS): allarme di bassa e di alta pressione.
- Allarme di bassa e alta pressione differenziale IBS/IS.





D SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI

D.1 SOSTANZE EMESSE

D.1.1 Sostanze emesse in condizioni anomale di funzionamento e in caso di incidente e quasi incidente

La sostanza stoccata e movimentata all'interno del Terminale è gas naturale, composto per la maggior parte da metano, allo stato liquefatto e allo stato gassoso. Il gas naturale è una sostanza non tossica, non corrosiva né pericolosa per l'ambiente ed è classificato H220 "Gas Altamente Infiammabile", secondo il Regolamento CE 1272/2008.

Nel caso in cui si bruci gas naturale si avrà, a seguito della combustione, emissione di anidride carbonica, vapore acqueo e monossido di carbonio.

L'anidride carbonica è normalmente presente in aria in concentrazione pari a circa 300 ppm. È un gas asfissiante e, nel caso di un incendio di elevata entità, potrebbe generare effetti di asfissia nei soggetti che si trovano sottovento e non possono portarsi in condizioni di sicurezza. La concentrazione IDLH⁶ indicata dal National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH) è pari a 40.000 ppm.

Il vapore acqueo non presenta invece effetti particolari.

Il monossido di carbonio è un gas estremamente tossico caratterizzato da TLV-TWA⁷ pari a 35 ppm (NIOSH), e ha effetti di tossicità acuta. La sua concentrazione IDLH indicata dal NIOSH è pari a 1.200 ppm.

D.2 EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE

D.2.1 Criteri adottati per l'individuazione degli Effetti Domino

Le valutazioni si basano sul presupposto che affinché lo scenario incidentale si verifichi è necessario che nessuno dei sistemi di sicurezza preposti (attrezzature, nonché procedure operative e/o di emergenza) abbia svolto la propria funzione; nell'ipotesi di accadimento dell'incidente, il Terminale disporrà di un Piano di Emergenza Interna per affrontare la situazione di emergenza con attrezzature specifiche e con personale addestrato allo scopo,

⁶ *IDLH, Immediately Dangerous to Life and Health: concentrazione tossica fino alla quale un individuo sano, in seguito all'esposizione di 30 minuti, non subisce danni irreversibili alla salute e sintomi tali da impedire l'esecuzione delle appropriate azioni protettive.*

⁷ *TLV-TWA Threshold Limit Value - Time Weighted Average: concentrazione media a cui può essere esposto un operatore per otto ore al giorno e per 40 ore settimanali senza subire danni alla salute.*





in maniera da minimizzare le conseguenze e consentendo di mettere sotto controllo l'evento sin dalle sue prime fasi evolutive.

Secondo l'allegato E del D.Lgs. 105/2015, gli scenari sorgente potenzialmente in grado di generare un effetto domino sono caratterizzati da durate superiori ai 5 minuti ed in particolare:

- Jet fire con durata superiore a 5 minuti.
- Irraggiamento superiore a 37,5 kW/m² con durata superiore a 10 min o interessamento da pool fire con durata superiore a 10 min.
- Irraggiamento superiore a 37,5 kW/m² con durata superiore a 20 min.
- Sovrappressione superiore a 1,0 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature in pressione e tubazioni).
- Sovrappressione tra 0,3 e 0,6 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature atmosferici).

Sulla base di tali criteri, lo studio si è articolato nei seguenti punti:

- Selezione degli eventi incidentali che potrebbero comportare effetto Domino (ad esempio Jet-Fire di lunghezza superiore a 2 m, Pool-Fire di durata superiore a 5 minuti, ecc.).
- Descrizione dello scenario primario. Sono riportati i parametri significativi dello scenario generante il possibile Effetto domino.
- Analisi degli sviluppi. Sono identificati tutti i possibili bersagli, il loro hold-up, le distanze dal centro dello scenario iniziale, la probabilità di generare effetto domino e le protezioni in loco (tipo e numero).
- Stima della frequenza di accadimento dell'effetto domino. Sono elencate le apparecchiature-bersaglio più critiche tra quelle identificate al punto precedente, scelte in base al tipo / quantità di sostanza contenuta e alla probabilità di generare un Effetto domino; per queste è calcolata la frequenza di accadimento dell'Effetto domino utilizzando la frequenza dello scenario iniziale, la probabilità dell'effetto domino e la probabilità di mancato intervento delle protezioni.
- Conseguenze dell'effetto domino. Sono stimate le conseguenze e i raggi dei cerchi di danno secondario con centri nei baricentri delle apparecchiature identificate al punto precedente e aventi frequenza di accadimento $\geq 10^{-6}$ occ/anno. Qualora tali frequenze di accadimento fossero inferiori a 10^{-6} occ/anno si ritiene l'Effetto domino non ragionevolmente credibile.





D.2.2 Effetti degli incidenti indotti

L'analisi di rischio sviluppata nel RPdS ha determinato, per la totalità degli scenari sviluppati, tempi di intervento inferiori o uguali a 5 minuti, in virtù dei previsti sistemi di protezione automatica e di rilevazione F&G, incluse le relative azioni esecutive, e dei previsti sistemi di mitigazione dei potenziali eventi pericolosi (sistemi di intercettazione e depressurizzazione).

In alcuni casi, gli scenari credibili non hanno comportato effetti in grado di generare un effetto domino in quanto la corrispondente soglia di irraggiamento o sovrappressione non è stata raggiunta (si vedano le tabelle di riepilogo delle conseguenze al paragrafo Scenari incidentali C.4.2.1.8).

Nello studio Domino si è tenuta in considerazione la presenza e disponibilità dei sistemi antincendio e si è verificata positivamente l'adeguatezza degli stessi per far fronte sia allo scenario primario che agli eventuali scenari secondari indotti dall'Effetto Domino.

In **ALLEGATO D.2.2** è disponibile l'analisi completa dell'Effetto Domino.

Alla luce dell'analisi effettuata è possibile concludere che:

- in caso di un rilascio da una linea/apparecchiatura non è possibile escludere che gli effetti degli scenari incidentali conseguenti possano interessare altre installazioni del Terminale, tuttavia la presenza di sistemi di rilevazione F&G che attivano automaticamente le azioni di emergenza (intercettazione e depressurizzazione) consente di minimizzare la durata dei potenziali rilasci, in modo tale da poter escludere la possibilità di danneggiamento di altre linee/apparecchiature e conseguente escalation degli effetti;

Ciò consente di concludere che la progettazione dei sistemi di rilevazione F&G, incluse le relative azioni esecutive, e dei sistemi di mitigazione dei potenziali eventi pericolosi (sistemi di intercettazione e depressurizzazione, protezione al fuoco delle strutture) è adeguata a rendere il rischio connesso alle installazioni tollerabile.

D.2.3 Misure previste per evitare, in caso di incendio e/o esplosione, il danneggiamento di strutture, serbatoi, apparecchiature e condotte contenenti sostanze infiammabili e/o tossiche.

Le strutture del Terminale sono dotate di adeguate misure di protezione attiva e passiva per far fronte a eventuali scenari incidentali e di incendio, allo scopo di impedire o comunque limitare la propagazione degli incendi ed eventuali effetti domino, nonché assicurare la sicurezza delle persone presenti.

Tali misure sono descritte ai paragrafi C.7.1 e D.8, ai quali si rimanda.





D.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO

D.3.1 Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di sostanze infiammabili

Nella progettazione del Terminale sono adottati accorgimenti al fine di minimizzare la possibilità di fuoriuscita accidentale o perdite di GNL. La filosofia adottata mira a minimizzare gli accoppiamenti flangiati in favore di quelli saldati, inoltre l'impianto sarà dotato di valvole di intercettazione in ingresso e uscita dalle apparecchiature principali (serbatoi, pompe, compressori, vaporizzatori, etc.) e sulle linee principali di GNL. In tal modo si rende possibile isolare le apparecchiature e i tratti di linea e limitare al minimo i rilasci di GNL e di gas naturale in caso di fuoriuscita.

A bordo FSRU, i serbatoi per lo stoccaggio del GNL sono progettati e realizzati conformemente al codice IGC (International Code For Construction and Equipment Of Ships Carrying Liquefied gases in bulk) e sono dotati di sistemi per il monitoraggio delle perdite eventualmente presenti tra le due barriere. Si rimanda al paragrafo B.3.2.2 per ulteriori dettagli.

Nel sistema di esportazione gas (torretta e riser) il Gas Naturale è presente in fase gas e pertanto non sono possibili sversamenti rilevanti di sostanze infiammabili sul suolo e/o nei sistemi fognanti e nei corpi idrici.

D.3.2 Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di liquidi tossici o pericolosi per l'ambiente

Come già indicato nel Paragrafo C.4.4, presso il Terminale saranno presenti gasolio, olio combustibile (solo facilities) e ipoclorito di sodio, sostanze pericolose per l'ambiente ai sensi del D.Lgs. 105/15 (rispettivamente appartenenti alla categoria E2 e alla categoria E1 dell'Allegato 1, Parte 1 del D.Lgs. 105/15).

Tali sostanze saranno stoccate e movimentate in modo che eventuali perdite siano contenute e che la possibilità di contaminazione dei recettori ambientali sia estremamente remota.

In particolare l'ipoclorito di sodio sarà prodotto in situ mediante il sistema antivegetativo della FSRU, già descritto al nei paragrafi precedenti, e non ne è previsto stoccaggio all'interno della nave.





Il gasolio e l'olio combustibile a bordo della FSRU saranno stoccati in serbatoi dedicati, realizzati secondo le prescrizioni del codice IGC.

La Figura 61, evidenzia che la posizione dei serbatoi all'interno dello scafo della nave rende estremamente remota la possibilità che un eventuale sversamento accidentale non sia contenuto a bordo della stessa nave: infatti si può notare che i serbatoi sono posizionati prevalentemente tra il terzo e quarto ponte della nave, ad eccezione di due serbatoi (1 e 2) sotto i quali ad ogni modo sono presenti serbatoi di acqua di zavorra.

Infine, in merito alle operazioni di rifornimento di Gasolio e Olio Combustibile, queste avverranno adottando le procedure standard e con le opportune cautele e mezzi di mitigazione a disposizione (ad es. panne galleggianti), seguendo le procedure operative della nave FSRU per i rifornimenti di combustibili liquidi.

Si evidenzia che tali operazioni seguiranno le ordinanze specifiche della Capitaneria di Porto competente.

Si precisa inoltre che l'assetto di marcia previsto per il Terminale prevede l'alimentazione dei generatori bifuel della FSRU con gas naturale e che, pertanto, l'alimentazione a combustibile liquido sarà sporadica.

Presso il Terminale non saranno invece presenti sostanze tossiche.



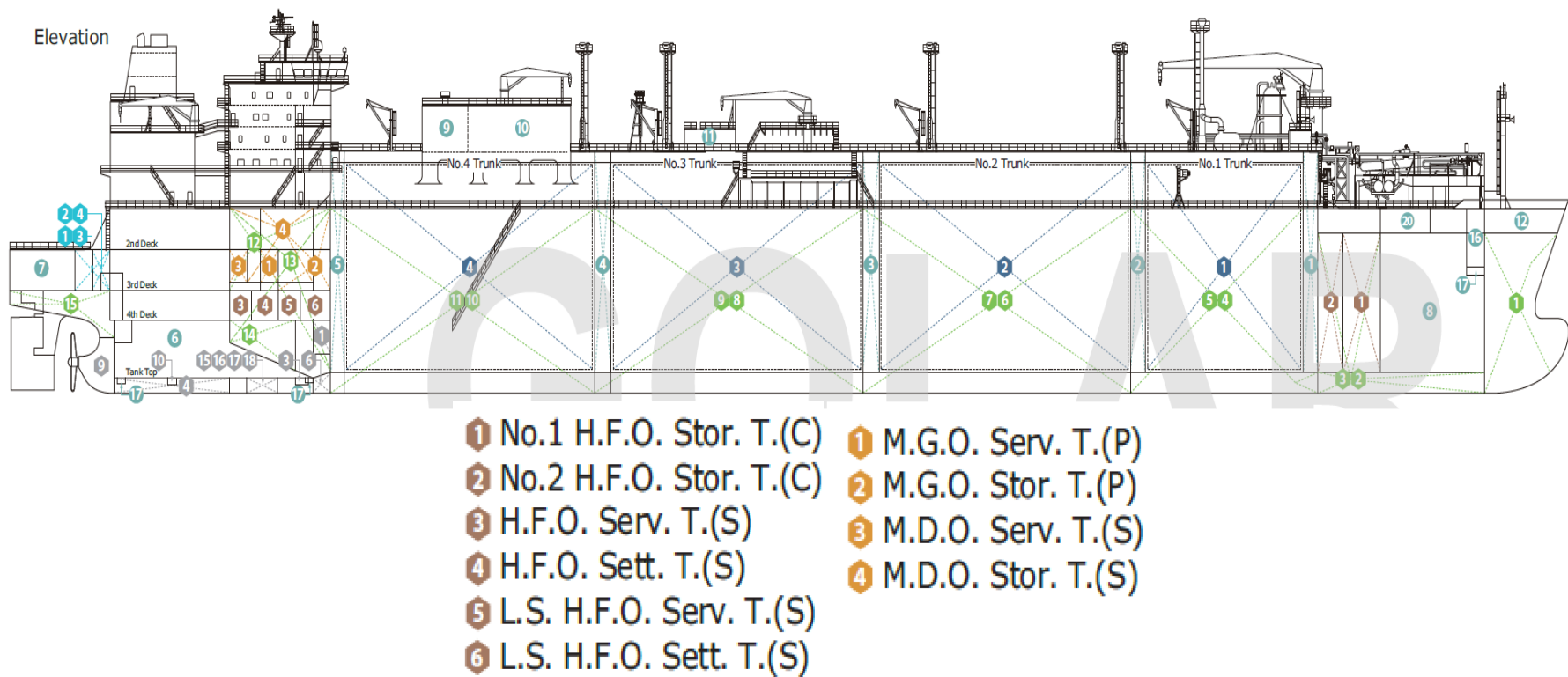


Figura 61 – Posizione serbatoi gasolio e olio combustibile su FSRU





D.3.3 Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di gas o vapori tossici

Non saranno presenti sostanze tossiche all'interno del Terminale.

D.4 CONTROLLO OPERATIVO

D.4.1 Controllo operativo del processo

Lo Stabilimento identifica e controlla le attività, i processi e le operazioni che possono influire significativamente sulla sicurezza, in linea con la politica in materia di salute, sicurezza, ambiente e incolumità pubblica della Società.

Le attività in generale, ed in particolare quelle che hanno influenza diretta o indiretta sulla sicurezza, sono svolte a fronte di documenti definiti nei paragrafi precedenti del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza, garantiscono il rispetto di quanto previsto nella politica della società e nei piani di miglioramento dello Stabilimento.

I documenti di riferimento sono:

- ai fini dell'affidabilità dei componenti impiantistici: piani di manutenzione, piani di ispezione, piani di controllo, piani di taratura, modalità di approvvigionamento;
- ai fini della conduzione: manuali operativi, procedure o istruzioni operative, specifiche di processo, piani di campionamento ed analisi;
- ai fini dell'adeguatezza professionale: piani di formazione;
- ai fini della esposizione e della salute dei lavoratori: piani di monitoraggio ambienti di lavoro, piani di sorveglianza sanitaria.

D.4.2 Struttura e indice dei manuali operativi

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

In **ALLEGATO D.4.2** è disponibile l'indice del principale Manuale Operativo della Nave FSRU. In fase di ingegneria di dettaglio verrà integrato con le operazioni relative al nuovo sistema di esportazione gas.





D.5 SEGNALETICA DI EMERGENZA

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

D.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI

D.6.1 Descrizione delle fonti di rischio mobili

Le fonti di rischio mobili per il nuovo Terminale sono riconducibili alle navi metaniere in accostamento alla FSRU.

Difatti, sarà definito un divieto di navigazione in un'area di rispetto dalla FSRU al fine di evitare l'ingresso di qualsiasi nave esterna alle operazioni del Terminale. L'area interdetta sarà costantemente vigilata da una nave di supporto oltre che dai dispositivi di allarme presenti sulla FSRU.

Per quanto concerne il rischio da collisione, TRR e SNAM stanno procedendo alla raccolta della documentazione necessaria per una migliore caratterizzazione del rischio di collisione nell'area di ormeggio in relazione ai flussi delle navi metaniere in arrivo e uscita. Sarà sviluppata una valutazione quantitativa del rischio di collisione e perforazione di un serbatoio della "Shuttle Carrier", l'analisi completa sarà fornita nella fase di consegna del RdS definitivo.

D.6.2 Precauzioni adottate per prevenire il rischio associato alle fonti di rischio mobile

Si veda paragrafo precedente e Paragrafo C.7.12.





D.7 RESTRIZIONI PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI E PER LA PREVENZIONE DI ATTI DELIBERATI

D.7.1 Dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

D.8 MISURE CONTRO L'INCENDIO

D.8.1 Impianti, attrezzature e organizzazione per la prevenzione e l'estinzione degli incendi

Di seguito si descrivono gli impianti antincendio previsti lato nave FSRU e in **ALLEGATO D.8.1** sono disponibili le corrispondenti planimetrie.

Si specifica che la planimetria allegata è relativa alla sola FSRU. Nella fase di ingegneria di dettaglio verrà predisposta la planimetria aggiornata con l'integrazione del nuovo sistema di esportazione gas a torretta.

D.8.1.1.1 Sistema di esportazione gas a torretta

Nell'attuale fase di sviluppo del progetto tali impianti non sono compiutamente definiti.

D.8.1.1.2 FSRU

L'impianto antincendio dell'Unità Navale è stato progettato, come prevede il Codice IGC, in accordo alla Norma SOLAS Regulation.

Tale sistema è progettato per mitigare / contrastare gli eventi incidentali ritenuti credibili ed è articolato in diverse tipologie di impianti di raffreddamento ed estinzione e di emergenza, a copertura della totalità delle aree della nave. In particolare sono previsti i seguenti sistemi:

- Rete di idranti antincendio della sala macchine.
- Rete antincendio ponte.
- Sistemi a diluvio.
- Sistema di estinzione a polvere secca da contenitori pressurizzati con bombole di azoto.
- Impianto di estinzione a CO₂ per i quadri elettrici.
- Sistema di valvole a chiusura rapida (chiusure automatiche, in presenza di fuoco, di valvole normalmente aperte, in uscita da serbatoi contenenti liquidi infiammabili non lubrificanti) e serrande tagliafuoco (ad attivazione pneumatica per presenza di incendio, sulle condotte di ventilazione delle sale macchine).





- Sistema antincendio locale della sala macchine, del tipo “water mist” (principalmente a protezione dei generatori elettrici).
- Sistema di estinzione con schiuma ad alta espansione, da miscela acqua/aria/liquido schiumogeno (per le sale macchine che contengono olio di lubrificazione).
- Sistema di rilevazione incendi (per il quale si rimanda al paragrafo C.8.1 e relativi allegati).
- Sistema di attrezzature antincendio.
- Sistema di attrezzature salvavita.

Al fine di illustrare quali sono le potenzialità dei sistemi antincendio in dotazione alla FSRU e nave metaniera che possono essere utilizzati nello spazio fra le navi in fase di travaso GNL su rilasci di gas, si precisa che, specificatamente per l’area dei manifold di trasferimento, la FSRU è dotata dei seguenti sistemi antincendio:

- N. 1 cortina d’acqua per ogni area travaso, con portata idrica di 1946 lpm (117 m³/h);
- N. 1 monitor a polvere per ogni area travaso, portata specifica 18/32 kg/s, gittata 30 m;
- N. 1 monitor ad acqua per ogni area travaso, portata specifica 5000 lpm (240 m³/h), gittata a getto pieno 60 m, gittata a getto nebulizzato 20 m.

D.8.2 Sistema di drenaggio

In **ALLEGATO D.8.2** è disponibile lo schema del sistema di scarico e raccolta delle acque di sentina e di drenaggio a bordo FSRU.

Si specifica che la planimetria allegata è relativa alla sola FSRU. Nella fase di ingegneria di dettaglio verrà predisposta la planimetria aggiornata con l’integrazione del nuovo sistema di esportazione gas a torretta.

D.8.3 Fonti di approvvigionamento dell’acqua antincendio

I sistemi antincendio ad acqua previsti saranno alimentati con acqua mare. Si rimanda al paragrafo D.8.1 per ulteriori dettagli.

D.8.4 Autorizzazioni concernenti la prevenzione incendi

Poiché l’installazione è su nave, non è stata identificata nessuna attività rientrante in quelle soggette secondo il D.P.R. 151/2011. Si fa presente che il metanodotto sottomarino (a valle della valvola di sezionamento sottomarina posta sul PLEM) e il metanodotto onshore, non rientrando nel campo di applicazione del D.Lgs. 105/2015, saranno oggetto di specifica Valutazione Progetto ai sensi del D.P.R. 151/2011.





D.9 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI

D.9.1 Dislocazione di sale controllo, uffici, laboratori e apparecchiature principali

In **ALLEGATO A.1.2** si riporta la planimetria generale del Terminale, con indicazione delle unità logiche di impianto.

La sala controllo del Terminale sarà situata sulla FSRU, in particolare a babordo della prua, come mostrato nella seguente Figura 62.

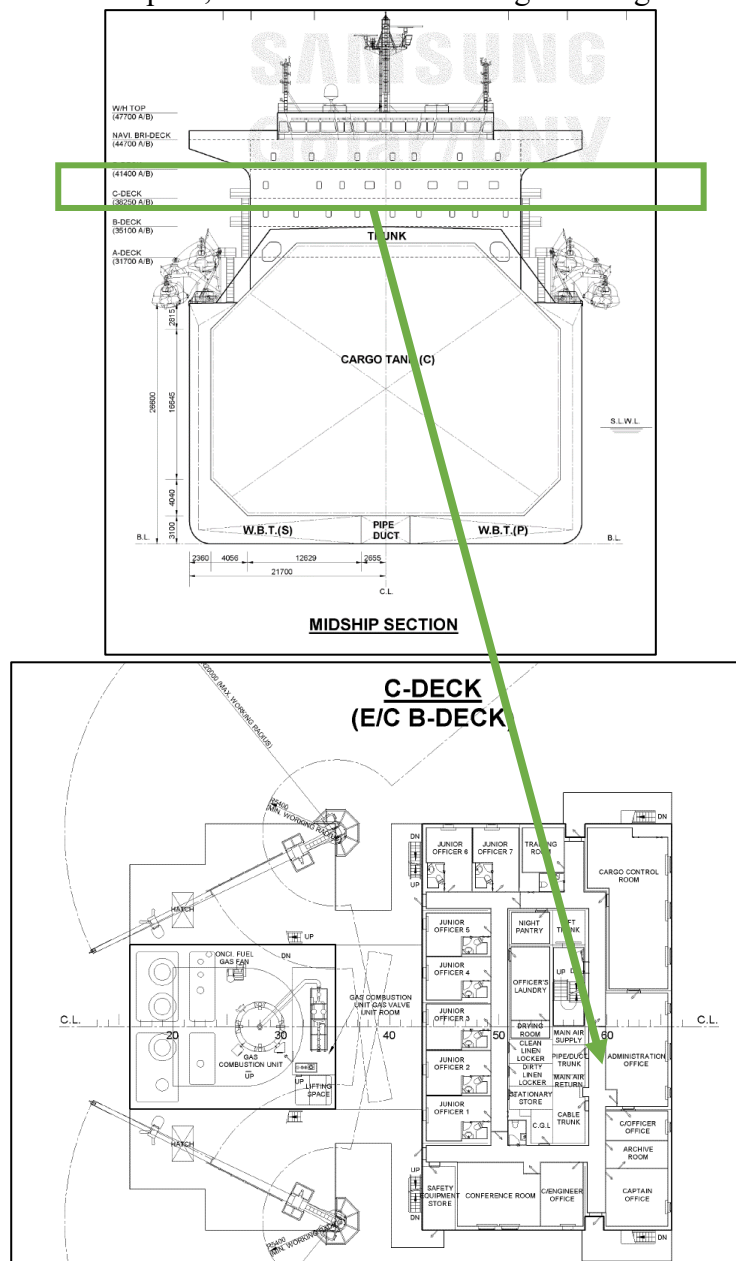


Figura 62 - Dislocazione sala controllo

D.9.2 Mezzi di comunicazione all'interno dello stabilimento e con l'esterno





Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

D.9.3 Ubicazione dei servizi di emergenza e dei presidi sanitari previsti

Il Terminale sarà dotato dei necessari presidi sanitari previsti secondo quanto richiesto dalla normativa vigente (D.Lgs. 81/08 e s.m.i.).

All'interno dello Stabilimento è previsto un locale infermeria a bordo della nave (Figura 63), le prime di azioni di pronto soccorso sono garantite dal personale incaricato dell'attivazione delle misure di evacuazione e primo soccorso.

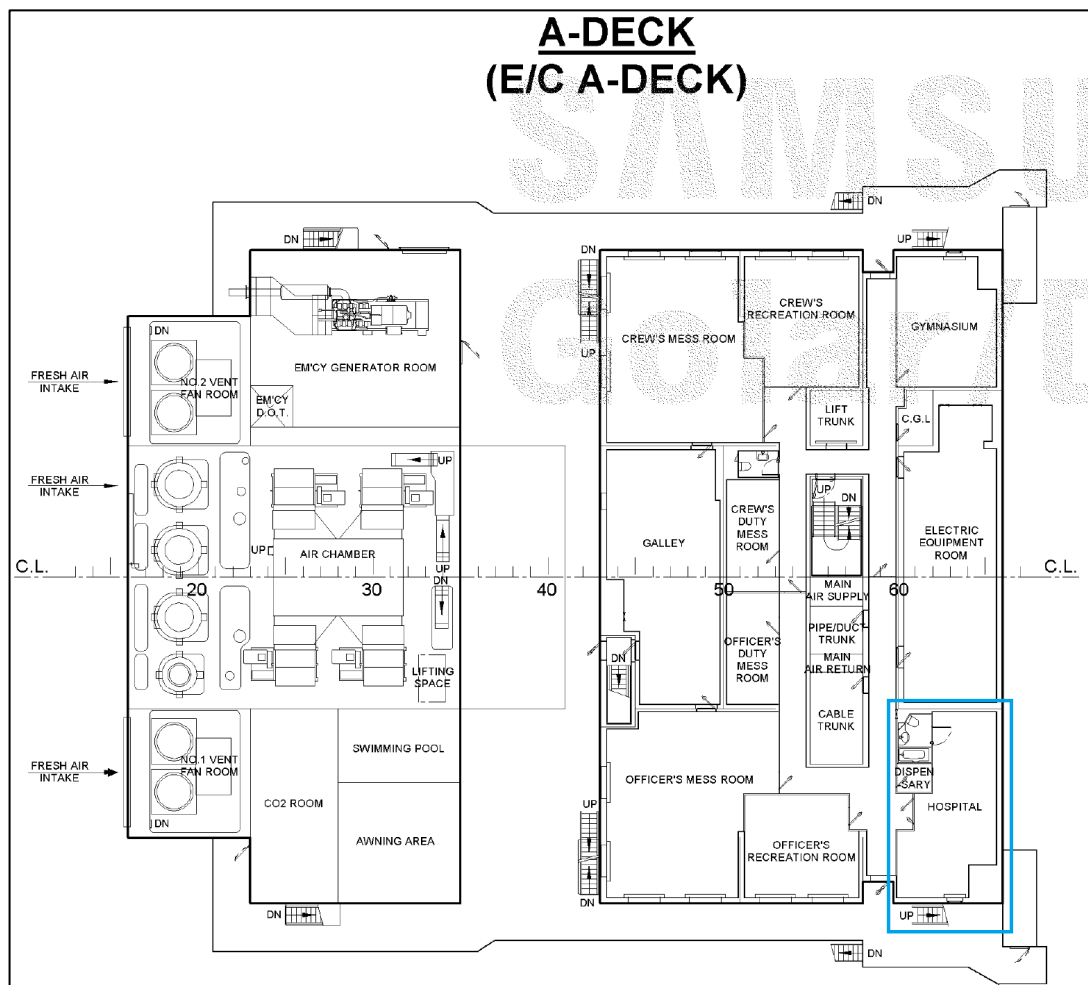


Figura 63 – Posizione infermeria FSRU





In **ALLEGATO D.9.3** si riporta una planimetria con l'indicazione dei presidi di emergenza, delle vie di fuga e dei punti di raccolta.

Si specifica che la planimetria allegata è relativa alla sola FSRU. Nella fase di ingegneria di dettaglio verrà predisposta la planimetria aggiornata con l'integrazione del nuovo sistema di esportazione gas a torretta.

D.9.4 Programma di addestramento per le emergenze

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

D.9.5 Piano di Emergenza Interna e informazioni per il Piano di Emergenza Esterna

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

Il Piano di Emergenza Interna sarà sviluppato in fase di RdS definitivo.

D.9.6 Responsabili attuazione dei piani di emergenza

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.





E IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI

E.1 TRATTAMENTO E DEPURAZIONE REFLUI

E.1.1 Impianti di trattamento e depurazione dei reflui

E.1.1.1.1 Emissioni in atmosfera

Il Terminale può essere considerato un sistema con limitate emissioni in atmosfera in quanto il sistema di processo principale è costituito dai vaporizzatori alimentati da acqua di mare.

Le emissioni in atmosfera sono principalmente associate a:

- Combustione nei sistemi di generazione di potenza elettrica di norma con operatività continuativa e di emergenza
- Emissioni in fase di emergenza (sfiati).
- Traffico indotto da mezzi navali.

E.1.1.1.2 Emissioni in acqua

E.1.1.1.3 Sistema Acque Reflue

A bordo della FSRU, il sistema di raccolta delle acque reflue è di tipo sottovuoto, con il vuoto prodotto da un eiettore, valvola di non ritorno e due pompe. Le tubazioni di raccolta (dagli impianti sanitari, dalla sala macchine ecc.) sono dirette all'ingresso del serbatoio di trattamento delle acque reflue sotto vuoto. In circostanze normali una delle pompe sarà impostata per funzionare come pompa per vuoto, l'altra come pompa di scarico per l'impianto di trattamento.

I liquami vengono trasportati fino al serbatoio di raccolta utilizzando la pressione differenziale generata dal sistema del vuoto; dal serbatoio di raccolta i liquami vengono pompati verso l'impianto di trattamento.

L'impianto di trattamento delle acque reflue è completamente automatico ed è progettato per il trattamento delle acque nere e grigie; ci sono tre serbatoi di trattamento ed un serbatoio di sterilizzazione all'interno dell'unità e ciascuno ha uno scopo particolare nel processo di trattamento delle acque reflue.

- Vasca biofiltro.
- Vasca di sedimentazione.
- Vasca di carbone attivo.
- Vasca di sterilizzazione.





Dopo il trattamento nell'impianto di trattamento e depurazione, l'effluente viene pompato fuori bordo mediante le pompe di scarico delle acque reflue verso una bettolina di servizio attraverso appositi bocchelli posizionati sul ponte superiore.

E.1.1.1.4 Gestione delle Acque Oleose

La FSRU è dotata di un separatore delle acque oleose utilizzato per trattare l'acqua di sentina.

Dopo il trattamento l'effluente viene pompato fuori bordo mediante le pompe di scarico per poi essere conferito a terra in accordo alla normativa.

E.1.1.1.5 Acqua mare

Sarà previsto il prelievo e la restituzione dell'acqua di mare per soddisfare le esigenze del processo di rigassificazione GNL (tramite i vaporizzatori) e altri usi industriali come il raffreddamento di alcune tipologie di apparecchiature.

E.1.2 **Planimetria della rete fognaria**

Con riferimento alla FSRU le acque reflue verranno scaricate in un apposito serbatoio per il successivo smaltimento su bettolina di servizio. Trattasi di rete fognaria per usi civili.

Il serbatoio delle acque reflue sarà installato a bordo e dovrà essere provvisto di uno o più passi d'uomo che ne consentano l'accesso per la pulizia, la manutenzione e l'ispezione. Il collegamento sarà in un'area facilmente accessibile sul lato della FSRU e contrassegnato per evitare qualsiasi collegamento errato.





E.2 GESTIONE DEI RIFIUTI PERICOLOSI

E.2.1 Adempimenti per la gestione dei rifiuti

Premesso che la FSRU segue la normativa di riferimento MARPOL i principali rifiuti prodotti in fase di esercizio del Terminale derivano da:

- rifiuti urbani: rifiuti domestici e assimilabili;
- rifiuti di imballaggio, assorbenti, stracci, materiali filtranti;
- oli esausti;
- rifiuti liquidi da usi civili;
- rifiuti e residui provenienti dalle operazioni di manutenzione e pulizia dei serbatoi e degli impianti e apparecchiature.

I rifiuti generati verranno sempre smaltiti nel rispetto della normativa vigente. In particolare, ove possibile, si procederà alla raccolta differenziata volta al recupero delle frazioni riutilizzabili. Eventuali stoccaggi temporanei all'aperto di rifiuti speciali non pericolosi saranno provvisti di bacini di contenimento impermeabili. I rifiuti speciali, liquidi e solidi, previsti in piccolissime quantità prodotti durante l'esercizio o nel corso di attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, saranno gestiti secondo la vigente normativa in materia di rifiuti, e trasportati e smaltiti da ditte specializzate.

Ad ogni modo, considerata la tipologia, la quantità e le modalità di gestione, nessuno dei rifiuti prodotti in fase di esercizio potrà dare luogo a un incidente rilevante.





F CERTIFICAZIONI E MISURE ASSICURATIVE

F.1 CERTIFICAZIONI

F.1.1 Copia delle certificazioni e autorizzazioni

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

F.2 MISURE ASSICURATIVE

F.2.1 Polizze assicurative e di garanzia per i rischi di danni a persone, a cose e all'ambiente

Paragrafo non richiesto per i Rapporti Preliminari di Sicurezza, in accordo alle indicazioni del D.Lgs. 105/15, Allegato C, Parte 2.

