



TERMINALE GALLEGGIANTE DI RIGASSIFICAZIONE FSRU - TOSCANA



SINTESI NON TECNICA ***Richiesta Autorizzazione Integrata Ambientale*** ***ai sensi del D.Lgs. No. 152/2006 e s.m.i.***

INDICE

1. INTRODUZIONE.....	3
1.1. Profilo del proponente	5
1.2. Profilo della società realizzatrice del progetto.....	6
2. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PROCESSO	7
2.1. Descrizione della tecnologia di base adottata nella progettazione e realizzazione del terminale, normativa e regolamentazione di riferimento	9
2.1.1. <i>La nave Golar Frost e il terminale di rigassificazione.....</i>	<i>9</i>
2.1.2. <i>Regolamentazione navale</i>	<i>9</i>
3. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO	12
3.1. Sistema di ricevimento e stoccaggio del Gnl – FASE F1	13
3.1.1. <i>Ricevimento e scarico del GNL.....</i>	<i>13</i>
3.1.2. <i>Stoccaggio del GNL.....</i>	<i>16</i>
3.2. Rigassificazione del GNL- FASE F2.....	19
3.3. Produzione di energia - FASE F3	21
3.4. Sistema Acqua Mare- FASE F4	21
3.5. Sistema trattamento acque reflue - FASE F5.....	24
4. DEFINIZIONE DELL’ATTIVITÀ IPPC.....	26
5. PRODUZIONE ED APPROVVIGIONAMENTO MATERIE PRIME E AUSILIARI	27
5.1. Approvvigionamento materie prime	27
5.2. Approvvigionamento idrico.....	27
5.3. Produzione	27
6. ENERGIA	28
6.1. Energia elettrica	28
6.2. Energia termica	28
7. EMISSIONI	28
7.1. Emissioni in atmosfera	28
7.2. Scarichi idrici.....	29
7.3. Rifiuti	30
7.4. Emissioni sonore	30
7.5. Ulteriori aspetti ambientali correlati al terminale	30
8. PIANO DI CONTROLLO	31
9. SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE	32

1. INTRODUZIONE

La società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. (di seguito OLT) sta completando la realizzazione di un'unità off-shore di rigassificazione e stoccaggio (FSRU – Floating Storage and Regasification Unit) di gas naturale liquefatto (GNL) avente:

- Capacità massima di produzione autorizzata di gas naturale pari a 3,75 miliardi di Sm³/anno;
- Capacità massima di stoccaggio di GNL pari a 137.500 m³.

Il Terminale galleggiante "FSRU Toscana" verrà realizzato modificando una nave convenzionale adibita al trasporto di GNL dotata di cisterne sferiche di tecnologia MOSS.

Il Terminale sarà ancorato al fondo marino a circa a 12 miglia nautiche al largo della costa toscana tra Pisa e Livorno; nella zona di ancoraggio il mare presenta una profondità di circa 120 metri.

Il Terminale sarà ancorato stabilmente al fondo marino tramite un sistema a torretta installato a prua (*single mooring point*), che gli consentirà di ruotare liberamente di 360° attorno all'asse della torretta stessa alla quale sono connessi i riser di collegamento alla condotta sottomarina.

Nel processo di rigassificazione saranno impiegati 3 vaporizzatori a fluido intermedio di tipo Tri-Ex, che possono funzionare anche simultaneamente.

In essi il GNL verrà prima di tutto vaporizzato per mezzo della condensazione del propano (fluido intermedio) e successivamente riscaldato dall'acqua di mare calda proveniente dal condensatore del vapore dell'impianto di produzione di energia elettrica del Terminale. La stessa acqua di mare fornirà il calore per la vaporizzazione al propano liquido.

Dopo la vaporizzazione il gas naturale sarà inviato all'unità di misurazione fiscale prima di essere mandato a terra.

Qualora risulti necessaria una correzione dell'Indice di Wobbe¹, essa potrà essere effettuata iniettando azoto a bassa pressione all'ingresso del ricondensatore del GNL evaporato.

Il gas naturale sarà inviato, poi, a terra tramite condotta di trasporto del gas (riser di collegamento) che partirà dallo snodo girevole della torretta di prua per arrivare sul fondo del mare e da lì proseguire verso il punto di collegamento con la rete nazionale per mezzo di un'unica condotta di 32" di diametro appartenente alla rete di Snam Rete Gas (di seguito SRG), collegato alla rete magliata nazionale, in località Suese del Comune di Collesalveti.

¹L'indice di Wobbe (WI) è un indicatore dell'interscambiabilità dei gas carburanti. Siano V_c il massimo valore calorifico o semplicemente valore calorifico, e G_s la gravità specifica, l'indice di Wobbe, I_w , è definito come
$$I_w = \frac{V_c}{\sqrt{G_s}}$$



Figura 1.1 - La metaniera Golar Frost in navigazione prima della sua riconversione.



Figura 1.2 - Fotosimulazione del Terminale "FSRU Toscana".

1.1. PROFILO DEL PROPONENTE

OLT è la Società Proprietaria del Terminale che, con le società azioniste, possiede organizzazione, conoscenza e know-how idonei per sviluppare, realizzare e gestire moderni impianti tecnologici di rigassificazione e più in generale impianti nel settore dell'energia.

La struttura societaria è composta da importanti gruppi operanti nel settore energetico a livello nazionale e internazionale.

Di seguito vengono brevemente individuate le figure che costituiscono la Società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.

L'assetto societario è il seguente:

- E.ON Ruhrgas Europa detiene il 46,79%,
- IREN Mercato detiene il 41,71%,
- ASA Azienda Servizi Energetici detiene il 5,08%,
- Golar LNG detiene il 2,69%,
- OLT Energy detiene il 3,73%.

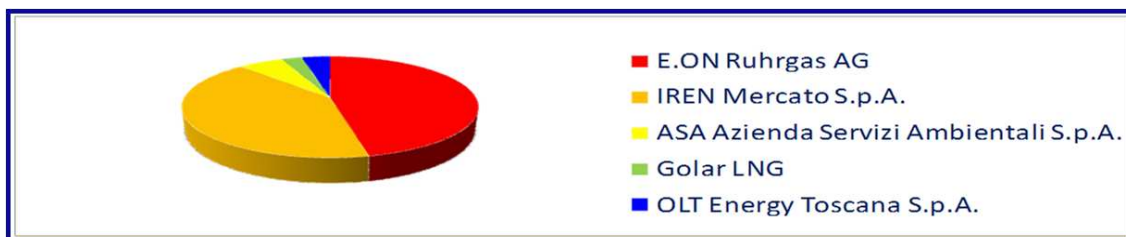


Figura 1.3 – Assetto societario.

IREN Mercato (anche attraverso la partecipata del Gruppo, la municipalizzata ASA di Livorno), ed E.ON detengono complessivamente il 93,58% del capitale e pertanto hanno il controllo della Società.

Il Terminale sarà gestito operativamente dalla società ECOS che si può definire "Armatore" e/o "Full Management Company", in grado di offrire un servizio di gestione completo e qualificato, maturato nella gestione di unità offshore. La ECOS è nata dalla partecipazione di due società primarie:

- la società Exmar shipmanagement N.V., un gruppo armatoriale a livello mondiale a servizio dell'industria dell'oil & gas che ha sviluppato un'esperienza ventennale nel trasporto del GNL;
- la società Fratelli Cosulich S.p.A., un gruppo con circa 150 anni di storia ed esperienza in diversi settori dell'industria marittima.

1.2. PROFILO DELLA SOCIETÀ REALIZZATRICE DEL PROGETTO

La progettazione del Terminale galleggiante di rigassificazione è a cura della Società Saipem S.p.A. (Gruppo ENI).

OLT ha stipulato con Saipem S.p.A. un contratto comprendente la progettazione, la fornitura di materiali, la costruzione, l'installazione e il collaudo dell'FSRU, in modalità "chiavi in mano".

Saipem è oggi leader mondiale nel settore dei servizi per l'industria petrolifera onshore e offshore. La Società ha cominciato ad operare negli anni '50; durante gli anni '50 e '60 ha maturato competenze nella posa di condotte onshore, nella costruzione di impianti e nella perforazione, inizialmente come divisione del Gruppo Eni, in seguito, su base stand alone, diventando definitivamente autonoma nel 1969.

Attualmente Eni possiede circa il 43% di Saipem. Saipem ha sempre investito in mezzi navali, strutture e attrezzature per l'esecuzione della maggior parte delle sue attività. Nell'ultimo decennio, con lo spostamento dell'attività verso il settore delle acque profonde e i paesi in via di sviluppo, tali investimenti hanno subito una forte accelerazione. Le principali aree di investimento includono la perforazione in acque profonde, lo sviluppo dei campi, la posa di condotte, il leased FPSO (sistema galleggiante di produzione e stoccaggio) e la robotica sottomarina. Con l'acquisizione nel 2008 di Snamprogetti e attraverso l'esperienza di Saipem SA, Saipem ha acquisito un notevole know-how anche nel campo dell'ingegneria e costruzione onshore. In particolare, le due Società hanno progettato e costruito numerosi impianti di rigassificazione ed hanno in corso la realizzazione di un impianto di liquefazione del GNL in Africa. Saipem è, inoltre, certificata ISO 9001 e, attraverso il proprio Sistema di Gestione della Qualità applicato ai progetti, garantisce la correttezza dell'esecuzione degli stessi.

Sulla base dei documenti di ingegneria della società Saipem è stata predisposta la documentazione a sostegno della Richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale.

2. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PROCESSO

Le caratteristiche principali del Terminale sono:

- Capacità massima di stoccaggio GNL lorda (100% del volume totale): 137.500 m³
- Capacità di stoccaggio GNL netta ²: circa 135.000 m³
- Capienza degli alloggi massima: 44 persone
- Vita di progetto del Terminale galleggiante: 20 anni
- Operatività annua media di progetto: 350 giorni/anno
- Produzione massima di gas annua autorizzata: 3.750.000.000 Sm³/anno
- Pressione massima di export del gas: 80 bar
- Temperatura gas: 3 -50° C
- Indice di Wobbe: 47,31 – 52,33 MJ/Sm³.

I sistemi per la gestione del GNL e per la produzione del gas sono costituiti in parte da impianti già esistenti sulla nave metaniera da trasformare in Terminale FSRU ed in parte da sistemi che sono stati aggiunti o modificati durante la conversione.

I principali sistemi già esistenti sulla metaniera da trasformare sono:

- serbatoi di stoccaggio;
- tubazioni per la movimentazione del GNL e del vapore interne ed esterne alle cisterne;
- tubazioni ed impianti per lo spruzzamento del GNL di raffreddamento all'interno delle cisterne;
- pompe per la movimentazione e di servizio per il GNL all'interno delle cisterne;
- compressori per il ritorno vapori e per l'invio del gas alle caldaie.

I principali sistemi da installare/installati, invece, sono:

- sistema di ormeggio laterale;
- sistema di ancoraggio del Terminale (torretta sulla prua);
- bracci di carico del GNL e vapori;
- pompe di rilancio per l'invio del GNL ad alta pressione ai vaporizzatori (pompe booster);
- sistema di ricondensazione del boil-off in eccesso;
- vaporizzatori;
- sistema acqua mare per la vaporizzazione;

² Al fine di ridurre la probabilità di sovrariempimento, i serbatoi vengono colmati al massimo al 98,5%.

- tubazioni addizionali;
- sistemi di sicurezza antincendio e contenimento gas;
- apparecchiature ausiliarie;
- Small HP Pump (915-PS-002): pompa alimentata dal GNL proveniente dal ricondensatore, che porta la pressione del GNL al valore richiesto per il send-out durante il primo avvio, start up e il keep cool dei vaporizzatori.

Gli impianti per la gestione del GNL consentiranno di:

- caricare il GNL attraverso i bracci di carico da metaniere ormeggiate al lato dritto del Terminale;
- stoccare il GNL ed inviarlo agli impianti di vaporizzazione;
- trasferire il GNL da una cisterna all'altra;
- ventilare (con aria secca), inertizzare, raffreddare o riscaldare come richiesto le cisterne del carico e le stive contenenti le stesse;
- drenare le linee del liquido, le cisterne e le stive;
- raffreddare i bracci di carico prima di una operazione di trasferimento di GNL;
- mantenere a temperatura criogenica le linee di carico nel periodo tra due trasferimenti;
- mantenere a temperatura criogenica la parte di impianto a monte dei vaporizzatori, in modalità di zero send-out.

Al fine di massimizzare la disponibilità del Terminale, l'impianto di gestione del GNL consente di svolgere le seguenti operazioni simultanee:

- carico del GNL da una metaniera e trasferimento del GNL al sistema di vaporizzazione;
- trasferimento del GNL da una cisterna all'altra e trasferimento del GNL al sistema di vaporizzazione;
- isolamento, riscaldamento, inertizzazione, ventilazione ed accesso ad una qualsiasi delle cisterne del carico, mentre le altre possono continuare a stoccare GNL e fornirlo agli impianti di rigassificazione;
- bonifica da ossigeno, gassificazione, raffreddamento e riattivazione di una cisterna, mentre le altre possono continuare a stoccare GNL e fornirlo agli impianti di rigassificazione.

2.1. DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA DI BASE ADOTTATA NELLA PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE DEL TERMINALE, NORMATIVA E REGOLAMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

2.1.1. La nave Golar Frost e il terminale di rigassificazione

Come accennato, il terminale galleggiante di rigassificazione "FSRU – Toscana" è realizzato mediante conversione di una nave metaniera di tipo MOSS destinata al trasporto del GNL, la Golar Frost H1444 IMO n. 9253284, costruita dalla Hyundai Heavy Industries.

La nave metaniera è stata costruita nel 2004 in Corea del Sud ed è classificata dall'ente DNV come 1A1 Tanker for Liquefied Gas, Ship Type 2G Corea (-163°C, 500 kg/m³, 0,25 barg), NAUTICUS (Newbuilding), E0, W1-OC, ICS, TMON, PLUS-2 (Longitudinal member only), LCS (SID), COAT 2, CLEAN.

E' stata progettata e costruita in accordo alla normativa navale internazionale vigente, in particolare in accordo all' IGC code "Code for the construction and equipment of ships carrying liquefied gases in bulk".

I sistemi di sicurezza della nave sono quindi in linea con i criteri internazionali esistenti per le navi gasiere.

A seguito della conversione della nave metaniera in Terminale galleggiante del tipo FSRU, la classe di appartenenza sarà C HULL FSRU, secondo quanto stabilito da RINA (Registro Italiano Navale).

2.1.2. Regolamentazione navale

Dopo la conversione, l'FSRU sarà classificata da RINA (Registro Italiano Navale) in accordo alle RINA "Rules for the classification of floating units intended for production, storage and offloading of liquid hydrocarbons or intended for storage, offloading and regasification of liquefied gases" (Gennaio 2008).

L'FSRU manterrà la conformità al IGC Code "International code for construction and equipment of ship carrying liquefied gases in bulk".

Si segnala che in conformità al Regolamento RINA sopra indicato, RINA emetterà un Certificato di Classe in cui saranno specificati il servizio di stoccaggio, trasbordo e rigassificazione del gas naturale liquefatto e, nella navigazione, il sito dove il Terminale galleggiante verrà abilitato per operare permanentemente ancorato al fondo marino tramite il monormeggio.

RINA è la Società di classifica italiana ed è membro dell'IACS (International Association of Classification Societies). Il Certificato di Classe fornito da RINA è il documento confermando che il Terminale è stato progettato e costruito in conformità con i regolamenti di RINA stesso (conformi ai principi fissati internazionalmente dall'Organizzazione Marittima Internazionale – IMO), ed è, pertanto, autorizzato all'attività per il quale è stato concepito. Per mantenere la sua Classe mentre è in servizio, il Terminale deve essere sottoposto ad ispezioni periodiche ed a verifiche più approfondite e dettagliate che avvengono ogni cinque anni, quando viene rinnovato il Certificato di Classe.

In applicazione al Regolamento RINA sopra citato, e in particolare a quanto indicato al Capitolo 1 paragrafo 3, il RINA emetterà un Certificato di Qualifica attestante che il

monormeggio è conforme alla Guida per la Progettazione, la Costruzione, e l'Installazione di Sistemi di Posizionamento Monormeggio considerando che il Terminale risulta iscritto sotto la bandiera italiana al "Registro delle Unità Galleggianti e Unità Navali Minori"; verrà applicata la seguente normativa:

1. Legge 5 giugno 1962, n. 616, sulla sicurezza della navigazione e della vita umana in mare.
2. Regolamento per la Sicurezza della Navigazione e della Vita Umana in Mare D.P.R. 8/11/91, n. 435 e successive integrazioni per quanto applicabile ad un galleggiante (Libro III, Titolo VIII).
3. Regolamento per l'Assegnazione della Linea di Massimo Carico alle Navi mercantili (Bordo libero Nazionale Italiano) D.P.R. 13.03.1967, n. 579.
4. Decreto Italiano del 28.08.1987 relativo all'obbligo di certificazione, in conformità all'allegato I della Convenzione MARPOL 73/78, alle petroliere e alle navi diverse da queste non tenute a munirsi di Certificato IOPP.
5. Regolamento Italiano per la Stazzatura delle Navi D.M. 25.07.1918 e successive integrazioni.
6. Norme di attuazione delle Direttive 96/98/CE e successivi emendamenti, per quanto applicabile.
7. Adeguamento della normativa sulla sicurezza e salute dei lavoratori marittimi a bordo delle navi mercantili e da pesca nazionali Decreto Legislativo 27 luglio 1999, n. 271.
8. Igiene ed abitabilità Legge n. 1045 del 16/06/1939 integrata dalla Circolare Ministeriale n° 4141679 Div. XIV del 06.04.1995.
9. Convenzione relativa alla prevenzione sulle collisioni in mare del 1972 (COLREG) e successive integrazioni.
10. Norme RINA per la progettazione, la costruzione ed il collaudo degli ascensori per passeggeri ed equipaggio in applicazione al D.P.R. 8/11/91, n. 435 di cui al punto 2.
11. Regolamento RINA per le sistemazioni di carico e scarico e per gli altri mezzi di sollevamento a bordo delle navi in applicazione al D.P.R. 8/11/91, n. 435 di cui al punto 2.
12. Norme provvisorie per il trasporto marittimo alla rinfusa delle merci pericolose allo stato gassoso, norme per gli allibi e procedure amministrative per il rilascio dell'autorizzazione all'imbarco ed il nulla osta allo sbarco delle merci medesime. Decreto Ministeriale n. 673/2007 datato 02 Agosto 2007 del Ministero dei Trasporti.

Si segnala che in conformità alle Normative sopra indicate, al galleggiante in oggetto verranno rilasciati da parte della competente Autorità Marittima Italiana o da RINA per conto dell'Amministrazione Italiana le seguenti Certificazioni:

- a. Certificato di Idoneità (in conformità ai punti 1, 2, 6 e 9), emesso da parte dell'Autorità Marittima sulla base di visite eseguite anche dal RINA;
- b. Certificato di Bordo Libero Nazionale (in conformità al punto 3) emesso dal RINA;

- c. Certificato di Conformità alla MARPOL 73/78 Annesso I (in conformità al punto 4) emesso dal RINA;
- d. Certificato di Stazza Nazionale (in conformità al punto 5) emesso da parte dell'Autorità Marittima sulla base di visite eseguite dal RINA;
- e. Certificazione inerente la sicurezza e salute dei lavoratori marittimi a bordo delle navi mercantili (in conformità ai punti 7 e 8) emesso da parte dell'Autorità Marittima;
- f. Certificato di Qualifica degli ascensori (in conformità al punto 10) emesso dal RINA;
- g. Registro dei Mezzi di Carico e Scarico (in conformità al punto 11) emesso dal RINA.
- h. Certificato Internazionale per il trasporto alla rinfusa di gas allo stato liquido.
- i. Nulla osta alle operazioni di accosto e di allibo emesso dall'Autorità Marittima, in conformità ai Decreti di cui al sopra indicato punto 12.

Si evidenzia inoltre che le procedure operative del Terminale saranno definite in accordo al Decreto 2 Agosto 2007 (G.U. n. 203 del 1/09/07), sopra citato al punto 12.

3. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

Nel presente capitolo si riportano le principali informazioni riguardanti le fasi di processo del ciclo produttivo del Terminale, di seguito elencate:

- sistema di ricevimento e stoccaggio del GNL (fase F1);
- vaporizzazione GNL e invio GN alla rete (fase F2);
- produzione di energia (fase F3);
- sistema acqua mare (fase F4);
- sistema trattamento acque reflue (fase F5).

Preme evidenziare come risultino presenti differenti modalità operative del Terminale, definite come segue:

- UNLOADING – tale modalità risulta caratterizzata dalla contemporanea presenza della nave metaniera che rifornisce GNL al Terminale e dall’invio (tramite condotta sottomarina) di GN rigassificato alla rete Snam Rete Gas (di seguito SRG);
- HOLDING – tale modalità contempla la normale attività di rigassificazione del Terminale in assenza di scarico di GNL da nave metaniera. La rigassificazione può essere effettuata con uno, due oppure tre vaporizzatori, in funzione della richiesta a terra di GN, nel rispetto della massima capacità annua autorizzata, pari a 3,75 miliardi di Sm³. Lo specifico assetto operativo in cui la portata di rigassificazione viene significativamente ridotta fino ad un limite in cui tutte le apparecchiature criogeniche compresi i vaporizzatori utilizzati per le operazioni di sendout rimangono a temperatura criogenica e pienamente disponibili per l’esercizio, è chiamata “Micro-sendout”. Questa configurazione consente l’immediato incremento della portata di rigassificazione ai livelli di normale operatività.
- ZERO SEND OUT – tale modalità considera i periodi in cui non si svolge l’attività di rigassificazione all’interno del Terminale. Si fa presente che in questo assetto, onde consentire il mantenimento a temperatura criogenica di alcune parti dell’impianto (cisterne, rcondensatore, pompe di rilancio), è comunque necessario che una quantità molto esigua di GNL venga fatta circolare all’interno di questo circuito per una portata complessiva di circa 50 m³/h.

La differenza sostanziale nell’operare con le suddette modalità consiste nella formazione di Boil Off Gas (di seguito BOG), che viene successivamente inviato alla fase di produzione di energia; nella fase di “unloading”, difatti, viene generato un quantitativo superiore di BOG mentre nella fase di “holding” e di “zero send out” il BOG viene inviato alla fase di produzione energia per permettere l’autosostentamento energetico del Terminale.



Figura 3.1 - Ormeggio della nave metaniera al Terminale

3.1. SISTEMA DI RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL – FASE F1

3.1.1. Ricevimento e scarico del GNL

Le navi metaniere (LNG Carrier) che trasporteranno il GNL al Terminale saranno della stessa tipologia di quelle utilizzate per i terminali ubicati a terra.

Il Terminale tramite il sistema di carico può essere approvvigionato da navi metaniere di capacità di stoccaggio variabile.

Il trasferimento del GNL tra il Terminale e la nave metaniera è possibile grazie ad un sistema composto da:

- N.2 bracci di carico per il GNL di 16" che comprendono un collettore, un sistema di rilascio in caso di emergenza e un sistema idraulico di connessione/disconnessione rapido;
- N.1 braccio di carico per il vapore BOG di 16", completato sempre con un collettore, un sistema di rilascio in caso di emergenza e un sistema idraulico di connessione/disconnessione rapido;
- N.1 braccio ibrido che può essere utilizzato sia per il GNL che per il vapore in caso di indisponibilità di uno dei bracci precedentemente citati;
- sistema dedicato di controllo e monitoraggio.

I bracci di carico usati per il trasferimento del GNL sono costituiti da:

- un riser verticale;
- due sezioni mobili, una che rimane a bordo del Terminale e una esterna, che è completata con un collettore a flangia, libero di muoversi grazie a connessioni snodabili.

I bracci di carico sono dotati inoltre di un sistema di monitoraggio della posizione (Position Monitoring System PMS) che permette di monitorare la posizione del braccio durante il suo funzionamento tramite potenziometri.



Figura 3.2 - Bracci di carico

Pompe per sistema spray (Spray Pumps)

In ogni serbatoio è installata una pompa utilizzata dal sistema spray. Questa pompa è di tipo verticale sommerso ed il loro raffreddamento e la lubrificazione sono ottenuti pompando GNL. Le pompe permettono l'alimentazione del GNL:

- al sistema spray a ugelli di ogni serbatoio per il raffreddamento dello stesso;
- al collettore di carico per assicurare che il sistema di carico rimanga ad una temperatura criogenica quando non si eseguono operazioni di trasferimento;
- ai vaporizzatori per il servizio fuel gas, o
- ai vaporizzatori per i servizi di carico.

Le pompe sono monitorate da un circuito di controllo che regola una valvola posta allo scarico della pompa stessa. Lo scarico è dotato inoltre di una linea di ricircolo verso il serbatoio, dove è installata una ulteriore valvola di controllo, che ha il compito di regolare la pressione di ingresso al sistema spray.

Recupero di BOG (Boil Off Gas)

Durante la fase di carico l'eventuale produzione di vapori (BOG) dovuta a:

- vaporizzazione di GNL durante il trasferimento dovuto all'ingresso di calore nel sistema del carico;
- vaporizzazione del GNL a contatto con le pareti del serbatoio all'inizio delle operazioni di carico;
- vaporizzazione del GNL per riscaldamento dovuto al pompaggio,

viene rimandata, attraverso il braccio di carico dedicato al vapore, alla nave approvvigionatrice. La pressione all'interno dei serbatoi di stoccaggio (regolata dal compressore BOG) è mantenuta ad una pressione leggermente maggiore rispetto alla pressione della LNG Carrier in modo da ridurre la vaporizzazione del GNL caricato e permettere il flusso naturale di vapore dai serbatoi del Terminale ai serbatoi della nave metaniera tramite il braccio di carico dedicato.

Compressore BOG

Il compressore BOG invia il gas dal collettore vapore al ricondensatore.

Questo compressore è del tipo centrifugo controllato da un sistema IGV e da un ricircolo. All'aspirazione del compressore è installato un de-surriscaldatore che permette di raffreddare il flusso di GN iniettando una piccola quantità di GNL attraverso un sistema spray ad ugelli. Il de-surriscaldatore è utilizzato per garantire che la temperatura di mandata del compressore sia entro i limiti stabiliti. A valle del compressore è installato un demister per evitare il trascinarsi di liquido in modo da proteggere il compressore.

Nella configurazione operativa di "unloading" la pressione dei serbatoi è regolata dallo stesso compressore BOG.

Il valore di pressione nei serbatoi viene mantenuto leggermente maggiore di quello presente nei serbatoi della LNG carrier in modo da ridurre la vaporizzazione del GNL caricato e permettere il flusso naturale di vapore dai serbatoi del Terminale a quelli della nave metaniera.

Compressori HD

I compressori HD (High Duty), nella fase di caricazione, hanno il compito di favorire il ritorno dei vapori dal Terminale verso la nave metaniera qualora la differenza di pressione, fra i serbatoi del Terminale e quelli della nave metaniera, non fosse sufficiente.

Ricondensatore BOG

Come detto precedentemente, durante la fase di caricazione vi è la massima produzione di BOG.

Il compressore BOG invia pertanto i vapori in eccesso al ricondensatore.

Il ricondensatore è un serbatoio verticale che è utilizzato:

- come vaso di aspirazione per la mandata delle pompe di rilancio ad alta pressione (Booster) verso il vaporizzatore;
- per ricondensare i vapori di gas (BOG) in eccesso nella fase di UNLOADING;
- per aggiungere azoto nel flusso di GNL verso il vaporizzatore, quando non sono rispettati i requisiti dell'indice di Wobbe nel flusso di gas naturale e ne è richiesta una riduzione.

Il ricondensatore è costituito nella parte superiore da due camere concentriche, in quella centrale è presente un letto a riempimento. Normalmente il letto è parzialmente fluidizzato e soltanto la porzione del letto che non è fluidizzata costituisce l'area di scambio per la ricondensazione del gas.

Il ricondensatore opera ad una pressione di 5 barg. A questa pressione il GNL in entrata è sottoraffreddato e assorbe naturalmente N₂ e BOG. Il flusso di GNL che alimenta il ricondensatore è suddiviso in due parti tramite valvole di controllo, una parte è convogliata verso il letto a riempimento e l'altra verso la parte inferiore del ricondensatore. L'azoto, utilizzato per la correzione dell'indice di Wobbe, e il BOG sono immessi entrambi nel "letto a riempimento" (zona ad alta efficienza di ricondensazione). Nella parte alta del ricondensatore, sopra il letto, è installato un distributore di liquido per garantire una distribuzione efficiente di liquido/gas. Il GNL in uscita dal ricondensatore viene inviato dalle pompe BOOSTER verso i vaporizzatori.

Durante le condizioni di normale funzionamento in uscita non sarà presente nessun flusso di vapore che verrà tutto ricondensato.

3.1.2. Stoccaggio del GNL

La nave metaniera possiede 4 serbatoi di contenimento di GNL del tipo Moss sferici, ognuno del diametro di 40,5 m. I serbatoi sferici di tipo Moss sono resistenti al fenomeno dello "sloshing" del gas liquido causato dal movimento di una metaniera o di un Terminale galleggiante.

Come già accennato, per ridurre i possibili fenomeni di sversamento, i serbatoi sono riempiti in conformità a quanto previsto dal Codice IGC.

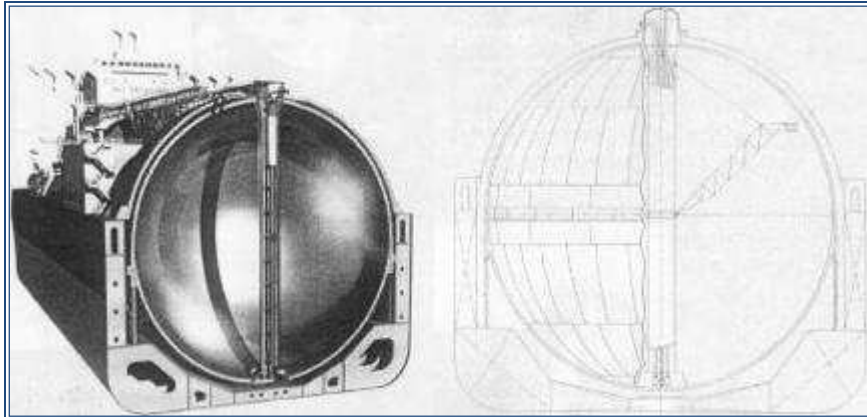


Figura 3.3 - Serbatoio Moss

I serbatoi Moss sono costruiti in alluminio criogenico ed isolati con polistirene espanso. Nella progettazione dei serbatoi è stato adottato il concetto "leak before failure", questo presume che se si dovesse formare una fessura, essa si propagherebbe lentamente senza arrivare immediatamente ad una rottura critica. Nel caso eccezionale in cui si abbia la rottura, si verificherebbe una fuoriuscita minima di GNL dato che la parziale barriera secondaria presente è in grado di contenerla per un periodo di 15 giorni dal momento in cui avvenga la perdita a quello in cui si dovesse arrivare alla rottura critica, tempo sufficiente per provvedere allo svuotamento del serbatoio. La superficie esterna del serbatoio è completamente ricoperta con pannelli isolanti, con lo scopo di contenere le basse temperature del GNL ed evitare che la temperatura dello scafo interno e relative strutture vadano al di sotto della minima temperatura di progetto. Il sistema MOSS, per il fatto di essere un sistema di contenimento "autoportante", offre il vantaggio di avere il serbatoio (lato esterno) e l'isolamento facilmente ispezionabili.

Al fine di monitorare costantemente i parametri di processo, su ciascun serbatoio sono installati i seguenti sistemi di controllo:

1. due sistemi indipendenti di misura del livello:
 - strumento di tipo radar per monitorare il livello del GNL nel serbatoio e dare allarmi di alto e basso livello;
 - switch di livello indipendenti (HL e HHL) che intervengono e bloccano le operazioni di carico, nel caso in cui gli altri sistemi di prevenzione falliscono e consentono di evitare il sovrariempimento del serbatoio;
2. strumentazione per la misura della temperatura, che consente di misurare il profilo di temperatura a vari livelli.

Sono previsti molteplici sistemi di protezione dei serbatoi al fine di scongiurare l'eccessivo innalzamento e abbassamento della pressione al loro interno.

Pompe del carico (Cargo Pumps)

Ciascun serbatoio è dotato, inoltre, di una pompa di carico, di tipo verticale sommerso il cui sistema di lubrificazione e raffreddamento è ottenuto pompando GNL. Le pompe del carico

sono utilizzate per trasferire GNL da un serbatoio all'altro o per mescolare il GNL all'interno dello stesso. Queste pompe sono coinvolte nelle operazioni di:

- miscelamento del contenuto del serbatoio per eliminare la possibilità di rollover;
- svuotamento di un serbatoio per manutenzione o per emergenza;
- travaso del GNL in altro serbatoio per avaria alla pompa principale.

La portata delle pompe è controllata manualmente dall'operatore tramite l'attuazione di una valvola a globo.

Generazione di BOG

All'interno dei serbatoi in cui è stoccato il GNL si ha la formazione di vapori di BOG dovuta all'apporto di calore dall'ambiente esterno.

Nelle normali condizioni operative di stoccaggio e in Holding mode, tutto il BOG formatosi nei serbatoi viene inviato al sistema di fuel gas, per la produzione di energia elettrica, tramite i compressori LD. Se la richiesta di fuel gas supera il BOG prodotto nei serbatoi, la quantità aggiuntiva viene prelevata con uno spillamento del gas di sendout a valle dei vaporizzatori. In modalità di Unloading, il BOG prodotto nei serbatoi supera la richiesta di fuel gas, e l'eccedenza viene inviata tramite il BOG compressor al ricondensatore per essere reimpressa nel GNL. La pressione all'interno dei serbatoi viene mantenuta intorno a valori di 40 ÷ 200 mbarg. Nella configurazione operativa di "holding" o "zero send out" la pressione dei serbatoi è regolata dagli stessi compressori LD.

Compressori LD

I compressori LD (Low Duty) hanno il compito di prelevare il gas dal collettore del BOG e di convogliarlo al sistema di fuel gas attraverso lo scambiatore di calore LD. La portata dei compressori è regolata dal fabbisogno del fuel gas system; nel caso in cui questa sia superiore alla quantità di BOG formatasi nei serbatoi, la portata del compressore verrà controllata dalla pressione del collettore di BOG.

I compressori LD sono a flusso radiale con la scatola motore integrata. La loro capacità è controllata attraverso la variazione della velocità, da un sistema IGV (Inlet Guide Valve) e da un ricircolo. Il processo prevede che un compressore sia continuamente operativo in modo da poter alimentare il gas al sistema fuel gas.

3.2. RIGASSIFICAZIONE DEL GNL- FASE F2

Pompe interne (In-Tank Pumps)

Il GNL è inviato dai serbatoi al ricondensatore, tramite l'utilizzo di quattro pompe sommerse di tipo centrifugo in grado di lavorare ad una velocità costante ed il cui raffreddamento e lubrificazione sono ottenuti dal pompaggio del GNL stesso. L'avvio e l'arresto delle pompe sono controllati dall'operatore che assicura che le pompe in azione siano sufficienti a garantire la portata adeguata. Ogni pompa presenta anche una linea di minimum flow che assicura un'alimentazione minima alle stesse.

Pompaggio del GNL (Pompe di rilancio – Booster)

Tre pompe BOOSTER (pompe di rilancio) aspirano il GNL dal ricondensatore e lo inviano ai vaporizzatori. Le pompe BOOSTER consentono di portare la pressione del gas liquefatto in uscita dal ricondensatore al valore di pressione caratteristico del sistema di vaporizzazione. Le pompe installate sono di tipo verticale sommerse, con il motore direttamente accoppiato alla pompa stessa, in cui il GNL garantisce la lubrificazione e il raffreddamento della pompa e del motore. In condizioni nominali sono sufficienti due pompe in attività ed una di riserva. La portata di GNL è regolata dalle valvole di controllo installate sulla linea che alimenta ogni vaporizzatore. Ogni pompa inoltre è dotata di una linea di recupero verso il ricondensatore, per evitare che la pompa lavori al di sotto delle condizioni operative minime. Le pompe BOOSTER sono dotate di uno sfiato che permette di convogliare i vapori formati verso il ricondensatore ed evitare il loro accumulo alla mandata della pompa stessa. In caso di emergenza, ogni pompa può essere isolata individualmente tramite valvole di blocco installate nella condotta di aspirazione e di scarico.

Vaporizzatori GNL

Tre vaporizzatori a fluido intermedio, del tipo Tri-Ex, sono installati per vaporizzare il GNL. Durante il normale esercizio i tre vaporizzatori possono funzionare anche simultaneamente (senza riserva). I vaporizzatori Tri-Ex utilizzano propano come fluido intermedio ed acqua di mare come fluido riscaldante primario. Un serbatoio di propano è installato sul ponte di processo per drenare il vaporizzatore durante la manutenzione (programmata almeno ogni 3 anni).

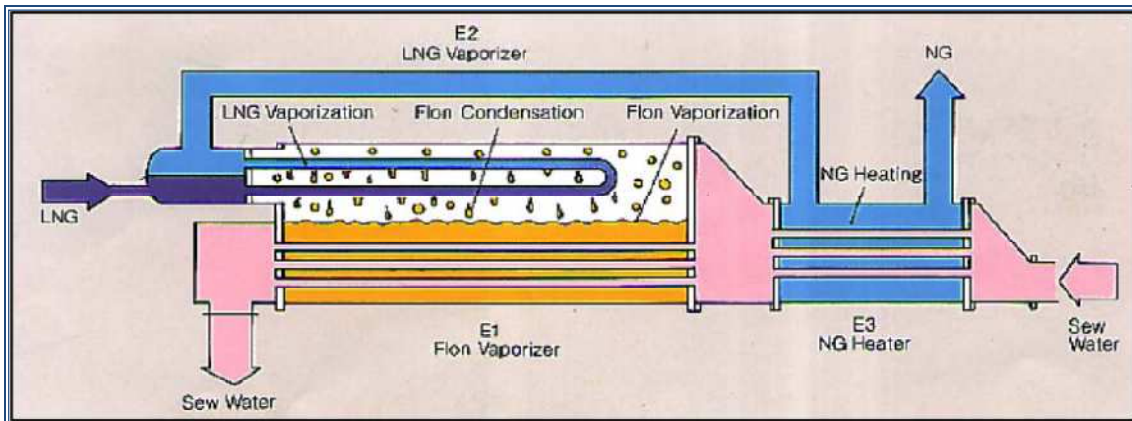


Figura 3.4 - Vaporizzatore Tri-Ex

Al fine di migliorare l'efficienza termica globale del FSRU l'acqua di mare verrà prima impiegata nel condensatore principale del vapore utilizzato per la produzione di energia elettrica e successivamente inviata ai vaporizzatori IFV. Questo permetterà di innalzare la temperatura dell'acqua di mare all'ingresso del IFV e quindi diminuire la differenza di temperatura tra la presa di acqua mare e lo scarico dai vaporizzatori.

Impianto dell'azoto per il controllo dell'Indice di Wobbe

Nel caso in cui il GNL importato sia caratterizzato da una miscela caratterizzata da un potere calorifico superiore alle specifiche di immissione in rete, all'interno del ricondensatore viene iniettato un certo quantitativo di azoto a seconda delle esigenze. L'iniezione di azoto viene effettuata utilizzando un sistema dedicato capace di produrre un flusso di azoto pari a 10.400 Sm³/h (nelle condizioni di riferimento di 15° C e 1.013 mbar). L'analizzatore dell'Indice di Wobbe per il gas in uscita controlla in continuo la qualità del gas da esportare e, se necessario, controlla l'iniezione del giusto flusso di azoto agendo automaticamente sul sistema di controllo della capacità dell'impianto di correzione dell'Indice di Wobbe. Tale sistema è munito di uno start-up automatico e manuale ed è dotato di allarmi di malfunzionamento e di shutdown automatico per proteggere l'unità.

Il sistema azoto comprende inoltre tre serbatoi che hanno il compito di regolare le fluttuazioni di pressione in modo da garantire un flusso di azoto con condizioni di purezza e pressione costante.

Sistema di trasporto del gas

La condotta sottomarina realizzata da SRG trasporterà il gas dal Terminale "FSRU Toscana" alla Rete magliata Nazionale. Il limite di progetto tra OLT e SRG è costituito dalla prima flangia situata a valle della stazione marina di collegamento tra condotta e Terminale, posta sul fondale marino sotto l'FSRU (Entry Point).

3.3. PRODUZIONE DI ENERGIA - FASE F3

La produzione di energia elettrica è assicurata dai seguenti generatori:

- No. 2 turbogeneratori a vapore della potenza di 10 MW ciascuno di nuova installazione;
- No. 2 turbogeneratori a vapore della potenza di 3,35 MW ciascuno;
- No. 1 generatore diesel da 3,35 MW (in alcune condizioni di non normale operatività);
- No. 1 generatore diesel da 850 kW (per emergenza).

Le motrici dei turbogeneratori a vapore sono alimentate con vapore surriscaldato avente una pressione massima di circa 62 Bar e temperatura di 510°C prodotto da due caldaie capaci di produrre cadauna 55.000 kg/h al massimo di vapore surriscaldato.

Nelle condizioni di esercizio più gravose, il vapore necessario per i turbogeneratori è circa il 70% della capacità nominale delle caldaie e ciò rappresenta un fattore di sicurezza in quanto le caldaie non vengono mai utilizzate alla massima capacità di produzione di vapore.

Durante le normali condizioni operative, le caldaie utilizzano come combustibile il Boil-off gas dei serbatoi di stoccaggio del GNL e, nel caso questo fosse insufficiente, la quantità mancante può essere prelevata dal gas prodotto dall'impianto di rigassificazione.

Durante le normali operazioni il Boil-off prodotto nei serbatoi è inviato mediante un compressore (LD compressor) ad un riscaldatore (LD Heater) e quindi alle caldaie, mentre il combustibile eventualmente prelevato dall'impianto di rigassificazione (send-out) è inviato direttamente al suddetto riscaldatore.

Come già accennato, in alcune condizioni di non normale operatività quali ad esempio malfunzionamenti, emergenze, manutenzione e in caso di assenza di GNL all'interno dei serbatoi del Terminale per mancato arrivo di navi metaniere di approvvigionamento, per mantenere il Terminale in condizioni di sicurezza, l'energia elettrica necessaria sarà prodotta attraverso l'utilizzo di Marine Gas Oil (MGO) per alimentare le caldaie collegate ai turbogeneratori a vapore, o i generatori diesel, in base al carico elettrico e alla configurazione di generatori richiesti.

3.4. SISTEMA ACQUA MARE- FASE F4

L'acqua mare viene aspirata mediante pompe dedicate attraverso diverse prese ubicate nello scafo del Terminale. In particolare gli utilizzi del sistema acqua mare possono essere ricondotti a:

- processo di rigassificazione;
- raffreddamento apparecchiature ausiliarie;
- generatori di acqua dolce (lavanda e potabile);
- impianto zavorra;
- condensatore ausiliario;

- raffreddamento circuito principale acqua dolce;
- impianto acqua spruzzata (impianto water spray);
- impianto antincendio e servizi generali;
- impianto antincendio di emergenza e schiuma ad alta espansione.

In termini di portata, la funzione principale dell'acqua di mare è quella dell'utilizzo a servizio dei vaporizzatori; essa viene introdotta nel sistema attraverso la presa mare denominata "SCOOP" (o PA1), posizionata nella carena della nave. Da questa presa l'acqua viene aspirata da quattro pompe centrifughe, di cui una di riserva, e inviata ai vaporizzatori tramite una linea indipendente.

Per aumentare l'efficienza termica globale del Terminale, l'acqua è utilizzata prima come fluido di raffreddamento per il condensatore principale, dove subisce un incremento di temperatura di circa 2 gradi centigradi.

Questo aumento di temperatura permette di ridurre la differenza di temperatura tra la presa e lo scarico dell'acqua di mare di processo per la rigassificazione del GNL.

Dal condensatore principale, l'acqua di mare viene inviata all'impianto di rigassificazione tramite una linea separata. Qui avvengono l'evaporazione del propano nel primo stadio dei vaporizzatori a fluido intermedio, ed il riscaldamento del GN nel secondo stadio.

L'acqua di mare fredda proveniente dai vaporizzatori viene convogliata in un collettore comune e scaricata in mare a prua in prossimità della mezzeria del Terminale.

Al fine di prevenire la crescita e la proliferazione di microrganismi marini incrostanti, nel sistema di circolazione dell'acqua di mare è prevista l'iniezione di ipoclorito di sodio (autoprodotta mediante elettroclorazione) negli ingressi principali. In particolare, il sistema MGPS (Marine Growth Prevention System) installato, fornito dalla Siemens, permette di ottenere ipoclorito di sodio (NaOCl) e idrogeno (H₂) dall'elettrolisi dell'acqua di mare.

La quantità di ipoclorito di sodio immessa nel flusso garantisce un tenore di cloro attivo libero nelle acque che vengono scaricate in mare in accordo con i requisiti di legge (D. Lgs 152/06 e s.m.i.). Come meglio descritto nel seguito, per lo scarico principale (SF15/SF15 b) relativo alle acque di rigassificazione, vengono, inoltre, osservati limiti allo scarico ancora più restrittivi, in ottemperanza a quanto prescritto nell'ambito del procedimento di Verifica di Esclusione dalla VIA (Provvedimento DVA-2010-0025280 del 20/10/2010, così come modificato dal Provvedimento DVA-2011-0024915 del 04/10/2011).

Il funzionamento del sistema di iniezione di ipoclorito allo scoop assicura un controllo costante della quantità di ipoclorito iniettato nella presa mare, in modo tale che il tenore di cloro attivo libero allo scarico sia sempre nei valori consentiti, anche al variare delle condizioni di funzionamento ed in presenza di eventuale cloro residuo nell'acqua aspirata dal mare.

Infatti, la quantità di ipoclorito iniettato nella presa mare PA1 (scoop) non è costante, ma modulata retroattivamente in funzione dei seguenti parametri operativi:

- numero delle pompe in marcia (e quindi quantità di acqua mare prelevata);
- contenuto di cloro attivo libero rilevato in continuo allo scarico principale del sistema di vaporizzazione (SF15b).

Le due suddette regolazioni, attive contemporaneamente, sono completamente indipendenti e costantemente monitorate.

Per quanto riguarda la regolazione relativa alle pompe, vengono inviate al sistema di iniezione di ipoclorito di sodio informazioni relative al numero delle pompe funzionanti e lo stesso pertanto consente di regolare la quantità di ipoclorito immessa nella presa mare.

Tale regolazione permette di dosare la quantità di ipoclorito in funzione del reale flusso di acqua prelevata dalla presa mare.

In corrispondenza dello scarico SF15b viene effettuata la misurazione in continuo del contenuto di cloro attivo libero presente nell'acqua di mare utilizzata per la rigassificazione e la registrazione dei valori ottenuti (Data record).

Dall'analizzatore viene inviato al sistema di iniezione di ipoclorito nella presa mare un segnale estrapolato dal tenore di cloro attivo libero rilevato allo scarico. In funzione del valore di detto segnale, viene regolata la quantità di ipoclorito da iniettare.

Lo scarico principale risulterà, infine, provvisto di allarmi di soglia del cloro attivo libero, in conformità a quanto previsto nel documento "*Piano di Monitoraggio e Controllo, Istruzioni per la Redazione, da parte del Gestore di un Impianto IPPC, del Piano di Monitoraggio e Controllo*" approvato dal Comitato di Coordinamento Tecnico istituito con D.G.R.T. No. 151 del 23 Febbraio 2004, ai sensi dell'art. 2 della L.R. 61/03, nella seduta del 30 Gennaio 2006.

Come già anticipato, tutti i valori di allarme, intervento e regolazione relativi allo scarico SF15b saranno tarati su valori significativamente inferiori a quelli consentiti dalle leggi vigenti (il limite di cloro attivo libero allo scarico è pari a 0.05 mg/l a fronte di un limite di 0.2 mg/l previsto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i.).

Il bilancio idrico del sistema acqua mare del Terminale è costituito da:

- punti di approvvigionamento idrico:
 - PA1 (SCOOP – presa per acqua di raffreddamento per il sistema di vaporizzazione, il sistema di generazione azoto per l'indice di Wobbe ed il thruster),
 - PA4 (presa a servizio dell'impianto di distillazione, per il circuito principale dell'acqua dolce di raffreddamento, per l'impianto gas inerte e per il sistema zavorra);
- punti di scarico idrico:
 - SF2 (sistema ausiliario di raffreddamento),
 - SF4 (acque di zavorra),
 - SF5 (eiettori sistema zavorra),
 - SF9 (sistema di raffreddamento Wobbe Index),
 - SF10 (sistema di raffreddamento del thruster),
 - SF15/SF15b (vaporizzatori + cortina acqua per spillamenti GNL),
 - SF17 (sistema gas inerte),

- SF18 (unità di potabilizzazione acqua),
- SF19 (impianto di distillazione),
- SF29 (reflui domestici),
- SF 30 (cortina bracci di carico).

Risultano, inoltre, presenti ulteriori punti di scarico (SF1, SF3, SF6, SF7, SF8, SF11, SF12, SF13, SF14, SF16, SF20, SF21, SF22, SF23, SF24, SF25, SF26, SF27, SF28) con funzionamento raro (connesso ad es. all'esecuzione di test periodici delle apparecchiature o al drenaggio di particolari equipment), oppure impiegati in caso di emergenza, di guasti, in caso di evento meteorico o in fase manutentiva.

3.5. SISTEMA TRATTAMENTO ACQUE REFLUE - FASE F5

Le acque grigie provenienti dai bagni, docce e lavabi dei locali di alloggio vengono convogliate in una nuova cassa da 10 m³ dove vengono mischiate con le acque nere provenienti dalla cassa di 6 m³ del sistema sottovuoto. Qui vengono triturate ed inviate all'impianto di trattamento liquami.

Una cassa di capacità massima pari a 92 m³ sarà adibita alla raccolta dei fanghi risultanti dall'impianto di trattamento liquami per essere trasferiti, tramite la stazione di scarica sul ponte coperta, al mezzo di appoggio o alla bettolina delle ditte autorizzate e poi scaricate alla stazione di ricezione a terra. Questa cassa può essere adibita anche alla raccolta di tutte le acque nere e grigie prodotte a bordo in caso di manutenzione o avaria all'impianto di trattamento liquami.

Le acque provenienti dalla cucina saranno decantate e filtrate per eliminare il contenuto di olio prima di essere convogliate nella nuova cassa da 10 m³. Inoltre vi è una cassa da 1 m³ per la raccolta degli scarichi dei "troppopieni" dell'impianto di trattamento e dell'impianto sotto vuoto.

Due pompe 582-PX-001 A/B di scarico sanitario da 20 m³/h sono utilizzate per inviare i fanghi o i reflui al collettore per lo scarico in coperta per essere trasferiti a terra. Due pompe di trasferimento da 1100 l/h e due pompe per la triturazione da 4 m³/h sono adibite all'invio dei reflui all'impianto di trattamento liquami dalla cassa di raccolta da 10 m³.

L'impianto di trattamento acque reflue opera con il sistema di aerazione dei fanghi attivi/sospesi, accelerando il processo biologico naturale per produrre un effluente pulito e sicuro da scaricare a mare.

L'impianto di trattamento è diviso in tre compartimenti:

- compartimento di aerazione: rimozione delle sostanze organiche tramite ossidazione batterica aerobica. Il CO₂ risultante è inviato all'atmosfera attraverso il sistema di rilascio, mentre l'acqua è inviata con i batteri verso il compartimento di sedimentazione.
- compartimento di sedimentazione: è progettato per far precipitare tutta la materia solida sul fondo come fango attivo, il quale è rinviato al compartimento di aerazione

dove sarà mischiato con i liquami non trattati. Il liquido soprannatante è poi inviato al compartimento di disinfezione.

- compartimento di disinfezione: in questa sezione il disinfettante (ipoclorito di sodio) è miscelato all'effluente per l'abbattimento dei colibatteri. Sulla mandata fuoribordo viene aggiunto e miscelato all'effluente il bisolfito di sodio per neutralizzare la concentrazione di cloro residuale.

L'impianto di trattamento di acque reflue è progettato per 60 persone, considerando una produzione di 25 l/persona/giorno di acque nere, 110 l/persona/giorno dai bagni più 70 l/persona/giorno dalla lavanderia, avente un carico di BOD (Richiesta Biologica di Ossigeno) pari a 125 g/persona/giorno.

L'effluente scaricato in mare è in accordo con la normativa nazionale vigente (Tabella 1, Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs No. 152/06) e con la MEPC 159 (55):

- Domanda Biologica di Ossigeno (BOD5) < 25 mg/l
- Domanda Chimica di Ossigeno (COD) < 125 mg/l
- Solidi totali sospesi < 35 mg/l
- Coliformi fecali < MPN 100/100 ml
- Livello di cloro residuo < 0,5 mg/l
- pH da 6 a 8.5.

4. DEFINIZIONE DELL'ATTIVITÀ IPPC

Le attività produttive dell'impianto in oggetto sono comprese nell'Allegato VIII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. "*Norme in materia ambientale*" ed in particolare nell'attività IPPC 1.1 "Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW".

5. PRODUZIONE ED APPROVVIGIONAMENTO MATERIE PRIME E AUSILIARI

5.1. APPROVVIGIONAMENTO MATERIE PRIME

La materia prima per il processo di rigassificazione risulta essere il Gas Naturale Liquefatto (GNL) approvvigionato tramite navi metaniere.

Sono presenti inoltre altre sostanze ausiliarie al processo, utilizzate soprattutto per la manutenzione delle apparecchiature e per le fasi transitorie, che vengono sempre approvvigionate via mare.

Si evidenzia che il Marine Gas Oil (MGO) sarà utilizzato nelle casistiche di non normale operatività già descritte al Paragrafo 3.3.

5.2. APPROVVIGIONAMENTO IDRICO

L'approvvigionamento idrico viene effettuato tramite diverse prese di acqua di mare presenti presso il Terminale.

Come già descritto al Paragrafo 3.4, al fine di prevenire la crescita e la proliferazione di microrganismi marini incrostanti, in corrispondenza di tali prese è prevista l'immissione di ipoclorito di sodio.

5.3. PRODUZIONE

Il Terminale riceve il GNL via mare e produce Gas Naturale rigassificato che, quindi, invia alla condotta sottomarina appartenente alla rete di SRG.

La produzione annua massima di gas non supererà i 3.750.000.000 Sm³/anno.

6. ENERGIA

6.1. ENERGIA ELETTRICA

Il Terminale di rigassificazione risulta in grado di sostenersi energeticamente.

Come già accennato al Paragrafo 3.3, la produzione di energia elettrica è assicurata dai seguenti generatori:

- No. 2 turbogeneratori a vapore acqueo della potenza di 10 MW ciascuno di nuova installazione;
- No. 2 turbogeneratori a vapore acqueo della potenza di 3,35 MW ciascuno;
- No. 1 generatore diesel da 3,35 MW (per emergenza, manutenzione e in assenza di GNL a bordo per mancato arrivo di navi metaniere di approvvigionamento);
- No. 1 generatore diesel da 850 kW (per emergenza).

6.2. ENERGIA TERMICA

L'impianto esistente di produzione di vapore che alimenta i turbogeneratori per la produzione di energia elettrica, consta di due caldaie. Tali caldaie vengono alimentate, durante le normali condizioni operative, con il gas naturale presente all'interno del Terminale; in particolare il gas inviato risulta essere costituito dai vapori di BOG (Boil Off Gas) generati a causa dell'apporto di calore ai serbatoi dall'ambiente esterno.

7. EMISSIONI

7.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA

L'emissione principale generata dal processo in oggetto risulta essere quella prodotta dalle caldaie utilizzate per la produzione di vapore successivamente inviato alle turbine a vapore presenti per la produzione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento dell'intero ciclo produttivo.

Il Terminale presenta due punti di emissione convogliate in atmosfera (E1 e E2) costituite dalle due linee di scarico fumi separate, una per ogni caldaia, convergenti in un unico camino dotato di setto centrale.

Per quanto concerne la valutazione degli effetti ambientali sull'atmosfera dovuti all'esercizio del Terminale ed alle navi metaniere di approvvigionamento si fa presente come le simulazioni condotte abbiano evidenziato una completa conformità ai limiti vigenti ed in particolare è emerso come le ricadute sulla costa siano inferiori di diversi ordini di grandezza ai limiti normativi e determinino un contributo assolutamente trascurabile rispetto agli attuali livelli di qualità dell'aria nelle Province di Pisa e Livorno.

È comunque previsto il monitoraggio in continuo sulle emissioni al camino per i seguenti inquinanti:

- NOx;

- NO₂;
- PM;
- COV (come TOC);
- CO;
- CO₂.

Si evidenzia infine che il Terminale è dotato di un sistema di "venting", finalizzato alle emissioni in atmosfera con criteri di sicurezza dei gas che dovessero essere rilasciati in caso di guasti ed emergenze. In particolare il sistema prevede due distinti punti di rilascio in atmosfera, entrambi posti sulla sommità di una torretta, realizzata mediante una struttura reticolare avente altezza di circa 70 m dal ponte di coperta del Terminale.

Le due colonne sono deputate:

- una, dal diametro pari a 30 pollici, alle emissioni dei vapori di GNL (GNL/GN Cold Vent System),
- l'altra dal diametro pari a 12 pollici, alle emissioni dei vapori di Propano (Propane Cold Vent System).

In queste colonne vengono convogliati i gas dai serbatoi K.O. Drums (GNL/GN e Propano) che a loro volta raccolgono gli scarichi delle valvole di sicurezza delle linee ad alta e bassa pressione, delle valvole di sicurezza dei serbatoi, dei vaporizzatori, delle pompe booster, del ricondensatore, nonché gli scarichi delle valvole di "Blow down" (BDV).

7.2. SCARICHI IDRICI

All'interno del Terminale risultano presenti differenti punti di scarico idrico, relativi ai differenti utilizzi presenti dell'acqua approvvigionata.

Come già descritto al Paragrafo 3.4 al fine di garantire il controllo del quantitativo di cloro attivo libero immesso in mare è previsto il monitoraggio in continuo dell'acqua di rigassificazione mediante analizzatore posto allo scarico del sistema di vaporizzazione (SF15b).

Le acque reflue derivanti dagli scarichi domestici vengono inviate ad un idoneo sistema di trattamento che permette lo scarico entro i limiti di legge definiti dalla normativa vigente (MEPC 159/55 e D.Lgs No. 152/06). Al fine di controllare tale emissione verranno effettuati periodicamente (ogni 6 mesi), da laboratori esterni, controlli analitici su tale scarico.

Si sottolinea che al fine di valutare l'impatto degli scarichi sull'ambiente idrico è stato effettuato apposito studio modellistico 3D che ha evidenziato l'assenza di interferenze significative sia sull'ambiente idrico che sugli organismi pelagici, nectonici, bentonici e planctonici presenti nell'area.

7.3. RIFIUTI

Le tipologie di rifiuto generate presso il Terminale durante il suo normale funzionamento sono riconducibili alla presenza di personale a bordo, al funzionamento dei macchinari necessari alla produzione di energia ed alle possibili attività manutentive.

La gestione di tali rifiuti verrà effettuata in accordo alla Convenzione Internazionale MARPOL (Annessi I, IV e V), interamente recepita dalla normativa italiana, ed all'Ordinanza dell'Autorità Portuale di Livorno 26 Novembre 2009, No. 24 "Regolamento relativo all'Organizzazione della Raccolta e Gestione dei Rifiuti prodotti dalle Navi e dei Residui del Carico nel Porto di Livorno". Come previsto da tale Convenzione le quantità di rifiuti prodotti saranno registrate negli appositi registri dei rifiuti di bordo (Registro degli Idrocarburi e Registro per i Rifiuti Solidi).

7.4. EMISSIONI SONORE

Al fine di valutare l'impatto acustico è stato condotto apposito studio nel quale sono state inserite le informazioni relative alla rumorosità delle singole apparecchiature e la struttura del Terminale di rigassificazione.

Da tale studio, redatto da tecnico competente in acustica ambientale, non sono emersi particolari problemi di rumore ambientale.

7.5. ULTERIORI ASPETTI AMBIENTALI CORRELATI AL TERMINALE

All'interno del Terminale non risultano presenti manufatti in amianto.

Non risultano presenti neanche trasformatori contenenti PCB in quantitativi superiori a quanto indicato dalla normativa vigente.

Non sono prevedibili disturbi significativi sulle aree limitrofe, sulle aree costiere e sulle specie animali dell'area, considerato il fatto che il terminale è posta a 12 miglia dalla costa relativamente agli odori, all'impatto luminoso ed elettromagnetico.

8. PIANO DI CONTROLLO

La Società ha redatto il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) sulla base delle indicazioni riportate nella Linea Guida in materia di "Sistemi di Monitoraggio", che costituisce l'Allegato II del Decreto 31 Gennaio 2005 recante *"Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'Allegato I del Decreto Legislativo 4 Agosto 1999, No. 372"* (Gazzetta Ufficiale No. 135 del 13 Giugno 2005) e con i contenuti previsti nel documento "Il contenuto minimo del Piano di Monitoraggio e Controllo" (Febbraio 2007). Nella redazione di tale Piano è stato, inoltre, fatto riferimento alla "Guida tecnica per i gestori dei Sistemi di Monitoraggio in Continuo delle emissioni in atmosfera (SME)" redatto da ISPRA e ARPA APPA (69/2011).

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC), adottato dal Terminale, è finalizzato alla rilevazione sistematica dei dati di processo al fine di consentire:

- la valutazione di conformità rispetto ai limiti emissivi prescritti;
- la valutazione delle prestazioni ambientali dei propri processi e delle modalità di gestione adottate in modo da rilevare tempestivamente eventuali situazioni non previste e predisporre le necessarie azioni correttive;
- la verifica dell'efficacia dei progetti di miglioramento intrapresi;
- la raccolta dei dati ambientali richiesti ai fini delle periodiche comunicazioni alle autorità competenti.

Nello spirito, inoltre, di perseguire un'ottimale gestione operativa delle attività di monitoraggio e controllo, il Piano è mirato in modo particolare all'analisi di quei parametri individuati come rilevanti e che, in quanto tali, necessitano di un controllo sistematico.

9. SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE

Ad oggi OLT si è già dotata, nell'ambito di un sistema di gestione integrato, delle certificazioni ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, OSHAS 18001:2007 ed SA 8000:2008 (si veda anche l'Allegato A.12).

Una volta entrato in esercizio il Terminale, nell'ambito dell'IMS (Integrated Management System), è prevista l'acquisizione della certificazione UNI EN ISO 14001 e della registrazione EMAS III, anche ai sensi dell'Atto Unilaterale di sottomissione con la Regione Toscana del 26 Luglio 2005.