



## **TERMINALE GALLEGGIANTE DI RIGASSIFICAZIONE FSRU - TOSCANA**



### ***ALLEGATO B18*** ***Relazione Tecnica dei Processi Produttivi***

Agosto 2010



## INDICE

<b>1. INTRODUZIONE .....</b>	<b>5</b>
<b>1.1. Profilo del proponente .....</b>	<b>7</b>
<b>1.2. Profilo della società realizzatrice del progetto .....</b>	<b>8</b>
<b>1.3. Profilo della società realizzatrice della documentazione AIA .....</b>	<b>8</b>
<b>2. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PROCESSO .....</b>	<b>9</b>
<b>3. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO .....</b>	<b>12</b>
<b>3.1. Sistema di ricevimento e stoccaggio del Gnl – FASE F1 .....</b>	<b>13</b>
3.1.1. <i>Ricevimento e scarico del GNL .....</i>	<i>13</i>
3.1.2. <i>Stoccaggio del GNL .....</i>	<i>16</i>
<b>3.2. Rigassificazione del GNL- FASE F2 .....</b>	<b>18</b>
<b>3.3. Produzione di energia - FASE F3 .....</b>	<b>20</b>
<b>3.4. Sistema Acqua Mare- FASE F4 .....</b>	<b>21</b>
<b>3.5. Sistema trattamento acque reflue - FASE F5 .....</b>	<b>22</b>
<b>3.6. Dati di produzione e di approvvigionamento materie prime .....</b>	<b>24</b>
3.6.1. <i>Approvvigionamento materie prime .....</i>	<i>24</i>
3.6.2. <i>Approvvigionamento idrico .....</i>	<i>25</i>
3.6.3. <i>Produzione .....</i>	<i>27</i>
<b>4. ENERGIA .....</b>	<b>28</b>
<b>4.1. Energia elettrica .....</b>	<b>28</b>
<b>4.2. Energia termica .....</b>	<b>28</b>
<b>5. EMISSIONI .....</b>	<b>29</b>
<b>5.1. Emissioni in atmosfera .....</b>	<b>29</b>
5.1.1. <i>Determinazione delle emissioni in atmosfera .....</i>	<i>29</i>
<b>5.2. Emissioni fuggitive .....</b>	<b>29</b>
5.2.1. <i>Metodologia di valutazione EPA-453/R-95-017 .....</i>	<i>30</i>
<b>5.3. Scarichi idrici .....</b>	<b>33</b>
5.3.1. <i>Impianto di trattamento effluenti liquidi .....</i>	<i>35</i>
5.3.2. <i>Acque meteoriche .....</i>	<i>36</i>
<b>5.4. Rifiuti .....</b>	<b>37</b>
<b>5.5. Emissioni sonore .....</b>	<b>38</b>
<b>5.6. Ulteriori aspetti ambientali correlati al terminale .....</b>	<b>38</b>
<b>6. STABILIMENTI A RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE .....</b>	<b>39</b>
<b>7. PIANO DI CONTROLLO .....</b>	<b>39</b>

<b>7.1. Regolazione e controllo dell'impianto .....</b>	<b>39</b>
<b>7.2. Manutenzione dell'impianto .....</b>	<b>40</b>

## 1. INTRODUZIONE

La società OLT (Offshore LNG Toscana) sta realizzando un'unità off-shore di rigassificazione e stoccaggio (FSRU – Floating Storage and Regasification Unit) di gas naturale liquefatto (GNL) avente:

- Capacità massima di movimentazione di gas naturale pari a 3,75 miliardi di Sm<sup>3</sup>/anno;
- Capacità massima di stoccaggio pari a 135.000 m<sup>3</sup> di gas naturale liquefatto.

Il terminale verrà realizzato modificando una nave convenzionale adibita al trasporto di GNL dotata di cisterne sferiche di tecnologia MOSS.

Il terminale galleggiante FSRU sarà ancorato in mare aperto, a 12 miglia nautiche dalla riva, di fronte alle coste del Comune di Livorno (Regione Toscana); nella zona di ancoraggio il mare presenta una profondità pari a 120 metri

Il terminale sarà ancorato stabilmente nel punto prefissato tramite un sistema a torretta installato a prua, contenente i riser di collegamento con la sealine sottomarina.

Nel processo di rigassificazione saranno impiegati 3 vaporizzatori a fluido intermedio di tipo Tri-Ex, che possono funzionare anche simultaneamente; in particolare, per le valutazioni di approvvigionamento e consumo del terminale è stato ipotizzato il funzionamento simultaneo dei tre vaporizzatori per 75 giorni all'anno mentre per i restanti 275 giorni è stato ipotizzato il funzionamento contemporaneo di due vaporizzatori.

In essi il GNL verrà prima di tutto vaporizzato per mezzo della condensazione del propano (fluido intermedio) e successivamente surriscaldato 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 trasportato a terra.

Qualora risulti necessaria una correzione dell'Indice di Wobbe<sup>1</sup>, 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 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, collegato alla rete di Snam Rete Gas, in località Suese del Comune di Collesalveti.

---

<sup>1</sup> L'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 
$$I_w = \frac{V_c}{\sqrt{G_s}}$$



*La metaniera Golar Frost in navigazione prima della sua riconversione*



*Fotosimulazione del terminale GNL*

### 1.1. PROFILO DEL PROPONENTE

OLT è la Società Proprietaria, Proponente e Gestore 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 internazionali 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 Europa detiene il 46.79%
- IRIDE Mercato detiene il 41.71%
- ASA Azienda Servizi Energetici detiene il 5.08%
- Golar Offshore LNG Toscana Limited detiene il 2.69%
- OLT Energy detiene il 3.73%



Il Gruppo Iride ed E.ON detengono complessivamente il 93,58% e pertanto hanno il controllo della Società.

E' in corso la procedura per la selezione dell'operatore che gestirà il Terminale. Quest'ultimo sarà scelto tra Società che si possono definire "Armatori" e/o "Full Management Company", cioè in grado di offrire un servizio di gestione completo e qualificato, maturato nella gestione di unità offshore. A questa categoria appartengono società internazionali, armatrici o gestori di flotte di navi metaniere.

OLT ha elaborato insieme ai propri advisor finanziari il programma di finanziamento per il progetto che prevede un investimento globale di oltre 600 milioni di Euro.

### **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 di ogni parte 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 la recente acquisizione 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 dell'LNG in Africa. Saipem S.p.A. 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 predisposti dalla società Saipem è stata predisposta la documentazione a sostegno della Richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale.

### **1.3. PROFILO DELLA SOCIETÀ REALIZZATRICE DELLA DOCUMENTAZIONE AIA**

La redazione della documentazione a supporto della richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale è stata effettuata dalla società Ambiente sc.

Ambiente è una società di ingegneria ambientale e laboratori che opera dal 1984 su tutto il territorio nazionale.

In questi anni si è sempre più consolidata come supporto alle aziende del territorio nazionale per l'ottenimento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale sia di competenza nazionale che di competenza regionale e provinciale.

## 2. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PROCESSO

Le caratteristiche principali del terminale sono:

- Capacità di stoccaggio GNL<sup>2</sup> (98,5% del volume totale): 135.000 m<sup>3</sup>
- Capacità massima di stoccaggio GNL (100% del volume totale): 137.100 m<sup>3</sup>
- Capienza degli alloggi massima: 44 persone
- Vita di progetto del terminale galleggiante: 20 anni
- Operatività annua di progetto: 350 giorni/anno
- Capacità annua di produzione di gas: 3.000.000.000 Sm<sup>3</sup>/anno
- Capacità annua massima di produzione di gas: 3.750.000.000 Sm<sup>3</sup>/anno
- Pressione massima di export del gas: 80 bar
- Temperatura gas: 3 -50° C
- Indice di Wobbe: 11,300 – 12,500 Kcal/Sm<sup>3</sup>

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 ed in parte da sistemi che saranno aggiunti o modificati durante la trasformazione.

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 recupero vapore;
- sistema di ormeggio laterale.

I sistemi da installare, invece, sono:

- sistema di ancoraggio del terminale (torretta sulla prua);
- bracci di carico GNL;
- pompe di rilancio per l'invio del GNL ad alta pressione ai vaporizzatori (pompe booster);
- sistema di ricondensazione del vaporizzato in eccesso;
- vaporizzatori;
- sistema acqua mare per la vaporizzazione;

---

<sup>2</sup> Al fine di ridurre la probabilità di sovrariempimento, i serbatoi vengono riempiti al massimo al 98,5%.

- tubazioni addizionali;
- apparecchiature ausiliarie.

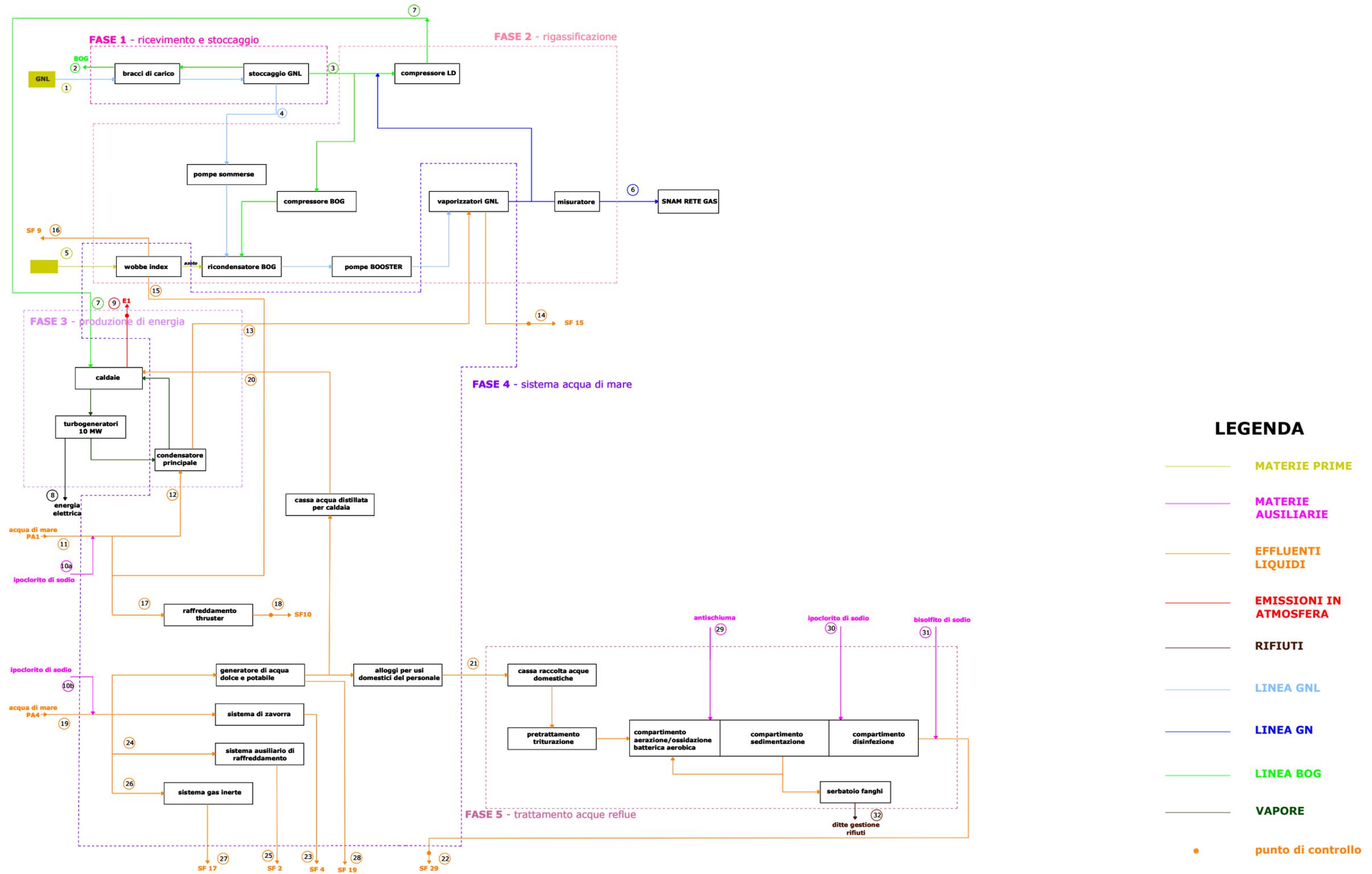
Gli impianti per la gestione del GNL consentiranno di:

- caricare il GNL attraverso i bracci di carico da metaniere collegate al fianco del terminale;
- stoccare il GNL ed alimentarlo agli impianti di vaporizzazione;
- trasferire il GNL da una cisterna all'altra;
- ventilare (con aria secca o gas), inertizzare, raffreddare o riscaldare come richiesto le cisterne del carico e gli spazi sottocoperta adiacenti alle cisterne;
- drenare le linee del liquido, le cisterne e gli spazi sottocoperta adiacenti alle cisterne;
- raffreddare le linee di carico e dei bracci del carico prima di una operazione di trasferimento di GNL.

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.

Nella figura seguente si riporta la schematizzazione del processo nelle normali condizioni di esercizio.



Schema a blocchi del ciclo produttivo

### 3. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

Nel presente capitolo si riportano le principali informazioni riguardanti le seguenti fasi di processo del ciclo produttivo del terminale:

- 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;
- 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. Preme evidenziare come le massime condizioni operative contemplino l’impiego di 3 vaporizzatori per massimo 75 giorni e di 2 vaporizzatori per i restanti 275 giorni;
- ZERO SEND OUT – tale modalità considera i periodi in cui non si svolge l’attività di rigassificazione all’interno del terminale.

La differenza sostanziale nell’operare in tali modalità consiste nella formazione di BOG (Boil Off Gas) che viene successivamente inviato alla fase di produzione di energia; nella fase di unloading, difatti, viene prodotto un quantitativo superiore di BOG mentre nella fase di holding, nel caso si ritenesse necessario, è possibile inviare parte del metano rigassificato alla fase di produzione energia per permettere l’autosostentimento energetico del terminale.



*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 (“Shuttle”) 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 carrier con capacità variabile da 65.000 m<sup>3</sup> a 138.000 m<sup>3</sup>. Il sistema di trasferimento consente di caricare il terminale in 12 ore, con una portata pari a circa 12.000 m<sup>3</sup>/h utilizzando 3 bracci per il GNL e 1 per il vapore, in 16 ore se se ne usano solo 2.

Normalmente sono previsti 42 scarichi all’anno.

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

- 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;
- 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;
- 1 braccio ibrido che può essere utilizzato sia per GNL che per 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 flessibili.

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



*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 e il 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 nella sezione equatoriale;
- 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 LD se il GNL deve essere vaporizzato per ottenere fuel gas, o
- ai vaporizzatori HD per la gassificazione dei serbatoi.

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 un condotto di riflusso verso il serbatoio, dove è installata una ulteriore valvola di controllo, che ha il compito di regolare la pressione di ingresso al sistema spray.

### **Generazione di BOG (Boil Off Gas)**

Durante la fase di carico vi è un'eccessiva 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.

In questa configurazione operativa la pressione dei serbatoi è regolata dallo stesso compressore BOG. La pressione all'interno dei serbatoi di stoccaggio è mantenuta ad una pressione leggermente maggiore, di circa 200 mbarg, 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.

### **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 uno scrubber per evitare il trascinamento 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 nave 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 caricamento, 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 caricamento 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 (Booster) verso il vaporizzatore;
- per ricondensare i BOG;
- 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.

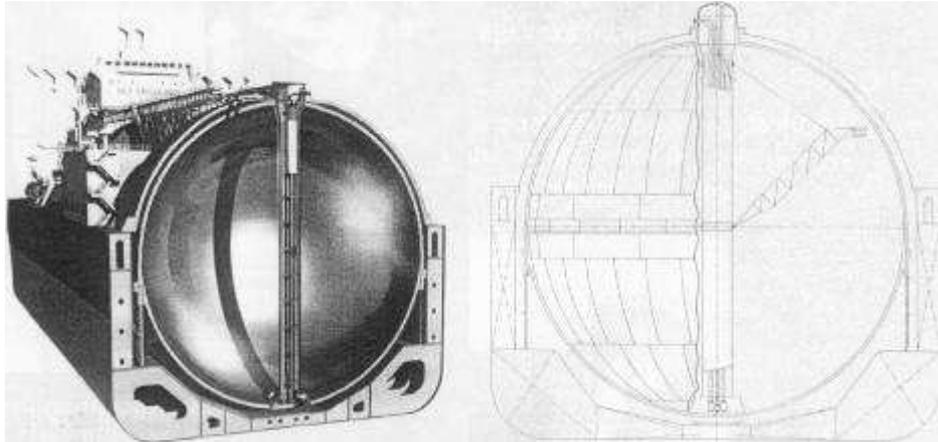
Il ricondensatore opera ad una pressione di 5 barg. A questa pressione il GNL in entrata è sottoraffreddato e assorbe naturalmente N<sub>2</sub> e BOG. Il flusso di GNL che alimenta il ricondensatore è suddiviso in due parti tramite valvole di controllo, una parte è convogliata verso il letto a riempimento 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). A monte 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 pompato dalle pompe BOOSTER verso i vaporizzatori.

Durante le condizioni di normale funzionamento in uscita non sarà presente nessun flusso di gas, dal momento che tutto il gas verrà 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.

Per ridurre i possibili fenomeni di sversamento, i serbatoi sono al massimo riempiti al 98,5% per una capacità totale massima pari a 135,000 m<sup>3</sup>.



*Serbatoio Moss*

I serbatoi Moss sono progettati in alluminio 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 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 indipendente che interviene e blocca le operazioni di carico, nel caso in cui gli altri sistemi di prevenzione falliscono e consente di evitare il sovrariempimento del serbatoio;
2. strumentazione per la misura della temperatura, che consente di misurare il profilo di temperatura.

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 ridurre la possibilità di rollover;
- svuotamento di un serbatoio per manutenzione o per emergenza;
- travaso del GNL in altro serbatoio per avaria alla pompa interna.

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, tutto il BOG formatosi nei serbatoi viene inviato al sistema di fuel gas, per la produzione di energia elettrica, tramite i compressori LD. 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 capacità dei compressori è regolata dal fabbisogno di gas del fuel gas system; nel caso in cui questa sia superiore alla quantità di BOG formatasi nei serbatoi, la capacità 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 Vane) 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)**

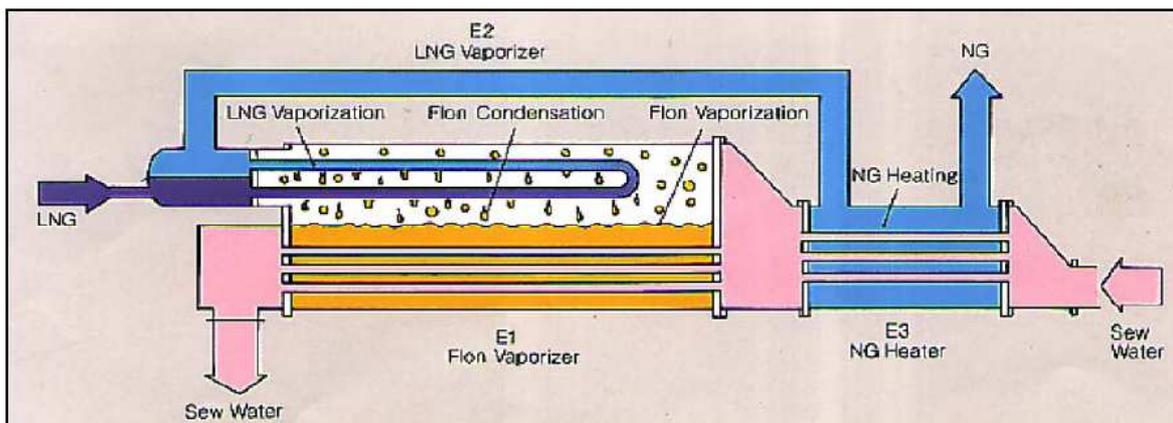
Il GNL è inviato dai serbatoi al ricondensatore, tramite l'utilizzo di quattro pompe sommerse di tipo centrifugo in grado di lavorare ad una velocità costante ed il cui raffreddamento e lubrificazione sono ottenuti dal pompaggio del GNL stesso. L'avvio e l'arresto delle pompe sono controllati dall'operatore 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, sempre aperto, 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 - Vaporizzatore Tri-ex*

Al fine di migliorare l'efficienza termica globale del FSRU l'acqua di mare verrà prima utilizzata 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 troppo ricca, per poter soddisfare le 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 Sm<sup>3</sup>/h (nelle condizioni di riferimento di 15° C e 1013 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 del sistema 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**

una condotta sottomarina realizzata da Snam Rete Gas (SRG) trasporterà il gas dal Terminale FSRU – Toscana alla Rete 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.

### **3.3. PRODUZIONE DI ENERGIA - FASE F3**

L'esistente impianto a vapore situato nella sala macchine è modificato per renderlo adatto alle esigenze del terminale. Le tubazioni del vapore che alimentano le turbine di propulsione sono scollegate e rimosse. La turbina di propulsione di bassa pressione sarà rimossa dalla loro posizione sopra il condensatore principale. Due nuove turbine a vapore saranno installate nell'esistente officina sita sul lato di dritta sul 3° ponte. La nuova linea di scarico del vapore dalle turbine è collegata al nuovo ingresso vapore del condensatore principale.

L'impianto esistente consta di due caldaie per la produzione di vapore. Ciascuna caldaia ha una portata di vapore surriscaldato, in uscita, di 55 t/h a 62 barg e 510°C. Le caldaie, i bruciatori e il sistema di ventilazione verranno modificati per garantire basse emissioni di NO<sub>x</sub>. Dopo la conversione il sistema di generazione potenza avrà la seguente configurazione:

- 2 turbogeneratori da 3.350 kW ciascuno (esistenti);
- 2 turbogeneratori da 10.000 kW ciascuno (nuovi).

Entrambi i turbogeneratori da 10 MW saranno progettati per permettere lo spillamento di vapore per servizi ausiliari.

L'energia necessaria al terminale nelle diverse condizioni operative viene prodotta dai 2 nuovi turbogeneratori da 10 MW ognuno.

In caso di avaria di uno dei due turbogeneratori, la potenza necessaria può essere fornita dai 2 turbogeneratori esistenti da 3,35 MW ognuno e, in caso di emergenza, dal diesel da 3,35 MW.

Sarà inoltre disponibile a bordo un generatore diesel di emergenza da 850 kW per i servizi essenziali in caso di black-out.

#### **3.4. SISTEMA ACQUA MARE- FASE F4**

L'acqua mare è introdotta nel sistema attraverso diverse prese ubicate nel terminale. In particolare gli utilizzi del sistema acqua mare possono essere ricondotti a:

- processo di rigassificazione;
- raffreddamento apparecchiature ausiliarie;
- generatori di acqua dolce e potabile;
- sistema zavorra;
- condensatore ausiliario;
- raffreddamento circuito principale acqua dolce;
- impianto acqua spruzzata (impianto deluge);
- 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 utilizzata a servizio dei vaporizzatori che viene introdotta nel sistema attraverso una presa mare, indicata come "SCOOP", posizionata nella carena della nave.

Da questa presa mare 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 da 1 a 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 mezza nave del Terminale.

Al fine di prevenire la crescita e la proliferazione di microrganismi marini incrostanti il sistema di circolazione dell'acqua di mare è prevista l'iniezione di ipoclorito di sodio (autoprodotta mediante elettroclorazione) negli ingressi principali. La quantità di ipoclorito di sodio utilizzata è in accordo con i requisiti di legge (D. Lgs 152/06 e s.m.i.) per le acque che poi vengono scaricate in mare.

### **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 m<sup>3</sup> dove vengono mischiate con le acque nere provenienti dalla cassa di 6 m<sup>3</sup> del sistema sottovuoto. Qui vengono triturate ed inviate all'impianto di trattamento.

Una cassa da 92 m<sup>3</sup> sarà adibita alla raccolta dei fanghi per essere trasferiti poi a terra con delle bettoline alle ditte autorizzate. 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.

Le acque provenienti dalla cucina saranno previamente decantate per eliminare il contenuto di olio prima di essere convogliate nella nuova cassa da 10 m<sup>3</sup>. Inoltre vi è una cassa da 1 m<sup>3</sup> per la raccolta degli scarichi dei troppopieni dell'impianto.

Due pompe 582-PX-001 AS/B di scarico sanitario da 4 m<sup>3</sup>/h sono utilizzate per inviare i fanghi o i reflui al collettore per lo scarico a terra. Due pompe per la triturazione sono adibite all'invio dei reflui all'impianto di trattamento dalla cassa di raccolta da 10 m<sup>3</sup>.

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 CO<sub>2</sub> 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 al mare è in accordo con la MEPC 159 (55):

- Domanda Biologica di Ossigeno (BOD<sub>5</sub>) < 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

***Portata di produzione di fanghi***

Il sistema sarà scaricato ogni 3 giorni. Il volume del compartimento di sedimentazione è uguale a 1,02 m<sup>3</sup>, cioè, una produzione di fanghi media di circa 340 l/giorno. I fanghi saranno inviati al serbatoio di stoccaggio di fanghi.

### 3.6. DATI DI PRODUZIONE E DI APPROVVIGIONAMENTO MATERIE PRIME

#### 3.6.1. 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.

Nella tabella seguente si riporta il riepilogo dei consumi medi previsti sul terminale, sulla base dei dati storici estrapolati dalla documentazione della nave metaniera LNG Carrier Golar Frost.

TIPOLOGIA	DESCRIZIONE	UTILIZZO	CONSUMO ANNUO
Materia prima combustibile	GNL	Vaporizzazione Produzione energia	5.670.000 m <sup>3</sup>
Combustibile	Marine Diesel Oil	Produzione energia	15,2 t
Fluido intermedio dei vaporizzatori (IFV)	Propano	Vaporizzazione	-
Prodotto chimico ausiliario	Ipoclorito di sodio	Trattamento acqua	2.200 l
	Bisolfito di sodio	Trattamento acqua	2.900 l
	NALFLEET 79100 ELECTROCLEAN	Detergente per le parti elettriche	50 l
	NALFLEET 79106 CARBON CLEAN	Agente di rimozione del carbone	88 l
	NALFLEET 79110 MULTICLEAN	Detergente multiuso	55 l
	NALFLEET 79112 METAL BRIGHTENER	Agente di rimozione della ruggine cleaner e sgrassante	85 l
	AMEROID OWS	Agente di pulizia per macchine ed attrezzature. Detergente per carene a separazione rapida	35 l
	AMEROYAL CF	Prodotto chimico per il trattamento degli evaporatori.	125 l
	SLCC-A	Trattamento dell' acqua delle caldaie. Agente di controllo della corrosione per il trattamento delle condutture del vapore	280 l
	BOILER PHOSPHATE AMPOULE REFILL	Prodotto per l'analisi ed il monitoraggio della qualità dell'acqua. (per le caldaie)	24 l
GC	Trattamento dell' acqua della caldaie. Controllo dell' alcalinità dell'	5,7 l	

TIPOLOGIA	DESCRIZIONE	UTILIZZO	CONSUMO ANNUO
		acqua delle caldaie. Aumenta il pH dell'acqua della caldaie	
	TOTAL HARDNESS Titrets	Prodotto per l'analisi della durezza dell'acqua	Da definire nella fase operativa del terminale
	TOTAL HARDNESS Valve assembly	Prodotto per l'analisi della durezza dell'acqua	Da definire nella fase operativa del terminale
	AMEROID RSR RUST STAIN REMOVER	Agente di pulizia per macchine ed attrezzature. Separatore di ruggine e scorie	75 l
	SNC 2000	Separatore di carbonio non cresilico (carbon remover)	10 l
	ADJUNCT B	Trattamento dell'acqua della caldaie. Raddolcimento della acqua. Precipitazione di durezza calcica dell'acqua della caldaie per evitare depositi di scorie.	8,53 kg
	CWT Titrets	Prodotto per l'analisi dell'acqua di raffreddamento	Da definire nella fase operativa del terminale
	CWT Valve Assembly	Prodotto per l'analisi dell'acqua di raffreddamento	Da definire nella fase operativa del terminale
	DREWCLEAN 2000	Sgrassatore a separazione rapida	8,5 l
	LIQUIDEWT	Anticorrosivo per il trattamento dell'acqua di raffreddamento in ricircolo	300 l

*Consumo materie prime/ausiliari di impianto*

### 3.6.2. Approvvigionamento idrico

L'approvvigionamento idrico viene effettuato tramite diverse prese di acqua di mare presenti presso il terminale e riportate nella planimetria in **Allegato B19**.

In particolare, nelle condizioni di normale funzionamento del terminale le prese di acqua in funzione risultano essere:

- **PA1** – denominato SCOOP, viene utilizzata come acqua di raffreddamento per il sistema di vaporizzazione, il sistema di generazione azoto per l'indice di Wobbe ed il thruster.
- **PA4** – tale presa risulta 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.

Al fine di prevenire la crescita e la proliferazione di microrganismi marini incrostanti il sistema di circolazione dell'acqua di mare è prevista l'introduzione di ipoclorito di sodio in tali prese.

Tale sostanza viene prodotta mediante il sistema MGPS (Marine Growth Prevention System); tale sistema, prodotto dalla Siemens, permette di ottenere ipoclorito di sodio (NaOCl) e idrogeno (H<sub>2</sub>) dall'elettrolisi dell'acqua di mare. L'ipoclorito viene iniettato nel flusso in quantità tale da risultare in accordo con i requisiti di legge fissati per le acque di scarico.

Sono inoltre presenti ulteriori prese per l'approvvigionamento idrico del terminale utilizzate in situazioni di emergenza; in particolare sono presenti:

- **PA1b** – utilizzato in caso di manutenzione del condensatore principale e in caso di guasto delle pompe principali di invio ai vaporizzatori.
- **PA2** – alimentante l'impianto a schiuma ad alta pressione e l'impianto antincendio di emergenza le cui pompe sono ubicate nell'ex locale bow thruster.
- **PA3** – da questa presa viene approvvigionata l'acqua inviata all'impianto di raffreddamento per il Torside e per la Torretta, la cui pompa è ubicata a poppa sul ponte di coperta.
- **PA4** – sempre attraverso tale presa viene approvvigionata anche l'acqua per il sistema principale antincendio ubicato sul ponte di coperta, in sentina e servizi generali oltre all'acqua che viene spruzzata, in caso di incendio, per la protezione del frontale dei locali di alloggio, delle lance salvataggio, dei duomi dei serbatoi e dei locali di servizio a centro nave.

In tal caso, il sistema di iniezione di ipoclorito di sodio per la prevenzione da microrganismi marini viene impiegato a servizio delle prese PA1b e PA4, come detto in precedenza.

I dati di consumo presunto di acqua di mare durante il normale utilizzo del terminale sono riportati nella tabella seguente.

<b>Pres</b>	<b>Utilizzo</b>	<b>Volume annuo (m<sup>3</sup>/anno)</b>	<b>Consumo giornaliero di punta (m<sup>3</sup>/die)</b>	<b>Portata oraria di punta (m<sup>3</sup>/h)</b>
PA1	Processo	9,46*10 <sup>7</sup>	2,59*10 <sup>5</sup>	1,08*10 <sup>4</sup>
	Raffreddamento	3,37*10 <sup>6</sup>	1,94*10 <sup>4</sup>	8,23*10 <sup>2</sup>
PA4	Igienico sanitario	7,9 *10 <sup>5</sup>	2,16*10 <sup>3</sup>	9,0*10 <sup>1</sup>
	Processo	2,8*10 <sup>6</sup>	6,8*10 <sup>4</sup>	6,5*10 <sup>3</sup>
	Raffreddamento	7,98*10 <sup>6</sup>	2,28*10 <sup>4</sup>	9,5*10 <sup>2</sup>

*Approvvigionamento idrico*

### 3.6.3. Produzione

Il terminale riceve il GNL via mare e produce Gas Naturale rigassificato che, quindi, invia alla rete esterna tramite la condotta sottomarina che unisce il terminale alla rete SNAM.

Il dato di produzione annuale di metano rigassificato risulta pari a:

- capacità annua di produzione di gas: 3.000.000.000 Sm<sup>3</sup>/anno;
- capacità annua massima di produzione di gas: 3.750.000.000 Sm<sup>3</sup>/anno.

## 4. ENERGIA

### 4.1. ENERGIA ELETTRICA

Il terminale di rigassificazione risulta in grado di sostenersi energeticamente. L'energia necessaria al terminale nelle diverse condizioni operative viene, infatti, prodotta da due turbogeneratori da 10 MW ognuno. In caso di avaria di uno dei due turbogeneratori, l'energia necessaria può essere fornita dai due turbogeneratori da 3,35 MW ognuno e, in caso di emergenza, dal diesel generatore da 3,35 MW. Sarà inoltre disponibile un diesel generatore da 850 kW per i servizi essenziali in caso di black-out.

L'energia elettrica annuale prodotta all'interno del terminale risulta pari a circa 168 GWh.

Il consumo di energia elettrica previsto per l'intero anno per l'impianto di rigassificazione risulta pari a 117,4 GWh; nella tabella seguente si riportano i dati di consumo di energia specifici per ciascuna fase descritta precedentemente.

Fase	Energia elettrica consumata (GWh)
F1 – ricezione e stoccaggio	0,0844
F2 – rigassificazione GNL	58,8
F3 – produzione energia	3,1
F4 – sistema acqua mare	31,3
F5 – trattamento acque reflue	0,0924
Alimentazione modulo alloggi, illuminazione, sistemi di controllo e apparecchiature ausiliarie.	24
<b>TOTALE</b>	<b>117,4</b>

*Consumi di energia elettrica*

### 4.2. ENERGIA TERMICA

L'impianto esistente di produzione di vapore, successivamente inviato ai turbogeneratori per la produzione di energia elettrica, consta di due caldaie. Ciascuna caldaia ha una portata di vapore surriscaldato, in uscita, di 55 t/h a 62 barg e 510°C. 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.

Solitamente tutto il BOG formatosi nei serbatoi viene inviato al sistema di fuel gas (e quindi in alimentazione alle caldaie) tramite i compressori LD; in caso di necessità è possibile inviare parte del GN rigassificato dal processo direttamente ai compressori LD e quindi all'alimentazione delle caldaie.

Il consumo totale annuale di energia termica previsto risulta pari a 672,84 GWh, interamente a servizio della fase di produzione di energia (F3).

## 5. EMISSIONI

### 5.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA

#### 5.1.1. Determinazione delle emissioni in atmosfera

All'interno del terminale sono presenti differenti fonti di emissione in atmosfera. Principalmente queste risultano poco significative in quanto a servizio dell'areazione di locali interni al terminale, delle casse di stoccaggio di acqua per differenti usi (antincendio, sistema zavorra, ...), dei sistemi di sicurezza presenti (al cui interno non risultano presenti sostanze cancerogene, tossiche per la riproduzione o mutagene o sostanze di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata) e sistemi di emergenza.

Sulla base dell'analisi delle tipologie e dei quantitativi delle sostanze emesse dai punti di emissione presenti è risultato come l'unica emissione significativa ai sensi del D.Lgs. 152/06 sia 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; preme evidenziare come, sebbene tali emissioni risultino separate, sia presente un unico camino di emissione in atmosfera comune alle due caldaie.

Di seguito si riportano le caratteristiche di tale emissione, la cui ubicazione è riportata in **Allegato B.20**.

Camino	Altezza s.l.m. (m)	Area camino (m <sup>2</sup> )	Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	Inquinanti	Concentrazione (mg/Nm <sup>3</sup> )	Flusso di massa (kg/h)	%O <sub>2</sub>
E1 (Rif.to vent 98)	40,6	2	62.916	NO <sub>x</sub>	150	9,4	3
				CO	62,5	3,9	
				CO <sub>2</sub>	11%	8.928	

Caratteristiche del camino

### 5.2. EMISSIONI FUGGITIVE

La valutazione delle emissioni fuggitive proprie del terminale è stata effettuata secondo le linee guida indicate dall'US-EPA (United States Environmental Protection Agency) nella pubblicazione n. EPA-453/R-95-017 "Protocol for Equipment Leak Emission Estimates".

Di seguito si riportano la descrizione della metodologia EPA, largamente impiegata anche a livello europeo per la valutazione delle emissioni fuggitive presenti in impianti chimici, e la valutazione specifica effettuata nello stabilimento.

### 5.2.1. Metodologia di valutazione EPA-453/R-95-017

Il proposito della metodologia EPA è quello di presentare delle procedure standard per la valutazione dell'emissione di sostanze da perdite della strumentazione presente in impianto.

Per lo sviluppo di tale stima sono state implementate quattro differenti metodologie:

- Approccio 1: average emission factor;
- Approccio 2: screening ranges;
- Approccio 3: EPA correlation;
- Approccio 4: unit-specific correlation.

Tali procedure permettono la stima dei composti organici totali (TOC's).

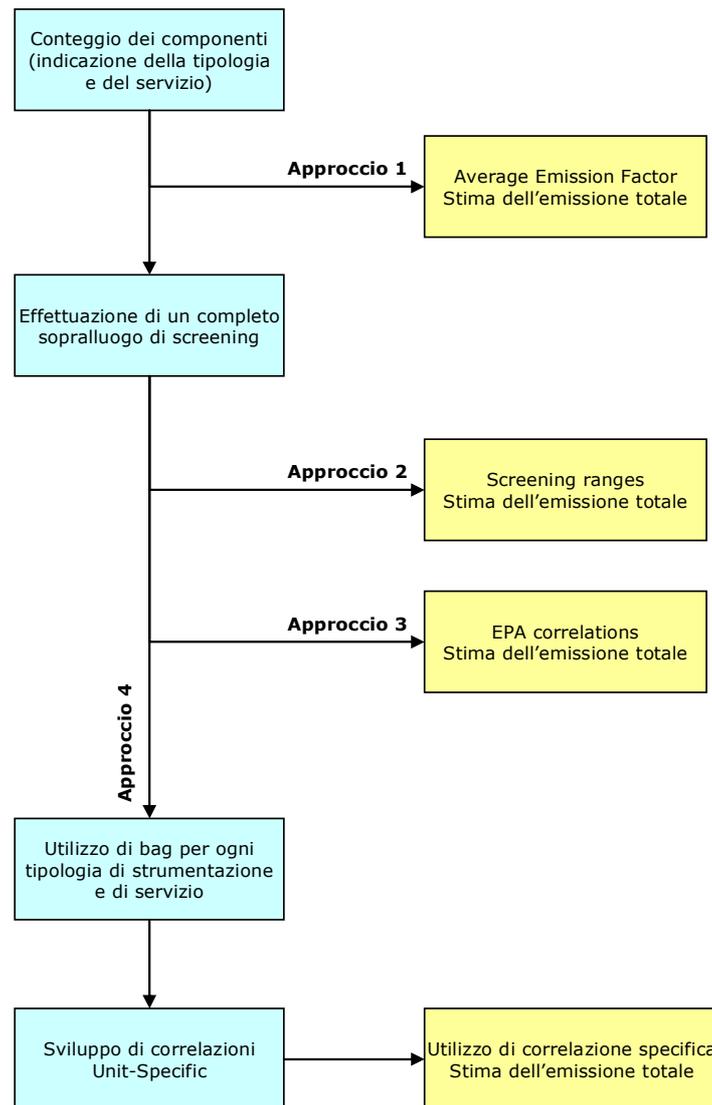
I fattori di emissione e le correlazioni utilizzate per la valutazione delle perdite da strumentazione sono stati analizzati per le industrie petrolifere e di produzione chimica di sostanze organiche sintetiche (SOCMI – synthetic organic chemical manufacturing industry).

In generale, più l'approccio risulta raffinato, maggiore risulta essere il quantitativo di dati richiesto e più accurata risulta quindi la stima di tale emissione. I risultati saranno, quindi, sempre più attinenti allo stabilimento in oggetto e da valori che sovrastimano l'emissione di TOC (ricavati con l'approccio 1) si passerà a valori che descriveranno sempre più la realtà di impianto (ricavati con l'approccio 4).

Negli approcci 1 e 2 i fattori di emissione sono rapportati al quantitativo della strumentazione presente; nel terzo approccio, invece, i valori di concentrazione misurati (valori di screening) nelle immediate vicinanze delle apparecchiature sono utilizzati all'interno di specifiche correlazioni sviluppate da EPA. Infine, nell'approccio 4 le perdite dai componenti presenti vengono misurate tramite apposite campagne di monitoraggio effettuate per un limitato quantitativo di apparecchiature ed i risultati vengono utilizzati in apposite correlazioni.

Tutti gli approcci che verranno di seguito descritti richiedono un accurato conteggio della strumentazione presente con l'indicazione della tipologia (valvole, pompe, connettori, ecc); per alcune di queste deve essere indicata, inoltre, la fase della sostanza in essa contenuta (manipolazione di liquido pesante, liquido leggero o gas).

Nella figura seguente si riporta la schematizzazione delle informazioni richieste per ciascun approccio.



*Valutazione delle emissioni fuggitive – definizione dei differenti approcci indicati da EPA*

Eccezion fatta per l’approccio 1, le restanti metodologie prevedono l’effettuazione di una campagna di misurazione effettuata in situ necessaria per lo screening delle apparecchiature presenti. Tale fase di screening viene effettuata tramite campionamenti realizzati nelle interfacce potenzialmente interessate alle perdite di ogni singola strumentazione presente.

Un valore di screening è una misurazione della concentrazione di sostanza volatile presente nell’aria nelle immediate vicinanze della strumentazione che permette di fornire un’indicazione delle perdite dell’apparecchiatura; tale dato viene espresso in unità di parti per milione su volume (ppmv).

In aggiunta a tutto ciò, l’approccio 4 prevede anche il campionamento dell’aria tramite bag in modo da ottenere la valutazione dell’emissione in termini massivi e quindi correlare i fattori di emissione, indicati da EPA, con valori specifici di impianto ottenuti mediante campionamento in situ.

I fattori di emissione definiti da EPA sono il risultato di studi effettuati su differenti tipologie di impianto (raffinerie, terminali di distribuzione, produzione di oli e gas, impianti per la produzione di sostanze chimiche organiche sintetiche) e su un'ampia gamma di strumentazione di impianto (valvole, pompe, compressori, valvole di sicurezza PSV, connettori, flange e linee chiuse). Per le apparecchiature presenti in impianto per il campionamento è presente un fattore di emissione che tiene conto dell'aliquota di sostanza persa durante la fase di campionamento stesso.

Per la valutazione del quantitativo di COV emessi dalla strumentazione del terminale in sede di richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale, si è fatto ricorso al primo approccio (maggiormente cautelativo ed in grado di fornire una prima stima di massima di tale fattore emissivo) il quale risulta essere il più utilizzato a livello europeo.

**Average Emission Factor**

Il primo metodo descritto permette l'uso di fattori di emissione sviluppati da EPA in combinazione con dati specifici di impianto.

Tali dati includono:

- numero di ciascun componente nell'unità produttiva (valvole, connettori, ecc);
- fase della sostanza contenuta da ciascun componente (gas, liquido leggero o liquido pesante);
- concentrazione del TOC nel flusso;
- periodo di servizio di ciascun componente.

Tale metodo risulta essere quello maggiormente utilizzato all'interno dell'Unione Europea.

Nella tabella seguente si riportano i fattori di emissione utilizzati per la stima nel terminale.

<b>Strumentazione</b>	<b>Servizio</b>	<b>Fattore di emissione (kg/hour/source)</b>
Valvole	gas	1,30E-05
	liquidi leggeri	4,30E-05
Pompe	gas	6,50E-05
	liquidi leggeri	5,40E-04
Altri	gas	1,20E-04
	liquidi leggeri	1,30E-04
Flange - Connettori	gas	4,20E-05
	liquidi leggeri	8,00E-06

*Fattori di emissione SOCFI - average emission factor approach*

L'equazione utilizzata per la stima dell'emissione di TOC risulta essere:

$$E_{TOC} = F_A \times WF_{TOC} \times N$$

dove

$E_{TOC}$  = emissione di TOC da tutta la strumentazione presente nell'impianto (kg/h);

$F_A$  = fattore medio di emissione applicabile per un dato componente (kg/h/sorgente);

$WF_{TOC}$  = frazione in peso media di TOC nel flusso;

$N$  = numero di componenti per tipo presenti nel flusso.

Se all'interno di un impianto esistono più flussi l'emissione totale di TOC per una determinata tipologia di strumentazione risulta essere la somma di ciascun flusso. L'emissione totale di impianto sarà, quindi, la somma delle perdite relative di tutti i componenti.

Nella tabella seguente si riportano i risultati della valutazione effettuata relativamente al terminale di rigassificazione oggetto del presente documento.

Fase	Sorgente	Tipologia	Quantità (t/a)
Ricevimento e stoccaggio GNL	Emissioni da raccordi, giunzioni e valvole	TOC	0,01
Rigassificazione GNL	Emissioni da raccordi, giunzioni, pompe e compressori	TOC	0,5
Produzione di energia	Emissioni da serbatoi lubrificanti e combustibile, raccordi e giunzioni	TOC	0,1

*Emissioni fuggitive*

### 5.3. SCARICHI IDRICI

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

In condizioni di normale funzionamento saranno attivi gli scarichi riportati nella tabella seguente, ubicati secondo quanto indicato nella planimetria riportata in **Allegato B.21**.

Scarico	Frequenza	Origine	Quantitativo annuo (m <sup>3</sup> /anno)	Quantitativo di picco (m <sup>3</sup> /h)
SF2	Continuo	Sistema di raffreddamento ausiliario	7.980.000	950
SF4	Intermittente	Sistema zavorra	2.822.000 <sup>3</sup>	5.600

<sup>3</sup> L'intermittenza di tale scarico non risulta direttamente quantificabile ma sicuramente sarà prevalente nelle fasi di carico nave al fine di compensare continuamente i movimenti marini. Lo scarico GNL presenta una durata media pari a 12 ore mentre il quantitativo medio annuo di navi risulta pari a 42.

Scarico	Frequenza	Origine	Quantitativo annuo (m <sup>3</sup> /anno)	Quantitativo di picco (m <sup>3</sup> /h)
SF9	Intermittente	Sistema di raffreddamento Wobbe Index	3.360.000 <sup>4</sup>	800
SF10	Intermittente	Sistema di raffreddamento Thruster	5.796 <sup>5</sup>	23
SF15	Continuo	Sistema di vaporizzazione	94.600.000	10.800
SF17	Intermittente	Sistema gas inerte	23.300 <sup>6</sup>	933
SF18	Intermittente	Unità di potabilizzazione dell'acqua	1.200 <sup>7</sup>	4
SF19	Continuo	Sistema di distillazione	790.000	90
SF26	Intermittente	Drenaggi condensa dell'aria da Wobbe Index Package	minimo	< 0,1
SF29	Intermittente	Trattamento reflui domestici	2.920	8

*Scarichi idrici – continui ed intermittenti*

Gli ulteriori punti di scarico presenti presso il terminale risultano a servizio di sistemi di emergenza/manutenzione, per cui presentano un funzionamento raro, o sono generate in caso di evento meteorico.

Nella tabella seguente si riporta la descrizione di tali punti di scarico.

Scarico	Origine	Quantitativo di picco (m <sup>3</sup> /h)
SF1	Condensatore ausiliario	4.500
SF3	Da condensatore principale – esclusione di tutti i vaporizzatori	9.000
SF5	Eiettori per sistema zavorra	300
SF6	Eiettori per sala motori	150

<sup>4</sup> L'utilizzo del Wobbe Index non è facilmente stimabile in quanto risulta direttamente correlato alla qualità del GNL approvvigionato al terminale. Al fine di effettuare una stima cautelativa è stato ipotizzato che tale impianto risulti in funzione in maniera continua per metà del tempo di funzionamento annuo (e quindi per 175 giorni).

<sup>5</sup> Tale scarico verrà utilizzato nella fase di accosto e di distacco della metaniera la cui durata continua viene assunta pari a 6 ore durante i 42 arrivi medi annuali di metaniera presso il terminale.

<sup>6</sup> Tale emissione verrà generata durante la manutenzione del serbatoio ed i test periodici del generatore gas inerte per cui si considera cautelativamente 1 ora di funzionamento ogni 15 giorni.

<sup>7</sup> La rigenerazione delle resine a scambio ionico utilizzate per la potabilizzazione dell'acqua presenta una durata pari a circa 98 minuti e viene effettuata ogni 40 ore di funzionamento del sistema.

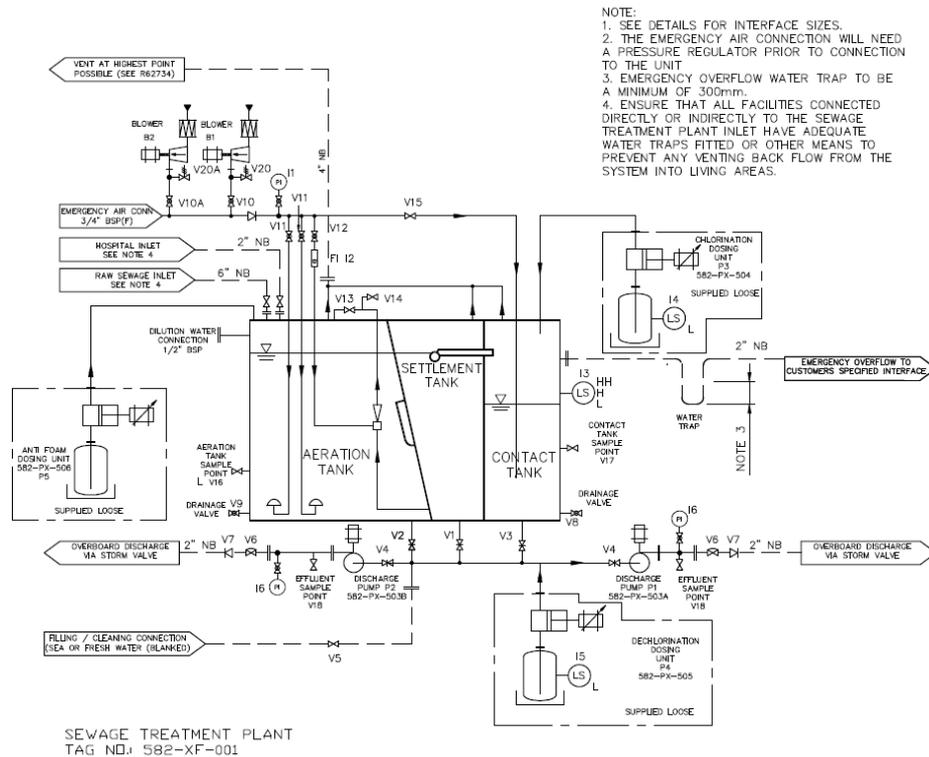
Scarico	Origine	Quantitativo di picco (m <sup>3</sup> /h)
SF7	Eiettori per spazi vuoti sala macchine	60
SF8	Bypass vaporizzatori	10.800
SF11	Eiettori per sentina spazi vuoti thruster	150
SF12	Eiettori per sentina spazi vuoti serbatoi LNG	150
SF13	Eiettori per sentina spazi vuoti serbatoi LNG	150
SF14	Eiettori per sentina spazi vuoti serbatoi LNG	150
SF16	Sala pompe antincendio di prua (bow thruster)	150
SF20	Drenaggi di raffreddamento Inert Gas Generator	non quantificabile
SF21	Acque meteoriche – ponte di coperta di poppa e ponti sovrastanti tramite ombrinale	non quantificabile
SF22	Acque meteoriche – ponte di coperta tramite ombrinale	non quantificabile
SF23	Acque meteoriche – ponte di coperta a poppa	non quantificabile
SF24	Svuotamento piscina	non quantificabile
SF25	By-pass pompa deluge	75
SF27	By-pass pompa deluge	1.500
SF28	Acque meteoriche – zona top side	non quantificabile

*Scarichi idrici – rari*

### 5.3.1. Impianto di trattamento effluenti liquidi

All'interno del terminale è presente un sistema di trattamento per gli scarichi domestici, descritto in precedenza.

Nella figura seguente si riportano la schematizzazione di tale sistema in cui si possono notare la sezione di areazione (in cui, sulla base della necessità, viene introdotto antischiuma), di sedimentazione e di disinfezione (effettuata con ipoclorito di sodio), nonché la dechlorazione finale effettuata con bisolfito di sodio.



*Impianto di trattamento reflui domestici*

### 5.3.2. Acque meteoriche

Con riferimento al DPGR 46/R della Regione Toscana pubblicato sul BURT in data 18 settembre 2008 ed entrato in vigore il 17 marzo 2009, le acque meteoriche di prima pioggia che si originano dallo stabilimento sono contaminate, in quanto le attività svolte sono comprese nella tabella 5 dell'allegato 5 dello stesso regolamento, e necessitano quindi di essere sottoposte ad opportuno trattamento depurativo prima di essere avviate allo scarico in corpo idrico superficiale. Però, non svolgendosi sulla superficie in esame operazioni tali da comportare la possibilità di trascinamento, nelle acque meteoriche dilavanti, di sostanze potenzialmente inquinanti, le acque meteoriche che da essa si originano possono essere assimilate ad acque meteoriche dilavanti non contaminate (AMDNC) ai sensi dell'art. 39, comma 3 del DPGR 46/R.

Le apparecchiature che possono dare luogo ad eventuali trafiletti/sversamenti di sostanze oleose risultano, difatti, ubicate in aree chiuse e/o coperte; l'implementazione di un programma di manutenzione e di un sistema di gestione ambientale comporta la costante efficienza delle apparecchiature e, quindi, la minimizzazione di tali rilasci.

Pertanto non sono previsti interventi che comportino variazioni nella gestione attuale delle acque meteoriche dilavanti l'area del terminale, in quanto la gestione attuale già permette di ottemperare alle prescrizioni normative.

#### 5.4. RIFIUTI

Lo stabilimento produce differenti tipologie di rifiuti che vengono immagazzinati in appositi contenitori suddivisi per la raccolta differenziata. Tali contenitori sono temporaneamente depositati in apposite aree di stoccaggio, distinte per tipologia di rifiuto opportunamente identificate.

Nelle tabelle a seguire si riportano i dati di rifiuti prodotti all'interno dell'installazione stimati per il terminale. Preme evidenziare come il quantitativo di rifiuti prodotti non risulti influenzato dalla capacità produttiva in quanto direttamente correlato agli interventi di manutenzione in corso sul terminale ed alle normali attività di bordo.

CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua (kg)
200139	Plastica	Solido	50 m <sup>3</sup>
150101	Imballaggi in carta e cartone	Solido	11 m <sup>3</sup>
200102	Vetro	Solido	45 m <sup>3</sup>
200108	Rifiuti biodegradabili di cucine e mense	Solido	18 m <sup>3</sup>
080199	Rifiuti non specificati altrimenti (contenitori vuoti di pitture, vernici e solventi)	Solido	75
050106	Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	Liquido	6000
140603	Altri solventi e miscele di solventi	Liquido	150
080111	Pitture e vernici di scarto contenenti solventi organici o altre sostanze pericolose	Liquido	300
170409	Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose (fusti e secchi vuoti e contenitori residui)	Solido	500
150202	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	Solido	150
160601	Batterie al nichel cadmio	Solido	600
170407	Metalli misti	Solido	60.000
180202	Rifiuti che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni (rifiuti sanitari)	Solido Liquido	100
200125	Oli e grassi commestibili	Liquido	240

CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua (kg)
200301	Rifiuti urbani non differenziati	Solido	15.000
170201	Legno	Solido	10.000
200304	Fanghi delle fosse settiche	Liquido	460.000

#### Rifiuti

La gestione dei rifiuti sul terminale si basa sui principi di riduzione, riutilizzo e riciclaggio, atti a minimizzare la quantità di rifiuti prodotti e ridurre l'impatto sull'ambiente.

In particolare, i rifiuti prodotti vengono opportunamente smaltiti da imprese autorizzate e stoccati, prima della consegna al trasportatore-bettolina (effettuata mensilmente), in appositi depositi temporanei siti all'interno dell'area del terminale stesso.

La gestione di questi depositi temporanei viene effettuata secondo quanto definito dalla normativa vigente (Decreto Legislativo n. 152 del 03/04/2006 "Norme in materia ambientale") ed in particolare i rifiuti raccolti sono avviati alle operazioni di recupero o di smaltimento:

- con cadenza almeno trimestrale, indipendentemente dalle quantità in deposito;
- quando il quantitativo di rifiuti in deposito raggiunge complessivamente i 10 metri cubi nel caso di rifiuti pericolosi o i 20 metri cubi nel caso di rifiuti non pericolosi.

In ogni caso tale deposito non ha durata superiore ad un anno.

Tale deposito temporaneo viene effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative norme tecniche, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute.

#### **5.5. 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; per una consultazione più dettagliata si rimanda all'**Allegato D.8.**

#### **5.6. 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.

## **6. STABILIMENTI A RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE**

Sebbene il Terminale Galleggiante presenti una natura tipicamente navale e quindi risulti non soggetto alla Direttiva Seveso che disciplina gli impianti a rischio di incidente rilevante ubicati a terra, al fine di rispondere a quanto richiesto dal Ministero dell'Interno - CTR Regione Toscana nel Nulla Osta di Fattibilità (NOF), emesso in data 5 novembre 2003, e nel Decreto autorizzativo del Ministero Sviluppo Economico del 23 febbraio 2006, il "Proponente" OLT Offshore LNG Toscana S.p.A, ha predisposto il Rapporto di Sicurezza Definitivo per ottenere il Parere Tecnico Conclusivo per l'esercizio.

Il Rapporto di Sicurezza Definitivo è stato redatto ai sensi dell'art. 9 comma 2 del D.Lgs. 334/99 e smi e presentato nei termini previsti dalla normativa vigente al CTR - Direzione Regionale Toscana, in data 26 marzo 2010 per gli adempimenti di competenza.

## **7. PIANO DI CONTROLLO**

All'interno del terminale sarà implementato un Sistema di Gestione Ambientale certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001 e registrato ai sensi del Regolamento EMAS III (Reg. 1221/2009).

Di seguito si riporta una descrizione dei controlli-regolazioni e della manutenzione dell'impianto, rimandando all'**Allegato E.3** per la descrizione delle Modalità di Gestione Ambientale e all'**Allegato E.4** per la descrizione del Piano di Monitoraggio dell'impianto; tale Piano di Monitoraggio, previsto dal D.Lgs. n. 59 del 18 Febbraio 2005 recante "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento", risulta conforme alle indicazioni della 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, n. 372".

### **7.1. REGOLAZIONE E CONTROLLO DELL'IMPIANTO**

L'impianto di rigassificazione risulta dotato di opportuni sistemi di regolazione e controllo dell'impianto per permetterne il regolare funzionamento ed una più semplice conduzione.

All'interno del terminale risulta presente una sala di controllo presidiata 24H dove sono presenti blocchi parziali e generali che consentono l'eventuale messa in sicurezza del terminale in tempi brevissimi. All'interno di queste sono presenti sia un sistema di controllo

DCS riportato a video sia controlli pneumatici di impianto ripostati a quadro; in particolare, per quanto concerne i bracci di carico, risulta presente un sistema di controllo specifico.

## **7.2. MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO**

L'impianto è sottoposto a periodiche campagne di manutenzione. Tale manutenzione viene effettuata sia preventivamente, durante la regolare marcia, per prevenire eventuali guasti, che a rottura, e quindi in seguito a malfunzionamento di un qualsiasi elemento.

I dettagli della gestione della manutenzione saranno descritti all'interno del Sistema di Gestione Ambientale.