

Relazione Tecnica

Incremento di capacità di rigassificazione

Relazione Tecnica

Incremento di capacità di rigassificazione



Rev.	Data	Descrizione del Documento	Preparato	Verificato	Approvato
Rev.0	02/08/2022	Incremento di capacità di rigassificazione	Monica Giannetti <i>Monica Giannetti</i>	Marika Venturi <i>Marika Venturi</i>	Giovanni Giorgi <i>Giovanni Giorgi</i>

Relazione Tecnica

Incremento di capacità di rigassificazione

INDICE

Pag.

LISTA DELLE TABELLE

Errore. Il segnalibro non è definito.

LISTA DELLE FIGURE

3

1	INTRODUZIONE	3
2	DESCRIZIONE GENERALE	4
2.1	Sintesi dello STORICO AUTORIZZATIVO	5
2.2	DESCRIZIONE DEL TERMINALE "FSRU TOSCANA"	7
2.2.1	Componenti e sistemi principali del terminale	10
2.2.2	Modalità Operative del Terminale	15
2.2.3	Mezzi Navali a servizio del Terminale	15
3	EVOLUZIONE DEL MERCATO DEL GNL	16
3.1	Contesto Internazionale	16
3.2	Contesto Nazionale	17
3.2.1	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)	18
4	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	18
4.1	Sistema di Ricevimento del GNL	19
4.2	Sistema di Stoccaggio e Rigassificazione	19
4.3	Impianto dell'Azoto per il Controllo dell'Indice di Wobbe	19
4.4	Sistema di Produzione di Energia	19
4.5	Sistema Acqua Mare	19
4.6	Sistema di Trasporto del Gas	20

Si noti che nel presente documento i valori numerici sono stati riportati utilizzando la seguente convenzione:

separatore delle migliaia = virgola (,)

separatore decimale = punto (.)

Relazione Tecnica**Incremento di capacità di rigassificazione****LISTA DELLE TABELLE**

Tabella 2.1: <u>Caratteristiche Dimensionali del Terminale</u>	8
Tabella 2.2: <u>Caratteristiche Emissive del Terminale</u>	13
Tabella 3.3: <u>Caratteristiche del Punto di Scarico SF15/SF15b</u>	14
Tabella 4.1: <u>Caratteristiche del Punto di Scarico SF15/SF15b</u>	19

LISTA DELLE FIGURE

Figura 2.1: <u>Terminale "FSRU Toscana"</u>	8
Figura 2.2: <u>Layout del Terminale "FSRU Toscana"</u>	9
Figura 2.3: <u>Ormeaggio di una Nave Metaniera al Terminale</u>	9
Figura 2.4: <u>Schema dei Flussi di Processo del Terminale</u>	10
Figura 3.5: <u>Schema del Sistema di Vaporizzazione</u>	12
Figura 3.5: <u>Consumi di gas naturale per settore (ARERA, 2022)</u>	17

1 INTRODUZIONE

Il Terminale di rigassificazione FSRU Toscana della Società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. (di seguito OLT), costituisce una delle principali infrastrutture nazionali per l'importazione del GNL, contribuendo alla diversificazione ed alla sicurezza delle fonti di approvvigionamento del sistema energetico italiano.

Il Terminale è stato realizzato tramite la conversione a FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) della nave metaniera "Golar Frost", effettuata presso i cantieri navali "Dry Docks Word" di Dubai, ed è arrivato presso il sito individuato per il suo ancoraggio, situato a circa 12 miglia nautiche dalla costa Toscana, il 30 Luglio 2013.

Il progetto è stato avviato nel 2002 ed è stato sottoposto ad un lungo e complesso iter autorizzativo.

A bordo del Terminale, il gas naturale liquefatto, approvvigionato da navi metaniere, viene stoccato nelle cisterne, rigassificato e quindi inviato a terra tramite una condotta sottomarina che giunge al punto di approdo situato sulla riva del Canale Scolmatore, per poi collegarsi alla Rete Nazionale Gasdotti nel territorio comunale di Collesalveti, in Provincia di Livorno.

Il Terminale attualmente è autorizzato per una capacità massima di rigassificazione di 3.75 miliardi di Sm³ annui, una capacità massima di rigassificazione di 15 milioni di Sm³ al giorno ed una capacità nominale di stoccaggio di 137,100 metri cubi di GNL.

Il tema della dipendenza dell'Europa dal gas naturale importato dalla Russia è diventato centrale dall'invasione dell'Ucraina il 24 Febbraio 2022. Nel 2021 la fornitura di gas russo ha rappresentato circa il 38% della domanda di gas italiana, con 29 miliardi di metri cubi importati tramite gasdotto. Pertanto, Europa e Italia hanno messo in atto una serie di azioni per ridurre questa dipendenza.

Al livello Europeo, la Commissione EU ha pubblicato l'8 Marzo 2022 il Piano Strategico Denominato REPowerEU, che definisce le linee guida per far fronte all'emergenza energetica e per accelerare l'indipendenza energetica dell'Europa dalla Russia. Le principali azioni che possono essere intraprese dai Paesi Membri sono:

Relazione Tecnica**Incremento di capacità di rigassificazione**

- ✓ portare gli stoccaggi europei pieni almeno all'80% all'inizio dell'anno termico 2022/2023 e al 90% per gli anni successivi;
- ✓ porre fine alla dipendenza energetica della Russia entro il 2030, aumentando le importazioni di GNL, aumentando le importazioni di gas da gasdotti non russi ed infine aumentando la produzione e le importazioni di biometano e idrogeno;
- ✓ ridurre il consumo di combustibili fossili attraverso incentivi per l'edilizia abitativa, l'industria e la produzione di energia elettrica da fonti alternative e, infine, annullare eventuali strozzature infrastrutturali.

La Commissione stima che, con REPowerEU, i due terzi delle importazioni di gas russe potrebbero essere ridotte entro il prossimo anno e questo obiettivo dovrebbe essere raggiunto principalmente grazie al GNL.

Inoltre, il 25 Marzo 2022, USA e UE hanno annunciato una partnership per ridurre la dipendenza dell'Europa dalla fornitura di gas russo attraverso un aumento della fornitura di GNL. Gli Stati Uniti lavoreranno con partner internazionali e si adopereranno per garantire volumi aggiuntivi di GNL per il mercato dell'UE per almeno 15 miliardi di metri cubi nel 2022, con aumenti previsti in futuro (fino a 50 miliardi di metri cubi).

Al livello nazionale, con il Decreto Legislativo No. 17 del 1° Marzo 2022 (Decreto Energia) sono stati previsti dei meccanismi economici per mettere a disposizione volumi aggiuntivi di gas naturale dai punti di interconnessione con i gasdotti non collegati alla rete europea dei gasdotti e nei terminali di rigassificazione, al fine di far fronte a situazioni di emergenza.

Con il Decreto n.110 del 14 Marzo 2022 sullo stoccaggio del gas nel 2022-23, che contiene le misure di attuazione del sopramenzionato DL n. 17, il legislatore è intervenuto sul servizio di stoccaggio, sull'importazione da gasdotti e sulla rigassificazione. Infatti, per rendere disponibili ulteriori volumi di gas naturale, il Decreto prevede di ottimizzare l'utilizzo dei terminali di rigassificazione, fornendo servizi di rigassificazione integrati con l'immissione di gas in stoccaggio; servizi di connessione ad altri terminali operanti nell'area mediterranea; l'utilizzo della capacità disponibile ai punti di ingresso della rete nazionale dei gasdotti non direttamente interconnessi con le reti degli Stati membri dell'Unione Europea, prevedendo oneri che favoriscano le importazioni dall'estero.

Il ruolo del GNL risulta pertanto fondamentale in questo scenario di crisi; l'aumento della capacità di rigassificazione del Terminale di OLT potrebbe avere un impatto rilevante, portando la percentuale di contributo al fabbisogno nazionale dall'attuale 5% a circa il 6,5%.

Ai sensi dell'art.46 del decreto-legge 1° ottobre 2007, n.159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n.222, così come modificato dal comma 31, dell'art.27 della legge 23 luglio 2009, n.99, OLT richiede l'aumento della capacità di rigassificazione dagli attuali 3.75 miliardi di Sm³/anno fino a circa 5 miliardi di Sm³/anno.

Il presente documento ha lo scopo di delineare il contesto in cui tali aggiornamenti si configurano e fornire una valutazione delle caratteristiche dei potenziali impatti ad essi associati.

Esso risulta strutturato come segue:

- ✓ nel Capitolo 2 è riportata la descrizione del Terminale FSRU Toscana, con particolare riferimento allo stato autorizzativo ed alle caratteristiche tecniche ed operative principali;
- ✓ nel Capitolo 3 è riportata l'analisi della recente evoluzione del mercato del GNL;
- ✓ nel Capitolo 4 è riportata la descrizione degli aggiornamenti proposti (incremento di capacità) e delle interazioni con l'ambiente;

2 DESCRIZIONE GENERALE

Il Terminale FSRU Toscana è una struttura offshore galleggiante permanentemente ancorata al fondo marino, ad una profondità di circa 120 metri, ubicata ad una distanza di circa 12 miglia nautiche dalla costa Toscana (Livorno), alle coordinate geografiche 43°38'40" N e 09°59'20" E.

L'attività svolta a bordo del Terminale consiste nello stoccaggio e nella rigassificazione del gas naturale liquefatto: il gas naturale viene ricevuto allo stato liquido, mediante navi metaniere, stoccato in serbatoi criogenici a pressione pressoché

Relazione Tecnica**Incremento di capacità di rigassificazione**

ambiente e alla temperatura di -160°C , rigassificato ed inviato al gasdotto a terra attraverso la condotta sottomarina. La capacità annua di rigassificazione massima autorizzata è pari a 3.75 miliardi di Sm^3 di gas.

Inoltre il Terminale risulta idoneo alla fornitura di servizi SSLNG, ossia alla distribuzione di GNL tramite metaniere di piccola taglia verso i maggiori porti del Mar Mediterraneo.

A tal fine in data 30 marzo 2021, con nota n. 2021/OUT/GENER/B/0073, questa Società, ha presentato istanza, ai sensi del D.Lgs. n. 257/2016, per l'autorizzazione alla modifica delle modalità di svolgimento del servizio di SSLNG, così come autorizzate dal decreto dell'8 ottobre 2020.

In particolare, questa società ha chiesto l'autorizzazione per l'accosto di 122 navi bettoline all'anno per svolgere il servizio di SSLNG, rispetto ai 59 accosti totali oggi assentiti. Tale aumento del numero di accosti non comporta alcuna ulteriore modifica in termini di configurazione del Terminale rispetto alle modifiche in corso di realizzazione e autorizzate con decreto dell'8 ottobre 2020.

A seguito di tale istanza la "Direzione generale Infrastrutture e Sicurezza Sistemi Energetici e Geominerari del MiTE Divisione IV Sicurezza degli Approvvigionamenti" ha avviato il procedimento autorizzativo con nota n. 0013127 del 28 aprile 2021 indicendo la conferenza di servizi semplificata in modalità asincrona, sospendendone le relative tempistiche in attesa della conclusione dell'endo-procedimento di VIA. Tale procedimento autorizzativo è tuttora in corso.

Il progetto prevede, in sintesi, l'incremento del numero degli accosti al Terminale FSRU Toscana per lo svolgimento del servizio di SSLNG, rispetto a quelli già autorizzati. Nella configurazione futura di progetto, gli accosti annui del Terminale sono pertanto costituiti da:

No. 59 accosti di navi metaniere, nel caso vengano impiegate navi con capacità compresa tra $65,000 \text{ m}^3$ e $155,000 \text{ m}^3$ e No. 48 accosti nel caso vengano impiegate navi da circa $180,000 \text{ m}^3$ (classe "New Panamax"), così come disposto dal Decreto di Esclusione dalla VIA Prot. No. 0000398 del 9 Novembre 2015; No. 122 accosti di bettoline per la distribuzione del GNL (SSLNGC).

L'incremento del numero di accosti di SSLNGC rappresenterebbe un significativo miglioramento delle condizioni di fornitura del servizio di SSLNG e conseguentemente permetterebbe al Terminale, grazie alla propria versatilità e alla sua posizione strategica, di svolgere la propria funzione in modo più incisivo ed efficiente, sia per il rifornimento del GNL come combustibile per gli usi marittimi e terrestri, sia per supportare la metanizzazione della Sardegna come stabilito dal Decreto Semplificazioni emesso a Settembre 2020.

2.1 SINTESI DELLO STORICO AUTORIZZATIVO

Nel seguito sono elencate le principali autorizzazioni ad oggi ottenute:

- ✓ Nulla Osta di Fattibilità, ai sensi della Legge No. 334/99 del 5 Novembre 2003, autorizzazione alla realizzazione dell'impianto per gli aspetti di sicurezza di competenza del Comitato Tecnico Regionale (CTR) della Regione Toscana;
- ✓ Valutazione Ambientale Strategica (VAS) positiva da parte della Regione Toscana con Decisione di Giunta Regionale No. 28 del 20 Luglio 2004;
- ✓ Decreto Valutazione Impatto Ambientale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) No. 1256 del 15 Dicembre 2004, con parere favorevole della Regione Toscana e di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, sia per il Terminale di rigassificazione che per il relativo gasdotto di collegamento alla Rete Nazionale dei Gasdotti;
- ✓ Decreto Interministeriale del 23 Febbraio 2006 di autorizzazione alla costruzione ed esercizio, ai sensi dell'Art. 8 della Legge 340/00, del Terminale di rigassificazione e del metanodotto sottomarino del Ministero delle Attività Produttive con l'Intesa della Regione Toscana e di concerto con il MATTM;
- ✓ Decreto Ministeriale del 20 Novembre 2006 di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del metanodotto in terraferma, ai sensi della Legge No. 327/01, del Ministero dello Sviluppo Economico con l'Intesa della Regione Toscana;
- ✓ Concessione Demaniale Marittima (Atto No. 469) rilasciata dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e firmata il 10 Dicembre 2008 con la Capitaneria di Porto di Livorno, per l'ottenimento dell'area marina occupata dal Terminale e dell'area occupata dalla condotta sottomarina, di collegamento del Terminale fino al punto di arrivo sulla costa, al confine demaniale;

Relazione Tecnica**Incremento di capacità di rigassificazione**

- ✓ Autorizzazione alla movimentazione dei fondali marini ai sensi della L.R. No. 19/2003 per la posa della condotta in mare e delle ancore da parte della Provincia di Pisa del 11 Maggio 2009 (Determinazione Dirigenziale No. 2013 emessa dal Servizio Sviluppo Sostenibile ed Energia della Provincia di Pisa);
- ✓ Decreto SIN del MATTM - Direzione Generale per la Qualità della Vita con Decreto Direttivo del 5 Agosto 2009 per la posa della condotta in mare in area perimetrata SIN, in prossimità della foce dello Scolmatore dell'Arno;
- ✓ Esclusione dall'applicazione della procedura di VIA, ai sensi dell'Art. 20 del D. Lgs. No. 4/2008, rilasciata dal MATTM con emissione del provvedimento Prot. No. DSA-2009-0024270 del 15 Settembre 2009, sulla base del Parere No. 366 del 29 Luglio 2009 espresso dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS, per le modifiche apportate al progetto del gasdotto ai fini dell'ottemperanza alle prescrizioni ricevute con Decreto VIA;
- ✓ Variazione della Concessione Demaniale (Atto No. 470) in ragione della modifica del tracciato a mare del gasdotto conseguente all'ottemperanza alle prescrizioni ambientali, ottenuta con Atto No. 469 del 28 Maggio 2010, ai sensi dell'Art. 24 del Regolamento del Codice della Navigazione (Atto Suppletivo), siglato da OLT e dalla Capitaneria di Porto di Livorno;
- ✓ Esclusione dall'applicazione della procedura di VIA, ai sensi dell'Art. 20 del D. Lgs. No. 4/2008, rilasciata dal MATTM con emissione del provvedimento Prot. No. DVA-2010-0025280 del 20 Ottobre 2010, sulla base del parere No. 529 del 16 Settembre 2010 espresso dalla Commissione Tecnica di Verifica – VIA VAS, per modifiche al progetto del Terminale di rigassificazione che si sono rese necessarie durante lo sviluppo dell'ingegneria esecutiva, scaturite anche dalla necessità di ottemperare ad alcune prescrizioni dettate in fase di VIA, modificato con Determinazione Prot. No. DVA-2011-0024915 del 4 Ottobre 2011, con riferimento alla Prescrizione No. 4;
- ✓ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il MATTM e d'Intesa con la Regione Toscana di proroga dei tempi di conclusione lavori del Decreto Interministeriale del 23 Febbraio 2006;
- ✓ Approvazione del Piano di Monitoraggio Marino da parte del MATTM con Determinazione No. 11592 del 15 Maggio 2012;
- ✓ Autorizzazione alla movimentazione dei fondali marini ai sensi della L.R. No. 19/2003 per potenziamento ancoraggio da parte della Provincia di Pisa del 23 Maggio 2012 (Determinazione Dirigenziale No. 2313 emessa dal Servizio Ambiente della Provincia di Pisa, riportata in Appendice A al presente documento);
- ✓ Atto Suppletivo No. 472 di modifica della Concessione Demaniale ai sensi dell'Art. 24 del regolamento di esecuzione del Codice della Navigazione del 14 Giugno 2012 con la Capitaneria di Porto di Livorno per permettere l'occupazione del fondale marino da parte delle nuove ancore;
- ✓ Esclusione dall'applicazione della procedura di VIA, ai sensi dell'Art. 20 del D. Lgs. No. 4/2008, rilasciata dal MATTM con emissione del provvedimento Prot. No. DVA-2012-0023515 del 1° ottobre 2012 per l'aggiornamento riguardante la tipologia di navi metaniere compatibili con il terminale ed il relativo numero di accosti;
- ✓ Esclusione dall'applicazione della procedura di VIA, ai sensi dell'art. 20 D. Lgs 4/2008 per la modifica del sistema di ancoraggio, rilasciata dal Ministero con Provvedimento prot. 23531 il 2 Ottobre 2012;
- ✓ Approvazione del Rapporto di Sicurezza da parte del Comitato Tecnico Regionale (CTR) della Regione Toscana con emissione del Parere Tecnico Conclusivo in data 12 Dicembre 2012;
- ✓ Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per l'esercizio del Terminale rilasciata dal MATTM con emissione del Decreto Prot. No. 00093 del 15 Marzo 2013;
- ✓ Autorizzazione per la produzione di emissioni dei gas a effetto serra - Direttiva 2003/87/CE "Emission Trading" ai sensi del D. Lgs 216/2006. L'autorizzazione è stata richiesta il 30 Novembre 2012. La procedura è stata finalizzata con l'emissione dell'Autorizzazione No. 08/2013 del 09 Aprile 2013;
- ✓ Ordinanza No. 137/2013 della Capitaneria di Porto di Livorno relativa alla sicurezza della navigazione al fine di definire le aree di interdizione alla navigazione;
- ✓ Ordinanza No. 6 del 29 Gennaio 2014 della Capitaneria di Porto di Livorno con cui è stato approvato e reso esecutivo il Regolamento delle attività del Terminale;
- ✓ Esercizio ai sensi dell'Art. 48 del Regolamento del Codice della Navigazione. In data 20 Dicembre 2013 con nota No. 14156 il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha autorizzato l'Esercizio Provvisorio del Terminale "FSRU Toscana" in attesa del collaudo finale. In data 28 Novembre 2014 la Commissione Interministeriale ha espresso parere favorevole al rilascio del collaudo finale ai sensi dell'Art. 48 del R.C.N. (autorizzato il 17 Marzo 2015 dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti con Lettera Prot. No. 2858);

Relazione Tecnica**Incremento di capacità di rigassificazione**

- ✓ Dichiarazione di non aggravio di rischio all'utilizzo di navi metaniere con capacità di trasporto di GNL superiore a 138,000 m³ e fino a 155,000 m³. In data 29 Gennaio 2014 il Comitato Tecnico Regionale (CTR) con lettera No. U.0001512 ha preso atto della "Dichiarazione di non aggravio" presentata da OLT ai sensi dell'art. 2 comma 1 del D.M. 9 Agosto 2000, per l'utilizzo delle navi metaniere fino a 155,000 m³ mantenendo la capacità massima di rigassificazione autorizzata pari a 3.75 miliardi di m³/anno;
- ✓ Verifica di ottemperanza alle prescrizioni del Rapporto di Sicurezza Definitivo - approvato il 21 Dicembre del 2012 con Parere Tecnico Conclusivo Prot. 21396. Il CTR ha emesso parere positivo circa l'avvenuta implementazione di tutte le prescrizioni il 2 Aprile 2014 con Nota Prot. 5601;
- ✓ Ordinanza No. 6 emessa dalla Capitaneria di Porto di Livorno il 6 Febbraio 2014 con la quale è stato approvato e reso esecutivo il Regolamento delle attività del Terminale;
- ✓ Autorizzazione all'esercizio definitivo dell'impianto, ai sensi dell'art. 48 del Regolamento Codice Navigazione rilasciata dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti con nota Prot. 2858 del 17 Marzo 2015;
- ✓ Provvedimento di esclusione dalla procedura di VIA Prot. No. 0000398 del 9 Novembre 2015 con il quale il MATTM ha autorizzato l'incremento del limite di capacità delle navi che possono accostare il Terminale fino a 180.000 m³ circa, ferma restando la capacità annua di rigassificazione massima autorizzata, pari a 3,75 miliardi di m³ di gas, nonché l'incremento del Delta Termico dell'acqua di mare necessaria alla rigassificazione, ora pari ad un valore medio orario pari a -6,0 °C;
- ✓ Autorizzazione della Capitaneria di Porto di Livorno per l'attracco delle Navi "New Panamax" prot. U.0015748 del 14 Aprile 2016;
- ✓ Autorizzazione all'esercizio definitivo dell'impianto e del relativo gasdotto sottomarino di collegamento a terra, ai sensi dell'art. 5 comma 2 del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 23 Febbraio 2006, rilasciato dal MiSE con Decreto del 25 Luglio 2016;
- ✓ Provvedimento di Esclusione dalla procedura di VIA Prot. No. 229 del 27 Luglio 2020 con il quale il MATTM ha autorizzato l'implementazione del servizio Small Scale LNG (SSLNG);
- ✓ Modifica non sostanziale AIA in relazione alle modifiche relative all'implementazione del servizio Small Scale LNG (SSLNG), conclusasi positivamente con Nota Prot. No. 81410 del 13 Ottobre 2020;
- ✓ Autorizzazione emessa dalla Capitaneria di Porto per gli aspetti relativi alla sicurezza della navigazione, legati all'implementazione del servizio Small Scale LNG (SSLNG), con nota Prot. No. 28452 del 2 Luglio 2019;
- ✓ Dichiarazione di non aggravio del preesistente livello di rischio relativa all'implementazione del servizio Small Scale LNG (SSLNG), acquisita dal CTR con Nota Prot. No. 11767 del 15 Maggio 2019;
- ✓ Parere positivo per quanto riguarda gli aspetti doganali per l'implementazione del servizio Small Scale LNG (SSLNG), espresso dall'Agenzia delle Dogane con Nota Prot. No. 69577 del 3 Luglio 2019;
- ✓ Intesa della Regione Toscana per l'implementazione del servizio Small Scale LNG (SSLNG) espressa con Delibera Prot. No. 896 dell'8 Luglio 2019;
- ✓ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e d'Intesa con la Regione Toscana, del 8 Ottobre 2020 di autorizzazione alla realizzazione delle modifiche al Terminale che si rendono necessarie per poter offrire il servizio di SSLNG;
- ✓ Decreto MATTM No. 0002699 del 13 Gennaio 2021 di Riesame complessivo del Decreto MATTM Prot. No. 00093 del 15 Marzo 2013 di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per l'esercizio del Terminale FSRU Toscana.
- ✓ Infine, in data 26 Aprile 2021, è stata avviata presso il MiTE la procedura di VIA relativa all'incremento del numero degli accosti al Terminale FSRU Toscana per lo svolgimento del servizio di SSLNG, rispetto a quelli già autorizzati durante l'iter conclusosi con il Decreto del MiSE dell'8 Ottobre 2020.

2.2 DESCRIZIONE DEL TERMINALE "FSRU TOSCANA"

Il Terminale FSRU Toscana ha la funzione di stoccare, all'interno di serbatoi criogenici, il GNL trasportato da navi metaniere per poi rigassificarlo ed inviare il gas naturale alla Rete Nazionale Gasdotti tramite una condotta sottomarina.

Relazione Tecnica
Incremento di capacità di rigassificazione

Figura 2.1: Terminale “FSRU Toscana”

Nella seguente tabella sono riportati i principali dati dimensionali del Terminale.

Tabella 2.1: Caratteristiche Dimensionali del Terminale

Dato	Unità di Misura	Valore
Lunghezza (fuori tutto)	m	306.5
Lunghezza (tra le perpendicolari)	m	274
Larghezza	m	48
Altezza di costruzione	m	26.5

La capacità nominale di stoccaggio del Terminale è di circa 137,100 m³ di GNL e la capacità annua di rigassificazione massima autorizzata è pari a 3.75 miliardi di Sm³ di gas.

L'ancoraggio è di tipo “*single mooring point*” a torretta, ovvero il Terminale può ruotare liberamente attorno all'asse della torretta orientandosi in funzione delle condizioni meteorologiche prevalenti. L'ancoraggio è stato progettato per resistere alle condizioni locali di vento e di onda estreme con ricorrenza di cento anni.

Il Terminale FSRU è dotato di No. 4 serbatoi di stoccaggio GNL di tipo Moss, disposti nella parte centrale. L'impianto di rigassificazione è ubicato a prua, mentre le sistemazioni per gli alloggi dell'equipaggio, la sala di controllo centralizzata e i macchinari di servizio sono a poppa.

La seguente figura mostra il layout del Terminale.

Relazione Tecnica

Incremento di capacità di rigassificazione

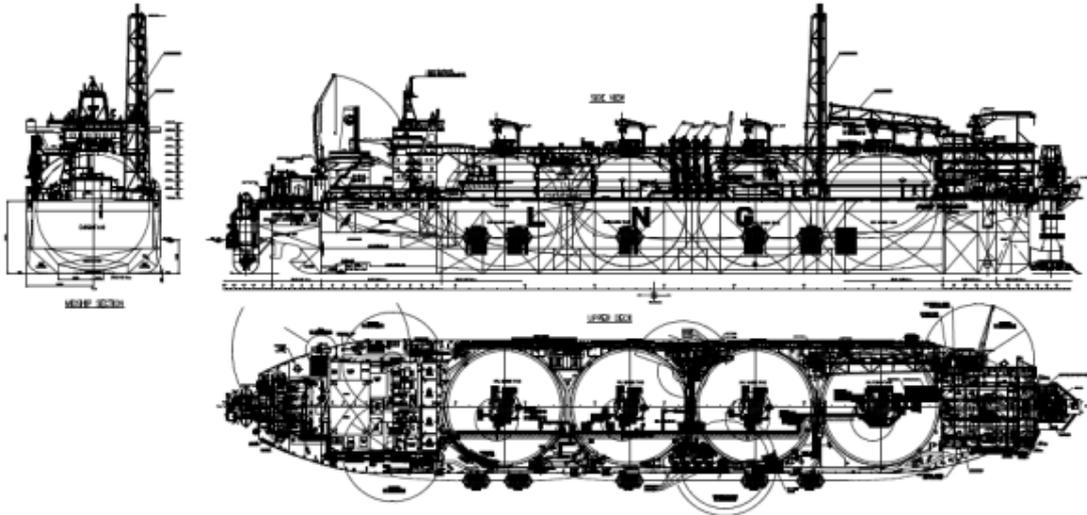


Figura 2.2: Layout del Terminale “FSRU Toscana”

Le metaniere in arrivo al Terminale attraccano affiancandosi al lato di dritta (destra) per scaricare il GNL mediante No. 4 bracci di carico di cui No. 3 dedicati all'operazione di trasferimento del GNL e No. 1 per il ritorno del *Boil Off Gas* (BOG) alla nave gasiera (si veda la Figura seguente).



Figura 2.3: Ormeggio di una Nave Metaniera al Terminale

Poiché il BOG generato durante l'allibio supera il quantitativo per l'autoconsumo necessario alla produzione di energia elettrica, l'esubero di gas in parte ritorna alla nave gasiera (per l'equilibrio delle pressioni in gioco) e in parte viene mandato al sistema BOG Compressor, dove viene ricondensato.

Il GNL, una volta rigassificato, viene inviato a terra tramite un gasdotto di 36.5 km totali (gestito da Snam Rete Gas), di cui 29.5 km in mare, 5 km nel Canale Scolmatore e i restanti 2 km sulla terraferma, completamente interrati e direttamente connessi alla Rete Nazionale dei Gasdotti (stazione di regolazione di Suese, nel Comune di Collesalveti).

Relazione Tecnica
Incremento di capacità di rigassificazione

2.2.1 Componenti e sistemi principali del Terminale

Il Terminale è dotato dei seguenti sistemi e componenti principali:

- ✓ Sistema di Ricevimento del GNL;
- ✓ Sistema di Stoccaggio e Rigassificazione;
- ✓ Impianto dell'Azoto per il Controllo dell'Indice di Wobbe;
- ✓ Sistema di Produzione di Energia;
- ✓ Sistema Acqua Mare;
- ✓ Sistema di Trasporto del Gas.

Nella figura successiva è presentato uno schema semplificato dei flussi di processo del Terminale.

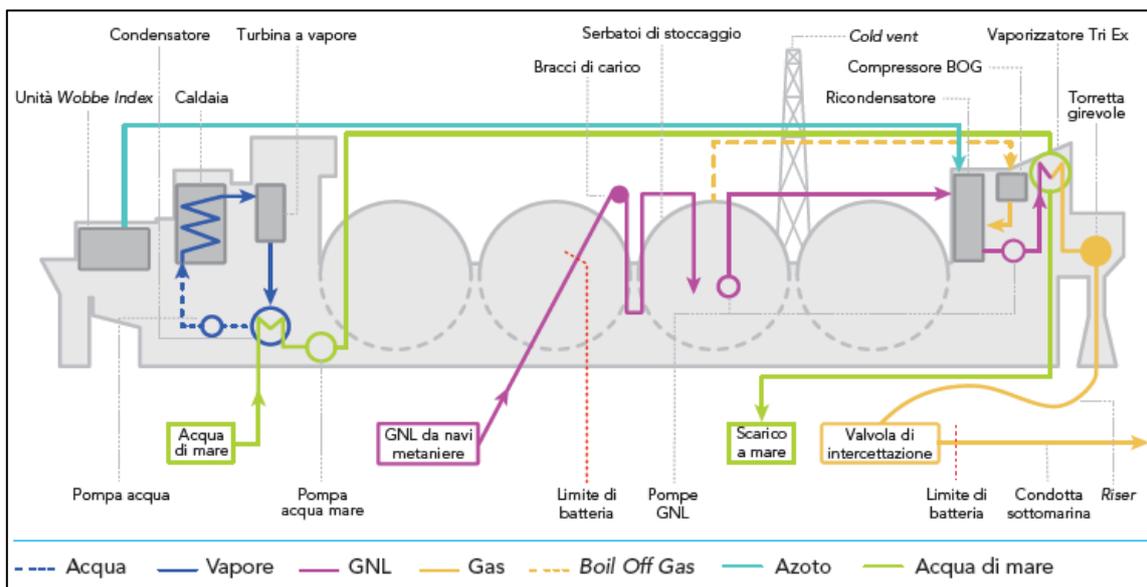


Figura 2.4: Schema dei Flussi di Processo del Terminale

2.2.1.1 Sistema di Ricevimento del GNL

Il Terminale, tramite il sistema di carico, può essere approvvigionato da navi metaniere di capacità variabile. Allo stato attuale la capacità massima autorizzata per le navi metaniere è pari a circa 180,000 m³ (capacità associata alle metaniere della classe New Panamax).

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

- ✓ No. 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;
- ✓ No. 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;
- ✓ No. 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;

Relazione Tecnica**Incremento di capacità di rigassificazione**

- ✓ due sezioni estendibili a compasso, una interna ed 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 o *Position Monitoring System* (PMS) che permette di monitorare la posizione delle flange di accoppiamento dei bracci di carico con quelle dei collettori (*manifold*) della nave metaniera, tramite potenziometri.

2.2.1.2 Sistema di Stoccaggio e Rigassificazione

Il sistema di rigassificazione installato a bordo del Terminale utilizza l'acqua di mare come fluido per la vaporizzazione del GNL.

L'intero sistema è costituito da:

- ✓ serbatoi di stoccaggio del GNL;
- ✓ pompe interne o *In-Tank Pumps*;
- ✓ sistema di pompaggio del GNL tramite pompe di rilancio o *Booster*;
- ✓ vaporizzatori GNL;
- ✓ impianto dell'azoto per il controllo dell'Indice di Wobbe;
- ✓ sistema di trasporto del gas.

Il Terminale possiede No. 4 serbatoi di contenimento di GNL del tipo Moss, sferici, del diametro di 40.5 m ognuno, per una capacità di stoccaggio netta pari a circa 134,275 m³ di GNL e lorda di 137,100 m³. I serbatoi sono resistenti al fenomeno dello *sloshing* del gas liquido causato dai movimenti dovuti al galleggiamento del Terminale.

Il GNL è inviato dai No.4 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.

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 necessità, ogni pompa può essere isolata individualmente tramite valvole di blocco installate nella condotta di aspirazione e di scarico.

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.

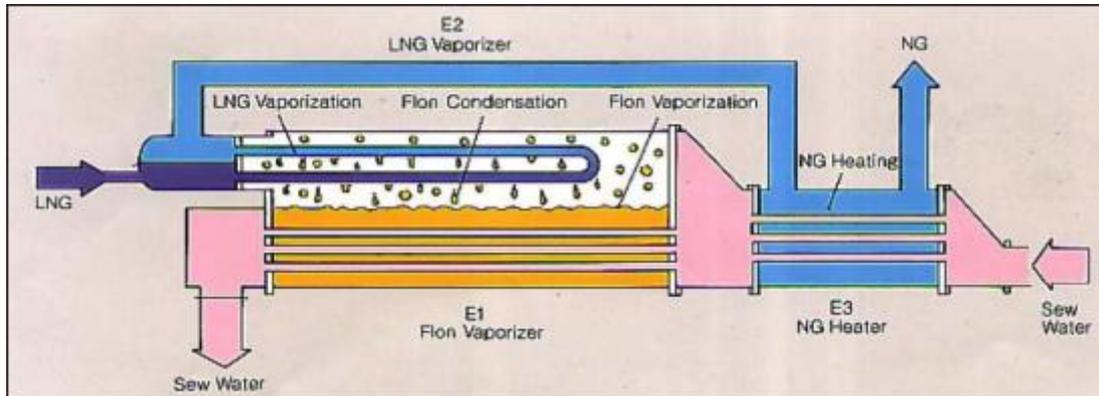
Relazione Tecnica
Incremento di capacità di rigassificazione


Figura 2.5: Schema del Sistema di Vaporizzazione

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

2.2.1.3 Servizio di Small Scale

Per poter effettuare il servizio "Small Scale", che prevede il caricamento dal lato sinistro di piccole navi metaniere (Small Scale LNG Carrier - SSLNGC) di lunghezza compresa tra 90 e 120m, verranno utilizzati per il trasferimento del GNL i "manifold" attualmente già presenti a bordo con l'ausilio di opportune manichette. I "manifold" presenti sul lato di sinistra della "Golar Frost" alla conversione a FSRU Toscana non furono infatti smantellati ma unicamente modificati: venne tolta una linea di GNL.

È prevista la predisposizione per il collegamento di 3 manichette (2 per il Gas Naturale Liquefatto e 1 per il vapore di ritorno) in configurazione Liquido – Vapore – Liquido in accordo alla "SIGTTO – Recommendations for Liquefied Gas Carrier Manifolds - 2018".

Il Gas Naturale Liquefatto verrà pompato dalle cisterne del Carico (Cargo Tanks) mediante le pompe del carico (Cargo Pumps) dell'FSRU verso la SSLNGC ricevendo, dallo spazio di testa dei serbatoi di quest'ultima nave, GN allo stato gassoso (Boil Off Gas – BOG) che verrà inviato alle cisterne del Carico o immesso nel sistema di fuel gas del Terminale.

2.2.1.4 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 ammesse per l'immissione in rete, all'interno del ricondensatore viene iniettato un certo quantitativo di azoto a seconda delle esigenze. 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.

Il sistema dell'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.

2.2.1.5 Sistema di Produzione di Energia

Il Terminale di rigassificazione risulta in grado di autosostenersi in quanto la produzione di energia elettrica è assicurata dai seguenti generatori:

- ✓ No. 2 turbogeneratori a vapore da 10 MW ciascuno;
- ✓ No. 2 turbogeneratori a vapore da 3.35 MW ciascuno;
- ✓ No. 1 generatore diesel da 3.35 MWth (in alcune condizioni di non normale operatività);

Relazione Tecnica
Incremento di capacità di rigassificazione

- ✓ No. 1 generatore diesel da 850 kW (per emergenza).

I turbogeneratori sono alimentati con vapore surriscaldato prodotto da No. 2 caldaie da circa 40 MWth ciascuna.

Durante le normali condizioni operative, le caldaie utilizzano come combustibile il BOG 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 BOG 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.

È previsto l'utilizzo di Marine Gas Oil (MGO) (singolarmente o in condizione di dual fuel) per alimentare i generatori diesel e le caldaie in condizioni di non normale operatività tra cui: malfunzionamento, emergenza, manutenzione, fasi transitorie di processo e di impianto e in assenza di GNL a bordo per mancato arrivo di navi metaniere di approvvigionamento, motopompa di emergenza con motore diesel demandata all'azionamento dell'impianto antincendio e sistema di gas inerte.

Il Terminale presenta No. 2 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.

Di seguito si riportano le caratteristiche emissive del Terminale.

Tabella 2.2: Caratteristiche Emissive del Terminale

Dato	Unità di Misura	Valore
Altezza camino s.l.m.	m	50
Diametro camino	m	1.6
Sezione singolo camino	m ²	1.0
Portata totale dei fumi allo scarico del camino ⁽¹⁾	Nm ³ /h	62,916
Temperatura dei fumi	°K	476
Concentrazione limite di NOx ⁽²⁾	mg/Nm ³	100

Note:

- 1) Somma delle singole portate dei fumi delle caldaie (punti di emissione E1 ed E2)
- 2) In accordo a quanto prescritto dal Decreto AIA No.93 del 15/03/2013 (Paragrafo 9.3) e in linea con la Decisione della Commissione Europea No. 1442 del 31/07/2017 che ha stabilito le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della Direttiva 2010/75/UE, per i grandi impianti di combustione, con particolare riferimento alla combustione di gas naturale in caldaie e motori (Tabella 25), il limite di concentrazione di NOx allo scarico del camino della FSRU, a partire dal 59esimo mese di operatività del Terminale (ossia da fine Giugno 2018), è stato ridotto da 150 a 100 mg/Nm³.

Considerando i valori di portata e concentrazione sopra riportati ed un funzionamento annuo di 350 giorni (considerando 15 giorni di manutenzione), pari a 8,400 ore (considerando 24 ore di funzionamento), il valore emissivo totale annuo del Terminale risulta pari a **52.8 t/anno**.

2.2.1.6 Sistema Acqua Mare

L'acqua di mare viene aspirata mediante pompe dedicate e diverse prese ubicate nello scafo del Terminale. In particolare, i principali utilizzi del sistema acqua mare sono riconducibili a:

- ✓ processo di rigassificazione;
- ✓ raffreddamento apparecchiature ausiliarie;
- ✓ generatori di acqua dolce (lavanda e potabile);
- ✓ impianto di zavorra;
- ✓ impianto antincendio e servizi generali.

In termini di portata, la funzione principale dell'acqua di mare è quella dell'utilizzo a servizio dei vaporizzatori per la rigassificazione: l'acqua di mare viene approvvigionata mediante pompe centrifughe attraverso il punto di presa denominato PA1, ubicato nella zona poppiera nella parte inferiore dello scafo, che, per aumentare l'efficienza termica globale del Terminale, è preliminarmente utilizzata come fluido di raffreddamento per il condensatore principale: questo

Relazione Tecnica
Incremento di capacità di rigassificazione

permette di elevare la temperatura dell'acqua (di circa +2.8°C) e pertanto diminuire il salto termico dell'acqua di mare dal punto di prelievo al punto di scarico in uscita. Successivamente l'acqua di mare fredda (portata pari a 10,800 m³/h), proveniente dai vaporizzatori viene raccolta in un collettore comune e scaricata in mare a prua del Terminale FSRU, tramite lo scarico denominato SF15.

Solo in caso di malfunzionamenti o manutenzioni delle pompe acqua mare (coincidenti con un periodo di Zero send out o Warm up) l'acqua di mare a valle del condensatore può essere scaricata tramite lo scarico denominato SF3 (portata 9,000 m³/h). In questa ultima configurazione non vengono utilizzate le pompe acqua mare principali ma una pompa, di portata minore, denominata *Main Circulating Pump*.

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

In condizioni di normale funzionamento sono attivi i seguenti scarichi:

- ✓ 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 (sistema acqua mare necessaria alla rigassificazione + cortina acqua per spillamenti GNL)¹,
- ✓ 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, SF31 e SF32) che risultano a servizio di sistemi di emergenza/manutenzione, oppure presentano un funzionamento raro, e che possono essere attivati solo in caso di guasti o di evento meteorico.

Le caratteristiche dello scarico SF15/SF15b, così come autorizzate dal Decreto di Esclusione dalla VIA No. DVA-2010-0025280 del 20 Ottobre 2010, dal Decreto AIA Prot. No. 00093 del 15 Marzo 2013 e dal provvedimento di esclusione alla VIA DVA-2015-00003839 del 9 Novembre 2015, sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 2.3: Caratteristiche del Punto di Scarico SF15/SF15b

Dato	Origine	Modalità di Scarico	Portata	Delta T Processo	Cloro Attivo Libero
SF15/SF15b	Sistema acqua mare necessaria alla rigassificazione + cortina acqua per spillamenti GNL	Continuo	10,800 m ³ /h	- 6.0 °C ⁽¹⁾	0.05 mg/l ⁽²⁾

Note:

- 1) OLT, in data 13 Agosto 2015, con Nota Prot. 2015/B/319, ha inoltrato istanza di modifica non sostanziale per l'incremento del delta termico dell'acqua di mare necessaria alla rigassificazione (allora autorizzato ad un massimo di -4,6°C). In data 9 Novembre 2015, il MATTM ha emesso il Provvedimento di esclusione dalla procedura di VIA Prot. No. 0398 con il quale si autorizza l'incremento del Delta Termico richiesto, mantenendo comunque un medesimo quantitativo di frigorifici annuali (pari a 312x10⁹ kcal/anno).
- 2) Oltre al limite sulla concentrazione tale scarico è soggetto ai seguenti limiti imposti sulle quantità: 10 kg/giorno; 3.6 ton/anno.

¹ Una piccola quantità dell'acqua di rigassificazione (< 1%) viene prelevata a valle dei misuratori di portata ed utilizzata per alimentare uno scarico continuo d'acqua di cortina finalizzato a proteggere lo scafo del Terminale da eventuali spillamenti di GNL. Il contenuto di cloro attivo libero viene misurato su questa deviazione ed è quindi lo stesso dello scarico SF15.

Relazione Tecnica**Incremento di capacità di rigassificazione**

2.2.1.7 Sistema di Trasporto del Gas

La condotta sottomarina realizzata da SNAM Rete Gas (SRG) trasporta il gas dal Terminale alla Rete Nazionale dei Gasdotti (RNG). 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 la FSRU (*Entry Point*).

2.2.2 Modalità Operative del Terminale

Il Terminale può esercire con le seguenti modalità operative:

✓ Modalità Send Out – Holding

Tale modalità contempla la normale attività di rigassificazione del Terminale in assenza di scarico di GNL dalla nave metaniera. La rigassificazione può essere effettuata con uno, due oppure tre vaporizzatori, in funzione della richiesta a terra di gas naturale, nel rispetto della massima capacità annua autorizzata, pari a 3,75 miliardi di Sm³.

Nello specifico, si possono identificare due diverse modalità:

- Normal Send Out, con un flusso di GNL maggiore di 100 t/h,
- Micro Send Out, con un flusso di GNL intorno a 10 t/h.

Le modalità si differenziano in base alla pompa usata per il rilancio del GNL verso i vaporizzatori: le pompe booster (HP) nel caso del Normal Send Out, le pompe small HP nel caso del Micro Send Out (questa ultima configurazione è fondamentale nella fase transitoria di raffreddamento e pressurizzazione dei vaporizzatori e successivo incremento della portata di rigassificazione ai livelli di normale operatività con le pompe HP).

✓ Modalità Zero Send Out

Tale modalità considera i periodi in cui non si svolge l'attività di rigassificazione all'interno del Terminale.

In questo assetto, onde consentire il mantenimento a temperatura criogenica del modulo di rigassificazione, una quantità molto esigua di GNL viene fatta circolare all'interno delle pompe e delle linee principali per una portata complessiva di circa 50 m³/h (0,035 t/h). Si specifica tuttavia che all'interno dei vaporizzatori non vi è passaggio di GNL, e dunque non vi è gas naturale immesso in rete.

In questa modalità tutto il BOG formatosi nei serbatoi viene inviato al sistema di recupero tramite i compressori LD, e viene bruciato in caldaia per produrre il vapore necessario alla produzione di energia elettrica per l'auto-sostentamento del Terminale. Tale assetto è anche propedeutico al raffreddamento dei vaporizzatori nelle successive fasi di Micro Send Out e Send Out in tempi relativamente brevi (4-5 ore), tramite l'utilizzo delle pompe SHPP.

✓ Modalità Unloading

Tale modalità risulta caratterizzata dalla contemporanea presenza della nave metaniera che rifornisce GNL al Terminale e dalla rigassificazione con invio a terra del gas naturale (modalità di Send out). Durante questa fase vi è una produzione di BOG maggiore dovuta alla movimentazione del GNL che viene controllato e recuperato con un sistema dedicato costituito da un BOG compressor e da un recipiente di raccolta (ricondenser) dove viene appunto ricondensato. Questa operazione di ricondensazione è fattibile solo se esiste al momento anche una condizione di Send Out, ciò facendo è possibile recuperare e ricondensare una quantità massima di 24 t/h di gas che altrimenti andrebbe bruciato alle caldaie.

✓ Modalità Warm (regasification plant warm and tank cold)

Il Terminale in questa modalità funziona puramente come stoccaggio e mantenimento in condizioni criogeniche del GNL, che resta all'interno dei serbatoi e non viene inviato al modulo di rigassificazione che risulta caldo.

In questa modalità tutto il BOG formatosi nei serbatoi viene inviato al sistema di recupero tramite i compressori LD, e viene bruciato in caldaia per produrre il vapore necessario alla generazione di energia elettrica per l'auto-sostentamento del Terminale.

2.2.3 Mezzi Navali a servizio del Terminale

Di seguito sono riportate i mezzi navali a servizio del Terminale:

Relazione Tecnica**Incremento di capacità di rigassificazione****2.2.3.1 Metaniere**

Il Terminale, tramite il sistema di carico, può essere approvvigionato da navi metaniere di capacità variabile. Allo stato attuale la capacità autorizzata per le navi metaniere è una capacità di carico compresa tra 65,000 m³ e circa 180,000 m³ (navi di classe "New Panamax"), con un numero massimo di accosti pari a 59/anno.

2.2.3.2 Small Scale LNG Carriers (SSLNGC)

Come stabilito dal Decreto di autorizzazione dell'8 ottobre 2020 il Terminale, in aggiunta alle attività di rigassificazione, è autorizzato al servizio di distribuzione del GNL via mare tramite navi metaniere di piccola taglia (Small Scale LNG Carriers - SSLNGC).

In attesa di ricevere l'autorizzazione richiesta da OLT per l'incremento del numero degli accosti al Terminale FSRU Toscana per lo svolgimento del servizio di SSLNG fino a 122, attualmente il numero di accosti di SSLNGC autorizzato deve essere ricompreso all'interno del numero di accosti per le navi metaniere attualmente autorizzato pari a 59 accosti.

2.2.3.3 Rimorchiatori

Tutte le operazioni di avvicinamento, approdo e disormeggio delle navi metaniere che consegnano il GNL al Terminale avvengono in conformità alle prescrizioni dell'Ordinanza No. 6 del 29 Gennaio 2014 della Capitaneria di Porto di Livorno. Essa prevede all'art. 18 la presenza di No. 3 rimorchiatori durante la fase di ormeggio e di No. 2 rimorchiatori durante la fase di disormeggio; ciò si traduce nell'utilizzo di tre rimorchiatori, di cui due sempre presenti durante tutte le fasi, mentre un terzo presente esclusivamente per la manovra di ormeggio.

2.2.3.4 Nave di Sorveglianza

Oltre ai rimorchiatori, per ragioni di sicurezza e in ottemperanza alle disposizioni delle Autorità competenti, nell'area circostante il Terminale è presente (24 ore al giorno, 365 giorni all'anno) un'imbarcazione di sorveglianza (*Guardian Vessel*), che pattuglia costantemente la zona di esclusione monitoraggio/interdizione alla navigazione per evitare che altre imbarcazioni non coinvolte nelle operazioni del Terminale si avvicinino a quest'ultimo.

3 EVOLUZIONE DEL MERCATO DEL GNL

3.1 Contesto Internazionale

Il 2021 ha visto un'importante ripresa dei consumi di gas a livello globale che hanno superato i 4,000 miliardi di m³ (+4.5% rispetto al 2020), con livelli superiori a quelli pre-Covid, trainata dai consumi asiatici (+8.7% l'Eurasia e +6.4% l'Asia del Pacifico) e, soprattutto, cinesi (+12%). Molto significativa anche la crescita della domanda in Russia (+10.9%), stabili invece gli impieghi negli Stati Uniti.

Nell'Unione Europea a 27, dopo la diminuzione di quasi il 3% nel 2020, la domanda è cresciuta di 17 mld di m³ arrivando a quota 412 mld di m³ (+4.3%).

Le motivazioni di tali aumenti sono da ricercare nella ripresa delle attività economiche, in un maggior utilizzo del metano nella produzione elettrica, anche a causa della riduzione della produzione eolica nel Nord Europa e a un minore ricorso a nucleare e carbone in Francia e Germania e a una primavera ritardata che ha protratto i consumi per riscaldamento in tutto il continente.

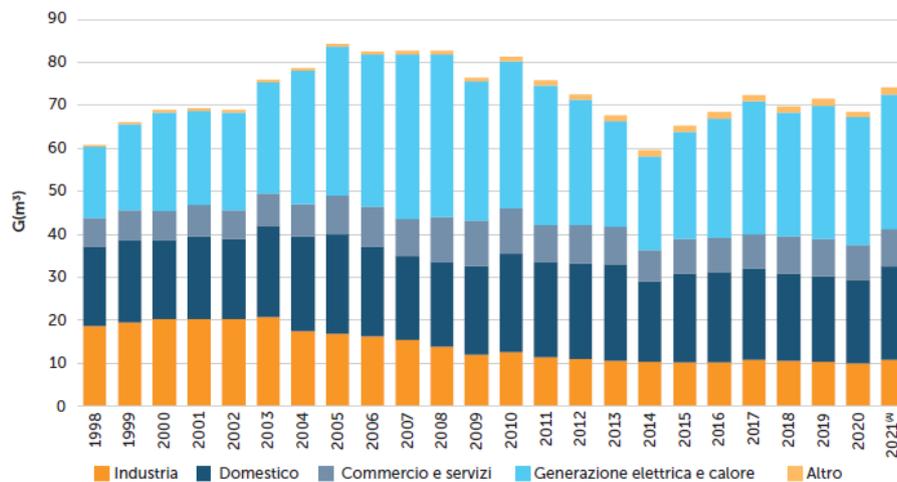
A seguito del forte rimbalzo dei consumi, l'UE ha registrato un aumento delle importazioni del 3% passando da 326.7 a 337.5 mld di m³. Sebbene con volumi in calo, il principale fornitore è stato la Russia con il 45.3% del totale, seguono la Norvegia con il 23.6%, l'Algeria con il 12.6%, gli Stati Uniti con il 6.6%, il Qatar con 4.9%; il restante 7.1% proviene da altri fornitori, tra cui l'Azerbaijan (2% circa) e la Libia (1%). Circa il 24% del gas importato è giunto in Europa sotto forma di GNL da: Usa (22.3 mld di m³), da Qatar (16.3 mld di m³), Russia (16 mld di m³), Nigeria (11.2 mld di m³), Algeria (8.5 mld di m³), Trinidad Tobago (2 mld di m³) e altri Paesi (3.7 mld di m³). Il fabbisogno dell'UE è stato soddisfatto anche attraverso un forte ricorso agli stoccaggi, con una variazione del saldo iniezioni/prelievi di circa -23 mld m³ (-33 nel 2020).

Relazione Tecnica
Incremento di capacità di rigassificazione

Inoltre, nel 2021 il commercio internazionale di GNL ha registrato una crescita del 4,5%, per un volume di 372,3 Mt. Si tratta tuttavia di un incremento inferiore a quello del 2019 (+13%) e al tasso di crescita medio annuo dell'8% registrato nel periodo 2015-2019. Lato domanda, a livello regionale, la ripresa è stata disomogenea e ha interessato maggiormente l'Asia, che ha registrato un +7%, assorbendo una quota del 73,2% del commercio internazionale mentre l'Europa (-8% circa) ha scontato differenziale di prezzo JKM/TTF a favore del benchmark asiatico che ha reso più attrattive per gli esportatori le coste di questo mercato.

3.2 Contesto Nazionale

Nel 2021 il consumo netto di gas naturale è aumentato di 5.6 miliardi di metri cubi, attestandosi a 74.1 miliardi di metri cubi (+8.1% rispetto al 2020). La crescita generalizzata ha riguardato tutti i settori: industriale (+ 9.7%), generazione termoelettrica (+5.8%), commercio e servizi (+6.3%), residenziale (+10.9%). Anche i trasporti, dopo il crollo del 2020 (-15.7%) sono tornati su livelli pre-Covid pari a circa 1.1 miliardi di metri cubi.



(A) Dati provvisori.

Figura 3.1: Consumi di gas naturale per settore (ARERA, 2022)

In linea con l'anno precedente, la produzione nazionale di gas ha registrato una nuova pesante caduta (-16.7%). Nel 2021, sono stati complessivamente estratti 3,499 milioni di metri cubi di gas naturale: 1,869 mln di m³ dal mare (-17.5%) e 1,630 mln di m³ dai campi situati in terraferma (-3%).

Con i consumi tornati a crescere e una produzione nazionale giunta al minimo storico, i volumi di gas importato hanno coerentemente evidenziato un incremento del 9.9% sfiorando i 73 mld di m³. Si è fatto inoltre ricorso agli stoccaggi: a fine anno i prelievi sono risultati di 1,591 mld di m³ superiori alle immissioni. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è risalito al 93.5% (era al 92.8% nell'anno precedente).

L'aumento ha riguardato solamente i volumi provenienti da Algeria (+48.6%) e Russia (+2.4%) mentre risultano in calo quelli da tutti gli altri Paesi (Norvegia, Libia, Olanda, Usa e Qatar). La novità è rappresentata dai 7.2 miliardi di metri cubi arrivati dall'Azerbaigian, grazie all'entrata in funzione del TAP (Trans Adriatic Pipeline) a dicembre 2020.

Nel 2021 la Russia si è confermata come primo esportatore in Italia, nonostante il suo contributo sia passato dal 43% al 40%, seguita dall'Algeria salita dal 22.8% al 30.8%. Il terzo paese per importanza è divenuto l'Azerbaigian da cui arriva il 9.9% del gas complessivamente importato in Italia e che ha superato il Qatar al 9.4%. Il quinto paese è la Libia con il 4.4%, seguito da Norvegia (2.7%) e Stati Uniti all'1.5%. L'incidenza delle importazioni dal Nord Europa (cioè da Norvegia e Olanda insieme) si è ridotta al 3.1%.

Il 2.8% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 2 mld di m³ circa, risulta acquistato presso le Borse europee.

Nel 2021, però, anche le esportazioni sono fortemente cresciute, soprattutto nell'ultima parte dell'anno, a causa dell'abbondanza di volumi e di un prezzo più conveniente rispetto al TTF: il gas esportato è quintuplicato rispetto al 2020,

Relazione Tecnica**Incremento di capacità di rigassificazione**

salendo da 316 milioni di metri cubi a 1.5 miliardi di metri cubi. Sotto il profilo della struttura dei contratti di importazione, nel 2021 si conferma la preponderanza di contratti di lungo periodo con una durata intera superiore ai 20 anni con una quota del 66.2% (64.7% nel 2020) mentre le importazioni a breve (meno di cinque anni) coprono il 14.3% del totale (22.6% nel 2020). Sotto il profilo della vita residua, il 40% dei contratti oggi in vigore, per un quantitativo complessivo pari a 33 miliardi di metri cubi, possiede una vita residua superiore a 15 anni.

Nel 2021 i volumi complessivamente trasportati sono cresciuti del 6.8% e tornati sui livelli pre-pandemia, evidenziano un'incidenza dei settori produttivi del 42.7%, a fronte del 35.6% degli impianti di distribuzione e del 21.7% dei restanti usi del trasporto.

Nell'anno termico 2021-2022, il sistema di stoccaggio ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. working gas) pari a 13.1 mld m³, di cui 4.6 mld m³ destinati allo stoccaggio strategico.

Nel 2021 sono presenti nel settore 22.2 milioni di clienti domestici che hanno prelevato 15.5 miliardi di m³, ovvero il 48% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del domestico in senso stretto si aggiungono quelli dei condomini domestici, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la significativa quota del 55.7% di tutto il gas distribuito in Italia e il 92.5% dei clienti totali.

3.2.1 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC), pubblicato a Gennaio 2020 è uno strumento che intende concorrere a un'ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente, in un quadro di integrazione dei mercati energetici nazionale nel mercato unico e con adeguata attenzione all'accessibilità dei prezzi e alla sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture.

Il Piano si struttura in cinque linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività.

L'obiettivo del Piano è quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione.

Per quanto riguarda la dimensione della sicurezza energetica tra gli obiettivi nel settore gas si evidenzia *"l'incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo del mercato del GNL e l'incremento in rete di quote crescenti dei gas rinnovabili (biometano, metano sintetico e a tendere idrogeno)"*.

Tra gli obiettivi della diversificazione della capacità di importazione, nel PNIEC si indica di *"ottimizzare l'uso della capacità di importazione di GNL nei terminali esistenti, il mantenimento della capacità dei quali continuerà ad avere un ruolo strategico, anche per favorire la partecipazione dell'Italia al mercato mediterraneo e globale del GNL in concorrenza con i terminali del Nord Europa"*.

Considerando quanto sopra riportato si evince che l'incremento di capacità previsto dal progetto oggetto del presente studio è in linea con gli obiettivi e le indicazioni previste dal PNIEC.

4 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

In considerazione della necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento di gas ai fini della sicurezza energetica nazionale ed alla necessità di incrementare la capacità di rigassificazione nazionale, OLT ha effettuato la verifica tecnica in merito alla fattibilità di poter incrementare la capacità di rigassificazione annuale da 3.75 miliardi di Sm³ fino a circa 5 miliardi Sm³.

La modifica di incremento della capacità della rigassificazione non comporta modifiche impiantistiche ma un maggiore utilizzo dell'impianto esistente con incremento dei quantitativi di GNL scaricati e rigassificati; la modifica non prevede né variazione del numero degli accosti di nave metaniera rispetto a quelli attualmente autorizzati né variazioni della taglia delle navi autorizzate (navi fino ad un massimo di circa 180'000 m³, classe "New Panamax").

Relazione Tecnica
Incremento di capacità di rigassificazione

La modifica di aumento di capacità di rigassificazione annua, dagli attuali autorizzati $3,75 \times 10^9$ [Sm³] fino a circa 5×10^9 [Sm³], richiede di conseguenza l'aumento di GNL approvvigionato mediante navi metaniere.

Per garantire una maggiore flessibilità impiantistica e logistica e per ottimizzare i tempi di scarica è stato considerato l'aumento della portata di rigassificazione oraria. Per assicurare che l'impianto sia tecnicamente in grado di fare fronte a tale aumento sono state fatte delle verifiche a diverse portate orarie. Dalle simulazioni effettuate risulta che l'impianto è idoneo a fornire una portata massima di 550 ton/h. senza necessità di modifiche, e che i valori dei parametri operativi rimangono sempre all'interno del range di progetto del Terminale anche a valle dell'aumento della portata oraria di rigassificazione.

4.1 Sistema di Ricevimento del GNL

L'attuale sistema di ricevimento GNL non necessita di interventi in relazione all'aumento di capacità proposto.

Anche il numero (massimo di accosti pari a 59/anno) e capacità (tra 65,000 m³ e circa 180,000 m³) delle navi metaniere risulta sufficiente per raggiungere l'incremento di capacità proposto.

4.2 Sistema di Stoccaggio e Rigassificazione

L'attuale sistema di stoccaggio e rigassificazione non necessita di interventi in relazione all'aumento di capacità proposto.

4.3 Impianto dell'Azoto per il Controllo dell'Indice di Wobbe

L'attuale impianto dell'azoto per il controllo dell'indice di Wobbe risulta dimensionato per poter esercire anche in relazione all'aumento di capacità proposto.

4.4 Sistema di Produzione di Energia

L'attuale sistema di produzione di energia non necessita di interventi in relazione all'aumento di capacità proposto.

4.5 Sistema Acqua Mare

Dalla analisi tecnica effettuata risulta che il sistema di rigassificazione così come dimensionato permette un incremento di capacità fino a circa 5 miliardi Sm³ anno.

In termini di portata dell'acqua di mare a servizio dei vaporizzatori per la rigassificazione, questa sarà garantita dalle attuali pompe centrifughe attraverso il punto di presa denominato PA1, ubicato nella zona poppiera nella parte inferiore dello scafo.

La portata di acqua mare in ingresso ai vaporizzatori resterà invariata e pari a 10,800 m³/h, pertanto anche le portate di scarico non subiranno variazioni (scarico SF15).

In relazione al maggior send-out, dovuto all'incremento di capacità, si avrà un incremento di delta termico pari a -9°C rispetto all'attuale -6°C. Pertanto, le caratteristiche dello scarico SF15/SF15b, così come autorizzate dal Decreto di Esclusione dalla VIA No. DVA-2010-0025280 del 20 Ottobre 2010, dal Decreto AIA Prot. No. 00093 del 15 Marzo 2013 e dal provvedimento di esclusione alla VIA DVA-2015-00003839 del 9 Novembre 2015, varieranno come di seguito riportato.

Tabella 4.1: Caratteristiche del Punto di Scarico SF15/SF15b

Stato	Origine	Modalità di Scarico	Portata	Delta T Processo	Cloro Attivo Libero
Attuale	Sistema acqua mare necessaria alla rigassificazione + cortina acqua per spillamenti GNL	Continuo	10,800 m ³ /h	- 6.0 °C	0.05 mg/l 10 kg/giorno 3.6 ton/anno
Futuro	Sistema acqua mare	Continuo	10,800 m ³ /h	- 9.0 °C ⁽¹⁾	0.05 mg/l

Relazione Tecnica**Incremento di capacità di rigassificazione**

	necessaria alla rigassificazione + cortina acqua per spillamenti GNL				10 kg/giorno 3.6 ton/anno
--	--	--	--	--	------------------------------

Note:

- 1) L'incremento del Delta Termico comporterà un incremento delle frigorifiche annuali pari a $775 \cdot 10^9$ kcal/anno.

All'interno del Terminale risultano presenti altri punti di scarico idrico, relativi ai differenti utilizzi presenti dell'acqua approvvigionata che non subiranno variazioni:

- ✓ 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),
- ✓ SF17 (sistema gas inerte),
- ✓ SF18 (unità di potabilizzazione acqua),
- ✓ SF19 (impianto di distillazione),
- ✓ SF29 (reflui domestici),
- ✓ SF 30 (cortina bracci di carico).

4.6 Sistema di Trasporto del Gas

L'attuale sistema di trasporto gas risulta dimensionato per permettere l'immissione in rete della capacità aggiuntiva di gas.