

Progetto SIGNAL

Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido

**Report Attività T2.3 “Localizzazione ed analisi di
fattibilità degli impianti di stoccaggio e rifornimento
GNL all’interno dei porti”**

**Prodotto T2.3.2 - “Analisi di funzionalità della rete
marittima e stradale interna derivante dalla
localizzazione dei siti di stoccaggio per regione”**

Product History	
<i>Nome file</i>	Report Attività T2.3 – Prodotto T2.3.2 “Analisi di funzionalità della rete marittima e stradale interna derivante dalla localizzazione dei siti di stoccaggio per regione”
<i>Descrizione prodotto</i>	Analisi di dettaglio in merito allo stato del sistema nazionale di infrastrutture per il deposito e il rifornimento di GNL su piccola scala, considerandone, in particolare, non solo i principali profili localizzativi, ma anche le dimensioni tecnico-operative atte ad incidere sulla capacità annuale di rifornimento/distribuzione di GNL a supporto della rete marittima e di quella terrestre nonché i dati economico-finanziari disponibili o stimabili mediante opportune metodologie.
<i>Data emissione</i>	V1 – 06/04/2021
<i>Autori</i>	UNIGE-CIELI
<i>Approvato il</i>	07/04/2021
<i>Versione</i>	V.1 Final version
<i>Note</i>	Il presente documento costituisce l’output delle attività previste in capo a UNIGE (P6), e in particolare al gruppo di lavoro UNIGE-CIELI, consegnato all’AdSP del MTS (responsabile dell’attività), al Capofila RAS e i partner di progetto. Versione valida in data 07/04/2021.

Sommario

1. Finalità del documento e inquadramento nell’ambito del progetto SIGNAL	5
2. Profili metodologici e data gathering	7
3. Descrizione dei depositi di GNL a livello nazionale	10
3.1. Capacità di stoccaggio di GNL.....	19
3.2. Capacità di erogazione e di rifornimento annuo di GNL	21
3.3. Investimenti infrastrutturali previsti a livello di CAPEX.....	24
3.4. Costi OPEX di gestione annua	29
3.5. Stima sui costi della Supply Chain del GNL con riferimento a specifiche soluzioni tecnologiche (facilities – LNG bunker ships)	31
3.6. Stima degli investimenti e dei fabbisogni finanziari connessi alla realizzazione del sistema infrastrutturale nazionale di depositi costieri per lo SSLNG	33
4. Aggiornamento in merito allo stato del sistema nazionale di distributori terrestri per il GNL.....	37

Indice delle figure

Figura 1. Distribuzione geografica degli interventi	7
Figura 2. Distribuzione temporale degli interventi	8
Figura 3. Capacità addizionale di stoccaggio relativa ai depositi nazionali (thousands m ³), per anno di entrata in servizio.	20
Figura 4. Evoluzione temporale della capacità di stoccaggio dei depositi nazionali (thousands m ³).	21
Figura 5. Capacità annua di erogazione di GNL a livello nazionale per anno.	22
Figura 6. Capacità cumulata di erogazione di GNL a livello nazionale.....	23
Figura 7. Capacità annua di erogazione di GNL nella regione Sardegna	23
Figura 8. Mappa per porto relativa alla capacità annua al 2025.	24
Figura 9. Quantificazione dei CAPEX cumulati dal 2021 al 2025	29
Figura 10. Quantificazione dei OPEX cumulati dal 2021 al 2025	31
Figura 11. Fabbisogni finanziari complessivamente imputabili alla realizzazione/gestione dell’infrastruttura nazionale per lo SSLNG in ambito marittimo portuale.....	35
Figura 12. Rappresentazione costi CAPEX, OPEX e costi relativi alla supply chain per la realizzazione del sistema infrastrutturale nazionale di SSLNG a livello marittimo portuale per anno (valori cumulati).....	36
Figura 13. Numerosità di distributori terrestri di GNL terrestri per regione italiana (facilities operative e in fase di realizzazione).....	37
Figura 14. Numerosità di distributori terrestri di GNL terrestri per provincia italiana (facilities operative e in fase di realizzazione).....	38
Figura 15. Localizzazione dei distributori terrestri di GNL in Italia.	44

Indice delle tabelle

Tabella 1. Capacità di stoccaggio (storage) e di rigassificazione (regasification) degli impianti nazionali di GNL.	19
Tabella 2. Capacità annuale di rifornimento/distribuzione di GNL (SSLNG annual capacity) per deposito	21
Tabella 3. Principali dati tecnico-operativi per tipologia di impianto.....	25
Tabella 4. Dettaglio dei costi CAPEX (macrocategorie A, B e C) per tipologia di impianto (dati in migliaia di euro)...	28
Tabella 5. Dettaglio dei costi OPEX (macrocategorie E e F) per tipologia di impianto	30
Tabella 6. Ipotesi operative e tecniche del sistema di approvvigionamento dei depositi costieri SSLNG	32
Tabella 7. Mappatura dei distributori terrestri di GNL nel Nord-ovest Italia.	39
Tabella 8. Mappatura dei distributori terrestri di GNL nel Nord-est Italia.	40
Tabella 9. Mappatura dei distributori terrestri di GNL nel Centro Italia.	42
Tabella 10. Mappatura dei distributori terrestri di GNL nel Sud Italia e Isole.	43

1. Finalità del documento e inquadramento nell'ambito del progetto SIGNAL

Il progetto INTERREG Italia-Francia Marittimo “Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido” (acronimo: SIGNAL) si pone l’obiettivo di definire un sistema integrato di distribuzione del GNL nei cinque territori partner coinvolti (Liguria, Toscana, Sardegna, Corsica e Région PACA) che ad oggi evidenziano una marcata carenza di infrastrutture e facilities per lo storage e il bunkering di GNL soprattutto in ambito marittimo-portuale. La finalità della pianificazione e analisi di un sistema di infrastrutture per il GNL nell’area obiettivo, è quella di implementare un sistema di rifornimento di navi e mezzi pesanti di trasporto con origine e destino da/verso i porti dell’area target.

In particolare, nell’ambito della Componente T2 del Progetto SIGNAL, intitolata “Piano di localizzazione dei siti di stoccaggio di GNL nei porti commerciali”, si pone attenzione alla definizione di un quadro, condiviso tra gli stakeholder di settore, in merito alla localizzazione di siti di stoccaggio e bunkering di GNL per i porti commerciali interessati dal progetto. A tal fine, nell’ambito della sovra citata componente è prevista la realizzazione dell’Attività T2.3 “Localizzazione ed analisi di fattibilità degli impianti di stoccaggio e rifornimento GNL all’interno dei porti” che ha come obiettivo ultimo non solo la definizione di scelte condivise in merito alla localizzazione dei principali depositi e terminal per lo stoccaggio e il rifornimento di SSLNG (GNL di piccola scala) all’interno dei porti dell’area obiettivo, ma anche la realizzazione di un’analisi più ampia in merito all’attuale e futuro stato di infrastrutturazione della supply chain nazionale italiana anche in relazione al parziale gap che la medesima presenta rispetto a quella francese.

All’interno dell’attività in oggetto, come riportato a formulario, sono previsti alcuni specifici prodotti tecnici tra cui rientra il prodotto T2.3.2 “Analisi di funzionalità della rete marittima e stradale interna derivante dalla localizzazione dei siti di stoccaggio per regione. In particolare, su indicazione del Partner di progetto responsabile per l’attività T.2.3 e i relativi prodotti tecnici (tra cui il prodotto T.2.3.2), ovvero l’AdSP del MTS, il partenariato ha stabilito di sviluppare all’interno del prodotto T.2.3.2 un’analisi di dettaglio in merito allo stato del sistema nazionale di infrastrutture per il deposito e il rifornimento di GNL su piccola scala, considerandone, in particolare, non solo i principali profili localizzativi, ma anche le dimensioni tecnico-operative atte ad incidere sulla capacità annuale di rifornimento/distribuzione di GNL a supporto della rete marittima e di quella terrestre nonché i dati economico-finanziari disponibili o stimabili mediante opportune metodologie.

Il presente report, pertanto, raccoglie le attività e le analisi condotte dal Partner P6 UNIGE, nella sua componente UNIGE-CIELI che, per le parti di propria competenza, secondo quanto stabilito dall’AdSP del MTS ha proceduto, sulla base delle indicazioni del medesimo, alla raccolta di dati e di informazioni necessarie per la realizzazione di un’analisi di funzionalità della rete marittima e stradale interna per regioni, considerando non solo l’ubicazione dei principali siti di stoccaggio e bunkering di GNL ma anche le informazioni tecnico-operative ed economico-finanziarie pocanzi citate. In linea con quanto indicato dal Partner AdSP del MTS, in particolare, UNIGE-CIELI si è occupata di effettuare una mappatura puntuale sullo stato attuale e prospettico dell’infrastruttura nazionale per lo SSLNG in ambito marittimo portuale, ponendo particolare enfasi tanto sui profili tecnico-operativi quanto su quelli economico-finanziari non ancora approfonditi nelle attività pregresse di progetto. Di conseguenza quindi, si è proceduto alla raccolta delle informazioni rilevanti specificatamente in relazione a:

- capacità di rifornimento dei singoli impianti a partire dalla valutazione della capacità di stoccaggio dei medesimi e delle principali regole di funzionamento degli impianti medesimi;
- investimenti iniziali richiesti (CAPEX) per la realizzazione del sistema di depositi costieri nazionali per lo SSLNG;
- costi dichiarati o stimati di funzionamento dei depositi costieri nazionali per lo SSLNG;

- aggiornamento della mappatura di distributori terrestri di GNL (in quanto dati rilevanti in relazione alla realizzazione di scelte di macro- e micro- localizzazione di depositi primari e secondari per lo storage e il rifornimento di GNL) che devono consentire di assicurare l'efficiente supply chain del GNL non solo con riferimento alla rete marittima ma anche di quella terrestre.

Il report fornisce pertanto dati addizionali e integrati rispetto a quelli raccolti ed esaminati sia all'interno degli altri prodotti tecnici del Progetto SIGNAL e del Progetto TDI RETE-GNL. I principali caratteri di originalità rispetto ai suddetti prodotti precedentemente consegnati possono essere così sinteticamente indicati:

- copertura geografica delle analisi di livello nazionale e non limitata alle sole Regioni facenti parte dell'area obiettivo;
- raccolta di dati tecnici precedentemente esclusi dall'analisi: ai dati di capacità di storage vengono infatti affiancati i dati e le stime in merito alla capacità annuale di rifornimento di GNL in logica SSLNG sulla base di una serie di dati di input e parametri vari che beneficiano anche di altre attività di ricerca di progetto di cui a SIGNAL e TDI RETE-GNL;
- raccolta e approfondimento di dati di natura economico-finanziaria che prediligono una visione sistemica a livello nazionale e non per singola struttura di stoccaggio e rifornimento di GNL, usando in modo sinergico, anche in questo caso, dati e parametri di stima maturati all'interno delle attività di ricerca precedenti di SIGNAL e di TDI RETE-GNL;
- quantificazione dei fabbisogni finanziari imputabili a CAPEX, OPEX e costi della supply chain che originano a livello nazionale dalle scelte di pianificazione, realizzazione e manutenzione di depositi costieri di GNL.

Per consentire una comprensione efficace e in linea con quanto stabilito nel formulario di progetto, il presente report risulta così strutturato:

- Profili metodologici e data gathering: in cui si procederà alla definizione delle procedure di raccolta e presa in esame dei dati legati ai depositi/terminali di GNL presenti nell'area oggetto di analisi.
- Descrizione dei depositi di GNL a livello nazionale: in cui verrà riportato il database di riferimento nonché una breve descrizione puntuale dei depositi presenti nello stesso. In particolare, essendo questa la parte centrale dello studio condotto nel presente prodotto, la stessa è articolata in sottoparagrafi funzionali ad approfondire specifici aspetti ritenuti di estrema rilevanza a valle delle considerazioni precedentemente esposte.
- Aggiornamento dello stato del sistema di infrastrutturazione nazionale di distributori terrestri per il GNL.

In conclusione, sulla base delle indicazioni ricevute dal responsabile dell'attività T2.3 ovvero il partner P4 Autorità di Sistema portuale del Mar Tirreno Settentrionale (AdSP del MTS), il presente documento ambisce a verificare non tanto lo stato della realizzazione delle infrastrutture già oggetto di altri prodotti tecnici, quanto a valutare fattivamente la capacità di stoccaggio e soprattutto di rifornimento annuo di GNL della supply chain complessiva nazionale e addivenire a una stima degli investimenti per l'infrastrutturazione già realizzati, di quelli in corso di realizzazione e di quelli futuri plausibili.

Infine, il documento mira anche a fornire alcuni dati aggregati in merito ai costi di funzionamento e della supply chain complessiva, procedendo ad una analisi di tipo integrato, distinta da quanto riportato nel prodotto T2.3.1 di TDI RETE-GNL il quale era invece finalizzato a fornire dati di natura economico-finanziaria connessi alle tipologie di costi CAPEX, OPEX e Supply Chain Costs di cui alle singole facilities e, peraltro, con solo riferimento a quelle ubicate nella area obiettivo (Toscana, Liguria, Sardegna, Corsica e Region PACA).

2. Profili metodologici e data gathering

Ai fini di analizzare, in linea con l'obiettivo del presente prodotto, lo stato dell'arte in merito al sistema infrastrutturale per lo SSLNG a livello nazionale oltreché nell'Area Obiettivo e valutare le caratteristiche economico-finanziarie dei depositi costieri e delle facilities per il bunkering di GNL, a livello di aggregati nazionali, si è proceduto a creare un apposito database contenente le suddette informazioni tecniche rilevanti.

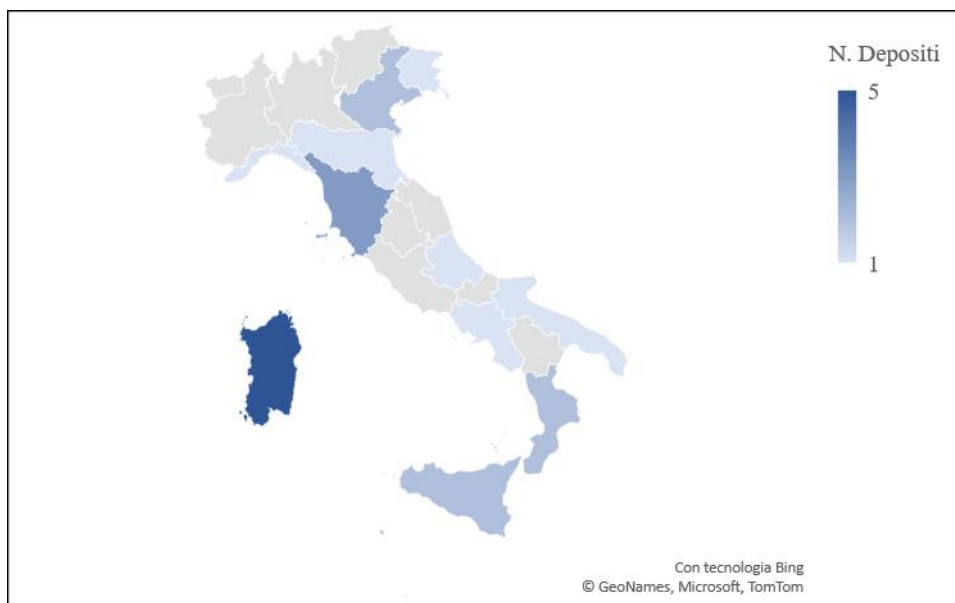
A questo scopo sono state consultate diverse fonti dati sia di natura ministeriale sia di natura settoriale, ivi comprese le seguenti:

- ✓ documenti di progetto presenti sul sito del Ministero dell'Ambiente, quali le Valutazioni di Impatto Ambientale (VIA) e le schede tecniche di ciascun intervento (progetti relativi a depositi costieri e stazioni di rifornimento per lo SSLNG);
- ✓ siti dei soggetti costruttori/gestori di ciascuna facility per lo SSLNG;
- ✓ news press e riviste specializzate di settore riportanti informazioni puntuali in merito a specifiche facilities per lo SSLNG.

Nello specifico, le fonti sopra citate hanno consentito di trarre dati particolarmente affidabili e in linea con le ultime evoluzioni di settore legata non solo alle principali variabili tecnico-operative dei singoli depositi, ma anche ai profili economico-finanziari (CAPEX, OPEX, costi di supply chain, etc.) attinenti alle specifiche infrastrutture.

Come precedentemente accennato, il database finale include dati tecnici ed economico-finanziari relativi ai depositi di GNL già operativi o in fase di pianificazione sull'intero territorio italiano. In particolare, la Figura 1 evidenzia una distribuzione geografica eterogenea dei depositi mappati, mostrando una netta prevalenza dell'attività della Sardegna, a dimostrazione della volontà dei principali stakeholder dell'isola sarda di procedere alla creazione e all'implementazione di una filiera del GNL efficacemente diffusa sul territorio. Particolarmente apprezzabile appare anche il ruolo della Regione Toscana, ove risultano ubicate tre facilities per il GNL.

Figura 1. Distribuzione geografica degli interventi



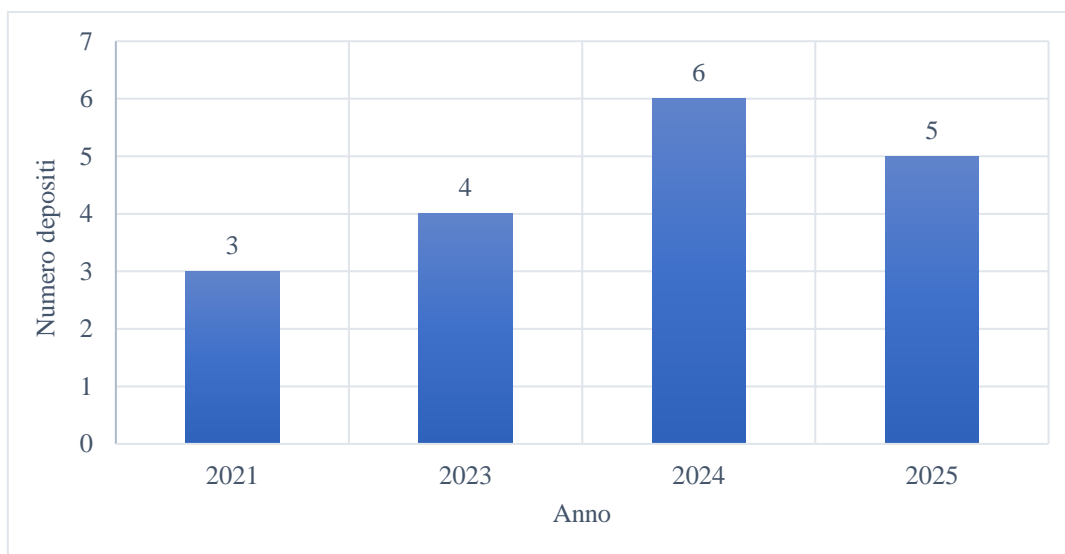
Fonte: Ns. elaborazione.

I progetti e gli interventi presenti all'interno del database considerano un orizzonte temporale di realizzabilità ed entrata in servizio di sei anni (2021-2026). La distribuzione temporale dell'entrata in operatività delle infrastrutture oggetto di esame viene indicata nella Figura 2.

I timing in oggetto sono stati desunti mediante un processo metodologico a due step. Dapprima, mediante le attività di data gathering, sono state raccolte le informazioni puntuali relative alle tempistiche per la realizzazione del singolo intervento, successivamente, per le infrastrutture per le quali non sia stato possibile individuare un timing predefinito, si è proceduto a realizzare un processo di stima in merito all'anno di entrata in funzione della medesima infrastruttura sulla base dello stato dell'iter autorizzativo e delle tempistiche di completamento normalmente richieste per ciascuna fase realizzativa.

Nello specifico, considerando la procedura autorizzativa degli interventi oggetto di analisi si è stimato che il 30% degli stessi verrà realizzato entro il 2024; mentre il 15% dovrebbe entrare in funzione entro la fine dell'anno corrente, a testimonianza di come, nonostante la situazione di emergenza sanitaria nazionale e internazionale, il GNL si conferma essere il combustibile del futuro.

Figura 2. Distribuzione temporale degli interventi



Fonte: Ns. elaborazione

L'operatività di un deposito/terminal GNL e il suo impatto sulle infrastrutture presenti nell'area di interesse dipende anche dal tipo di tecnologia di bunkering utilizzata, motivo per cui una delle variabili esaminate nell'ambito delle attività di ricerca condotte è consistita nell'identificazione del "bunkering system" relativa alla facility, che ha evidenziato la presenza di ben cinque diverse tecnologie utilizzate:

- ✓ Ship to Ship (STS): si concretizza nella presenza di una nave "bunkerina" dedicata che consegna rapidamente il carburante alle navi a GNL. In questo caso le operazioni di rifornimento possono avvenire anche in modalità "SIMOPS" (Simultaneous Operations).
- ✓ Truck to Ship (TTS): consiste nel trasferimento di GNL dal serbatoio di un'autobotte a una nave che risulta ormeggiata al molo o al pontile, in genere mediante un tubo flessibile criogenico progettato specificatamente per il servizio GNL.
- ✓ Pipeline to Ship (PTS): in questo caso il GNL viene trasferito da un serbatoio di stoccaggio tramite una linea criogenica con bracci di carico oppure il tubo di una nave ormeggiata ad una banchina o molo nelle vicinanze a seconda della specifica situazione.
- ✓ Terminal to truck (TTT) e Terminal to rail (TTR): che rappresentano le procedure per rifornire veicoli pesanti o mezzi per il trasporto ferroviario, a partire dal terminale di stoccaggio.

Il database in oggetto, oltre a contenere informazioni rilevanti in merito alle tempistiche di realizzazione ed operatività delle infrastrutture e la tipologia di tecnologia per il rifornimento, include le seguenti variabili di natura tecnico-operativa o economico-finanziaria:

- ✓ *Region*: regione di collocazione del singolo intervento.

- ✓ *Port*: porto interessato dallo specifico intervento.
- ✓ *Terminal name*: nome che individua il terminal o il deposito di GNL.
- ✓ *Storage Capacity* (thousands m³): capacità di stoccaggio espressa in migliaia di m³ dei serbatoi di GNL del progetto di deposito SSLNG, ivi intendendosi la quantità complessiva di GNL allo stato liquido che può essere immagazzinato nei serbatoi in attesa di essere redistribuito.
- ✓ *Rigassification capacity* (thousands m³): tale dato risulta presente solo nel caso in cui la facility sia dotata anche di impianto di rigassificazione e indica la capacità annua di rigassificazione di GNL espressa in migliaia di m³.
- ✓ *SSLNG Annual Capacity* (thousands m³): capacità annua di rifornimento di GNL in forma liquida espressa in migliaia di m³. Di conseguenza, tale dato rappresenta la quantità di domanda di servizi di bunkering di SSLNG che è possibile soddisfare annualmente tramite la distribuzione di GNL in forma liquida all'interno della supply chain. In particolare, la mappatura di questa variabile ha richiesto la ricerca di dati tramite fonti ufficiali di progetto (VIA, dichiarazione dei responsabili dell'intervento etc.) e, in alcuni casi, una stima basata sulle analogie con depositi il cui dato risultava dichiarato al momento di raccolta dei dati.
- ✓ *Bunkering system*: soluzione/soluzioni tecnologiche adottate per l'espletamento delle operazioni di bunkering.
- ✓ *Description*: breve descrizione dell'intervento e inquadramento nelle strategie regionali o nazionali di diffusione e spinta verso l'utilizzo del GNL.
- ✓ *Starting year*: anno previsto di entrata in servizio del singolo deposito.
- ✓ *Boe*: numero di ormeggi dedicati ai servizi offerti dal deposito GNL.
- ✓ *No. Jetties*: numero di accosti o baie riservati al deposito nell'area portuale di interesse.
- ✓ *Jetties*: descrizione del tipo di baie e delle relative caratteristiche.
- ✓ *Layout*: breve descrizione del layout del deposito in oggetto. Nello specifico, sono state riportate, ove possibile, informazioni legate all'area di localizzazione dell'impianto all'interno del demanio portuale, il numero e il tipo di unità funzionali, il tipo di equipment utilizzati etc.
- ✓ *CAPEX*: costi di investimenti previsti con riferimento esclusivo alla realizzazione del solo sistema di deposito e bunkering SSLNG esaminato (cfr. paragrafo 3.3).
- ✓ *CAPEX connessi alla catena logistica*: costi di investimento iniziali necessari per approntare la supply chain di approvvigionamento/rifornimento di GNL a supporto della facility per lo storage e il bunkering di GNL (cfr. paragrafo 3.3).
- ✓ *OPEX*: costi operativi connessi alla gestione del solo sistema di deposito e bunkering SSLNG esaminato (cfr. paragrafo 3.4).
- ✓ *OPEX connessi alla catena logistica*: costi operativi collegati alla gestione della supply chain di approvvigionamento/rifornimento di GNL a supporto della facility per lo storage e il bunkering di GNL (cfr. paragrafo 3.4).
- ✓ *Stato infrastruttura*: stato di avanzamento progettuale e autorizzativo dell'infrastruttura di deposito, che può essere:
 - *Planned/Richiesta procedura VIA*: stato di avanzamento del procedimento autorizzativo in cui il soggetto proponente ha inoltrato i documenti necessari al Ministero dell'Ambiente che deve, tuttavia, ancora avviare la fase valutativa;
 - *Planned/Verifica di assoggettabilità a VIA in corso*: ne fanno parte gli interventi per cui sono già stati presentati i documenti tecnici e di progetto al Ministero dell'Ambiente che sta provvedendo all'effettuazione della valutazione di impatto ambientale a seguito della quale sarà possibile procedere con la costruzione del medesimo;
 - *Planned/Procedura autorizzativa VIA conclusa positivamente*: rappresenta il caso in cui la valutazione di impatto ambientale si è conclusa positivamente e il deposito risulta pianificato e vicino all'avvio delle procedure di costruzione;

- Authorized/Procedura VIA conclusa positivamente: in questo caso i depositi hanno ottenuto la documentazione necessaria dal Ministero dell’Ambiente ma non risultano ancora in fase di definizione delle tempistiche e delle operazioni da compiere per avviarne la costruzione;
 - Planned/Procedura autorizzativa CTR in corso: tali progetti oltre ad essere stati pianificati ed aver ottenuto il nulla osta di fattibilità regionale (NOF), hanno proceduto alla richiesta di convocazione del comitato tecnico regionale (CTR) a cui seguirà la Conferenza preliminare dei servizi, fino al momento della presentazione della documentazione necessaria all’assoggettamento alla valutazione di impatto ambientale;
 - Planned/richiesta di convocare una Conferenza dei Servizi Preliminare: stato autorizzativo in cui a valle della convocazione del comitato tecnico regionale, si è proceduto alla richiesta di convocazione della Conferenza dei Servizi Preliminari, ultimo step autorizzativo prima dell’assoggettabilità alla VIA;
 - Autorizzato: in questa categoria rientrano i progetti non ancora in costruzione ma che hanno concluso l’intero iter autorizzativo;
 - Under construction: progetti arrivati al termine dell’iter autorizzativo e dunque in fase di costruzione.
- ✓ *Soggetto gestore*: soggetto che si occupa della gestione delle procedure di costruzione/realizzazione dell’impianto e/o colui che ne curerà l’operatività una volta che il medesimo entrerà in funzione.

3. Descrizione dei depositi di GNL a livello nazionale

Nel presente paragrafo si procede a descrivere in modo dettagliato gli aspetti tecnici relativi ai singoli interventi inclusi all’interno del database, al fine di fornire una rappresentazione di dettaglio dello stato attuale e prospettico del sistema infrastrutturale per lo SSLNG a livello nazionale. Le diverse facilities per il bunkering e lo storage di GNL vengono pertanto esaminate aggregando le medesime per regione di competenza.

A) Liguria

A1) Panigaglia LNG bunkering

Il terminal GNL di Panigaglia costituisce l’unico progetto per la realizzazione di una facility per lo storage e il rifornimento SSLNG nell’ambito della regione Liguria al momento di redazione del presente elaborato. Esso rappresenta la prima struttura onshore per la ricezione e la rigassificazione di GNL in Italia e dal punto di vista tecnico-funzionale è caratterizzata dalla presenza di silos per lo stoccaggio di grandi quantità di GNL all’interno dell’area portuale della Spezia. Tali strutture saranno collegate, mediante particolari condutture, direttamente alla facility adibita all’attracco delle metaniere. Il layout d’impianto è caratterizzato da seguenti elementi:

- un sistema di ricezione (area per l’attracco della nave);
- un’area di stoccaggio (due serbatoi all’interno dei quali sono sommerse delle pompe per la movimentazione del gas);
- un rigassificatore necessario in quanto dai serbatoi di stoccaggio il gas viene estratto e inviato agli scambiatori di calore a fascio tubiero mediante un sistema di pompe centrifughe;
- un’area dedicata al recupero dei vapori;
- sistemi ausiliari di sicurezza.

A causa della mancanza di dati di dettaglio si è reso necessario prevedere tramite analisi interne la capacità di rifornimento di SSLNG in caso di completamento di progetto realizzativo, sulla base delle analogie rispetto all’impianto dell’OLT Offshore LNG. Tale analisi ha condotto verso la stima di 310.000 m³ di rifornimento

annuo di GNL, considerando i riferimenti alla capacità di stoccaggio in forma gassosa pari a 88.000 m³, e una serie di altri parametri di stima e di analogia rispetto all'OLT Offshore LNG. La stima dei 310.000 m³ di capacità annua di rifornimento SSLNG sottende l'ipotesi di 42 rifornimenti annui con specifica SSLNG Bunker Ship a ciò preposta.

Inoltre, nel caso del deposito ligure, la tecnologia di bunkering che viene considerata fattibile sotto il profilo tecnico comprende le modalità Ship To Ship (STS) e Terminal To Ship (TTS).

Il costo di investimento del deposito SSLNG di Panigaglia, il cui anno di presunta operatività dovrebbe essere il 2024, si aggira intorno ai 2,5 milioni €.

B) Toscana

B.1) OLT Offshore LNG Toscana

Il progetto OLT Offshore LNG Toscana, già operativo come rigassificatore FRSU, prevede l'adeguamento delle attuali strutture al fine di assicurare l'erogazione di servizi di approvvigionamento, stoccaggio e distribuzione di SSLNG.

In particolare, la configurazione attuale del terminal comprende tutte le attrezzature impiantistiche necessarie per ricevere, stoccare e rigassificare il GNL trasportato dalle navi metaniere, per poi inviarlo in forma gassosa verso terra, nella Rete Nazionale Gasdotti, tramite una condotta sottomarina. Attraverso il progetto di adeguamento, l'infrastruttura consentirà anche l'approvvigionamento primario della catena SSLNG, consentendo il caricamento di piccole navi metaniere (60 – 110 m di lunghezza) con tecnologie di bunkering di tipo STS e di tipo “pipeline to ship”.

L'impianto in questione, che attualmente presenta una capacità nominale di rigassificazione del GNL pari a 135.000 m³, dovrebbe essere in grado di garantire un'annual capacity di rifornimento/approvvigionamento di GNL pari a circa 310.000 m³, senza implicazioni sulla capacità di rigassificazione autorizzata pari a 3,75 Mld di Smc/anno.

I costi CAPEX per gli interventi di adeguamento ammontano a circa 50 milioni di euro. Gli interventi in oggetto dovrebbero essere completati alla fine del 2021, a valle dell'autorizzazione concessa dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e d'intesa con la Regione Toscana ricevuta a fine 2020.

B.2) Livorno LNG terminal S.p.A.

Il progetto relativo al Livorno LNG Terminal Spa prevede la realizzazione di un deposito “small scale” avente capacità di stoccaggio della tank pari a 5.000 m³. Il progetto prevede in particolare l'impiego di quattro serbatoi con una capacità pari a circa 1.200 m³ ciascuno. L'intervento in questione è stato progettato dalla “newco” Livorno LNG terminal S.p.A., detenuta, per il 50%, da Costiero Gas Livorno S.p.A. (joint venture tra Enifuel S.p.A. e Liquigas S.p.A.) e, per il restante 50%, da Neri Vulcangas investimenti S.R.L. (joint venture tra Neri Depositi Costieri S.p.A., con una quota del 55%, e Società Italiana Gas Liquidi S.p.A.). Tale intervento dovrebbe essere localizzato nella zona della Darsena Petroli del porto di Livorno. In particolare, i quattro principali operatori italiani nell'ambito della distribuzione di prodotti petrolchimici e nella produzione di GPL, ovvero Enifuel S.p.A, Liquigas S.p.A, Neri Depositi Costieri e Società Italiana Gas Liquidi S.p.A, intendono realizzare il suddetto deposito che consentirà di provvedere alla ricezione e allo stoccaggio di GNL in modalità SSLNG. Tale approvvigionamento avverrà mediante navi gasiere (configurazione di tipo STS), al fine di consentirne una successiva distribuzione mediante autocisterne, ferrocisterne e bettoline (configurazioni di tipo TTS e STS).

Nel luglio 2020, il progetto in esame ha ottenuto il Nulla Osta di Fattibilità (NOF) che non solo ne ha certificato la possibile realizzazione ma ne ha anche determinato l'assoggettabilità al processo di valutazione di impatto ambientale (VIA), a seguito della quale saranno necessari circa 2 anni per il completamento del deposito.

Con un investimento complessivo di 50 milioni €, il deposito entrerà in funzione entro il 2024 con una capacità di rifornimento annua stimata in circa 210.000 m³ di GNL.

B.3) Rosignano

Il progetto di realizzazione del terminale di stoccaggio e rigassificazione di GNL di Rosignano, realizzato dalla società Edison S.p.A., permetterà di rifornire le autocisterne all'interno della superficie di estensione dell'impianto. Inoltre, saranno necessari adeguamenti infrastrutturali legati all'aumento della larghezza del pontile Solvada di 430 metri, che consentirebbe l'attracco delle metaniere e delle bettoline per il rifornimento di GNL via mare. Una delle particolarità del presente terminal, risiede nella collocazione del medesimo, prevista nell'area industriale Solvay del comune di Rosignano Marittimo e non del relativo porto, giustificata dalle potenzialità di sviluppo offerte da questa tipologia di iniziativa.

Per il terminale SSLNG di Rosignano, la cui procedura autorizzativa risulta ancora in corso, è prevista una capacità di rigassificazione di 8 miliardi di m³/anno nonché la configurazione di due serbatoi di stoccaggio per il processo di rigassificazione con capacità totale di 320.000 m³. Infine, il progetto prevede la realizzazione, in prossimità dei serbatoi di gas naturale, di una stazione di carico per le autobotti al fine di implementare la distribuzione via terra del GNL. Nel caso di tale terminale, la cui entrata in funzione può essere stimata nel 2025, saranno implementate tecnologie di bunkering di tipo STS e TTS.

C) Sardegna

C.1) Higas - Oristano

L'impianto Higas di Oristano si colloca nel quadro di interventi finalizzati all'implementazione di una supply chain di ampio respiro all'interno della regione Sardegna e risulta finalizzato all'espletamento di funzioni legate all'importazione, allo stoccaggio e alla distribuzione SSLNG.

Nello specifico, lo scopo di tale impianto è quello di ricevere il GNL da navi metaniere di medie dimensioni, scaricare lo stesso nel deposito di stoccaggio oggetto dell'iniziativa per essere poi successivamente utilizzato in parte in loco come combustibile e in parte come gas naturale da essere distribuito nelle reti di gasdotti della zona. Con riferimento all'impianto in oggetto, le tecnologie di bunkering da adottare consisteranno nelle soluzioni STS e TTS; il layout previsto sarà composto dalle seguenti unità funzionali:

- un'unità interfaccia nave/impianto costituita principalmente da bracci di carico che permettono il collegamento sicuro tra le navi (sia metaniere che bunker vessel) e l'impianto;
- un'unità di stoccaggio di GNL costituita da 6 serbatoi a pieno contenimento dalla capacità netta di 1.500 m³ ciascuno e relative utenze di controllo e distribuzione;
- un'unità di invio GNL alle utenze;
- un'unità di controllo del sistema;
- un'unità di prevenzione.

Il costo dell'iniziativa dal punto di vista dei CAPEX ammonta a 50 milioni di € e il progetto consentirà di raggiungere una capacità di approvvigionamento e rifornimento di SSLNG pari a circa 350.000 m³ di GNL. L'impianto sarà gestito da Higas S.r.l (detenuta all'80% dalla Avenir LNG, per il 10% da Gas & Heat e per il restante 10% da CPL Concordia). L'entrata in funzione dell'impianto, infine, è prevista per maggio 2021.

C.2) Edison - Oristano

Il deposito di GNL “Edison” ad Oristano entrerà in operatività, secondo i documenti ufficiali di progetto, nel 2023, ed è stato il primo dei progetti GNL di Edison ad essere stato autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili. Localizzato all’interno del porto di Oristano, il deposito di Edison prevede un’organizzazione del layout e dei processi in quattro aree funzionali, ovvero, area di attracco e trasferimento del GNL (lunghezza complessiva pari a circa 185 m), area di deposito del GNL, area di carico delle autocisterne e area di gestione del BOG.

Il progetto prevede la realizzazione di un deposito costiero di GNL composto da 7 serbatoi, per una capacità complessiva di 10.000 m³ e dall'accosto per l'approvvigionamento di GNL tramite navi gasiere di piccola taglia (7.500-27.500 m³). Sono inoltre previste quattro baie di carico per le operazioni di rifornimento di GNL secondo tecnologie di tipo STS e TTS. L’impianto, secondo la documentazione ufficiale, consentirà di assicurare una capacità annua di rifornimento di GNL pari a 520.000 m³.

Il progetto ha già ottenuto l’autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico necessaria per dare avvio ai lavori di costruzione, e la concessione degli spazi demaniali dell’area di interesse. Nonostante ciò, al momento non sussistono dichiarazioni rilasciate dall’operatore riguardo l’ammontare degli investimenti richiesti per la realizzazione e il completamento del deposito in oggetto.

C.3) Ivi Petrolifera - Oristano

Il progetto IVI Petrolifera, localizzato nell’area del porto di Santa Giusta-Oristano e facente parte (come gli interventi di Higas e Edison) della rete di iniziative volte alla costituzione di una rete di distribuzione del GNL in Sardegna, presenta un layout simile a quello degli altri impianti sardi, costituito da 9 serbatoi criogenici da 1.000 m³ ciascuno che determineranno una capacità di stoccaggio da definire una volta stabilita la frequenza dei rifornimenti. La distribuzione di GNL all’interno della Sardegna avverrà tramite autobotti da 50 m³ e barche o chiatte da circa 500 m³ e vedrà l’utilizzo di tecnologie di tipo TTS e STS.

Con riferimento all’operatività dell’impianto, occorre precisare che lo stesso avrà a disposizione una baia per le operazioni di carico/scarico e si prevede che il medesimo possa assicurare una capacità annua di approvvigionamento/rifornimento fino a 450.000 m³ di GNL, a regime. L’entrata in funzione dello stesso, considerate le caratteristiche tecniche e le analogie con altri interventi progettuali oggetto di analisi, è stimata per l’anno 2023.

C.4) Cagliari

Il progetto di deposito SSLNG di Cagliari è stato proposto dalla società IS Gas Energit Multi-Utilities S.p.A. al fine di implementare una filiera per la ricezione del GNL a mezzo di navi metaniere per compiere sia operazioni di rifornimento sia operazioni di rigassificazione e successiva distribuzione nella forma gassosa lungo la rete di gasdotti. Il progetto relativo al deposito SSLNG di Cagliari prevede la realizzazione di un impianto caratterizzato da una capacità di stoccaggio pari a 22.608 m³ (capacità effettiva 19.872 m³, 90% di riempimento totale) costituito da 18 serbatoi criogenici per il GNL che verranno riforniti e alimentati da navi metaniere di piccola taglia (7.500 - 20.000 m³). Con una capacità annua di approvvigionamento e rifornimento di GNL stimata in circa 360.000 m³ (considerando 2 carichi mensili da 15.000 m³), il deposito trasferirà 120.000 m³/anno attraverso l’impiego di autobotti/autocisterne, caratterizzate da capacità massima intorno a 40 m³ (una baia di carico) e di barche di piccola dimensione (3.000 - 5.000 m³).

Ottenuto a fine 2018 il Nulla Osta di Fattibilità (NOF) dell’impianto da parte del Comitato Tecnico Regionale, il progetto si trova, ad oggi, in fase di valutazione ministeriale “VIA” e, secondo la documentazione progettuale è prevista l’entrata in operatività nel corso del 2024.

C.5) Porto Torres

Il progetto relativo al deposito di Porto Torres, di proprietà del Consorzio Industriale Provincia Sassari e sotto la gestione della società Snam Srl, prevede l'installazione di un deposito costiero SSLNG alla radice del molo Asi, in corrispondenza di un'area demaniale di circa 6 ettari, per una capacità complessiva di stoccaggio pari a circa 10.500 m³. Di conseguenza, date le caratteristiche dimensionali e tecniche del deposito, viene stimata una capacità di approvvigionamento e rifornimento pari a circa 160.000 m³, analoga alla capacità media annua relativa ai progetti di deposito SSLNG ubicati ad Oristano che presentano dimensioni equiparabili.

Attualmente, tale progetto è al vaglio della Commissione Tecnica Regionale e si presume entrare in operatività non prima del 2025.

D) Veneto

D.1) Venice LNG Terminal

Il deposito costiero progettato dalla società Venice LNG Spa, controllata da DECAL, verrà installato all'interno dell'area portuale e industriale di Marghera. Tale deposito per lo SSLNG, costituito da un serbatoio a pressione atmosferica, presenterà una capacità di 32.000 m³. La realizzazione e implementazione della facility in oggetto saranno co-finanziati dalla Commissione Europea nell'ambito della programmazione CEF (Connecting Europe Facility) con riferimento ai progetti denominati "Gainn4SEA" e "Venice LNG Facility", per un importo pari a 18,5 milioni di euro rispetto ai 85,5 milioni di CAPEX complessivamente previsti per il completamento dell'infrastruttura.

L'alimentazione del deposito avverrà attraverso l'impiego di navi gasiere di piccola e media taglia (con capacità massima delle relative tank pari a 30.000 m³), mentre la distribuzione del GNL sarà garantita attraverso 5 baie di carico per autocisterne (soluzione di tipo TTS) e bettoline di piccola taglia (soluzione di tipo STS). Tra queste ultime unità è possibile indentificare la "Poseidon Med II bunkering barge" caratterizzata da motori "dual fuel" (LNG e MDO), di tipo "Semi-Ballastable Barge Transporter (SBBT)" avente una capacità di storage pari a 4.000 m³ di GNL e 1.000 m³ di MDO. La consegna di detta bettolina per il rifornimento di GNL è prevista nel corso del 2021.

Il deposito SSLNG di Venezia consentirà il rifornimento di autobotti, ISO container e anche unità per il trasporto "su ferro", attraverso due punti di accosto distinti, ovvero l'accosto esistente (Ormeggio Centrale) e un nuovo accosto (Ormeggio Est). Mentre il primo è destinato a ricevere un sistema dedicato "tug & barge" caratterizzato da una capacità di 4.000 m³ (Poseidon Med II bunkering barge) e capace anche di assicurare l'attracco di gasiere e bettoline di medie dimensioni (fino a 27.500 m³), il secondo accosto permetterà di ricevere le bettoline aventi capacità massima di 3.000 m³.

Il progetto del deposito SSLNG di Venezia prevede, nella fase iniziale delle operazioni (2023-2024), una capacità annua di rifornimento e distribuzione di 150.000 m³/anno di GNL, fino al raggiungimento di 900.000 m³/anno a partire dal 2025, in concomitanza con l'aumento previsto della domanda di mercato.

L'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del deposito SSLNG Venice LNG è avvenuta tramite Decreto Autorizzativo emanato alla fine di dicembre 2020 dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili d'intesa con la Regione Veneto. Le opere marine connesse a tale progetto sono già in corso e completate al 95%; risulta ancora assente l'allungamento di 30 metri della banchina, che, peraltro, è già in concessione alla società DECAL, attuale socio della società proprietaria dell'infrastruttura di deposito SSLNG. L'avvio delle operations relative alla facility è previsto per dicembre 2023.

D.2) Adriatic LNG Terminal di Rovigo

Verso la fine del 2015 si è concluso positivamente l'iter di valutazione dello studio di fattibilità del progetto di introduzione dei servizi Small Scale LNG in aggiunta ai servizi di rigassificazione del terminal galleggiante di Rovigo, l'Adriatic LNG Terminal. In ragione dell'attuale assenza di informazioni circa l'avanzamento dell'iter autorizzativo del progetto e di dati di progetto più puntuali e precisi, è possibile stimare per tale deposito SSLNG una capacità annua di rifornimento e distribuzione di SSLNG in linea con i volumi di SSLNG imputati al terminal OLT Offshore LNG Toscana di Livorno, ovvero il primo progetto in fase di costruzione a livello nazionale che prevede l'attivazione dei servizi di SSLNG affianco al servizio di rigassificazione (capacità di rigassificazione nominale di 250.000 m³).

Sulla base dello stato attuale del progetto, si prevede che l'Adriatic LNG terminal entrerà in operatività nel 2025.

E) Emilia-Romagna

E.1) Ravenna Coastal LNG Deposit

Autorizzato alla costruzione ed esercizio nel febbraio 2018, il progetto "Ravenna Coastal LNG Deposit" si trova, attualmente, a circa tre quarti dello stato avanzamento lavori. Con un investimento di circa 95 milioni di euro, il progetto del deposito SSLNG di Ravenna è condiviso in partnership da Edison, Scale Gas Solutions (Enagas) e Pir (Petroliera Italo Rumena), attraverso la "newco" Depositi Italiani GNL (DIG). La società Edison, che detiene il 30% della succitata newco DIG, si occuperà della costruzione del deposito ma anche dell'utilizzo e della gestione del medesimo in ragione dell'85% della sua capacità annua di rifornimento e distribuzione di SSLNG.

Il deposito è stato progettato per gestire una capacità annua di rifornimento e distribuzione di circa un milione di m³ di GNL. In ragione della sua capacità di stoccaggio di 20.000 m³ e delle 6 baie di carico di cui è dotato, il deposito verrà alimentato da una nave metaniera dedicata dotata di una capacità pari a 30.000 m³ (la Ravenna Knutsen). Quest'ultima opererà in maniera sinergica anche rispetto ad altri depositi costieri facenti parte del network di infrastrutture per lo SSLNG riconducibili al gruppo Edison all'interno del territorio nazionale (il network come noto include impianti ubicati anche a Oristano, Napoli e Brindisi). Il deposito di Ravenna, una volta completata la realizzazione delle opere infrastrutturali e portata la capacità di rifornimento e distribuzione a regime, consentirà di fornire quantitativi di GNL atti a soddisfare 12.000 camion, 4 navi da crociera o 43 traghetti all'anno secondo le stime progettuali contenute nella documentazione ufficiale.

La conclusione del progetto è attesa per giugno 2021, termine cui va aggiunto un periodo di tre mesi di *commissioning*, prevedendo, di conseguenza, l'entrata in operatività tra fine settembre e inizio ottobre del medesimo anno.

F) Campania

F.1) Napoli

Nel mese di novembre 2020, ha preso il via la procedura finalizzata al rilascio di una concessione di durata triennale per la realizzazione e gestione del deposito costiero Small Scale di GNL nella Darsena Petroli del porto di Napoli, facente parte del progetto congiunto di Edison e Kuwait Petroleum Italia (Q8). Il termine ultimo per la presentazione di istanze e osservazioni su tale procedura è stato fissato al 15 gennaio 2021.

Con una capacità complessiva di stoccaggio pari a circa 24.000 m³, tale deposito sarà dedicato all'approvvigionamento e rifornimento di mezzi navali nonché alla distribuzione a vantaggio della rete terrestre

per il rifornimento di veicoli pesanti. Il progetto ha superato la conferenza preliminare dei servizi con esito positivo e, al momento, è in attesa di assoggettamento a procedura di VIA (Valutazione d’Impatto Ambientale).

Il progetto beneficia di un co-finanziamento europeo per la progettazione dell’infrastruttura, essendo stato ammesso al programma CEF (Connecting Europe Facility).

Sulla base dei dati e delle informazioni ad oggi disponibili, si ipotizza che la facility possa essere operativa sul mercato a partire dalla fine del 2024, e sarà caratterizzata da una capacità annua di rifornimento e distribuzione analoga a quella del deposito di Ravenna, in ragione delle caratteristiche tecniche simili dei due impianti. Pertanto, anche in questo caso la capacità annua di rifornimento e distribuzione di GNL è stimata in circa 1 milione di m³ a regime.

G) Calabria

G.1) Crotona

La proposta progettuale della società Ionio Fuel srl, che si riferisce alla realizzazione di un deposito di SSLNG nei pressi di Crotona, ha ottenuto il Nulla Osta alla Fattibilità (NOF) dell’impianto da parte del Comitato Tecnico Regionale ed è attualmente al vaglio del Ministero dell’Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare, con l’apertura della fase di verifica di procedibilità prevista dall’iter per la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA). Tale progetto riguarda la realizzazione di un deposito costiero per il GNL nell’area industriale a nord della città di Crotona. Al momento, la società Ionio Fuel srl ha inoltre siglato un accordo vincolante per l’acquisto dei terreni su cui è prevista sorgere l’infrastruttura.

Si prevede una capacità di stoccaggio complessiva di 20.000 m³ assicurata dalla presenza di 18 serbatoi, aventi capienza pari a 1.226 m³ ciascuno. L’avvio dei lavori di realizzazione degli impianti è fissato per la fine del 2022, in caso di assenza di intoppi e rallentamenti nelle fasi autorizzative e ciò comporterebbe la possibile entrata in operatività del deposito medesimo nel 2024. Il deposito, in particolare, avrà una capacità nominale annua di approvvigionamento e distribuzione stimata in 1.440.000 m³ di GNL, di cui il 70% si stima sarà oggetto di rifornimento e distribuzione via camion e il restante 30% via nave attraverso navi metaniere (capacità massima di 35.000 m³).

G.2) Gioia Tauro

Il progetto LNG Medgas Terminal si inserisce in un quadro di ampie opportunità di sviluppo per il GNL nei trasporti marittimi nella regione calabrese. Tale impianto, infatti, potrà contare sulle sinergie che potrebbero svilupparsi con il vicino deposito in fase autorizzativa di Crotona.

Nello specifico, il deposito verrà localizzato nell’area antistante il bacino di evoluzione del porto di Gioia Tauro e prevede la realizzazione di un pontile per l’attracco delle navi metaniere. La piattaforma utilizzata con riferimento alle operations interessanti il terminal di GNL, disterà circa 500 m dalla costa, mentre il pontile sarà collegato dalle condotte criogeniche a 4 serbatoi GNL a doppio contenimento. La fase di bunkeraggio dovrebbe sfruttare tecnologie di tipo STS, TTS e PTS.

A valle del termine dell’espletamento delle attività necessarie a completare l’iter autorizzativo, è stata prevista la piena operatività dell’impianto nel 2023.

H) Puglia

H.1) Brindisi

Il progetto di realizzazione di un deposito costiero SSLNG nell’area del porto di Brindisi denominata “Costa Morena” è stato proposto da Edison che, a dicembre 2019, ha richiesto la convocazione della Conferenza di

servizi preliminari per presentare alle amministrazioni interessate al procedimento autorizzativo uno Studio di fattibilità per l'impianto in oggetto. Nello stesso periodo, la società Edison ha inoltre avviato l'istanza per l'ottenimento di un NOF (Nulla Osta di Fattibilità), in relazione al quale è stato ottenuto, a dicembre 2020, parere positivo da parte del Comitato Tecnico regionale della Puglia. Tuttavia, a causa dell'emergenza sanitaria tutt'oggi in corso, il Ministero dello Sviluppo si è trovato costretto a posticipare la Conferenza dei Servizi Preliminare al 10 marzo 2021, data da cui prenderà di fatto avvio l'iter autorizzativo del nuovo progetto di Edison per il deposito SSLNG di Brindisi.

Il progetto di realizzazione del deposito SSLNG, la cui entrata in operatività è prevista per la fine del 2024, comprende la costruzione di un deposito costiero SSLNG costituito da un serbatoio a pressione atmosferica (20.000 m³ di capacità) e di una serie di opere accessorie volte a consentire l'attracco sia di navi metaniere (con capacità massima pari 30.000 m³ di serbatoio) per lo scarico del GNL al deposito, sia di bettoline (con capacità di storage pari a 1.000 m³) per il carico di GNL dal deposito. Il trasferimento del GNL in forma liquida dalle navi gasiere al serbatoio di stoccaggio e da quest'ultimo alle bettoline, avverrà attraverso bracci di carico (configurazione di bunkering di tipo PTS) e mediante operazioni di tipo Ship-To-Ship (STS). Sono poi previste operazioni di trasferimento verso le autobotti e le autocisterne per mezzo di apposite baie di carico.

In ragione delle caratteristiche tecniche e dimensionali dell'impianto (20.000 m³ di capacità di stoccaggio in serbatoi di tipo atmosferico) equiparabili a quelle del deposito di Ravenna, si prevede una capacità annua di distribuzione e rifornimento di GNL simile a quella del deposito di Ravenna stesso, pari a circa 1 milione di m³ di GNL.

I) Sicilia

I.1) Augusta

Nel mese di dicembre 2020, il sistema portuale del Mare di Sicilia Orientale ha pubblicato un avviso pubblico esplorativo per manifestazioni di interesse per la realizzazione e la gestione di un deposito GNL nel porto di Augusta. Già in precedenza, la port authority aveva avviato una procedura finalizzata alla realizzazione e gestione di un deposito di stoccaggio di GNL all'interno del porto di Augusta mediante "terminal galleggiante", caratterizzato da una capacità nel range 400 - 1.200 m³. Tale procedura ha attirato l'interesse di svariate società, ovvero Higas, Neri Vulcangas Investimenti e Poseidon (istanza congiunta), Sasol Italy, Snam, Edison e Maxcom Petroli.

Tra i progetti attualmente in fase di studio, quello che secondo notizie di settore appare caratterizzato da maggiore fattibilità tecnica ed economico-finanziaria, prevede la realizzazione di un deposito galleggiante di SSLNG con capacità di stoccaggio superiore a quella prevista dall'avviso pubblico esplorativo precedentemente, ovvero compresa tra i 3.000 e i 15.000 m³, per un investimento complessivo di 50 milioni di euro. Si prevede, per tale deposito, l'approvvigionamento di GNL mediante mezzi navali, insieme alla messa a punto di un'infrastruttura mobile per la distribuzione del GNL che consenta di rifornire sia direttamente sia indirettamente l'utenza marittima sia quella terrestre in Sicilia e nel Sud Italia. Il progetto del deposito galleggiante small scale di Augusta risulta, al momento, in fase di "manifestazione d'interesse" ed è previsto il suo ingresso sul mercato nel 2025, anche se detto timing appare piuttosto ottimistico, considerando i tempi tecnici richiesti per le diverse fasi di processo.

In ragione delle caratteristiche connesse all'impianto di tipo tecniche (ipotizzato di tipo "bullet") dimensionali (5.000 m³ di capacità di stoccaggio) e dell'investimento atteso equiparabili a quelli del deposito SSLNG di Livorno (4.900 m³), si prevede anche una medesima capacità annua di rifornimento e distribuzione pari a circa 210.000 m³ (come quella relativa al progetto di deposito "LNG Terminal spa").

I.2) Gela

La società ENI ha manifestato il proprio interesse relativamente alla realizzazione di un deposito costiero small scale di GNL nel porto di Gela, con l'obiettivo di valorizzare questo combustibile e promuovere la formazione di una supply chain del GNL nell'isola della Sicilia, unitamente a quanto sta avvenendo nel porto di Augusta. Nello specifico, un comunicato stampa della società rende nota la realizzazione di uno studio di fattibilità tecnica, a partire dal quale verrà predisposto un approfondimento tecnico/economico attraverso un incontro con le diverse istituzioni competenti.

Non risultano disponibili dati di dettaglio relativamente all'operatività e alla configurazione di tale deposito, che dovrebbe tuttavia essere approvvigionato mediante navi bettoline nonché finalizzato al rifornimento dei mezzi navali e terrestri.

L) Abruzzo

L.1) Ortona

La proposta relativa alla realizzazione di un deposito costiero SSLNG nella zona del porto di Ortona risulta ad oggi in fase di definizione. In particolare, a valle dell'acquisizione dei depositi di GNL di Trieste, la società del Gruppo Tosto Seastock Srl intende sfruttare le possibili sinergie che si instaurerebbero tra le diverse facilities, al fine di promuovere attività e iniziative coerenti con le misure e i programmi di sviluppo della Regione Abruzzo legati al GNL, in linea con la programmazione nazionale ed europea nel settore energetico e ambientale.

Nel mese di marzo 2021 infatti, sono state pubblicate notizie inerenti il concreto interesse della Seastock Srl che intende mettere in pratica il knowhow maturato nel settore e l'impegno dimostrato dalle autorità competenti verso il GNL. Conseguentemente, considerato il recente passaggio alla definizione dell'iniziativa, non sono ad oggi disponibili ulteriori dettagli tecnico-operativi relativi alla configurazione dell'impianto per cui non risulta ancora presentata la scheda tecnica di progetto.

M) Friuli-Venezia Giulia

M.1) Monfalcone

Il progetto relativo alla realizzazione di un deposito di GNL nell'area industriale del porto di Monfalcone risulta in fase di autorizzazione e verrà realizzato dalla società SMART GAS S.p.A. Esso fornirà la possibilità di distribuire direttamente il GNL mediante l'utilizzo di LNG tankers, autobotti e ferrocisterne.

L'opera necessita quindi della realizzazione di particolari interventi di adeguamento infrastrutturale e impiantistico necessari non solo a consentire l'attracco delle navi metaniere e il trasferimento del prodotto liquido dalle stesse ai serbatoi di stoccaggio attraverso tubazioni criogeniche, ma anche a permettere la rigassificazione del GNL prima della sua immissione in rete e distribuire il GNL attraverso operazioni di bunkering su nave, autobotti e ferrocisterne.

In particolare, tale terminal espletterà funzioni relative alla ricezione, alla rigassificazione e alla distribuzione di Gas Naturale Liquefatto, attraverso una capacità di rigassificazione definita in fase progettuale di 800 milioni di m³/anno e capacità di stoccaggio di gas pari a 170.000 m³. Al fine di espletare la funzione di approvvigionamento, sarà garantita la possibilità di far attraccare navi metaniere aventi capacità massima di 125.000 m³.

3.1. Capacità di stoccaggio di GNL

Dopo aver brevemente descritto le principali caratteristiche relative ai diversi interventi connessi ai depositi e ai sistemi i bunkering di tipo SSLNG in fase di realizzazione o di autorizzazione a livello nazionale, in questa sezione si procede ad esaminare in modo dettagliato le capacità di stoccaggio relative ai serbatoi previsti con riferimento a ciascun deposito costiero incluso nel database di cui al presente report, per poter successivamente apprezzare la dinamica evolutiva relativa alla consistenza dell'infrastruttura nazionale per lo SSLNG. Da questo punto di vista, infatti, si intende procedere a verificare l'andamento nel tempo della capacità complessiva di storage di GNL presso i depositi costieri nazionali in ragione della relativa data di entrata in servizio.

In particolare, la Tabella 1, per ciascun deposito nazionale, riporta le informazioni di localizzazione e i valori puntuali relativi alla capacità di stoccaggio del combustibile, espressa in migliaia di metri cubi, la capacità di rigassificazione (laddove sia presente un impianto di rigassificazione GNL), anch'essa espressa in migliaia di metri cubi, la tipologia di configurazione di bunkering/rifornimento/distribuzione di GNL e la presunta data di entrata in servizio della facility.

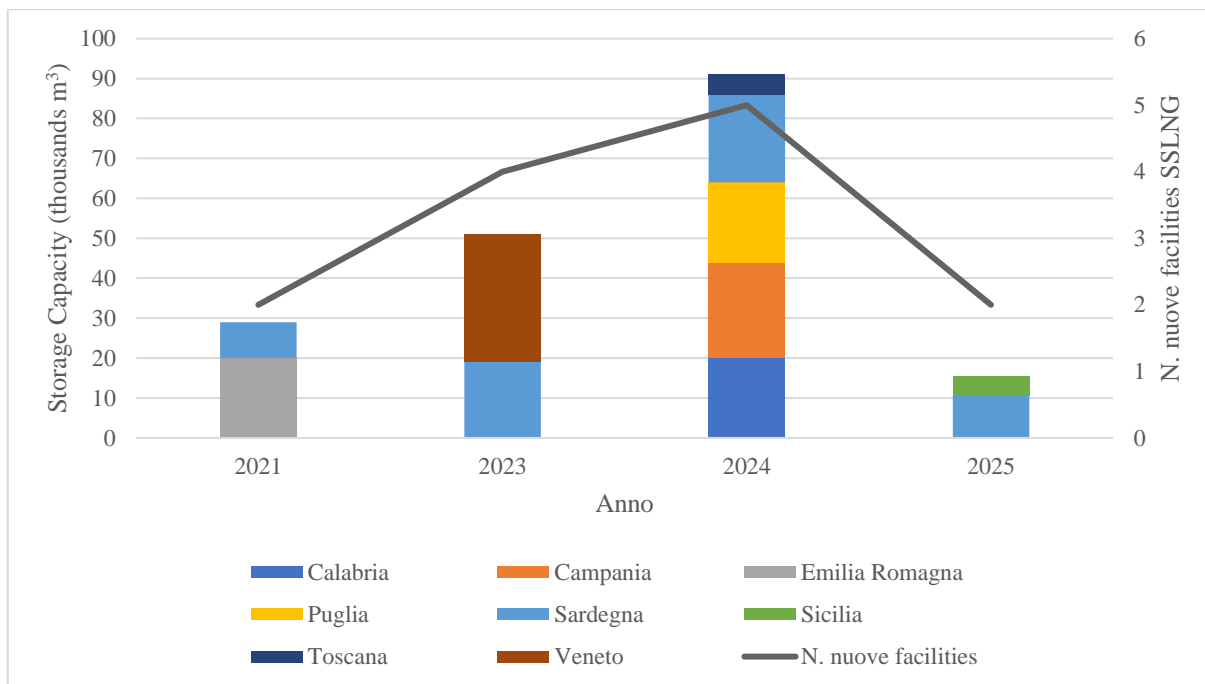
Tabella 1. Capacità di stoccaggio (storage) e di rigassificazione (regasification) degli impianti nazionali di GNL.

ID	Region	Port	Terminal name	Storage Capacity (thousands m ³)	Regasification Capacity (thousands m ³)	Bunkering system	Starting year
1	Liguria	La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	n.a.	88	TTS/STS	2024
2	Toscana	Livorno	Livorno LNG Terminal	5	-	TTS/STS	2024
3	Toscana	Livorno	Olt Offshore LNG Toscana	n.a.	135	STS/PipelineTS	2021
4	Sardegna	Oristano	Oristano (HIGAS)	9	-	TTS/STS	2021
5	Sardegna	Oristano	Oristano (IVI)	9	-	TTS/STS	2023
6	Sardegna	Oristano	Oristano (EDISON)	10	-	TTS/STS	2023
7	Sardegna	Cagliari	Sardinia LNG	22	-	TTS/STS/PipelineTS	2024
8	Sardegna	Porto Torres	Porto Torres	11	-	TTS/STS	2025
9	Veneto	Porto Marghera	Venice LNG	32	-	TTS/STS	2023
10	Veneto	Rovigo	Adriatic LNG terminal	n.a.	250	STS	2025
11	Emilia-Romagna	Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	20	-	TTS/STS	2021
12	Campania	Napoli	Naples Coastal LNG deposit	24	-	TTS/STS	2024
13	Calabria	Crotone	Crotone	20	-	TTS/STS	2024
14	Sicilia	Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	5	-	TTS/STS	2025
15	Puglia	Brindisi	Brindisi LNG Terminal	20	-	TTS/STS	2024
16	Abruzzo	Ortona	n.a.	n.a.	-	n.a.	n.a.
17	Sicilia	Gela	n.a.	n.a.	-	PTS	n.a.
18	Calabria	Goia Tauro	LNG Medgas Terminal	n.a.	-	STS/TTS/PTS	2023
19	Toscana	Rosignano	n.a.	n.a.	320	STS/TTS	2025
20	Friuli - Venezia Giulia	Monfalcone	n.a.	n.a.	170	PTS/TTS/TTR	2025

Fonte: Ns. elaborazione.

Nella Figura 3 viene riportato l'ammontare complessivo in migliaia di metri cubi di capacità di stoccaggio addizionale per anno di entrata in operatività di ciascuno dei depositi nazionali di SSLNG.

Figura 3. Capacità addizionale di stoccaggio relativa ai depositi nazionali (thousands m³), per anno di entrata in servizio.

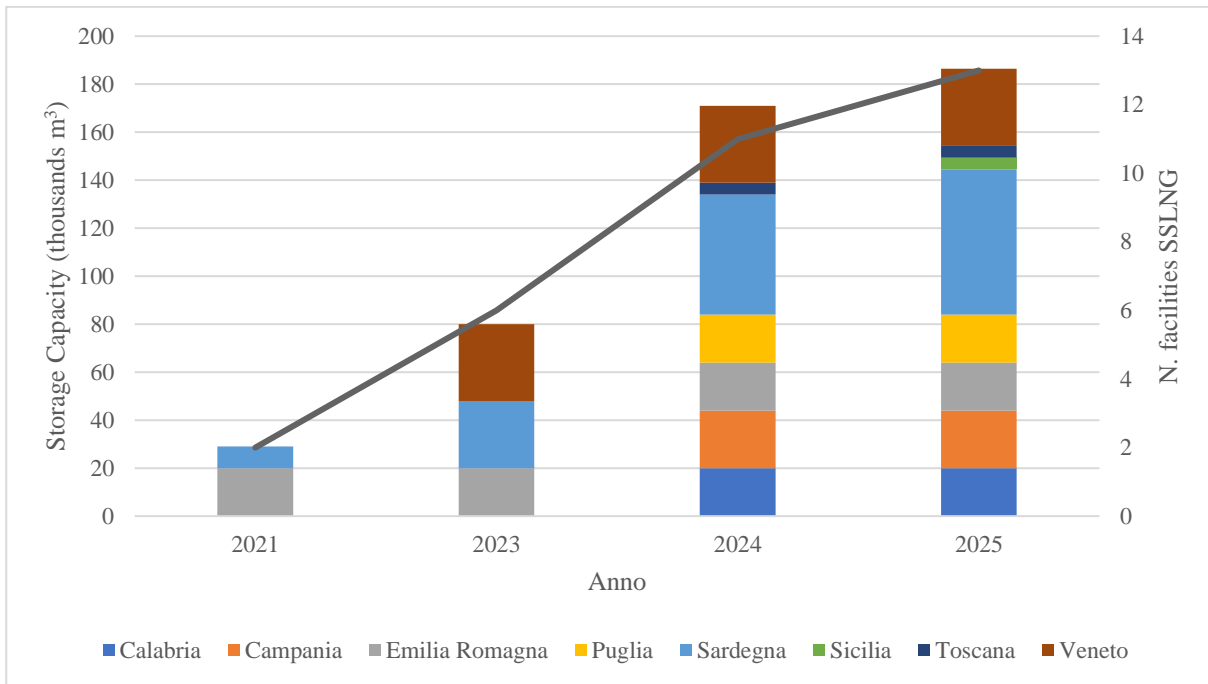


Fonte: Ns. elaborazione¹.

La successiva Figura 4, realizzata sulla base della figura precedente, mostra invece l'evoluzione temporale della capacità di stoccaggio dei depositi nazionali (capacità cumulata).

¹ I dati si riferiscono unicamente alle capacità di stoccaggio degli impianti per i quali i dati risultano disponibili.

Figura 4. Evoluzione temporale della capacità di stoccaggio dei depositi nazionali (thousands m³).



Fonte: Ns. elaborazione.

I dati sopra riportati, in particolare, evidenziano come al 2025, la capacità complessiva di storage di GNL di cui ai depositi nazionali di SSLNG oggi in fase di realizzazione o di autorizzazione dovrebbe superare i 180.000 m³ di GNL considerando le sole 12 facilities per le quali si dispone dei dati puntuali.

3.2. Capacità di erogazione e di rifornimento annuo di GNL

Una volta definite le capacità di stoccaggio dei vari depositi costieri nazionali per lo SSLNG, mediante l’esame della documentazione di progetto e la realizzazione di opportune stime che hanno beneficiato anche dei parametri e dei dati del progetto TDI RETE-GNL si è proceduto a definire lo stato del sistema infrastrutturale nazionale in termini di capacità annua di distribuzione e rifornimento di GNL. La Tabella 2 mostra la capacità annua di rifornimento e distribuzione di GNL di ciascun deposito di SSLNG, espressa in migliaia di metri cubi.

Tabella 2. Capacità annuale di rifornimento/distribuzione di GNL (SSLNG annual capacity) per deposito

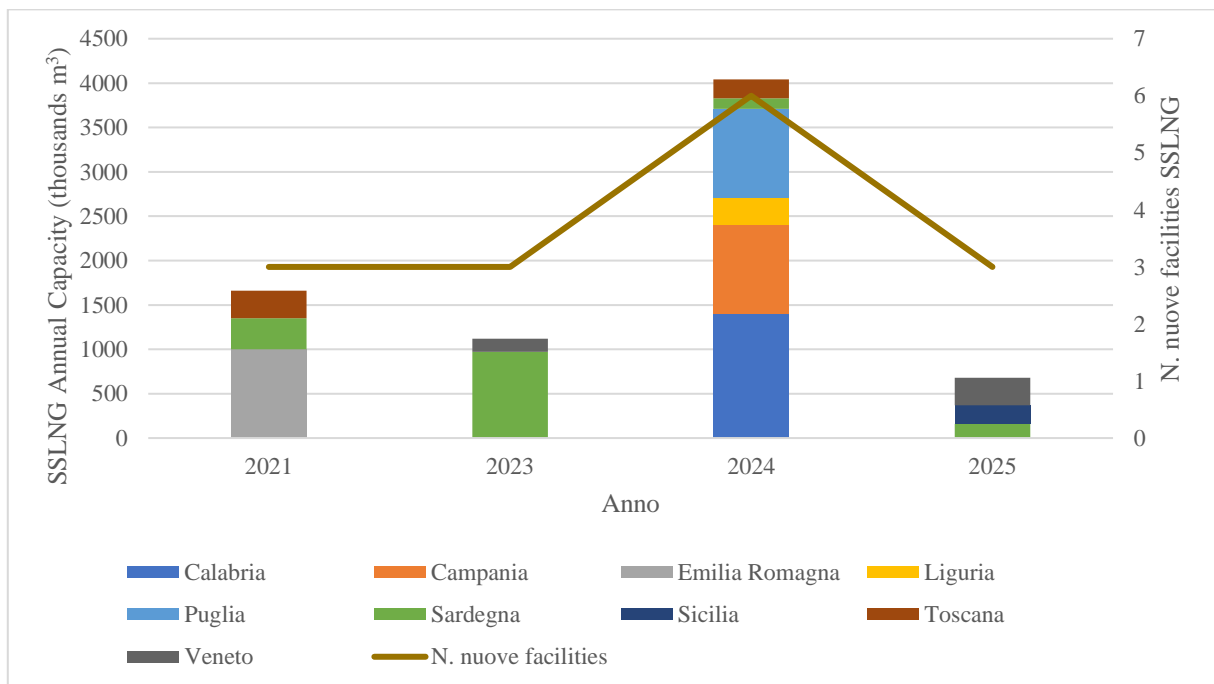
ID	Region	Port	Terminal name	SSLNG Annual Capacity (thousands m ³)	Bunkering system	Starting year
1	Liguria	La Spezia	Panigaglia LNG Bunkering	310	TTS/STS	2024
2	Toscana	Livorno	Livorno LNG Terminal	210	TTS/STS	2024
3	Toscana	Livorno	Olt Offshore LNG Toscana	310	STS/PipelineTS	2021
4	Sardegna	Oristano	Oristano (HIGAS)	350	TTS/STS	2021
5	Sardegna	Oristano	Oristano (IVI)	450	TTS/STS	2023
6	Sardegna	Oristano	Oristano (EDISON)	520	TTS/STS	2023
7	Sardegna	Cagliari	Sardinia LNG	120	TTS/STS/Pipeline TS	2024
8	Sardegna	Porto Torres	Porto Torres	160	TTS/STS	2025
9	Veneto	Porto Marghera	Venice LNG	150	TTS/STS	2023

10	Veneto	Rovigo	Adriatic LNG terminal	310	STS	2025
11	Emilia-Romagna	Ravenna	Ravenna Coastal LNG deposit	1000	TTS/STS	2021
12	Campania	Napoli	Naples Coastal LNG deposit	1000	TTS/STS	2024
13	Calabria	Crotone	Crotone	1400	TTS/STS	2024
14	Sicilia	Augusta	Priolo Augusta LNG Terminal	210	TTS/STS	2025
15	Puglia	Brindisi	Brindisi LNG Terminal	1000	TTS/STS	2024
16	Abruzzo	Ortona	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
17	Sicilia	Gela	n.a.	n.a.	PTS	n.a.
18	Calabria	Goia Tauro	LNG Medgas Terminal	n.a.	STS/TTS/PTS	2023
19	Toscana	Rosignano	n.a.	n.a.	STS/TTS	2025
20	Friuli - Venezia Giulia	Monfalcone	n.a.	n.a.	PTS/TTS/TTR	2025

Fonte: Ns. elaborazione.

Al fine di comprendere l'evoluzione temporale della capacità annuale di rifornimento e distribuzione di GNL assicurata dalla SSLNG supply chain nazionale, in ragione dell'ingresso in operatività dei diversi depositi di GNL, le successive Figura 5 e Figura 6 mostrano rispettivamente la capacità annuale addizionale e cumulata per ciascun anno dal 2021 al 2025.

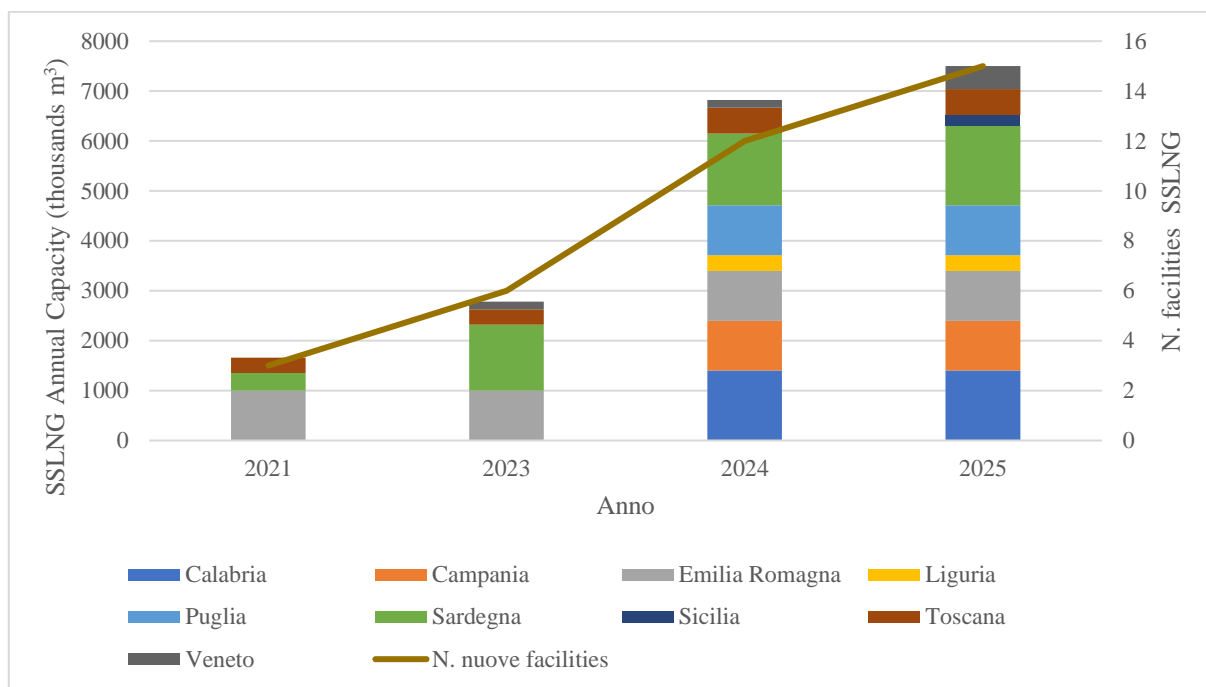
Figura 5. Capacità annua di erogazione di GNL a livello nazionale per anno.



Fonte: Ns. elaborazione².

² I dati si riferiscono unicamente alle capacità di stoccaggio degli impianti per i quali i dati risultano disponibili.

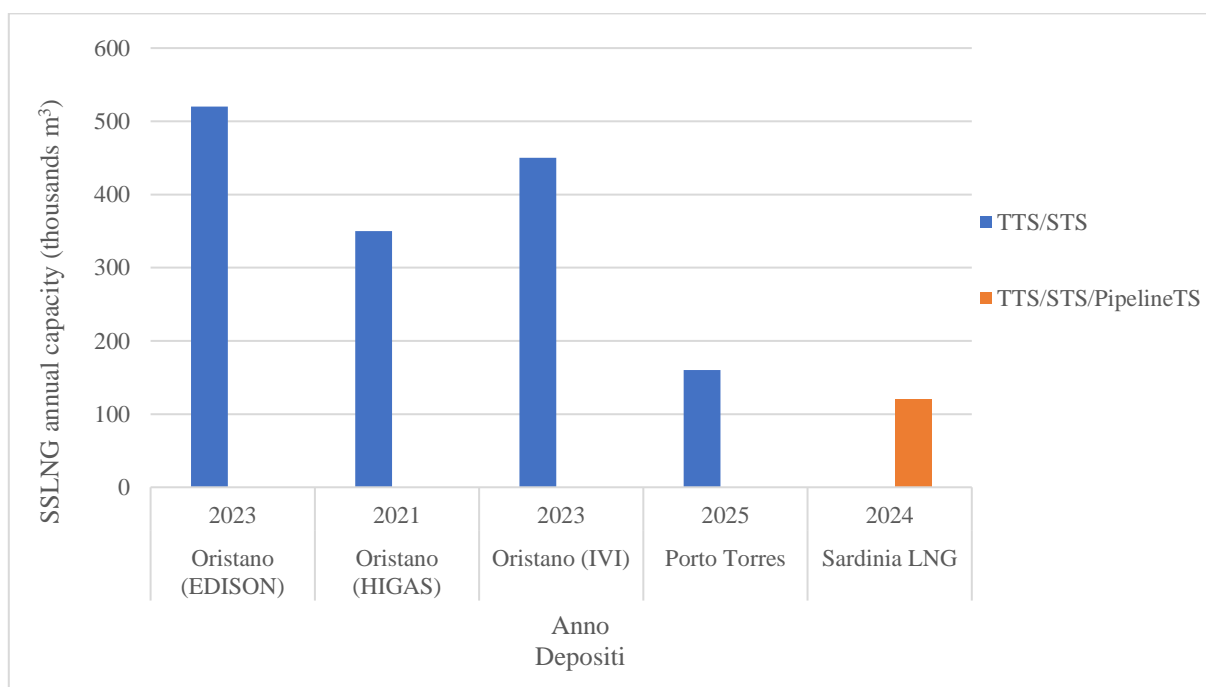
Figura 6. Capacità cumulata di erogazione di GNL a livello nazionale.



Fonte: Ns. elaborazione.

In particolare, i dati riportati nella precedente Figura 6, evidenziano l'incremento significativo della capacità annua di rifornimento e distribuzione di GNL a livello nazionale che passa da 1.660.000 m³ nel 2021 a 7.500.000 m³ nel 2025. Interessante, sotto questo profilo evidenziare l'andamento della nuova capacità annua di rifornimento e distribuzione in relazione alla Sardegna, come riportata nella Figura 7; in questo caso, la capacità annua di erogazione di GNL viene indicata per anno, per deposito e per configurazione di bunkering.

Figura 7. Capacità annua di erogazione di GNL nella regione Sardegna

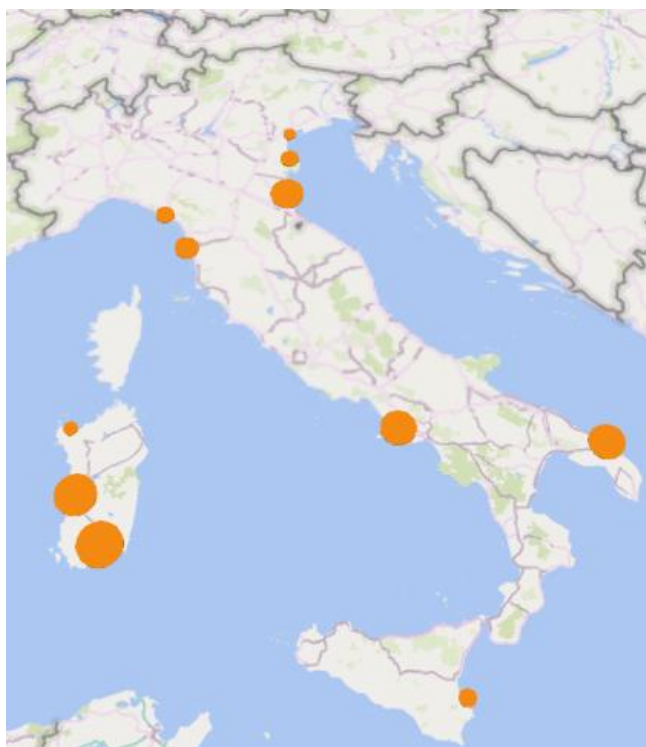


Fonte: Ns. elaborazione.

I dati nel complesso evidenziano come il sistema nazionale presenti livelli di capacità ancora contenuti nel biennio 2021-2022, mentre a partire dal 2023 la capacità annuale complessiva è prevista in significativa crescita per arrivare a livelli soddisfacenti nel 2025, anno di effettiva entrata in vigore della nuova normativa afferente alla disponibilità di sistemi di bunkering nei porti core TEN-T. Tuttavia, è opportuno precisare come l'evoluzione della capacità annua di rifornimento e distribuzione di GNL di cui al sistema nazionale per lo SSLNG potrebbe subire forti rallentamenti rispetto a quanto preventivato in ragione dell'evoluzione delle procedure autorizzative e delle tempistiche di realizzazione e implementazione delle facilities e dei diversi depositi considerati all'interno del presente elaborato. Spesso, infatti, i tempi di completamento degli iter amministrativi e quelli di realizzazione delle opere fisiche risultano superiori alle tempistiche dichiarate nella documentazione tecnica ufficiale di progetto. Pertanto, per maggiore prudenza sarebbe ragionevole ipotizzare uno shift di almeno 6-18 mesi nei timing di entrata in operatività per ciascun deposito costiero o altro impianto per lo storage e la distribuzione di SSLNG, rispetto ai tempi dichiarati ufficialmente.

In Figura 8 è possibile identificare non solo la localizzazione dei singoli depositi SSLNG ma anche una comparazione tra le relative capacità di erogazione di GNL al 2025, per singolo porto esaminato. Dalla figura in esame si evince una netta prevalenza della capacità di erogazione di GNL della regione Sardegna, rispetto alle altre regioni e i relativi depositi.

Figura 8. Mappa per porto relativa alla capacità annua al 2025.



Fonte: Ns. elaborazione³.

3.3. Investimenti infrastrutturali previsti a livello di CAPEX

Per le finalità del presente report, con riferimento ai depositi costieri e alle facilities per il bunkering e la distribuzione small scale di GNL che costituiscono il sistema infrastrutturale nazionale attuale e prospettico, si è proceduto a raccogliere anche i dati e le informazioni rilevanti sotto il profilo economico e finanziario. Inoltre, sfruttando le metodologie e i dati economico-finanziari sviluppati nell'ambito del Progetto TDI RETE-

³ I dati si riferiscono unicamente alle capacità di stoccaggio degli impianti per i quali i dati risultano disponibili.

GNL (Prodotto T.2.3.1), in assenza di dati economico-finanziari puntuali e di dettaglio in relazione a talune facilities comprese nel campione oggetto di studio, si è proceduto a stimare i valori economico-finanziari più rilevanti con riferimento alle medesime, al fine di poter giungere a una prima valutazione in merito agli investimenti in conto capitale e i costi di esercizio riconducibili al sistema infrastrutturale nazionale per lo SSLNG che, a valle della programmazione strategica del Paese dovrebbe essere implementato entro il 2025.

In particolare, nel presente report si è proceduto a considerare i costi connessi alla realizzazione (CAPEX⁴) e alla gestione (OPEX⁵) di cinque principali tipologie di impianti per lo stoccaggio e il rifornimento di GNL, da impiegare come riferimento per addivenire ad una quantificazione dei costi riconducibili a depositi costieri per lo SSLNG effettivamente previsti a livello nazionale ma per i quali non fossero disponibili i dati puntuali di riferimento. Le 5 categorie di impianti sono le seguenti:

1. S-bullet cylinders
2. M-bullet cylinders
3. L-bullet cylinders
4. Terminal secondario
5. Terminal primario

La sottostante Tabella 3 per ciascuna tipologia di impianto riporta i principali dati tecnico-operativi rilevanti, impiegati come ipotesi per la quantificazione dei costi standard di riferimento in relazione alle diverse categorie di costo considerate nell'analisi.

Tabella 3. Principali dati tecnico-operativi per tipologia di impianto

		S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	Terminal secondario	Terminal primario
Capacità di stoccaggio netta	m ³	1000-5000	5.001-10.000	10.001-30.000	10.001-30.000	30.001-50.000
Diametro (esterno) serbatoio	m	2 x 5.0	6 x 10	18 x 6	36	48
Lunghezza/altezza serbatoio	m	38	29	60	30	41
Pressione	kPa	400	400	400	15	15
Capacità di movimentazione GNL	m ³ /h	100	1.000	1.500	1.500	2.500
Superficie di suolo minima necessaria	m ²	2.900	15.000	50.000	15.000	20.000
Quantità di GNL per rifornimento	m ²	1.000	7.500	15.000	15.000	30.000
Nr. rifornimenti a settimana	Nr.	4	2	2	2	2
Capacità di stoccaggio annua ⁶	m ³ /a	233.000	780.000	1.560.000	1.560.000	3.120.000

Fonte: Ns. elaborazione.

⁴ I costi di tipo “Capital Expenditure” vengono classificati in macrocategorie: costi per la costruzione dell’impianto di storage IN/OUT del GNL (LNG Storage IN/OUT construct cost), costi per la costruzione dell’impianto di trasferimento (OUT) del GNL (LNG send out to bunker costs), costi generali di infrastruttura del GNL (LNG infrastructure general costs).

⁵ I costi “Operative Expenditure” vengono classificati in macrocategorie: costi operativi di storage e trasmissione (out) del GNL (LNG Storage & Send-Out Total Opex), costi operativi della supply chain del GNL (LNG Supply Chain Cost).

⁶ La capacità di stoccaggio annua dei depositi SSLNG relativa alle singole tipologie di impianti viene calcolata in ragione del numero di operazioni di rifornimento settimanali dichiarate nella documentazione ufficiale di progetto o stimabile in ragione dell’omogeneità e della rispondenza rispetto a depositi con caratteristiche tecniche analoghe. Normalmente, con riferimento agli operatori nazionali dei depositi SSLNG, è previsto, nei primi anni di operatività, una sola operazione di bunkering (attraverso la configurazione di tipo STS) alla settimana, mentre, in tabella 3 si riportano le capacità di stoccaggio annue, considerando almeno due rifornimenti settimanali. Detta semplificazione operativa si è resa necessaria poiché a livello di industria sono diffusi e condivisi unicamente i dati di costo operativo nel caso di depositi SSLNG che effettuano due operazioni di bunkering alla settimana.

Ciò premesso, nell'ambito di questo paragrafo ci si focalizzerà sull'esame di dettaglio delle spese in conto capitale, **CAPEX (Capital Expenditure)**, attinenti alle infrastrutture e alle facilities per "storage, transfer e bunkering" considerando diverse configurazioni tecnologiche possibili.

Gli investimenti in esame, in particolare, sono stati ripartiti in tre macrocategorie di costo, ognuna delle quali risulta articolata in specifiche micro-categorie, secondo l'approccio metodologico sviluppato all'interno del progetto TDI RETE-GNL (Prodotto T.2.3.1). Le macrocategorie di **costi CAPEX** imputabili all'infrastruttura sono le seguenti:

- A. **Costi per la costruzione dell'impianto di storage IN/OUT del GNL** (*LNG Storage IN/OUT construct cost*)
- B. **Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (OUT) del GNL** (*LNG send out to bunker costs*)
- C. **Costi generali di infrastruttura del GNL** (*LNG infrastructure general costs*)

Con riferimento alla **macrocategoria A** di costo, ovvero i costi per la costruzione del sistema di storage del GNL (*LNG Storage IN/OUT construct cost*), è possibile identificare le seguenti microcategorie di voci costo:

- LME ni 9% (*London Metal Exchange Nickel 9%*)⁷
- Struttura dei serbatoi/cisterne (*Tank/hull structure factor*)
- Tubature, pompe e attrezzature di storage (*B.o.P*)⁸

La **macrocategoria B** di voce di costo identifica i costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL (*LNG send out to bunker costs*) e comprende le seguenti voci di micro costo:

1. Tubature e attrezzature per il bunkering (*Pipes & bunkering equipment*): tale tipologia di attrezzature assume particolare rilevanza nel caso di una soluzione di bunkeraggio da motocisterna, in cui il trasferimento di GNL viene effettuato principalmente con tubi flessibili criogenici. Questi devono soddisfare i requisiti della norma EN 1474-2 ed in particolare, per una portata di 50 m³/h, è importante che il diametro del flessibile sia sufficiente per non superare una velocità del fluido di 10m/s nel flessibile stesso. Le soluzioni Truck-to-Ship invece spesso non prevedono un flessibile per il ritorno del gas, motivo per cui è la nave da bunkerare a gestire le sue evaporazioni⁹.

⁷ Per "LME Nickel" si intende un gruppo di contratti spot, forward e futures, negoziati attraverso il London Metal Exchange (LME), per la consegna di Nickel primario che può essere utilizzato per la copertura dei prezzi, la consegna fisica di vendite o acquisti, investimenti e speculazioni. I contratti futures sul nichel possono essere impiegati dai soggetti produttori, semi-fabbricanti, consumatori, riciclatori e commercianti al fine di coprire i rischi di prezzo del nichel e i prezzi di riferimento. Al 31 dicembre 2019, il nichel LME è associato a 153.318 tonnellate di nichel fisico immagazzinato in 500 magazzini approvati dal LME in tutto il mondo. Si tratta del 5,67% della produzione mondiale di nichel estratta stimata nel 2019 pari a 2,7 milioni di tonnellate. Tale voce di costo dipende principalmente dal prodotto di due variabili, ovvero il fattore di superficie e il fattore di pressione dei serbatoi.

⁸ Con l'acronimo BOP si intende "bunkering equipment, operation equipment, pipes", ovvero le tubature, pompe e attrezzature di storage.

⁹ La norma ISO 20519 richiede che i tubi flessibili siano dotati di un sistema di arresto di emergenza (ESD) e di un sistema di disconnessione di emergenza (ERS). Il primo deve essere implementato utilizzando un collegamento ESD tra la nave da bunkerare e gli autocarri che trasportano gli ISO-container. Questo sistema permette di arrestare l'operazione di bunkeraggio fermando le pompe di trasferimento del GNL e chiudendo le valvole di sicurezza; il tutto tramite attivazione manuale o automatica (a seguito, ad esempio, del rilevamento di gas da parte di un sensore). Prima di iniziare l'operazione di bunkeraggio dovrà essere sempre testato il corretto funzionamento del sistema di arresto di emergenza, poiché, se il sistema di arresto di emergenza viene attivato, il trasferimento di GNL non può riprendere finché non sono state ripristinate le normali condizioni di sicurezza. Il sistema di disconnessione di emergenza invece, è un dispositivo di sicurezza progettato per proteggere i tubi flessibili, ad esempio nel caso in cui la nave esca dai suoi limiti operativi o la motocisterna si sposti. In caso di situazione pericolosa, l'ERS consente di scollegare i tubi flessibili attivando un raccordo di disconnessione di emergenza (ERC) e chiudendo le valvole di isolamento, riducendo così al minimo le perdite di GNL o di gas. Esso, deve essere progettato come un sistema di disconnessione a secco e può essere attivo o passivo. In particolare, nel sistema attivo, l'apertura dell'ERC è legata all'attivazione dell'arresto di emergenza ESD che può essere attivato manualmente da un operatore tramite un pulsante o automaticamente a seguito di un'azione di sicurezza; nel sistema passivo invece, l'apertura dell'ERC avviene al raggiungimento di una determinata soglia, ad esempio quando le forze applicate al tubo flessibile sono troppo elevate.

2. Tubature, pompe e attrezzature di transfer (B.o.P): Il trasferimento di GNL dalle cisterne o dagli ISO-container ai serbatoi della nave da bunkerare viene di norma effettuato mediante due diverse tipologie di attrezzature che determinano investimenti in conto capitale da considerare tra i CAPEX sostenuti: una pompa esterna e un sistema PBU integrato all'ISO-container o alla tank per lo storage del GNL. Nello specifico, una piccola quantità di GNL viene vaporizzata per aumentare la pressione nell'ISO-container e il liquido viene poi trasferito per differenza di pressione. Con un sistema PBU, la pressione nell'ISO-container alla fine del bunkeraggio è più alta che con una pompa criogenica, il che aumenta il rischio di apertura delle valvole durante il viaggio di ritorno. Inoltre, con un sistema PBU le portate di trasferimento sono più basse così come i costi di investimento. Per aumentare i volumi bunkerati e le portate di trasferimento di GNL, è possibile infine collegare e scaricare più motocisterne contemporaneamente utilizzando uno skid dedicato. In questa soluzione, chiamata Multi Truck-to-Ship, il trasferimento di GNL è effettuato da una pompa criogenica integrata nello skid.

Entrambe le voci di costo fin qui esaminate (macrocategorie A e B) dipendono dalla distanza dello storage del GNL dell'impianto rispetto alla nave da rifornire.

All'interno della macrocategoria C di costo, che si riferisce ai **costi generali di infrastruttura del GNL** (LNG infrastructure general costs) rientrano le seguenti voci di costo:

1. Terreno (Land): costo al m³ di un terreno edificabile, il quale può essere di proprietà o in regime di concessione.
2. Costi di progetto (Project management & engineering): questa categoria di costo si riferisce alle uscite connesse alla progettazione preliminare ed esecutiva della facility, includendo altresì i costi connessi alla direzione dei lavori.
3. Costi d'avvio (Site set up & start-up cost): costi sostenuti per l'avviamento della nuova impresa o dell'attività e costi che si manifestano prima della sua apertura o prima che la stessa sia operativa/efficace (es. costi di marketing, costi notarili, costi di assunzione e addestramento, costi di ricerca e sviluppo etc.).
4. Costi assicurativi (Insurance): costi per assicurare il soggetto gestore dell'infrastruttura sia in caso di danni a dipendenti o a terze parti sia in caso di danni materiali ad asset ed equipment.
5. Costi vari (Various & Contingencies).

I costi CAPEX sono relativi ai costi di costruzione dell'infrastruttura funzionale allo storage e al transfer di GNL in sede di rifornimento (bunkering). I costi standard di questo tipo riconducibili alle 5 tipologie di soluzioni realizzative considerate all'interno del presente report, vengono dettagliate nella Tabella 4.

Tabella 4. Dettaglio dei costi CAPEX (macrocategorie A, B e C) per tipologia di impianto (dati in migliaia di euro).

	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	Terminal secondario	Terminal primario
A) Stoccaggio GNL IN/OUT					
LME Ni 9%	1.563	12.275	24.932	7.357	17.711
tank/hull structure factor	469	11.048	22.438	18.392	38.079
B.O.P. (pompe, condutture, contatori)	1.251	9.820	19.945	5.886	7.063
A) Costo costruzione stoccaggio GNL	3.283	33.143	67.315	31.635	62.852
B) Invio del GNL per il Bunkeraggio					
Condutture e impianti	1.265	5.360	5.610	5.610	6.110
B.O.P.	633	2.680	2.805	2.805	3.055
B) Costo invio del GNL per Bunkeraggio	1.898	8.040	8.415	8.415	9.165
C) Costi generali per infrastruttura GNL					
Terreno	435	2.250	7.500	2.250	3.000
Project Managm. & Engineer.	414	3.295	6.058	3.204	5.761
Costi sist. suolo e start-up	155	1.235	2.272	1.202	2.161
Assicurazioni	52	412	757	401	720
Varie ed eventuali	155	1.235	2.272	1.202	2.161
C) Costi generali per infrastruttura GNL	1.212	8.427	18.860	8.258	13.803
CAPEX TOTALE PER BUNKERAGGIO GNL (a+b+c)					
TOT a+b+c	6.400	49.600	94.600	48.300	85.800
D) Catena logistica					
TOT d	4.750	35.300	61.000	61.000	86.100
CAPEX Compl. bunker e catena log.					
TOT a+b+c+d	11.150	84.900	155.600	109.300	171.900

Fonte: Ns. elaborazione.

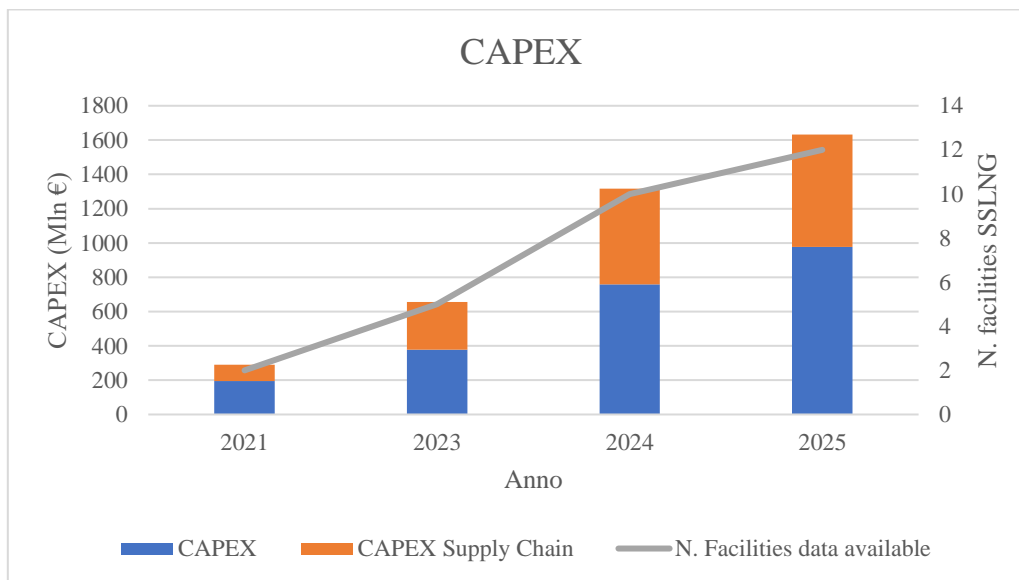
Detti calcoli non considerano i costi connessi all'approntamento del sistema di approvvigionamento dell'impianto, che vengono invece esaminati a parte quando si considerano nel successivo paragrafo 3.5 i costi della supply chain imputabili a ciascuna soluzione di stoccaggio e bunkering di GNL in ambito marittimo-portuale. In aggiunta alle sopra citate tre categorie è infatti necessario prendere in esame anche i costi CAPEX relativi alla supply chain di approvvigionamento dell'infrastruttura. Detti costi sono successivamente inclusi in un'apposita categoria "D" dedicata ai **costi per GNL supply chain (LNG supply chain Costs)**, che considera i costi della logistica di approvvigionamento di GNL della facility per l'erogazione di servizi di bunkering. L'analisi estimativa dei costi CAPEX legati alla catena logistica del GNL verrà esaminata nel paragrafo 3.5 unitamente all'esame dei costi OPEX riconducibili ai medesimi costi della logistica di approvvigionamento dei depositi costieri per lo SSLNG.

I suddetti costi standard di cui ai CAPEX relativi alle 5 tipologie di impianti oggetto di approvvigionamento, sono stati impiegati per stimare i costi in conto capitale imputabili a impianti progettati, in corso di completamento o di autorizzazione per i quali non fossero disponibili dati di dettaglio; per tutte le facilities per i quali è stato possibile identificare i valori puntuali di costo, nel database si sono ovviamente imputati i valori corretti e non quelli di stima.

In tal modo è stato possibile giungere ad una prima quantificazione delle Capital Expenditure (CAPEX) già sostenute o previste da qui al 2025 per la realizzazione e l'implementazione di depositi costieri nazionali per lo SSLNG.

A tal fine, la Figura 9 consente di visualizzare la quantificazione dei CAPEX cumulati anno per anno dal 2021 al 2025.

Figura 9. Quantificazione dei CAPEX cumulati dal 2021 al 2025



	CAPEX	CAPEX Supply Chain	N. Facilities data available
2021	194,2	96,3	2
2023	377,6	278,6	5
2024	759,3	557,9	10
2025	977,2	654,2	12

Fonte: Ns. elaborazione¹⁰.

3.4. Costi OPEX di gestione annua

In relazione ai costi di funzionamento/gestione degli impianti di bunkering GNL, adottando sinergicamente la metodologia sviluppata nell'ambito del Prodotto 2.3.1 di TDI RETE-GNL si è proceduto a considerare due principali macrocategorie di costo, ovvero:

- E. **Costi operativi di storage e trasmissione (out) del GNL** (*LNG Storage & Send-Out Total Opex*)
- F. **Costi operativi della supply chain del GNL** (*LNG Supply Chain Cost*)

La **macrocategoria E** di costo comprende il costo di funzionamento dell'impianto di bunkering GNL che è suddiviso nelle seguenti micro-voci di costo:

1. Costo del lavoro (*Manager/captain, Assistant, shift work/crew*): costo del personale impiegato nell'infrastruttura di storage e bunkering di GNL.
2. Costi di manutenzione e di servizi tecnici (*Maintenance & Tech. Services*): costi per la manutenzione ordinaria e per i servizi tecnici day-to-day riconducibili all'infrastruttura di stoccaggio e rifornimento di GNL.

¹⁰ I dati si riferiscono unicamente alle capacità di stoccaggio degli impianti per i quali i dati risultano disponibili.

3. Costi per l'energia e altre utenze (Energy & other utilities): costi per kWh di energia consumata o per standard metro cubo (smc) di gas consumato dall'infrastruttura di storage e bunkering GNL.
4. Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi (GSA & Insurances): costi relativi alle attrezzature e procedure di safety & security, costi assicurativi sui beni materiali e sulla responsabilità civile, costi amministrativi e contabili.

Le presenti voci di costo dipendono principalmente dalla tipologia di impianto e dal relativo dimensionamento.

La **macrocategoria F** di costo, costi operativi della supply chain del GNL, comprende il costo per l'approvvigionamento del GNL verso l'impianto di storage e bunkering GNL ed è articolato nelle seguenti sotto-voci di costo:

1. Costo del lavoro (Manager/captain, Assistant, drivers/crew): costo del personale impiegato per il funzionamento dei mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL ivi intendendosi sia mezzi terrestri (trucks) che marittimi (bettoline e SSLNG Bunker ships).
2. Costi di manutenzione e di servizi tecnici (Maintenance & Tech. Services): costi per la manutenzione ordinaria e per i servizi tecnici day-to-day rivolti ai mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di stoccaggio e rifornimento di GNL, come sopra identificati.
3. Costi per l'energia e altre utenze (Energy & other utilities): costi per kWh di energia consumata o per standard metro cubo (smc) di gas consumato dai mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di stoccaggio e rifornimento di GNL, come sopra identificati.
4. Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi (GSA & Insurances): costi relativi alle attrezzature e procedure di safety & security, costi assicurativi sui beni materiali e sulla responsabilità civile, costi amministrativi e contabili di cui ai mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di stoccaggio e rifornimento di GNL, come sopra identificati

L'analisi estimativa dei costi di tipo OPEX legati alla catena logistica del GNL verrà esaminata successivamente nel paragrafo 3.5. I costi OPEX fin qui descritti vengono ricondotti alle 5 tipologie di soluzioni realizzative considerate all'interno del presente report: in Tabella 5 vengono dettagliati i costi OPEX per tipologia di impianto.

Tabella 5. Dettaglio dei costi OPEX (macrocategorie E e F) per tipologia di impianto

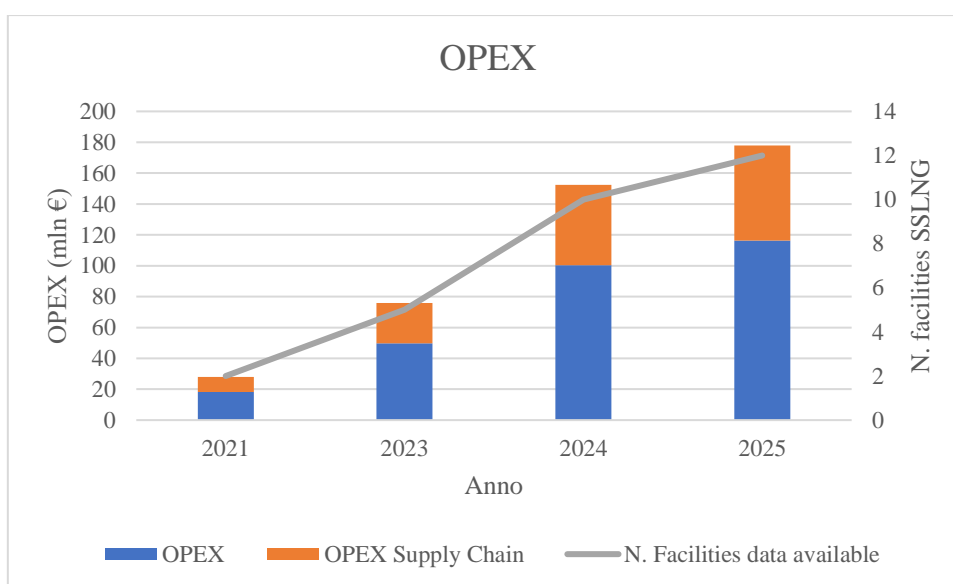
	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	Terminal secondario	Terminal primario
E) STOCCAGGIO GNL E SEND OUT					
Manager/Captain	110	110	110	110	110
Assist.Manager/Officer	180	270	270	270	270
shift-work/crew	600	900	1.200	900	900
day-work	90	225	270	225	225
Totale costo del lavoro	980	1.505	1.850	1.505	1.505
Manutenzione e servizi tecnici	128	992	1.892	966	1.716
Energia e utenza	744	2.489	4.977	4.977	9.955
Spese generali e assicurazioni	618	1.745	2.817	1.719	2.469
Tot. OPEX stoccaggio e send out	2.470	6.730	11.536	9.167	15.644
F) CATENA LOGISTICA					
Manager/Captain	110	110	110	110	110
Assist.Manager/Officer	180	720	720	720	720
drivers/crew	2.565	720	720	720	720
Totale costo del lavoro	2.855	1.550	1.550	1.550	1.550

Manutenzione e servizi tecnici	95	706	1.220	1.220	1.722
Energia e utenza	364	512	681	681	850
Spese generali e assicurazioni	1.523	1.481	1.995	1.995	2.497
Tot. OPEX catena logistica	4.837	4.249	5.446	5.446	6.619
OPEX Compl. Bunker e catena log.					
Tot e+f	7.306	10.979	16.982	14.612	22.263

Fonte: Ns. elaborazione.

Di conseguenza è stato possibile giungere ad una prima quantificazione delle Operational Expenditure (OPEX) già sostenute o previste da qui al 2025, connesse alla gestione dei depositi costieri nazionali per lo SSLNG: la Figura 10 consente di visualizzare la quantificazione dei OPEX cumulati anno per anno dal 2021 al 2025.

Figura 10. Quantificazione dei OPEX cumulati dal 2021 al 2025



	OPEX	OPEX Supply Chain	N. Facilities data available
2021	18,27	9,7	2
2023	49,81	26,02	5
2024	100,33	52,07	10
2025	116,23	61,77	12

Fonte: Ns. elaborazione¹¹.

3.5. Stima sui costi della Supply Chain del GNL con riferimento a specifiche soluzioni tecnologiche (facilities – LNG bunker ships)

Al fine dello svolgimento dell'analisi volta a stimare a livello di proxy i principali costi connessi alla Supply Chain del GNL dei depositi costieri SSLNG (ivi riferendosi ai soli costi di approvvigionamento “send in” e non anche a quelli di distribuzione e rifornimento in “send out”) si sono ipotizzate specifiche strutture operative/tecniche della catena logistica di approvvigionamento dei depositi (Tabella 6) in base alle diverse specifiche tecniche di ciascuna facility per lo storage di SSLNG (cfr. la precedente Tabella 3 che fornisce la sintesi dei valori in oggetto).

¹¹ I dati si riferiscono unicamente alle capacità di stoccaggio degli impianti per i quali i dati risultano disponibili.

In relazione alla sola soluzione tecnologica small scaling di tipo deposito SSLNG “small bullet cylinders” (1.000-5.000 m³) è stato ipotizzato che le operazioni di approvvigionamento possano avvenire sia via terra che via mare, in ragione delle ridotte dimensioni di tali depositi in termini di capacità nominale di stoccaggio del GNL.

In relazione alla struttura operativa della catena logistica via terra dei depositi “small bullet cylinders” è stato stimato che, per l’approvvigionamento di tali terminal, assunti a una distanza massima dai terminal di approvvigionamento principali di 500 km, sia necessario l’acquisto di 19 ISO container, dei quali 16 per il viaggio di andata e ritorno giornaliero (a una velocità di 65 km/h, 8 ore di turno per autista) e le restanti 3 unità di ricambio, al costo complessivo CAPEX di 4,75 milioni Euro e OPEX 4,84 milioni Euro.

Considerando la soluzione di approvvigionamento via mare, si stima la richiesta di un servizio giornaliero da parte di una chiatta da 750-1.500 m³ al medesimo costo.

Per quanto concerne, invece, i depositi con capacità di stoccaggio nominali di maggiori dimensioni (> 5.000 m³) è stato analizzato, come unico sistema di approvvigionamento fattibile, sia da un punto di vista sia tecnico che economico, quello via mare.

Tabella 6. Ipotesi operative e tecniche del sistema di approvvigionamento dei depositi costieri SSLNG

		S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	Terminal secondario	Terminal primario
Capacità di stoccaggio netta	m ³	1000-5.000	5.000-10.000	10.001-30.000	10.001-30.000	30.000-50.000
Catena logistica GNL						
Distanza dal terminal di approvvigionamento.	Km	500	500	500	500	500
Distanza percorsa annua	Km/anno	5.824.000	104.000	104.000	104.000	104.000
Camion/imbarcazioni necessarie	Nr.	19,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Consumo di carburante	t/anno	1.456	2.558	3.403	3.403	4.248

Personale - Catena logistica	Totale	60	25	25	25	25
Manager/Captain	n	1	1	1	1	1
Assist.Manager/Officer	n	2	8	8	8	8
drivers/crew	n	57	16	16	16	16

Fonte: Ns. elaborazione.

Di seguito vengono riportate le diverse ipotesi di struttura operativa-tecnica delle supply chain dei differenti depositi costieri SSLNG:

- ✓ **Terminal costiero di gnl “mid-size bullet cylinders” (5.001-10.000 m³):** per stimare i costi della supply chain del GNL di tale tipologia di deposito SSLNG è stato ipotizzato che una nave "feeder" di GNL (da 7.500 m³) possa fornire la quantità di GNL necessaria al terminal effettuando 2 viaggi di andata e ritorno a settimana tra il terminal di approvvigionamento del GNL e il terminal di bunkeraggio, situato ad una distanza presunta di 500 km.

Ogni viaggio A/R richiederebbe 2 viaggi di 18 ore di navigazione (a 15 nodi), 2 operazioni da 9 ore di carico/dscarica (a 900 m³/ora), 4 operazioni da 2 ore per ormeggio/collegamento e scollegamento/partenza, lasciando così 22 ore residue di inattività.

Il CAPEX richiesto per le navi "feeder" da 7.500 m³ è di circa 35 milioni di euro e l’OPEX di 4,25 milioni di euro.

- ✓ **Terminal costiero di gnl “long-bullet cylinders” (10.001-30.000 m³):** la struttura di approvvigionamento stimata per tale tipologia di depositi SSLNG è ipotizzato essere composta da una nave "feeder" di GNL da 15.000 m³ in grado di fornire la quantità di GNL necessaria al terminal effettuando 2 viaggi A/R a settimana tra l'Hub di approvvigionamento del GNL e il terminal, situato ad una distanza presunta di 500 km.
 Ogni viaggio A/R richiede 2 viaggi da 18 ore di navigazione (alla velocità di 15 nodi), 2 operazioni da 14 ore per il carico/scarico (1.200 m³/h), 4 da 2 ore per ormeggio/collegamento e scollegamento/disormeggio, lasciando 12 ore residue di inattività.
 Il CAPEX richiesto per le navi feeder da 15.000 m³ è di circa 61 milioni di euro e Opex di 5,45 milioni di euro.
- ✓ **Terminal costiero di gnl “secondario” a pressione atmosferica (10.001-30.000 m³):** per stimare la struttura di approvvigionamento relativa alla presente tipologia di depositi SSLNG, occorre prevedere l'impiego di una nave "feeder" di GNL (da 15.000 m³) in grado di fornire la quantità di GNL necessaria al terminal con 2 viaggi A/R alla settimana tra il terminal e l'Hub (ad una distanza di circa 500 km).
 Ogni viaggio A/R richiede 2 viaggi da 18 ore di navigazione (a 15 nodi), 2 operazioni da 14 ore per carico/scarico (1.200 m³/h), 4 operazioni da 2 ore per ormeggio/collegamento e scollegamento/uscita, lasciando 12 ore residue di inattività.
 Il CAPEX richiesto per le navi feeder da 15.000 m³ è pari a circa 61 milioni di euro; invece, con riferimento agli OPEX, i costi connessi all'impiego di navi feeder ammonta a 5,45 milioni di euro.
- ✓ **Terminal costiero di gnl “primario” a pressione atmosferica (30.001-50.000 m³):** la struttura di approvvigionamento stimata per tale tipologia di depositi SSLNG è ipotizzato essere composta da una nave "feeder" di GNL da 30.000 m³ in grado di rifornire il GNL necessario al terminal effettuando 2 viaggi di A/R alla settimana tra l'Hub di approvvigionamento GNL e il terminal (per ipotesi ad una distanza di 500 km). Ogni viaggio di A/R richiede 2 viaggi da 17 ore di navigazione (alla velocità di 16 nodi), 2 operazioni da 18 ore per la caricazione/discarica (1.800 m³/h), 4 operazioni da 2 ore per ormeggio/collegamento e scollegamento/partenza, lasciando con 6 ore residue di inattività.
 Il costo complessivo di tipo CAPEX per le navi “feeder” (da 30.000 m³) ammonta a circa 86 milioni di euro mentre il costo complessivo di tipo OPEX a circa 6,62 milioni di euro.

3.6. Stima degli investimenti e dei fabbisogni finanziari connessi alla realizzazione del sistema infrastrutturale nazionale di depositi costieri per lo SSLNG

Sulla base dei dati raccolti direttamente in relazione alle diverse facilities per lo stoccaggio e il rifornimento di SSLNG in ambito marittimo portuale, e facendo leva sulla stima di particolari variabili a partire da parametri consolidati, è stato pertanto possibile analizzare l'ammontare complessivo di investimenti in conto capitale richiesti per la realizzazione del sistema infrastrutturale nazionale di depositi costieri per lo SSLNG. Per raggiungere tale obiettivo in particolare, è stato necessario definire appositi costi standard relativi a CAPEX, OPEX e costi logistici da impiegare in assenza di dati puntuali in merito a specifici impianti di deposito (cfr. paragrafi 3.3. 3.4 e 3.5). Ciò ha consentito di addivenire a una prima quantificazione in merito agli investimenti in conto capitale complessivamente richiesti entro il 2025 a livello nazionale al fine di pianificare, realizzare e gestire la backbone (spina dorsale) del sistema infrastrutturale per lo SSLNG in ambito marittimo-portuale nonché allo scopo di formulare la prima stima dei costi operativi riconducibili alla gestione dell'insieme di facilities considerate, assicurando il corretto funzionamento dell'intera catena logistica complessiva.

Prima di esaminare i fabbisogni finanziari complessivamente stimati considerando CAPEX, OPEX e costi della supply chain, al fine di rendere più agevole la comprensione del sistema di costi standard identificati nelle precedenti sezioni con riferimento alle 5 categorie di impianti di deposito SSLNG presi come riferimento, di seguito si riportano i dati rilevanti per ciascuno di essi.

a. TERMINAL COSTIERO DI GNL “SMALL BULLET CYLINDERS” (1.000-5.000 m³)

CAPEX ANNUO: 6,4 Mio euro

OPEX ANNUO: 2,47 Mio euro

CAPEX CATENA LOGISTICA: 4,75 Mio euro

OPEX CATENA LOGISTICA: 4,84 Mio euro

b. TERMINAL COSTIERO DI GNL “MID-SIZE BULLET CYLINDERS” (5.001-10.000 m³)

CAPEX ANNUO: 49,6 Mio euro

OPEX ANNUO: 6,73 Mio euro

CAPEX CATENA LOGISTICA: 35,3 Mio euro

OPEX CATENA LOGISTICA: 4,25 Mio euro

c. TERMINAL COSTIERO DI GNL “LONG-BULLET CYLINDERS” (10.001-30.000 m³) (Cagliari e Crotone)

CAPEX ANNUO: 94,6 Mio euro

OPEX ANNUO: 11,54 Mio euro

CAPEX CATENA LOGISTICA: 61 Mio euro

OPEX CATENA LOGISTICA: 5,45 Mio euro

d. TERMINAL COSTIERO DI GNL “SECONDARIO” A PRESSIONE ATMOSFERICA (10.001-30.000 m³)

CAPEX ANNUO: 48,3 Mio euro

OPEX ANNUO: 9,17 Mio euro

CAPEX CATENA LOGISTICA: 61 Mio euro

OPEX CATENA LOGISTICA: 5,45 Mio euro

e. TERMINAL COSTIERO DI GNL “PRIMARIO” A PRESSIONE ATMOSFERICA (30.001-50.000 m³)

CAPEX ANNUO: 85,5 Mio euro

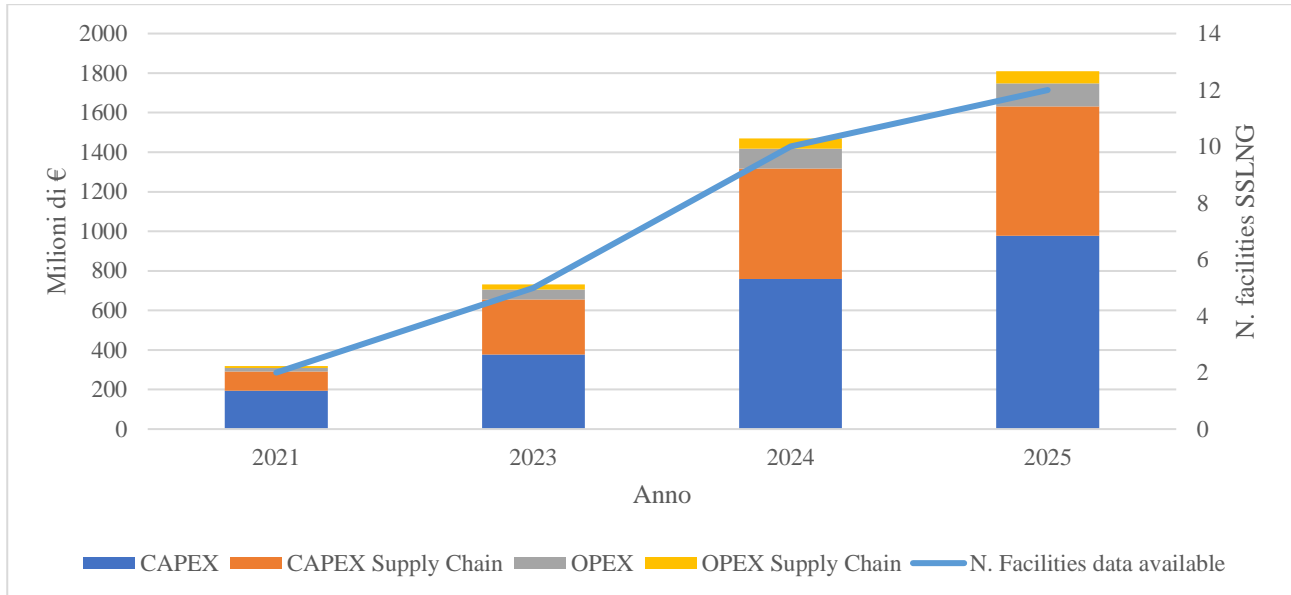
OPEX ANNUO: 15,64 Mio euro

CAPEX CATENA LOGISTICA: 86 Mio euro

OPEX CATENA LOGISTICA: 6,62 Mio euro

Tanto premesso, e considerando invece laddove disponibili i valori puntuali di CAPEX, OPEX e costi della supply chain specificatamente indicati in relazione ai diversi impianti di deposito costiero di GNL in fase di realizzazione o di autorizzazione, i fabbisogni finanziari complessivamente imputabili alla realizzazione e gestione dell'infrastruttura nazionale complessiva per lo SSLNG in ambito marittimo portuale sono quelli che si evincono dalle successive Figura 11 e Figura 12

Figura 11. Fabbisogni finanziari complessivamente imputabili alla realizzazione/gestione dell'infrastruttura nazionale per lo SSLNG in ambito marittimo portuale

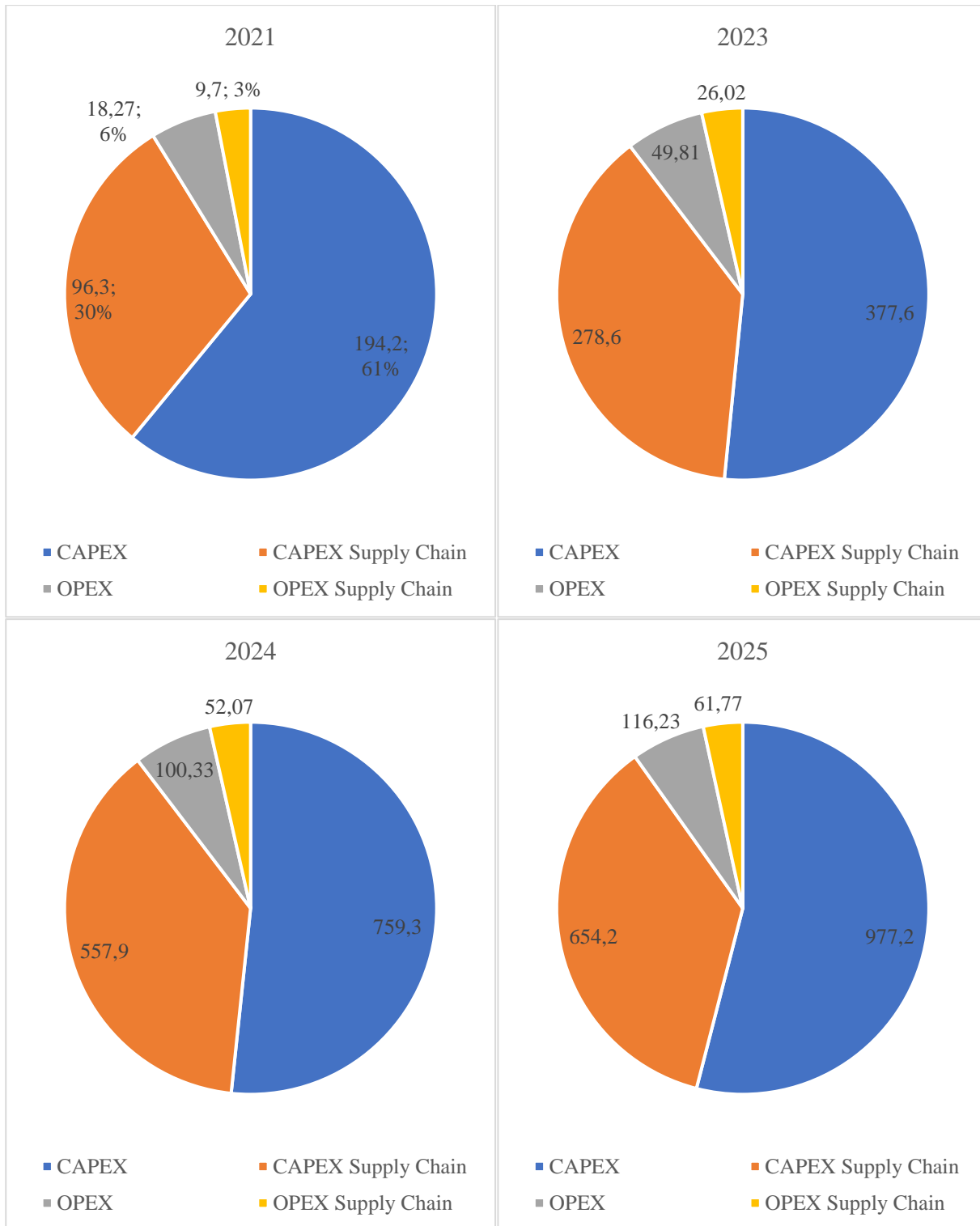


	CAPEX	CAPEX Supply Chain	OPEX	OPEX Supply Chain	N. Facilities data available
2021	194,2	96,3	18,27	9,7	2
2023	377,6	278,6	49,81	26,02	5
2024	759,3	557,9	100,33	52,07	10
2025	977,2	654,2	116,23	61,77	12

Fonte: Ns. elaborazione¹².

¹² I dati si riferiscono unicamente alle capacità di stoccaggio degli impianti per i quali i dati risultano disponibili.

Figura 12. Rappresentazione costi CAPEX, OPEX e costi relativi alla supply chain per la realizzazione del sistema infrastrutturale nazionale di SSLNG a livello marittimo portuale per anno (valori cumulati).



Fonte: Ns. elaborazione¹³.

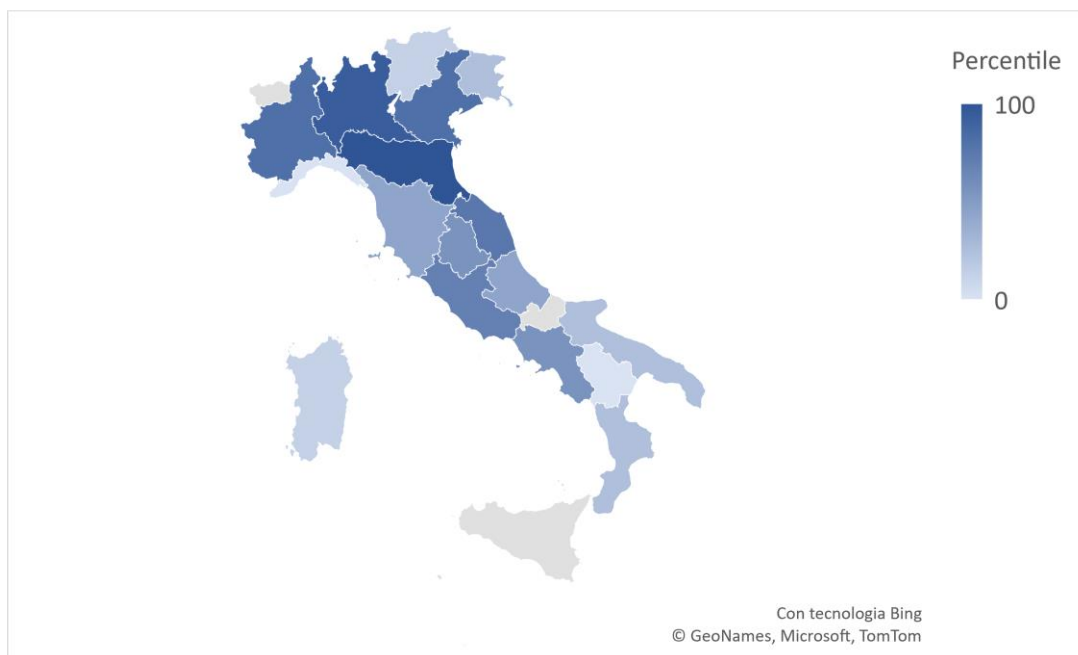
¹³ I dati si riferiscono unicamente alle capacità di stoccaggio degli impianti per i quali i dati risultano disponibili.

4. Aggiornamento in merito allo stato del sistema nazionale di distributori terrestri per il GNL

All'interno del presente report, infine, allo scopo di giungere ad una rappresentazione aggiornata e puntuale dello stato del sistema di facilities ed impianti riconducibili all'infrastruttura complessiva nazionale per lo SSLNG si è proceduto in modo sinergico rispetto ai precedenti prodotti tecnico-scientifici di TDI RETE-GNL e dello stesso Progetto SIGNAL a quantificare la consistenza di distributori terrestri di GNL e a verificarne la localizzazione e il livello di capillarità a livello nazionale. L'inserimento di questo tipo di dati e informazioni all'interno del presente report, in particolare, trova giustificazione nel fatto che le decisioni di macro e micro localizzazione dei depositi costieri per il GNL dovranno essere realizzate da parte dei policy maker responsabili, considerando anche la funzione di supporto che detti impianti primari e secondari di deposito di GN in ambito marittimo-portuale possono avere anche in relazione all'approvvigionamento dei distributori terrestri di GNL.

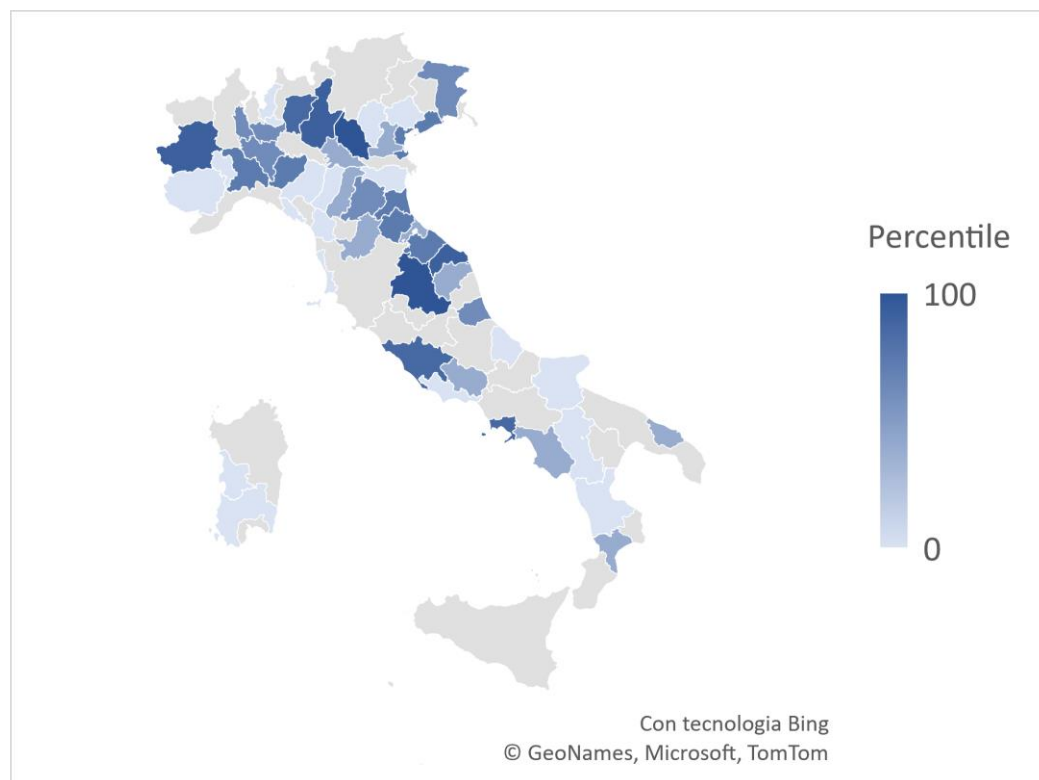
Pertanto, a tal fine, si è proceduto a mappare per singola regione nazionale l'attuale consistenza di distributori terrestri di GNL, identificando anche l'esistenza di facilities non ancora operative ma in fase di realizzazione o autorizzazione. La Figura 13 e la Figura 14 mostrano la numerosità di distributori terrestri di GNL nel territorio italiano, tenuto conto delle facilities già operative (96, ovvero 74% delle facilities mappate) ed in fase di realizzazione (34, ovvero 26%).

Figura 13. Numerosità di distributori terrestri di GNL terrestri per regione italiana (facilities operative e in fase di realizzazione).



Fonte: ns elaborazione.

Figura 14. Numerosità di distributori terrestri di GNL terrestri per provincia italiana (facilities operative e in fase di realizzazione).



Fonte: ns elaborazione.

Le successive tabelle seguenti (Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10) mostrano i dati rilevanti ripartiti per macroaree geografiche e per regione di ubicazione dei distributori medesimi.

Tabella 7. Mappatura dei distributori terrestri di GNL nel Nord-ovest Italia.

Regione	Provincia	Indirizzo	Stato Infrastruttura	Fornitore
Liguria	La Spezia	Via A. de Gasperi, Santo Stefano di Magra, SP, Italia	In fase di realizzazione	SPIGAS AUTO S.R.L.
Lombardia	Bergamo	Circonvallazione delle Valli, Bergamo	Operativo	Keropetrol S.p.a.
Lombardia	Bergamo	SS498 km 5.206, 24050, Calcinate, BG	Operativo	nd
Lombardia	Bergamo	Via Orobie, 1, Mozzo, BG, Italia	Operativo	Pe.Tra S.r.l.
Lombardia	Bergamo	Area di servizio Adda Sud, Caravaggio, BG	Operativo	Socogas S.p.a
Lombardia	Bergamo	Via S. Pertini, 24060 Telgate, BG, Itali	Operativo	Turra Petroli
Lombardia	Brescia	Via Sandro Pertini, 16, Castelnedolo, BS	In fase di realizzazione	AXEGAZ
Lombardia	Brescia	Via Labirinto, 390, Brescia	In fase di realizzazione	Green Fuel Company S.p.a
Lombardia	Brescia	Cazzago San Martino, BS	In fase di realizzazione	Scat Punti Vendita SpA
Lombardia	Brescia	Strada per Leno, 1, Manerbio, BS, Italia	Operativo	Bergas S.r.l.
Lombardia	Brescia	Via Dario Morelli, Brescia, BS, Italia	Operativo	ICLAM S.r.l.
Lombardia	Brescia	Via Trivellino 2/B, 25017, Lonato del Garda, Brescia	Operativo	Lunikgas S.p.a.
Lombardia	Como	Via al Trivio, 6, Gera Lario, LC, Italia	Operativo	Maganetti Spedizioni S.p.a.
Lombardia	Mantova	Via Ostiglia, 12, Mantova, MN	Operativo	Bertelli Walter & Rolando Carburanti S.p.a
Lombardia	Mantova	Raccordo BS EST - ss. 236 Goitese km. 2+900	Operativo	Tamoil
Lombardia	Milano	Strada Provinciale, 40, Carpiano, Milano	In fase di realizzazione	Cooperativa Speranza
Lombardia	Milano	Via Giuseppe Ripamonti 606 20141, Opera, Lombardia, Italia	In fase di realizzazione	Ekomobil S.R.L.
Lombardia	Milano	S.P. ex S.S. 35 Km 132+300, Paderno Dugnano, MI	In fase di realizzazione	Vinpe rete S.P.A
Lombardia	Monza e della Brianza	Via Industrie, 14, Agrate Brianza, MB, Italia	Operativo	Eko point (C. Petrol SRL)
Lombardia	Pavia	Viale Dante Alighieri 67, 27011, Belgioioso, PV	In fase di realizzazione	AnkorGaz S.r.l
Lombardia	Pavia	Viale Libertà 19, Lombardia, Stradella, Italia	In fase di realizzazione	Keropetrol S.p.a.
Lombardia	Pavia	Tangenziale Casteggio-Voghera, Montebello della Battaglia, PV, Italia	Operativo	OILGEST S.r.l.
Piemonte	Alessandria	SP 55 Casale-Valenza km 0,6750, Casale Monferrato, AL	In fase di realizzazione	2LNG
Piemonte	Alessandria	Serralunga di Crea, AL, Italia	Operativo	Bergas S.r.l. - 2LNG
Piemonte	Alessandria	Strada Boscomarengo, 5, Novi Ligure, Alessandria, Italia	Operativo	SO.GE.DI. S.A.S.
Piemonte	Alessandria	Strada Statale per Voghera, 75, Tortona, Alessandria, Italia	Operativo	SO.GE.DI. S.A.S.
Piemonte	Asti	Corso Alessandria 494, Piemonte, Asti, Italia	Operativo	ENI Station
Piemonte	Cuneo	Via circonvallazione Est. 18, Villafalletto	Operativo	ENI S.p.a.
Piemonte	Novara	Strada Provinciale Biandrate-Recetto, 25, 28060 Recetto NO	Operativo	Autotrasporti capozi
Piemonte	Novara	Via della Castagna, Vicolungo, NO, Italia	Operativo	EKOMOBIL SRL
Piemonte	Novara	Novara	Operativo	Rete S.p.a.
Piemonte	Torino	SS29, km 24.570, 10046, Poirino, TO	In fase di realizzazione	Rete S.p.a.
Piemonte	Torino	Torino	In fase di realizzazione	Rete S.p.a.
Piemonte	Torino	SS 10 Km 19 + 311, Chieri, To	Operativo	Autogas Nord S.p.a
Piemonte	Torino	Strada Vicinale delle Cascinette, 118, 10156, TO	Operativo	Engie Servizi S.p.a
Piemonte	Torino	SP2 km 16.000, 10077, San Maurizio Canavese TO	Operativo	Rete S.p.a.
Piemonte	Torino	Via San Luigi, 9, 10092 Beinasco, TO, Italia	Operativo	Rete S.p.a.

Fonte: ns elaborazione

Tabella 8. Mappatura dei distributori terrestri di GNL nel Nord-est Italia.

Regione	Provincia	Indirizzo	Stato Infrastruttura	Fornitore
Emilia-Romagna	Ferrara	S.S. 723 KM 3+600, Tangenziale Ovest, Ferrara	In fase di realizzazione	Bertelli Walter & Rolando Carburanti S.p.a
Emilia-Romagna	Forlì-Cesena	Cesena, Emilia-Romagna, Italia	In fase di realizzazione	Interporto di Cesena
Emilia-Romagna	Ravenna	Via Piratello, 98/3, Lugo, Ravenna	In fase di realizzazione	Nuova C.L.A.R S.r.l
Emilia-Romagna	Reggio nell'Emilia	Casalgrande, RE	In fase di realizzazione	Scat Punti Vendita SpA
Emilia-Romagna	Bologna	Via Nuova Bazzanese, 10, 40056, Valsamoggia, BO	In fase di realizzazione	Vulcangas - Società Italiana Gas Liquidi S.p.a.
Emilia-Romagna	Ravenna	Via Albergone, 54, 48017, Bagnacavallo, RA	In fase di realizzazione	Vulcangas - Società Italiana Gas Liquidi S.p.a.
Emilia-Romagna	Modena	Via Modenese, 1493, 41057, Spilamberto, MO	Operativo	Bertelli Walter & Rolando Carburanti S.p.a
Emilia-Romagna	Forlì-Cesena	Via Torino, 1904, Cesena, FC, Italia	Operativo	Coop Alleanza 3.0
Emilia-Romagna	Piacenza	Via Caorsana, 41, Piacenza, PC, Italia	Operativo	ENI S.p.a.
Emilia-Romagna	Ravenna	Via Romea Nord 133, Emilia-Romagna, Cervia, Italia	Operativo	Gep Carburanti - Celli Giuliano
Emilia-Romagna	Rimini	Via Tolemaide 71, Emilia-Romagna, Rimini, Italia	Operativo	Gep Carburanti - Celli Giuliano
Emilia-Romagna	Modena	Strada Canaletto Nord, 678, Modena, MO, Italia	Operativo	Gibertini Petroli
Emilia-Romagna	Ravenna	Via Romea Nord 170, Emilia-Romagna, Ravenna, Italia	Operativo	Natali Gino S.r.l
Emilia-Romagna	Piacenza	SS9, Km 241,923, Fiorenzuola d'Arda, PC	Operativo	nd
Emilia-Romagna	Piacenza	SS9, Km 217,300	Operativo	Pizzaferrari Petroli S.p.A.
Emilia-Romagna	Forlì-Cesena	Via E. Mattei, Forlì, Forlì-Cesena, Italia	Operativo	S.c.e.l.f S.r.l.
Emilia-Romagna	Parma	SP 12 per Soragna Km 1+180 – Località San Michele Campagna - Fidenza (PR)	Operativo	Socogas S.p.a
Emilia-Romagna	Piacenza	Via Emilia Piacentina, SP. 10R KM 174.300, Sarmato, PC	Operativo	Spoil S.p.A
Emilia-Romagna	Bologna	Via Lasie, 9D, 40026 Imola, Italia	Operativo	Sprint Gas S.p.a
Emilia-Romagna	Bologna	Via Malvezza, 90, Castel San Pietro Terme, BO, Italia	Operativo	VGE carburanti
Emilia-Romagna	Rimini	Via Flaminia, 191, Rimini, RN, Italia	Operativo	Vulcangas - Società Italiana Gas Liquidi S.p.a.
Emilia-Romagna	Forlì-Cesena	Viale Roma 400, Emilia-Romagna, Forlì, Italia	Operativo	Zannoni Servizi S.r.l
Friuli-Venezia Giulia	Udine	Frazione Laglesie San Leopoldo, 1, 33016, Pontebba, UD	In fase di realizzazione	APS fuel
Friuli-Venezia Giulia	Udine	variante SP 80, Porpetto, Udine	In fase di realizzazione	Friuli LNG S.r.l
Friuli-Venezia Giulia	Udine	Strada Regionale 56, Udine, UD, Italia	Operativo	GIGLIO S.r.l.
Trentino-Alto Adige/Südtirol	Bolzano/Bozen	A22, km 15.750, 39040, Campo di Trens, BZ	Operativo	APS fuel
Trentino-Alto Adige/Südtirol	Bolzano/Bozen	Uscita Casello Trento Nord A22	Operativo	Delta Energy S.r.l.
Veneto	Padova	Via Vittorio Emanuele II, 50, Saonara, PD, Italia	Operativo	A.F. Petroli S.p.a.
Veneto	Verona	Via Sommacampagna, 75, Villafranca di Verona, VR, Italia	Operativo	B-Petrol
Veneto	Vicenza	Via dell'Autostrada, 11, 36016, Thiene, VI	Operativo	Barica Carburanti S.r.l
Veneto	Verona	Strada provinciale Porcillana, 38, 37047 San Bonifacio, VR	Operativo	B-Petrol
Veneto	Verona	Via Caterina Bon Brenzoni 130, Mozzecane (VR)	Operativo	B-Petrol
Veneto	Verona	s.s. 434 transpolesana km. 45 + 829 (dir. rovigio-verona), Villa Bartolomea (VR)	Operativo	Centro Petroli Baroni S.r.l
Veneto	Treviso	Via Liviana Scattolon, 4, Villorba, TV	Operativo	Cucagas S.r.l
Veneto	Verona	Via Mediana, Nogarole Rocca, VR,	Operativo	D2 S.R.L
Veneto	Verona	Via Circonvallazione Europa, 12, Sommacampagna, VR	Operativo	Dalla Bernardina F.lli S.R.L
Veneto	Venezia	Statale Statale Romea 309, km 84,789	Operativo	Distributore Amico
Veneto	Padova	Corso Spagna, 12/F, Padova, PD, Italia	Operativo	Liquimet S.p.a.

Veneto	Venezia	Via Martiri delle Foibe, 10, San Donà di Piave, VE
Veneto	Venezia	Via Treviso Mare, Meolo, VE, Italia
Veneto	Verona	Tangenziale Sud, 7, 37100 Verona VR
Veneto	Venezia	Strada Statale 309 Romea, 12, Venezia, VE, Italia

Operativo	NOALOIL S.p.A.
Operativo	San Marco Petroli S.p.A.
Operativo	TAP Tanzi Aurelio Petroli
Operativo	Vega Carburanti

Fonte: ns elaborazione

Tabella 9. Mappatura dei distributori terrestri di GNL nel Centro Italia.

Regione	Provincia	Indirizzo	Stato Infrastruttura	Fornitore
Lazio	Frosinone	Via Armando Vona, Lazio, Ferentino, Italia	In fase di realizzazione	Turriziani Diffusion
Lazio	Roma	Roma, RM, Italia	In fase di realizzazione	Vulcangas - Società Italiana Gas Liquidi S.p.a.
Lazio	Roma	Via della Tenuta del Cavaliere, 1, Guidonia, RM, Italia	Operativo	Delta Energy S.r.l.
Lazio	Roma	S.P. Variante Tiberina, Fiano Romano, Roma	Operativo	DoppioBlu - Turriziani S.r.l
Lazio	Roma	Via di Torre Spaccata 160, Lazio, Roma, Italia	Operativo	Goldengas S.p.a.
Lazio	Roma	Via Tiberina, 110, Riano, Roma	Operativo	Petroli 2000 S.r.l.
Lazio	Frosinone	Ferentino, Frosinone, Italia	Operativo	Turriziani Petroli S.r.l.
Lazio	Latina	Via Guardapasso, 65, Aprilia, LT, Italia	Operativo	Vulcangas - Società Italiana Gas Liquidi S.p.a.
Marche	Pesaro e Urbino	Urbania, PU, Italia	In fase di realizzazione	Vulcangas - Società Italiana Gas Liquidi S.p.a.
Marche	Pesaro e Urbino	Strada Nazionale Adriatica Sud, 270, 61037 Marotta, Mondolfo PU, Italia	Operativo	DIOTALLEVI DELFO & C. sas
Marche	Ancona	Via Direttissima del Conero, 44, Camerano, AN, Italia	Operativo	ELIOS
Marche	Ancona	Via Cartiere Vecchie 19, Marche, Jesi, Italia	Operativo	EMME TRE S.r.l
Marche	Ancona	Via Primo Maggio, 50, Ancona, AN, Italia	Operativo	Impianti Distribuzione Petroli S.r.l
Marche	Ancona	Via San Bernardo, 61, Chiaravalle, Ancona, Italia	Operativo	Interpetrol S.r.l
Marche	Ancona	Via Albertini, 36, Ancona, AN, Italia	Operativo	Metano Senigallia S.r.l.
Marche	Macerata	SS77, Km 85,103, Corridonia, MC	Operativo	Metano Senigallia S.r.l.
Marche	Pesaro e Urbino	Strada Statale 73 bis Km 44 + 564, Calvernazzo, Sant'Angelo in Vado (PU)	Operativo	Metano Toscana S.r.l.
Marche	Pesaro e Urbino	Via Sandro Pertini, Pesaro, PU, Italia	Operativo	Snam 4 Mobility / Acema S.p.A.
Marche	Ancona	Falconara Marittima, Ancona, Italia	Operativo	Vulcangas - Società Italiana Gas Liquidi S.p.a.
Marche	Macerata	Via Silvio Pellico, Civitanova Marche, MC, Italia	Operativo	Vulcangas - Società Italiana Gas Liquidi S.p.a.
Toscana	Livorno	SGC Fi-Pi-Li, Ads Grecciano Sud	Operativo	ENI S.p.a.
Toscana	Firenze	Raccordo autostradale 03 Firenze-Siena, Km. 41+983, San Casciano Val di Pesa, FI	Operativo	Goldengas S.p.a.
Toscana	Firenze	Via Val di Pesa SP12 snc, Lastra a Signa, Toscana, Italia	Operativo	Metano Tosca S.r.l.
Toscana	Lucca	Via Avvocato Del Magro, 777, Porcari, LU, Italia	Operativo	Torregas S.r.l.
Umbria	Perugia	Loc. San Donato, Passignano sul Trasimeno, PG	In fase di realizzazione	Vulcangas - Società Italiana Gas Liquidi S.p.a.
Umbria	Perugia	Via Corcianese, 00611, Perugia	Operativo	Automigliorgas S.r.l.
Umbria	Perugia	Via Gustavo Benucci 212, Umbria, Italia	Operativo	Automigliorgas S.r.l.
Umbria	Perugia	Via Giorgio Vasari, zona Paciana, Foligno, PG, Italia	Operativo	CMF- Centrale Metano Foligno
Umbria	Perugia	Perugia, PG, Italia	Operativo	Olivi S.p.a
Umbria	Perugia	Via Fra Filippo Longo, Magione, PG	Operativo	Scat Punti Vendita SpA
Umbria	Perugia	Via Casciolano 78, Umbria, Perugia, Italia	Operativo	Stazione di servizio IP

Fonte: ns elaborazione

Tabella 10. Mappatura dei distributori terrestri di GNL nel Sud Italia e Isole.

Regione	Provincia	Indirizzo	Stato Infrastruttura	Fornitore
Abruzzo	Teramo	Bivio Casale, 64026, Roseto degli Abruzzi TE, Italia	Operativo	Angolana Gas
Abruzzo	Chieti	SS656, 66100, Chieti CH	Operativo	ENI Station
Abruzzo	Teramo	Strada Statale 80 Variante di Teramo, Teramo, TE, Italia	Operativo	Petrolbitumi S.r.l.
Abruzzo	Teramo	Marina Silvi, Silvi Marina, Teramo, Italia	Operativo	Vulcangas - Società Italiana Gas Liquidi S.p.a.
Basilicata	Potenza	Zona Industriale San Nicola, Basilicata, Italia	In fase di realizzazione	Mossucca Michele
Calabria	Catanzaro	A2 Autostrada del Mediterraneo, Rosarno Est	In fase di realizzazione	4Puntosero S.r.l.
Calabria	Cosenza	Cosenza Ovest, Autostrada del Mediterraneo 87036, Rende, Calabria, Italia	In fase di realizzazione	4Puntosero S.r.l.
Calabria	Catanzaro	Lamezia Terme	In fase di realizzazione	TECA GAS S.r.L.
Campania	Salerno	Atena Lucana, SA, Italia	In fase di realizzazione	Bergas S.r.l. - 2LNG
Campania	Napoli	Via Limitone Di Arzano, snc, Napoli	In fase di realizzazione	D'Angelo S.r.l
Campania	Napoli	Via Circumvallazione, 300, Nola, NA, Italia	In fase di realizzazione	Distributori Ecos S.r.l.
Campania	Napoli	Via Boscofangone, Nola, NA, Italia	Operativo	Abaco Trasporti, Gruppo Ambrosio
Campania	Salerno	Raccordo autostradale SA-AV E841, KM 6+048, Baronissi, SA	Operativo	C. Galdieri & Figli S.p.A.
Campania	Napoli	Via Pagliarella, San Vitaliano, NA, Italia	Operativo	Distributori Papa
Campania	Napoli	Strada Provinciale Nola - San Vitaliano, San Vitaliano, NA, Italia	Operativo	Fabiano Energia
Puglia	Brindisi	SS 613 KM 2+900, Brindisi	In fase di realizzazione	ADRIATIGAS S.R.L
Puglia	Foggia	Via SP 30 Km 3,060 Torremaggiore - San Severo, 71017 Torremaggiore	In fase di realizzazione	F.lli Carfagna di Calzella, Alfredo, Mario e Luisa S.n.c
Puglia	Brindisi	Via Torre Santa Susanna, Km 1,100, Mesagna, BR	Operativo	Gruppo Bianco Petroli S.n.c
Sardegna	Oristano	Uras, Sardegna, Italia	In fase di realizzazione	Kilometro BLU S.p.a
Sardegna	Sud Sardegna	Villacidro, Strada Provinciale 61	Operativo	Nonna Isa Station Industry

Fonte: ns elaborazione

La successiva Figura 15 consente di mappare agevolmente lo stato infrastrutturale connesso ai distributori terrestri di GNL nelle diverse regioni italiane.

Figura 15. Localizzazione dei distributori terrestri di GNL in Italia.



Fonte: ns elaborazione