

COMMESSA: 157001
CLIENTE: Autorità Portuale di Ancona
PROGETTO: GAINN4MOS



Studio del Sistema di Approvvigionamento e Distribuzione del GNL nel Porto di Ancona

00	28/02/2017	Emesso per Commenti	F.Chiappetta	R. Perini	Fr. Ferrini
Rev.	Data	Descrizione	Preparato	Verificato	Approvato

INDICE

1	Generale	4
1.1	Introduzione	4
1.2	Scopo del Lavoro	5
2	Abbreviazioni	6
2.1	Abbreviazioni	6
3	Riferimenti	7
3.1	Leggi	7
3.2	Norme Tecniche	7
3.3	Documenti	7
3.4	Siti Web	8
4	Conoscenza Del Contesto	9
4.1	Normative per lo Sviluppo del Settore del GNL	9
4.1.1	Sviluppo di una Infrastruttura per i Combustibili Alternativi	9
4.1.2	Limiti di Zolfo nei Combustibili Marittimi	11
4.2	Small-Scale LNG	12
5	Analisi Della Domanda di GNL	16
5.1	Introduzione	16
5.2	Mezzi Terrestri	17
5.2.1	Mezzi Stradali Pesanti	17
5.2.2	Autobus	21
5.3	Mezzi Marini	23
5.3.1	Traghetti	23
5.3.2	Pescherecci	24
5.3.3	Porta Container	26
5.3.4	Navi da Crociera	28

5.4	Domanda Complessiva di GNL.....	30
6	Terminale Stoccaggio GNL.....	32
6.1	Stoccaggio GNL.....	32
6.1.1	Scelta della Tecnologia.....	32
6.1.2	Dimensionamento di Massima.....	33
6.2	Approvvigionamento e Distribuzione del GNL	34
6.3	Descrizione del Terminale	36
6.4	Aspetti di Sicurezza	38
6.4.1	Metodologia	38
6.4.2	Condizioni Metereologiche.....	39
6.4.3	Distanze di Sicurezza	40
6.5	Layout del Terminale	42
6.6	Aspetti Normativi e Autorizzativi	44
6.7	Costo del Terminale.....	45

1 GENERALE

1.1 Introduzione

GAINN4MOS è un'azione promossa dalla Commissione Europea tra un certo numero di Stati membri finalizzata allo sviluppo dell'utilizzo del GNL (Gas Naturale Liquefatto) su mezzi di trasporto di elevata potenza installata (naviglio ed autotrasporto pesante), promuovendo la realizzazione di depositi costieri distribuiti lungo le coste dell'Atlantico e del Mediterraneo.

L'obiettivo ultimo è incrementare la competitività dei servizi portuali e il trasporto riducendo i costi operativi relativi al carburante, dare spazio alle nuove nicchie di mercato UE associate al GNL e di provvedere agli Stati membri, con finalità pratiche ed operative, l'esperienza e risultati necessari per affrontare le sfide poste dalla direttiva zolfo (2012/33/EU) e dalla direttiva sulle infrastrutture necessarie per l'utilizzo dei carburanti alternativi puliti (2014/94/EU).

In tale contesto, il porto di Ancona, caratterizzato da una importante attività di mezzi marini ed un retroterra dinamico e infrastrutturato, è stato individuato come uno dei possibili porti "core" della rete italiana per lo stoccaggio e distribuzione del GNL sul territorio nazionale.



Figura 1 – Porto di Ancona

1.2 Scopo del Lavoro

L'obiettivo di questo lavoro è quello di fornire un inquadramento tecnico-economico per un sistema di approvvigionamento e distribuzione del gas naturale liquefatto (GNL) nel porto di Ancona, nell'ambito dell'Activity 1 "Basic engineering projects of prototypes and pilots" del progetto co-finanziato dalla Commissione Europea "GAINN4MOS".

In particolare, lo studio è consistito prevalentemente nella realizzazione delle seguenti attività:

- Analisi della domanda potenziale e futura di GNL, considerando:
 - il rifornimento e/o la possibile riconversione di mezzi terrestri e marini;
 - un'area di influenza che comprende le Marche, l'Umbria, l'Abruzzo, il Molise e una parte dell'Emilia-Romagna (solo le province di Rimini e Forlì-Cesena);
 - diversi scenari temporali e di sviluppo, riferibili in primo luogo alle disposizioni contenute nelle direttive europee 2014/94/EU e 2012/33/EU e nell'Allegato VI della Convenzione MARPOL.
- Dimensionamento di massima e scelta della tecnologia dell'impianto di stoccaggio (capacità di stoccaggio, tipologia e numero di serbatoi).
- Analisi delle possibili soluzioni di approvvigionamento e distribuzione del GNL.
- Produzione del diagramma a blocchi del terminale.
- Analisi preliminare sulla sicurezza del terminale.
- Definizione del layout e dei requisiti richiesti all'area d'installazione (superficie necessaria, prossimità alle banchine per l'accosto delle navi, collegamenti alla viabilità ordinaria, etc.).
- Ricognizione delle specificità normative ed autorizzative relative alle ipotesi di sviluppo individuate.
- Sintetico inquadramento programmatico/temporale ed economico delle soluzioni individuate.

2 ABBREVIAZIONI

2.1 Abbreviazioni

BOG	Boil-Off Gas
CE	Comunità Europea
ECA	Emission Control Area
GNC	Gas Naturale Compresso
GNL	Gas Naturale Liquefatto
H	Altezza
L	Lunghezza
L-GNC	Gas Naturale Compresso (ottenuto da rigassificazione del Liquido)
LFL	Limite Inferiore di Infiammabilità
MAX	Massimo
MIN	Minimo
SECA	Sulphur Emission Control Area
SSLNG	Small Scale Liquefied Natural Gas
TEN-T	Trans-European Transport Network
TEU	Twenty-foot Equivalent Unit
UE	Unione Europea
UFL	Limite Superiore di Infiammabilità
W	Larghezza

3 RIFERIMENTI

3.1 Leggi

- /1/ D. Lgs. 257/2016 - Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/EU del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi
- /2/ D. Lgs. 105/2015 - Attuazione della direttiva 2012/18/EU relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose
- /3/ D. Lgs. 152/2006 - Norme in materia ambientale
- /4/ D. Lgs. 84/1994 - Riordino della legislazione in materia portuale
- /5/ D. Lgs. 241/1990 - Nuove norme sul procedimento amministrativo

3.2 Norme Tecniche

- /6/ UNI EN 1473 - Installazioni ed equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL) - Progettazione delle installazioni a terra
- /7/ NFPA 59 A - Liquefied natural gas storage and handling
- /8/ UNI EN 13458 - Recipienti criogenici - Recipienti fissi isolati sotto vuoto

3.3 Documenti

- /9/ Documento di consultazione per una strategia nazionale sul GNL
- /10/ DVGW - EU Consultation LNG Strategy Final (28/09/2015)
- /11/ Fluxys LNG – Safety study - Supplying flemish ports with LNG as a marine fuel
- /12/ Magalog Project - Developing LNG as a clean fuel for ships in the Baltic and North Seas
- /13/ Wartsila – Small and Medium-Scale LNG Terminals
- /14/ Chart Ferox - Flat bottom or vacuum insulated tanks
- /15/ LNG in Baltic Sea Ports – LNG Handbook
- /16/ DNVGL-RP-G105 - Development and operation of liquefied natural gas bunkering facilities
- /17/ ICF International – Grassy Point LNG Risk Assessment
- /18/ HAM Italia – Costruire e ammortizzare una stazione di servizio GNL
- /19/ Royal HaskoningDHV - Analisi dinamica dei sistemi di ormeggio per l'attracco di MSC Crociere in Ancona

- /20/ Autorità Portuale di Ancona - Resoconto degli interventi correlati a progetti in corso di realizzazione o da intraprendere - Art. 29, DL 12.9.2014, n. 133
- /21/ Seta - Aspetti operativi dell'utilizzo del GNL nel trasporto pubblico locale
- /22/ GAC Marche Sud - Lettura statistica della pesca italiana
- /23/ Cooperativa Pescatori e Motopescherecci di Ancona – Dati dei consumi dei motopescherecci ormeggiati nel porto di Ancona (2014-2016)
- /24/ Autorità Portuale di Ancona – Rapporto statistico 2016
- /25/ ARPAV – Le emissioni da attività portuale
- /26/ Francesco Pastore – Tesi di laurea – Il problema dell'inquinamento nei porti dovuta alla presenza contemporanea di navi da crociera

3.4 Siti Web

- /27/ <http://www.ilmeteo.it>
- /28/ <http://www.unione petrolifera.it>
- /29/ <http://www.aci.it>
- /30/ <http://www.directferries.it>
- /31/ <https://www.fleetmon.com>
- /32/ <http://www.informare.it>
- /33/ <http://www.searates.com>
- /34/ <http://www.msccrociere.it>

4 CONOSCENZA DEL CONTESTO

4.1 Normative per lo Sviluppo del Settore del GNL

4.1.1 Sviluppo di una Infrastruttura per i Combustibili Alternativi

La Commissione Europea (CE), con la direttiva europea 2014/94/EU sullo sviluppo di una infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI), ha previsto che gli Stati Membri adottino, entro il 2016, dei piani di sviluppo delle diverse fonti alternative per il settore dei trasporti.

In tale contesto si colloca anche il GNL per il quale la Direttiva prevede che, attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, gli Stati Membri assicurino che:

- entro il 31 dicembre 2025, venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL nei porti marittimi e nelle strade appartenenti alla rete centrale TEN-T ("Trans-European Transport Network", vedi Figura 3);
- entro il 31 dicembre 2030, venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL nei principali porti della navigazione interna.

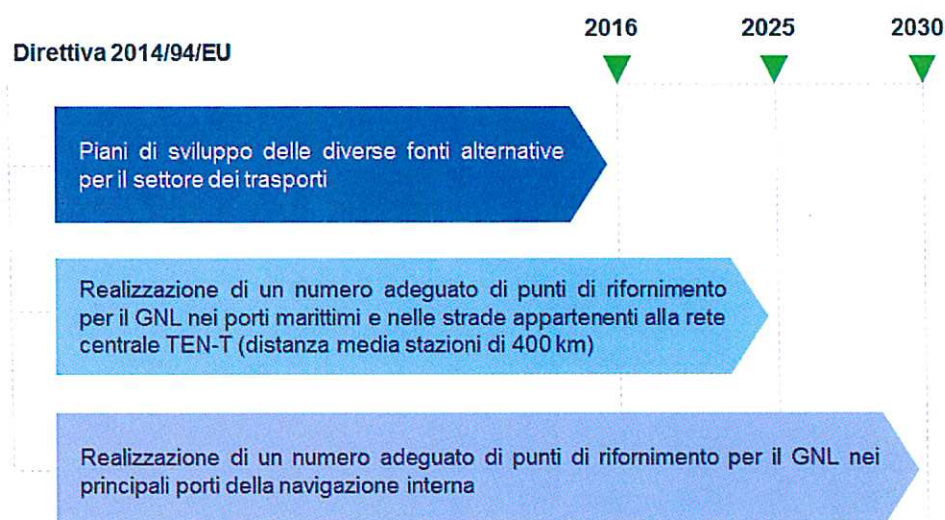


Figura 2 – Azioni previste dalla direttiva europea 2014/94/EU

Gli Stati Membri sono tenuti inoltre a favorire un sistema di distribuzione adeguato per la distribuzione di GNL nel rispettivo territorio, comprese le strutture di carico per i veicoli cisterna di GNL.

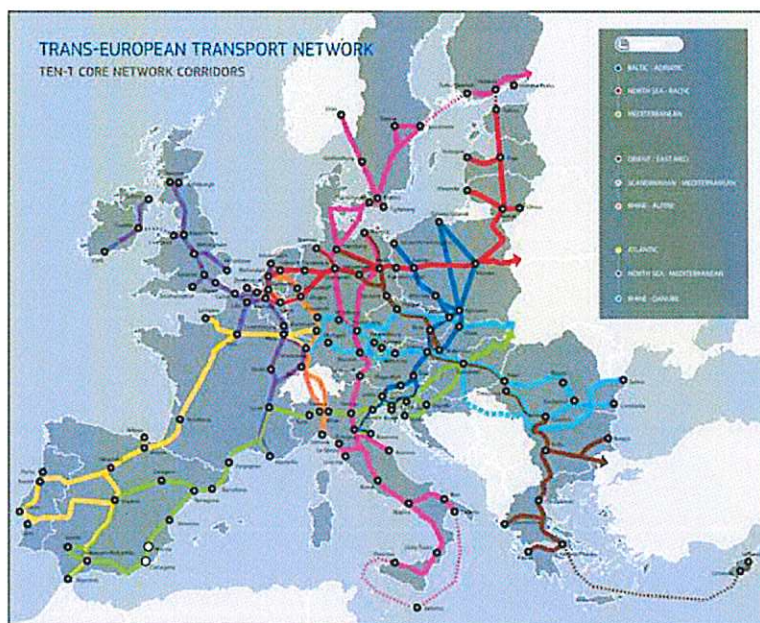


Figura 3 – Trans-European Transport Network

L'obiettivo è quello di ridurre l'impatto ambientale dei motori diesel nel trasporto via mare e su strada, nonché di ridurre i costi di gestione per gli utilizzatori di motori diesel e per sviluppare l'uso del GNL.

Le prime analisi evidenziano che l'impiego del GNL, in alternativa ai combustibili attuali, consente l'azzeramento della SO_x e del particolato, una drastica riduzione degli NO_x e del CO e una moderata riduzione della CO₂ (vedi Figura 4).

Tali vantaggi saranno tanto più rilevanti quanto maggiore sarà la diffusione del GNL come carburante e combustibile e rappresenteranno un utile contributo al miglioramento delle qualità ambientali già intrapreso con l'impiego di alcune fonti energetiche rinnovabili.

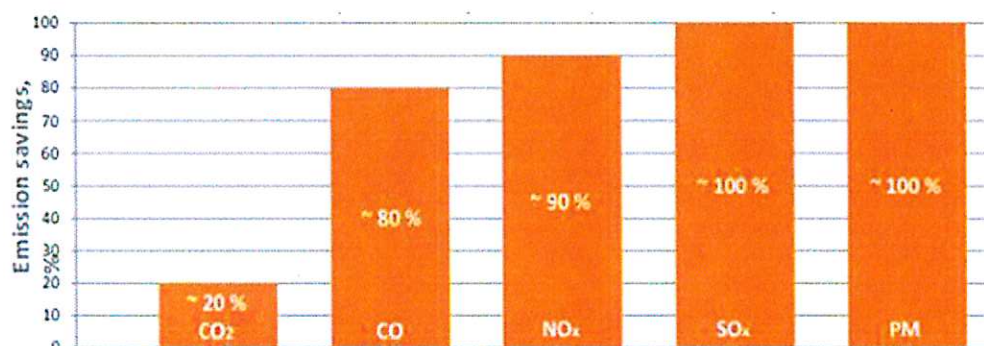


Figura 4 – Riduzione potenziale delle emissioni con l'impiego del GNL in alternativa al diesel (Rif. /10/)

La direttiva europea 2014/94/EU è stata recepita in Italia con il Decreto Legislativo n. 257 del 16 Dicembre 2016. Il decreto disciplina l'utilizzo diretto del GNL negli stabilimenti, nelle reti isolate e nei trasporti e fornisce un opportuno quadro strategico e tecnologico a livello nazionale, al fine di garantire un armonico e pieno sviluppo dei mercati del GNL nei suoi diversi impieghi.

In particolare, negli Articoli 9, 10 e 11 del Titolo IV, sono previste delle misure per la semplificazione delle

procedure amministrative per la realizzazione di infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL sul territorio nazionale:

- Articolo 9: disposizioni per le infrastrutture di interesse nazionale, connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale o di parti di essa.
- Articolo 10: disposizioni per le infrastrutture non destinate all'alimentazione di reti di trasporto di gas naturale, di capacità uguale o superiore alle 50 tonnellate.
- Articolo 11: disposizioni per le infrastrutture di piccole dimensioni (capacità inferiore alle 50 tonnellate).

4.1.2

Limiti di Zolfo nei Combustibili Marittimi

La Commissione Europea (CE), con la direttiva 2012/33/EU, ha introdotto con riferimento ai combustibili marittimi, un limite massimo di tenore di zolfo pari a:

- Aree ECA/SECA:
 - 1.00 %, fino al 31 Dicembre 2014;
 - 0.10 %, a partire dal 1 Gennaio 2015.
- Altre aree:
 - 3.50%, a partire dal 18 Giugno 2014;
 - 0.50%, a partire dal 1 Gennaio 2020.

L'Italia ha posto una netta accelerazione sulla riduzione del tenore di zolfo rispetto a quanto previsto dalla direttiva (vedi Figura 5). Il Decreto Legislativo n. 112 del 16 Luglio 2014 stabilisce infatti che, dal primo gennaio 2018, nei mari Adriatico e Ionio e comunque dal primo gennaio 2020 in tutti i mari italiani, il limite al tenore di zolfo dei combustibili marittimi dovrà essere dello 0.10% (a condizione che gli Stati membri dell'Unione Europea prospicienti le stesse zone di mare abbiano previsto l'applicazione di tenori di zolfo uguali o inferiori).

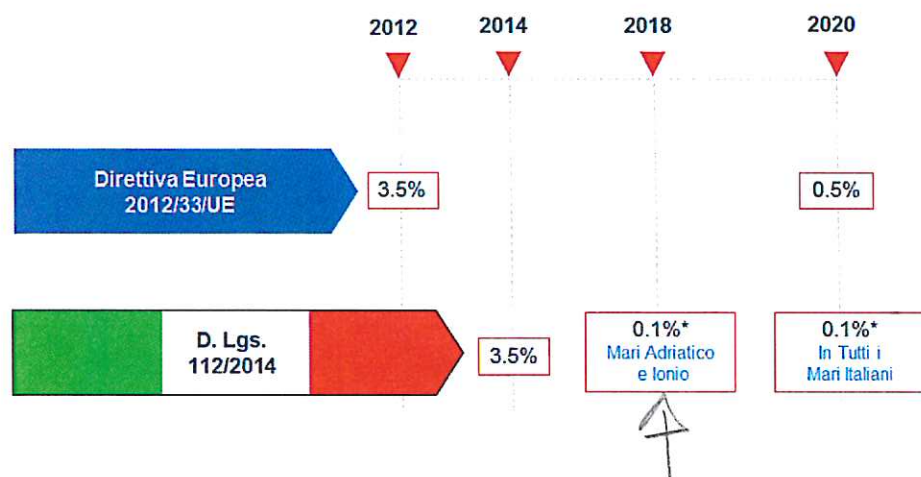


Figura 5 – Limiti di zolfo nei combustibili marittimi per l'area del Mediterraneo

4.2 Small-Scale LNG

Lo "Small Scale LNG" (o SSLNG) si definisce come la modalità attraverso la quale il GNL viene gestito direttamente in forma liquida (rispetto alla rigassificazione operata in terminali dedicati e alla successiva immissione del prodotto gassoso nella rete di trasporto).

In particolare i servizi di tipo "Small Scale LNG", già in essere o in fase di studio, possono essere forniti mediante le seguenti infrastrutture (o installazioni):

1. Terminali di rigassificazione, che offrono prevalentemente i seguenti servizi:
 - re-loading ovvero trasferimento di GNL dai serbatoi del terminale a navi metaniere;
 - trans-shipment (Allibo) ovvero trasferimento diretto di GNL da una nave ad un'altra;
 - caricamento di GNL su navi bunker (bettoline/shuttle);
 - caricamento di GNL su autobotti (o ISO-container);
 - caricamento di GNL su vagoni-cisterna ferroviari.
2. Navi bunker (bettoline/shuttle), che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL (bunkeraggio) o stoccaggi locali costieri.
3. Mini Impianti di liquefazione per la trasformazione allo stato liquido del gas naturale proveniente dalla rete, utilizzati per rifornire autobotti (o ISO container) e/o bettoline/shuttle (se impianti costieri).
4. Autobotti (o ISO-container), che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL (bunkeraggio) o stoccaggi locali.
5. Stoccaggi locali, riforniti da autobotti (o ISO-container) e/o bettoline/shuttle (se stoccaggi costieri) e utilizzati per:
 - caricamento di autobotti (o ISO-container) e/o di bettoline;
 - impianti di rifornimento costieri per navi alimentate a GNL (bunkeraggio);
 - impianti di rifornimento di autoveicoli alimentati a GNL o a GNC;
 - depositi satellite di stoccaggio per usi industriali o civili.

La filiera dello SSLNG, con il dettaglio delle attività sopra elencate, è schematizzata in Figura 6.

Lo schema riporta anche il rifornimento di treni alimentati a GNL, tipologia di rifornimento ad oggi non esistente in nessuna delle realtà europee analizzate. In particolare, in Italia le reti ferroviarie non elettrificate sono di estensione limitata e quindi il settore ferroviario dovrebbe essere poco interessato dallo sviluppo del mercato del GNL.

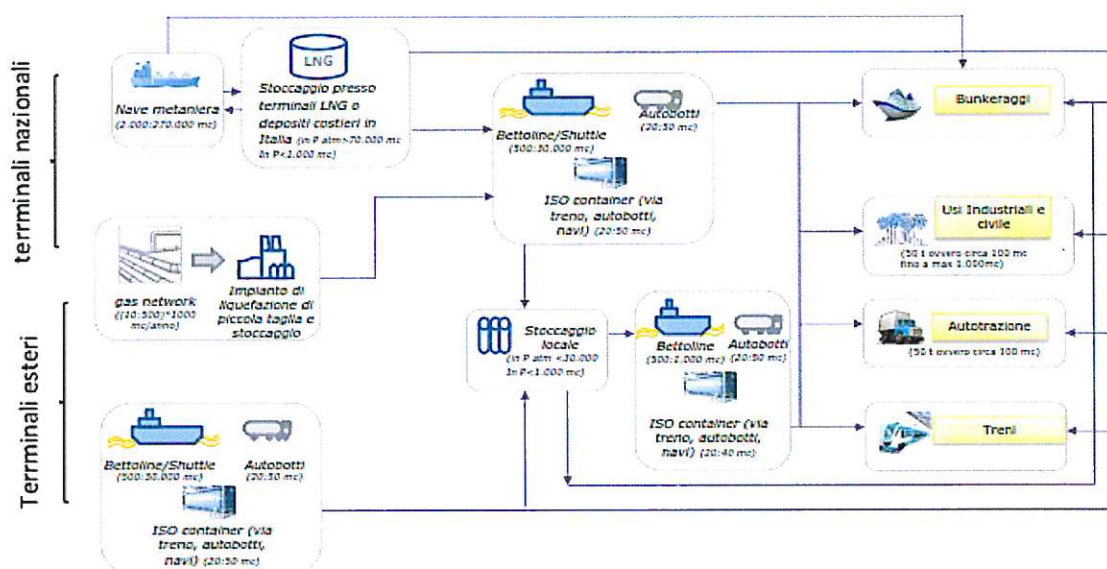


Figura 6 – Schema generale della filiera SSLNG (Rif. /9/)

Nelle tabelle sottostanti sono riportati i risultati di uno studio sullo stato dell'arte dei servizi Small Scale LNG in Europa, con dati aggiornati a Settembre 2014.

Small-Scale LNG per tipo di Installazione	Status (escluse le autobotti)		
	In esercizio	In costruzione	Annunciati o in studio
Terminali di rigassificazione (grandi e piccoli)			
Reloading	9	3	4
Transshipment	2	1	5
Caricamento di navi bunker (loading of bunkering ships)	5	2	12
Caricamento su autobotte (truck loading)	15	3	7
Caricamento su treno (rail loading)	-	-	3
Piccoli impianti di liquefazione	>19	-	3
Impianti di rifornimento costieri per navi	16	1	15
Navi bunker	2	-	5
Impianti di rifornimento GNL per veicoli	54	7	16
Impianti satellite (per usi industriali,...)	>1000	n.a.	n.a.

Tabella 1 – Numero di installazioni SSLNG (escluse le autobotti) in Europa (Rif. /9/)

Installazioni Small-Scale LNG per paese (primi 10)	Numero di installazioni (esclusi impianti satellite e autobotti)		
	In esercizio	In costruzione	Annunciati o in studio
1. Spagna	22	3	8
2. Norvegia	21	1	1
3. Inghilterra	17	2	8
4. Olanda	12	1	6
5. Svezia	6	3	6
6. Francia	5	-	2
7. Portogallo	4	-	3
8. Belgio	3	2	-
9. Germania	3	-	4
10. Italia, Slovenia	2	-	-

Tabella 2 – Top 10 paesi europei per numero di installazioni (Rif. /9/)

Dai dati sul numero di installazioni SSLNG per paese (vedi Tabella 2), si può notare come la filiera dello SSLNG sia già particolarmente sviluppata in paesi come Spagna, Norvegia, Regno Unito e Olanda.

In Italia, non ci sono invece ad oggi terminali con stoccaggio di GNL e i 2 terminali di rigassificazione presenti (Panigaglia e Porto Viro) non sono in grado di fornire servizi di SSLNG; le utenze di GNL vengono infatti rifornite tramite autobotti provenienti da terminali esteri (Spagna, Francia, Olanda, Belgio).

Il primo passo per lo sviluppo della filiera è pertanto la creazione del primo anello della catena che richiede investimenti significativi da effettuare presso i terminali o in depositi costieri.

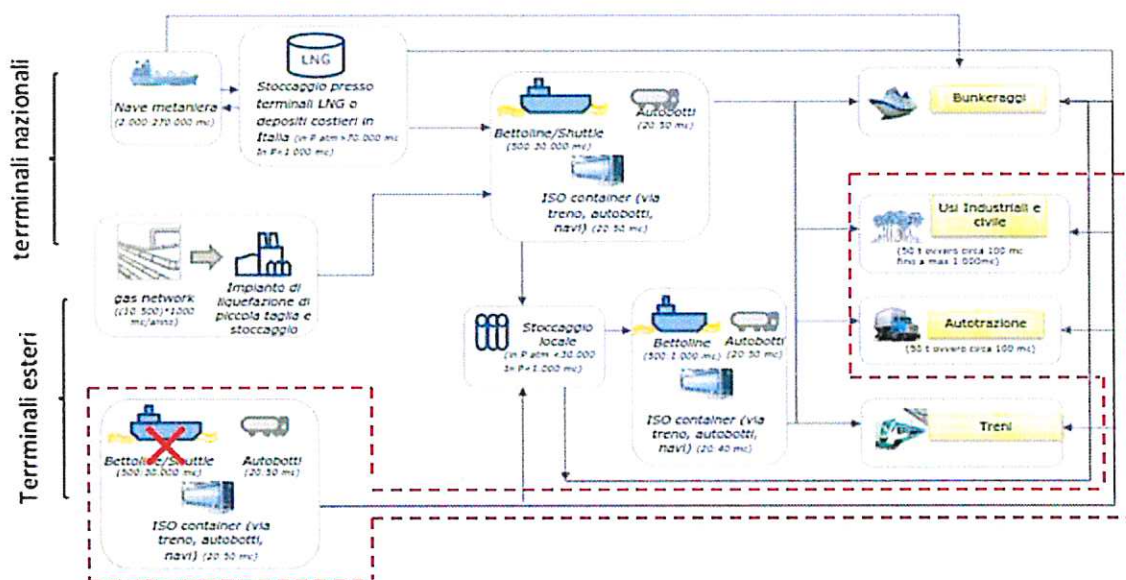


Figura 7 – Schema della filiera SSLNG attuale in Italia

Nell'ambito del progetto GAINN, i seguenti porti italiani sono stati identificati come possibili centri per lo stoccaggio e/o distribuzione del GNL sul territorio nazionale:

- Genova
- La Spezia
- Livorno
- Civitavecchia
- Venezia
- Ravenna
- Ancona
- Messina
- Augusta

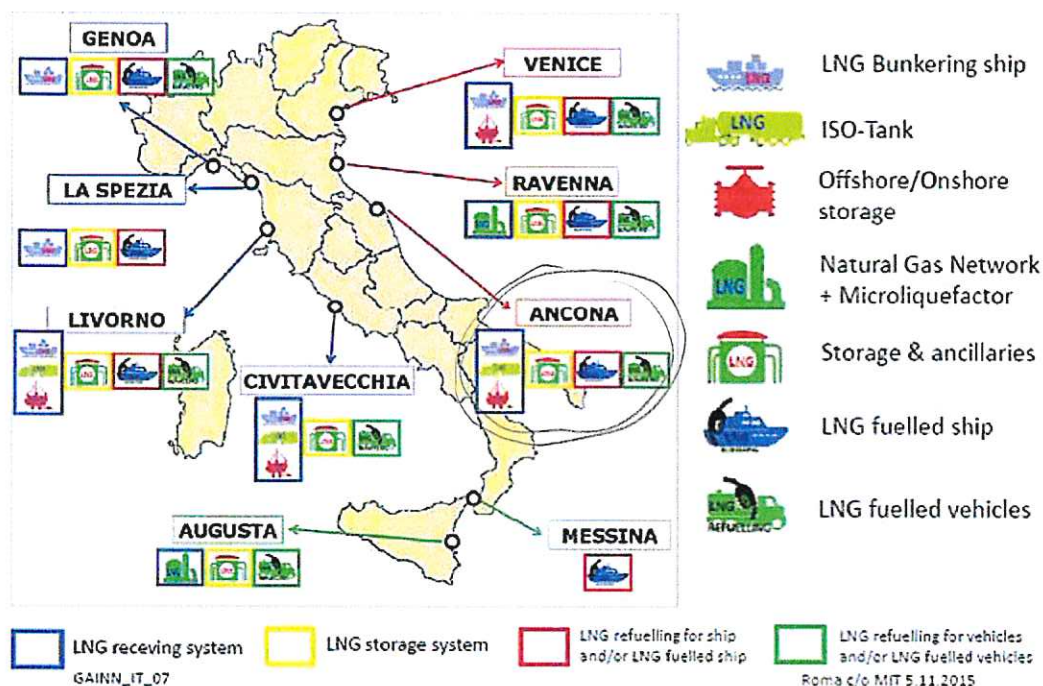


Figura 8 – Progetto GAINN: Proposta nazionale per lo sviluppo di una rete GNL

In generale, dalle esperienze dei citati paesi europei in cui la filiera è già ben sviluppata, si desume che un ruolo fondamentale all'espansione dei servizi di tipo Small Scale LNG può derivare da opportune azioni di:

- semplificazione dei permessi autorizzativi;
- agevolazione fiscale;
- incentivazione alla realizzazione di infrastrutture;
- nuove norme di regolazione.

In particolare, si è osservato come la politica fiscale energetica, attualmente in discussione sia a livello europeo che a livello nazionale, assumerà un ruolo determinante nello sviluppo futuro del mercato del GNL, nell'ambito dei servizi Small Scale.

5 ANALISI DELLA DOMANDA DI GNL

5.1 Introduzione

Uno dei primi obiettivi dello studio è la valutazione della dimensione dello stoccaggio in relazione alla possibile domanda presente o prevedibile nell'area di influenza.

È stata pertanto effettuata un'analisi della domanda potenziale e futura di GNL per il Porto di Ancona, considerando:

- Il rifornimento e/o la possibile riconversione di:
 - Mezzi terrestri:
 - mezzi stradali pesanti;
 - autobus.
 - Mezzi marini:
 - traghetti;
 - pescherecci;
 - porta container;
 - navi da crociera.
- Un'area di influenza che comprende le Marche, l'Umbria, l'Abruzzo, il Molise e una parte dell'Emilia-Romagna (solo le province di Rimini e Forlì-Cesena).
- Diversi scenari temporali e di sviluppo; in particolare, la domanda di GNL nel tempo è stata valutata a partire dai dati dei consumi energetici degli ultimi 3-5 anni (ove disponibili, al fine di individuare un possibile trend dei consumi per ogni categoria di veicolo) e ipotizzando, sulla base delle direttive e normative per lo sviluppo del settore GNL (vedi capitolo 4):
 - uno sviluppo del mercato del GNL a partire dal 2020 (anno in cui le legislazioni avranno dei limiti stringenti sul tenore di zolfo nei combustibili marittimi);
 - una crescita significativa della domanda dopo il 2025 (anno in cui si prevede il completamento della rete TEN-T)
 - il raggiungimento delle condizioni di regime nell'anno 2030 (anno in cui si prevede il completamento della rete nazionale per il GNL); la percentuale di sostituzione dei combustibili tradizionali con LNG a regime, è stata assunta sulla base di considerazioni di contesto e ipotesi di sviluppo specifiche per ogni categoria di veicolo.

5.2 Mezzi Terrestri

5.2.1 Mezzi Stradali Pesanti

Ad oggi, sono circa 20 gli impianti GNL/L-GNC già attivi in Italia (prevalentemente nel Centro-Nord) ma molti altri sono in fase di autorizzazione/costruzione/attivazione (nella figura sottostante è riportato lo status 2016 degli impianti GNL affidati al "colosso" di settore Ham).



Figura 9 – Ham Italia: Status impianti GNL/L-GNC (2016, Rif. /18/)

In particolare, sono 3 gli impianti GNL/L-GNC già attivi nell'area di influenza individuata e altri 5 saranno attivati entro la fine del 2017 (vedi Figura 10):

- Marche:
 - 1 impianto GNL in provincia di Macerata.
 - 1 impianto L-GNC in provincia di Ancona.
 - 1 impianto GNL con attivazione prevista nel 2017 in provincia di Ascoli Piceno.
 - 1 impianto L-GNC con attivazione prevista nel 2017 in provincia di Pesaro.
- Umbria:
 - Non ci sono al momento impianti GNL/L-GNC attivi o con attivazione prevista entro il 2017.
- Abruzzo:
 - 1 impianto GNL con attivazione prevista nel 2017 in provincia di Teramo.

- 1 impianto GNL con attivazione prevista nel 2017 in provincia di Pescara.
- 1 impianto L-GNC in provincia di Chieti.
- Molise:
 - Non ci sono al momento impianti GNL/L-GNC attivi o con attivazione prevista entro il 2017.
- Emilia-Romagna (Rimini e Forlì-Cesena):
 - 1 impianto GNL con attivazione prevista nel 2017 in provincia di Rimini.



Figura 10 – Status impianti GNL/L-GNC nell'area di influenza individuata (2017)

Al 2030, se le condizioni riguardanti il quadro regolatorio e quello fiscale saranno favorevoli, è auspicabile la realizzazione sul territorio nazionale di circa 800 stazioni di servizio GNL/L-GNC, con un potenziale di sostituzione dei carburanti tradizionali del 10-20% (Rif. /9/).

5.2.1.1 Stima della Domanda di GNL

I dati di input usati per la stima della domanda di GNL per i mezzi stradali pesanti sono i seguenti:

- consumi annui di benzina (auto) e gasolio (auto e camion) per le regioni d'interesse dal 2011 al 2014 (vedi Tabella 3);
- numero annuo di auto a benzina e di auto e camion a gasolio, circolanti nelle regioni d'interesse dal 2011 al 2014 (vedi Tabella 4).

Documento No: 157001-00-RX-E-0002

Revisione: 00

Data: 28 Febbraio 2017

Regione	2011		2012		2013		2014	
	Benzina Auto [kt]	Gasolio Auto /Camion [kt]	Benzina Auto [kt]	Gasolio Auto /Camion [kt]	Benzina Auto [kt]	Gasolio Auto /Camion [kt]	Benzina Auto [kt]	Gasolio Auto /Camion [kt]
Marche	210	513	175	450	162	433	141	400
Umbria	117	272	99	248	88	229	91	242
Abruzzo	176	423	149	377	136	355	120	331
Molise	30	93	25	77	22	72	19	66
Emilia-Romagna (Rimini, Forlì-Cesena)	105	226	89	202	77	184	70	178
Totale	638	1,527	537	1,354	485	1,273	441	1,217

Tabella 3 – Consumi annui di benzina (auto) e gasolio (auto e camion) per le regioni d'interesse dal 2011 al 2014 (Rif. /28/)

Regione	2011			2012			2013			2014		
	Benzina N° Auto	Gasolio N° Auto N° Camion		Benzina N° Auto	Gasolio N° Auto N° Camion		Benzina N° Auto	Gasolio N° Auto N° Camion		Benzina N° Auto	Gasolio N° Auto N° Camion	
Marche	601,046	397,108	124,700	596,556	400,787	119,740	591,972	401,435	117,184	584,642	409,334	116,163
Umbria	355,755	257,409	67,990	353,239	261,070	64,396	349,240	262,715	63,424	347,508	257,409	62,731
Abruzzo	480,744	370,453	106,415	475,160	376,021	102,254	467,991	378,677	101,456	464,023	370,453	101,394
Molise	101,426	99,773	29,292	100,156	101,798	28,568	98,920	103,507	28,840	97,813	105,060	29,202
Emilia-Romagna (Rimini, Forlì-Cesena)	292,265	156,477	59,218	292,981	161,835	56,482	286,856	163,643	55,420	284,775	167,761	54,892
Totale	1,831,236	1,281,220	387,615	1,818,092	1,301,511	371,440	1,794,979	1,309,977	366,324	1,778,761	1,310,017	364,382

Tabella 4 – Numero annuo di auto a benzina e di auto/camion a gasolio, circolanti nelle regioni d'interesse dal 2011 al 2014 (Rif. /29/)

Per ottenere i consumi annui di gasolio dei camion dal 2011 al 2014, è stata applicata la seguente metodologia:

1. Calcolo del numero annuo di chilometri percorsi dalle auto a benzina, assumendo un consumo medio di 13 km/l.
2. Calcolo del numero annuo di chilometri percorsi dalle auto diesel, assumendo che sia pari a 1.5 volte il numero annuo di chilometri percorsi dalle auto a benzina.
3. Calcolo del consumo annuo di gasolio delle auto diesel, assumendo un consumo medio di 16 km/l.
4. Calcolo del consumo annuo di gasolio dei camion, ottenuto sottraendo al totale (camion e auto), il gasolio consumato dalle auto diesel.

Il potenziale consumo annuo di gasolio per autotrazione al 2030 è stato ottenuto per estrapolazione (vedi Figura 11), assumendo che il trend decrescente registrato negli anni 2011-2014 possa giungere ad una graduale stabilizzazione nel prossimo decennio (come suggerito dai primi dati disponibili per il 2015 e il 2016, Rif. /28/).

Ipotizzando una sostituzione del 10% della potenziale richiesta di gasolio, la domanda annuale attesa di GNL al 2030 per i mezzi stradali pesanti è di 175.169 m³.

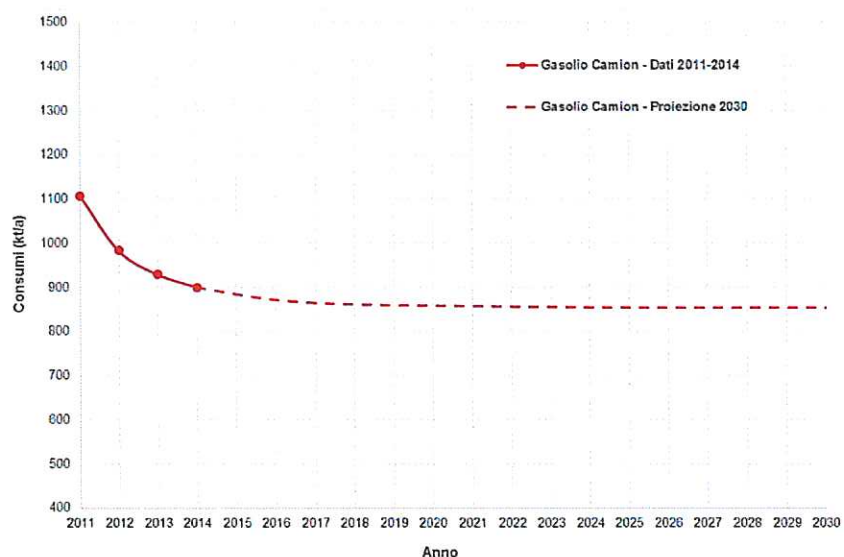


Figura 11 – Consumi gasolio camion: dati 2011-2014 e proiezione al 2030

5.2.2 Autobus

Al momento c'è un solo caso in Italia di utilizzo di GNL/L-GNC come carburante per gli autobus.

Si tratta del distributore L-GNC privato (100 m³), impiegato dalla flotta di bus Seta di Modena (il 10% della flotta è alimentato a GNC, Rif. /21/).



Figura 12 – Distributore L-GNC impiegato dalla flotta di bus Seta di Modena

I principali motivi che possono portare ad una penetrazione di mercato del GNL in questo settore sono i seguenti:

- l'utilizzo del GNL al posto del GNC, consente di risparmiare i costi energetici legati alla compressione del gas;
- la resa intrinseca del GNL consente lo stoccaggio di elevate quantità di combustibile in un'area relativamente ridotta.

5.2.2.1 Stima della Domanda di GNL

La domanda di GNL per gli autobus è stata stimata a partire dal numero annuo di autobus circolanti nelle regioni d'interesse dal 2011 al 2014 (vedi Tabella 5).

Regione	2011	2012	2013	2014
Marche	2,810	2,793	2,764	2,751
Umbria	1,882	1,902	1,907	1,885
Abruzzo	3,365	3,293	3,231	3,175
Molise	983	1,002	989	1,034
Emilia-Romagna (Rimini, Forlì-Cesena)	1,297	1,340	1,346	1,275
Totale	10,337	10,330	10,237	10,120

Tabella 5 – Numero annuo di autobus circolanti nelle regioni d'interesse dal 2011 al 2014 (Rif. /29/)

Per stimare i relativi consumi annui di gasolio, sono state fatte le seguenti assunzioni:

- media chilometri giornalieri percorsi: 30 km/giorno;
- consumo medio di gasolio: 3 km/l.

Il potenziale consumo annuo di gasolio degli autobus al 2030 è stato ottenuto per estrapolazione (vedi Figura 13), assumendo che il trend decrescente registrato negli anni 2011-2014 possa giungere ad una graduale stabilizzazione nel prossimo decennio (come suggerito dai primi dati disponibili per il 2015 e il 2016).

Ipotizzando una sostituzione del 50% della potenziale richiesta di gasolio, la domanda annuale attesa di GNL al 2030 per gli autobus è di 30.767 m³.

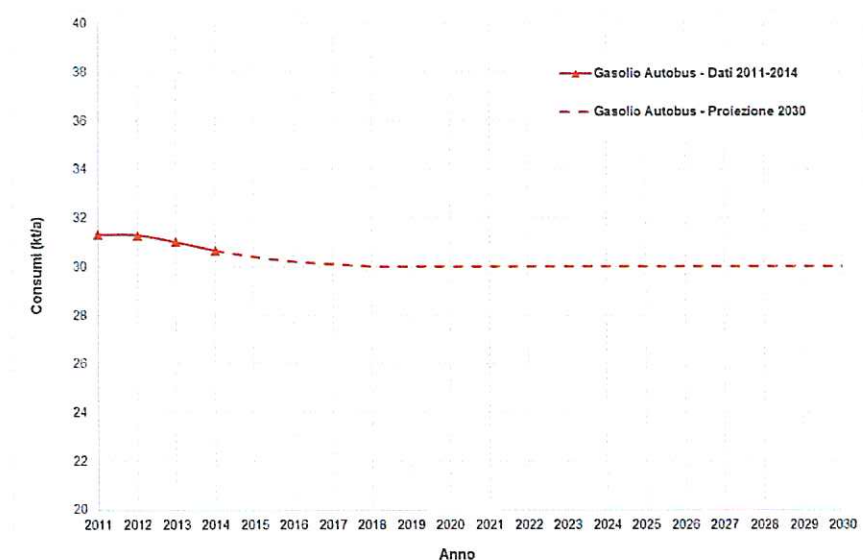


Figura 13 – Consumi gasolio autobus: dati 2011-2014 e proiezione al 2030

5.3 Mezzi Marini

5.3.1 Traghetti

Il porto di Ancona è connesso attraverso i servizi di linea Ro-pax alla Grecia, alla Croazia, all'Albania oltre che ai porti di Trieste e Istanbul (solo in sbarco).

Sono 44 le relazioni di traffico merci attivate, sia di imbarco che di sbarco (dati 2014) e oltre il 35% dei flussi di traffico merci in imbarco sui traghetti ha come origine un Paese attraversato dal corridoio Scandinavo-Mediterraneo, senza contare il traffico generato dalle regioni italiane attraversate dal medesimo corridoio (Rif. /20/).

Il porto ha una posizione leader nei collegamenti con la Grecia rispetto agli altri porti della costa occidentale dell'Adriatico, dovuto a:

- maggiore vicinanza al centro-nord Italia e quindi alte quote di traffico;
- "transit time" più breve tra Europa e Mediterraneo sud-orientale.



Figura 14 – Linee traghetto in partenza dal porto di Ancona

L'utilizzo del GNL al posto del gasolio per l'alimentazione dei motori dei traghetti rappresenta una prospettiva interessante per le positive ricadute in termini di emissioni:

- nei porti (principalmente durante le soste);
- in mare aperto, per i traghetti impiegati su tratte a breve raggio (autonomia sufficiente per andata e ritorno) o su tratte più lunghe ma con possibilità di rifornimento a destinazione (porto appartenente alla rete GNL).

5.3.1.1 Stima della Domanda di GNL

I dati di input usati per la stima della domanda di GNL per i traghetti sono i seguenti:

- numero annuo di viaggi delle attuali linee traghetto in partenza dal porto di Ancona (vedi Tabella 6);
- distanza nautica fra il porto di Ancona e il porto di arrivo e relative ore viaggio (vedi Tabella 6);
- consumo medio giornaliero di un traghetto nelle fasi di sosta, manovra e navigazione (Rif. /25/).

Destinazione	Numero Viaggi Annuo	Distanza Nautica [km]	Ore Viaggio [ore]
Trieste/Venezia	104	240	7
Zara	52	184	9
Spalato	334	244	11
Durazzo	156	602	20
Igoumenitsa/Patrasso	328	1004	23

Tabella 6 - Dati delle linee traghetto attualmente in partenza dal porto di Ancona (Rif. /30/, Rif. /33/)

Con riferimento al 2030, individuato come limite temporale finale dell'analisi della domanda, sono state poi fatte le seguenti assunzioni:

- il numero e la tipologia dei collegamenti delle linee traghetto non subiranno variazioni significative nel prossimo decennio, per cui il potenziale consumo annuo di gasolio sarà abbastanza simile a quello attuale;
- le tratte con distanza nautica inferiore a 500 km potranno essere effettuate interamente con alimentazione a GNL;
- per le tratte con distanza nautica superiore a 500 km, il GNL sarà utilizzato solo nelle fasi di avvicinamento e sosta nelle aree portuali di partenza/arrivo (sostituzione di circa il 10% del totale di gasolio richiesto);

Sulla base dei dati a disposizione e delle ipotesi effettuate, la domanda annuale attesa di GNL al 2030 per il segmento traghetti è di 67.957 m³.

5.3.2 Pescherecci

La flotta peschereccia di Ancona è la terza flotta italiana per tonnellata di stazza lorda e, da un punto di vista regionale, le Marche occupano il terzo posto nella stessa classifica. Abbastanza importante anche la flotta abruzzese che costituisce la sesta flotta nazionale per tonnellata di stazza lorda (Rif. /22/).



Figura 15 – Pescherecci ormeggiati nel porto di Ancona

I dati disponibili sull'anzianità della flotta peschereccia nazionale, evidenziano un elevato grado di obsolescenza della flotta circolante; in particolare, il 60-70% dei motopescherecci ha un'età superiore ai 20 anni (Rif. /22/).

Si può pertanto ipotizzare un massiccio rinnovamento della flotta nel prossimo decennio e una percentuale crescente di sostituzione con nuovi motopescherecci alimentati a GNL.

5.3.2.1 Stima della Domanda di GNL

I dati di input usati per la stima della domanda di GNL per i pescherecci sono i seguenti:

- consumi annui di gasolio dei pescherecci ormeggiati nel porto di Ancona dal 2014 al 2016 (Rif. /23/):
 - Anno 2014: 11.272 m³
 - Anno 2015: 10.402 m³
 - Anno 2016 (Gennaio-Novembre): 10.365 m³
- numero e potenza dei motori dei pescherecci ormeggiati nei porti delle regioni d'interesse (vedi Tabella 7).

Regione	Numero Pescherecci	Potenza [kW]
Marche	859	91,791
Abruzzo	625	57,645
Emilia-Romagna (Rimini)	105	16,777
Molise (Termoli)	88	11,373

Tabella 7 - Numero e potenza dei motori dei pescherecci ormeggiati nei porti delle regioni d'interesse (Rif. /22/)

Il potenziale consumo annuo di gasolio al 2030 è stato ottenuto assumendo che il trend approssimativamente costante registrato negli ultimi tre anni per il porto di Ancona (consumo medio di circa 9.000 tonnellate annue di gasolio), non subisca significative variazioni nel prossimo decennio.

I consumi annui di gasolio dei motopescherecci ormeggiati negli altri porti delle regioni d'interesse, sono stati ottenuti a partire dai dati disponibili per il porto di Ancona, tenendo conto della differenza tra la potenza dei pescherecci nel porto d'interesse e quella del porto di riferimento (Ancona).

Ipotizzando una sostituzione del 60% della potenziale richiesta di gasolio, la domanda annuale attesa di GNL al 2030 per il segmento pescherecci è di 88.823 m³.

5.3.3

Porta Container

Dal 2007 a seguito della riorganizzazione e potenziamento della rete container del Mare Adriatico, il terminal container di Ancona ha visto crescere la sua accessibilità grazie ad una più efficace connessione del porto alla rete container del Mediterraneo. Nei successivi 9 anni, il traffico contenitori è più che raddoppiato (da 87.193 TEU a 185.84 TEU), pur in una situazione di stagnazione e depressione economica (Rif. /20/, /24/).

Sono oggi numerose le linee feeder che scalano il porto dorico connettendolo direttamente ai nodi Hub del Mediterraneo (Pireo, Gioia Tauro, Port Said/Damietta o Malta) a loro volta serviti dalle principali linee trans-oceaniche.



Figura 16 – Linee container regolari dal porto di Ancona

L'utilizzo del GNL al posto del gasolio per l'alimentazione dei motori delle navi portacontainer rappresenta una prospettiva interessante per le positive ricadute in termini di emissioni:

- nei porti;

- in mare aperto, per le tratte a breve raggio.

5.3.3.1 Stima della Domanda di GNL

I dati di input usati per la stima della domanda di GNL per le navi portacontainer sono i seguenti:

- numero, stazza lorda e velocità media delle navi portacontainer attualmente in partenza dal porto di Ancona (vedi Tabella 8);
- distanza nautica fra il porto di Ancona e il primo porto di scalo (vedi Tabella 8);
- consumo medio giornaliero di una nave portacontainer in funzione della stazza lorda (Rif. /25/).

Nave	Stazza Lorda	Velocità Media [km/h]	1° Porto di Scalo	Distanza Nautica [km]
A. Obelix	18199	25	Pireo	1385
AS Floriana	15334	20	Pireo	1385
BF Philipp	4986	19	Bari	410
Bosun	30024	21	Koper	240
Daniel A	14193	25	Brindisi	500
E.R. Hamburg	25900	25	Koper	240
Fiona	16801	23	Pireo	1385
Hansa Limburg	18327	25	Bari	410
Karla A	14193	20	Brindisi	500
King Basil	17964	23	Pireo	1385
Louisa Schulte	18334	19	Bari	410
Maira	25294	21	Koper	240
Mary Schulte	20624	22	Pireo	1385
Max Limit	9962	22	Salerno	1315
Max Venture	10609	21	Salerno	1315
Mehmet Kavaci	14062	21	Brindisi	500
MSC Annamaria	21633	20	Koper	240
Uni-Phoenix	17887	26	Pireo	1385
Vento di Levante	9940	19	Brindisi	500
Vento di Meltemi	9966	19	Brindisi	500

Tabella 8 – Caratteristiche delle navi container attualmente in partenza dal porto di Ancona (Rif. /31/, /32/, /33/)

Con riferimento al 2030, individuato come limite temporale finale dell'analisi della domanda, sono state poi fatte le seguenti assunzioni:

- in linea con le previsioni di crescita del mercato container (a regime i TEU movimentati dovrebbero essere 250.000-270.000), il numero di navi in partenza dal porto di Ancona aumenterà di circa il 50%, rispetto a quello attuale.

- le tratte con distanza nautica fra il porto di Ancona e il primo porto di scalo inferiore a 500 km, potranno essere effettuate interamente con alimentazione a GNL;
- per le tratte con distanza nautica superiore a 500 km, il GNL sarà utilizzato solo in prossimità e all'interno dei porti in cui la nave farà scalo (sostituzione di circa il 10% del totale di gasolio richiesto);

Sulla base dei dati a disposizione e delle ipotesi effettuate, la domanda annuale attesa di GNL al 2030 per le navi portacontainer è di 19.045 m³.

5.3.4 Navi da Crociera

Le prime navi da crociera alimentate a GNL (dual-fuel) saranno consegnate nel 2019 e si arriverà ad un totale di 13 unità entro il 2026.

Il porto di Ancona, grazie al potenziamento e alla possibile realizzazione di un nuovo terminal crocieristico (decisione definitiva prevista entro il 2017), potrebbe essere in grado in futuro di accogliere navi sempre più grandi, con conseguenti ottime prospettive di aumento del traffico crocieristico.



Figura 17 – Nave da crociera nel porto di Ancona

L'utilizzo del GNL al posto del gasolio per l'alimentazione dei motori delle navi da crociera rappresenta una prospettiva interessante per le positive ricadute in termini di emissioni, principalmente durante i periodi di sosta nei porti.

5.3.4.1 Stima della Domanda di GNL

I dati di input usati per la stima della domanda di GNL per le navi da crociera sono i seguenti:

- navi da crociera attualmente in partenza dal porto di Ancona e relative ore di navigazione e di sosta (vedi Tabella 9);
- consumo medio giornaliero di una nave da crociera di grandi dimensioni nelle fasi di sosta, manovra e navigazione (Rif. /26/).

Nave	Itinerario	Numero Annuo Crociere	Durata Crociera [ore]	Ore Navigazione	Ore Sosta
MSC Sinfonia	Ancona-Venezia-Spalato-Santorini- Mykonos-Dubrovnik-Ancona	19	168	99	69

Tabella 9 – Navi da crociera attualmente in partenza dal porto di Ancona e relative ore di navigazione e di sosta (Rif. /34/)

Con riferimento al 2030, individuato come limite temporale finale dell'analisi della domanda, sono state poi fatte le seguenti assunzioni:

- in linea con le previsioni di crescita del traffico crocieristico, il numero annuo di crociere in partenza dal porto di Ancona sarà pari a 50;
- il GNL sarà usato come carburante nelle fasi di avvicinamento e sosta nei porti;

Sulla base dei dati a disposizione e delle ipotesi effettuate, la domanda annuale attesa di GNL al 2030 per le navi da crociera è di 35.568 m³.

5.4 Domanda Complessiva di GNL

La domanda annuale attesa di GNL al 2030 per i mezzi terrestri (vedi 5.2) e quelli marini (vedi 5.3) è riassunta nella tabella sottostante.

Mezzi	Domanda GNL 2030 [m ³]
Terrestri	205.937
Mezzi Stradali Pesanti	175.169
Autobus	30.767
Marini	211.393
Traghetti	67.957
Pescherecci	88.823
Portacontainer	19.045
Navi Crociera	35.568
Totale	417.330

Tabella 10 – Stima della domanda annuale di GNL al 2030: tabella riassuntiva

La domanda annuale complessiva di GNL in condizioni di regime (2030) è di circa 417.000 m³.

Sulla base delle direttive e normative per lo sviluppo del settore GNL (vedi capitolo 4), si può ipotizzare:

- lo sviluppo del mercato del GNL a partire dal 2020 (anno in cui le legislazioni avranno dei limiti stringenti sul tenore di zolfo nei combustibili marittimi);
- il raggiungimento del 30% della domanda complessiva di GNL entro il 2025 (circa 125.000 m³);
- una crescita significativa della domanda dopo il 2025 (anno in cui si prevede il completamento della rete TEN-T);
- il raggiungimento del 100% della domanda complessiva stimata al 2030 (anno in cui si prevede il completamento della rete nazionale per il GNL);

Sulla base delle ipotesi effettuate, si può delineare un possibile trend della domanda di GNL nel prossimo decennio (vedi Figura 18).

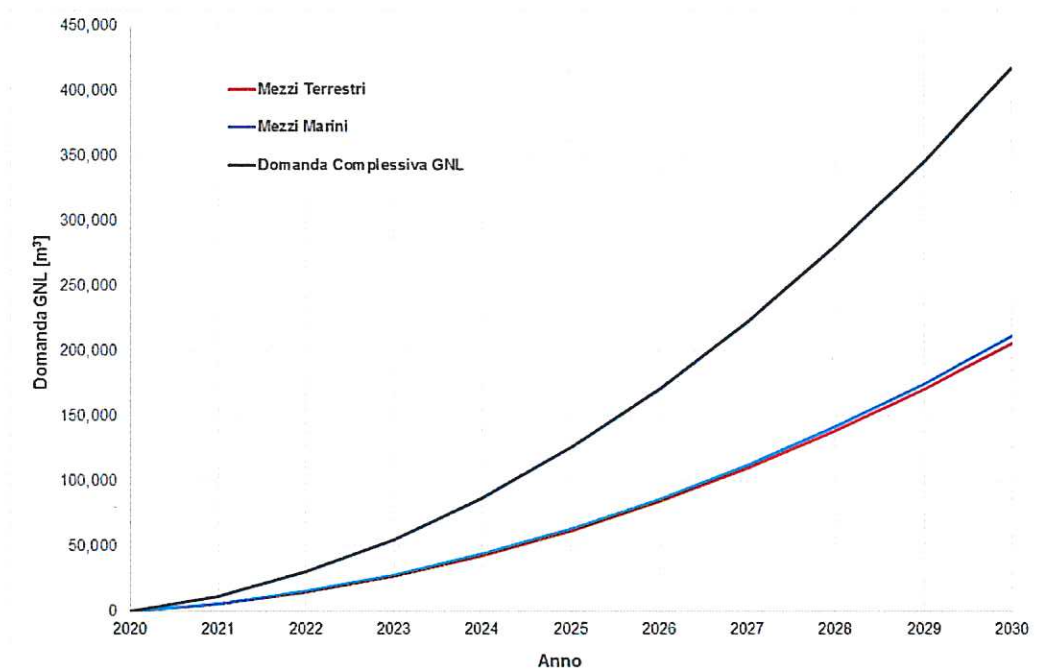


Figura 18 – Trend della Domanda di GNL (2020-2030)

6 TERMINALE STOCCAGGIO GNL

6.1 Stoccaggio GNL

6.1.1 Scelta della Tecnologia

Sono due le tipologie di serbatoio più usate in Europa nell'ambito degli impianti GNL (Rif. /12/, /13/, /15/):

- Parco di serbatoi pressurizzati (fino ad un massimo di 10-12 bar), con capacità singola fino a 1.500 m³; sono costituiti da una parete interna di acciaio al Nichel (9%), isolamento sotto vuoto e perlite (o multilayer) e parte esterna in acciaio al carbonio; sono la soluzione tipica per stoccaggi di piccola taglia (<10.000 m³); sono prefabbricati e richiedono un tempo d'installazione dell'ordine delle settimane.
- Serbatoi atmosferici, con capacità che ormai superano i 200.000 m³; sono costituiti da una parete interna di acciaio al Nichel (9%), isolamento con perlite espansa e parete esterna in calcestruzzo criogenico; sono la soluzione tipica per stoccaggi di media e larga scala (> 30.000 m³); vengono costruiti "on site" e richiedono un tempo d'installazione dell'ordine degli anni (minimo 2 anni).

Vantaggi e svantaggi delle due tecnologie di stoccaggio sono riassunte nella figura sottostante.



<p>Serbatoi Pressurizzati</p> 	<p>Soluzione tipica per stoccaggi "small-scale" (<10.000 m³)</p> <p>VANTAGGI</p> <ul style="list-style-type: none"> - Resistono alla pressione (gestione BOG più semplice). - Possibilità di ampliare lo stoccaggio nel tempo (investimento graduale e tempo di pay-back minore). - Tempi e costi di costruzione contenuti. <p>SVANTAGGI</p> <ul style="list-style-type: none"> - A parità di stoccaggio, richiede un'area d'installazione maggiore.
<p>Serbatoio Atmosferico</p> 	<p>Soluzione tipica per stoccaggi di media e larga scala (>30.000 m³)</p> <p>VANTAGGI</p> <ul style="list-style-type: none"> - A parità di stoccaggio, richiede un'area d'installazione minore. - Alto livello sicurezza (contenimento totale). <p>SVANTAGGI</p> <ul style="list-style-type: none"> - Gestione BOG più onerosa. - Pericolo "Rollover". - Maggior impatto visivo (H>20m) - Tempi e costi di costruzione elevati. - Richiedono un controllo operativo continuo.

Figura 19 – Vantaggi e svantaggi delle principali tecnologie di stoccaggio del GNL

Per il progetto in esame la soluzione più vantaggiosa è quella del parco di serbatoi pressurizzati:

- ✓ Stoccaggio di piccola taglia: dalla domanda annuale attesa di GNL (vedi paragrafo 5.4), si evince che la capacità di stoccaggio richiesta a regime sarà dell'ordine dei 10.000 m³ (ipotizzando un ricambio completo del volume di stoccaggio con frequenza settimanale); in accordo ai dati e alle indicazioni presenti in letteratura (Rif. /12/, /13/, /14/, /15/), la soluzione tipica per stoccaggi di taglia simile è quella dei serbatoi pressurizzati.

- ✓ Modularità: la soluzione del parco di serbatoi pressurizzati consente di costruire il deposito gradualmente, incrementando il volume di stoccaggio (numero di serbatoi) in accordo alla probabile crescita dei consumi (investimento graduale e payback assicurato dalla crescente movimentazione); un serbatoio atmosferico di capacità complessiva equivalente richiederebbe invece un investimento iniziale importante, con dei tempi di payback molto lunghi, visto che il mercato del GNL dovrebbe partire dopo il 2020 e svilupparsi a pieno non prima del 2030 (Rif. /9/).
- ✓ Minore impatto visivo: i serbatoi pressurizzati dovrebbero avere un'altezza inferiore ai 10 m (compresa la base di sostegno) e quindi ben al di sotto dei circa 20 m richiesti da un solo serbatoio atmosferico di capacità complessiva equivalente.

6.1.2 Dimensionamento di Massima

Sulla base della stima della domanda complessiva di GNL riportata nel paragrafo 5.4 e ipotizzando un ricambio completo del volume di stoccaggio con frequenza settimanale, si può definire il seguente sistema di stoccaggio a serbatoi pressurizzati:

- Capacità di stoccaggio GNL: 9.000 m³
- Numero di serbatoi pressurizzati: 6 x 1.500 m³

Come già sottolineato nel paragrafo precedente, il principale vantaggio di questa tecnologia è la modularità, ovvero la possibilità di costruire il deposito gradualmente, incrementando il volume di stoccaggio (numero di serbatoi) in accordo alla probabile crescita dei consumi (investimento graduale e payback assicurato dalla crescente movimentazione).

In particolare, a partire dal trend del volume di stoccaggio richiesto negli anni e del conseguente numero di serbatoi necessari, si può effettuare un preliminare inquadramento programmatico-temporale della soluzione proposta (vedi Figura 20).

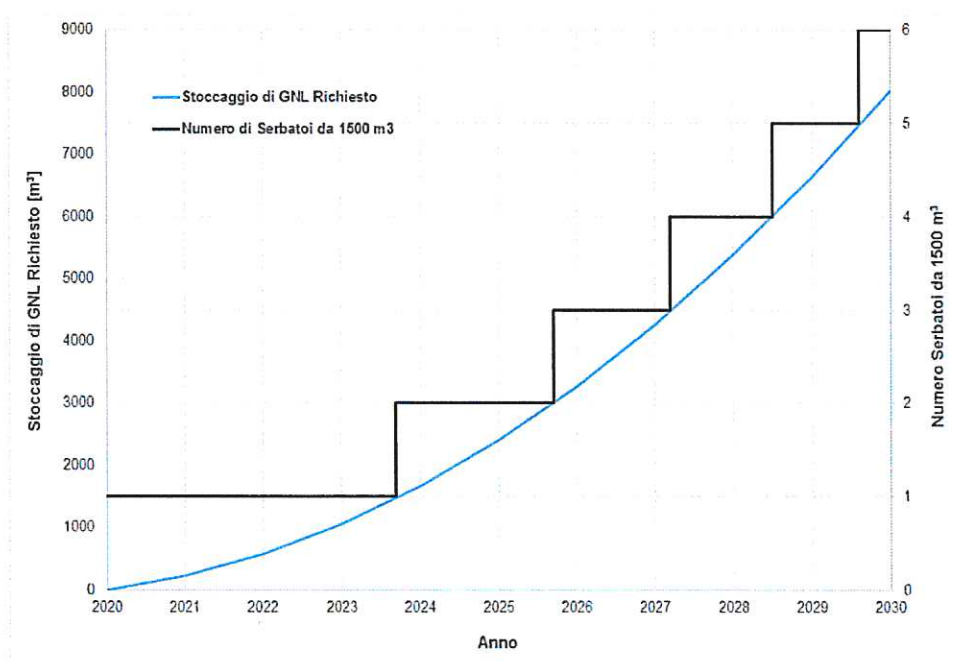


Figura 20 – Trend dello stoccaggio richiesto e del numero di serbatoi necessari

6.2 Approvvigionamento e Distribuzione del GNL

Trattandosi di uno stoccaggio di piccola taglia, le fonti di GNL non saranno verosimilmente i terminali di esportazione di GNL a livello globale (approvvigionamento diretto), ma si ricorrerà ad un terminale intermedio di importazione (approvvigionamento indiretto).

In particolare si può ipotizzare che l'approvvigionamento avverrà tramite piccole navi metaniere (capacità di 5.000-7.500 m³), caricate nei terminali destinati a diventare degli "hub" per la ricezione e distribuzione del GNL nell'Adriatico (vedi Figura 21):

- terminali previsti come Ravenna e Venezia;
- il terminale di rigassificazione di Rovigo, se verrà adattato per fornire servizi di SSLNG.

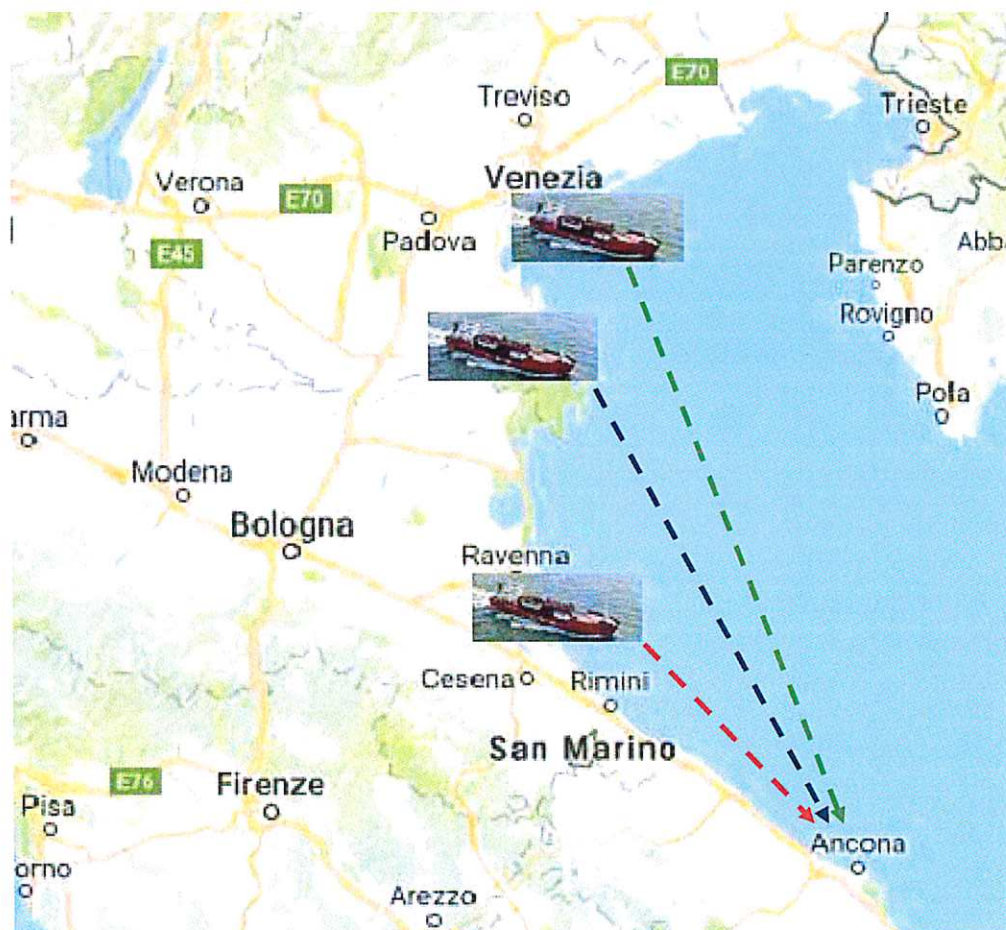


Figura 21 – Alternative per l'approvvigionamento del GNL

Le seguenti tipologie di servizi di distribuzione del GNL saranno previste:

- Caricamento diretto di mezzi marini alimentati a GNL nel porto stesso.
- Caricamento di GNL su navi bunker (bettoline/shuttle) che a loro volta potranno rifornire:
 - navi alimentate a GNL (bunkeraggio) nel porto stesso;

- eventuali stoccaggi di taglia molto piccola (<1.000 m³) negli altri porti dell'area di distribuzione individuata (vedi 5.1).
- Caricamento di GNL su autobotti (o ISO-container) che a loro volta potranno rifornire:
 - stazioni di servizio GNL o L-GNC, per alimentazione mezzi terrestri;
 - navi alimentate a GNL (bunkeraggio diretto) o impianti di rifornimento per navi alimentate a GNL (bunkeraggio indiretto), negli altri porti dell'area di distribuzione individuata (vedi 5.1).

Occorre inoltre evidenziare che:

- il caricamento di GNL su vagoni-cisterna ferroviari è stato escluso, su indicazione del Committente (Autorità Portuale di Ancona).
- anche per il bunkeraggio dei mezzi marini negli altri porti dell'area di distribuzione individuata (vedi 5.1), si può ipotizzare uno sviluppo di tipo modulare per seguire la crescita della domanda:
 - inizialmente la domanda di GNL sarà molto bassa per cui i mezzi marini saranno riforniti principalmente attraverso autocisterne (bunkeraggio diretto) oppure tramite serbatoi pressurizzati di piccola taglia installati nel porto;
 - la probabile crescita della domanda negli anni, potrà essere poi seguita incrementando opportunamente il numero di serbatoi pressurizzati di piccola taglia installati nel porto.

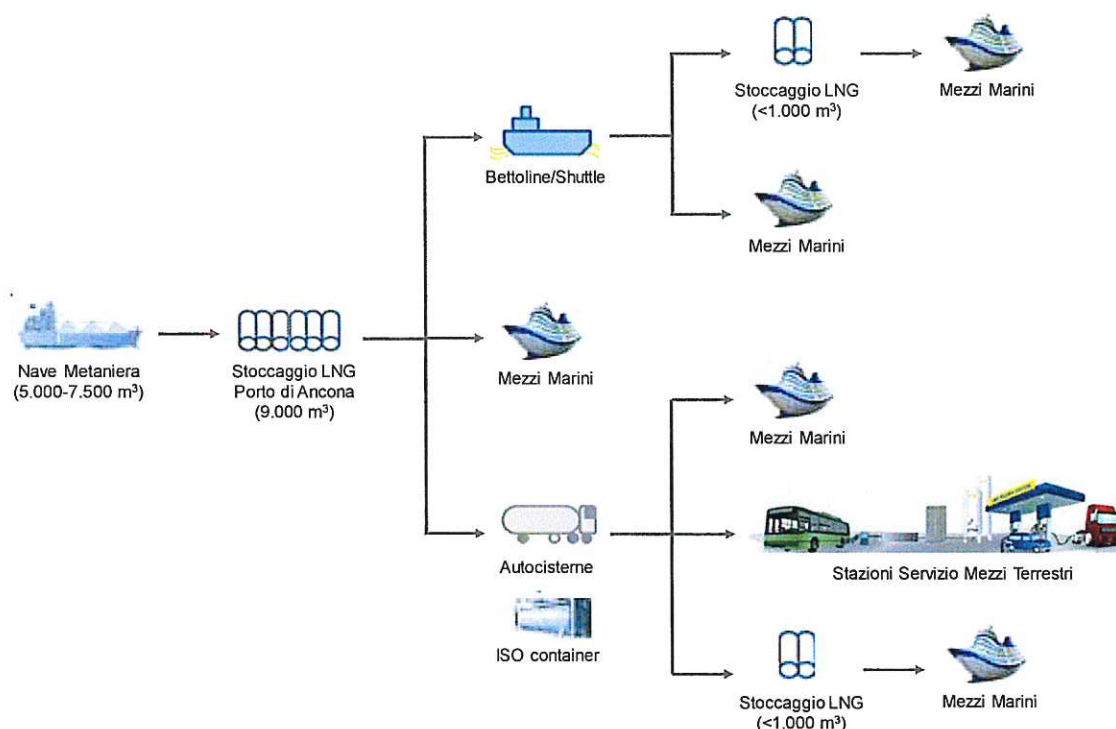


Figura 22 – Schema Filiera GNL

6.3 Descrizione del Terminale

Il terminale di stoccaggio del GNL sarà composto dalle seguenti macro sezioni:

- Ricezione e trasferimento.
- Stoccaggio.
- Gestione del BOG (Boil-Off Gas).
- Carico autocisterne.
- Utilities (Sistemi aria strumenti, azoto, etc.).
- Facilities (Sala controllo, uffici, etc.).

Il diagramma a blocchi del terminale è riportato in Figura 23.

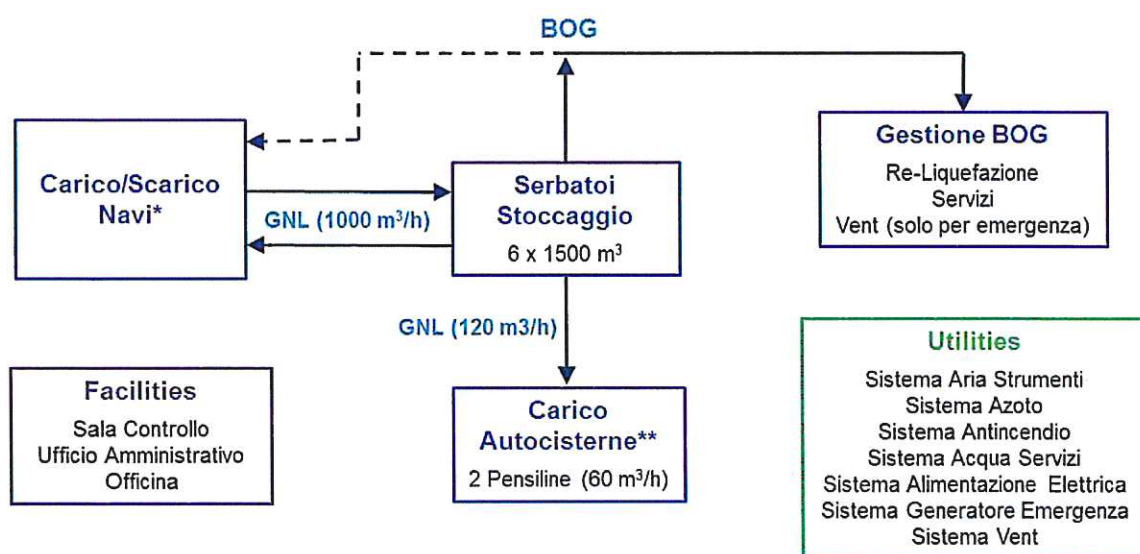


Figura 23 – Diagramma a blocchi del terminale di stoccaggio GNL

La sezione di ricezione del terminale sarà costituita da:

- Area di attracco per:
 - scarico piccole navi metaniere (capacità 5.000-7.500 m³);
 - caricamento navi bunker (bettoline/shuttle) o bunkeraggio diretto dei mezzi marini.
- 3 bracci di carico/scarico (di tipo mobile, essendo la banchina multiservizio):
 - 2 di carico/scarico GNL.
 - 1 di ritorno vapori di boil-off, per compensare la diminuzione di pressione conseguente al trasferimento di liquido dai serbatoi durante le operazioni di scarico.
- Linea di trasferimento GNL con una portata massima di 1.000 m³ /h.

- Linea di ritorno vapori di boil-off.

La sezione di stoccaggio sarà costituita da 6 serbatoi pressurizzati con le seguenti caratteristiche:

- Pressione operativa > 0.5 barg.
- Capacità singola di 1.500 m³ (1 serbatoio) e capacità complessiva di 9.000 m³ (6 serbatoi).
- Il grado di riempimento non dovrebbe superare il 90%, in accordo alle linee guida della norma UNI EN 13458 per serbatoi criogenici fissi isolati sotto vuoto, contenenti sostanze infiammabili (Rif. /8/)
- Doppia parete:
 - parete interna in acciaio al Nichel (9%);
 - isolamento sotto vuoto e perlite o multilayer;
 - parte esterna in acciaio al carbonio.

Particolare attenzione sarà dedicata alla gestione del BOG, poiché per quanto ben coibentati, gli stoccaggi non sono immuni dalla vaporizzazione di un certo quantitativo di GNL (0.05-0.15 % al giorno). Il conseguente incremento di pressione nei serbatoi è tollerabile per un periodo di tempo che va da una settimana fino anche ad un mese, in funzione delle specifiche dei costruttori e di quanto sono riempiti i serbatoi; tuttavia, per una maggiore flessibilità e per motivi di sicurezza, saranno previsti:

- un piccolo impianto di re-liquefazione;
- la possibilità di utilizzare il gas nello stesso impianto per i servizi;
- un sistema di vent per le situazioni di emergenza.

La sezione di carico autocisterne (o ISO-container) sarà costituita da 2 pensiline di carico da 60 m³/h, per una capacità complessiva di carico di 120 m³/h.

6.4 Aspetti di Sicurezza

6.4.1 Metodologia

Un'analisi preliminare di sicurezza è stata effettuata per ricavare una stima robusta delle distanze di sicurezza (da verificare in fase di dettaglio), utili alla definizione del layout del terminale di stoccaggio.

La norma di riferimento usata per l'analisi è la UNI EN 1473 (Rif. /6/), elaborata "ad hoc" per la progettazione, costruzione e operazione di impianti GNL a terra e che fornisce raccomandazioni e prescrizioni al fine di assicurare la protezione dei beni, delle persone e dell'ambiente dai rischi connessi con l'utilizzo del GNL. Ulteriori indicazioni sono state tratte da altre norme specifiche per questa tipologia di impianti, come la NFPA 59 A (Rif. /7/), e da studi simili presenti in letteratura (Rif. /11/, /12/, /16/, /17/).

L'approccio utilizzato è di tipo deterministico ed è consistito principalmente nella:

- definizione dei peggiori eventi incidentali credibili nelle diverse aree del terminale;
- valutazione delle relative conseguenze (distanze di sicurezza) con l'ausilio del programma PHAST (Process Hazard Analysis Software Tool), distribuito da DNV Software;
- valutazione della necessità di implementare misure di sicurezza per limitare l'estensione delle conseguenze.

Il terminale di stoccaggio è stato suddiviso in tre macro aree:

- carico/scarico navi;
- stoccaggio;
- carico autocisterne.

Per ognuna di esse, si è assunto come peggior scenario incidentale credibile, la fuoriuscita di GNL per rottura della linea con portata massima nell'area considerata (approccio conservativo).

Nel caso di rilascio di una quantità importante di GNL a temperatura di circa -160°C , si formerà una pozza nella zona del rilascio e in presenza di una fonte di innesco si avrà un incendio ("pool fire"); se invece non c'è innesco in tempi brevi, si formerà per evaporazione una nube di GNL che sarà dispersa nell'ambiente nella direzione dei venti prevalenti. Poiché il gas naturale non è tossico, il calcolo della dispersione ha avuto il solo scopo di valutare l'estensione della zona di infiammabilità generata dal rilascio:

- nella zona con concentrazione sopra il 15% (UFL), non c'è una quantità di aria sufficiente per sostenere la combustione;
- nella zona con concentrazione fra il 15% (UFL) e il 5% (LFL), in caso di innesco ci sarà combustione e l'incendio ("flash fire") può anche tornare indietro alla pozza formatasi prima dell'innesco e continuare fino ad esaurimento del combustibile o estinzione dell'incendio;
- nella zona con concentrazione sotto il 5% (LFL), non c'è abbastanza combustibile per sostenere la combustione.

Ne consegue che il layout e il perimetro del terminale sono stati definiti in modo che per ogni possibile rilascio:

- le curve relative al limite inferiore di infiammabilità (LFL) siano contenute nell'area del terminale: vincoli per la definizione del perimetro del terminale.

- i livelli di radiazione termica all'interno e all'esterno dell'area del terminale rispettino i limiti massimi previsti dalla norma UNI EN 1473 (Rif. /6/): vincoli per la spaziatura fra equipment e per la definizione del perimetro del terminale.

Le durate dei rilasci sono state assunte sulla base delle normative e di studi simili presenti in letteratura (Rif. /7/, /16/, /17/). Sulla base dell'entità dei rilasci, sono stati dimensionati dei bacini di raccolta, utili per il confinamento e il controllo dei versamenti. Al fine di limitare ulteriormente le conseguenze, si è assunto che i bacini di raccolta perdite siano rivestiti di materiale isolante in modo da ridurre la velocità di evaporazione del GNL; non è stato invece considerato alcun sistema per la riduzione dei livelli di radiazione termica (fire proofing, schermi di radiazione, spray ad acqua, etc.), mantenendo quindi un approccio abbastanza conservativo.

Per evitare che un incendio, derivante da una perdita di un singolo serbatoio, possa coinvolgere anche gli altri serbatoi, è stata prevista l'installazione di un sistema di raccolta perdite, in modo da convogliare eventuali rilasci nel bacino di raccolta per l'area di stoccaggio; tale bacino è stato posizionato ad una distanza tale da non avere conseguenze sull'area di stoccaggio e sulle altre aree del terminale in caso di incendio.

Nella definizione del layout è stata inoltre considerata anche la direzione dei venti prevalenti. In particolare, facilities e utilities, sono state posizionate (laddove possibile) sopravento rispetto alle zone di possibile rilascio di GNL (serbatoi, bacini di raccolta, zona carico autocisterne, vent).

La rottura catastrofica dei serbatoi è stata considerata non credibile e quindi non è stata analizzata in fase di valutazione delle conseguenze; tuttavia, in accordo alla norma UNI EN 1473 (Rif. /6/), occorre considerare che:

- i serbatoi devono essere opportunamente confinati in modo da contenere eventuali perdite di GNL; l'area di confinamento deve essere dimensionata in modo da contenere almeno il 110% della capacità del serbatoio più grande.
- la distanza fra i serbatoi deve essere almeno la metà della larghezza dell'area di contenimento di un serbatoio.

6.4.2 Condizioni Metereologiche

Dai dati climatici rilevati dalla stazione di Ancona-Falconara negli ultimi 30 anni (Rif. /27/), sono stati ottenuti i seguenti dati, utili alla valutazione delle conseguenze e quindi alla definizione del layout:

- Temperatura media mensile (min/max): 5°C / 23°C.
- Umidità (min/max): 70% / 83%.

Per quanto riguarda invece i venti prevalenti, da un'analisi dei dati relativi agli anni 2001-2013 (Rif. /19/), si evince che:

- Le principali direzioni del vento sono Sud-Ovest (225-255°N) e Sud/Sud-Est (150°N).
- Le velocità maggiori si originano invece da Ovest/Nord-Ovest (285-315°N) e Nord-Est (15-45°N).

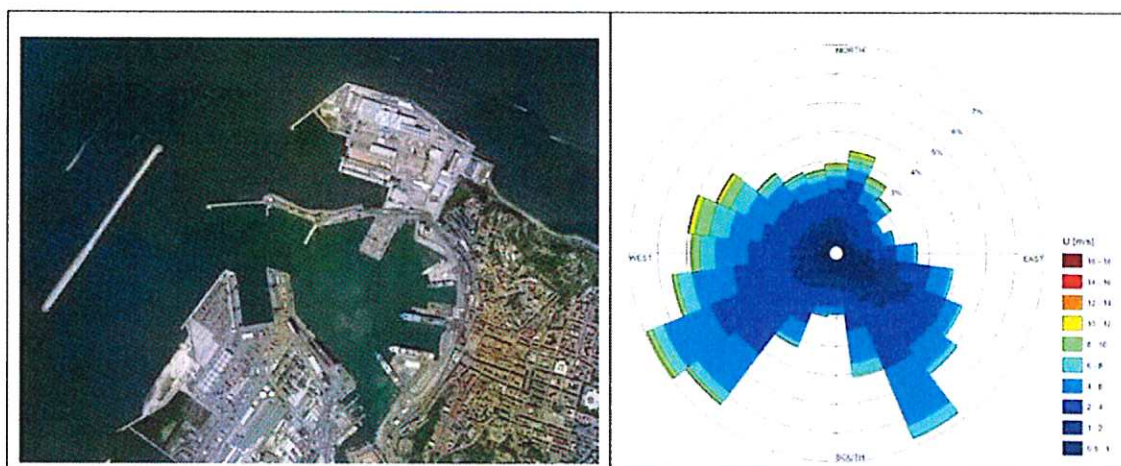


Figura 24 – Rosa dei venti per il Porto di Ancona (Rif. /19/)

6.4.3

Distanze di Sicurezza

Sulla base della metodologia riportata nel paragrafo 6.4.1 è stata effettuata la valutazione delle conseguenze degli scenari incidentali analizzati, con l'ausilio del programma PHAST (Process Hazard Analysis Software Tool), distribuito da DNV Software.

In Tabella 11, sono riportati i seguenti dettagli degli scenari incidentali analizzati:

- macro area interessata;
- portata di rilascio del GNL;
- durata del rilascio;
- dimensioni del bacino di raccolta delle perdite.

Scenario Incidentale	Area	Portata [m ³ /h]	Durata [min]	Dimensioni Bacino Raccolta Perdite LxWxH [m]
Fuoriuscita GNL	Stoccaggio	1000 ⁽¹⁾	10 ⁽²⁾	7.5 x 7.5 x 3
Fuoriuscita GNL	Carico Autocisterne	120 ⁽¹⁾	1 ⁽³⁾	4 x 0.5 x 1
Fuoriuscita GNL	Carico/Scarico Navi	1000 ⁽¹⁾	1 ⁽³⁾	7.5 x 7.5 x 0.3

(1) Portata massima nella relativa area (approccio conservativo)

(2) Da NFPA 59 A

(3) Assunto sulla base di studi simili presenti in letteratura

Tabella 11 – Descrizione degli scenari incidentali analizzati

In Tabella 12, sono riportate le distanze di sicurezza ottenute per gli scenari analizzati.

Per gli scenari di incendio da pozza, le distanze di sicurezza sono state ricavate in accordo alla Tabella 13 e alla Tabella 14, estratte dalla norma UNI EN 1473 (Rif. /6/).

Area	INCENDIO					DISPERSIONE	
	Distanza da Bacino Raccolta Perdite [m]					Distanza da Bacino Raccolta Perdite [m]	
	1.5 kW/m ²	5 kW/m ²	8 kW/m ²	15 kW/m ²	32 kW/m ²	UFL	LFL
Stoccaggio	69	44	37	29	23	27	60
Carico Autocisteme	8	5	5	4	2	13	35
Carico/Scarico Navi	68	43	37	29	23	26	60

Tabella 12 – Distanze di sicurezza

EQUIPMENT INSIDE BOUNDARY	MAXIMUM THERMAL RADIATION FLUX (kW/m ²)
Concrete outer surface of adjacent storage tanks ^a	32
Metal outer surface of adjacent storage tanks (see [3])	15
The outer surfaces of adjacent pressure storage vessels and process facilities (see [3])	15
Control rooms, Maintenance workshops, laboratories, warehouses etc. (see [2])	8
Administrative buildings (see [2])	5

^a For pre-stressed concrete tanks, maximum radiation fluxes may be determined by the requirements given in A.1.1.

Tabella 13 – Livelli massimi di radiazione termica per equipment all'interno del terminale (Rif. /6/)

OUTSIDE BOUNDARY	MAXIMUM THERMAL RADIATION FLUX (kW/m ²)
Remote area ^a	8
Critical area ^b	1.5
Other areas ^c	5

^a An area only infrequently occupied by small numbers of persons, e.g. moor land, farmland, desert.

^b This is either an unshielded area of critical importance where people without protective clothing can be required at all times including during emergencies or urban area (defined as an area with more than 20 persons per square kilometre) or a place difficult or dangerous to evacuate at short notice (e.g. hospital, retirement house, sports stadium, school, outdoor theatre).

^c Other areas typically include industrial areas not under control of the operator/occupier of the LNG facilities.

Tabella 14 – Livelli massimi di radiazione termica per asset al di fuori del terminale (Rif. /6/)

6.5 Layout del Terminale

In accordo alla descrizione fornita nel paragrafo 6.3, il layout del terminale di stoccaggio di GNL sarà composto da:

- Area stoccaggio.
- Skid di liquefazione BOG.
- Utilities.
- Area carico autocisterne.
- Sistema di venting per le emergenze.
- Facilities.

Considerando di garantire le distanze di sicurezza riportate nel paragrafo 6.4.3 e un adeguato accesso alle varie aree del terminale (6.3), la superficie richiesta è pari a circa 30.000 m² (ottimizzabile in fase di dettaglio).

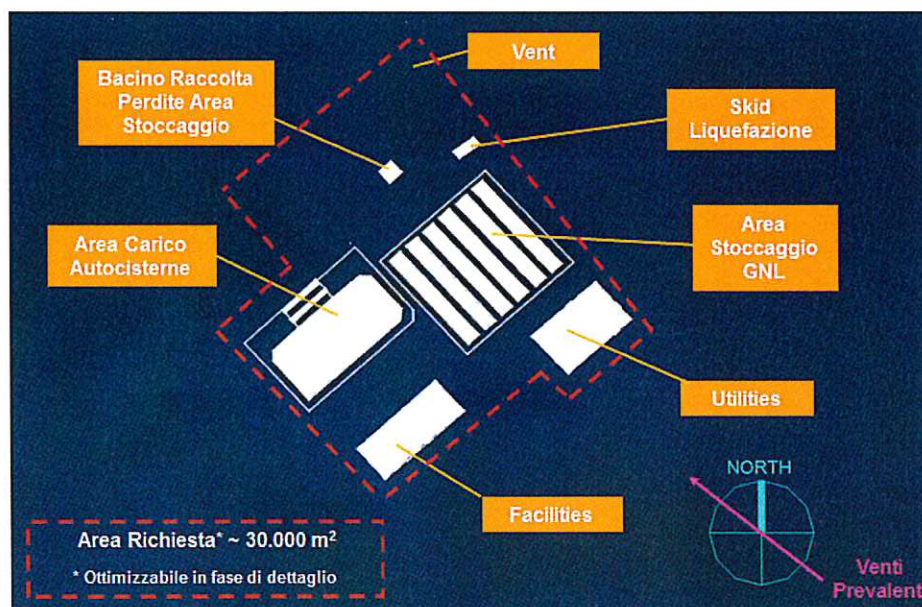


Figura 25 – Layout del terminale di stoccaggio

L'area d'installazione dovrà inoltre soddisfare i seguenti requisiti:

- ✓ L'area dovrà avere delle adeguate strade di accesso al terminale per i mezzi terrestri.
- ✓ Come da indicazioni di letteratura (Rif. /11/, /12/), la distanza tra l'area di stoccaggio e la piattaforma di carico/scarico delle navi non dovrà superare i 250 m, in modo da evitare un'eccessiva produzione di vapori di boil-off.
- ✓ La banchina e il cerchio di evoluzione all'interno del bacino portuale dovranno avere dimensioni tali da garantire la manovrabilità e l'attracco delle navi metaniere previste per l'approvvigionamento di GNL (7.500 m³), che hanno le seguenti caratteristiche:
 - Pescaggio: 6-8 m.

- Lunghezza fuori tutto: circa 120 m.
- Larghezza: circa 20 m.
- ✓ In accordo ai risultati ottenuti dalle analisi preliminari di sicurezza (6.4.3), occorrerà garantire una distanza di sicurezza di 43 m dalla piattaforma di carico/scarico alle altre aree industriali.

6.6 Aspetti Normativi e Autorizzativi

Il principale riferimento in tema di norme e autorizzazioni per la realizzazione di infrastrutture di stoccaggio e distribuzione di GNL in Italia è il D. Lgs. 257/2016 (Rif. /1/).

In particolare, essendo l'entità dello stoccaggio pari a circa 4.000 tonnellate di GNL, occorre far riferimento alle seguenti disposizioni dell'Articolo 10 del Titolo IV, relative agli stoccaggi di capacità uguale o superiore alle 200 tonnellate di GNL:

- Le opere per la realizzazione di infrastrutture di stoccaggio di GNL di capacità uguale o superiore alle 200 tonnellate, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, sono soggette ad una autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, e d'intesa con le regioni interessate, nel rispetto dei principi di semplificazione previsti dal D. Lgs. 241/1990 (Rif. /5/).
- Ai fini dell'avvio dei procedimenti autorizzativi per la costruzione delle infrastrutture, il promotore del progetto deve aver avviato presso gli enti competenti l'attività di consultazione pubblica prevista dal D. Lgs. 152/2006 (Rif. /3/) e dal D. Lgs. 105/2015 (Rif. /2/). La valutazione della strategicità delle infrastrutture è preceduta da una analisi costi/benefici sentita l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità economica, ambientale e sociale di tali interventi.
- Per ottenere l'autorizzazione, occorre acquisire i pareri delle amministrazioni competenti in materia ambientale, fiscale e di sicurezza, nonché delle altre amministrazioni titolari degli interessi coinvolti dalla realizzazione dell'opera, compreso il nulla osta di fattibilità, previsto dal D. Lgs. 105/2015 (Rif. /2/) e i provvedimenti, ove richiesti, di cui alla parte II del D. Lgs. 152/2006 (Rif. /3/).
- I soggetti titolari o gestori di beni demaniali e patrimoniali, di aree demaniali marittime e lacuali, di fiumi, di torrenti, di canali, di miniere e di foreste demaniali, di strade pubbliche, di aeroporti, di ferrovie, di funicolari, di teleferiche, e di impianti simili, di linee di telecomunicazione di pubblico servizio, di linee elettriche, che sono interessati dalla realizzazione delle infrastrutture, partecipano al procedimento di autorizzazione e in tale ambito sono tenuti ad indicare le modalità di attraversamento degli impianti ed aree interferenti. Nel caso in cui tali modalità non sono indicate entro i termini di conclusione del procedimento, il soggetto richiedente l'autorizzazione entro i successivi trenta giorni propone direttamente ai soggetti sopra indicati le modalità di attraversamento, che, trascorsi ulteriori trenta giorni senza osservazioni, si intendono comunque assentite definitivamente e sono indicate nel decreto di autorizzazione.
- Le concessioni demaniali rilasciate nell'ambito delle autorizzazioni per gli impianti e le infrastrutture ricadenti in aree costiere e delle opere necessarie per l'approvvigionamento degli stessi hanno durata almeno decennale.
- Nel caso in cui gli impianti e le infrastrutture sono ubicati in area portuale o in area terrestre ad essa contigua e la loro realizzazione comporta modifiche sostanziali del piano regolatore di sistema portuale, l'autorizzazione unica, previa acquisizione del parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici, prevista dal D. Lgs. 84/1994 (Rif. /4/), sui profili di compatibilità del progetto con la pianificazione portuale, costituisce anche approvazione di variante al piano regolatore di sistema portuale. Il Consiglio superiore dei lavori pubblici si esprime entro quarantacinque giorni dal ricevimento della richiesta di parere. Decorso inutilmente tale termine, si applica l'articolo 14-bis, comma 4, del D. Lgs. 241/1990 (Rif. /5/).

6.7 Costo del Terminale

È stata realizzata una stima preliminare dei costi per la realizzazione delle seguenti infrastrutture tecnologiche previste per il terminale:

- Area carico/scarico navi e linee di trasferimento.
- Area stoccaggio.
- Skid di liquefazione BOG.
- Area carico autocisterne.

Ipotizzando un investimento graduale per seguire la probabile crescita dei consumi (vedi paragrafo 6.1), il costo del terminale ($\pm 40\%$) sarebbe il seguente:

- 1° Step (1 x 1.500 m³): 16 mln €
- Completo (6 x 1.500 m³): 40 mln €

In particolare, l'andamento dei costi, relativi al piano di costruzione modulare proposto nel paragrafo 6.1.2 (vedi Figura 20), è riportato nella figura sottostante.

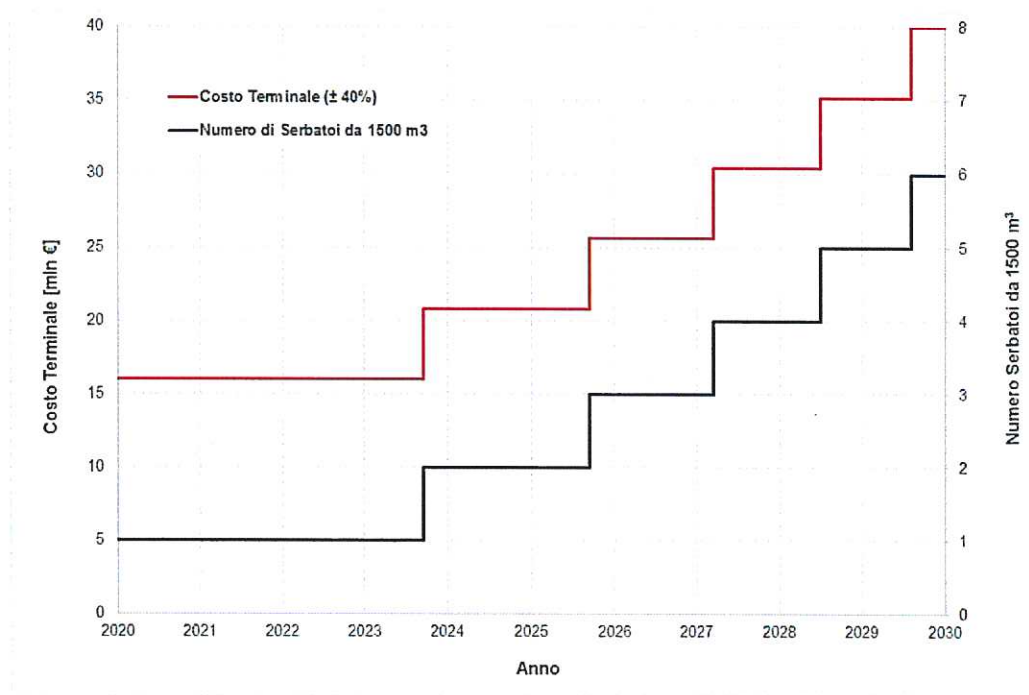


Figura 26 – Layout del terminale di stoccaggio