



Interreg



UNION EUROPEENNE
UNIONE EUROPEA

SIGNAL

MARITTIMO-IT FR-MARITIME

Fonds européen de développement régional
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

T1.5.1 Report tecnico di analisi dei requisiti (analisi what-if)

PARTNER:

- **UNIVERSITÀ di GENOVA-CIELI**
- **UNIVERSITÀ di GENOVA-DIME**
- **REGIONE LIGURIA**
- **CHAMBRE de COMMERCE et d'INDUSTRIE du VAR**



La cooperazione al cuore del Mediterraneo
La coopération au cœur de la Méditerranée

Progetto SIGNAL

Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido

Report Attività T1.5 “Analisi what-if per la rete marittima”

Prodotto T1.5.1 - “Report tecnico di analisi dei requisiti”

Product History	
<i>Nome file</i>	Report Attività T1.5 – Prodotto T1.5.1 “Report tecnico di analisi dei requisiti”
<i>Descrizione prodotto</i>	Report dei requisiti del sistema della rete marittima. Sulla base di un'analisi dello scenario, il report fornisce la descrizione dei requisiti di sistema e un'analisi costi-benefici per l'ambiente per lo scenario di assetto di rete marittima ottimizzato.
<i>Data emissione</i>	V1 –31/05/2020
<i>Autori</i>	UNIGE-CIELI
<i>Approvato il</i>	08.06.2020
<i>Versione</i>	V.1 Final version (aggiornabile)
<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. Detto documento dunque deve considerarsi a integrazione del Report prodotto da UNIGE-DIME, intitolato “Report tecnico di analisi dei requisiti. (Definizione degli scenari, requisiti di sistema e benefici ambientali)” e consegnato al CF da UNIGE in data 30.10.2019.

Sommario

1. Finalità del documento e inquadramento nell'ambito del progetto SIGNAL.....	6
2. Costi e benefici ambientali derivanti dall'impiego del GNL per la propulsione navale: Analisi dello stato dell'arte.....	7
2.1. GNL in ambito marittimo portuale e benefici ambientali: analisi della letteratura rilevante.....	7
2.1.1. Definizione dei criteri iniziali di selezione.....	8
2.1.2. Raggruppamento delle pubblicazioni per pertinenza.....	9
2.1.3. Analisi e sintesi.....	9
2.1.4. Risultati della systematic literature review.....	9
2.2. Ossidi di zolfo (sulphur oxides).....	20
2.3. Ossidi di azoto (nitrogen oxides).....	21
2.4. Anidride carbonica (carbon dioxide).....	22
2.5. PM & VOC.....	22
2.6. Other GHG emissions.....	23
2.7. Metodologie impiegate nei papers e relativi fattori di emissione.....	23
3. Profili metodologici connessi alla stima dei costi e dei benefici ambientali da impiego di GNL.....	26
3.1. Approcci metodologici per la quantificazione dei costi e dei benefici ambientali connessi al GNL: lo stato dell'arte.....	26
3.1.1. Metodologie ARPAV.....	28
3.1.2. Metodologia dell'Autorità Portuale di Salerno.....	32
3.1.3. Metodologia della società di consulenza Techne Consulting.....	33
3.2. Delimitazione dell'oggetto di analisi e definizione delle alternative metodologiche applicabili al Progetto SIGNAL.....	34
3.2.1. Metodologia 1: "Peers HFO" basato sui consumi totali annui.....	38
3.2.2. Metodologia 2: Metodo "peers HFO" basato sui consumi miglia annui.....	41
4. Analisi dei benefici ambientali nell'area Obiettivo: risultati dello studio.....	43
4.1. Riduzione delle emissioni in relazione al comparto crocieristico.....	49
4.2. Riduzione delle emissioni in relazione al comparto ferry & ro-pax.....	49
4.3. Riduzione delle emissioni in relazione al comparto "other tanker".....	50
Bibliografia.....	52

Indice delle tabelle

Tabella 1. Literature review: summary (1/5)	10
Tabella 2. Literature review: summary (2/5)	11
Tabella 3. Literature review: summary (3/5)	12
Tabella 4. Literature review: summary (4/5)	13
Tabella 5. Literature review: summary (5/5)	14
Tabella 6. Benefici ambientali: cluster	17
Tabella 7. Shiptype ed enginetype del campione	19
Tabella 8. Mainfindingsconseguiti nei contributi scientifici inclusi nel campione	20
Tabella 9. Summary of non-normalized values for level 1 impact indicators and KPIs	22
Tabella 10. Sintesi dei fattori di emissione impiegati nei paper con specifica della metodologia applicata	25
Tabella 11. Risultato della stima delle emissioni portuali con approccio bottom up e confronto con la stima top down di APAT - 2000	30
Tabella 12. Percentuale di motori installati suddivisi per tipologia di motore e classe di appartenenza ...	32
Tabella 13. Riduzione delle emissioni di SOx nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020-2035) per tipologia navale (emissioni espresse in tonnellate).....	46
Tabella 14. Riduzione delle emissioni di NOx nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020-2035) per tipologia navale (emissioni espresse in tonnellate).....	47
Tabella 15. Riduzione delle emissioni di CO2 nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020-2035) per tipologia navale (emissioni espresse in tonnellate).....	48

Indice delle figure

Figura 1. Distribuzione temporale del campione.....	16
Figura 2. Systematic literature review: approccio teorico adottato.....	16
Figura 3. Benefici ambientali esaminati nei contributi scientifici del sample	18
Figura 4. Tecniche di valutazione delle emissioni	24
Figura 5. Emissioni di CO2 relative a diversi combustibili/carburanti alternativi.....	27
Figura 6. Emissioni di NOx relative a diversi combustibili/carburanti alternativi	27
Figura 7. Impiego del GNL come combustibile per la propulsione navale: implicazioni del tipo di motore sull'impatto ambientale prodotto in termini di NOx.....	28
Figura 8. Comparazione delle emissioni connesse a diversi fuels.....	28
Figura 9. Albero decisionale per la valutazione delle emissioni delle attività navali	33
Figura 10: Logica refitting per l'individuazione della flotta "peers HFO" rispetto alla flotta alimentata a GNL	35
Figura 11: Flotta alimentata a GNL operativa e in ordine	36
Figura 12: Profili tecnici delle navi alimentate a GNL e relativi "peers HFO"	37
Figura 13: Profili tecnici delle navi "peers HFO"	37
Figura 14: processo metodologico del metodo "peers HFO" basato sui consumi totali annui	40
Figura 15: processo metodologico del metodo "peers HFO" basato sui consumi miglia annui	42

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

Il progetto INTERREG Italia-Francia Marittimo “Strategie transfontaliere 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 Region PACA), che ad oggi risultano ancora accomunati da una relativa carenza di infrastrutture e facilities per lo storage e il bunkeraggio di GNL in ambito marittimo-portuale, capace di assicurare il rifornimento di navi e messi pesanti di trasporto con origine e destino da/verso i porti dell’area.

Il progetto non solo intende rispondere al gap pocanzi delineato, supportando i policy maker nella definizione di piani strategici e piani di sviluppo coerenti rispetto alla nuova normativa di settore, ma anche assistere i territori target caratterizzati da reti di metanizzazione ridotte o assenti, al fine di trasformare l’opportunità offerta dal GNL in valore aggiunto per le collettività locali, e di ridurre le emissioni inquinanti prodotte dal settore dei trasporti nell’ambito territoriale considerato dal progetto¹. Il progetto, infatti, intende contribuire alla riduzione delle emissioni di SO_x, NO_x, CO₂, PM, ecc. e quindi al miglioramento della sostenibilità delle attività industriali e commerciali in ambito marittimo-portuale attraverso un maggior impiego del GNL all’interno delle regioni dell’area di cooperazione.

Le tre Componenti Attuative (T) che caratterizzano il presente progetto sono le seguenti:

- T1 “Piano della rete di approvvigionamento”,
- T2 “Piano di localizzazione dei siti di stoccaggio del GNL nei porti commerciali”,
- T3 “Piano della rete distributiva e di trasporto del GNL nel territorio”.

Nella Componente T1, che intende rendere più efficiente la rete marittima di trasporto del GNL nell’area attraverso la definizione di un piano integrato per la gestione dell’approvvigionamento via mare, rientra l’Attività T1.5 “Analisi what-if per la rete marittima” che si prefigge l’obiettivo di definire i requisiti di sistema, analizzare lo scenario di assetto di rete e di effettuarne: l’analisi costi-benefici e la valutazione dei benefici per l’ambiente. Sotto questo profilo, a formulario è previsto che P1 debba coordinare e sviluppare l’attività con tutti gli altri partner, P5 analizzi le caratteristiche degli attori coinvolti nel sistema e valuta la loro integrazione nello scenario di rete e P6 valuti i benefici per l’ambiente associati allo scenario previsto.

Rispetto all’attività e al prodotto sopracitati, il coinvolgimento del partner P6 (UNIGE) è stato ripartito tra le due componenti CIELI (Centro Italiano di Eccellenza sulla Logistica, i

¹Il progetto SIGNAL è infatti finanziato a valere sul II Avviso Interreg Marittimo ITA-FRA 1420 nell’Asse prioritario 3 - Miglioramento della connessione dei territori e della sostenibilità delle attività portuali e all’interno dell’obiettivo specifico 7C2 - Migliorare la sostenibilità delle attività portuali commerciali contribuendo alla riduzione delle emissioni di carbonio. Il progetto della durata di 30 mesi coinvolge partner di tutti i territori dell’Area Obiettivo così rappresentati: Regione Autonoma della Sardegna (P1, Capofila di progetto), Centralabs (P2), Office des Transports de la Corse (P3), Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Settentrionale (P4), Chambre de Commerce et d’Industrie du Var (P5), Università degli Studi di Genova (P6) e Regione Liguria (P7).

Trasporti e le Infrastrutture dell'Università degli Studi di Genova) e DIME (Dipartimento di Ingegneria Meccanica, energetica, gestionale e dei trasporti dell'Università degli Studi di Genova) secondo quanto indicato dal Capofila di progetto RAS.

In particolare, le attività di ricerca del CIELI in relazione all'attività 1.5 e al prodotto 1.5.1 che sono oggetto del presente report riguardano la stima dei possibili benefici ambientali connessi al passaggio da carburanti e combustibili tradizionali a soluzioni GNL per la propulsione marittima nei territori target. Il prodotto, pertanto, parte dai risultati del progetto TDI RETE-GNL in relazione alla stima della domanda marittima di GNL e dall'ulteriore affinamento eseguito nell'ambito del prodotto T.1.3.2 di SIGNAL allo scopo di quantificare i diversi benefici ambientali con riferimento a diversi scenari di diffusione e di domanda di GNL come definiti nel sopracitato prodotto T.1.3.2.

2. Costi e benefici ambientali derivanti dall'impiego del GNL per la propulsione navale: Analisi dello stato dell'arte.

Il presente capitolo mira a definire un framework concettuale volto alla categorizzazione dei possibili costi e benefici ambientali che possono derivare dall'impiego del GNL per la propulsione navale. Lo scopo è quello di individuare una tassonomia condivisa tra i partner di progetto in merito ai diversi profili ambientali che devono essere valutati e quantificati con riferimento al progetto SIGNAL. Si tratta quindi di un'attività propedeutica all'analisi empirica svolta nei capitoli successivi.

Sotto questo profilo, il gruppo di lavoro del CIELI ha dapprima esaminato la principale letteratura accademica dedicata alla valutazione dei costi e dei benefici ambientali connessi all'impiego del GNL con riferimento alla propulsione navale e ha successivamente esaminato lo stato attuale dell'arte in relazione alle seguenti categorie di possibili costi/benefici ambientali:

1. Ossidi di zolfo (*sulphur oxides*)[SO_x]
2. Ossidi di azoto (*nitrogen oxides*) [NO_x]
3. Anidride carbonica (*carbon dioxide*) [CO₂]
4. Altre emission GHG (*other greenhouse gas emissions*)
5. Particolato (*particulate material*) [PM] e composti organici volatili (*Volatile Organic Compounds*) [VOC]
6. Altri inquinanti (*other pollutants*)

2.1. GNL in ambito marittimo portuale e benefici ambientali: analisi della letteratura rilevante

Al fine di investigare lo stato dell'arte in merito alle conoscenze scientifiche circa le potenzialità del GNL per la propulsione navale in termini di riduzione dell'impatto ambientale (azzeramento delle emissioni di SO_x, forte riduzione delle emissioni di NO_x, moderata riduzione delle emissioni di CO₂ e riduzione fino al 90% del particolato), è stata

realizzata una literature review connessa all'utilizzo da parte delle imprese di shipping della green solution "GNL" e ai relativi benefici ambientali che ne derivano. Si tratta di un tema particolarmente rilevante per gli armatori tenuto conto dell'accresciuto interesse da parte di policy maker e comunità locali in merito alla sostenibilità delle operations marittimi portuali: questi trend, infatti stanno ridisegnando le strategie corporate e di business di molti operatori del settore che stanno cercando di sviluppare logiche sempre più "green" nell'ambito della gestione del loro core business.

A questo scopo, sotto il profilo metodologico, è stata realizzata una procedura di raccolta dei contributi scientifici rilevanti per la "systematic literature review" che prevede un'articolazione in tre fasi: (i) planning, (ii) execution, (iii) reporting, come suggerito da Tranfield et al. (2003). Nella fase di pianificazione (i), attraverso l'utilizzo del database Scopus di Elseviers, ossia il più grande database di abstract, citazioni, note, al cui interno sono incluse riviste scientifiche, libri e conference, sono stati estratti i documenti accademici e scientifici pubblicati su riviste accreditate a livello internazionale. Attraverso l'utilizzo di 4 layers composti da differenti parole chiavi sono state estratte tutte le pubblicazioni che presentassero un oggetto di studio in linea con l'oggetto del presente documento ovvero l'esame dei costi e dei benefici ambientali connessi all'impiego del GNL in ambito marittimo-portuale. La seconda fase (*execution*, ii), è stata a sua volta articolata in tre attività in linea con: a) definizione dei criteri iniziali di selezione (*definition of initial selection criteria*); b) raggruppamento delle pubblicazioni per pertinenza (*grouping publications by pertinence*); c) analisi e sintesi (*analysis and synthesis*). Di seguito si riportano le attività in oggetto per poi procedere ad esaminare puntualmente i risultati empirici della systematic literature review in cui si sostanzia la fase del reporting (iii).

2.1.1. Definizione dei criteri iniziali di selezione

Al fine di identificare i principali documenti scientifici connessi alla tematica in oggetto, sono stati definiti 4 layers di ricerca mediante l'impiego di diverse combinazioni di parole chiavi coerenti con l'oggetto di studio, ovvero l'utilizzo del GNL come soluzione green in ambito marittimo -portuale, focalizzandosi sui benefici ambientali conseguibili; le parole chiave sono state utilizzate in relazione a diversi filtri di ricerca (keywords, abstract, title etc.). In particolare, sono stati utilizzati i seguenti layers:

- **Layer1:** "LNG" AND "maritime OR port OR ship OR shipping" AND "environmental benefits OR environmental impacts" (article title)
- **Layer2:** "LNG" AND "maritime OR port OR ship OR shipping" AND "environmental benefit OR environmental impacts" (article title, abstract and keywords)
- **Layer3:** "LNG" AND "maritime OR port OR ship OR shipping" AND "environmental benefits OR environmental impacts OR sustainability benefits OR green impact" (article title, abstract and keywords)
- **Layer4:** "LNG" AND "maritime OR port OR ship OR shipping" AND "environmental benefits OR environmental impacts OR sustainability benefits OR green impact OR benefits OR impact" (article title)

Dei 4 layers di ricerca è stato infine selezionato per la coerenza alla tematica in oggetto il **layer2**, che ha consentito di estrarre dal DB Scopus 155 articoli scientifici potenzialmente rilevanti. Questi ultimi risultano pubblicati in differenti riviste di standing internazionale, quali a titolo esemplificativo: Sustainability, Energy, Journal of Marine Science and Engineering, etc.

2.1.2. Raggruppamento delle pubblicazioni per pertinenza

I 155 documenti individuati sono stati inseriti in un database iniziale realizzato su excel, per essere poi esaminati nel dettaglio al fine di escludere gli studi non coerenti rispetto al focus dello studio. A tal fine sono stati analizzati gli abstract di ogni articolo e, sono stati selezionati solo quelli pertinenti rispetto al tema specifico dei costi e dei benefici ambientali che conseguono all'impiego del GNL come forma di propulsione. Conseguentemente si è ottenuto un database di 55 articoli potenzialmente rilevanti. Infine, dopo un'analisi attenta dei documenti e dopo aver escluso gli articoli non disponibili attraverso i motori di ricerca utilizzati quali Google Scholar e Research Gate, il gruppo di ricerca ha deciso di esaminare i 23 paper perfettamente pertinenti e per i quali si disponesse della documentazione. Il campione finale della systematic literature review pertanto è costituita da 23 articoli scientifici pubblicati su riviste con standing internazionale.

2.1.3. Analisi e sintesi

Nella fase di "Analisi e sintesi", ciascuna pubblicazione appartenente al campione finale è stata attentamente studiata e approfondita dal team di ricerca di UNIGE-CIELI e sono stati messi in evidenza tutti i profili analitici rilevanti: autori (authors); titolo (title); anno di pubblicazione (year); fonte dell'articolo (source title); abstract; tipologia di documento (document type); area di argomento (subject area); principali tematiche (maintopic); finalità (aims); principali risultati (main findings); benefici ambientali: focus (environmental benefits: focus); benefici ambientali: cluster (environmental benefits: cluster); indicatori di performance (key performance indicators); shipping vs port focus; tipologia di nave (ship type); tipologia di motore (engine type); copertura geografica con riferimento all'area (geographic coverage (area)); copertura geografica con riferimento al paese (geographic coverage (country)); periodo temporale di riferimento (time frame).

2.1.4. Risultati della systematic literature review

Al fine di esaminare nel dettaglio i risultati scientifici connessi alla literature review condotta, le Tabella 1, Tabella 2, Tabella 3, Tabella 4, Tabella 5 sotto riportate mostrano i principali outcomes delle analisi condotte.

Tabella 1. Literature review: summary (1/5)

Authors	Year	Source title	Maintopic	Aims	Environmental benefits: cluster	Key performance indicators	Shipping vs port focus	Shiptype	Engine type	MainFindings
Iannaccone T., Landucci G., Tugnoli A., Salzano E., Cozzani V.,	2020	Journal of Cleaner Production	Engineering; Environmental Science	Investigate the expected impact on sustainability of innovative LNG ship fuel systems.	SOx; NOx; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants	Environmental Index (EI); Eutrophication impact indicator (EU); Global Warning impact indicator (GW); Inherent safety index (HI); Human toxicity impact indicator (HT); Engine load factor (LF); Overall Sustainability Index (OSI); Profitability Index (PrI); Rain acidification (RA)	Shipping	Hyperion-class Cruise ship	Gas dual fuel engine; (others with no relation with LNG: MGO engine)	Environmental impacts/benefits
Ancona M.A., Bianchi M., Branchini L., Catena F., et al.	2020	Applied Sciences (Switzerland)	Engineering; Environmental Science	The development of a comprehensive procedure for the thermodynamic design and optimization in order to reduce costs and pollutant emissions.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	Electric energy consumption; compressor volumetric efficiency; Total electric power required; LNG produced mass flow rate;	Shipping/ Port	Ferry boat; RO-RO	Dual fuelengine	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Hwang S., Jeong B., Jung K., Kim M., Zhou P.,	2019	Journal of Marine Science and Engineering	Engineering; Environmental Science	Understand if LNG, in comparison with MGO, could reduce environmental impacts.	Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants	CO ₂ equivalent; N equivalent; SO ₂ equivalent; NMVOC equivalent; PM 2.5 equivalent	Shipping	50k bulk carrier	Gas turbine; (others with no relation with LNG: MGO engine)	Environmental impacts/benefits
Baldi F., Brynolf S., Maréchal F.,	2019	Proceedings of the 32nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems	Engineering; Environmental Science	Understand what types of ship energy systems will be preferable considering total cost of ownership, and what will be the carbon mitigation cost to achieve the GHG goals.	Other GHG emissions	GHG emissions; CO ₂ emissions	Shipping	Handymax; small cruise ship; chemical tanker.	Diesel engines, with MGO; Dual Fuel with MGO, natural gas or methanol	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions; Power consumption/Energy efficiency
Barsi D., Costa C., Satta F., Zunino P., Sergeev V.,	2018	MATEC Web of Conferences	Engineering	To define an innovative mini combined cycle suitable to meet the electric and thermal energy needs of a ship prime or auxiliary system.	CO ₂	Methane molar content; Nitrogen molar content; Ethane molar content; Propane molar content.	Shipping	n.a.	n.a.	Power consumption/Energy efficiency; Technical operations/configuration

Fonte: Ns. elaborazione.

Tabella 2. Literature review: summary (2/5)

Authors	Year	Source title	Maintopic	Aims	Environmental benefits: cluster	Key performance indicators	Shipping vs port focus	Shiptype	Engine type	MainFindings
Iannaccone T., Landucci G., Cozzani V.,	2018	Chemical Engineering Transactions	Engineering	The assessment of onshore bunkering configuration for fuel systems with LNG.	SOx; NOx; PM/VOC	KPIs on safety of LNG and IFO systems; Unit potential hazard index (UPI); Unit inherent hazard index (UHI); PI;HI	Shipping/ Port	n.a.	n.a.	Technical operations/configuration
Pasini G., Frigo S., Antonelli M., Berardi M.,	2018	Internal Combustion Engine Division Fall Technical Conference, ICEF 2018	Engineering	To investigate the effect of a liquid methane injection on the performance of a SI engine, compared with classic gaseous injection.	NOx; CO ₂ ; Otherpollutants	Trapped engine volumetric efficiency (that depends on engine compression ratio and on the polytropic index k of the gas); Thermal efficiency; Fuel-air equivalence ratio.	Shipping	n.a.	Spark-ignited (SI) engine ICE; Port-fuel injection, fuelling/co-fuelling diesel engine; Four-stroke cycle engine; CNG-DI engine.	Environmental impacts/benefits; Power consumption/Energetic efficiency; Technical operations
Ammar N.R., Seddiek I.S.,	2017	Ocean Engineering	Engineering; Environmental Science	Study both the environmental and economic effect of the use of SCR, SWS, MGO and LNG option for reducing exhaust emission from ships.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	Emission quantity; Nox emission factor; PM emission factor; CO ₂ emission factor; ESO ₂ ; CO emission factor; HC emission factor; DFDE emission factor	Shipping	Medium size RO-RO vessels	MAN B&W	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Nguyen T.-V., Rothuizen E.D., Markussen W.B., Elmegaard B.,	2017	30th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems	Engineering	Evaluating consequences of using a small-scale gas liquefaction plant.	SOx; NOx; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC	Compressorisentropicefficiency	Port	n.a.	n.a.	Power consumption/Energetic efficiency;
Pawlak M.,	2015	Solid State Phenomena	Environmental Science	Analyse environmental benefits of LNG-fuelled marine engines as well as the perspectives of the infrastructure's development.	SOx; NOx; CO ₂ ;Other GHG emissions;PM/VO; Other pollutants	n.a.	Shipping	Car ferry, Platform supply vessel, Ro-Ro	Gas turbine; Gas engine; Hybrid diesel-gas systems; Dual fuel-diesel electric engine	Environmental impacts/benefits

Fonte: Ns. elaborazione.

Tabella 3. Literature review: summary (3/5)

Authors	Year	Source title	Maintopic	Aims	Environmental benefits: cluster	Key performance indicators	Shipping vs port focus	Shiptype	Engine type	MainFindings
Xu J., Testa D., Mukherjee P.K.,	2015	Ocean Development and International Law	Environmental Science	To examine the regulatory issues in relation to the use of LNG as a marine fuel.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Regulatoryresults
Brynnolf S., Fridell E., Andersson K.,	2014	Journal of Cleaner Production	Environmental Science	To compare the life cycle environmental performance in terms of methane, the energy carrier in LNG, and methanol as marine fuels.	Other GHG emissions	CO ₂ emissions; NOx emission	Shipping/ Port	ro-ro	n.a.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
Gaspar H.M., Ehlers S., æsøy V., Erceg S., Balland O., Hildre H.P.,	2014	Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE	Environmental Science	Investigate the current challenges of using LNG fueled ship in Artic region.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	Energy efficiency design Index (EEDI)	Shipping	Ice-class ship LNG fueled	Gas-Mechanical propulsion; Gas-Electric propulsion; Hybrid propulsion	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
Prakash S., Kolluru V.S.,	2014	Proceedings - 7th International Congress on Environmental Modelling and Software: Bold Visions for Environmental Modeling, iEMSs 2014	Engineering; Environmental Science	Understand if the application of a 3-D comprehensive model could make easier the study of physical and chemical impacts on surface waters.	Otherpollutants	n.a.	Port	n.a.	n.a.	Technical operations/configuration
Æsøy V., Stenersen D.,	2013	Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering	Environmental Science	To discuss local and global environmental benefits, technical solutions, safety issues and costs related to distribution and on-board fuel installations.	SOx; NOx; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC	Total energy efficiency; Thermal efficiency	Shipping/ Port	Car ferry, Platform supply vessel, Ro-ro ship	Gas engine; (others with no relation with LNG; MDO engine, MGO engine)	Environmental impacts/benefits; Power consumption/Energetic efficiency

Fonte: Ns. elaborazione.

Tabella 4. Literature review: summary (4/5)

Authors	Year	Source title	Maintopic	Aims	Environmental benefits: cluster	Key performance indicators	Shipping vs port focus	Shiptype	Engine type	MainFindings
Burel F., Taccani R., Zuliani N.,	2013	Energy	Environmental Science	Analyze the economic upturn that can result from the use of LNG as fuel and to assess its environmental impact.	SOx; NOx; CO ₂	PM emissions; NOx abatement; CO ₂ emissions; SOx reduction; System's efficiency	Shipping	Bulk carriers; RO-RO; Tankers; Cruise	n.a.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Burel F., Taccani R., Zuliani N.,	2012	Proceedings of the 25th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization and Simulation of Energy Conversion Systems and Processes	Environmental Science	Analyze the economic upturn that can result from the use of LNG as fuel form merchant ships and assess the effects of its utilization in term of environmental impact.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	SOx, NOx, PM and CO ₂ emission	n.a.	RO-RO; tanker ships	Dual fuel diesel	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Bengtsson S., Andersson K., Fridell E.,	2011	Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment	Environmental Science	To compare the environmental performance from a life cycle perspective of existing or future fossil shipping fuels.	CO ₂ ; Other GHG emissions	SOx emission; NOx emission; GHG emission; SO ₂ equivalent; PO ₄ ³⁻ equivalent; CO ₂ equivalent	Shipping	RO-RO	Spark-ignited gas; dual-fuel diesel	Economic/Investment decisions
Balcombe P., Brierley J., Lweis., Skatvedt L., Speirs., Hawkes A., Staffell I.,	2019	Energy Conversion and Management	Engineering; Environmental Science	To review the different combination of fuels, technologies and policies in order to reduce GHG emission.	SOx; NOx; CO ₂ ; Other GHG emissions	Daily fuel use; CO ₂ equivalent	Shipping	n.a.	Lean-burn spark ignition; Low pressure dual fuel; High pressure dual fuel; Gas turbine	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions; Technical operations/configuration

Fonte: Ns. elaborazione.

Tabella 5. Literature review: summary (5/5)

<i>Authors</i>	<i>Year</i>	<i>Source title</i>	<i>Maintopic</i>	<i>Aims</i>	<i>Environmental benefits: cluster</i>	<i>Key performance indicators</i>	<i>Shipping vs port focus</i>	<i>Shiptype</i>	<i>Engine type</i>	<i>MainFindings</i>
Simmer L., Pfoser S., Aschauer G., Schauer O.	2014	Energy and Sustainability V	Engineering	Identify pioneer customers to define interest and demand for LNG as a fuel.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	CO ₂ equivalent	Port	n.a.	n.a.	Market dynamics
Huan T., Hongjun F., Wei L., Guoqiang Z.	2018	Research Gate	Engineering	Investigate various LNG propulsion systems with an application of latest technology.	NOx; Other GHG emissions	Efficiency Design Index (EEDI); Thermal efficiency	Shipping	LNG carrier	Dual fuel diesel electric propulsion; WinGD X-DF; MAN ME-GI; MGO engine; Turbine electric & steam system	Technical operations/configuration
Gritsenko D., Yliskyla-Peuralahti J.	2013	Maritime Studies	Engineering; Environmental Science	Reconstruct the process of SOx emissions reduction in the Baltic region as a complex multi-stakeholder interaction.	SOx; NOx; PM/VOC	Clean Shipping Index (CSI)	Shipping/Port	n.a.	With no relation with LNG: MGO engine, MDO engine	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
Geng X., Wen Y., Zhou C., Xiao C.	2017	Sustainability	Engineering; Environmental Science	Analyze the effects of different measures to promote the development of the sustainable ecosystem.	SOx; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC	EmissionFactor	Shipping/Port	n.a.	n.a.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results; Market dynamics

Fonte: Ns. elaborazione.

In particolare, vengono esaminati in dettaglio gli aspetti che risultano rilevanti ai fini del report T1.5.1 del progetto SIGNAL e in particolare:

- Authors;
- Year;
- Source title;
- Main topic (inteso come approccio teorico prevalente);
- Aims;
- Environmental benefits;
- Key performance indicators;
- Shipping vs port focus;
- Ship type;
- Engine type;
- Main findings.

Per quanto attiene ai profili spaziali e temporali di cui alle pubblicazioni scientifiche attinenti ai costi e i benefici ambientali riconducibili al GNL si è proceduto ad esaminare le aree geografiche oggetto di approfondimento e i principali porti presi in considerazione nelle pubblicazioni esaminate nonché l'anno di pubblicazione degli studi in oggetto, al fine di comprendere l'evoluzione temporale del know how scientifico in relazione alle tematiche oggetto di approfondimento.

Innanzitutto, è importante evidenziare la copertura spaziale dei documenti inclusi nel campione individuando le principali aree considerate. I documenti assumono spesso una prospettiva internazionale (10 articoli sui 23 totali, ovvero il 43,47%, non fanno riferimento ad una precisa area geografica ma considerano il contesto internazionale) mentre una serie di contributi accademici privilegia un focus geografico di tipo regionale. In tal senso, emergono studi dedicati alla Cina (porto di Qingdao) (Geng X. et al., 2017), all'Italia (Ancona et al., 2020) e alla Norvegia (Æsøye Stenersen, 2013). Alcuni documenti, inoltre, si riferiscono alle sole Emission Control Areas (ECA) e/o alle Sulfur Emission Control Areas (SECA), ovvero aree oggetto di controlli più severi al fine di ridurre al minimo le emissioni nell'atmosfera delle navi.

Per quanto riguarda il timing delle pubblicazioni, la Figura 1 che riporta la distribuzione temporale delle date di pubblicazione dei contributi scientifici, evidenzia la crescente importanza assunta dal tema del GNL con riferimento ai benefici ambientali conseguibili in ambito marittimo nell'ultimo decennio. Tutti i documenti oggetto di analisi infatti sono stati pubblicati a partire dal 2011, più della metà dei quali negli ultimi 4 anni (52,17%).

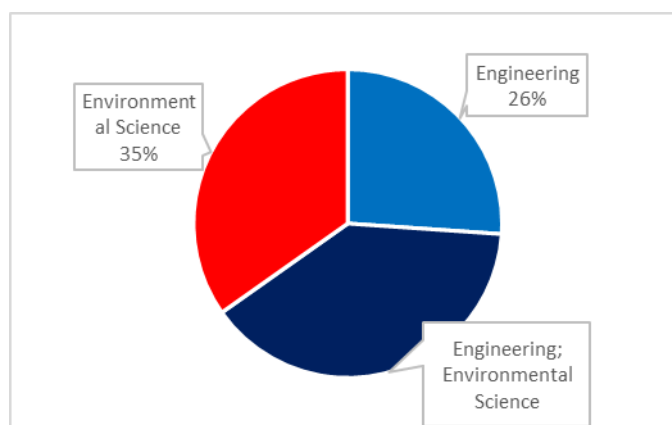
Figura 1. Distribuzione temporale del campione



Fonte: Ns. elaborazione.

Per ogni articolo appartenente al campione è stato poi individuato l'approccio teorico e metodologico. L'Engineering e l'Environmental Science rappresentano i principali approcci teorici caratterizzanti gli studi condotti sul tema. Come è possibile notare dalla Figura 2, sotto riportata, il 26% del campione (6 articoli sui 23 totali) analizza la tematica del GNL in ambito marittimo assumendo una prospettiva riconducibile all'ingegneria, concentrando le analisi empiriche su aspetti tecnici, meccanici ed informatici. Il 35% del campione (8 articoli sui 23 totali) si concentra invece sui profili ambientali, considerandone i costi/benefici. Infine, il 39% del campione (9 articoli) considera congiuntamente sia le prospettive ambientali sia quelle ingegneristiche, adottando quindi un approccio olistico all'argomento.

Figura 2. Systematic literature review: approccio teorico adottato



Fonte: Ns. elaborazione.

Il profilo centrale dell'analisi della letteratura condotta è rappresentato dal tipo di benefici ambientali derivanti dall'utilizzo del GNL in ambito marittimo che siano stati esaminati e valutati nell'ambito della singola pubblicazione scientifica, al fine ovviamente di verificare lo stato dell'arte sull'argomento in oggetto e definire parametri condivisi a livello accademico allo scopo di quantificare gli impatti ambientali del GNL in ambito marittimo portuale in

linea con quanto previsto a formulario in relazione al Prodotto T.1.5.1 del Progetto SIGNAL. A questo scopo i costi e i benefici sono stati quindi raggruppati in 6 categorie (cluster):

1. Ossidi di zolfo (*Sulphur Oxides*) [SO_x];
2. Ossidi di azoto (*Nitrogen Oxides*) [NO_x];
3. Anidride carbonica (*carbon dioxide*) [CO₂];
4. Altre emissioni GHG (*other greenhouse gas emissions*);
5. Particolato (*Particulate Material*) [PM] e composti organici volatili (*Volatile Organic Compounds*) [VOC];
6. Altri inquinanti (*other pollutants*).

La Tabella 6 riporta per ciascuna delle 23 pubblicazioni esaminate le diverse categorie di benefici derivanti dall'impiego del GNL come fonte alternativa di propulsione navale che siano state approfondite nell'ambito delle analisi. Si può notare come ogni documento tenda a focalizzarsi su diverse categorie di benefici ambientali, con una certa prevalenza delle seguenti: riduzione delle emissioni di zolfo, di azoto e di CO₂ (Burel et al., 2013), diminuzione di NO_x, SO_x e particolato e composti organici volatili (Gritsenko et al., 2013) etc. La successiva Figura 3 evidenzia l'importanza delle singole categorie di benefici ambientali: la riduzione delle emissioni di NO_x e di quelle di CO₂ sembrano essere i profili maggiormente investigati, probabilmente anche in ragione dell'esistenza di evidenze scientifiche non sempre concordi soprattutto in relazione alle emissioni di CO₂.

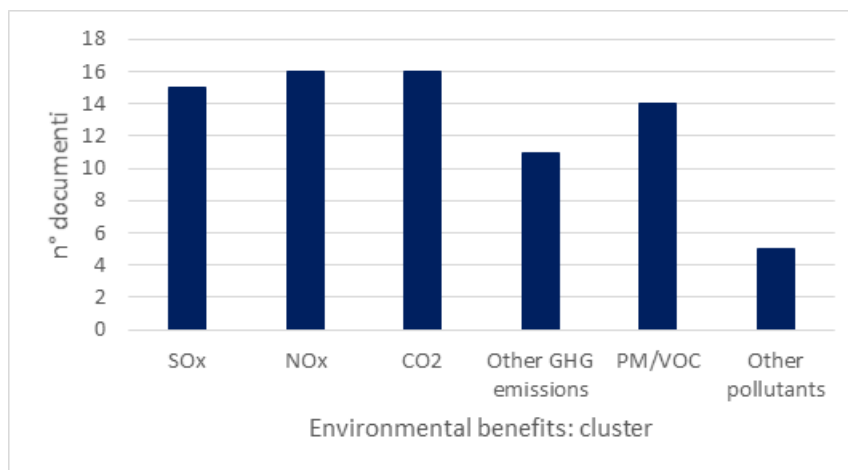
Tabella 6. Benefici ambientali: cluster

<i>Authors</i>	<i>Environmental benefits: cluster</i>
Iannaccone T. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants
Ancona M.A. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Hwang S. et al.	Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants
Baldi F. et al.	Other GHG emissions
Barsi D. et al.	CO ₂
Iannaccone T. et al.	SO _x ; NO _x ; PM/VOC
Pasini G. et al.	NO _x ; CO ₂ ; Otherpollutants
Ammar N.R. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Nguyen T.V. et al	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC
Pawlak M.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants
Xu J. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Brynolf S. et al.	Other GHG emissions
Gaspar H.M. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Prakash S. et Kolluru V.S.,	Otherpollutants
Æsøy V. et Stenersen D.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC
Burel F. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂
Burel F. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Bengtsson S. et al.	CO ₂ ; Other GHG emissions
Balcombe P. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions
Simmer L. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Huan S. et al.	NO _x ; Other GHG emissions
Gritsenko D. et al.	SO _x ; NO _x ; PM/VOC
Geng X. et al.	SO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC

Fonte: Ns. elaborazione.

Numerosi contributi, inoltre, si focalizzano sulle emissioni di SO_x, PM/VOC, mentre un numero meno significativo tiene anche in conto le altre emissioni di GHG. Cinque documenti, ancora, affrontano benefici quali la riduzione di emissioni nocive residue quali, ad esempio, impatti fisici e chimici.

Figura 3. Benefici ambientali esaminati nei contributi scientifici del sample



Fonte: Ns. elaborazione.

La literature review condotta ha anche consentito di esaminare puntualmente il tipo di indicatori di performance su cui accademici e practitioners del settore tendono a focalizzare la propria attenzione. Sotto questo profilo gli indicatori più frequentemente considerati sono l'Environmental Index² (EI), l'Eutrophication Impact Indicator³, il Profitability Index⁴, e soprattutto una pluralità di indicatori di emissioni di NO_x, GHG, CO₂ etc. essenziali al fine di monitorare i benefici connessi all'impiego del GNL.

L'analisi ha inoltre consentito di distinguere tra contributi scientifici specificatamente dedicati all'analisi della prospettiva "navale" (shipping) allo studio dell'argomento, rispetto a quelli orientati ad un taglio maggiormente focalizzato sui porti (port). Dei 23 paper inclusi nel campione, 12 presentano un focus esclusivamente navale e 6 si concentrano sia sul lato shipping, sia sul lato portuale. Di questi documenti (18 sui 23 totali) è stato possibile analizzare ulteriori dati di dettaglio connessi ai seguenti profili: *ship type* (tipologia della nave oggetto di studio); *engine type* (tipologia del motore della nave oggetto di studio).

² Indice di performance ambientale che quantifica numericamente le prestazioni ambientali di un paese o gli effetti di una politica ambientale.

³ Indicatore di impatto di eutrofizzazione, ossia il fenomeno di accumulo e sovrabbondanza di elementi quali zolfo, azoto e fosforo.

⁴ Indice di redditività, ossia il rapporto di investimento di profitto e rapporto di investimento di valore.

Tabella 7. *Shiptype ed enginetype del campione*

<i>Shiptype/Engine type</i>	<i>n° documenti</i>
50k bulk carrier	1
Gas turbine;	1
Car ferry, Platform supply vessel, Ro-Ro	1
Gas turbine;Gas engine;Hybrid diesel-gas systems;Dual fuel-diesel electric engine	1
Bulk carriers; RO-RO; Tankers; Cruise	1
n.a.	1
Car ferry, Platform supply vessel, Ro-ro ship	1
Gas engine	1
Ferry boat; RO-RO	1
Dual fuelengine	1
Handymax; small cruise ship; chemical tanker	1
Diesel engines, with MGO;Dual Fuel with MGO, natural gas or methanol	1
Hyperion-class Cruise ship	1
Gas dual fuel engine	1
Ice-class ship LNG fuelled	1
Gas-Mechanical propulsion; Gas-Electric propulsion; Hybrid propulsion	1
LNG carrier	1
Dual fuel diesel electric propulsion; WinGD X-DF; MAN ME-GI; MGO engine; Turbine electric & steam system	1
Medium size RO-RO vessels	1
MAN B&W	1
n.a.	6
ro-ro	2
n.a.	1
Spark-ignited gas; Dual-fuel diesel	1
Totale complessivo	18

Fonte: Ns. elaborazione.

Infine, continuando l'analisi della literature review realizzata, i principali risultati ottenuti si focalizzano sulle seguenti aree: Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions; Power consumption/Energetic efficiency; Technical operations/configuration; Regulatory results, Market dynamics. La

Tabella 8 mostra per ogni paper incluso nel sample il principale oggetto relativo ai *main findings*.

Tabella 8. Mainfindingsconseguiti nei contributi scientifici inclusi nel campione

<i>Authors</i>	<i>MainFindings</i>
Iannaccone T. et al.	Environmental impacts/benefits
Ancona M.A. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Hwang S. et al.	Environmental impacts/benefits
Baldi F. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions; Power consumption/Energetic efficiency
Barsi D. et al.	Power consumption/Energetic efficiency; Technical operations/configuration
Iannaccone T. et al.	Technical operations/configuration
Pasini G. et al.	Environmental impacts/benefits; Power consumption/Energetic efficiency; Technical operations/configuration
Ammar N.R. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Nguyen T.V. et al	Power consumption/Energetic efficiency;
Pawlak M.	Environmental impacts/benefits
Xu J. et al.	Regulatory results
Brynolf S. et al.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
Gaspar H.M. et al.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
Prakash S. et Kolluru V.S.,	Technical operations/configuration
Æsøy V. et Stenersen D.	Environmental impacts/benefits; Power consumption/Energetic efficiency
Burel F. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Burel F. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Bengtsson S. et al.	Economic/Investment decisions
Balcombe P. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions; Technical operations/configuration
Simmer L. et al.	Market dynamics
Huan S. et al.	Technical operations/configuration
Gritsenko D. et al.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
Geng X. et al.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results; Market dynamics

Fonte: Ns. elaborazione.

Nei successivi paragrafi vengono sinteticamente esaminati i risultati scientifici di cui alle pubblicazioni esaminate con riferimento a ciascun gruppo di benefici ambientali derivanti dall'utilizzo del GNL in ambito marittimo, come precedentemente indicati: SO_x, NO_x, CO₂, PM/VOC, Other GHG emissions; Other pollutants rappresenta invece una categoria residuale che non necessita di un'analisi dettagliata.

2.2. Ossidi di zolfo (*sulphuroxides*)

Le sempre più stringente normativa internazionale relativa alle emissioni ha comportato l'adozione di strategie volte al rispetto dei limiti imposti con riferimento alle attività

operative delle navi sia in mare aperto, sia nelle zone costiere e durante la sosta/transito in porto. Una delle soluzioni più promettenti nel breve termine è rappresentata dall'utilizzo del GNL come combustibile marino. In particolare, in relazione alle emissioni di zolfo, sono attualmente previsti limiti piuttosto stringenti rispetto al contenuto di tale elemento nel carburante/combustibile. Dal primo gennaio 2020 il contenuto di zolfo deve essere inferiore a $0,5\% \text{ m/m}^5$ (Xu et al. 2015).

In relazione alle emissioni di SO_x, occorre sottolineare come il GNL non contenga zolfo, motivo per cui risultano teoricamente essere pari a zero. Nel caso di motore dual fuel, che presenta quindi una fase di induzione con oil-fuel, la riduzione di emissioni risulta comunque essere pari al 90-99% rispetto all'HFO, secondo i risultati scientifici prevalente in dottrina (Burel et al. 2013).

Ponendo a confronto 3 tipologie di motore a GNL, ossia: il dual fuel a bassa pressione, il dual fuel ad alta pressione e il motore a gas naturale con accensione a scintilla (*spark-ignited gas engine*) con un motore convenzionale a MGO, nello studio condotto da Iannaccone et al. (2020) sono emersi 4 KPIs ambientali, i primi 3 legati alle emissioni di SO_x e NO_x e l'ultimo, che verrà preso in esame nel paragrafo 2.4., relativo al CO₂. Per quanto concerne i primi 3, denominati "rain acidification", "human toxicity" e "eutrophication", essi sono stati impiegati appunto per analizzare le piogge acide, la tossicità per l'uomo e la presenza di sostanze nutritive, determinate da SO_x e NO_x, in un determinato ambiente. I risultati della analisi condotte dai succitati autori dimostrano che in relazione al primo KPI, la soluzione tecnologica più performante in termini ambientali è rappresentata dallo *spark-ignited gas engine*, seguito dal dual fuel ad alta pressione (Iannaccone et al. 2020).

2.3. Ossidi di azoto (*nitrogenoxides*)

Le emissioni di NO_x, sempre secondo lo studio condotto da Iannaccone et al. (2020), appaiono significativamente inferiori in un motore dual fuel avente bassa pressione, rispetto che ad altre tipologie di combustibile. Le emissioni di NO_x dipendono significativamente dalla temperatura di combustione, ed aumentano con l'innalzarsi della stessa. L'impiego di motori a GNL ha condotto al raggiungimento di una riduzione di emissioni pari a circa il 70-90% rispetto ai motori HFO. Secondo lo studio di Balcombe et al. (2019) grazie al processo di combustione implementato nei motori dual fuel è possibile conseguire una riduzione delle emissioni di NO_x pari all'80-85% rispetto ai motori HFO.

Ponendo a confronto le emissioni prodotte dai motori a GNL e a MGO, lo studio condotto da Hwang et al. (2019), consente di identificare alcuni dei principali fattori di emissione in relazione all'impiego di diverse soluzioni tecnologiche e combustibili/carburanti marini. Con riferimento al NO_x, i fattori di emissione risultano pari a $1,4 \times 10^{-2} \text{ Kg/Kg}$ di combustibile consumato, nel caso di motori a GNL, e pari a $8,7 \times 10^{-2} \text{ Kg/Kg}$ di combustibile consumato, nel caso invece di motori a MGO. Il GNL evidenzia quindi una riduzione di circa l'84% rispetto ai motori a combustibile marino.

⁵Tale unità di misura indica la percentuale di massa su massa di una soluzione, corrispondente ai grammi di soluto sciolti in 100 grammi di soluzione.

2.4. Anidride carbonica (carbon dioxide)

La maggior parte dei contributi scientifici esaminati mostrano come grazie all'impiego di motori a GNL sia possibile ottenere un efficientamento rilevante sotto il profilo ambientale anche in termini di emissioni di CO₂. Le emissioni di tale composto risultano infatti ridotte di circa il 20-30% rispetto ai motori HFO e MDO (Burel et. al 2013). Questo dato è da attribuire alla composizione del gas naturale, che presenta un contenuto di idrogeno superiore.

Per quanto riguarda invece il confronto tra motori GNL e i motori MGO, nello studio di Hwang et al. (2019) emerge una riduzione delle emissioni di CO₂ da parte dei motori GNL rispetto a quelli a MGO pari al 14,3%. In particolare, nello studio condotto usando come campo di investigazione empirica una bulk carrier da 50.000 DWT, è emerso un fattore di emissione pari a 2,75 Kg di CO₂ per ogni Kg di combustibile consumato nel caso del GNL, a fronte del fattore del MGO pari a 3.21 kg di CO₂ (Hwang et al. 2019).

Iannaccone et al. (2020) nel loro studio che confronta tipologie di motori a GNL con un motore a MGO mediante l'impiego di 4 KPIs, per confrontare le performance in termini di emissioni di CO₂, hanno usato come indicatore di performance il Global Warming Impact Indicator: i risultati ottenuti hanno mostrato che il motore più efficiente dal punto di vista ambientale è costituito dal dual fuel ad alta pressione.

Di seguito, si riporta in Tabella 9, gli indicatori, non normalizzati, ottenuti dalla analisi condotta da Iannaccone et al. (2020).

Tabella 9. Summary of non-normalized values for level 1 impact indicators and KPIs

Indicator	<i>Low pressure dual fuel</i>	<i>High pressure dual fuel</i>	<i>Lean burn spark ignition</i>	<i>MGO Fuel System</i>	<i>Unit</i>
Environment					
GW	2.49 x 10 ⁷	2.13 x 10 ⁷	2.90 x 10 ⁷	3.30 x 10 ⁷	kg CO ₂ eq./y
RA	3.06 x 10 ⁴	4.88 x 10 ⁴	2.24 x 10 ⁴	8.95 x 10 ⁴	kg SO ₂ eq./y
HT	7.43 x 10 ⁴	1.18 x 10 ⁵	5.45 x 10 ⁴	1.59 x 10 ⁵	kg 1,4-dichlorobenzene eq./y
EU	7.59 x 10 ³	1.23 x 10 ⁴	5.77 x 10 ³	1.60 x 10 ⁴	kg PO ₄ ³⁻
Economic					
Prl	206.68	211.22	207.90	298.20	M€
Inherent safety					
HI	17.92	27.26	17.26	16.75	m ² /y

Fonte: Ns. elaborazione.

2.5. PM & VOC

Tra i benefici ambientali concernenti l'impiego del GNL, la letteratura accademica e le analisi empiriche ad oggi condotte hanno evidenziato anche la possibilità di conseguire una riduzione delle polveri sottili, denominate PM, pari a circa il 90% rispetto ai motori HFO e di circa il 50% in relazione alle varie tipologie di carburanti/combustibili più nobili (*Biofuel*, *Methanol*, *Hydrogen with marine fuelcells*). La produzione quindi di emissioni di PM risulta pertanto molto bassa o quasi completamente eliminata (Brynolf et al. 2014).

In termini di fattori di emissione, ottenuti dal sovra citato studio di Hwang et al. (2019), l'evidenza empirica mostra che l'impiego di GNL in ambito marittimo portuale determina un fattore di emissione pari a $1,8 \times 10^{-4}$ Kg di PM per kg di combustibile consumato mentre per i motori MGO il medesimo fattore di emissione risulta pari a $9,7 \times 10^{-4}$ Kg di PM per kg di combustibile consumato.

Per quanto concerne il VOC, che consiste nei Composti Organici Volatili, invece i fattori di emissione, nello studio di Hwang et al. (2019) vengono calcolati rispettivamente in 3×10^{-3} Kg di VOC per Kg di combustibile consumato per il GNL e $3,08 \times 10^{-3}$ nel caso di impiego di MGO.

2.6. Other GHG emissions

Lo stesso vantaggio che comporta una riduzione di emissioni di NO_x , ossia che all'abbassarsi della temperatura diminuiscono le stesse, comporta anche un trade-off in termini di emissioni di CH_4 , che invece risultano aumentare. Sotto questo profilo, è necessario evidenziare che, l'innalzamento della temperatura, comporta invece una riduzione dei c.d. methane slip, ossia una riduzione delle emissioni di CH_4 . Mediante l'impiego di motori dual fuel ad alta pressione, l'emissione di metano sarebbe di circa lo 0,2% del throughput, ma comporterebbe il non raggiungimento degli standard imposti da Tier 3⁶, in termini di emissioni di NO_x (Balcombe et al. 2019).

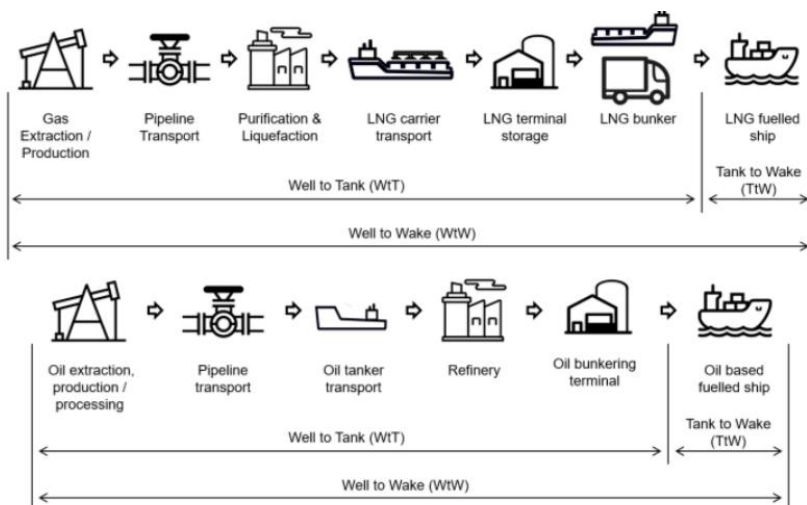
Le emissioni di CH_4 risultano mediamente maggiori quando si utilizzano motori a GNL, considerando quindi sia i motori dual fuel che quelli spark-ignited gas, rispetto alle altre tipologie di motori. Questo dipende principalmente dai methane slip emessi dai motori, ma questo dato relativo alla fuoriuscita di metano è da relazionare in realtà anche alla gestione di tutte le fasi del ciclo di vita del carburante, andando quindi ad analizzare tutta la catena di produzione, che nel caso del GNL risulta più critica (Bengtsson et al. 2011). Vi è da sottolineare quindi l'importanza di limitare le perdite di metano al fine di rendere vantaggioso il GNL rispetto ad altre tipologie di carburante.

2.7. Metodologie impiegate nei papers e relativi fattori di emissione

Per quanto concerne la metodologia applicata nell'ambito dei papers esaminati, sono emerse 3 distinte tecniche di analisi denominate: Well-to-Tank (WtT), Well-to-Wake (WtW), Tank-to-Wake (TtW). Nella Figura 4 vengono sintetizzate le metodologie WtT, TtW e WtW. Il termine Tank-to-Wake, denominato anche Tank-to-Propeller, descrive la presa in esame del ciclo di emissioni collegato all'uso di carburante nel veicolo e le emissioni generate quindi durante la navigazione; con Well-to-Tank invece si intende il ciclo che va dall'estrazione del carburante e la sua produzione, fino al rifornimento della nave. La somma delle due tecniche sovra citate costituisce la Well-to-Wake.

⁶ Ci si riferisce in particolare agli standard previsti dalla regolamentazione relativa al Marpol Annex VI, con riferimento alle emissioni di cui alle zone ECA, con limiti più stringenti rispetto al TIER 2.

Figura 4. Tecniche di valutazione delle emissioni



Fonte: Hwang et al. (2019)

Infine, a titolo esemplificativo ed esplicativo, sono riportati in Tabella 10 i fattori di emissione impiegati in ciascuna analisi, con relativo paper di riferimento.

Tabella 10. Sintesi dei fattori di emissione impiegati nei paper con specifica della metodologia applicata

Year	Paper	Methodology	Emission Factor	Unit	HFO	HFO (Changes with Scrubber)	MGO	MGO (Changes with SCR)	LNG	LNG (Alternative Data)	GTL Fuel	GTL Fuel (Changes with SCR)	LBG	Methanol (natural gas)	Methanol (biomass)		
2011	Bengtsson et al.	Well-to-Wake	CH ₄	g/Mj fuel	0.0005	n.a.	2,77 x 10 ⁻³	n.a.	7,83 x 10 ⁻³	0.56	0.0005	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.		
			CO	g/Mj fuel	0.13	n.a.	1,6 x 10 ⁻⁴	n.a.	1,08 x 10 ⁻⁴	0.24	0.13	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
			CO ₂	g/Mj fuel	78	n.a.	8,7 x 10 ⁻²	n.a.	1,4 x 10 ⁻²	n.a.	74	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			N ₂ O	g/Mj fuel	0.004	n.a.	0.004	n.a.	-	-	0.004	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NH ₃	g/Mj fuel	0.0003	n.a.	0.0003	0.0029	-	-	0.0003	0.0029	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NMVOG	g/Mj fuel	0.06	n.a.	0.06	n.a.	-	0.10	0.06	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NO _x	g/Mj fuel	1.6	n.a.	1.5	0.23	0.17	0.36	1.5	0.23	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			PM ₁₀	g/Mj fuel	0.093	0.071	0.034	n.a.	0.009	0.004	0.034	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
SO ₂	g/Mj fuel	0.5	0.05	0.05	n.a.	0	0	0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.			
2014	Brynnolf et al.	Tank-to-Wake	C ₂ H ₆	g/Mj fuel	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.073	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
			C ₃ H ₈	g/Mj fuel	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.019	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
			CH ₄	g/Mj fuel	0.00045	n.a.	n.a.	n.a.	0.71	n.a.	n.a.	n.a.	0.79	n.a.	n.a.	n.a.	
			CO	g/Mj fuel	0.13	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			CO ₂ (biomass)	g/Mj fuel	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	52	n.a.	69
			CO ₂ (fossil origin)	g/Mj fuel	77	n.a.	n.a.	n.a.	54	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	69	n.a.
			N ₂ O	g/Mj fuel	0.0035	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NH ₃	g/Mj fuel	0.0003	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NMVOG	g/Mj fuel	0.056	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NO _x	g/Mj fuel	1.6	n.a.	n.a.	n.a.	0.11	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.11	0.28	0.28
		PM ₁₀	g/Mj fuel	0.093	n.a.	n.a.	n.a.	0.0043	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.0043	0.0043	0.0043	
		SO ₂	g/Mj fuel	0.69	n.a.	n.a.	n.a.	0.00056	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.00058	n.a.	n.a.	
		Well-to-Tank	C ₂ H ₆	g/Mj fuel	0.0037	n.a.	n.a.	n.a.	0.0057	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.000043	0.00044	0.000050
			C ₃ H ₈	g/Mj fuel	0.0067	n.a.	n.a.	n.a.	0.027	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.000077	0.00025	0.00014
			CH ₂ O	g/Mj fuel	5,6 x 10 ⁻⁶	n.a.	n.a.	n.a.	6,2 x 10 ⁸	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	6,2 x 10 ⁸	0.0028	1,2 x 10 ⁻⁷
			CH ₄	g/Mj fuel	0.072	n.a.	n.a.	n.a.	0.033	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.18	0.011	0.042
			CO	g/Mj fuel	0.0092	n.a.	n.a.	n.a.	0.0027	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.0096	0.0063	0.025
			CO ₂ (biomass)	g/Mj fuel	-	n.a.	-	n.a.	-	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	97	-	-
			CO ₂ (fossil origin)	g/Mj fuel	6.7	n.a.	n.a.	n.a.	8.3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	27	20	17
			N ₂ O	g/Mj fuel	0.00016	n.a.	n.a.	n.a.	0.00017	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.00033	0.00029	0.00022
NH ₃	g/Mj fuel		0.000074	n.a.	n.a.	n.a.	7,7 x 10 ⁻⁷	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.000083	5,1 x 10 ⁻⁶	0.000051		
NMVOG	g/Mj fuel		0.000082	n.a.	n.a.	n.a.	0.00069	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.0087	0.011	0.014		
NO _x	g/Mj fuel	0.021	n.a.	n.a.	n.a.	0.0095	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.053	0.046	0.056			
PM ₁₀	g/Mj fuel	0.0011	n.a.	n.a.	n.a.	0.00032	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.018	0.00057	0.011			
SO ₂	g/Mj fuel	0.039	n.a.	n.a.	n.a.	0.00083	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.073	0.0021	0.048			
2019	Hwang et al.	Tank-to-Wake	CH ₄	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	6,0 x 10 ⁻⁵	n.a.	5,0 x 10 ⁻²	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
			CO	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	2,77 x 10 ⁻³	n.a.	7,83 x 10 ⁻³	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			CO ₂	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	3,21	n.a.	2,75	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			N ₂ O	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	1,6 x 10 ⁻⁴	n.a.	1,08 x 10 ⁻⁴	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NMVOG	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	3,08 x 10 ⁻³	n.a.	3,0 x 10 ⁻³	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NO _x	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	8,7 x 10 ⁻²	n.a.	1,4 x 10 ⁻²	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			PM ₁₀	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	9,7 x 10 ⁻⁴	n.a.	1,8 x 10 ⁻⁴	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			SO ₂	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	1,0 x 10 ⁻³	n.a.	-	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Fonte: Ns. elaborazione.

3. Profili metodologici connessi alla stima dei costi e dei benefici ambientali da impiego di GNL.

Una volta identificato il framework teorico per la categorizzazione dei possibili costi e benefici ambientali connessi all'impiego del GNL per la propulsione marittima, nella presente sezione del documento si procede in primo luogo ad esaminare lo stato dell'arte relativo agli approcci metodologici per la quantificazione dei suddetti costi/benefici, facendo riferimento alle principali metodologie impiegate dal punto di vista operativo dagli specialisti, dai tecnici e dalle autorità competenti.

Successivamente si procede a delimitare in modo dettagliato l'oggetto di studio e l'ambito di analisi con specifico riferimento al Progetto SIGNAL per le finalità di cui al presente documento.

3.1. Approcci metodologici per la quantificazione dei costi e dei benefici ambientali connessi al GNL: lo stato dell'arte

L'introduzione del GNL come combustibile navale può contribuire significativamente alla riduzione delle emissioni e dell'inquinamento prodotto dall'industria marittimo-portuale nel suo complesso, dal momento che il GNL, come esaminato nella sezione 2 del presente documento comporta importanti vantaggi sotto il profilo ambientale rispetto all'uso dei carburanti e dei combustibili marini tradizionalmente impiegati nel trasporto via mare. In tal senso, la letteratura e i documenti specialistici affermati a livello internazionale evidenziano come i maggiori benefici connessi all'impiego di GNL riguardino prioritariamente le emissioni di SO_x, NO_x, PM e, almeno in parte di CO₂.

Il problema fondamentale connesso alla quantificazione dei vantaggi ambientali connessi all'impiego del GNL in ambito marittimo portuale origina dal fatto che i risultati delle analisi e quindi la valutazione conclusiva dipende strettamente da almeno tre elementi:

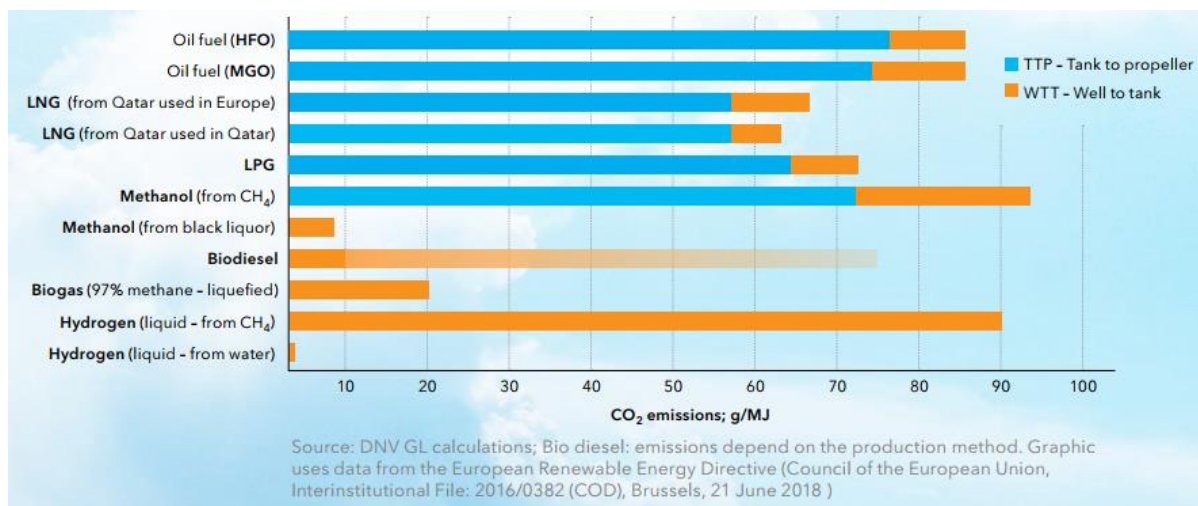
1. la delimitazione dell'ambito di studio;
2. la scelta dell'approccio metodologico complessivo scelto per giungere alla stima/quantificazione degli impatti;
3. gli specifici fattori di emissione usati per effettuare le stime.

Quanto al primo aspetto, in questo caso, la delimitazione dell'ambito di studio si riferisce alla definizione del tipo di emissioni e di inquinanti da includere nella valutazione dei costi/benefici ambientali.

Con riferimento alla scelta dell'approccio metodologico adottato, invece, rileva in primo luogo la scelta in merito alla fase del ciclo di vita del carburante/combustibile da considerare. Alcuni studi infatti considerano esclusivamente gli effetti connessi alle fasi Tank-to-propeller (TTP), mentre altri estendono la valutazione alle fasi relative al ciclo a monte, ovvero includono gli impatti riconducibili al Well-to-tank (WTT).

Sotto questo profilo, a titolo semplificato, si considerino i dati riportati nella successiva Figura 5 che evidenziano come l'adozione delle due prospettive possano condurre a risultati molto differenti per esempio con riferimento all'impiego dell'idrogeno.

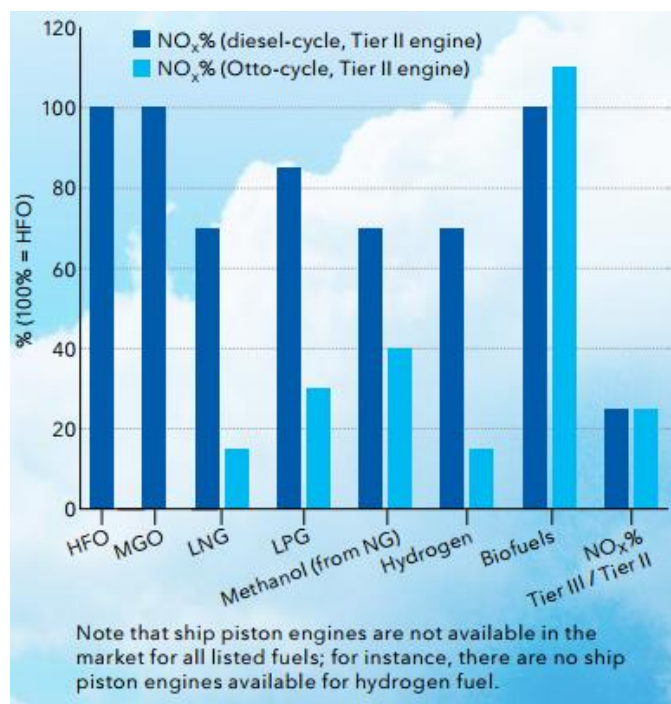
Figura 5. Emissioni di CO₂ relative a diversi combustibili/carburanti alternativi.



Fonte: DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» (April 2019)

Inoltre, sempre a livello metodologico, la scelta dei motori da impiegare come benchmark per il confronto in termini di impatti ambientali connessi a diversi combustibili/carburanti appare non neutrale rispetto ai risultati finali conseguiti (cfr. Figura 6; Figura 7).

Figura 6. Emissioni di NO_x relative a diversi combustibili/carburanti alternativi



Fonte: DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» (April 2019).

Figura 7. Impiego del GNL come combustibile per la propulsione navale: implicazioni del tipo di motore sull'impatto ambientale prodotto in termini di NOx.

Emission component	Emission reduction with LNG as fuel	Comments
SO _x	100%	Complies with ECA and global sulphur cap
NOx, low-pressure engines (Otto cycle)	85%	Complies ECA 2016 Tier III regulations
NOx, high-pressure engines (Diesel cycle)	40%	Need EGR/SCR to comply with ECA 2016 Tier III regulations
CO ₂	25-30%	Benefit for the EEDI requirement, no other regulations (yet)
Particulate matter	95-100%	No regulations (yet)

Fonte: DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» (April 2019).

Per quanto attiene invece al terzo profilo, ovvero la specifica scelta dei “fattori di emissione” da impiegare per ciascuna tipologia di carburante, è appena il caso di ricordare come i cosiddetti fattori di emissione per carburante/combustibile marino consentano di effettuare un rapido confronto in merito agli impatti ambientali connessi all’impiego di ciascuna tipologia di carburante o combustibile, ma pongono il problema della scelta dell’unità di misura e degli esatti parametri da impiegare.

In tal senso i dati relativi ai fattori di emissione connessi ad alcuni tra i più diffusi carburanti/combustibili marini (**HFO - heavy fueloil** e **MDO - marine diesel oil**) vengono messi a confronto con quelli relativi al GNL (**LNG-liquefied natural gas**), secondo quanto dichiarato dall’International Maritime Organization (IMO, 2014).

I fattori di emissione, tuttavia, possono variare sensibilmente in ragione di diverse variabili fondamentali quali, a titolo esemplificativo, la provenienza geografica del combustibile o del carburante, come evidenziato nella successiva Figura 8.

Figura 8. Comparazione delle emissioni connesse a diversi fuels.

COMPARISON OF EMISSIONS FROM DIFFERENT FUELS					
Data from DNV No. 2011-1449, Rev. 1 (Tab 16 mainly); DNV NO 2012-0719	CO ₂ equivalent [g/MJ] (Tab 3, DNV-2012-0719)			% CO ₂ (HFO = 100%)	
	Well-to-tank CO ₂ emissions (WTT)	Tank To Propeller CO ₂ emissions (TTP)	Total CO ₂ emissions	% total	% Tank To Propeller
Oil fuel (HFO)	9.80	77.70	87.50	100.00	100.00
Oil fuel (MGO)	12.70	74.40	87.10	99.54	95.75
LNG (from Qatar used in Europe)	10.70	69.50	80.20	91.66	89.45
LNG (from Qatar used in Qatar)	7.70	69.50	77.20	88.23	89.45

Fonte: DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» (April 2019).

3.1.1. Metodologie ARPAV

A seguito della sempre più stringente normativa in materia di emissioni all’interno ed all’esterno delle aree costiere e portuali, sia a livello europeo che mondiale, numerosi soggetti istituzionali hanno iniziato a svolgere ricerche sia di tipo “on-field research” sia di tipo “deck research” al fine di esaminare nel dettaglio i costi e i benefici ambientali connessi all’impiego del GNL.

Dal punto di vista metodologico, in particolare, l’Agenzia Regionale per la Prevenzione Ambientale del Veneto (ARPAV) nel 2007 e nel 2013 ha pubblicato due contributi

particolarmente dettagliati. Nel documento “Le emissioni da attività portuale”, pubblicato nel febbraio del 2007, ARPAV individua due distinte metodologie atte a stimare i costi e i benefici ambientali connessi all’impiego di GNL in ambito marittimo particolare: la prima è **semplificata**, mentre la seconda è **dettagliata**.

La **metodologia semplificata** è suggerita da ARPAV nel caso in cui vadano esaminate realtà portuali o costiere per le quali non si disponga di informazioni dettagliate in merito alle operazioni portuali (pilotaggio, ormeggio, imbarco/sbarco, ecc.) o quando il traffico navale risulti prevalentemente riferibile a navi di passaggio negli specchi acquei portuali senza che vengano realizzate operazioni di ormeggio o stazionamento. L’applicazione della metodologia semplificata in oggetto richiede la disponibilità di 4 tipi di informazioni al fine di determinare le emissioni prodotte, ovvero:

- tipologia di nave
- numero di giorni di navigazione
- tipologia di motore
- tipologia di combustibile utilizzato.

Note queste informazioni, l’emissione totale sarà poi la risultante di:

$$E_i = \sum_{jkl} E_{ijkl}$$

con

$$E_{ijkl} = S_{jk}(GT) \cdot t_{jkl} \cdot F_{ijl}$$

Dove:

- i = tipo di inquinante;
- j = tipo di combustibile;
- k = tipo di nave;
- l = tipo di motore;
- E_i = emissione totale per l’inquinante i – esimo;
- E_{ijkl} = emissione totale per l’inquinante i – esimo dovuta all’uso del combustibile j, su una nave di tipo k e con un motore di tipo l;
- S_{jk}(GT) = consumo giornaliero del combustibile j per la nave di tipo k;
- t_{jkl} = giorni di navigazione della nave di tipo k con un motore di tipo l e combustibile di tipo j;
- F_{ijl} = fattore di emissione medio dell’inquinante i-esimo nei motori di tipo l con combustibile di tipo j.

La **metodologia dettagliata**, invece, può essere utilizzata quando, in relazione a ciascuna nave transitante nel porto, sia possibile identificare e distinguere le diverse fasi in cui le emissioni si possono generare, ossia:

- a. Approccio o ormeggio al porto;
- b. Stazionamento in porto;

- c. Partenza dal porto;
- d. Navigazione.

Per poter applicare opportunamente la metodologia dettagliata sono dunque necessari i dati e le informazioni relativi al numero di giorni che una data nave trascorre in ognuna delle sovraccitate fasi, oltre alle variabili già viste per la metodologia semplificata (ovvero: tipologia di nave; numero di giorni di navigazione; tipologia di motore; tipologia di combustibile utilizzato). La molteplicità di dati richiesti per poter effettuare questo tipo di analisi rende l'applicazione della metodologia in oggetto poco frequente nel concreto. Note però queste informazioni, in questo caso, l'emissione totale sarà data da:

$$E_i = \sum_{jklm} E_{ijklm}$$

con

$$E_{ijklm} = S_{jkm}(GT) \cdot t_{jklm} \cdot F_{ijlm}$$

Dove:

- m = tipo di fase;
- E_{ijklm} = emissione totale per l'inquinante i – esimo dovuta all'uso del combustibile j, su una nave di tipo k, con un motore di tipo l e nella fase m;
- $S_{jkm}(GT)$ = consumo giornaliero del combustibile j per la nave di tipo k nella fase m;
- t_{jklm} = giorni di navigazione della nave di tipo k con un motore di tipo l, combustibile di tipo j e nella fase m;
- F_{ijlm} = fattore di emissione medio dell'inquinante i-esimo nei motori di tipo l con combustibile di tipo j durante la fase m.

In particolare, per quanto concerne i risultati delle analisi, ottenuti seguendo la metodologia dettagliata, nella Tabella 11 vengono riportate le emissioni complessive suddivise per tipologia di inquinante e per metodologia applicata.

Tabella 11. Risultato della stima delle emissioni portuali con approccio bottom up e confronto con la stima top down di APAT - 2000

attività	stima	emissione (t/anno)					
		NOx	SO2	CO2	CO	HC	PM
80402 - nazionale	bottom-up senza rimorchiatori	544.3274	518.6646	30733.9762	71.5418	48.7758	76.6388
	bottom-up con rimorchiatori	579.1443	555.6575	33039.8695	76.9094	52.6201	83.6747
	top-down APAT	803.2105	SOx = 945.2997	93708.4265	10127.3495	COV = 4789.6938	50.2438
80404 - internazionale	bottom-up senza rimorchiatori	2952.4346	2806.4367	166884.1530	388.4689	259.2288	409.5873
	bottom-up con rimorchiatori	3068.7507	2930.0225	174587.6724	406.4010	272.0720	433.0928
	top-down APAT	-	-	-	-	-	-
80402 + 80404	bottom-up senza rimorchiatori	3496.7620	3325.1012	197618.1292	460.0107	308.0046	486.2261
	bottom-up con rimorchiatori	3647.8950	3485.6800	207627.5419	483.3104	324.6922	516.7676
	top-down APAT	-	-	-	-	-	-

Fonte: Arpav 2007

Nel successivo studio pubblicato nel 2013, sempre da ARPAV, viene citata la procedura *Tier 3* EMEP/EEA⁷ per la stima delle emissioni, secondo cui risulta necessario stimare la potenza installata del motore principale (*main engine*) e del motore ausiliario (*auxiliaries*), a partire dalla stazza lorda (Gross Tonnage) di ciascuna nave.

La **potenza installata del motore principale** viene calcolata secondo le funzioni dipendenti dal Gross Tonnage (GT) e dalla categoria di appartenenza della nave. Per quanto concerne, invece, alla **potenza installata del motore ausiliario**, si procede calcolando la medesima come specifica percentuale della potenza installata del motore principale. Tanto premesso, l'emissione totale verrà quindi successivamente calcolata a partire dall'equazione di seguito riportata:

$$E_{Trip,i,j,m} = \sum_P \left[T_P \sum_e (P_e \times LF_e \times EF_{e,i,j,m,p}) \right]$$

Dove:

- E_{Trip} = Emissione di un viaggio (tonnellate);
- EF = Fattore di Emissione (g/Kwh), dipendente dal tipo di nave;
- LF = fattore di carico del motore (%);
- P = potenza nominale del motore (kW);
- p = fase di navigazione (crociera, stazionamento, manovra);
- T_p = tempo impiegato in una determinata fase di navigazione (h);
- e = categoria motore (principale, ausiliario);
- I = inquinante (NO_x, NMVOC, PM);
- j = tipo motore (diesel a bassa, media e alta velocità, turbina a gas, turbina a vapore);
- m = tipo di combustibile (olio combustibile, olio diesel marino, gasolio marino, benzina).

La procedura *Tier 3* EMEP/EEA prevede anche la possibilità, in caso di mancanza di informazioni relative alla tipologia di motore e del combustibile impiegato dalla singola nave, di fare riferimento alle distribuzioni statistiche, relative alle classi dei motori e dei combustibili, basandosi sui dati registrati relativi alle flotte di riferimento.

A titolo esemplificativo, viene riportata la Tabella 12, contenente le percentuali di motori installati suddivisi per tipologia di motore e classe di appartenenza, tali dati sono riconducibili alla flotta registrata nell'anno 2010.

⁷La metodologia proposta da Environmental Monitoring, Evaluation and Protection European/Environment Agency (EMEP/EEA) denominata Tier 3 viene descritta nella guida "Air pollutant mission inventory guidebook" (2019), in cui si definisce come tale procedura possa essere applicata seguendo diversi gradi di accuratezza, a seconda delle informazioni a disposizione.

Tabella 12. Percentuale di motori installati suddivisi per tipologia di motore e classe di appartenenza.

Ship category	SSD MDO /MGO	SSD BFO	MSD MDO /MGO	MSD BFO	HSD MDO /MGO	HSD BFO	GT MDO /MGO	GT BFO	ST MDO /MGO	ST BFO
Liquid bulk ships	0.87	74.08	3.17	20.47	0.52	0.75	0.00	0.14	0.00	0.00
Dry bulk carriers	0.37	91.63	0.63	7.29	0.06	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
Container	1.23	92.98	0.11	5.56	0.03	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00
General cargo	0.36	44.59	8.48	41.71	4.30	0.45	0.00	0.10	0.00	0.00
Ro Ro Cargo	0.17	20.09	9.86	59.82	5.57	2.23	2.27	0.00	0.00	0.00
Passenger	0.00	3.81	5.68	76.98	3.68	1.76	4.79	3.29	0.00	0.02
Fishing	0.00	0.00	84.42	3.82	11.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Others	0.48	30.14	29.54	19.63	16.67	2.96	0.38	0.20	0.00	0.00
Tugs	0.00	0.00	39.99	6.14	52.80	0.78	0.28	0.00	0.00	0.00

Fonte: Arpav 2013

3.1.2. Metodologia dell'Autorità Portuale di Salerno

Un ulteriore soggetto istituzionale ad avere proposto una metodologia per il calcolo delle emissioni derivanti dal traffico navale è l'ex Autorità Portuale di Salerno che, nel 2013, nello studio dedicato agli interventi ad adeguamento tecnico e funzionale del Porto commerciale di Salerno ha effettuato un'analisi di dettaglio relativa all'impatto ambientale connesso all'impiego di diverse forme di carburanti/combustibili in ambito marittimo-portuale.

Nello specifico essa ha individuato due distinti approcci di analisi: il primo focalizzato sulla determinazione quantitativa delle emissioni causate direttamente dalle zone e dalle aree portuali, il secondo volto a identificare e valutare i fattori indiretti di incremento delle emissioni, riconducibili quindi all'infrastruttura ma non direttamente generati da essa.

Per la prima parte di analisi si è fatto riferimento alla sezione 1.A.3d "Navigation GB2009 update March 2011", del documento "Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2009", che tratta di tutte le modalità di trasporto via acqua (dal diporto alla navigazione in acque oceaniche), comprendendo inoltre sia motori diesel che turbine a vapore e gas.

Per quanto concerne i processi di emissione prodotti dalla navigazione essi sono riconducibili a due fonti principali:

- I motori principali, usati per la propulsione;
- I motori ausiliari, utilizzati per l'energia e i servizi.

A seconda delle informazioni disponibili vengono proposti tre distinti metodi di seguito descritti e riportati sotto forma di diagramma di flusso della metodologia nella Figura 9:

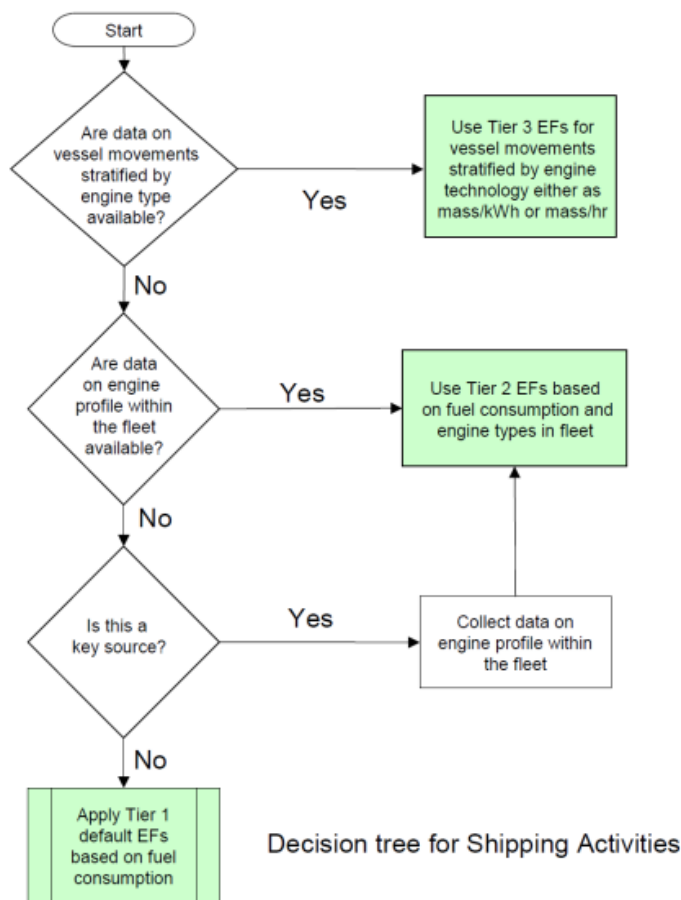
1. TIER 1, quando sono noti i dati per la tipologia di combustibile e quando la sorgente non è considerata come sorgente principale;
2. TIER 2, qualora si disponga di informazioni relative alla tipologia del moto;
3. TIER 3, qualora siano disponibili informazioni relative ai movimenti della nave suddivisi per tipologia di motore e per tipologia di manovra. Tale metodologia,

La cooperazione al cuore del Mediterraneo

quindi, si basa sulla circolazione delle singole navi e sulle loro caratteristiche tecniche in termini di tipologia di motore e di carburante/combustibile impiegati: ciò consente di valutare sia le emissioni complessive sia i fattori di emissioni delle singole sorgenti. La stessa metodologia poi viene ulteriormente scomposta in due ulteriori approcci metodologici in funzione delle informazioni specifiche conosciute:

- a. La prima viene usata quando si conosce la quantità di carburante;
- b. La seconda invece quanto non è noto il quantitativo di carburante consumato.

Figura 9. Albero decisionale per la valutazione delle emissioni delle attività navali



Fonte: AP Salerno, 2013

3.1.3. Metodologia della società di consulenza Techne Consulting

Techne Consulting, società di consulenza che si occupa di studiare, ricercare e sviluppare dei modelli software nel settore dell'ambiente e dell'energia, nel 2017, ha presentato uno studio atto a studiare le emissioni del sistema porto, comprendendo metodologia, software e applicazione del caso sui porti liguri. La valutazione delle emissioni è stata effettuata suddividendola in due l'analisi: la prima atta a studiare le emissioni prodotte dalle attività di manovra e stazionamento delle navi e dei rimorchiatori, la seconda invece, con un focus sulle attività portuali a terra, comprendendo in tale categoria:

- Movimentazione dei prodotti petroliferi;
- Movimentazione dei combustibili solidi e di altro materiale polverulento;
- Movimentazione dei mezzi di servizio alle attività portuali;
- Manutenzione delle navi;
- Traffico e stazionamento dei veicoli gommati sulla rete viaria interna alle aree portuali.

Per quanto concerne la prima analisi, le emissioni, quantificate per singola nave, su base oraria e per un anno intero, sono state calcolate a partire da:

- a. La valutazione dei consumi di combustibile in stazionamento e in manovra: tali consumi sono stati determinati dalla potenza dei motori di ogni nave, valutazione sul carico dei motori nelle diverse fasi e da opportune funzioni che esprimono i consumi in funzione della potenza;
- b. I fattori di emissione, utilizzando come fonte EMEP/EEA Guidebook.

Risulta quindi evidente come, a seconda dei dati disponibili, risulti preferibile una metodologia piuttosto che un'altra e, sebbene alcuni enti e organi istituzionali forniscano delle tecniche di calcolo e analisi basate su distribuzioni statistiche, il calcolo delle emissioni, e dunque anche il puntuale confronto tra soluzioni alternative per la propulsione navale in ragione dell'impatto ambientale prodotto sono influenzati da una pluralità di fattori esterni e soggettivi, derivanti sia dalla disponibilità dei dati, dal loro livello di aggiornamento, sia per quanto concerne il calcolo dei consumi di combustibile dai parametri impiegati in relazione ai singoli fattori di emissione.

3.2. Delimitazione dell'oggetto di analisi e definizione delle alternative metodologiche applicabili al Progetto SIGNAL

Al fine di stimare il beneficio, in termini di riduzione di emissioni di CO₂, NO_x, PM e SO_x, prodotto dallo "switch" da oli combustibili marini tradizionali, quali l'HFO, a combustibili più innovativi e meno inquinanti come il GNL, nell'ambito del presente progetto SIGNAL si è deciso di approfondire due metodi, entrambi basati sulla logica dei "peers".

La suddetta logica dei "peers" permette di comparare i motori di nuova generazione delle navi alimentate a GNL e, in particolare, i relativi consumi, con i consumi dei motori tradizionali del comparto marittimo, alimentati in prevalenza a HFO, come se fossero oggetto di refitting.

Infatti, basandosi su tale logica, si è ipotizzato di porre a confronto rispetto alla flotta GNL impiegata nell'area MED, individuata nella sezione T.2.1.1 del prodotto TDI RETE-GNL, successivamente aggiornato e integrato all'interno del prodotto T.1.3.2 del progetto SIGNAL, una flotta alimentata a HFO, ipotizzata essere impiegata sulle stesse rotte della flotta a GNL e di caratteristiche tecniche simili in termini di size (GT, Deadweight), tipologia navale, nonché tipo e potenza di motore. Tale flotta è stata definita "Peers HFO". A parità di

condizioni, le variabili di maggiore incidenza sulla scelta di individuazione della flotta “peers HFO” sono state quelle relative al motore principale, come di seguito riportate:

- Engine Design: produttore del motore principale
- Engine Stroke: 2 o 4 tempi
- Engine Cylinder: numero di cilindri del motore
- Engine Number: numero di motori
- Engine RPM: numero di giri al minuto del motore
- Engine power KW/H: Potenza del motore in termini di chilowatt ora

Tramite l’individuazione della flotta “peers a HFO” è stato possibile comparare i consumi delle due flotte in un arco temporale prestabilito (anno) e, successivamente, applicando un tasso di conversione in emissioni dei combustibili oggetto di analisi, HFO e GNL, individuato in base alle specifiche tecniche dei diversi motori (design e potenza in KW/h), stimare le emissioni delle due flotte. Dal confronto tra le emissioni delle due flotte è quindi possibile identificare il beneficio ambientale derivante dal passaggio da forme tradizionali di propulsione navale a soluzioni più innovative. La ragione dell’utilizzo della logica “peers” è dovuta al fatto che si ritiene che i natanti “peers HFO” rappresentino, prima di un’operazione di conversione (refitting), le navi della flotta a GNL impiegate nel MED, nel caso queste fossero state convertite e non costruite. In Figura 10, un esempio della logica “refitting” utilizzata nell’individuazione dei peers. Si tratta ovviamente di un’astrazione finalizzata a comprendere il beneficio ambientale che deriva dall’aver introdotto nuove navi a GNL invece di continuare ad impiegare navi a propulsione tradizionale

Figura 10: Logica refitting per l’individuazione della flotta “peers HFO” rispetto alla flotta alimentata a GNL



Fonte: ns. elaborazione

L’individuazione della flotta “peers” delle navi alimentate a HFO, è stata svolta sia in relazione alle navi a GNL ad oggi operanti, sia di quelle in ordine o in costruzione presso i cantieri. Ciò deriva dal fatto che, come per il prodotto T.1.3.2 di SIGNAL, anche per il prodotto T1.5.1 oggetto della presente relazione, si intende esaminare i benefici in termini di riduzione di emissioni CO₂, NO_x, PM e SO_x, derivanti dallo switch tra motori a HFO e a GNL, con un orizzonte temporale che si estende dal 2020 al 2035.

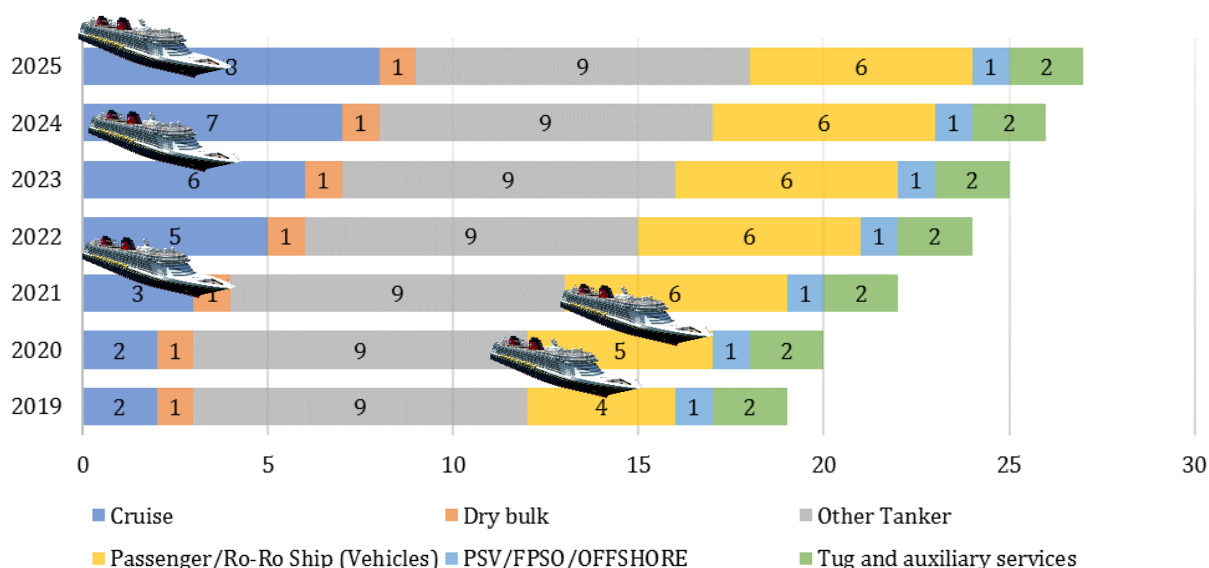
Dal 2020 fino al 2025, al fine di stimare la domanda marittima di HFO e le relative emissioni si è utilizzato il metodo analitico, basato sugli ordini ai cantieri, aggiornando la flotta “peers HFO” in modo che nel periodo 2020-2025 questa sia rappresentativa della consistenza della flotta prospettica a GNL e dei relativi consumi ed emissioni. Per quanto attiene, invece, il

La cooperazione al cuore del Mediterraneo

periodo successivo, che si estende dal 2025 al 2035, analogamente a quanto fatto in relazione al prodotto T.1.3.2 del progetto SIGNAL, non essendo disponibili i dati sui nuovi ordinativi ai cantieri di navi alimentate a GNL si è proceduto con un metodo di stima delle emissioni di tipo sintetico. In altri termini si è proceduto ad applicare alla domanda stimata di bunker delle diverse tipologie navali della flotta “peers HFO” in relazione anno 2025, i tassi CAGR desunti dalla crescita storica delle flotte delle diverse tipologie navali alimentate a GNL, equivalendo così sia la crescita dei consumi che la crescita delle emissioni. Si precisa che rispetto ai tre scenari identificati nel prodotto T.1.3.2 del progetto SIGNAL è stato impiegato lo scenario di crescita “low” per il calcolo dei consumi e quindi anche delle emissioni.

In Figura 11 si riporta la consistenza della flotta GNL dal 2020 al 2025, totalmente replicata nel processo di individuazione dei “peers HFO” mentre, in Figura 12, vengono riportati i profili tecnici delle navi alimentate a GNL operanti e in ordine ai cantieri su cui sono stati selezionati i loro equivalenti “peers” navali alimentati a HFO. In Figura 13 sono invece riportate le caratteristiche tecniche delle “navi peers” alimentate a HFO.

Figura 11: Flotta alimentata a GNL operativa e in ordine



Fonte: ns. elaborazione

Figura 12: Profili tecnici delle navi alimentate a GNL e relativi "peers HFO"

IMO code	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	GT	Fuel Consumption Main Engines	Service Speed	Engine Cylinders	Engine Design	Engine Model	Engine Stroke	Engines Number	Total KW Main Eng	Total HP Main Eng	Engines RPM
9781865	AIDANOVA	Cruise	2018	12.500	183.858	NA	18	16	MaK	16M46DF	610	4	61760	83968	514
9781889	COSTA SMERALDA	Cruise	2019	13.000	183.900	NA	18	16	MaK	16M46DF	610	4	61760	83968	514
9837420	MSC EUROPA	Cruise	2022	18.000	205.700	NA	20	14	Wartsila	14V46DF	580	5	80150	108970	600
9829930	ICON OF THE SEAS	Cruise	2022	13.500	200.000	NA	21	14	Wartsila	NA	580	1	NA	NA	514
9781891	COSTA TOSCANA	Cruise	2021	13.000	184.000	NA	18	16	MaK	NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	MSC WORLDCLASS 1	Cruise	2024	18.000	205.700	NA	20	14	Wartsila	NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	MSC WORLDCLASS 2	Cruise	2025	18.000	205.700	NA	20	14	Wartsila	NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	MSC MERAVIGLIA PLUS	Cruise	2023	13.610	181.541	NA	20	14	Wartsila	NA	NA	NA	NA	NA	NA
9441130	ABEL MATUTES	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2010	5.300	29.670	NA	21,4	9	MaK	9M46DF	610	3	18000	24473	500
9819806	ELIO	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2018	1.673	8.778	NA	15	6	Wartsila	6L34DF	400	3	9000	12237	720
9498755	HYPATIA DE ALEANDRIA	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2019	7.000	26.500	NA	24	NA	Wartsila	NA	NA	2	20610	28022	NA
9498767	MARIE CURIE	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2019	7.000	26.375	NA	24	NA	Wartsila	NA	NA	2	20600	28008	NA
9863637	ARMON GION G021	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2020	1.200	9.378	NA	35	16	Wartsila	16V31DF	430	4	35200	47856	600
9875537	BARRERAS 1708	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2021	5.800	39.751	NA	26	8	Wartsila	8L46DF	580	4	36640	49816	750
9772278	MIA DESGAGNES	Chemical/Products Tanker	2017	14.986	12.061	13,9	13,8	5	Wartsila	SRT-flex50DF	2050	1	5450	7410	110
9804423	PAUL A. DESGAGNES	Chemical/Products Tanker	2018	14.980	12.061	13,9	13,8	5	Wartsila	SRT-flex50DF	2050	1	5450	7410	110
9739812	RAMANDA	Chemical/Products Tanker	2018	17.999	12.770	8,8	13	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4500	6118	750
9804435	ROSSI A. DESGAGNES	Chemical/Products Tanker	2019	15.100	11.837	13,9	13,8	5	Wartsila	SRT-flex50DF	2050	1	5450	7410	110
9739824	THUN VENERN	Chemical/Products Tanker	2018	17.999	12.770	8,8	13	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4500	6118	750
9818278	FIJRE VEN	Chemical/Products Tanker	2019	17.993	12.770	8,8	13	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4500	6118	750
9829784	MOSTRAUM	Chemical/Products Tanker	2019	10.543	7.256	NA	12,5	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4320	5873	720
9771456	IRELAND	Cement Carrier	2016	7.569	4.284	NA	13	6	Wartsila	6L34DF	400	1	2999	4077	750
9776925	LIVING STONE	Cable Laver	2018	13.815	18.886	NA	14	9	Wartsila	9L34DF	400	4	13050	17744	720
9778155	MINERVA	Trailing Suction Hopper Dredger	2017	2.778	3.952	NA	12	16	A.B.C.	16VDZC	310	2	4800	6526	900
9372901	VIKING QUEEN	Platform Supply Ship	2008	6.200	6.111	15	16	6	Wartsila	6L32DF	350	4	9200	12508	750

Flotta alimentata a GNL

Flotta peers alimentata a HFO

Figura 13: Profili tecnici delle navi "peers HFO"

IMO code	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	GT	Service Speed	Fuel Consumption Main Engines	Engine Cylinders	Engine Design	Engine Model	Engine Stroke	Engines Number	Total KW Main Eng	Total HP Main Eng	Engines RPM
9410569	NORWEGIAN EPIC	Passenger/Cruise	2010	10.850	155.873	22,50	280,00	12	MaK	12M43C	610	6	80.400	109.314	514
9410569	NORWEGIAN EPIC	Passenger/Cruise	2010	10.850	155.873	22,50	280,00	12	MaK	12M43C	610	6	80.400	109.314	514
9745378	MSC SEAVIEW	Passenger/Cruise	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9304033	FREEDOM OF THE SEAS	Passenger/Cruise	2006	10.600	156.271	21,60	280,00	12	Wartsila	12V46C	580	6	62.400	84.838	514
9410569	NORWEGIAN EPIC	Passenger/Cruise	2010	10.850	155.873	22,50	280,00	12	MaK	12M43C	610	6	80.400	109.314	514
9745378	MSC SEAVIEW	Passenger/Cruise	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9745378	MSC SEAVIEW	Passenger/Cruise	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9745378	MSC SEAVIEW	Passenger/Cruise	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9390367	MARTIN I SOLER	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2008	4.370	24.760	21,40	80,00	9	MaK	9M43C	610	2	18.000	24.472	500
9208394	EUROPEAN CAUSEWAY	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2000	4.331	20.646	22,70	80,00	12	Wartsila	12V38	475	4	31.680	43.072	600
9212163	BAIE DE SEINE	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2003	5.625	22.382	22,00	85,00	9	Wartsila	9L46C	580	2	18.900	25.696	500
9212163	BAIE DE SEINE	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2003	5.625	22.382	22,00	85,00	9	Wartsila	9L46C	580	2	18.900	25.696	500
9208394	EUROPEAN CAUSEWAY	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2000	4.331	20.646	22,70	80,00	12	Wartsila	12V38	475	4	31.680	43.072	600
9212163	BAIE DE SEINE	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2003	5.625	22.382	22,00	85,00	9	Wartsila	9L46C	580	2	18.900	25.696	500
9809057	OCEAN DOLPHIN	Chemical/Products Tanker	2017	11.999	8.611	13,50	14,50	5	Wartsila	5X35	1.550	1	3.575	4.861	142
9809057	OCEAN DOLPHIN	Chemical/Products Tanker	2017	11.999	8.611	13,50	14,50	5	Wartsila	5X35	1.550	1	3.575	4.861	142
9499838	T. GONUL	Chemical/Products Tanker	2009	10.873	7.318	14,10	14,00	8	Wartsila	8L32	400	1	4.000	5.438	750
9809057	OCEAN DOLPHIN	Chemical/Products Tanker	2017	11.999	8.611	13,50	14,50	5	Wartsila	5X35	1.550	1	3.575	4.861	142
9499838	T. GONUL	Chemical/Products Tanker	2009	10.873	7.318	14,10	14,00	8	Wartsila	8L32	400	1	4.000	5.438	750
9499838	T. GONUL	Chemical/Products Tanker	2009	10.873	7.318	14,10	14,00	8	Wartsila	8L32	400	1	4.000	5.438	750
9103790	CAPO CINTO	Cement Carrier	1997	3.250	2.788	12,50	11,00	8	Wartsila	8R32E	350	1	3.280	4.459	750
9236676	ASEAN EXPLORER	Cable Laver	2002	9.650	14.988	14,50	28,00	8	Wartsila	8R32E	350	4	12.960	17.620	720
9462603	DE LAPEROUSE	Trailing Suction Hopper Dredger	2010	5.440	4.108	12,40	13,00	12	A.B.C.	12VDZC	310	2	5.600	7.614	1.000
9743057	HARVEY BLUE-SEA	Platform Supply Ship	2017	5.881	8.417	12,00	17,30	6	Wartsila	6L32	400	4	12.000	16.316	750

Fonte: Ns. elaborazione

La cooperazione al cuore del Mediterraneo

Successivamente all'individuazione della flotta "peers HFO", odierna e prospettica, sulla scorta delle considerazioni effettuate nelle sezioni precedenti si è proceduto a identificare la fattibilità concreta di adottare due specifiche modalità di calcolo per stimare i consumi e le emissioni delle due diverse flotte:

- 1) Metodo "peers HFO" basato sui consumi totali annui
- 2) Metodo "peers HFO" basato sui consumi miglia

Di seguito si descrivono nel dettaglio le specificità di ciascuno dei due approcci, identificandone i vantaggi e le criticità di applicazione nel caso specifico caso concreto del Progetto SIGNAL:

3.2.1. Metodologia 1: "Peers HFO" basato sui consumi totali annui

La metodologia 1, basata sui consumi totali annui, si basa su 5 steps procedurali principali come di seguito brevemente descritti:

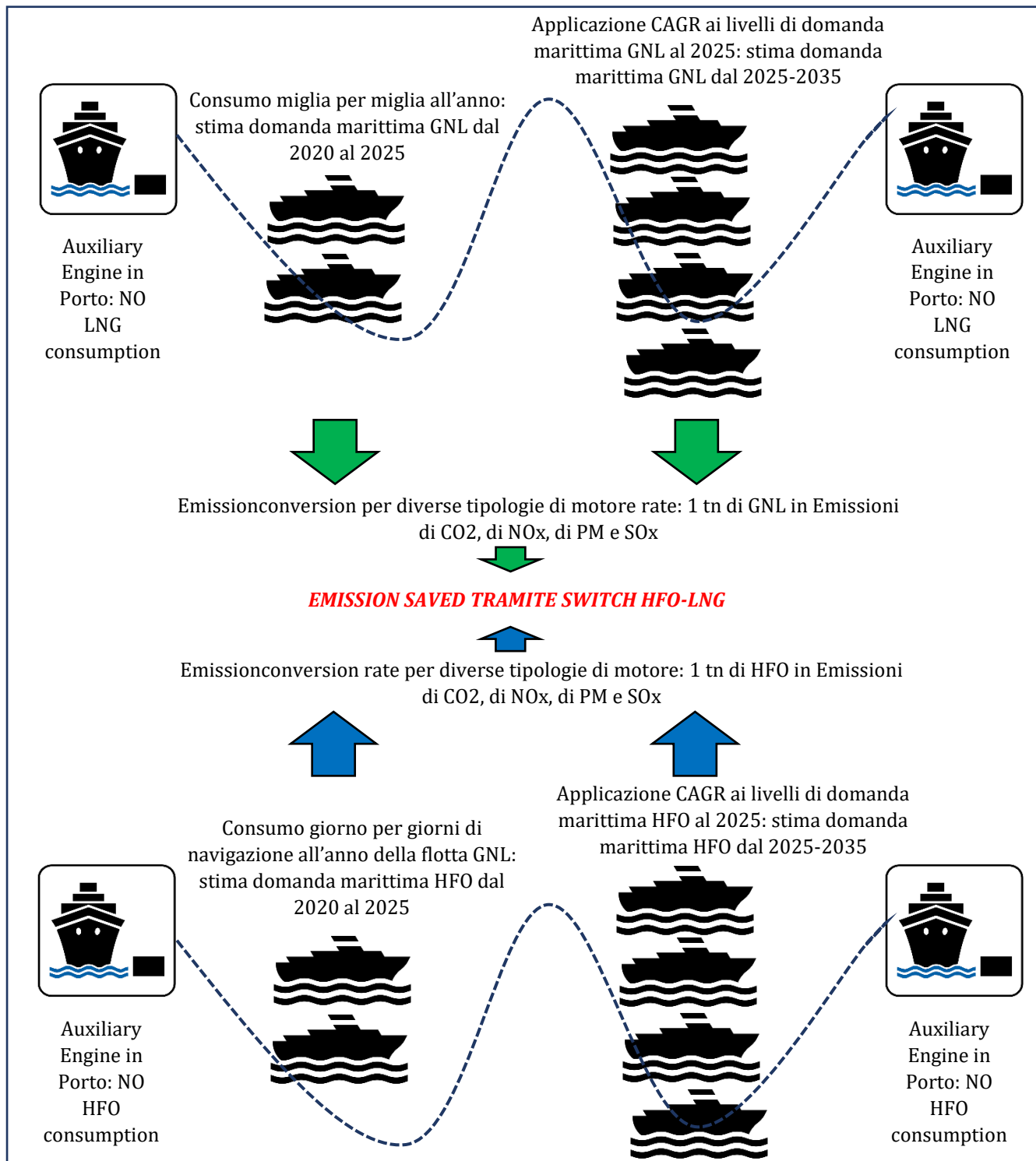
- **I step:** stima dal 2020 al 2025 dei consumi annui della flotta "peers HFO" tramite la conoscenza dei consumi giornalieri del "main engine" in termini di tonnellate e, tramite l'ipotesi di medesimo impiego commerciale, in termini di giorni di navigazione, della flotta alimentata a HFO rispetto a quella GNL. I consumi annui di bunker così stimati dipendono unicamente dal fabbisogno energetico delle navi durante la navigazione, fase in cui vengono utilizzati principalmente i motori principali. Tale semplificazione che determina una sotto stima dei benefici ambientali connessi al passaggio al GNL non tiene conto del fatto che le navi alimentate a GNL o HFO in fase di manovra portuale e sosta in banchina potrebbero utilizzare al posto degli olii distillati (MGO/MDO), tipicamente utilizzati dalle navi con main engine a HFO anche per il motore ausiliario in GNL. Il motore ausiliario permette oltre alla manovra in porto anche il corretto funzionamento di tutti gli apparati meccanici e elettrici della nave, ed è perciò ovvio che nessuna riduzione di emissione può essere indagata nel caso di utilizzo di motori ausiliari nelle fasi portuali. Inoltre, è per tale motivazione che i consumi in navigazione indagati della flotta alimentata a GNL e HFO sono unicamente quelli del "main engine", tralasciando quella piccola quota di distillati bruciati in navigazione dal motore ausiliario per la generazione di corrente elettrica a bordo. Si tratta chiaramente di una semplificazione che peraltro porta a una sottostima dei benefici ambientali connessi al cambio di combustibile impiegato, ma appare tuttavia una soluzione metodologica accettabile tenuto conto della complessità insita nella realizzazione di questo tipo di stima, soprattutto in assenza di adeguati dati e informazioni.
- **II step:** stima al 2035 dei consumi annui della flotta "peers HFO" tramite l'applicazione ai consumi annui di HFO relativi al 2025, derivanti dalle diverse tipologie navali della flotta "peers HFO", applicando i tassi composti di crescita (CAGR) usati per il Prodotto T.1.3.2.
- **III step:** conversione dei consumi odierni e prospettici relativi alla flotta "peers HFO", espressi in termini di tonnellate di HFO, in emissioni di CO₂, NO_x, PM, SO_x.

Il tasso di conversione applicato (emission conversion rate) dipenderà dalla tipologia e dalla potenza del motore indagato (e.g. WARSTILA 8L46 KW/h 18.000).

- **IV step:** conversione dei consumi odierni e prospettici relativi alla flotta a GNL, in termini di tonnellate di GNL, come stimati nel prodotto T.1.3.2 del progetto SIGNAL, in emissioni di CO₂, NO_x, PM, SO_x in base all' "emission conversion rate" del motore indagato.
- **V step:** comparazione dei benefici annui in termini di emissioni CO₂, NO_x, PM, SO_x salvate grazie allo "switch" tra motori alimentati a HFO in motori alimentati a GNL.

In Figura 14 sono riassunti gli steps di costruzione della metodologia “peers HFO consumo totale”.

Figura 14: processo metodologico del metodo “peers HFO” basato sui consumi totali annui



Fonte: Ns. elaborazione

Il metodo dei “peers HFO” sui consumi totali si basa su due ipotesi principali:

- **I^a ipotesi:** medesimo impiego commerciale delle navi “peers HFO” rispetto a quelle a GNL. Stima dei giorni in navigazione utilizzando metodo applicato alla stima della domanda marittima di GNL secondo i dati emersi in relazione al Prodotto T.1.3.2 di SIGNAL.
- **II^a ipotesi:** i consumi dei motori ausiliari in navigazione e in porto derivano dall’impiego di MGO sia nel caso di flotta a GNL sia ad HFO (misurati in termini di tonnellate di distillati) e esulano perciò dall’analisi sui “benefici da minor emissioni” provocati dallo “switch” da motori a HFO a motori GNL. Come già precisato si tratta di un’ipotesi semplificatrice che, peraltro, tende a sottostimare i benefici ambientali connessi allo switch in esame.

3.2.2. Metodologia 2: Metodo “peers HFO” basato sui consumi miglia annui

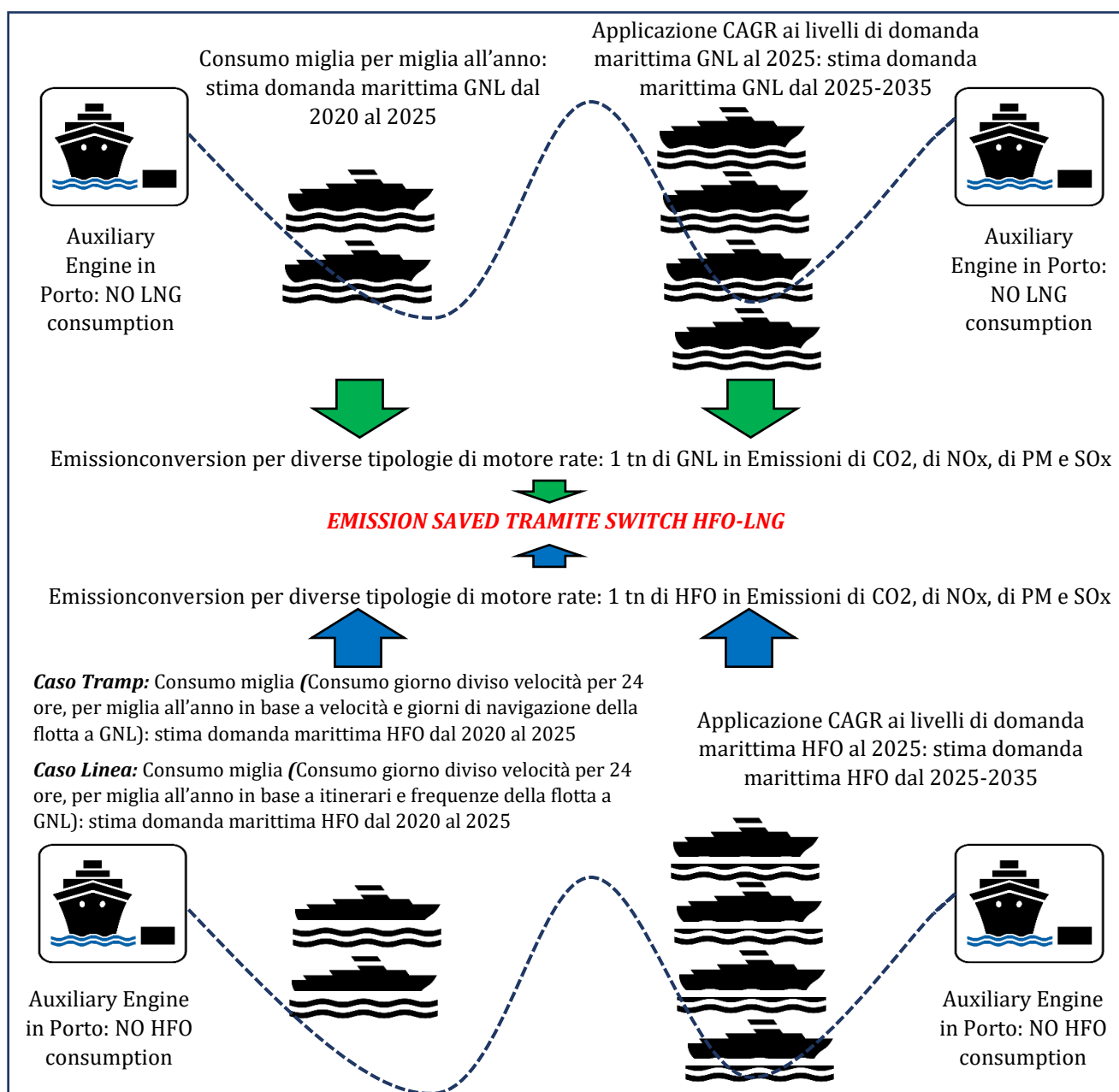
La seconda metodologia, basata sui consumi miglia annui prevede anch’essa una procedura costituita da 5 steps principali:

- **I step:** stima dal 2020 al 2025 (metodo analitico, nuovi ordini) dei consumi annui connessi alla flotta “peers HFO”, a partire dall’analisi dei consumi giornalieri del “main engine” in termini di tonnellate e, ipotizzando un impiego commerciale della flotta “peers HFO” analogo a quello della flotta GNL, impiego espresso in termini di distanza totale percorsa in miglia durante l’anno. Nella presente metodologia, al fine di stimare il consumo annuo HFO di diverse tipologie navali, come proceduto anche per la stima del consumo annuo della flotta GNL, come indicato nel Prodotto T.1.3.2, è necessario distinguere le navi in base al tipo di servizio offerto (di linea vs. trampistico). Nel primo caso, essendo queste navi impiegate commercialmente sulla base di un itinerario, in termini di giorni e miglia, pressoché fisso durante l’anno o durante una porzione di anno, è possibile utilizzare il calcolo delle miglia annue percorse dalle navi di linea a GNL e moltiplicare questo valore per il consumo miglia di HFO, risultante dal rapporto tra consumo in tonnellate e la velocità di crociera in termini miglia all’ora moltiplicata per 24 ore. Nel caso di navi trampistiche alimentate a HFO, invece, è necessario utilizzare la stima sull’impiego annuo in termini di giorni di navigazione della flotta alimentata a GNL, similmente alla prima metodologia “peers HFO”, e, successivamente, impiegare il dato delle miglia percorse all’anno risultante dalla stima dell’impiego commerciale della flotta alimentata a GNL. Successivamente, è necessario calcolare il consumo miglia delle navi “peers HFO”, dividendo il consumo giornaliero per la velocità di crociera (moltiplicata per 24 ore), e, infine, moltiplicare questo dato per le miglia totali annue percorse dalle navi della flotta.
- **II step:** come proceduto nella prima metodologia, è necessario applicare la metodologia analitica (nuovi ordini) e la metodologia sintetica (CAGR) per proiettare i consumi annui di HFO fino al 2035.

- **III step:** conversione dei consumi odierni e prospettici in termini di tonnellate di HFO in emissioni CO₂, NO_x, PM, SO_x, in base alla tipologia di motore e considerando unicamente i consumi nella fase di navigazione e non nella fase di sosta in porto come spiegato nella prima metodologia.
- **IV step:** conversione dei consumi odierni e prospettici relativi alla flotta a GNL, in termini di tonnellate di GNL, come stimati nel prodotto T.1.3.2, in emissioni di CO₂, NO_x, PM, SO_x in base all' "emission conversion rate" del motore indagato.
- **V step:** comparazione dei benefici annui in termini di emissioni CO₂, NO_x, PM, SO_x salvate grazie allo "switch" tra motori alimentati a HFO in motori alimentati a GNL.

In Figura 15 sono riassunti gli steps di costruzione della metodologia peer "consumo totale".

Figura 15: processo metodologico del metodo "peers HFO" basato sui consumi miglia annui



Fonte: Ns. elaborazione
 La cooperazione al cuore del Mediterraneo

Le ipotesi principali di questo metodo risultano essere equivalenti a quelle del primo metodo:

- **I^a ipotesi:** medesimo impiego commerciale delle navi “peers HFO” rispetto a quelle a GNL. Stima dei giorni in navigazione utilizzando metodo applicato alla stima della domanda marittima di GNL secondo i dati emersi in relazione al Prodotto T.1.3.2 di SIGNAL.
- **II^a ipotesi:** i consumi dei motori ausiliari in navigazione e in porto derivano dall’impiego di MGO sia nel caso di flotta a GNL sia ad HFO (misurati in termini di tonnellate di distillati) e esulano perciò dall’analisi sui “benefici da minor emissioni” provocati dallo “switch” da motori a HFO a motori GNL. Come già precisato si tratta di un’ipotesi semplificatrice che, peraltro, tende a sottostimare i benefici ambientali connessi allo switch in esame.

4. Analisi dei benefici ambientali nell’area Obiettivo: risultati dello studio

Allo scopo di stimare empiricamente i benefici ambientali complessivi nell’area Obiettivo, derivanti dal passaggio dall’impiego di carburanti e combustibili tradizionali all’uso di GNL come modalità di propulsione navale, è stata impiegata la metodologia 1 “Peers HFO” basata sui consumi miglia, come precedentemente descritta. Per quanto attiene, invece, alla tipologia di emissioni considerate, sulla scorta di quanto descritto nella parte metodologica del presente documento, e in modo coerente rispetto alle finalità dello stesso, il gruppo di lavoro ha considerato le seguenti emissioni:

- Ossidi di zolfo (SO_x)
- Ossidi di azoto (NO_x)
- Anidride carbonica (CO₂)

Per ciascuna delle suddette emissioni si è proceduto a raccogliere tutti i dati e le informazioni puntuali necessari alla stima dei benefici ambientali in oggetto. Ciò ha richiesto di considerare le specifiche caratteristiche tecniche dei motori impiegati sia dalla flotta GNL sia dalla flotta peers HFO. A tale scopo si è proceduto sia mediante contatto diretto con il principale produttore dei motori marini impiegati dalla due flotte, ovvero Wartsila (field research), sia mediante esame delle schede tecniche dei vari motori prodotti da altre aziende disponibili online (desk research). In particolare, rispetto alla flotta GNL esaminata in modo analitico (25 navi), ben 20 navi a GNL montano motori Wartsila, 4 motori MaK e 1 motori A.B.C. Considerazioni analoghe valgono per la flotta peers HFO. Il contatto diretto con Wartsila ha dunque consentito di ottenere i fattori di emissione puntuali relativi ai motori in oggetto; quando non disponibile lo specifico fattore di emissione relativo alla singola tipologia di emissione in relazione a ciascun motore (classe, potenza, ecc.), i calcoli sono stati effettuati impiegando i valori relativi al motore con le caratteristiche tecniche più simili in termini di potenza.

Inoltre, dal momento che l’azienda ha fornito i dati puntuali in relazione alle sole emissioni di ossidi di azoto (NO_x) e di anidride carbonica (CO₂), per queste due categorie di emissioni il

calcolo delle quantità di emissioni prodotte è stato effettuato usando i kilowatt annui di consumi (successivamente trasformati in tonnellate annue di emissioni).

Invece, in relazione alle emissioni di ossidi di zolfo (SO_x), poiché non è stato possibile ottenere i fattori di emissione specifici connessi a ciascuna tipologia di motore a GNL o ad HFO, si è proceduto a stimare le quantità di relative emissioni caratterizzanti sia la flotta a GNL che quella ad HFO usando i valori di emissione espressi in kg per tonnellata di combustibile come forniti da BIMCO Shipping KPI, che utilizza come parametro il sulphur content factor.

Di seguito si riportano i principali risultati connessi alle emissioni relative sia alla flotta a GNL sia alla flotta a HFO, considerando disgiuntamente le varie categorie di segmenti di flotta (cruise; passenger ro-ro ships; other tanker; dry bulk; tug&auxiliary services; offshore). Infine si riportano, per ciascuna tipologia di emissione, i benefici ambientali netti per ciascun anno considerato (2020-2035).

Dal momento che i fattori di emissione dei singoli motori costituiscono informazioni aziendali sensibili, questi ultimi non vengono riportati nel report ma sono a disposizione dell'AG su richiesta.

Per ogni singolo motore, il cui dettaglio è visibile nella Figura 12 e Figura 13, sono stati utilizzati i fattori di emissione del “motore 0”, ossia il motore utilizzato per i vari test avente le stesse componenti. Si precisa inoltre che i valori di riferimento impiegati per le finalità del presente report, sono rappresentati dai fattori di emissione che caratterizzano il caso di impiego del motore a “75% del carico”. I motori, infatti, vengono tarati per massimizzare e ottimizzare le proprie performance in corrispondenza del 75-85% del carico (intesa come percentuale potenza impiegata). Il residuo 15% della potenza, viene definito *seamargin*, e tiene conto delle possibili condizioni meteo-marine avverse.

Le successive, Tabella 14, Tabella 15, Tabella 16, riportano le emissioni totali relative alla flotta a GNL e alla flotta peers HFO per gli anni 2020-2035, indicando anche per ciascun anno (e per ciascuna tipologia navale) i benefici ambientali annui, considerando rispettivamente le emissioni di SO_x , NO_x e CO_2 .

Per le proiezioni relative all'andamento dei consumi di GNL sino al 2035, anche in considerazione del mutato contesto competitivo derivante dal protrarsi della pandemia sanitaria a livello mondiale che ha drammaticamente impattato sulla dinamica e sui trend di crescita di numerosi mercati dello shipping, si è preferito effettuare le stime relative alle emissioni usando lo scenario di crescita “low” come stimato nell'ambito del prodotto T.1.3.2 di SIGNAL.

In particolare, il passaggio al GNL nell'area obiettivo determina per il 2020 una riduzione delle emissioni di SO_x pari a circa 7.732 tonnellate che salgono in modo significativo ogni anno per effetto dell'incremento della flotta a GNL nei diversi comparti fino a raggiungere nel 2035 una riduzione delle emissioni di SO_x pari a circa 192.463 con un beneficio cumulato nel periodo pari a ben 852.834 tonnellate di minori emissioni SO_x .

Inoltre, il passaggio a questa nuova modalità di propulsione navale determina per il 2020 una riduzione delle emissioni di NO_x pari a circa 8.122 tonnellate, per arrivare a 201.424 tonnellate di risparmi di emissioni di NO_x nel 2035; ciò corrisponde ad un beneficio ambientale cumulato nel periodo 2020-2035 di 892.369 tonnellate di NO_x.

Infine per quanto attiene alle emissioni di CO₂, l'introduzione e la diffusione del GNL come modalità di propulsione navale nell'area obiettivo determina una riduzione delle emissioni pari a 115.328 tonnellate per il 2020. Tale valore cresce ogni anno fino a raggiungere un valore pari a 2.801.232 tonnellate nel 2035 con un beneficio cumulato in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ nel periodo 2020-2035 pari a 12.341.373 tonnellate.

Le successive sezioni del documento esaminano nel dettaglio l'apporto di ciascuno dei principali segmenti di mercato in termini di benefici ambientali conseguenti all'introduzione del GNL.

Tabella 13. Riduzione delle emissioni di SO_x nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020-2035) per tipologia navale (emissioni espresse in tonnellate).

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
LNG emission																
Cruise	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Other Tanker	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dry bulk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tug and auxiliary services	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Offshore	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTALE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HFO emission																
Cruise	2.408,23	3.735,32	6.211,15	7.754,50	8.865,85	9.977,21	13.299,62	17.728,39	23.631,95	31.501,38	41.991,34	55.974,46	74.613,96	99.460,41	132.580,72	176.730,10
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	3.434,64	4.568,52	4.568,52	4.568,52	4.568,52	4.568,52	4.965,98	5.398,02	5.867,65	6.378,14	6.933,04	7.536,21	8.191,86	8.904,55	9.679,25	10.521,34
Other Tanker	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.844,78	2.049,56	2.277,06	2.529,81	2.810,62	3.122,60	3.469,21	3.854,29	4.282,11	4.757,43
Dry bulk	204,20	204,20	204,20	204,20	204,20	204,20	217,07	230,74	245,28	260,73	277,16	294,62	313,18	332,91	353,89	376,18
Tug and auxiliary services	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	15,02	16,52	18,18	19,99	21,99	24,19	26,61	29,27	32,20	35,42
Offshore	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	12,08	13,88	15,95	18,32	21,05	24,19	27,79	31,93	36,69	42,16
TOTALE	7.731,72	10.192,68	12.668,52	14.211,87	15.323,22	16.434,57	20.354,56	25.437,12	32.056,06	40.708,38	52.055,20	66.976,27	86.642,61	112.613,37	146.964,86	192.462,63
Saving emission																
Cruise	2.408,23	3.735,32	6.211,15	7.754,50	8.865,85	9.977,21	13.299,62	17.728,39	23.631,95	31.501,38	41.991,34	55.974,46	74.613,96	99.460,41	132.580,72	176.730,10
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	3.434,64	4.568,52	4.568,52	4.568,52	4.568,52	4.568,52	4.965,98	5.398,02	5.867,65	6.378,14	6.933,04	7.536,21	8.191,86	8.904,55	9.679,25	10.521,34
Other Tanker	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.844,78	2.049,56	2.277,06	2.529,81	2.810,62	3.122,60	3.469,21	3.854,29	4.282,11	4.757,43
Dry bulk	204,20	204,20	204,20	204,20	204,20	204,20	217,07	230,74	245,28	260,73	277,16	294,62	313,18	332,91	353,89	376,18
Tug and auxiliary services	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	15,02	16,52	18,18	19,99	21,99	24,19	26,61	29,27	32,20	35,42
Offshore	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	12,08	13,88	15,95	18,32	21,05	24,19	27,79	31,93	36,69	42,16
TOTALE	7.731,72	10.192,68	12.668,52	14.211,87	15.323,22	16.434,57	20.354,56	25.437,12	32.056,06	40.708,38	52.055,20	66.976,27	86.642,61	112.613,37	146.964,86	192.462,63
Saving % emission																
Cruise	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Other Tanker	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Dry bulk	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Tug and auxiliary services	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Offshore	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
TOTALE	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

NB: per il calcolo delle emissioni di SO_x, in base a quanto indicato dal BIMBO si è impiegato un fattore di emissione per le navi ad HFO pari a 70 kg/tonnes ipotizzando l'impiego di HFO a 3,5% di contenuto di zolfo.

Fonte: ns. elaborazione.

Tabella 14. Riduzione delle emissioni di NOx nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020-2035) per tipologia navale (emissioni espresse in tonnellate).

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
LNG emission																
Cruise	1.002	1.554	2.566	3.200	3.656	4.113	5.482	7.308	9.741	12.985	17.309	23.073	30.756	40.998	54.651	72.850
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	1.465	1.986	1.986	1.986	1.986	1.986	2.159	2.347	2.551	2.773	3.014	3.277	3.562	3.872	4.208	4.575
Other Tanker	523	523	523	523	523	523	581	646	717	797	885	984	1.093	1.214	1.349	1.499
Dry bulk	24	24	24	24	24	24	25	27	29	31	32	35	37	39	41	44
Tug and auxiliary services	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5
Offshore	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	4	4	5	5	6	7
TOTALE	3.017,53	4.091,28	5.102,89	5.736,80	6.193,27	6.649,75	8.252,11	10.332,16	13.043,79	16.591,69	21.248,13	27.375,50	35.456,24	46.132,71	60.260,45	78.979,03
HFO emission																
Cruise	3.513	5.450	9.062	11.313	12.935	14.556	19.403	25.865	34.478	45.959	61.263	81.663	108.857	145.107	193.427	257.839
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	5.011	6.665	6.665	6.665	6.665	6.665	7.245	7.875	8.561	9.305	10.115	10.995	11.951	12.991	14.121	15.350
Other Tanker	2.299	2.299	2.299	2.299	2.299	2.299	2.554	2.838	3.153	3.503	3.891	4.323	4.803	5.336	5.929	6.587
Dry bulk	283	283	283	283	283	283	301	319	340	361	384	408	434	461	490	521
Tug and auxiliary services	19	19	19	19	19	19	21	23	25	28	30	33	37	41	45	49
Offshore	15	15	15	15	15	15	17	19	22	25	29	33	38	44	51	58
TOTALE	11.139,61	14.730,01	18.342,11	20.593,76	22.215,16	23.836,56	29.540,69	36.939,35	46.577,71	59.180,67	75.712,55	97.456,59	126.121,00	163.980,16	214.062,99	280.403,87
Saving emission																
Cruise	2.511	3.895	6.496	8.114	9.279	10.443	13.921	18.557	24.736	32.974	43.954	58.590	78.101	104.108	138.777	184.989
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	3.546	4.679	4.679	4.679	4.679	4.679	5.086	5.528	6.009	6.532	7.100	7.718	8.390	9.120	9.913	10.775
Other Tanker	1.776	1.776	1.776	1.776	1.776	1.776	1.973	2.192	2.435	2.706	3.006	3.340	3.710	4.122	4.580	5.088
Dry bulk	259	259	259	259	259	259	275	292	311	330	351	373	397	422	449	477
Tug and auxiliary services	17	17	17	17	17	17	19	21	23	25	28	30	33	37	40	44
Offshore	13	13	13	13	13	13	15	17	19	22	26	29	34	39	44	51
TOTALE	8.122,08	10.638,73	13.239,22	14.856,96	16.021,89	17.186,82	21.288,58	26.607,19	33.533,92	42.588,98	54.464,42	70.081,09	90.664,76	117.847,45	153.802,55	201.424,84
Saving % emission																
Cruise	71%	71%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	71%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Other Tanker	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
Dry bulk	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
Tug and auxiliary services	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Offshore	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%
TOTALE	73%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%

Fonte: ns. elaborazione.

Tabella 15. Riduzione delle emissioni di CO2 nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020-2035) per tipologia navale (emissioni espresse in tonnellate).

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
LNG emission																
Cruise	209.856	325.500	537.359	670.118	765.717	861.316	1.148.134	1.530.463	2.040.107	2.719.463	3.625.045	4.832.184	6.441.302	8.586.255	11.445.478	15.256.822
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	314.070	422.579	422.579	422.579	422.579	422.579	459.344	499.306	542.746	589.965	641.292	697.084	757.731	823.653	895.311	973.203
Other Tanker	120.742	120.742	120.742	120.742	120.742	120.742	134.144	149.034	165.577	183.956	204.375	227.061	252.265	280.266	311.376	345.939
Dry bulk	15.170	15.170	15.170	15.170	15.170	15.170	16.126	17.142	18.222	19.370	20.590	21.887	23.266	24.732	26.290	27.946
Tug and auxiliary services	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.273	1.400	1.540	1.694	1.864	2.050	2.255	2.481	2.729	3.002
Offshore	1.145	1.145	1.145	1.145	1.145	1.145	1.316	1.512	1.737	1.996	2.294	2.635	3.028	3.479	3.998	4.593
TOTALE	662.139,91	886.293,39	1.098.152,95	1.230.912,10	1.326.511,03	1.422.109,95	1.760.337,08	2.198.858,06	2.769.930,04	3.516.444,66	4.495.459,18	5.782.902,37	7.479.846,44	9.720.866,34	12.685.181,29	16.611.505,09
HFO emission																
Cruise	242.999	376.907	626.727	782.456	894.596	1.006.735	1.341.978	1.788.857	2.384.547	3.178.601	4.237.075	5.648.021	7.528.811	10.035.906	13.377.862	17.832.690
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	346.567	460.980	460.980	460.980	460.980	460.980	501.085	544.680	592.067	643.577	699.568	760.430	826.587	898.501	976.670	1.061.640
Other Tanker	165.183	165.183	165.183	165.183	165.183	165.183	183.518	203.889	226.521	251.664	279.599	310.635	345.115	383.423	425.983	473.267
Dry bulk	20.314	20.314	20.314	20.314	20.314	20.314	21.594	22.954	24.400	25.938	27.572	29.309	31.155	33.118	35.204	37.422
Tug and auxiliary services	1.359	1.359	1.359	1.359	1.359	1.359	1.494	1.644	1.808	1.989	2.188	2.407	2.647	2.912	3.203	3.524
Offshore	1.046	1.046	1.046	1.046	1.046	1.046	1.202	1.381	1.586	1.823	2.094	2.406	2.765	3.177	3.650	4.194
TOTALE	777.468,08	1.025.788,02	1.275.608,66	1.431.337,87	1.543.477,37	1.655.616,88	2.050.871,82	2.563.404,46	3.230.928,91	4.103.590,94	5.248.095,41	6.753.207,02	8.737.081,38	11.357.035,93	14.822.572,95	19.412.737,50
Saving emission																
Cruise	33.143	51.407	89.368	112.338	128.879	145.419	193.844	258.394	344.439	459.137	612.030	815.836	1.087.510	1.449.650	1.932.384	2.575.868
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	32.498	38.401	38.401	38.401	38.401	38.401	41.742	45.373	49.321	53.611	58.276	63.346	68.857	74.847	81.359	88.437
Other Tanker	44.441	44.441	44.441	44.441	44.441	44.441	49.374	54.855	60.943	67.708	75.224	83.574	92.850	103.157	114.607	127.328
Dry bulk	5.144	5.144	5.144	5.144	5.144	5.144	5.468	5.813	6.179	6.568	6.982	7.422	7.889	8.386	8.915	9.476
Tug and auxiliary services	201	201	201	201	201	201	221	244	268	295	324	357	392	431	475	522
Offshore	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-114	-131	-151	-173	-199	-229	-263	-302	-347	-399
TOTALE	115.328,17	139.494,63	177.455,71	200.425,77	216.966,35	233.506,92	290.534,74	364.546,40	460.998,88	587.146,28	752.636,23	970.304,66	1.257.234,94	1.636.169,58	2.137.391,66	2.801.232,41
Saving % emission																
Cruise	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	9%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Other Tanker	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
Dry bulk	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Tug and auxiliary services	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Offshore	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%
TOTALE	15%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%

Fonte: ns. elaborazione.

4.1. Riduzione delle emissioni in relazione al comparto crocieristico

I dati riportanti nelle precedenti tabelle evidenziano distintamente le emissioni relative a ossidi di zolfo (SO_x), ossidi di azoto (NO_x) e anidride carbonica (CO₂) riconducibili sia alla flotta a GNL sia alla flotta peers HFO. Inoltre, esse indicano i benefici ambientali annui complessivi che emergono dal confronto tra le due flotte, espressi sia in termini assoluti che in termini percentuali. Le analisi condotte consentono di quantificare detti benefici per l'area Obiettivo di cui al progetto SIGNAL nell'orizzonte temporale 2020-2035 con riferimento a ciascuna tipologia navale.

Il confronto tra flotta GNL e flotta HFO evidenzia chiaramente i benefici ambientali riconducibili alla riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo in relazione al comparto crocieristico per i porti dell'area Obiettivo. In particolare, per il solo 2020, il passaggio all'impiego del GNL determina la riduzione del 100% delle emissioni di SO_x, con un beneficio ambientale pari a 2.408 tonnellate nel 2020 che salgono a 176.730 tonnellate nel 2035 in ragione dell'importante crescita della flotta cruise a GNL. Nell'intero orizzonte temporale considerato, il beneficio ambientale cumulato stimato empiricamente risulta pari a 706.465 tonnellate.

Il confronto tra la flotta GNL e quella ad HFO, in riferimento al comparto crocieristico, inoltre, conferma sul piano empirico le risultanze riscontrate a livello teorico con riferimento alle emissioni di NO_x. La flotta a GNL infatti consente una riduzione percentuale delle emissioni di NO_x pari al 71%, che significa nel 2020 una riduzione di 2.511 tonnellate di emissioni nei porti dell'area obiettivo. Tale valore sale nel 2035 a 184.989 tonnellate di NO_x abbattute (72% di riduzione rispetto all'ipotesi di impiego di flotta ad HFO).

Ciò si traduce, nell'orizzonte temporale 2020-2035 in una riduzione cumulata delle emissioni di NO_x derivanti dal solo comparto crocieristico pari a 739.445 tonnellate di NO_x. Anche in questo caso è evidente l'incidenza percentuale del comparto crocieristico rispetto al totale (il settore crocieristico in questo caso incide infatti per l'83% del beneficio cumulato totale del periodo).

In relazione alle emissioni di anidride carbonica si riscontra invece una riduzione delle emissioni pari a circa il 14%, che appare più contenuta dei valori emersi dall'analisi della letteratura (range teorico di 20-30%). Tale differenza trova giustificazione nel fatto che questo tipo di analisi si sofferma sulla sola componente motore, trascurando quindi qualsiasi meccanismo volto alla riduzione delle emissioni antecedente o successivo alla fase di combustione.

4.2. Riduzione delle emissioni in relazione al comparto ferry & ro-pax

Le precedenti tabelle mostrano anche le emissioni relative a ossidi di zolfo (SO_x), ossidi di azoto (NO_x) e anidride carbonica (CO₂) riconducibili alla flotta a GNL e alla flotta peers HFO di cui al comparto "ferry & ro-pax". Anche in questo caso vengono indicati i benefici ambientali annui complessivi che emergono dal confronto tra le due flotte, espressi in termini

assoluti e percentuali. Le analisi condotte consentono di quantificare detti benefici per l'area Obiettivo di cui al progetto SIGNAL nell'orizzonte temporale 2020-2035.

Per quanto concerne i benefici ambientali nell'area Obiettivo, riconducibili alla riduzione di ossidi di zolfo del comparto in oggetto, il confronto tra la flotta GNL e la flotta HFO evidenzia come, per il solo 2020, il passaggio all'utilizzo del GNL comporti un abbattimento delle emissioni di SO_x pari a 3.435 tonnellate, che salgono a 10.521 nel 2035. Inoltre, in riferimento all'intero orizzonte temporale considerato, il beneficio ambientale cumulato stimato risulta essere pari a 10.653 tonnellate.

In riferimento ai benefici ambientali riconducibili alla riduzione di ossidi di azoto (NO_x) nei porti dell'area Obiettivo, il confronto tra la flotta GNL e la flotta peers HFO del comparto ferry e ro-pax, conferma sul piano empirico i risultati riscontrati a livello teorico. In particolare, la flotta a GNL consente una riduzione percentuale di emissioni di NO_x pari al 71% nel 2020, ossia una riduzione assoluta pari a 3.546 tonnellate. Detto beneficio ambientale ammonta invece a 10.775 tonnellate nel 2035 per un vantaggio a livello di environment equivalente a 103.112 tonnellate nell'intero orizzonte considerato.

In relazione alle emissioni di anidride carbonica si riscontra invece una riduzione relativa al comparto in oggetto pari a 32.498 tonnellate che salgono a 88.437 nel 2035. Il beneficio ambientale cumulato nel periodo ammonta quindi a 849.670 tonnellate e in media la riduzione delle emissioni di CO₂ relativa al comparto sono pari all' 8%. Tale valore si discosta da quello teorico stimato dai principali accademici. La motivazione della differenza in oggetto può discendere da alcune considerazioni così brevemente sintetizzabili: a) in assenza di dati puntuali relativi ad alcuni motori si è dovuto procedere con delle proxy in relazione alle potenze disponibili e i relativi fattori di conversione; b) la metodologia applicata su larga scala nel caso di specie si riferisce ai soli consumi durante la navigazione (e relative emissioni) senza includere nei calcoli i benefici derivanti dall'abbattimento delle emissioni durante la sosta in porto, che come noto nel caso di questa tipologia navale può essere piuttosto rilevante; c) le stime in oggetto peraltro non includono ulteriori soluzioni di abbattimento delle emissioni di cui le navi in oggetto possano eventualmente essere dotate.

4.3. Riduzione delle emissioni in relazione al comparto "other tanker"

I dati esaminati evidenziano anche i benefici ambientali annui associabili al comparto "other tanker". In particolare, per quanto concerne la riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo, in relazione al comparto in oggetto per i porti dell'area Obiettivo, si evidenzia come, per il solo 2020, il passaggio all'impiego del GNL determini un abbattimento delle emissioni di SO_x pari a 1.660 tonnellate che salgono a 4.757 tonnellate di benefici nel 2035. Nell'intero orizzonte temporale considerato, il beneficio ambientale cumulato stimato empiricamente risulta invece pari a 40.960 tonnellate di emissioni.

Per quanto concerne la riduzione delle emissioni di NO_x, il confronto tra le due flotte evidenzia una riduzione percentuale pari a circa il 77%, con una riduzione per il 2020 che in valore assoluto ammonta a 1.776 tonnellate di NO_x, fino ad arrivare a 5.088 tonnellate nel

2035. Ciò si traduce, nell'orizzonte temporale al 2035 in una riduzione cumulata delle emissioni di NO_x pari a 43.807 tonnellate.

In relazione alle emissioni di anidride carbonica si riscontra una riduzione della CO₂ perfettamente in linea con i valori indicati dalla letteratura (20-30%) con un valore medio pari al 27%. Ciò corrisponde ad una riduzione delle emissioni al 2020 pari a 44.441 tonnellate; savings che sale a 127.328 tonnellate nel 2035. Nel complesso, per i porti dell'area obiettivo ciò si traduce in un beneficio ambientale cumulato nel quindicennio pari a 1.096.265 tonnellate. Il comparto rappresenta il più performante dal punto di vista dell'abbattimento percentuale di emissioni di CO₂ e il comparto stesso contribuisce comunque in modo significativo alle performance ambientali riconducibili all'introduzione del GNL (9% dei valori totali).

Bibliografia

Æsøy V. and Stenersen D., 2013, “Low emission LNG fuelled ships for environmental friendly operations in arctic areas”, Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering.

Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale del Veneto, 2003, “Le emissioni da attività portuale”.

Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale del Veneto, 2013, “Risposta al 3° quesito della Procura di Venezia N. 1257 08 R.G.n.r./MOD. 45”.

Ammar N.R. and Seddiek I.S., 2017, “Eco-environmental analysis of ship emission control methods: Case study RO-RO cargo vessel”, Ocean Engineering.

Ancona M.A., Bianchi M., Branchini L., Catena F., Pascale A.D., Melino F., Ottaviano S. and Peretto A., 2020, “Overall performance evaluation of small-scale LNG production processes”, Applied Sciences (Switzerland).

Autorità Portuale Salerno, 2013, “Interventi di adeguamento tecnico-funzionale del Porto commerciale di Salerno”.

Balcombe P., Brierley J., Lweis, Skatvedt L., Speirs, Hawkes A. and Staffel I, 2019, “How to decarbonise international shipping: options for fuels, technologies and policies”, Energy Conversion and Management.

Baldi F., Brynolf S. and Maréchal F., 2019, “The cost of innovative and sustainable future ship energy systems”, Proceedings of the 32nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems.

Barsi D., Costa C., Satta F., Zunino P. and Sergeev V., 2018, “Feasibility of mini combined cycles for naval applications”, MATEC Web of Conferences.

Bengtsson S., Andersson K. and Fridell E., 2011, “A comparative life cycle assessment of marine fuels: liquefied natural gas and three other fossil fuels”, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment.

Brynolf S., Fridell E. and Andersson K., 2014, “Environmental assessment of marine fuels: liquefied natural gas, liquefied biogas, methanol and bio-methanol”, Journal of Cleaner Production.

Burel F., Taccani R. and Zuliani N., 2013, “Improving sustainability of maritime transport through utilization of Liquefied Natural Gas (LNG) for propulsion”, Energy.

Gaspar H.M., Ehlers D., Æsøy V., Erceg S., Balland O. and Hildre H.P., 2014, “Challenges for using lng fuelled ships for arctic routes”, Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering-

Geng X., Wen Y., Zho C. and Xiao C., 2017, “Establishment of the Sustainable Ecosystem for the Regional Shipping Industry Based on System Dynamics”, Sustainability.

Gritsenko D. and Yliskyla-Peuralahti J., 2013, “Governing shipping externalities: Baltic ports in the process of Sox emission reduction”, Maritime Studies.

Huan T., Hongjun F., Wei L. and Guoqiang Z., 2018, “Options and Evaluations on Propulsion Systems of LNG Carriers”, Research Gate.

Hwang S., Jeong B., Jung K., Kim M. and Zhou P., 2019, “Life cycle assessment of lng fuelled vessel in domestic services”, Journal of Marine Science and Engineering.

Iannaccone T., Landucci G. and Cozzani V., 2018, “Inherent safety assessment of LNG fuelled ships and bunkering operations: a consequence-based approach”, Chemical Engineering Transactions.

Iannaccone T., Landucci G., Tugnoli A., Salzano E. and Cozzani V., 2020, “Sustainability of cruise ship fuel systems: Comparison among LNG and diesel technologies”, Journal of Cleaner Production.

Nguyen T.-V., Rothuizen E.D., Markussen W.B. and Emegaard B., 2017, “Development, modelling and evaluation of a small-scale gas liquefaction plant, 30th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems.

Pasini G., Frigo S., Antonelli M. and Berardi M., 2018, “Numerical investigation on LNG injection in a SI-ICE”, ASME 2018 International Combustion Engine Division Fall Technical Conference.

Pawlak M., 2015, “Analysis of economic costs and environmental benefits of LNG as the marine vessel fuel”, Solid State Phenomena.

Prakash S. and Kolluru V.S., 2014, “Implementation of integrated modelling approach to impact assessment applications for LNG operations using 3-D comprehensive modelling framework”, Proceedings- 7th International Congress on Environmental Modelling and Software: Bold Visions for Environmental Modelling.

Simmer L., Pfoser S., Aschauer G. and Schauer O., 2014, “LNG as fuel: demand opportunities and supply challenges in Austria”, Energy and Sustainability V.

Stenersen D. and Thonstad O., 2017, “GHG and NOx emissions from gas fueled engines”.

Tranfield D., Denyer D. and Smart P., 2003, “Toward a methodology for developing evidence-informed management knowledge by means of systematic review”, British Journal of Management, vol.14, pp.207-222.

Xu J., Testa D. and Mukherjee P.K., 2015, “The use of LNG as a marine fuel: the international regulatory framework”, Ocean Development and International Law.

Attività T1.5 Report T1.5.1 "Report Tecnico di Analisi dei Requisiti"

Il seguente studio è stato sviluppato nell'ambito del Progetto SIGNAL - Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido, co-finanziato dal Programma INTERREG Marittimo Italia-Francia 2014-2020.

Informazioni sul documento	
Codice prodotto	T 1.5.1
Titolo prodotto	Report Tecnico di Analisi dei Requisiti
Codice Attività	T 1.5
Titolo Attività	Analisi what-if per la rete marittima
Codice Componente	T 1
Titolo Componente	Analisi dello stato dell'arte europeo
Soggetto responsabile della stesura del documento	UNIGE
Versione	V1
Data	30/10/2019

Versione	Data	Estensore(i)	Descrizione modifiche
V1	30/10/2019	Ermanno Locascio	



Quest'opera è distribuita con Licenza Creative Commons
 Attribuzione - Condividi allo stesso modo 4.0 Internazionale ([CC BY-SA 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/))

Sommario

Indice delle figure	4
Indice delle tabelle	5
Premessa	6
Abstract	7
Obiettivi dello studio	8
Approccio Metodologico	9
3. Caso studio: Area Portuale di Livorno	9
Interventi di retrofit	10
Intervento 1: parco mezzi dual-fuel	11
Intervento 2: deposito refrigerato dei rifiuti integrato con il processo di rigassificazione	13
Intervento 3: cogenerazione uffici	15
Intervento 4: LED Autorità Portuale	18
Intervento 5: Impianto PV per container refrigerati	19
Intervento 6: Installazione LED per uffici	20
Analisi multiscenario	35
Discussioni e conclusioni	37
Bibliografia e sitografia	39

Indice delle figure

Figura 1. Approccio metodologico.	9
Figura 2. RTG. Source: logisticmanagement.it	11
Figura 3. Reach steakers. Source: Contship Italia group.	12
Figura 4. Tonnellate di CO2 evitate per anno.	13
Figura 5. Deposito refrigerato. Source: indiasmart.com	13
Figura 6. Process flow diagram impianto GNL-CO2-H2O.	14
Figura 7. Fabbisogno attuale di energia netta per il 70-50-30% degli edifici, area portuale di Livorno.	16
Figura 8. Tonnellate di CO2 evitate per interventi implementazione di unità cogenerative per i diversi scenari.	16
Figura 9. Tonnellate di CO2 evitate dalla cogenerazione degli uffici scenario medio (50% degli edifici predisposti per la cogenerazione).	16
Figura 10. Emissioni carboniche pre e post retrofit.	18
Figura 11. Container refrigerati. Source: Sogeco.it.	19
Figura 12. Produzione stimata impianto PV.	19
Figura 13. Benefici ambientali derivanti dall'intervento 6.	20

Indice delle tabelle

Tabella 1: Ipotesi di calcolo.	12
Tabella 2: Condizioni di calcolo.	15
Tabella 3. KPIs per la stima dei benefici ambientali (CO2 evitata) per l'intervento relativo alla cogenerazione degli uffici (scenario medio 50% degli uffici predisposti alla cogenerazione).	17
Tabella 4. Stima riduzioni consumi elettrici conseguibili dall'implementazione di LED.	18
Tabella 5. Database KPIs area portuale di Porto Ferraio.	21
Tabella 6. Database KPIs area portuale di Oristano.	23
Tabella 7. Database KPIs area portuale di Genova.	26
Tabella 8. Database KPIs area portuale di Cagliari.	29
Tabella 9. Database KPIs area portuale di Bastia.	30
Tabella 10. Database KPIs area portuale di Nizza.	32
Tabella 11. Database KPIs area portuale di Tolone.	34
Tabella 12. Overview scenari e benefici ambientali	36

Premessa

I territori coinvolti nel programma transfrontaliero sono accomunati da una inadeguatezza dei porti in termini di disponibilità di risorse di GNL e di siti di stoccaggio che rendano possibile il rifornimento ai natanti ed ai mezzi di trasporto. Per sviluppare nuove infrastrutture è utile effettuare una analisi dei consumi energetici delle zone nelle quali esse saranno insediate.

Lo sviluppo di strategie e di piani energetici che contemplino un proficuo impiego l'impiego del GNL nelle aree portuali si basa sulla quantificazione preventiva dei consumi energetici, attuali e prospettici, e dalle definizioni di ipotesi di scenario che comprendano la parziale, o totale, l'integrazione e la sostituzione delle fonti energetiche primarie attuali con una economia basata sullo sfruttamento della disponibilità di GNL, in ambito portuale, o limitrofo.

Uno dei motivi che spingono lo studio di questo tipo di analisi è legato alla aleatorietà e alla discontinuità, che si possono immaginare per richiesta di GNL per bunkering, che condurrebbero a sovradimensionare le infrastrutture dedicate ad esso e, al contempo, ad operare con un basso coefficiente di utilizzazione, nel tempo. In questi casi, è possibile smorzare l'effetto prodotto da una singola utenza, molto discontinua, inserendola in una più ampia rete di utilizzatori che possano sfruttare l'offerta nei periodi di tempo residuo.

Il progetto SIGNAL vuole rispondere a queste mancanze attraverso lo sviluppo di piani e strategie che siano in grado di supportare l'attuazione della direttiva europea 2012/33, ed allo stesso tempo di assistere i territori caratterizzati da reti di metanizzazione limitate o assenti a trasformare l'opportunità offerta dal GNL in valore aggiunto per ridurre le emissioni inquinanti prodotte dal settore industriale e dei trasporti nell'ambito dei territori insulari interessati dall'intervento.

È infatti evidente che circoscrivere la definizione dei piani e della strategia congiunta ai soli ambiti ed alle attività portuali, senza considerare un'ottica di sistema integrato che preveda una pianificazione anche per altri usi industriali e civili che interessano i territori transfrontalieri, con specifico riferimento ai sistemi insulari, sia limitativo e scarsamente strategico per supportare il raggiungimento degli obiettivi economici, ambientali e sociali previsti dalla strategia "Europa 2020".

Conformemente alla "Strategia dell'UE in materia di gas naturale liquefatto (COM 2016/49)", ed agli impegni assunti a livello internazionale in occasione della conferenza sul clima di Parigi, il progetto SIGNAL prevede la definizione di piani e strategie congiunte per l'utilizzo del GNL nei porti e nella navigazione marittima, nonché per altri usi civili e industriali. In questo modo il progetto sarà in grado di assistere l'attuazione e la capitalizzazione del "principio guida" della politica di coesione europea: attivare processi di

cooperazione tra territori per assistere il miglioramento della connessione dei territori e della sostenibilità delle attività portuali nelle Regioni più svantaggiate.

L'elemento innovativo del progetto è identificato nell'approccio metodologico per la definizione dei piani e delle strategie, nonché nel ruolo assegnato ai porti commerciali quali hubs di valorizzazione per l'utilizzo del GNL:

- i porti come punti della rete di rifornimento marittimo di GNL;
- i porti come luogo di stoccaggio ed utilizzo diretto del GNL;
- i porti come “nodi” e porte di accesso per l'utilizzo del GNL sul territorio.

Nell'area di cooperazione transfrontaliera la pianificazione di un sistema di impianti di stoccaggio e rigassificazione in ambito portuale e costiero costituirà la base di sviluppo strategico del sistema distributivo e di utilizzo del GNL.

Questo documento segue il prodotto precedente (T1.3.1) della componente T1 del progetto SIGNAL.

Abstract

In un'ottica di riduzione delle emissioni inquinanti all'interno delle aree portuali, l'impiego del GNL rappresenta sicuramente una interessante opzione. Tuttavia, un adeguato sfruttamento di questo vettore energetico, richiede una comprensione chiara delle possibili soluzioni tecnologiche e del loro effettivo potenziale una volta contestualizzate all'interno delle varie aree portuali. Dunque, è intuitivo comprendere che il GNL è una opzione che deve essere considerata contestualmente alle altre possibilità tecnologiche che garantiscono una produzione energetica rinnovabile. In tal senso, dall'impiego di un approccio olistico alla definizione degli scenari di riqualificazione, potrebbe emergere un quadro tecnicamente più adeguato e dunque più propenso a innescare sinergie di tipo tecnologico, economico o finanziario, lasciando dunque un più ampio grado di flessibilità nella progettazione di una strategia di intervento ottimale. Dunque, in questo documento, vengono presentati sei possibili interventi di riqualificazione relativi alle aree onshore. Alcuni di questi interventi vengono, dove possibile, estrapolati su tutta l'area di cooperazione, permettendo così una stima quantitativa caratterizzata da un accettabile grado di incertezza. Tale stima quantitativa, estesa a tutta l'area di cooperazione, offre un ottimo strumento per la definizione di una strategia ottimale di intervento per la riduzione dell'impatto ambientale relativo alle attività portuali.

Obiettivi dello studio

In questo studio viene presentata una stima quantitativa dei benefici ambientali ottenibili da diversi scenari di impiego del GNL relativi a tutta l'area di cooperazione. Questi interventi si pongono l'obiettivo di integrare il GNL nei porti con il fine ultimo di ridurre l'impatto ambientale associato alle operazioni portuali, attualmente basate perlopiù sull'impiego del gasolio. Nello specifico, si analizzeranno i possibili interventi relativi alle aree demaniali (onshore) e dunque, fra tutte le possibili strategie di retrofit, si analizzeranno:

- la possibilità di riconversione del parco mezzi relativo ai terminal di movimentazione container con tecnologia dual-fuel,
- la possibilità di integrare il processo di rigassificazione del GNL e un capannone refrigerato per rinfusi per lo sfruttamento dello stato criogenico del GNL,
- l'installazione e l'impiego di cogeneratori alimentati a gas naturale a servizio degli uffici.

Vengono analizzati inoltre altri interventi di riqualificazione energetica che comunque rappresentano un'interessante opportunità in termini di riduzione delle emissioni carboniche. Nello specifico, verranno prese in considerazione le seguenti opzioni:

- Sostituzione degli elementi illuminanti delle torri faro con tecnologia LED, per alcune zone.
- Installazione di un impianto fotovoltaico a servizio dei container refrigerati.
- Sostituzione degli elementi illuminanti relativi agli uffici con tecnologia LED.

Studi complementari sul tema sono disponibili in [1] e [2].

Approccio Metodologico

Lo studio proposto viene sviluppato secondo tre punti principali. Il primo step di questo processo analitico consiste nella definizione degli scenari di riqualificazione energetica e di integrazione del GNL all'interno dei porti. Tuttavia, la metodologia proposta, basata sulla definizione di indicatori energetici specifici (kWh/m²-anno o kg di CO₂/m²-anno), permette l'estrapolazione dei risultati quantitativi solo per alcune di queste attività. Ad esempio, la possibilità di impiegare la tecnologia LED nelle zone portuali, può essere facilmente estrapolata su tutta l'area di cooperazione mantenendo un accettabile livello di accuratezza dei risultati. Diverso sarà per altri interventi di riqualificazione come, ad esempio, l'impiego della tecnologia dual-fuel per il parco mezzi dei terminal dedicati alla movimentazione container. In questo caso, infatti, i benefici ambientali dipendono dalla tipologia e dal numero di mezzi impiegati in ciascun terminal, nonché dalle rispettive ore di lavoro. Dunque, è evidente come questi siano direttamente correlati al traffico marittimo delle merci, rendendo così difficile effettuare una estrapolazione realistica sulle altre aree.



Figura 1. Approccio metodologico.

3. Caso studio: Area Portuale di Livorno

Coerentemente a quanto sviluppato nel lavoro precedente, gli scenari relativi agli interventi di retrofit verranno valutati a partire dal caso di studio dell'area portuale di Livorno, per essere successivamente estrapolati, ove possibile, considerando tutta l'area di interesse.

Interventi di retrofit

Numero intervento	Descrizione	Zona d'interesse	Dettagli tecnici generali
Intervento 1	Riconversione parco mezzi DTT in dual-fuel	ZONA 1	-
Intervento 2	Integrazione processo di rigassificazione e capannone refrigerato per rinfusi sfusi	E.g. Dolo Term srl, calata fondale 1 - Magazzino refrigerato per deposito frutta	-
Intervento 3	Impiego di cogeneratori alimentati a gas a servizio degli uffici	ZONE 1 - 18	Impiego di impianti microcogenerativi distribuiti di piccola taglia (e.g. Capston Turbine), in sostituzione a caldaie a gasolio/metano. Vengono quindi evitati interventi di realizzazione di infrastrutture per il teleriscaldamento.
Intervento 4	Sostituzione delle lampade con tecnologia LED per gli uffici dell'area afferente all'Autorità portuale.	-	-
Intervento 5	Installazione di un impianto fotovoltaico per alimentare i container refrigerati del DTT	ZONA 1	-
Intervento 6	LED per tutti gli uffici	All	-

Intervento 1: parco mezzi dual-fuel

L'intervento di conversione in dual-fuel del parco mezzi attualmente alimentati a gasolio interesserà il terminal dedicato alla movimentazione dei container (Terminal Darsena Toscana). Solitamente, i mezzi impiegati in questa tipologia di zona sono: auto, camion, fork lift, gru di impilaggio container (RTG, figura 2), reach stackers (figura 3), camion. È inoltre presente una caldaia alimentata a gasolio impiegata per la produzione di acqua calda sanitaria. Nel caso di questa ultima, sarà evidentemente necessario adeguare il sistema di combustione (bruciatori) in funzione della nuova eventuale tipologia di combustibile.

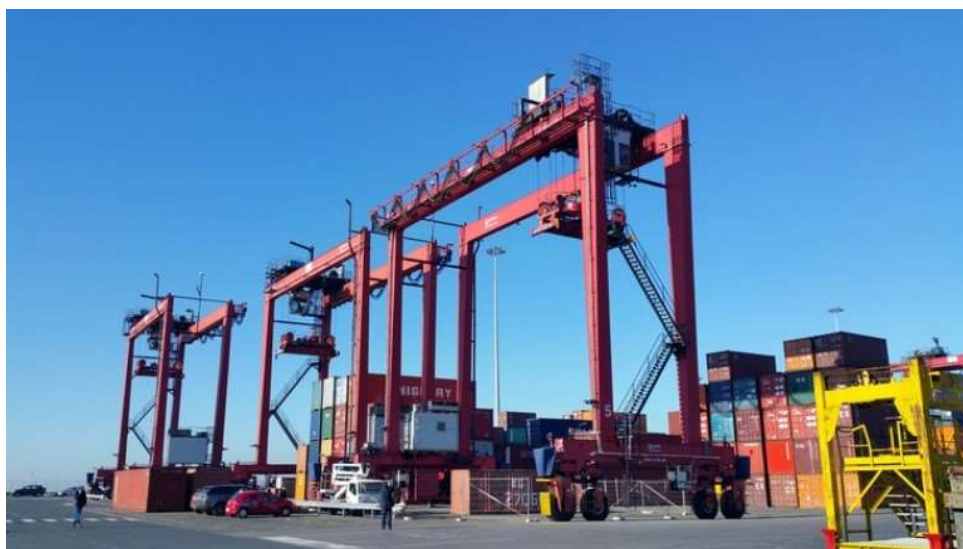


Figura 2. RTG. Source: logisticmanagement.it



Figura 3. Reach stackers. Source: Contship Italia group.

In figura 4 vengono riportati i valori di CO₂ evitata nel caso di riconversione dei mezzi totale e impiego esclusivo di GNL come carburante per i mezzi e per la caldaia. In tabella 1 si riportano inoltre le condizioni di calcolo. Nello specifico, nel caso dei mezzi (camion, reach steaker etc) viene ipotizzata una riduzione delle prestazioni globali dei motori del 15% derivanti dall'impiego di un combustibile differente. Complessivamente, nel caso preso in esame, si stima che l'impiego del gas naturale come carburante di alimentazione del parco mezzi potrebbe portare ad una riduzione delle emissioni di CO₂ intorno al 20% rispetto lo scenario attuale, basato sull'impiego del gasolio.

Fattore di conversione gasolio tCO ₂ /tons gasolio	Densità gasolio kg/m ³	LHV gasolio* kWh/kg	LHV metano* kWh/kg	Riduzione del rendimento motore rispetto al gasolio %
3155	835	12,67	15,4	10-15

Tabella 1: Ipotesi di calcolo.

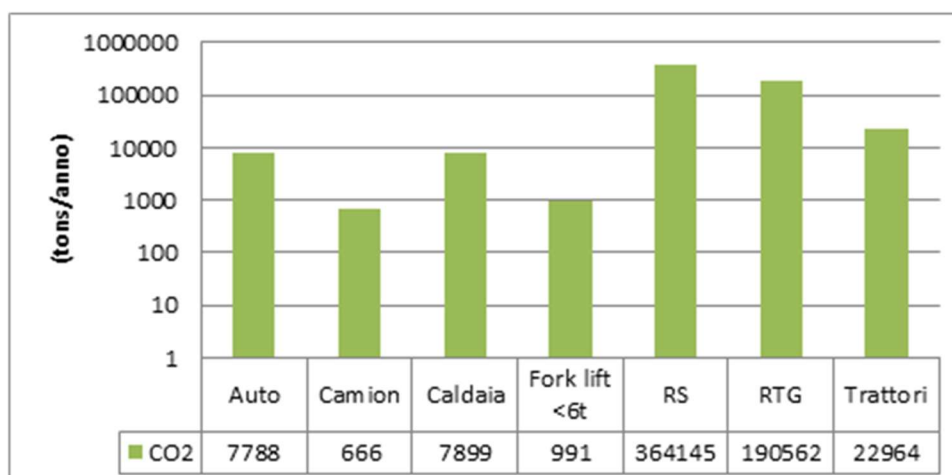


Figura 4. Tonnellate di CO2 evitate per anno.

Intervento 2: deposito refrigerato dei rifiuti integrato con il processo di rigassificazione

I magazzini refrigerati per rifiuti sono solitamente impiegati per il deposito della frutta. Normalmente, questi magazzini sono suddivisi in diverse tipologie in funzione della temperatura e quindi della merce ospitata (e.g. surgelati o frutta) e in funzione della località in cui questi si trovano [3].

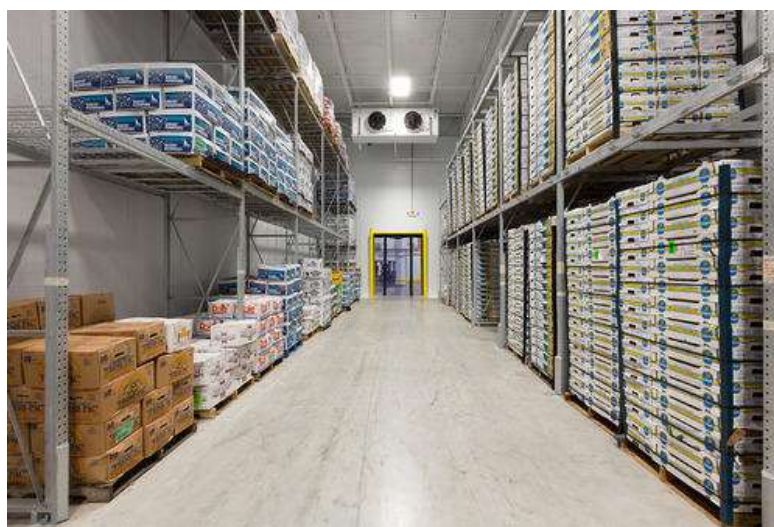


Figura 5. Deposito refrigerato. Source: indiasmart.com

Nel caso specifico del porto di Livorno, presso l'accosto 48 di calata alto fondale 1, è presente un deposito refrigerato per la frutta di 35000 metri cubi, gestito dalla azienda Dolo Term srl. In questo caso, considerando un fabbisogno termico specifico netto di $60 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3 \text{anno}}$, si stima un fabbisogno totale di circa 2.1 GWh/anno (freddo). In queste circostanze, è opportuno valutare la possibilità di integrare un eventuale processo di rigassificazione onshore di piccola scala, con l'impianto termotecnico del deposito al fine di ridurre i consumi elettrici per alimentare l'attuale impianto frigo del capannone. Naturalmente, date le condizioni criogeniche del GNL (-164 °C) sarà necessario impiegare un impianto adeguato che permetta di operare a queste temperature senza incorrere in rischi di congelamento del fluido termovettore all'interno delle tubazioni. A tal fine, una possibile soluzione potrebbe essere l'impiego di un doppio loop che preveda l'impiego di CO2 come fluido termovettore lato GNL e acqua e glicole come fluido termovettore lato utenza (figura 6). In un recente studio preliminare effettuato dall'Università di Genova, al momento risulta che non vi siano particolari limiti nell'impiego di una configurazione di questo tipo. Certamente però, il relativo aumento della complessità della configurazione impiantistica e la necessità di coordinazione delle due utenze (rigassificazione e refrigerazione deposito), richiederebbe alcuni accorgimenti tecnici e gestionali che, a valle, risulterebbero in un modesto aumento dei costi legati alla conduzione ordinaria dell'impianto. Tuttavia, i benefici ambientali derivanti da un intervento di riqualificazione di questo tipo, nel caso in esame, potrebbero evitare l'immissione in atmosfera di circa 187 tonnellate di CO2 per anno. Le condizioni di calcolo vengono riportate in tabella 2.

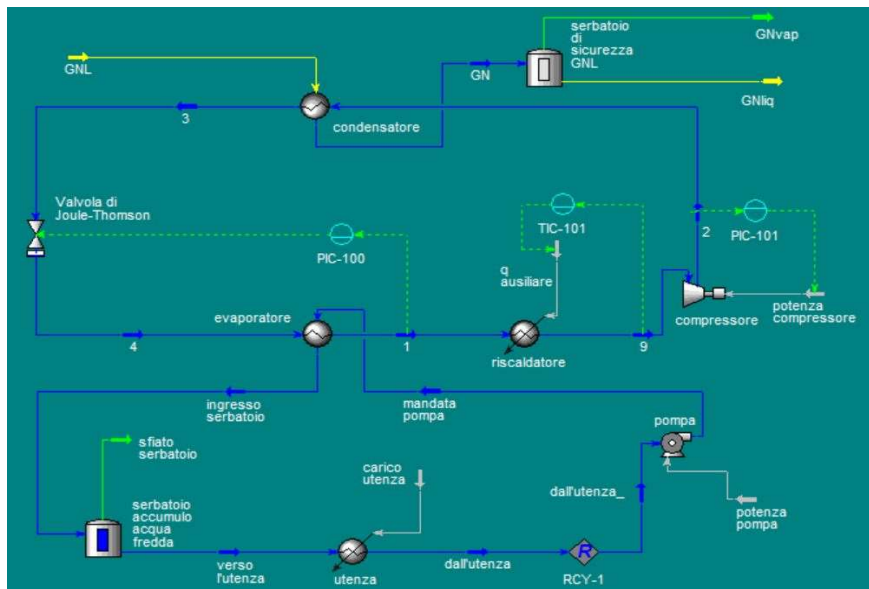


Figura 6. Process flow diagram impianto GNL-CO2-H2O.

Volume deposito	Energia termica	EER	Consumo elettrico	Fattore di emissione	Emissioni evitate di CO2
m3	GWh/anno	-	kWh/anno	gr CO2/kWh	tons/anno
35000	2,1	5	420.000	445,5	187

Tabella 2: Condizioni di calcolo.

Intervento 3: cogenerazione uffici

In questa sezione vengono presentati i risultati relativi all'intervento 3 che prevede l'installazione di unità cogenerative per i soli uffici. Per quanto concerne l'area portuale di Livorno, non tutti gli uffici potranno essere coinvolti in questo intervento di retrofit dal momento che alcuni di essi sono equipaggiati con pompa di calore. In questi casi, l'impiego di una unità cogenerativa comporterebbe un eccessivo e non giustificabile adeguamento degli impianti tecnici. Per questo motivo gli edifici equipaggiati con pompa di calore non verranno presi in considerazione per questo intervento. Tuttavia, nella pratica, conoscere esattamente il numero di edifici provvisti di impianto di riscaldamento con caldaia, risulta comunque un obiettivo difficile da conseguire date le dimensioni dell'area in questione. Questa tipologia di informazioni potrebbe essere ottenuta consultando i dati delle utenze connesse alla rete di distribuzione del gas naturale (nel caso di Livorno, A.S.A. Spa). In alternativa, l'incertezza che emerge da questo contesto, può essere gestita in questa fase iniziale tramite l'ausilio di una sensitive analysis che preveda ad esempio 3 possibili scenari: solo il 70% degli uffici è provvisto di impianto di riscaldamento con caldaia e quindi predisposti ad ospitare un cambiamento del sistema di produzione di energia termica a monte. A seguire, si possono analizzare altri scenari, rispettivamente 50% e 30%. Nel caso dell'area portuale di Livorno, i valori stimati vengono presentati in figura 7. Ipotizzando quindi l'impiego di unità cogenerativa (che, volendo, potrebbero essere alimentate dal metano proveniente da un impianto locale di rigassificazione), i rispettivi valori di anidride carbonica evitata, vengono riportati in figura 8¹.

¹ Ipotesi di calcolo: combustione stechiometrica con 2.75 kg di CO2 per kg di metano combusto. Potere calorifico inferiore pari a 12.33 kWh/kg e rendimento elettrico e termico dell'unità cogenerativa rispettivamente pari a 35% e 60%.

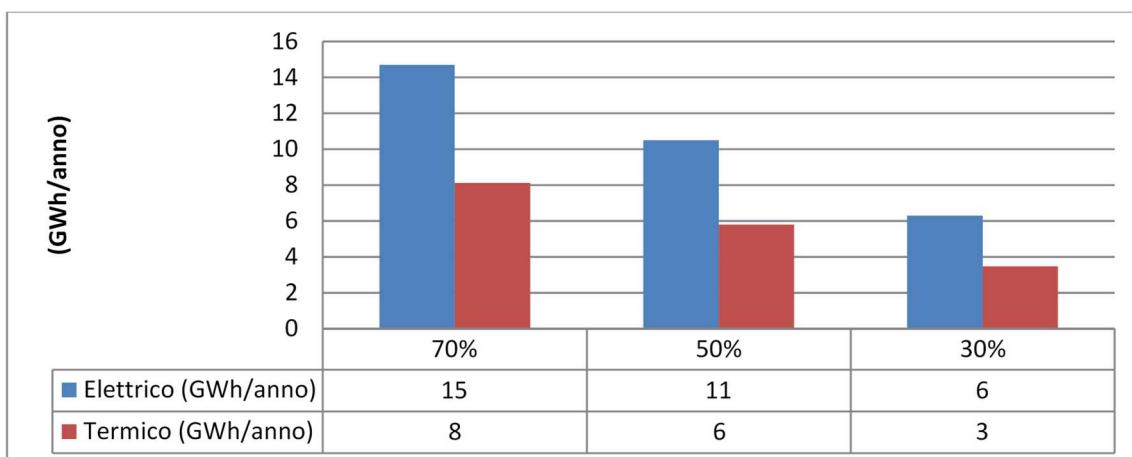


Figura 7. Fabbisogno attuale di energia netta per il 70-50-30% degli edifici, area portuale di Livorno.

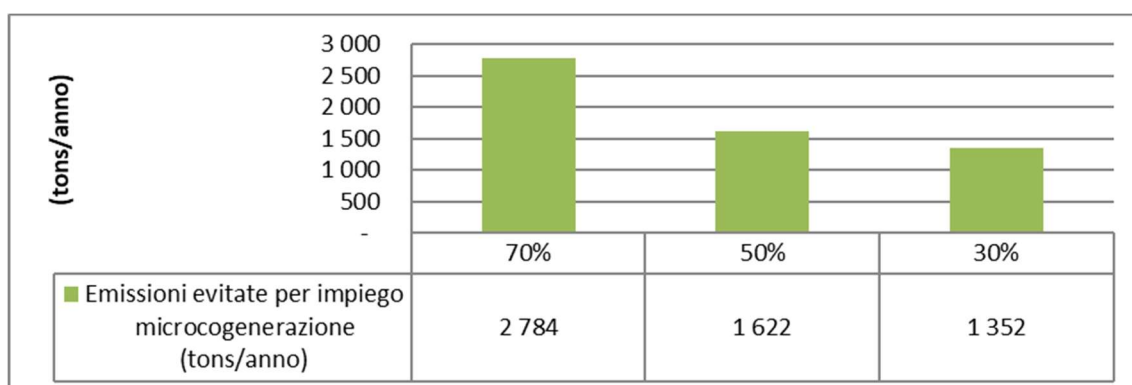


Figura 8. Tonnellate di CO2 evitate per interventi implementazione di unità cogenerative per i diversi scenari.

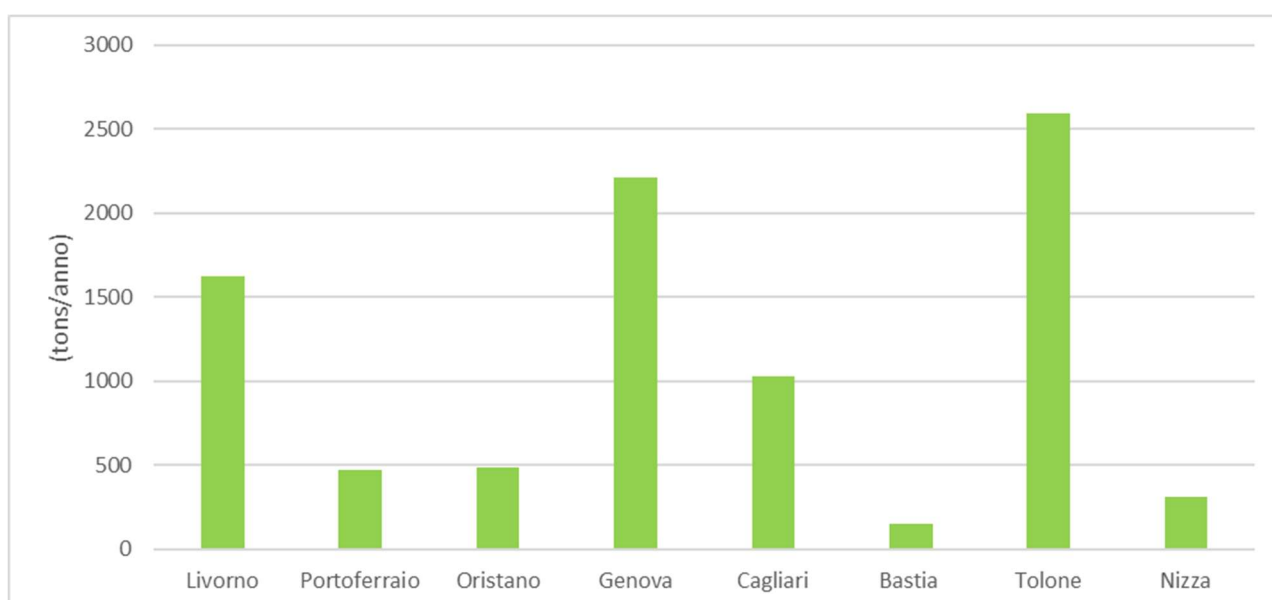


Figura 9. Tonnellate di CO2 evitate dalla cogenerazione degli uffici scenario medio (50% degli edifici predisposti per la cogenerazione).

Come mostrato nella figura 9, l'impiego della cogenerazione, rispetto allo stato attuale potrebbe portare a una considerevole riduzione delle emissioni di CO₂ che potrebbe variare dal 20% al 33%, in base alle effettive condizioni impiantistiche degli edifici ed al loro utilizzo. Naturalmente, questi valori potrebbero subire sensibili variazioni per zone climatiche differenti. In questo caso specifico, il maggiore potenziale stimato per il porti di Tolone rispetto Genova deriva dalla preponderanza della Zona 10 (zone 10-10tris con alta densità di uffici) rispetto Genova.

COD	KPI* (kgCO₂/m²_zona)	COD	KPI* (kgCO₂/m²_zona)	COD	KPI* (kgCO₂/m²_zona)
ZONA 1	0,0108	ZONA 3A	0,0173	ZONA 10	0,8693
ZONA 1A	-	ZONA 4	0,0864	ZONA 11	0,5332
ZONA 1B	-	ZONA 5	0,0828	ZONA 12	2,2240
ZONA 1C	0,0644	ZONA 6	0,0488	ZONA 13	0,0409
ZONA 1D	0,5075	ZONA 6A	0,1984	ZONA 14	0,0779
ZONA 2	0,1114	ZONA 7	0,0845	ZONA 15	0,6795
ZONA 2A	0,0358	ZONA 8	0,0047	ZONA 16	0,6310
ZONA 3	0,0084	ZONA 9	0,0000	ZONA 17	0,3123
				ZONA 18	0,0226

Tabella 3. KPIs per la stima dei benefici ambientali (CO₂ evitata) per l'intervento relativo alla cogenerazione degli uffici (scenario medio 50% degli uffici predisposti alla cogenerazione).

Intervento 4: LED Autorità Portuale

In termini di emissioni carboniche è opportuno valutare anche interventi di riqualificazione energetica complementari agli interventi basati sull'integrazione e lo sfruttamento del GNL. Tra questi, la tecnologia LED sicuramente offre interessanti opportunità in termini di risparmio energetico e conseguente riduzione delle emissioni carboniche. In questa sezione si propone un intervento di retrofit che prevede la sostituzione delle lampade (solitamente ioduri metallici) delle torri faro impiegate per illuminare i piazzali dell'area afferente all'Autorità Portuale di Livorno. In questo caso, con riferimento al database elaborato nel precedente studio, la zona di interesse risulta essere la compresa nella zona 14 (i.e. parte della zona 14). Qui, il consumo elettrico totale risulta essere di circa di 1.300.000 kWh/anno² da cui si stima un consumo associato all'illuminazione di circa 910.000 kWh/anno. In tabella 4 viene riportato il risparmio generato dall'implementazione della tecnologia LED, mentre in figura 10 sono riportate le emissioni di CO2 prima e dopo l'intervento di retrofit. Per questo intervento, dunque, si stima una riduzione delle emissioni carboniche di circa 162 tonnellate l'anno.

Consumo energetico totale Autorità portuale	1.300.000	kWh/anno
Fabbisogno per illuminazione torri faro attuale	910.000	kWh/anno
Fabbisogno ill. Con tecnologia LED	546.000	kWh/anno
Risparmio generato	364.000	kWh/anno
Fattore di emissione	445,5	gCO2/kWh
Emissioni pre-retrofit	405	tons/anno
Emissioni post-retrofit	243	tons/anno
Emissioni evitate	162	tons/anno

Tabella 4. Stima riduzioni consumi elettrici conseguibili dall'implementazione di LED.

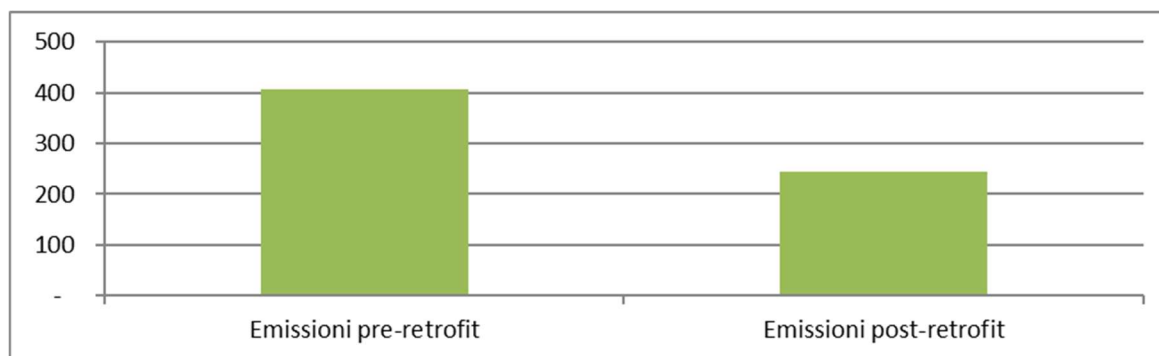


Figura 10. Emissioni carboniche pre e post retrofit.

² Piano Regolatore del Porto di Livorno - *Valutazione delle prevedibili esigenze di incremento dei fabbisogni di energia elettrica nella nuova configurazione del Porto- Analisi dei prevedibili fabbisogni di energia elettrica a breve/medio termine- Verifica dell'adeguatezza delle strutture esistenti- Possibili necessità di nuova infrastrutturazione.* Sinesis Engineering and Consulting (2014)

Intervento 5: impianto PV per container refrigerati

In generale, la refrigerazione delle merci è la parte preponderante dei consumi energetici nelle zone di movimentazione container. Per questo motivo, l'intervento numero 5 consiste nell'installazione di un impianto fotovoltaico a servizio dei container refrigerati. Nello specifico, nel caso in esame si propone un impianto da 4000 kWp che alimenti i container refrigerati. Questa soluzione potrebbe generare una importante riduzione delle emissioni carboniche rispetto al caso in cui i container sono alimentati dalla rete elettrica nazionale. La riduzione delle emissioni carboniche conseguibile nel caso preso in esame, si attesterebbe intorno a 2000-2500 tonnellate di CO2 l'anno.



Figura 11. Container refrigerati. Source: Sogeco.it.

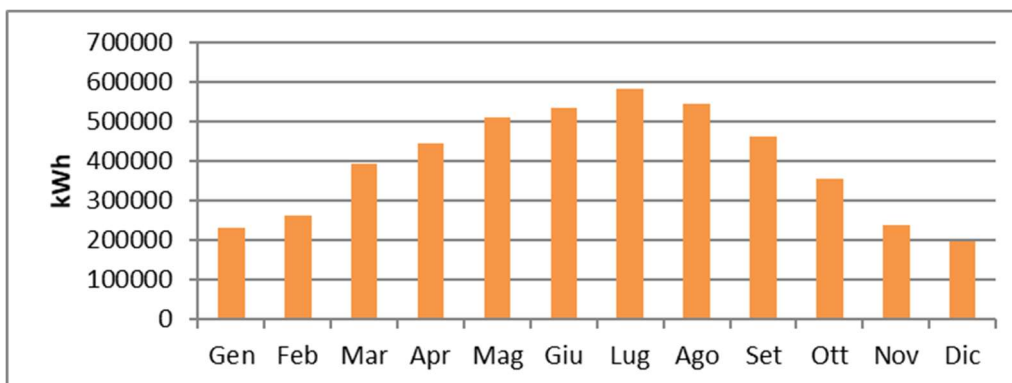


Figura 12. Produzione stimata impianto PV.

Intervento 6: installazione LED per uffici

In questa sezione si valuterà la possibilità di installare LED in tutti gli uffici presenti sulla area portuale. Diversamente dai casi precedenti, per l'intervento numero 6, l'approccio metodologico impiegato permette un'agevole estrapolazione dei benefici ambientali su tutta l'area di cooperazione, tramite un aggiornamento degli indicatori prestazionali definiti nel precedente studio. A tal proposito, per una corretta interpretazione dei risultati è importante sottolineare la possibilità che molti uffici potrebbero aver già effettuato un intervento di riqualificazione di questo tipo. Dunque, i risultati relativi ai benefici ambientali mostrati in figura 13, potrebbero essere in parte già stati conseguiti. A seguire, vengono riportati i valori dei KPIs per tutta l'area di cooperazione (tabelle 5-10) evidenziando in verde le colonne relative ai fabbisogni specifici di energia primari aggiornati in funzione della relativa nuova richiesta per illuminazione. Si stima dunque che complessivamente la sostituzione delle lampade con tecnologia LED, estesa su tutta l'area di cooperazione (Livorno, Portoferraio, Oristano, Genova, Cagliari, Bastia, Tolone, Nizza), eviterebbe l'immissione in atmosfera di circa 6768 tonnellate di anidride carbonica all'anno.

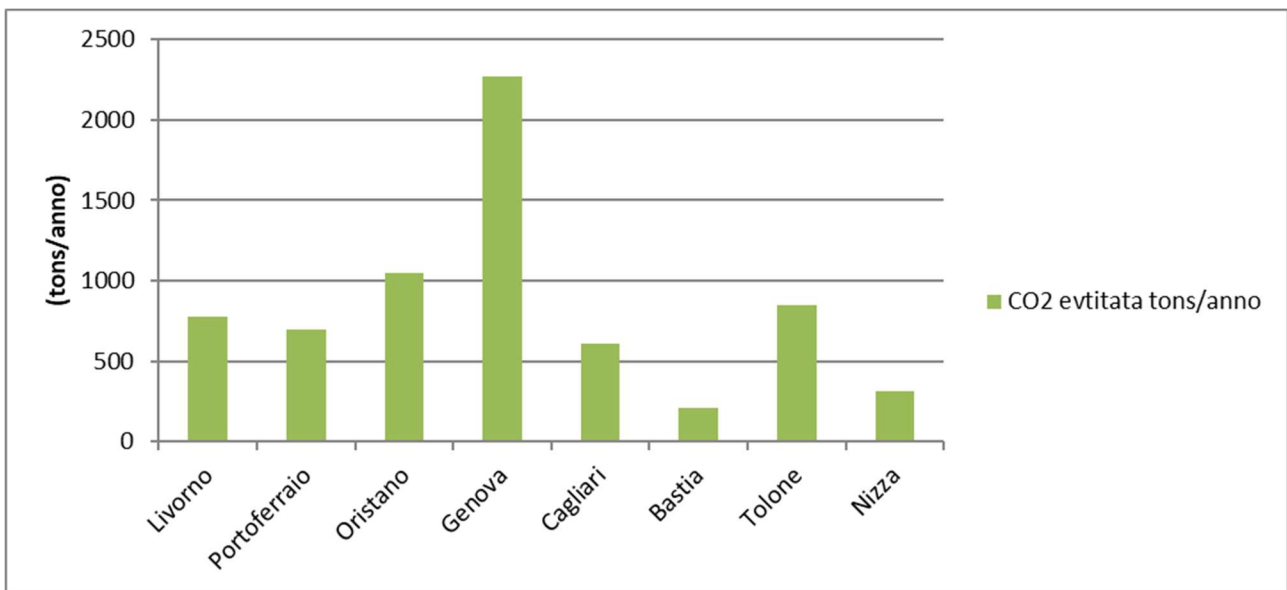


Figura 13. Benefici ambientali derivanti dall'intervento 6.

PORTOFERRAIO	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Pre-retrofit	Post-retrofit	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Risc. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	Pre-retrofit	Post-retrofit	Pre-retrofit	Post-retrofit	Fabb. Termico (GWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni	Fabb. Elettric (GWh/anno)	Fabb. Termico (GWh/anno)
			Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)					Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche	Fabb. Elettric (GWh/anno)				
ZONA_10	225.830	192.754	3.493.084	433.401	1.512.733	2.137.903	9.204.090	2.204.372	23.709.682	15.685.252	3794	17	2	2510	13	2
		0,854	15,468	1,919	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,456						
ZONA_16	32.037	85.811	114.544	45.606	206.431	181.201	1.034.720	293.516	2.079.026	1.847.285	333	2	0	296	2	0
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,661						
ZONA_16bis	232.217	621.990	830.262	330.568	1.496.297	1.313.420	7.500.068	2.127.518	15.069.612	13.389.861	2411	12	2	2142	11	2
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,661						
ZONA_17	36.886	21.966	131.881	110.658	279.464	166.263	626.338	193.798	1.850.854	1.398.486	296	1	0	224	1	0
		0,596	15,264	6,299	7,576	4,507	16,980	5,254	50,178	41,213						

Tabella 5. Database KPIs area portuale di Porto Ferraio.

ORISTANO	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @	Fabb. Elettric (GWh/anno)	Fabb. Termico (GWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche	Fabb. Elettric (GWh/anno)	Fabb. Termico (GWh/anno)
ZONA_10tris	75.309	64.279	1.164.861	144.529	504.461	712.940	3.069.348	735.106	7.906.622	5.230.663	1265	5,5	1	837	4,5	0
		0,854	15,468	1,919	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,5						
ZONA_10bis	57.083	48.722	882.946	109.551	382.373	540.397	2.326.516	557.199	5.993.091	3.964.758	959	4,2	1	634	3,4	0
		0,854	15,468	1,919	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,5						
ZONA_6A	186.812	17.263	178.725	523	82.357	184.177	352.432	92.238	2.043.209	728.990	327	0,8	0	117	0,6	0
		0,092	0,957	0,003	0,441	0,986	1,887	0,494	10,937	3,9						
ZONA_10	146.355	124.919	2.263.784	280.877	980.366	1.385.523	5.964.950	1.428.601	15.365.675	10.165.235	2459	10,7	1	1626	8,7	0
		0,854	15,468	1,919	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,5						
ZONA_10quinc	25.294	21.589	391.241	48.543	169.433	239.455	1.030.900	246.900	2.655.594	1.756.821	425	1,9	0	281	1,5	0
		0,854	15,468	1,919	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,5						
ZONA_4	119.382	178169	202925	45.561	118454	128723	544145	133286	1594121	1.148.339	255	1,2	0	184	1,0	0
		1,492	1,700	0,382	0,992	1,078	4,558	1,116	13,353	9,6						
ZONA_4bis	216.499	323109	368004	82.626	214816	233439	986806	241715	2890936	2.082.510	463	2,1	0	333	1,8	0
		1,492	1,700	0,382	0,992	1,078	4,558	1,116	13,353	9,6						
ZONA_4tris	51.217	76438	87058	19.547	50819	55224	233448	57182	683906	492.658	109	0,5	0	79	0,4	0
		1,492	1,700	0,382	0,992	1,078	4,558	1,116	13,353	9,6						

ZONA_10quattris	59.588	50860	792212	114.358	399153	564112	2428611	581651	6256089	4.138.745	1001	4,2	1	662	3,6	0
		0,854	15,468	1,919	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,5						

Tabella 6. Database KPIs area portuale di Oristano.

GENOVA	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche	Fabb. Elettrico (GWh/anno)	Fabb. Termico (GWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche	Fabb. Elettrico (GWh/anno)	Fabb. Termico (GWh/anno)
ZONA _17	268.164	159.694	4.093.242	2.404.055	2.031.724	1.208.741	4.553.521	1.408.926	13.455.847	11.766.661	2.153	12	1	1.883	10	1
		0,596	15,264	8,96	7,576	4,507	16,980	5,254	50,178	43,879						
ZONA _14	230.948	107.947	443.185	265.808	507.612	295.754	1.062.532	314.307	3.361.239	2.553.959	538	2	0	409	2	0
		0,467	1,919	1,151	2,198	1,281	4,601	1,361	14,554	11,059						
ZONA _11	74.766	106.412	713.641	177.073	424.554	469.616	2.078.465	465.191	5.272.183	3.721.310	844	4	0	595	3	0
		1,423	9,545	2,368	5,678	6,281	27,800	6,222	70,516	49,773						
ZONA _16	187.227	501.485	669.406	266.523	1.206.403	1.058.957	6.046.996	1.715.330	12.150.007	10.795.693	1.944	9	2	1.727	9	2
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,661						
ZONA _15	408.707	2.165.936	1.461.279	-	7.860.865	4.575.834	16.412.794	4.855.931	52.500.112	35.871.360	8.400	32	5	5.739	31	5
		5,299	3,575	0,000	19,233	11,196	40,158	11,881	128,454	87,768						

ZONA _1	253.951	1.178.132	72.599	52.738	72.359	41.907	148.860	46.943	1.639.113	1.540.939	262	2	0	247	1	0
		4,639	0,349	0,208	0,285	0,165	0,586	0,185	6,454	6,068						
ZONA _1bis	281.888	1.505.879	96.652	58.540	80.319	56.533	265.388	52.107	2.127.740	2.018.766	340	2	0	323	2	0
		5,342	0,644	0,208	0,285	0,201	0,941	0,185	7,548	7,162						
ZONA _1A	555.297	142.078	357.803	-	-	-	-	-	142.078	142.078	23	0	-	23	0	-
		0,256	0,644	-	0,000		0,000	0,000	0,256	0,256						
ZONA _1D	1.346.778	3.540.422	68.301	3.452.205	4.082.175	9.732.444	55.643.328	7.775.087	110.597.309	84.225.662	17.696	73	8	13.476	76	8
		2,629	0,644	2,56	3,031	7,226	41,316	5,773	82,120	62,539						
ZONA _17bis	445.987	265.588	6.807.523	3.998.216	3.378.986	2.010.273	7.573.020	2.343.203	22.378.593	19.569.285	3.581	20	2	3.131	17	2
		0,596	15,264	8,96	7,576	4,507	16,980	5,254	50,178	43,879						
ZONA _16bis	16.301	43.662	58.282	23.205	105.036	92.199	526.484	149.346	1.057.846	939.932	169	1	0	150	1	0
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,661						
ZONA _1tris	22.620	120.839	349.881	4.698	6.445	4.536	21.296	4.181	170.740	161.995	27	1	0	26	0	0
		5,342	15,468	0,208	0,285	0,201	0,941	0,185	7,548	7,162						
ZONA _10	231.721	197.782	3.584.205	444.707	1.552.194	2.193.672	9.444.188	2.261.876	24.328.172	16.094.418	3.893	17	2	2.575	14	2
		0,854	15,468	1,919	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,456						
ZONA _7	149.357	719.230	175.753	5.183	67.157	165.808	1.019.961	145.414	2.543.124	2.122.754	407	2	0	340	2	0
		4,816	1,177	0,035	0,450	1,110	6,829	0,974	17,027	14,213						
ZONA _16tris	57.452	153.884	205.412	81.785	370.194	324.949	1.855.566	526.362	3.728.320	3.312.739	597	3	1	530	3	1
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,661						
ZONA _1quat ris	981.568	5.243.653	342.603	203.843	279.680	196.854	924.114	181.443	7.409.047	7.029.587	1.185	7	0	1.125	7	0
		5,342	0,349	0,208	0,285	0,201	0,941	0,185	7,548	7,162						
ZONA _2	17.775	9.876	38.309	8.806	22.949	30.924	167.791	25.742	350.040	266.088	56	0	0	43	0	0
		0,556	2,155	0,495	1,291	1,73975	9,440	1,448	19,693	14,970						



ZONA_8	29.868	69.171	69.816	2.059	980	1.071	7.000	1.967	80.955	82.249	13	0	0	13	0	0
		2,316	2,337	0,069	0,033	0,036	0,234	0,066	2,710	2,754						
ZONA_17tris	25.840	15.388	394.420	231.652	195.775	116.473	438.772	135.763	1.296.591	1.133.823	207	1	0	181	1	0
		0,596	15,264	8,96	7,576	4,507	16,980	5,254	50,178	43,879						
ZONA_17quattris	194.012	115.536	92.962	1.739.292	1.469.917	874.503	3.294.393	1.019.333	9.735.072	8.512.975	1.558	6	1	1.362	7	1
		0,596	1,177	8,96	7,576	4,507	16,980	5,254	50,178	43,879						
ZONA_1dbis	78.875	207.347	5.369.020	202.181	239.075	569.987	3.258.791	455.353	6.477.209	4.932.735	1.036	10	0	789	4	0
		2,629	3,980	2,56	3,031	7,226	41,316	5,773	82,120	62,539						

Tabella 7. Database KPIs area portuale di Genova.

CAGLIARI	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche	Fabb. Elettrico (GWh/anno)	Fabb. Termico (GWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche	Fabb. Elettrico (GWh/anno)	Fabb. Termico (GWh/anno)
ZONA _1	491.426	2.279.828	171.525	102.055	140.023	81.096	288.063	90.840	3.171.883	2.981.905	508	3	0	477	2,9	0
		4,639	0,349	0,208	0,285	0,165	0,586	0,185	6,454	6,068						
ZONA _2	242.761	134.878	523.203	120.267	313.430	335.863	1.426.794	351.570	3.829.371	2.682.804	613	3	0	429	2,3	0
		0,556	2,155	0,495	1,291	1,38351	5,877	1,448	15,774	11,051						
ZONA _12	140.494	146.674	750.231	251.544	607.138	550.684	2.465.514	617.644	6.204.195	4.639.199	993	5	1	742	4,0	1
		1,044	5,340	1,790	4,321	3,920	17,549	4,396	44,160	33,021						
ZONA _8	20.727	48.002	48.449	1.429	680	743	4.857	1.365	56.179	57.077	9	0	0	9	0,1	0
		2,316	2,337	0,069	0,033	0,036	0,234	0,066	2,710	2,754						

ZONA _10mo d*	31.897	27.225	493.375	61.215	213.664	380.760	2.087.972	311.353	4.215.587	3.082.189	674	3	0	493	2,8	0
		0,854	15,468	1,919	6,699	11,937	65,460	9,761	132,162	96,629						
ZONA _16	94.772	253.845	338.845	134.911	610.666	536.031	3.060.915	868.279	6.150.184	5.464.647	984	5	1	874	4,6	1
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,661						
ZONA _2bis	36.368	20.206	78.381	18.017	46.955	63.271	343.303	52.669	716.188	544.421	115	1	0	87	0,5	0
		0,556	2,155	0,495	1,291	1,73975	9,440	1,448	19,693	14,970						
ZONA _4	13.889	20.728	23.608	5.301	13.781	14.976	63.306	15.507	185.461	133.599	30	0	0	21	0,1	0
		1,492	1,700	0,382	0,992	1,078	4,558	1,116	13,353	9,619						
ZONA _16bis	111.790	299.428	399.691	159.137	720.322	632.285	3.610.557	1.024.194	7.254.559	6.445.922	1161	6	1	1031	5,4	1
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,661						
ZONA _14	307.414	143.687	589.921	353.816	675.680	393.677	1.414.332	418.373	4.474.133	3.399.565	716	3	0	544	3,0	0
		0,467	1,919	1,151	2,198	1,281	4,601	1,361	14,554	11,059						
ZONA _17	165.634	98.636	2.528.229	1.484.887	1.254.913	746.590	2.812.525	870.236	8.311.130	7.267.788	1330	7	1	1163	6,4	1
		0,596	15,264	8,965	7,576	4,507	16,980	5,254	50,178	43,879						
ZONA _11	383.540	545.880	736.005	908.360	2.177.909	2.409.067	10.662.257	2.386.372	27.045.621	19.089.844	4327	17	2	3054	16,7	2
		1,423	1,919	2,368	5,678	6,281	27,800	6,222	70,516	49,773						

ZONA _16tris	41.786	111.923	149.400	59.484	269.249	236.342	1.349.590	382.834	2.711.683	2.409.422	434	2	0	386	2,0	0
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,661						

Tabella 8. Database KPIs area portuale di Cagliari.

BASTIA		Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni	Fabb. Elettrico (GWh/anno)	Fabb. Termico (GWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche	Fabb. Elettrico (GWh/anno)	Fabb. Termico (GWh/anno)
ZONA _17	97.647	58.149	1.490.479	875.393	739.815	440.141	1.658.081	513.035	4.899.700	4.284.614	784	4	1	686	4	1	
		0,596	15,264	8,96	7,576	4,507	16,980	5,254	50,178	43,88							
ZONA _16	34.604	92.686	123.722	49.260	222.972	195.720	1.117.629	317.034	2.245.610	1.995.301	359	2	0	319	2	0	
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,66							
ZONA _16bis	13.046	34.944	46.644	18.571	84.062	73.788	421.355	119.524	846.614	752.245	135	1	0	120	1	0	
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,66							
ZONA _10	70.130	59.858	1.084.754	134.590	469.769	663.911	2.858.269	684.553	7.362.884	4.870.950	1178	5	1	779	4	1	
		0,854	15,468	1,92	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,46							

Tabella 9. Database KPIs area portuale di Bastia.

NIZZA	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche	Fabb. Elettrico	Fabb. Termico	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche	Fabb. Elettrico	Fabb. Termico
ZONA_17	92.460	55.061	1.411.305	828.892	700.516	416.761	1.570.004	485.782	4.639.428	4.057.015	742	4	0	649	4	0
		0,596	15,264	8,96	7,576	4,507	16,980	5,254	50,178	43,88						
ZONA_18	8.062	7.256	9.001	5.400	10.302	7.301	34.548	6.364	87.563	71.171	14	0	0	11	0	0
		0,900	1,116	0,67	1,278	0,906	4,285	0,789	10,861	8,83						
ZONA_10bis	466.737	398.376	1.392.763	895.737	3.126.460	4.418.537	19.022.668	4.555.914	49.002.284	32.417.693	7840	28	5	5187	28	5
		0,854	2,984	1,92	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,46						
ZONA_10	88.764	75.763	1.372.980	170.351	594.590	840.317	3.617.729	866.443	9.319.250	6.165.194	1491	7	1	986	5	1
		0,854	15,468	1,92	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,46						
ZONA_10tris	152.935	130.535	456.365	293.505	1.024.442	1.447.815	6.233.129	1.492.829	16.056.503	10.622.256	2569	9	1	1700	9	1

ZONA_10tris	152.935	0,854	2,984	1,92	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,46	2569	9	1	1700	9	1

Tabella 10. Database KPIs area portuale di Nizza.

TOLONE	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche	Fabb. Elettric (GWh/anno)	Fabb. Termico (GWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche	Fabb. Elettric (GWh/anno)	Fabb. Termico (GWh/anno)
ZONA_10tris	1.503.740	1.283.493	993.034	2.885.900	10.072.875	14.235.707	61.287.508	14.678.310	157.876.265	104.443.792	25260	88	15	16711	90	15
		0,854	0,660	1,92	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,46						
ZONA_10bis	165.839	141.549	2.565.158	318.270	1.110.881	1.569.976	6.759.053	1.618.788	17.411.282	11.518.516	2786	12	2	1843	10	2
		0,854	15,468	1,92	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,46						
ZONA_14	154.607	72.264	296.688	177.944	339.818	197.991	711.307	210.411	2.250.165	1.709.735	360	2	0	274	1	0
		0,467	1,919	1,15	2,198	1,28061	4,601	1,361	14,554	11,06						
ZONA_10	162.366	138.585	2.511.438	311.604	1.087.616	1.537.097	6.617.505	1.584.887	17.046.655	11.277.296	2727	12	2	1804	10	2
		0,854	15,468	1,92	6,699	9,467	40,757	9,761	104,989	69,46						
ZONA_16	117.956	315.943	421.736	167.914	760.053	667.160	3.809.704	1.080.685	7.654.699	6.801.459	1225	6	1	1088	6	1
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,66						
ZONA_13	77.048	52551	50881	28902	63537	51893	281268	50925	623371	529.075	100	1	0	85	0	0
		0,682	0,660	0,375	0,825	0,674	3,651	0,661	8,091	6,87						
ZONA_11	211.097	300447	2014920	499953	1198702	1325929	5868411	1313438	14885669	10.506.880	2382	11	1	1681	9	1
		1,423	9,545	2,368	5,678	6,281	27,800	6,222	70,516	49,77						
ZONA_18	255.232	229701	284946	170968	326154	231131	1093732	201477	2772137	2.253.163	444	2	0	361	2	0
		0,900	1,116	0,670	1,278	0,906	4,285	0,789	10,861	8,83						

ZONA_17	229.783	136.837	3.507.396	2.059.975	1.740.933	1.035.740	3.901.798	1.207.273	11.529.978	10.082.556	1845	10	1	1613	9	1
		0,596	15,264	8,96	7,576	4,507	16,980	5,254	50,178	43,88						
ZONA_16bis	284.620	762350	1017622	405165	1833957	1609812	9192563	2607622	18470280	16.411.470	2955	14	3	2626	14	3
		2,678	3,575	1,424	6,444	5,656	32,298	9,162	64,895	57,66						

Tabella 11. Database KPIs area portuale di Tolone.

Analisi multiscenario

In questa sezione viene presentato una overview riassuntiva degli scenari proposti.

Intervento	Tag	Totale CO2 evitata (tons/anno)		KPI & unità di misura		Main driver	Avvertenze	Totale (tons/anno)
1	Conversione dual-fuel parco mezzi zona movimentazione container	587		NA	(kgCO2/mov)	Forte dipendenza dal traffico merci	Valore riferito ad una singola zona. Il contributo dalla caldaia deve essere escluso nella definizione del KPI	587
2	Deposito refrigerato	187		5,3	(kgCO2/m3)	Forte dipendenza dalla zona climatica e tipologia di merce	Valore riferito ad un singolo deposito. Valore del KPI è riferito a depositi per frutta	187
3	Cogenerazione uffici	Livorno	1920	KPI zonali tabella (3)	(kgCO2/m2_zona)	Zona climatica	I valori sono calcolati per uno scenario medio (50% degli edifici predisposti ad ospitare la cogenerazione)	9181
		Portoferraio	474					
		Oristano	489					
		Genova	2211					
		Cagliari	1030					
		Bastia	154					
		Tolone	2595					
		Nizza	309					

4	Impianto fotovoltaico per container refrigerati	2122	0,445-0,292	(kgCO2/kWh)	Forte dipendenza da latitudine e fattori tipici che caratterizzano la produzione solare e traffico merci	I valori di emissioni di CO2 sono equivalenti a quelli relativi al parco termoelettrico nazionale.	2122	
5	Led Autorità portuale	162	-	(kgCO2/m2_zona)	Soluzione spiecifica dipendente dalle caratteristiche zonali	Valore riferito ad una singola zona. Soluzione di retrofit non estrapolabile all'area di interesse	162	
6	LED uffici	Livorno	775	Per KPI zonali, tabelle (5-10)	(kgCO2/m2_zona)	Forte dipendenza dai fattori di emissione nazionali (e.g. Livorno vs Tolone)	Alcuni edifici potrebbero impiegare già la tecnologia LED	6768
		Portoferraio	699					
		Oristano	1051					
		Genova	2268					
		Cagliari	607					
		Bastia	212,13					
		Tolone	844,22					
		Nizza	311,44					

Tabella 12. Overview scenari e benefici ambientali

Discussioni e conclusioni

Il quadro emerso da questa analisi suggerisce l'esistenza di interessanti opportunità di riduzione delle emissioni carboniche associate alle attività portuali in ambito onshore. Nello specifico, ai fini di una diminuzione delle emissioni impattanti, l'integrazione del GNL, inteso come vettore energetico alternativo al diesel, diventa una opzione assolutamente non trascurabile specialmente nei terminal dedicati alla movimentazione dei container. È evidente come la sostituzione del gasolio come carburante per macchinari e mezzi, è certamente una tra le soluzioni più interessanti sia dal punto di vista ambientale, sia per l'agevole e relativa semplicità di installazione della tecnologia. Analogamente, lo stato criogenico del GNL può essere capitalizzato attraverso l'integrazione del processo di rigassificazione del gas stesso con gli impianti tecnici e/o meccanici di processi industriali che richiedono importanti quantità di energia a temperatura relativamente bassa. In questo studio si evidenzia come un processo di rigassificazione su piccola scala può effettivamente soddisfare la richiesta termica di impianti con alta richiesta energetica come il caso dei depositi refrigerati per la conservazione della frutta. Si evidenzia come un intervento di questo tipo, potrebbe portare benefici ambientali non trascurabili anche se relativamente contenuti rispetto agli altri interventi (187 tonnellate di CO₂ l'anno) e dunque, potrebbe diventare economicamente interessante solo sotto determinate condizioni. Nello specifico, l'integrazione termica dei processi richiederebbe una ottimizzazione della configurazione impiantistica, ovvero una minimizzazione delle tubazioni adibite al trasporto del fluido termovettore. Questo potrebbe concretamente significare, ad esempio, localizzare gli impianti di rigassificazione delle stazioni di rifornimento del gas naturale compresso (CNG) in prossimità delle utenze con elevata domanda di energia termica a bassa temperatura. Proseguendo nella discussione, è opportuno evidenziare come l'impiego della cogenerazione per i soli uffici, rappresenta un'altra importante soluzione impiantistica in termini di riduzione delle emissioni carboniche. Si evidenzia come un intervento di questo tipo potrebbe generare un beneficio che, se esteso su tutta l'area di cooperazione, raggiungerebbe un ordine di grandezza pari a 8000/9000 tonnellate l'anno di emissioni carboniche evitate. Questi interventi, delineati in un'ottica di integrazione del GNL in ambito portuale, naturalmente non sono le uniche opzioni percorribili. Nello specifico, è opportuno evidenziare come la sostituzione degli elementi illuminanti dei piazzali e degli ambienti interni degli uffici, è di fatto un intervento che permetterebbe di conseguire il massimo dei benefici ambientali, specialmente per i porti italiani, dove il kWh elettrico è associato a fattori di emissione notoriamente più elevati rispetto la Francia, dove la presenza del nucleare permette di raggiungere valori di emissioni specifiche (grammi di CO₂/kWh) più contenuti. Inoltre, risulta notevole come i terminal di movimentazione container siano normalmente caratterizzati da un'elevata richiesta energetica, la cui parte preponderante è di norma associata ai consumi elettrici generati dai container refrigerati. Per questo motivo, l'acquisto di certificati bianchi è la soluzione più immediata per i concessionari di queste zone.

Tuttavia, è opportuno sottolineare come l'impiego del fotovoltaico sia ancora più auspicabile considerando il fatto che i possibili benefici potrebbero facilmente attestarsi intorno alle 2000-2500 tonnellate di emissioni carboniche evitate. Infine, la possibilità di impiegare la tecnologia LED per l'illuminazione degli edifici, risulta essere di fatto la più interessante (6768 tonnellate di CO2 evitata su tutta l'area di cooperazione).

Concludendo, parallelamente alle opzioni di retrofit ed agli scenari proposti in questo documento, è opportuno evidenziare come le banchine elettrificate ed il trasporto marittimo alimentato a GNL, sarebbero soluzioni altrettanto più interessanti in termini di benefici ambientali.

Bibliografia e sitografia

[1] Porti Alto Tirreno. *I porti come cerniera mare-terra dei nuovi network di distribuzione LNG: il caso di Livorno e del Cluster Alto Tirreno*. Disponibile online: <https://www.portialtotirreno.it/wp-content/uploads/2018/03/DOC-INN-Presentazione-Verona-LNG-41215-AQ-finale.pdf>. (Accessed 26/07/2019).

[2] Green Cranes. Disponibile online: <http://www.greencranes.eu/> (Accessed 26/07/2019).

[3] J.-M. Huet, Lars Reinholdt, Claudio Zilio, C. Bond. "Specific energy consumption values for various refrigerated food cold stores." ICR 2015, August 16 - 22 - Yokohama, Japan.

[4] European Environmental Agency. Available online: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-2/assessment-4> (accessed 24/07/2019).

Progetto Signal – Programma Italia Francia Marittimo 2014-2020

Report Attività T1.5.1

SOMMARIO

1. PREMESSA E INTRODUZIONE AL LAVORO.....	10
2. LA DOMANDA DI GNL E LE POTENZIALITÀ DI SVILUPPO	12
2.1 L'EVOLUZIONE DELLA FLOTTA MARITTIMA.....	16
2.1.1 IL COMPARTO DELLE CROCIERE	25
2.1.2 LA PREVISIONE DI SVILUPPO DELLA DOMANDA GNL NELL'ARCO TIRRENO-LIGURE	33
2.2 LA DOMANDA DI GNL TERRESTRE.....	37
2.2.1 LA DOMANDA DI GNL AD USO AUTOTRAZIONE	37
2.2.2 LA DOMANDA DI GNL AD USO TPL	42
3. ANALISI DELL'OFFERTA NEL CONTESTO TERRITORIALE DI RIFERIMENTO	43
3.1.1 TERMINALI DI IMPORT CON SERVIZI SI SMALL SCALE ATTIVI NEL MEDITERRANEO OCCIDENTALE.....	44
3.1.2 I TERMINAL DI RIGASSIFICAZIONE PRESENTI NEL BACINO TIRRENO- LIGURE	48
3.1.3 IMPIANTI SMALL SCALE IN COSTRUZIONE E AUTORIZZAZIONE IN ITALIA	52
4. BUNKERAGGIO E TRASPORTO DEL GNL: SOLUZIONI TECNOLOGICHE DISPONIBILI ED ESEMPI APPLICATIVI.....	61
4.1 MODALITÀ DI BUNKERAGGIO DEL GNL: UNA PANORAMICA	62
4.2 SOLUZIONI SHIP-TO-SHIP ED ESEMPI APPLICATIVI.....	65
4.2.1 SOLUZIONI E UNITÀ PER IL TRASPORTO E IL BUNKERAGGIO DEL GNL	65
4.2.2 ESEMPI APPLICATIVI SHIP-TO-SHIP E PROSPETTIVE FUTURE	75
4.3 SOLUZIONI TERMINAL (PORT)-TO-SHIP E ESEMPI APPLICATIVI.....	80
4.3.1 SOLUZIONI PER IL TRASFERIMENTO DI GNL IN BANCHINA	80
4.3.2 ESEMPI APPLICATIVI RECENTI DI TPS BUNKERING.....	82
4.4 SOLUZIONI TRUCK-TO-SHIP E ESEMPI APPLICATIVI.....	86
4.4.1 SOLUZIONI PER IL TRASPORTO DEL GNL SU STRADA.....	86
4.4.2 CONNESSIONI MULTIPLE-SIMULTANEE PER IL BUNKERAGGIO TTS	90
4.4.3 ESEMPI APPLICATIVI RECENTI DI TRUCK-TO-SHIP BUNKERING	94
4.5 LO SVILUPPO DELLA CATENA DEL BIO-GNL	106
4.5.1 POSSIBILI APPLICAZIONI NEL CONTESTO LIGURE	110

5.	ANALISI DELLE POSSIBILI SOLUZIONI ADOTTABILI NEL CONTESTO LIGURE ...	114
5.1	ANALISI DEI MACRO SCENARI DI RIFERIMENTO	114
5.1.1	FASE DI AVVIO (START-UP) DELLA RETE	114
5.1.2	FASI DI SVILUPPO INTERMEDIA (SCALE-UP) E FINALE (ROLL-OUT) DELLA RETE	117
5.1.3	QUADRO DELLA DOMANDA MARITTIMA POTENZIALE DI GNL E DELLE RELATIVE INFRASTRUTTURE DI TERRA.....	120
5.2	ANALISI SWOT DELLE SOLUZIONI TECNOLOGICHE ADOTTABILI	125
5.3	ANALISI QUALITATIVA DELLA FATTIBILITÀ DELLE DIVERSE OPZIONI ADOTTABILI NEL CONTESTO LIGURE.....	135
6.	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	138
6.1	SCENARIO REALTIVO ALLA FASE DI AVVIO DELLA DOMANDA	138
6.2	SCENARIO IN FASE TRANSITORIA DI CONSOLIDAMENTO DELLA DOMANDA NEL BREVE-MEDIO PERIODO	140
6.3	SCENARIO IN FASE DI DIFFUSIONE CONSOLIDATA DEL GNL COME COMBUSTIBILE MARINO NEL MEDIO-LUNGO PERIODO	142
6.4	CONSIDERAZIONI E RACCOMANDAZIONI TRASVERSALI	146

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Le previsioni di sviluppo del GNL per i prossimi anni	12
Figura 2: Sintesi dello Scenario della domanda previsto dal Quadro Strategico Nazionale ..	13
Figura 3: scenario della domanda nazionale per tipologia di utilizzo al 2030 (Snam)	14
Figura 4: scenario della domanda nazionale (kt) per tipologia di utilizzo al 2030 (REF-E)....	14
Figura 5: ripartizione della domanda nazionale per tipologia di utilizzo al 2030 (REF-E).....	15
Figura 6: Numero di navi in operatività e in costruzione, fonte DNV - marzo 2019.....	16
Figura 7: Geolocalizzazione delle infrastrutture e navi alimentate a GNL, fonte DNV - marzo 2019	17
Figura 8: Numero di navi in operatività e in costruzione, per tipologia (fonte DNV - marzo 2019)	17
Figura 9: Numero di navi GNL in operatività e in costruzione, per tipologia e area geografica di utilizzo (fonte DNV - marzo 2019)	19
Figura 10: Numero di navi LNG in operatività e in costruzione, per anno (fonte DNV - marzo 2019)	20
Figura 11: Numero di nuove navi da crociera alimentate a GNL in costruzione per anno di consegna.....	26
Figura 12: Valore delle nuove navi da crociera alimentate a GNL per costo dell'investimento e stazza	27
Figura 13: Ripartizione del numero di nuove navi da crociera alimentate a GNL per compagnia di navigazione.....	27
Figura 14: Sistemi GNL installati a bordo di Aida Nova ed operazioni di rifornimento ship-to-ship.....	30
Figura 15: Cost Smeralda	31
Figura 16: Itinerari di viaggio delle navi da crociera alimentate a GNL operanti nell'area di interesse.....	31
Figura 17: scenari di sviluppo al 2030 del GNL nella filiera dei trasporti terrestri.....	37
Figura 18: sviluppo della rete di stazioni terrestri C-LNG In Italia ed Europa.....	38
Figura 19: andamento delle immatricolazioni di autocarri GNL in Europa	41
Figura 20: Scania Interlink Medium Decker LNG fuelled,	42
Figura 21: Contesto di riferimento per l'offerta di servizi Small Scale GNL nell'area del Tirreno-Ligure	43
Figura 22: Schema di funzionamento del terminale GNL di importazione di ENAGAS	47
Figura 23: La rete di distribuzione del gas naturale.....	48

Figura 24: Impianto FSRU OLT Offshore LNG Toscana	49
Figura 25: Schema dei flussi di processo del terminale “FSRU Toscana”	50
Figura 26: il terminale di rigassificazione GNL Italia di Panigaglia.....	51
Figura 27: il terminale Small Scale GNL di Oristano	54
Figura 28: il Rendering del deposito costiero GNL e dei bracci di carico del terminale di Ravenna	56
Figura 29: il Rendering del deposito costiero GNL del terminale di Venezia	57
Figura 30: Rendering e illustrazione della bunker ship “Coral Methane”.....	65
Figura 31: Rendering e illustrazione della bunkerina “Clean Jacksonville”	66
Figura 32: Due serbatoi di GNL da 250m installati sul pontone di Baguazhou	68
Figura 33: Test pilota di STS bunkering nel porto di Bilbao utilizzando un pontone.....	69
Figura 34: Rendering del pontone GNL Flex Fueler 002	70
Figura 35: Rendering dell’unità Semi Ballastable Barge Transporter (SBBT).....	71
Figura 36: Impiego di tubi flessibili per il trasferimento di GNL in modalità STS della bunker ship Seagas nel porto di Stoccolma.	72
Figura 37: Impiego di tubi flessibili per il trasferimento di GNL in modalità STS della bunkerina Coralius nel porto di Gotheborg	72
Figura 38: Rendering e unità realizzata di braccio di carico rigido articolato installabile a bordo nave.....	73
Figura 39: Rendering e unità sviluppata di un braccio di carico innovativo semirigido.....	74
Figura 40: Operazioni di STS bunkering alla nave AIDA Nova da parte di Coral Methane nel porto di Santa Cruz de Tenerife.	76
Figura 41: LBV Kairos nella prima operazione di rifornimento STS alla nave portacontainer Wes Amelie a largo del porto di Amburgo.	76
Figura 42: LBV Kairos nella prima operazione di rifornimento STS al traghetto Visborg nel porto di Visby (Svezia)	77
Figura 43: Tipici bracci di carico/scarico del GNL in banchina.....	81
Figura 44: Operazioni di PTS bunkering alla nave Ternsund nel porto di Pori (Finlandia).	82
Figura 45: Rifornimenti pilota in modalità PTS (sinistra) e TTS (destra) alla nave Damia Desgagnés nel porto di Cartagena presso il terminal Enagas	83
Figura 46: Braccio di carico fisso in banchina per operazioni di PTS bunkering nel porto di Risavika.....	83
Figura 47: PTS bunkering nel porto di Goteborg	85
Figura 48: Esempi e layout di tipico semitrailer per il trasporto di GNL su gomma	86

Figura 49: Esempi di unità ISO container intermodali da 20 piedi (sinistra) e da 40 piedi (destra).	87
Figura 50: Opzione di trasporto containerizzato via nave di unità ISO	88
Figura 51: ISO-container con rimorchio in banchina in attesa di essere caricato (sinistra) e scaricato (destra) da nave Ro-Ro durante un'applicazione pilota sulla tratta Barcellona-Livorno	89
Figura 52: Trasporto multimodale via nave (sinistra) e rotaia (destra) di ISO container GNL, realizzato nell'ambito del progetto CORE LNGas hive	90
Figura 53: Operazioni simultanee di TTS bunkering a Jacksonville (Florida), utilizzando skid per connessioni multiple	91
Figura 54: Rendering (sinistra) e prototipo realizzato (destra) della soluzione di rifornimento multipla "4SPEED" della società Gas & Heat	92
Figura 55: Operazioni di bunkering in fase di collaudo dello skid (sinistra) e unità riasssemblata pronta per il trasporto come container da 20 piedi (destra) di Gas&Heat	92
Figura 56: Rendering (sinistra) e operazione reale (destra) del rifornimento simultaneo di due autocisterne utilizzando il componente "Y PIECE" della società Kosan Crisplant.....	93
Figura 57: Rendering del componente "Y PIECE" e opzione di caricamento su rimorchio standard in banchina.....	94
Figura 58: TTS bunkering con connessione multipla della Fure West nel porto di Anversa..	95
Figura 59: TTS bunkering con connessione multipla della Fure West nel porto di Moerdijk .	95
Figura 60: TTS bunkering con connessione multipla nel porto di Rotterdam.....	96
Figura 61: TTS bunkering alla cementiera M.V. Greenland nel porto di Rostock.....	96
Figura 62: TTS bunkering con connessione multipla della portacontainer Wes Amelie nel porto di Bremerhaven	97
Figura 63: TTS bunkering con connessione multipla nel porto di Mukran.....	97
Figura 64: TTS bunkering con connessione multipla al traghetto Megastar nel porto di Tallin	98
Figura 65: Rendering della bunkerina di Elenger prevista operare nel porto di Helsinki per rifornire il traghetto Megastar.	99
Figura 66: TTS bunkering con Bio-LNG a Fure Vinga nel porto di Goteborg.....	99
Figura 67: TTS bunkering a Samnøy (sinistra) e Fure Vinga (destra) nei porti di Ferrol e Cartagena.....	100
Figura 68: TTS bunkering ad AIDA Nova nel porto di Funchal (Madeira).....	101
Figura 69: Procedure di TTS bunkering ad AIDA Perla nel porto di Civitavecchia.....	102
Figura 70: Schema di delimitazione della zona di sicurezza per le operazioni di TTS ad AIDA Perla nel porto di Civitavecchia.....	104

Figura 71: Operazione di rifornimento TTS al traghetto Hypatia de Alejandria nel porto di Venezia.....	105
Figura 72: impianti di produzione di biometano e biogas in Europa.....	106
Figura 73: il processo di produzione del Bio-GNL	108
<i>Figura 74: i progetti di liquefazione del biometano in Italia</i>	<i>108</i>
Figura 75: Schematizzazione dell’assetto di rete nella prima fase di start-up.....	115
Figura 76: Schematizzazione dell’assetto di rete nella fase intermedia di scale-up.....	117
Figura 77: Schematizzazione dell’assetto di rete nelle fasi di sviluppo della rete ligure e relativi fabbisogni finanziari (mil. Eur).....	118
Figura 78: Schematizzazione dell’assetto di rete nella fase finale di roll-out	119
Figura 79: Comparazione degli assetti della rete GNL finale e della rete del bunker tradizionale	119
Figura 80: i diversi scenari della domanda potenziale marittima di GNL in relazione alle diverse ipotesi impiantistiche di terra.....	122
Figura 81: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra	124
Figura 82: schema dei principali componenti del sistema di stoccaggio a batteria di serbatoi orizzontali	141
Figura 83: Esempio di planimetria di progetto corrispondente alla configurazione prevista inizialmente per l’impianto di stoccaggio di GNL del porto di Ravenna.....	144

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: analisi comparata degli scenari di penetrazione del GNL nel mercato del bunkeraggio marittimo nel periodo 2025-2040 (mtpa).....	13
Tabella 2: Numero di navi in operatività e in costruzione, fonte DNV - marzo 2019	16
<i>Tabella 3: Numero di navi traghetto alimentate a GNL in operatività e in costruzione, per anno (fonte DNV- marzo 2019).....</i>	<i>21</i>
<i>Tabella 4: Numero di navi car carriers/car-pax ferry alimentate a GNL in operatività e in costruzione, per anno (fonte DNV- marzo 2019).....</i>	<i>22</i>
Tabella 5: Numero di navi container alimentate a GNL in operatività e in costruzione, per anno (fonte DNV- marzo 2019).....	24
Tabella 6: lista delle navi da crociera alimentate a GNL.....	28
Tabella 7: domanda potenziale marittima di GNL per l’area Tirreno-Ligure (Progetto GAINN)	33

Tabella 8: sintesi dei diversi scenari relativi alla domanda marittima potenziale di GNL per l'area Tirreno-Ligure.....	35
Tabella 9: domanda potenziale di GNL per il porto di Genova (progetto GAINN4MOS)	35
Tabella 10: massima domanda potenziale di bunkeraggio GNL nei porti liguri.....	36
Tabella 11: Immatricolazioni autocarri con Ptt>3,5 ton. Per tipologia di alimentazione	40
Tabella 12: tariffe per servizi small scale GNL applicati nel terminale di Fos Marseille.....	45
Tabella 13: tariffe per servizi small scale GNL applicati nel terminale di Barcellona (ENAGAS)	47
Tabella 14: i terminali di rigassificazione dell'area Tirreno-Ligure	49
Tabella 15: i terminali Small scale GNL in corso di realizzazione in Italia.....	53
Tabella 16: I servizi offerti dai terminali GNL dell'area del Mar Tirreno-Ligure.....	59
Tabella 17: Specifiche dei servizi offerti dai terminali GNL dell'area del Mar Tirreno-Ligure.	60
Tabella 18: Modalità di bunkering del GNL	63
Tabella 19: caratteristiche dimensionali principali delle diverse taglie di LNG bunker ship ...	66
Tabella 20: Elenco delle bunker ship operative ed in costruzione	78
Tabella 21: Il meccanismo incentivante previsto dal DM Biometano	107
Tabella 22: Ipotesi impiantistiche di trattamento del biometano e relativi volumi di Bio-GNL prodotto	112
Tabella 23: Ipotesi impiantistiche di trattamento del biometano e rifornimenti di Bio-GNL equivalenti	112
Tabella 24: tipologie e quantità di rifiuti prodotti dalle navi nel porto di Genova compatibili con il trattamento di bio-digestione	113
Tabella 25: produzione di biogas e bio-GNL per tipologia di rifiuto trattato.....	113
Tabella 26: Schematizzazione dell'assetto di rete nelle fasi di sviluppo della rete ligure e relativi fabbisogni finanziari (mil. Eur).....	116
Tabella 27: le diverse ipotesi di sviluppo della domanda potenziale marittima di GNL	120
Tabella 28: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra.....	121
Tabella 29: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra.....	123
Tabella 30: Analisi SWOT - Deposito di grandi dimensioni (>10.000m ³)	127
Tabella 31: Analisi SWOT - Stoccaggi di GNL di medie dimensioni (10.000 m ³).....	128
Tabella 32: Analisi SWOT - Piccolo deposito portuale (< 500 m ³).....	129
Tabella 33: Analisi SWOT - Sistema portuale di connessione multipla-simultanea TTS.....	130
Tabella 34: Analisi SWOT - Impiego di ISO Container-autobotti	131

Tabella 35: Analisi SWOT - Bunker ship GNL (es. 5.000 - 7.500 m3)	132
Tabella 36: Analisi SWOT - Bettolina/pontone GNL (es. 1000 - 3000 m ³)	133
Tabella 37: Analisi SWOT - Impianto di Bio-GNL (liquefazione di piccola-media taglia)	134
Tabella 38: Analisi qualitativa della fattibilità delle diverse opzioni adottabili nel contesto ligure	137
Tabella 39: caratteristiche del sistema di stoccaggio a batteria di serbatoi orizzontali	140
Tabella 40: caratteristiche del sistema di stoccaggio di grandi dimensioni "full containment"	144

1. PREMESSA E INTRODUZIONE AL LAVORO

Il presente report contiene il contributo di IRE SPA al prodotto T1.5 del Progetto Signal Programma Italia Francia Marittimo 2014-2020, relativo all'analisi del possibile scenario e assetto della rete GNL per il contesto ligure.

Il GNL è una alternativa molto promettente agli attuali combustibili per contenere le emissioni di CO₂, SO_x, NO_x, indotte dal traffico marittimo. In aggiunta a questa esigenza, i porti liguri stanno recentemente esplorando modalità per migliorare le emissioni a terra indotte dai mezzi pesanti per movimentazione e operazioni di carico/scarico attraverso l'utilizzo di motori a GNL e/o dual fuel.

Infrastrutture costiere per la ricezione e il bunkeraggio del GNL possono inoltre alimentare una quantità di utenze terrestri off-grid, dal rifornimento diretto di mezzi pesanti alimentati a GNL, al riempimento di autocisterne e ISO-container diretti verso depositi satellite, stazioni di rifornimento per autotrazione dislocate in un raggio di 400km e utenze tanto industriali quanto civili.

Infrastrutture GNL di nuova acquisizione potrebbero conferire un vantaggio competitivo ai porti liguri che hanno il potenziale di posizionarsi come traino virtuoso dell'area di cooperazione transfrontaliera in cui diverse realtà portuali appartengono al "Cluster GNL".

Lo sviluppo di servizi small scale da parte dei terminali di importazione in prossimità dei porti liguri rappresenta un ulteriore vantaggio competitivo in termini di costi e tempi di approvvigionamento dei depositi.

Il presente studio, partendo dall'analisi della domanda analizza le possibili alternative di scenario relative all'approvvigionamento e alla distribuzione/utilizzo del GNL per il cluster ligure.

Lo studio è stato condotto tenendo conto degli output prodotti dai componenti T1.3 e T1.4 del progetto SIGNAL, rappresentando su diverse scale temporali scenari plausibili di sviluppo volti a soddisfare gli obblighi previsti dalla normativa europea e nazionale, i requisiti della normativa tecnica e le esigenze della logistica terra/mare.

Il documento comprende i seguenti approfondimenti specifici:

- Analisi della domanda di GNL e delle potenzialità di sviluppo (Capitolo 2), che partendo dal mercato potenziale relativo alla fornitura di gas naturale liquefatto (GNL) identificato nel Quadro Strategico Nazionale (QSN), analizza puntualmente l'evoluzione della domanda tanto marittima quanto terrestre mettendo a sistema gli studi e le ipotesi già recentemente condotti in altri contesti e progetti, focalizzandosi anche sulla previsione di sviluppo della domanda GNL nell'arco Tirreno-Ligure;
- Analisi dell'offerta nel contesto territoriale di riferimento (Capitolo 3), ovvero della disponibilità di infrastrutture con servizi di Small Scale attivi e della pianificazione dei nuovi impianti nell'area oggetto dello studio;
- Analisi delle soluzioni tecnologiche disponibili per il bunkeraggio e il trasporto del GNL, unitamente a un'esaustiva e aggiornata panoramica dei più recenti esempi applicativi (Capitolo 4).

In considerazione delle analisi precedenti, il report elabora infine:

- Analisi delle diverse soluzioni tecnologiche adottabili e dei diversi scenari di sviluppo riferibili al contesto ligure, nell'ambito delle ipotesi di evoluzione della rete GNL nazionale e del mediterraneo occidentale nel nel breve, medio e lungo termine (Capitolo 5);
- Considerazioni conclusive scaturenti dalle risultanze delle diverse analisi e incentrate sul dimensionamento degli impianti, i loro costi e il grado di complementarità con gli altri componenti della rete (Capitolo 6);

2. LA DOMANDA DI GNL E LE POTENZIALITÀ DI SVILUPPO

Il Quadro Strategico Nazionale (QSN) sulla “fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi” allegato al recepimento nazionale della direttiva 2014/94 (c.d. DAFI) sulla realizzazione della rete per i combustibili alternativi recentemente ha analizzato il mercato potenziale relativo alla fornitura di gas naturale liquefatto (GNL) per la navigazione marittima e interna, per il trasporto stradale e per altri usi.

Per quanto riguarda il mercato del gas naturale, il Quadro nazionale sottolinea come l'emergere di nuove tecnologie abbia consentito di immettere sul mercato risorse che fino a pochi anni fa era impossibile sviluppare e che hanno portato un incremento dei volumi scambiati e degli attori coinvolti, con un conseguente moltiplicarsi delle rotte percorse, con oltre 350 navi gasiere attive su direttrici transoceaniche. Contemporaneamente, la componente “spot” dell’approvvigionamento ha ampliato la sua quota, raggiungendo il 30% dei volumi scambiati, ed è aumentata la competitività tra operatori alternativi sia dal lato dell’offerta, sia da quello della domanda.

Relativamente al gas naturale liquefatto (GNL), le stime fornite dal Quadro Strategico Nazionale prevedono uno sviluppo significativo del mercato GNL nei prossimi anni. Il consumo nazionale di GNL stimato al 2030 è ricompreso tra 5,5 - 7 milioni di tonnellate all’anno, di cui:

- Tra il 50 e il 60% per il trasporto;
- Tra il 25 e il 30% per usi industriali;
- Tra il 7 e il 10% per usi civili;
- Tra il 14% e il 20% per il trasporto navale.

Le previsioni sullo sviluppo del mercato sono legate a diverse variabili tra cui:

- Mantenimento dell’attuale vantaggio fiscale per il gas rispetto ai carburanti tradizionali;
- Mantenimento di un framework regolatorio favorevole per lo sviluppo del GNL;
- Disponibilità di mezzi a prezzi competitivi.

Gli impatti della Direttiva AFI riguardano un numero più limitato di player di medio-grandi dimensioni per il trasporto marittimo, mentre gli interventi nel settore stradale potrebbero interessare fino a 80.000 imprese in possesso di veicoli pesanti (fonte PwC).

Figura 1: Le previsioni di sviluppo del GNL per i prossimi anni

Il consumo di LNG stimato per il 2030 è pari a 5,5 - 7 milioni di tonnellate all’anno, di cui:

- Tra il 50 e il 60% per il trasporto;
- Tra il 25 e il 30% per usi industriali;
- Tra il 7 e il 10% per usi civili;
- Tra il 14% e il 20% per il trasporto navale.

Previsioni per la diffusione di veicoli a LNG

Veicoli	2020	2030
Mezzi di trasporto pesante su strada a LNG/veicoli pesanti	-	12 - 15% (30.000 - 35.000 mezzi)*
Mezzi navali alimentati a LNG di nuova costruzione	2	35
Conversione di mezzi navali alimentati a LNG	5	25

*percentuale sul parco circolante sia mono fuel che dual fuel

Fonte: PwC sulla base dei dati QSN, 2017

Figura 2: Sintesi dello Scenario della domanda previsto dal Quadro Strategico Nazionale

APPLICAZIONE	PREVISIONI 2020	PREVISIONI 2025	PREVISIONI 2030
Impianti di stoccaggio presso terminali di rigassificazione	3	4	5
Impianti di stoccaggio (secondari) di GNL	5	15	30
Impianti di rifornimento di GNC integrati con GNL	2%	10%	800
Mezzi di trasporto pesante su strada a GNL - veicoli nuovi			12% - 15% (30-35.000)
Impianti di rifornimento di GNC	1300	1900	
Mezzi alimentati a GNC su strada	1.350.000	2.300.000	
Mezzi navali alimentati a GNL di nuova costruzione	2	20	35
Conversione di mezzi navali alimentati a GNL	5	20	25
Punti di carico per i veicoli cisterna di GNL	5	7	10
N. di punti rifornimento stradale lungo la rete TEN-T	3	5	7
Punti di rifornimento di GNL per mezzi navali nei porti	10	12	20

Dall'analisi degli scenari di sviluppo della domanda si è riscontrato come nel medio-lungo periodo la domanda relativa al trasporto marittimo, sulla scia delle sempre più stringenti normative di settore in materia di inquinamento atmosferico (limite del 0,5% di zolfo contenuto dei combustibili marini al 2020), possa giocare un ruolo crescente nello sviluppo del mercato del GNL e dell'associata rete di distribuzione.

A livello globale, per il mercato del bunkeraggio marittimo gli scenari di penetrazione del GNL prevedono un livello di domanda compreso tra 20 e 30 milioni di tonnellate all'anno a partire dal 2030 (analisi comparata della Oxford Institute for Energy Studies, 2018: "A review of demand prospects for LNG as a marine transport fuel").

Tabella 1: analisi comparata degli scenari di penetrazione del GNL nel mercato del bunkeraggio marittimo nel periodo 2025-2040 (mtpa)

Fonte/Scenario	2025	2030	2035	2040
IEA - Sustainable Development	11.6	18.8	26.8	37.0
IEA - New Policies	23.9	29.7	36.2	41.3
ENGIE/PWC		24-30		
Lloyds Register	8-30	10-40	15-45	20-65

Fonte: Oxford Institute for Energy Studies, 2018 su dati IEA WEO 2017, PWC, Lloyds Register 2017

Queste stime sono confermate anche dagli operatori nazionali, che a fronte delle 10 milioni di tonnellate movimentate nel 2018, prevedono un incremento a 25 mt al 2030 (Assogasliquidi 2019).

A livello nazionale per il comparto marittimo le stime del QSN prevedono fino a 800.000 tonnellate di GNL al 2025 e 1 milione al 2030, con 35 unità navali alimentati a GNL di nuova costruzione per il 2030. Attualmente oltre 25 navi da crociera di grandi dimensioni alimentate a GNL sono in costruzione o sono state ordinate ai cantieri; di queste una buona parte verrà utilizzata nel mediterraneo, a beneficio della logistica di supporto legata ai porti nazionali (vedi paragrafo 2.1.1).

Sempre a livello nazionale, le proiezioni Snam stimano la domanda GNL in Italia a quota 1,6 Mtpa al 2030 nello scenario basso, e rispettivamente a 2,4 e 3 mtpa nell'ipotesi di scenario medio e alto, con uno sviluppo apprezzabile della domanda legata al bunkering a partire dal 2025. Lo scenario basso prevede per il settore marittimo una domanda di circa 0,1 mtpa al 2025, con una crescita fino a 0,6 mtpa al 2030.

Tali stime vengono confermate anche da una recente proiezione di REF-E (2019) che prevede al 2030 complessivamente circa 2,5 mtpa nello scenario "soft" e fino a 4,2 mtpa nello scenario "hard", con una domanda marittima compresa tra 0,45 e 0,9 mtpa.

Figura 3: scenario della domanda nazionale per tipologia di utilizzo al 2030 (Snam)

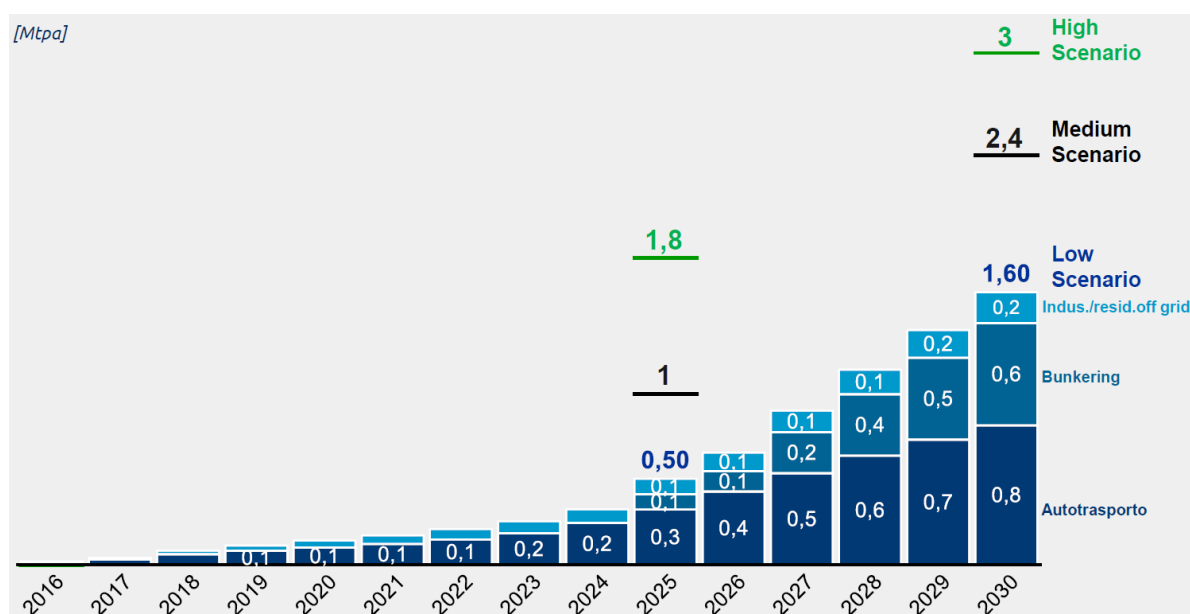


Figura 4: scenario della domanda nazionale (kt) per tipologia di utilizzo al 2030 (REF-E)

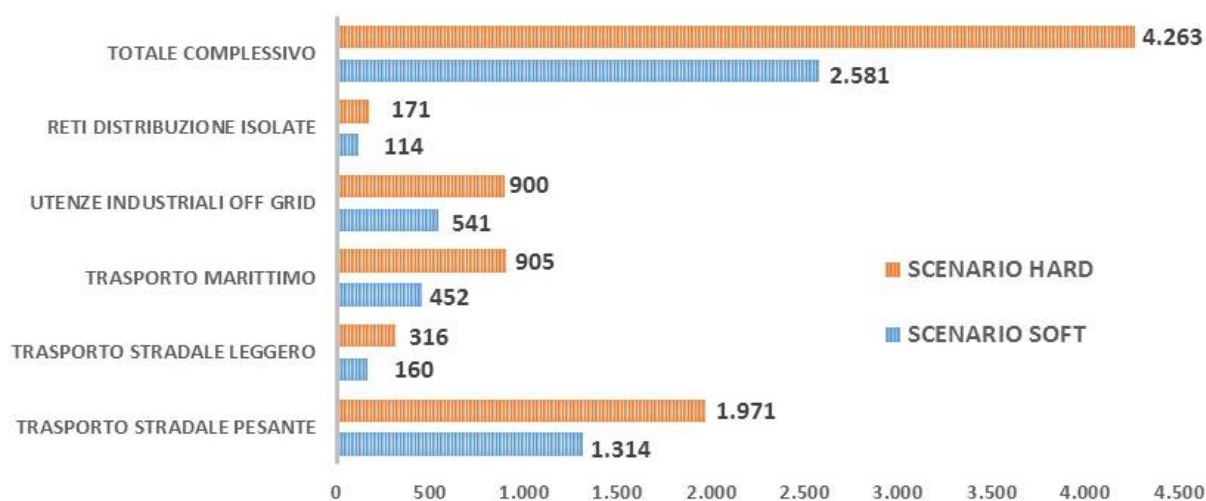
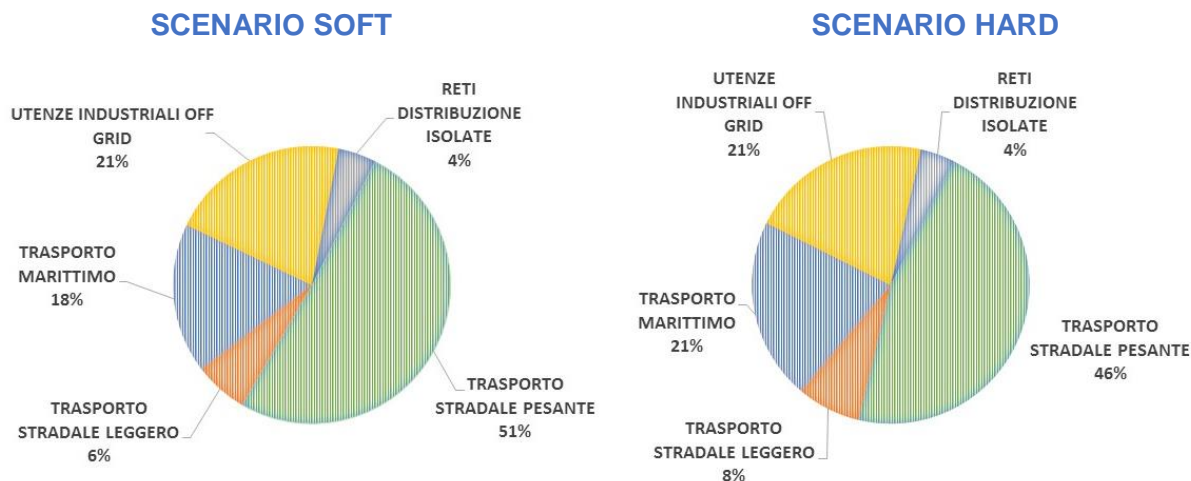


Figura 5: ripartizione della domanda nazionale per tipologia di utilizzo al 2030 (REF-E)



In entrambi gli studi emerge come la domanda terrestre relativa al comparto stradale rappresenti ancora la quota maggioritaria (stimata tra il 45% ed il 50%) anche negli scenari di medio-lungo periodo, e che dunque costituirà una voce importante anche nella filiera infrastrutturale marittima connessa ai depositi costieri.

Il QSN prevede, sulla base dei dati riferiti alla rete stradale primaria italiana (dove si effettuano 311.300 viaggi/giorno per movimentazioni merci), un mercato potenziale del trasporto con mezzi a GNL pari a circa 75.800 viaggi/ giorno, pari a circa un quarto degli spostamenti, di cui oltre 50.000 di questi sono rappresentati da viaggi andata/ritorno che si avvalgono di un solo punto di rifornimento usato all'inizio del viaggio. Ciò significa che gran parte degli spostamenti identificati è previsto svolgersi entro 300-400 km (fonte QSN). Le movimentazioni che si possono effettuare con mezzi a GNL equivalgono a circa 235 milioni di tonxkm, pari al 32% delle movimentazioni totali attualmente presenti sulla rete stradale italiana (QSN, fonte CNH).

Nel comparto stradale le notevoli potenzialità di sviluppo del GNL sono confermate dal crescente numero di immatricolazioni di veicoli alimentati con tale tipologia di carburante registrato negli ultimi anni (vedi paragrafo 2.2.1). L'uso del GNL per autotrazione è in grado difatti di aumentare l'autonomia rispetto al gas naturale compresso (GNC) mantenendo i vantaggi in termini di emissioni ridotte rispetto al diesel. Lo stato liquido consente, a parità di volume, percorrenze circa 2,5 volte quelle del GNC.

Per quanto riguarda il mercato altri usi industriali (off-grid), il QSN stima una penetrazione del 20% al 2030, con una richiesta che può essere quantificata in circa 3,5 milioni di metri cubi di GNL. Le previsioni di penetrazione del GNL nel mercato delle utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale in Italia pongono, come obiettivo di consumi al 2030, circa 1 milione di tonnellate annue di GNL consumati dalle utenze industriali, da 0,5 ad 1 milione di tonnellate consumati dalle utenze della distribuzione di LCNG ad uso autotrazione, e circa 0,3 milione di tonnellate consumate dalle utenze civili off grid. Il consumo totale ipotizzabile per le utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale si posiziona tra 1,8 e 2,3 milione di tonnellate di GNL.

2.1 L'EVOLUZIONE DELLA FLOTTA MARITTIMA

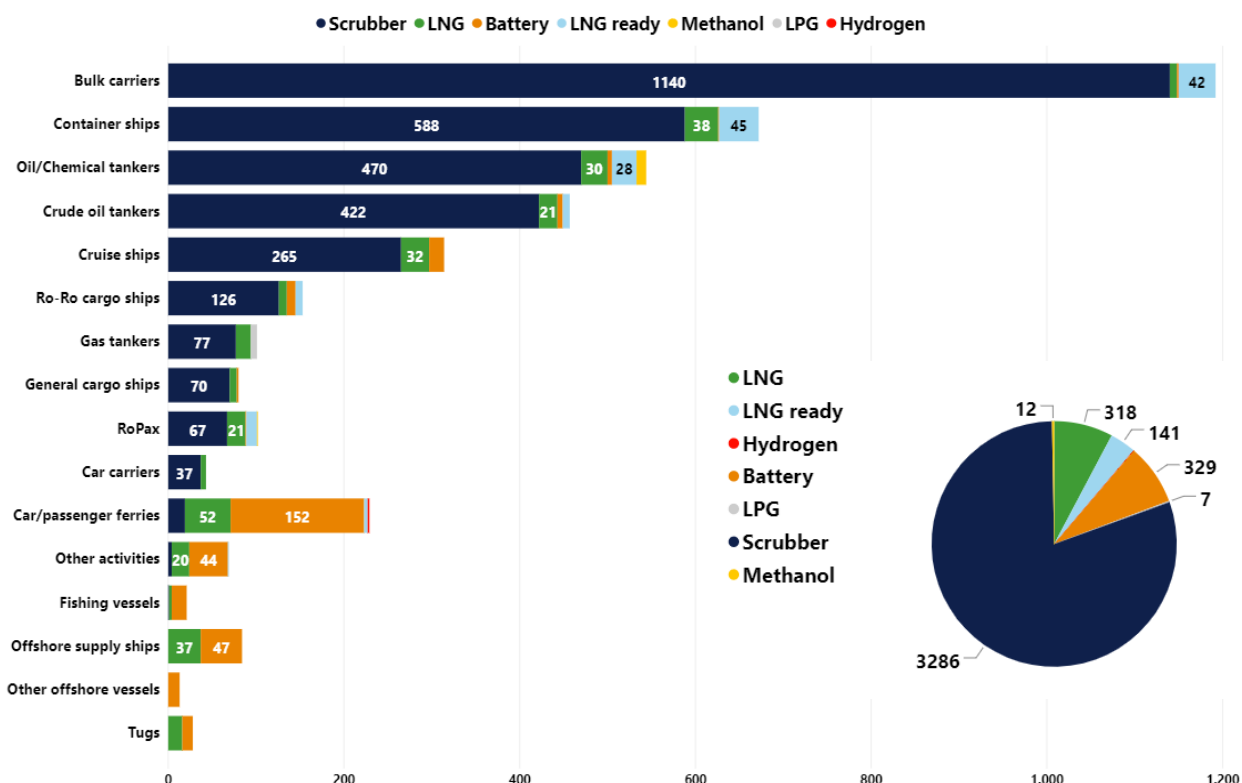
Lo sviluppo delle unità navali alimentate a GNL ha subito un'accelerazione negli ultimi anni in vista della prossima entrata in vigore della normativa IMO che prevede dal 1° gennaio 2020 l'utilizzo di combustibili per uso marittimo con un tenore massimo di zolfo dello 0,5%.

A livello globale, tra le differenti possibilità tecnologiche a disposizione degli armatori per rispettare le nuove soglie di tenore di zolfo, l'installazione degli scrubber rimane la soluzione maggiormente adottata (80%), seguite dalle batterie (8%) e dal GNL che si attesta al terzo posto (7,8%). Tuttavia, se si contano anche le navi predisposte per la futura installazione di GNL (c.d. LNG ready), la soluzione tecnologica relativa al GNL sale al secondo posto con una quota pari a circa l'11% del totale. Si tenga presente che, tuttavia, se paragonate alla flotta mercantile mondiale (stimata in circa 60.000 unità), le quote relative all'adozione delle sopracitate tecnologie si riducono drasticamente: gli scrubber rappresentano circa il 5% della flotta mondiale e il GNL (LNG e LNG ready) appena lo 0,8%.

Tabella 2: Numero di navi in operatività e in costruzione, fonte DNV - marzo 2019

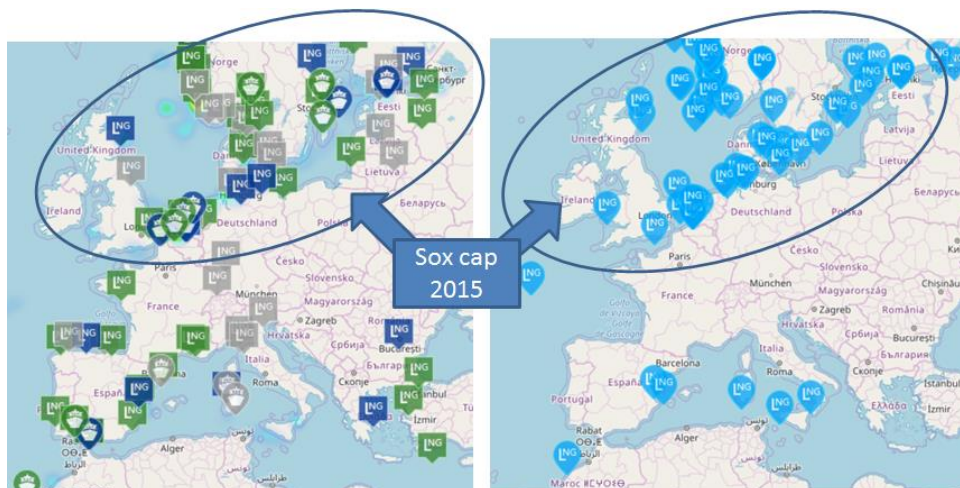
LNG	LNG ready	Idrogeno	Batterie	LPG	Scrubber	Metanolo
318	148	2	329	7	3286	12
7,8%	3,6%	0,05%	8,0%	0,2%	80,1%	0,3%

Figura 6: Numero di navi in operatività e in costruzione, fonte DNV - marzo 2019



Esaminando la distribuzione territoriale a livello europeo della flotta GNL e delle relative infrastrutture di terra, si nota un particolare sviluppo nei mari del Nord Europa in ragione dell'anticipata introduzione dei limiti di tenore di zolfo, mentre il Mediterraneo ha subito un notevole ritardo che solo attualmente si sta colmando. Nella figura seguente è riportato lo sviluppo dell'infrastruttura GNL (a sinistra) e delle unità navali (a destra) in Europa.

Figura 7: Geolocalizzazione delle infrastrutture e navi alimentate a GNL, fonte DNV - marzo 2019

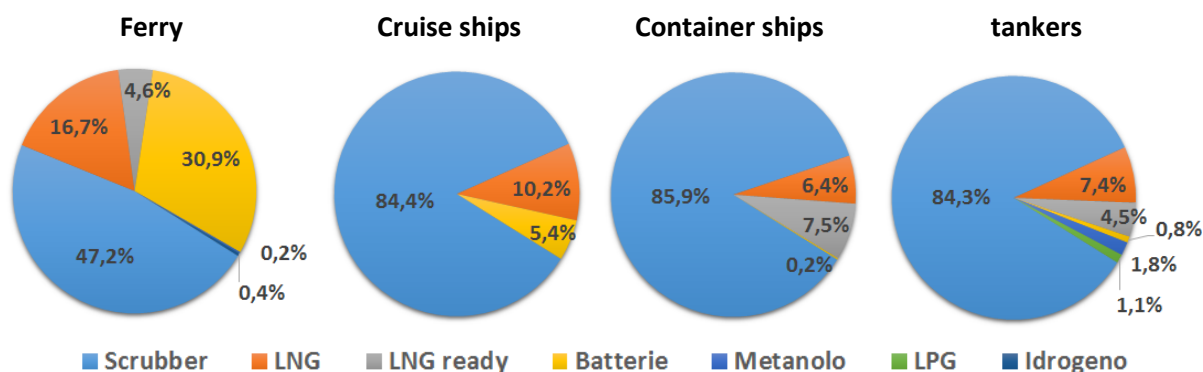


Tale evoluzione è ben rappresentata dall'analisi delle unità navali alimentate a GNL che è riportata in dettaglio per tipologia di nave ed area di riferimento nelle analisi a seguire.

Se si esamina la ripartizione delle diverse opzioni tecnologiche per tipologia di nave, si conferma come i traghetti siano il comparto dove la penetrazione della soluzione GNL sia più marcata, essendo la soluzione privilegiata per oltre il 20% dei casi (sommando le categorie LNG e LNG ready), seguita dal settore crociere, container e tanker.

Nei grafici di seguito vengono evidenziate le ripartizioni tecnologiche (scrubber, LNG, LNG ready, batterie, metanolo, LPG e idrogeno) per le quattro tipologie navali sopra menzionate: Ferry (che raggruppa al suo interno le tipologie Ro-Ro cargo ships, RoPax, Car carriers, Car/passenger ferries); Cruise ship, Container ship e Tankers (che raggruppa al suo interno le tipologie Crude oil tankers e Gas tankers).

Figura 8: Numero di navi in operatività e in costruzione, per tipologia (fonte DNV - marzo 2019)



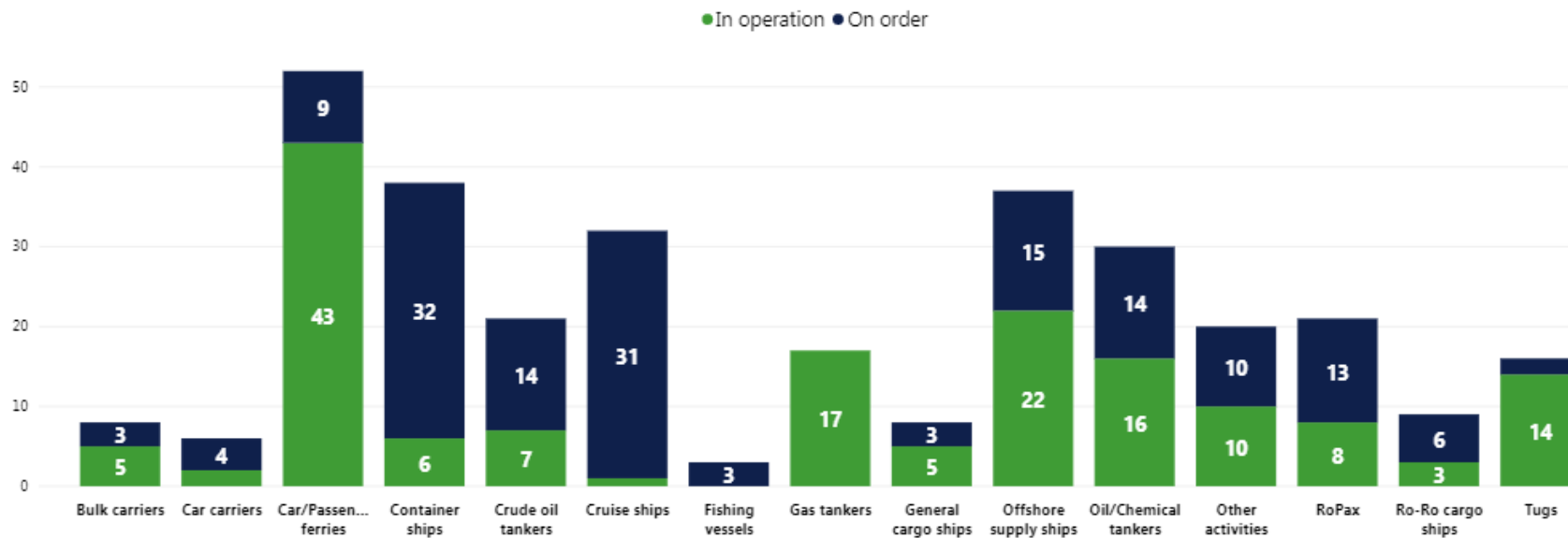
In tabella 3 e 4 è riportata la lista delle nuove navi in costruzione alimentate a GNL per il settore traghetti (Ro-Pax, Ro-Ro cargo, Car carrier, Car-passenger ferries), con indicazione dell'armatore, dell'area geografica di riferimento e dell'anno previsto di messa in servizio.

Sommando le navi operative e di prossima messa in servizio, complessivamente il settore conta 86 unità, di cui ben 52 fanno riferimento alla categoria Car-passenger ferries, per la gran parte operanti in Norvegia ed in America, seguite da Ro-Pax (21), Ro-Ro cargo (9) e Car carrier (4).

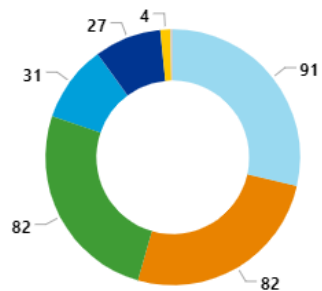
Riguardo alle portacontainer che utilizzano il GNL come carburante, alla data di stesura di questo report, 38 navi sono in servizio o in orderbook. Il costo relativamente alto connesso all'adozione del GNL, circa 25 mln\$ - 30 mln\$ per nave, unitamente all'incertezza relativa alle infrastrutture di rifornimento del gas, costituiscono un deterrente per molti carrier. Dato che il costo di installazione degli scrubber si è notevolmente abbassato dai 5-8 mln\$ per unità di un anno fa ad appena 3-5mln\$ di oggi, questa appare come l'opzione più allettante per i carrier. (SRM 2019, su dati Alphaliner). L'elenco delle navi portacontainer alimentate a GNL in operatività e in costruzione è riportato in tabella 5, con indicazione dell'armatore, dell'area geografica di riferimento e dell'anno previsto di messa in servizio.

Uno specifico focus sul comparto delle crociere, che tra i settori del trasporto marittimo ha più influenzato lo sviluppo della logistica di supporto legata ai porti del Mediterraneo e nazionali, è riportato nel paragrafo a seguire.

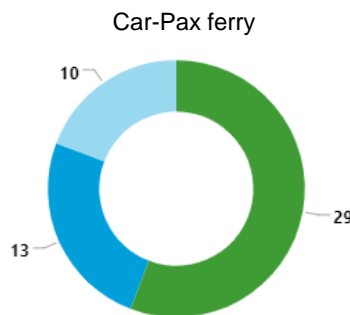
Figura 9: Numero di navi GNL in operatività e in costruzione, per tipologia e area geografica di utilizzo (fonte DNV - marzo 2019)



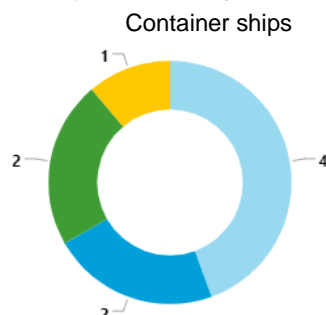
● Europe ● Global ● Norway ● America ● Asia ● Oceania



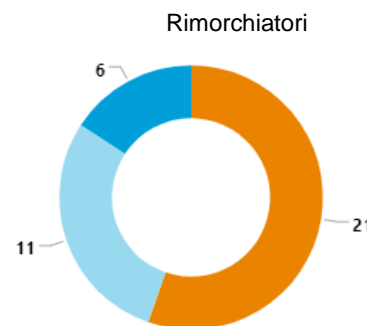
● Norway ● America ● Europe



● Europe ● America ● Norway ● Oceania



● Global ● Europe ● America



● Asia ● Norway ● Middle East

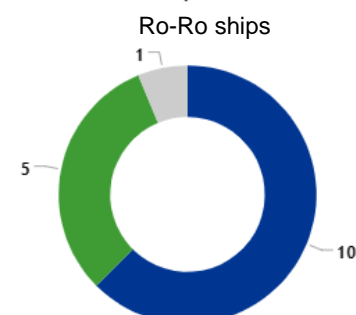


Figura 10: Numero di navi LNG in operatività e in costruzione, per anno (fonte DNV - marzo 2019)

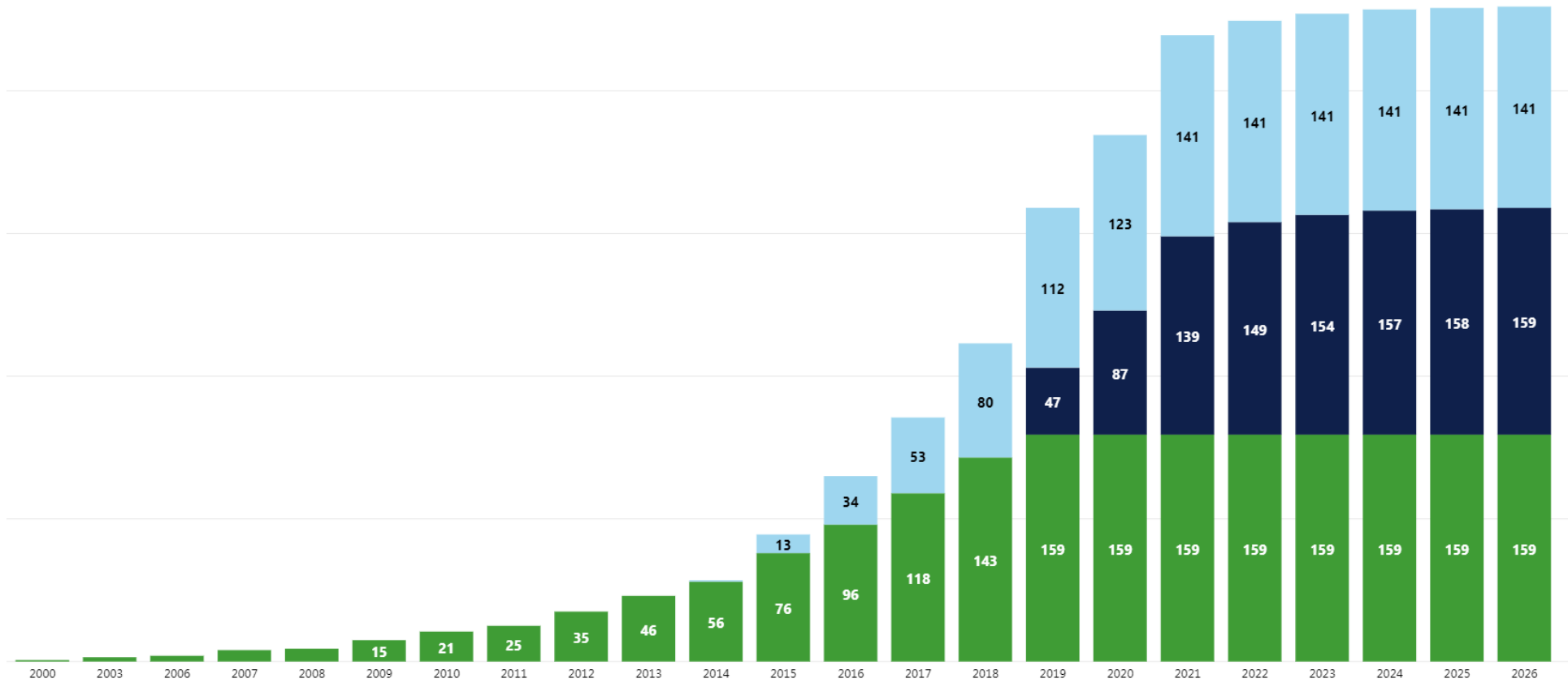


Tabella 3: Numero di navi traghetto alimentate a GNL in operatività e in costruzione, per anno (fonte DNV- marzo 2019)

2013	Newbuild	Stavangerfjord	RoPax	Fjordline	Norway	DNV GL
2013	Newbuild	Viking Grace	RoPax	Viking Line	Europe	LR
2014	Newbuild	Bergensfjord	RoPax	Fjordline	Norway	DNV GL
2017	Newbuild	Megastar	RoPax	Tallink	Europe	BV
2017	Retrofit	Abel Matutes	RoPax	Baleària	Europe	BV
2018	Newbuild	Visborg	RoPax	Rederi AB Gotland	Europe	DNV GL
2019	Newbuild	Honfleur	RoPax	Brittany Ferries	Europe	BV
2019	Newbuild	Hypatia de Alejan...	RoPax	Baleària	Europe	RINA
2019	Newbuild	Marie Curie	RoPax	Baleària	Europe	Unkn...
2019	Newbuild	TBN	RoPax	Rederi AB Gotland	Europe	DNV GL
2019	Retrofit	Napoles	RoPax	Baleària	Europe	RINA
2019	Retrofit	Sicilia	RoPax	Baleària	Europe	RINA
2020	Newbuild	Xiamen	RoPax	Viking Line	Europe	DNV GL
2021	Newbuild	Salamanca	RoPax	Brittany Ferries	Europe	DNV GL
2021	Newbuild	TBN 1	RoPax	TT Line Co Pty Ltd	Oceania	LR
2021	Newbuild	TBN 2	RoPax	TT Line Co Pty Ltd	Oceania	LR
2021	Newbuild	TBN1	RoPax	Wasaline	Europe	--
2022	Newbuild	TBN	RoPax	Tallink	Europe	--
2022	Newbuild	TBN	RoPax	TT-Line GmbH	Europe	--
2022	Newbuild	TBN 1	RoPax	Polish Baltic Shippin...	Europe	Unkn...
2023	Newbuild	TBN	RoPax	Brittany Ferries	Europe	--
2015	Newbuild	Kvitbjørn	Ro-Ro cargo ships	Nor Lines	Norway	DNV GL
2015	Newbuild	Kvitnos	Ro-Ro cargo ships	Nor Lines	Norway	DNV GL
2016	Newbuild	Searoad Mersey II	Ro-Ro cargo ships	Searoad Holdings	Oceania	DNV GL
2021	Newbuild	TBN 1	Ro-Ro cargo ships	Wallenius SOL	Europe	LR
2021	Newbuild	TBN 2	Ro-Ro cargo ships	Wallenius SOL	Europe	LR
2021	Newbuild	TBN 3	Ro-Ro cargo ships	Wallenius SOL	Europe	LR
2021	Newbuild	TBN 4	Ro-Ro cargo ships	Wallenius SOL	Europe	LR
2021	Retrofit	Midnight Sun	Ro-Ro cargo ships	TOTE Shipholdings	America	ABS
2021	Retrofit	North Star	Ro-Ro cargo ships	TOTE Shipholdings	America	ABS

Tabella 4: Numero di navi car carriers/car-pax ferry alimentate a GNL in operatività e in costruzione, per anno (fonte DNV- marzo 2019)

Year of delivery	Project type	Ship name	Ship type	Shipowner	Area of operation	Class
2016	Newbuild	Auto Eco	Car carriers	UECC	Europe	DNV GL
2016	Newbuild	Auto Energy	Car carriers	UECC	Europe	DNV GL
2019	Newbuild	Siem Confucius	Car carriers	Siem Car Carriers	Global	ABS
2019	Newbuild	TBN 1	Car carriers	Siem Car Carriers	Global	ABS
2021	Newbuild	TBN 1	Car carriers	UECC	Global	DNV GL
2021	Newbuild	TBN 2	Car carriers	UECC	Global	DNV GL
2000	Newbuild	Glutra	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2006	Newbuild	Bergensfjord	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2007	Newbuild	Fanafjord	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2007	Newbuild	Mastrafjord	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2007	Newbuild	Raunefjord	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2007	Newbuild	Stavangerfjord	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2009	Newbuild	Dronningen	Car/Passenger ferries	Norled	Norway	DNV GL
2009	Newbuild	Kongen	Car/Passenger ferries	Norled	Norway	DNV GL
2009	Newbuild	Moldefjord	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2009	Newbuild	Prinsen	Car/Passenger ferries	Norled	Norway	DNV GL
2010	Newbuild	Fannefjord	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2010	Newbuild	Korsfjord	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2010	Newbuild	Romsdalsfjord	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2010	Newbuild	Selbjørnsfjord	Car/Passenger ferries	Fosen Namsos Sjø	Norway	DNV GL
2011	Newbuild	Boknafjord	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2012	Newbuild	Barøy	Car/Passenger ferries	Torghatten Nord	Norway	DNV GL
2012	Newbuild	Landegode	Car/Passenger ferries	Torghatten Nord	Norway	DNV GL
2012	Newbuild	Værøy	Car/Passenger ferries	Torghatten Nord	Norway	DNV GL
2012	Retrofit	Tresfjord	Car/Passenger ferries	Fjord1	Norway	DNV GL
2013	Newbuild	Francisco	Car/Passenger ferries	Buquebus	America	DNV GL
2013	Newbuild	Hardanger	Car/Passenger ferries	Norled	Norway	DNV GL
2013	Newbuild	Lødingen	Car/Passenger ferries	Torghatten Nord	Norway	DNV GL
2013	Newbuild	Ryfylke	Car/Passenger ferries	Norled	Norway	DNV GL
2015	Newbuild	F.A. Gauthier	Car/Passenger ferries	Society of Quebec fe...	America	LR
2015	Newbuild	Helgoland	Car/Passenger ferries	AG EMS	Europe	DNV GL
2015	Newbuild	Prinsesse Isabella	Car/Passenger ferries	Samsoe municipality	Europe	DNV GL
2015	Retrofit	Ostfriesland	Car/Passenger ferries	AG EMS	Europe	DNV GL
2016	Newbuild	Bergsfjord	Car/Passenger ferries	Boreal Transport Nord	Norway	DNV GL

2016	Newbuild	Hasvik	Car/Passenger ferries	Boreal Transport Nord	Norway	DNV GL
2016	Newbuild	Salish Orca	Car/Passenger ferries	BC Ferries	America	LR
2016	Newbuild	Seaspan Swift	Car/Passenger ferries	Seaspan Ferries Corp...	America	BV
2017	Newbuild	Salish Eagle	Car/Passenger ferries	BC Ferries	America	LR
2017	Newbuild	Salish Raven	Car/Passenger ferries	BC Ferries	America	LR
2017	Newbuild	Seaspan Reliant	Car/Passenger ferries	Seaspan Ferries Corp...	America	BV
2018	Newbuild	Armand-Imbeau II	Car/Passenger ferries	Society of Quebec fe...	America	LR
2018	Newbuild	Elio	Car/Passenger ferries	Caronte & Tourist	Europe	RINA
2018	Retrofit	Spirit of British Col...	Car/Passenger ferries	BC Ferries	America	ABS
2019	Newbuild	Færøy	Car/Passenger ferries	Torghatten	Norway	DNV GL
2019	Newbuild	Flatøy	Car/Passenger ferries	Torghatten	Norway	DNV GL
2019	Newbuild	Glen Sannox	Car/Passenger ferries	Clyde and Hebrides F...	Europe	LR
2019	Newbuild	Huftarøy	Car/Passenger ferries	Torghatten	Norway	DNV GL
2019	Newbuild	Jos-Deschenes II	Car/Passenger ferries	Society of Quebec fe...	America	LR
2019	Newbuild	Lysøy	Car/Passenger ferries	Torghatten	Norway	DNV GL
2019	Newbuild	Samnøy	Car/Passenger ferries	Torghatten	Norway	DNV GL
2019	Newbuild	TBN 1	Car/Passenger ferries	Royal Doeksen	Europe	LR
2019	Newbuild	TBN 2	Car/Passenger ferries	Clyde and Hebrides F...	Europe	LR
2019	Newbuild	TBN 2	Car/Passenger ferries	Royal Doeksen	Europe	LR
2019	Retrofit	Bencomo Express	Car/Passenger ferries	Fred. Olsen	Europe	DNV GL
2019	Retrofit	Spirit of Vancouve...	Car/Passenger ferries	BC Ferries	America	ABS
2020	Newbuild	TBN High Speed C...	Car/Passenger ferries	Baleària	Europe	BV
2021	Newbuild	TBN 1	Car/Passenger ferries	Seaspan Ferries	America	BV
2021	Newbuild	TBN 2	Car/Passenger ferries	Seaspan Ferries	America	BV

Tabella 5: Numero di navi container alimentate a GNL in operatività e in costruzione, per anno (fonte DNV- marzo 2019)

Year of delivery	Project type	Ship name	Ship type	Shipowner	Area of operation	Class
2015	Newbuild	Perla del Caribe	Container ships	TOTE Shipholdings	America	ABS
2016	Newbuild	Isla Bella	Container ships	TOTE Shipholdings	America	ABS
2017	Retrofit	Wes Amelie	Container ships	Wessels Reederei	Europe	BV
2018	Newbuild	Containerships Nord	Container ships	Containerships	Europe	ABS
2018	Newbuild	El Coquí	Container ships	Crowley Maritime Corporation	America	DNV GL
2018	Newbuild	Taino	Container ships	Crowley Maritime Corporation	America	DNV GL
2019	Newbuild	TBN 2	Container ships	Containerships	Europe	ABS
2019	Newbuild	TBN 3	Container ships	Containerships	Europe	ABS
2019	Newbuild	TBN 4	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2019	Newbuild	TBN 4	Container ships	Containerships	Europe	ABS
2019	Retrofit	Sajir	Container ships	UASC	Global	DNV GL
2020	Newbuild	Brodosplit 476	Container ships	Brodosplit Shipping Company	Europe	DNV GL
2020	Newbuild	George III	Container ships	Pasha Hawaii	America	ABS
2020	Newbuild	Janet Marie	Container ships	Pasha Hawaii	America	ABS
2020	Newbuild	TBN	Container ships	Brodosplit Shipping Company	Europe	DNV GL
2020	Newbuild	TBN 1	Container ships	Brodosplit Shipping Company	Europe	DNV GL
2020	Newbuild	TBN 1	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2020	Newbuild	TBN 1	Container ships	Eastern Pacific Shipping	Global	LR
2020	Newbuild	TBN 10	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2020	Newbuild	TBN 11	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2020	Newbuild	TBN 12	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2020	Newbuild	TBN 13	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2020	Newbuild	TBN 14	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2020	Newbuild	TBN 2	Container ships	Brodosplit Shipping Company	Europe	DNV GL
2020	Newbuild	TBN 2	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2020	Newbuild	TBN 2	Container ships	Eastern Pacific Shipping	Global	LR
2020	Newbuild	TBN 3	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2020	Newbuild	TBN 5	Container ships	Containerships	Europe	ABS
2020	Newbuild	TBN 6	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2020	Newbuild	TBN 6	Container ships	Containerships	Europe	ABS
2020	Newbuild	TBN 7	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2020	Newbuild	TBN 8	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2020	Newbuild	TBN 9	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2021	Newbuild	TBN 3	Container ships	Eastern Pacific Shipping	Global	LR
2021	Newbuild	TBN 4	Container ships	Eastern Pacific Shipping	Global	DNV GL
2021	Newbuild	TBN 5	Container ships	CMA CGM	Global	BV
2022	Newbuild	TBN 6	Container ships	Eastern Pacific Shipping	Global	DNV GL

2.1.1 IL COMPARTO DELLE CROCIERE

Il settore delle crociere, grazie all'impulso fornito dal gruppo Carnival, è stato il vero fattore abilitante verso l'adozione del GNL come combustibile ad uso marittimo.

Dopo la sperimentazione di AIDAprima e AIDAprera (classe Hyperion), costruite dal cantiere giapponese Mitsubishi di Nagasaki ed entrate in servizio rispettivamente a metà 2016 e metà 2017, aventi in dotazione solo uno dei quattro motori con doppia alimentazione MDO/GNL (MaK M46) utilizzabile come fonte di energia quando le navi sono ormeggiate in banchina, grazie al programma di sviluppo legato al "Progetto XL", il gruppo Carnival per primo ha rotto il circolo vizioso "chicken-egg" relativo alla necessità di infrastrutture di approvvigionamento e rifornimento del GNL, definendo la linea di sviluppo che successivamente tutti i maggiori *players* del settore crociere avrebbero seguito.

Ad oggi, il Gruppo ha collocato nove ordini nei cantieri navali di Papenburg e nel suo fratello finlandese, Meyer Turku: tre per la tedesca AIDA (*AIDAnova* consegnata nel dicembre 2018, più le nuove costruzioni per le consegne nel 2021 e nel 2023); due per l'Italia Costa Crociere (*Costa Smeralda* nel 2019 ed un'ulteriore unità nel 2021); due per P&O Cruises con sede nel Regno Unito (*Iona* nel 2020 ed un'ulteriore unità nel 2022); e due per America's Carnival Cruise Lines (*Mardi Gras* nel 2020 ed un'ulteriore unità nel 2022).

Lo scorso luglio, Carnival Corporation ha completato gli ordini di navi alimentate a GNL, siglando l'accordo con il cantiere italiano Fincantieri per due newbuilds da 175.000 tonnellate commissionate dalla compagnia statunitense Princess Cruises, con consegne previste nel 2023 e nel 2025.

Il 18 ottobre 2018, la nuova *AIDAnova* è diventata la prima nave da crociera al mondo ad essere alimentata con gas naturale liquefatto. A Eemshaven, nei Paesi Bassi, la petroliera "Cardissa" ha riempito i tre serbatoi speciali per un totale di circa 3.500 metri cubi di GNL.

Dal lato tecnico, tutte le navi Project XL presenteranno gli stessi motori MaK (4 propulsori MaK dual fuel) e la configurazione delle apparecchiature GNL installate a bordo di *AIDAnova* che includono 3 serbatoi criogenici di classe C, di cui due serbatoi di lunghezza di circa 35 metri, diametro di 8 metri e capacità di 1.550 metri cubi e un terzo serbatoio più piccolo (diametro di 5 metri e lungo 28 metri) con una capacità di circa 520 metri cubi.

Per quanto riguarda l'autonomia operativa delle navi, un riempimento del serbatoio GNL può assicurare una navigazione in mare aperto di massimo di due settimane.

Altre compagnie che hanno già ordinato o ordinano navi da crociera alimentate a GNL includono:

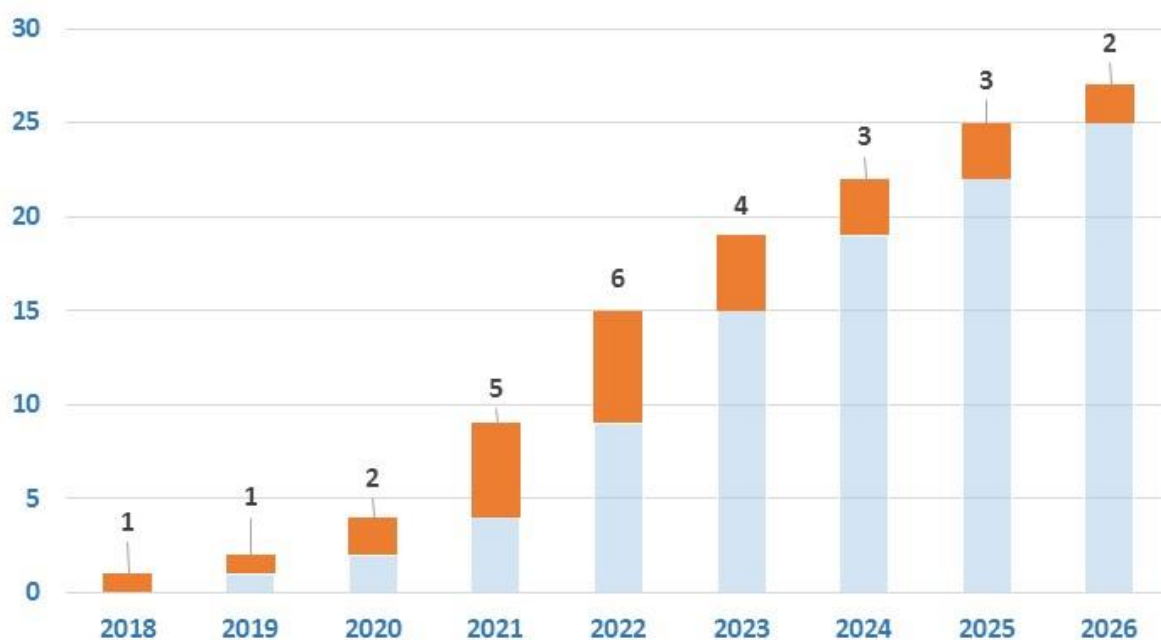
- Royal Caribbean, con due navi da 200.000 GT per le consegne nel 2022 e 2024 da Meyer Turku;
- Disney, con trenavi da 140.000 tonnellate per consegne nel 2021-23 da Meyer Werft;
- TUI Cruises, con due navi da 161.000 GT a Fincantieri, per consegne nel 2024 e nel 2026;
- Ponant, con una nave da 30.000 tonnellate dalla Vard della Romania per la consegna nel 2021;

- MSC, con una nuova costruzione di 183,500 tonnellate al Chantiers de l'Atlantique francese per la consegna nel 2023, più due navi da 205,700 tonnellate dello stesso cantiere per le consegne nel 2022 e il 2024 e opzioni per altre due navi da 205,700 tonnellate per le consegne nel 2025 e nel 2026. Le navi commissionate da MSC sono tutte di tipo dual-fuel.

Complessivamente, le navi alimentate a GNL rappresentano circa il 25% dell'orderboo complessivo di settore, per un valore equivalente a oltre 4.300 tonnellate di stazza (DWT) e circa 25 miliardi di euro di valore degli investimenti.

Le unità navali di nuova costruzione alimentate a GNL hanno raggiunto il numero di 27 unità, con la maggior parte delle consegne concentrate nel periodo 2021-2023 (15 unità), tuttavia è prevedibile che nel periodo 2024-2026 si concretizzeranno nuovi ordini e nuove consegne a valle dell'attivazione delle opzioni di costruzione già pianificate da alcune compagnie.

Figura 11: Numero di nuove navi da crociera alimentate a GNL in costruzione per anno di consegna



Fonte: ns. elaborazione - marzo 2019

Figura 12: Valore delle nuove navi da crociera alimentate a GNL per costo dell'investimento e stazza

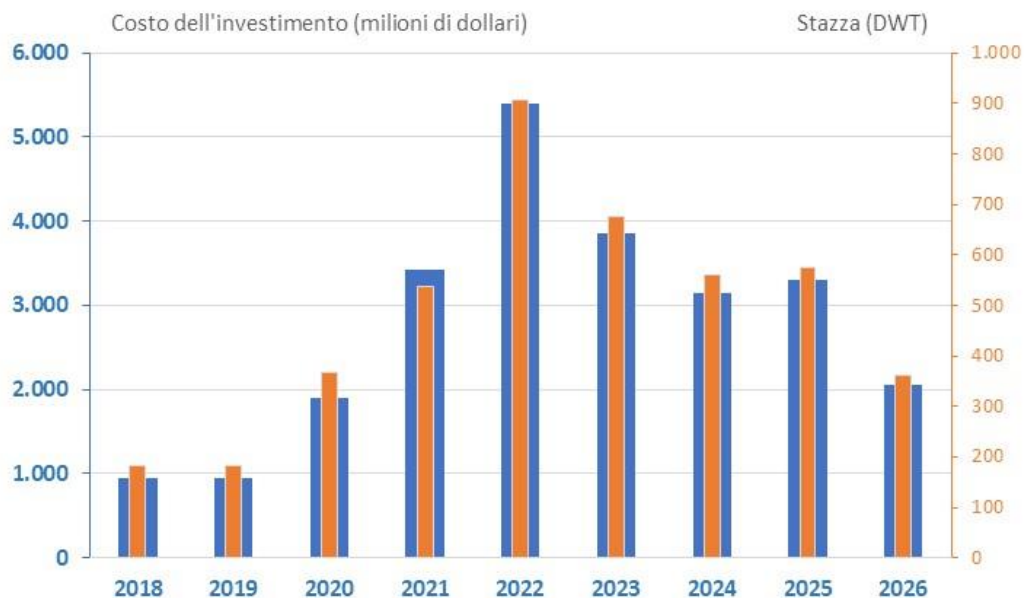


Figura 13: Ripartizione del numero di nuove navi da crociera alimentate a GNL per compagnia di navigazione

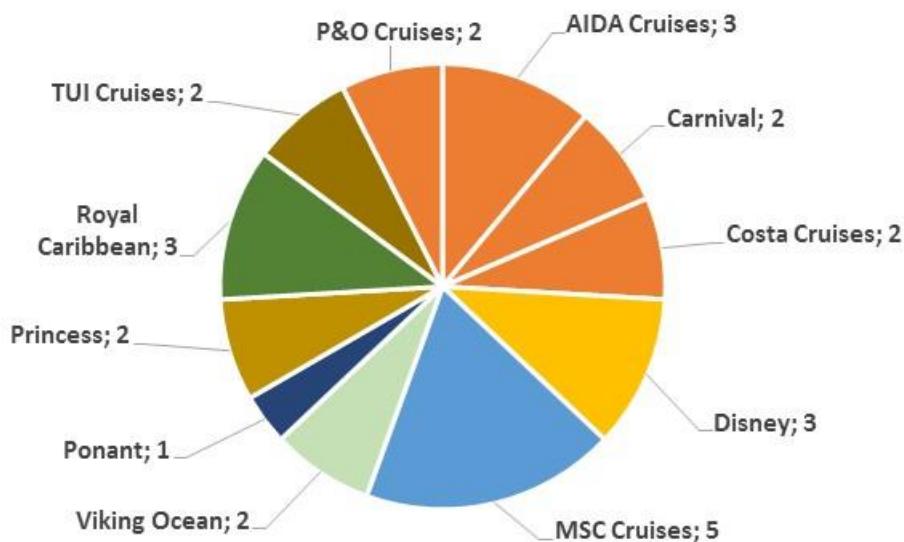


Tabella 6: lista delle navi da crociera alimentate a GNL

Anno di consegna	Compagnia	Nome della nave	Costo	Stazza	Capacità	Cantiere	Area di operatività
2018	AIDA Cruises	<i>Aida Nova</i>	\$950	183,9	5,2	Meyer	Europe
2020	Carnival	<i>Mardi Gras</i>	\$950	183,9	5,2	Meyer Turku	Nord America
2019	Costa Cruises	<i>Costa Smeralda</i>	\$950	183,9	5,224	Meyer Turku	Europe
2020	P&O Cruises	<i>Iona</i>	\$950	183,9	5,2	Meyer	Europa (UK)
2021	AIDA Cruises	<i>Unnamed</i>	\$950	183,9	5,4	Meyer	TBA
2021	Costa Cruises	<i>Unnamed</i>	\$950	183,9	5,224	Meyer Turku	TBA
2021	Disney	<i>Unnamed</i>	\$900	140	2,5	Meyer	TBA
2021	Ponant	<i>Commandant Charcot</i>	\$324	30	270	VARD	World
2021	Viking Ocean	<i>Unnamed</i>	\$305	TBA	TBA	VARD	World
2022	Carnival	<i>Unnamed</i>	\$950	183,9	5,2	Meyer Turku	TBA
2022	Disney	<i>Unnamed</i>	\$900	140	2,5	Meyer	TBA
2022	P&O Cruises	<i>Unnamed</i>	\$950	183,9	5,2	Meyer	Europa (UK)
2022	MSC Cruises	<i>Unnamed - World Class LNG</i>	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA
2022	Royal Caribbean	<i>Unnamed - Icon Class ship</i>	\$1.100	200	5	Meyer Turku	TBA
2022	Viking Ocean	<i>Unnamed</i>	\$305	TBA	TBA	VARD	World
2023	AIDA Cruises	<i>Unnamed</i>	\$950	183,9	5,4	Meyer	TBA
2023	Disney	<i>Unnamed</i>	\$900	140	2,5	Meyer	TBA
2023	MSC Cruises	<i>Unnamed - Meraviglia Plus Class</i>	\$1.000	177,1	4,888	Chantiers de l'Atlantique	TBA
2023	Princess	<i>Unnamed</i>	\$1.000	175	4,3	Fincantieri	TBA
2024	MSC Cruises	<i>Unnamed - World Class LNG</i>	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA
2024	Royal Caribbean	<i>Unnamed - Icon Class ship</i>	\$1.100	200	5	Meyer Turku	TBA
2024	TUI Cruises	<i>Unnamed</i>	\$850	161	4	Fincantieri	TBA
2025	Royal Caribbean	<i>Unnamed - Icon Class ship</i>	\$1.100	200	5	Meyer Turku	TBA
2025	MSC Cruises	<i>Unnamed - World Class LNG</i>	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA
2025	Princess	<i>Unnamed</i>	\$1.000	175	4,3	Fincantieri	TBA
2026	TUI Cruises	<i>Unnamed</i>	\$850	161	4	Fincantieri	TBA
2026	MSC Cruises	<i>Unnamed - World Class LNG</i>	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA

Per quanto riguarda le navi d'interesse per il mar Mediterraneo e per l'arco Ligure e con riferimento alle possibilità e modalità di bunkeraggio, secondo le indicazioni del gruppo Carnival, per **Aida Nova** e **Costa Smeralda** si è in attesa delle approvazioni finali per poter effettuare le operazioni di rifornimento tramite modalità *ship-to-ship* nel porto di Barcellona e nel porto di Marsiglia come seconda possibilità, qualora risultasse necessario.

Da sottolineare come per Aida Nova e Costa Smeralda, grazie al 'Civitavecchia Blue Agreement', accordo stipulato dal Comune, dalla Capitaneria di Porto e dell'Autorità di Sistema Portuale, l'AdSP si farà carico del 60% delle quote fisse del servizio di raccolta rifiuti, applicabile e tutte le navi che durante le manovre di accosto/partenza e lo stazionamento in banchina utilizzino il GNL come fonte energetica di bordo.

AIDAnova

AIDAnova opererà un servizio settimanale in rotazione nel mediterraneo occidentale nei porti di Marsiglia, La Spezia, Civitavecchia, Mallorca e Barcellona (home port) nel periodo giugno-ottobre 2019 e aprile-ottobre 2020, per poi spostarsi ad operare nelle isole Canarie per il resto dell'anno.

La configurazione delle apparecchiature GNL installate a bordo di AIDAnova includono 3 serbatoi criogenici di classe C, di cui due serbatoi di lunghezza di circa 35 metri, diametro di 8 metri e capacità di 1.550 metri cubi e un terzo serbatoio più piccolo (diametro di 5 metri e lungo 28 metri) con una capacità di circa 520 metri cubi, per un totale di circa 3500 m³ di capacità di stoccaggio di GNL.

Figura 14: Sistemi GNL installati a bordo di Aida Nova ed operazioni di rifornimento ship-to-ship.



fonte: Carnival Corp.



Serbatoio GNL installato a bordo di Aida Nova, fonte: <http://lntmarine.com>



Operazione di bunkeraggio ship-to-ship, Aida Nova, fonte: <http://antonyveder.com>

Costa Smeralda

La prima nave del Gruppo Costa ad essere alimentata a GNL è prevista essere battezzata nell'Home port di Savona, il 3 Novembre 2019, data in cui partirà la prima crociera inaugurale che solcherà i mari del Mediterraneo.

Costruita nei cantieri finlandesi Meyer Turk, Costa Smeralda ha una stazza lorda di oltre 182.000 tonnellate, ed è lunga 337 metri, larga 42 con una velocità di crociera di 21 nodi.

La "Crociera Vernissage" di Costa Smeralda, della durata di 15 giorni, è prevista partire da Amburgo il 20 ottobre per toccare Rotterdam, Lisbona, Barcellona, Marsiglia e arrivare a Savona, porto di riferimento della flotta Costa.

Nell'attuale programmazione commerciale della compagnia, la navigazione nel Mediterraneo occidentale continuerà fino ad aprile 2021, con crociere di una settimana che da Savona toccheranno Marsiglia, Barcellona, Palma di Maiorca, Civitavecchia e La Spezia.

Figura 15: Cost Smeralda

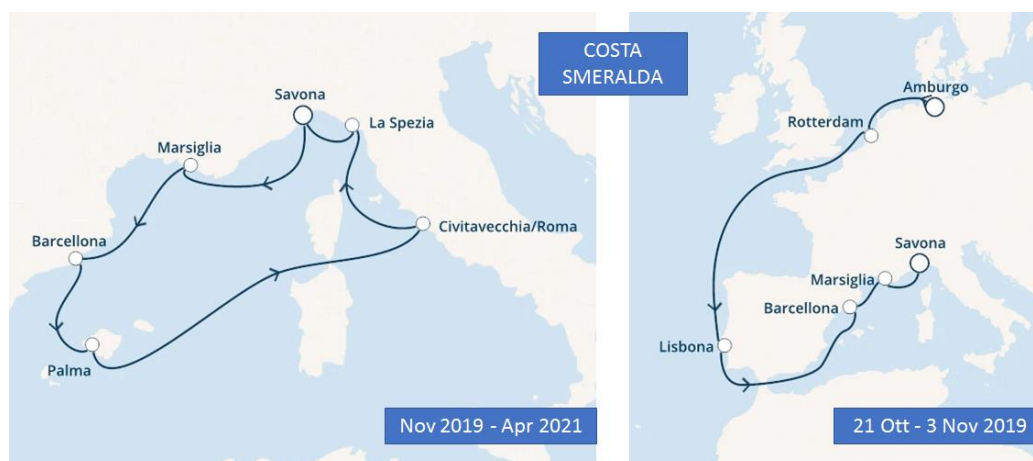


Fonte: www.costacrociere.it

Nelle figure seguenti sono indicati gli itinerari di viaggio delle navi da crociera alimentate a GNL operanti nell'area di interesse (Mediterraneo, Mar Ligure).

Figura 16: Itinerari di viaggio delle navi da crociera alimentate a GNL operanti nell'area di interesse

Costa Smeralda



Aida Nova



Aida Prima



Aida Perla



2.1.2 LA PREVISIONE DI SVILUPPO DELLA DOMANDA GNL NELL'ARCO TIRRENO-LIGURE

Uno studio di mercato per la rete GNL Tirreno-Ligure, costituita dai principali elementi portuali di Genova (e Savona), La Spezia e Livorno, nel suo insieme al 2025 è stato recentemente valutato all'interno del **progetto GAINN4CORE** attraverso un workshop e le osservazioni pervenute dai partner e dagli stakeholder del contesto di riferimento.

Lo studio GAINN ha analizzato in particolare le previsioni per l'uso del GNL nei seguenti comparti: traghetti, crociere, naviglio di piccole dimensioni (ad esempio i mezzi per i servizi tecnico nautici), veicoli terrestri (camion e strutture portuali) e altri utenti (ad esempio per uso civile e industriale). L'analisi ha assegnato ad ogni unità la relativa domanda (in m³) e frequenza di approvvigionamento (in operazioni di rifornimento a settimana).

Per il comparto marittimo/portuale, lo studio ha ipotizzato un fabbisogno annuo di GNL pari a circa 275.000 m³/anno per lo scenario basso e 515.000 m³/anno per lo scenario alto. Nella tabella di seguito sono riportati i principali risultati dell'analisi.

Tabella 7: domanda potenziale marittima di GNL per l'area Tirreno-Ligure (Progetto GAINN)

Element	Low Scenario (n)	High scenario (n)	Low Scenario LNG capacity (m ³)	High Scenario LNG capacity (m ³)	Supply frequency (n/week)	Low Scenario LNG Demand (m ³ /year)	High Scenario LNG Demand (m ³ /year)
Ferries	2	4	850	850	1	88.400	176.800
Cruises	2	3	2.700	2.700	0,5	140.400	210.600
LNG/NG Bunker ship	3	4	400	400	0,3	18.720	24.960
Minor boats	0	3	50	50	1	0	7.800
Nautical technical services	6	18	35	35	1	10.920	32.760
LNG Shore-side electricity	2	4	50	75	2	10.400	31.200
Other uses (eg. locomotives)	1	4	50	75	1,5	3.900	23.400
Port facilities - Tractors	11	28	0,4	0,4	2,5	572	1.456
Port facilities – Reach stacker	11	36	0,4	0,4	3,5	801	2.621
Port facilities – RMG-RTG	5	17	1,5	1,5	2,5	975	3.315
TOTALE MARITTIMO-PORTUALE						275.088	514.912

Per quanto riguarda lo specifico caso del porto di Genova, la AdSP del Mar Ligure Occidentale nell'ambito dell'iniziativa GAINN (progetto GAINN4CORE) ha recentemente delineato, anche attraverso specifici approfondimenti e incontri con gli operatori del settore, uno scenario di sviluppo per il sistema di stoccaggio e rifornimento di GNL nel porto di Genova, all'interno del più ampio quadro dell'elaborazione del nuovo Piano Regolatore Portuale.

La AdSP ha sottolineato come il porto di Genova rappresenti di gran lunga la principale piazza italiana per il bunker, movimentando più del doppio dei porti italiani che la seguono nella classifica dei volumi elaborata da Assocostieri. Complessivamente il porto di Genova viene movimentato circa un terzo dei bunkeraggi italiani, in particolare destinato per il 34% al comparto dei traghetti (ro-pax e ro-ro) e per il 12% a quello delle crociere. Si sottolinea come il settore del trasporto passeggeri di linea (traghetti e crociere), in cui Genova rappresenta una dei porti leader nazionali, venga ragionevolmente ritenuto dagli addetti ai lavori e in particolare dalla stessa Confitarma, tra i primi comparti che potrà adottare il GNL quale combustibile alternativo per la propulsione navale.

Le sintesi riportate di seguito sono frutto del confronto e sviluppo progettuale della AdSP con gli Stakeholder ed in particolare con le Associazioni rappresentative degli Operatori.

Come valore intermedio della domanda possono essere prese a riferimento:

- le stime prodotte per il Sottogruppo "Trasporto Navale", coordinato dal MIT nell'ambito della redazione del Piano Strategico Nazionale del GNL, elaborate sulla base dei dati del progetto COSTA, considerano una domanda potenziale di GNL al 2025 nel porto di Genova pari a circa 325.000 m³ e corrispondente ad una conversione del 25% del naviglio impiegato nel 2012 nella navigazione di Short-Sea-Shipping (SSS) tra i porti core nell'ipotesi in cui tali navi facessero rifornimento sia nel porto di origine sia nel porto di destinazione.
- le stime predisposte da Confitarma a livello nazionale, in seno al sopra citato Sottogruppo "Trasporto Navale", ha stimato che il cluster dei porti liguri nel suo insieme (Genova, Savona e Spezia), possa esprimere una domanda potenziale di GNL compresa in un range tra circa 100.000 m³ (2018-2020) e 1.100.000 m³ (post 2025).
- le stime predisposte da Confitarma a livello locale nell'autunno 2016 e che si fondano su una metodologia diversa rispetto a quella utilizzata a livello nazionale, partendo dai dati di consumo dell'ultimo anno disponibile (2015 per le crociere e per i traghetti e 2014 per le altre tipologie di navi) e prevedendo si possa avere gradualmente una sostituzione dei consumi di IFO e MDO in pari misura: a partire dal 5% fino a raggiungere il 50%.

Per le altre tipologie di nave lo shift è calcolato con gli stessi criteri utilizzati a livello nazionale. Sulla base di tale impostazione, la stima della domanda potenziale nel porto di Genova va da un valore minimo di circa 97.000 m³ (corrispondenti ad uno shift verso l'LNG dei consumi di bunker del 5% per le crociere ed i ro-ro e del 2,5%-5% rispettivamente per fuel oil e mdo per le altre tipologie di navi) fino a 970.000 m³ (corrispondenti ad uno shift verso il GNL dei consumi di bunker del 50% per le crociere ed i ro-ro e del 20%-40% rispettivamente per fuel oil e mdo per le altre tipologie di navi).

La tabella seguente rappresenta la sintesi delle analisi sopra riportate.

Tabella 8: sintesi dei diversi scenari relativi alla domanda marittima potenziale di GNL per l'area Tirreno-Ligure

	Confitarma nazionale (2018-2020)	Confitarma (scenario basso)	Progetto COSTA (2025)	Confitarma (scenario alto)	Confitarma (> 2025)
Domanda Potenziale GNL (m³/anno)	80.000	97.000	325.000	970.000	1.110.000

Un altro studio specifico per il porto di Genova, specificamente focalizzato sul settore traghetti, è stato condotto da Fundacion Valenciaport nell'ambito dei progetti GAINN4MOS e CORE LNGas HIVE PROJECT, co-finanziati dall'unione europea. Lo studio (2016) è parte dell'analisi della domanda marittima realizzata da Fundacion Valenciaport per Puertos del Estado e ne condivide la stessa metodologia.

La domanda potenziale di GNL ad uso marittimo, per il solo settore dei traghetti, prevede nello scenario alto circa 685.000 m³ annui di bunkeraggio GNL corrispondente al fabbisogno annuo di 25 unità traghetto nell'ipotesi che le unità navali si riforniscano nel porto di Genova.

Tabella 9: domanda potenziale di GNL per il porto di Genova (progetto GAINN4MOS)

Combustibile	Volume di bunkeraggio GNL stimato (t)	Volume di bunkeraggio GNL stimato (m³)
Scenario alto – nuove costruzioni traghetti GNL	308,556	685.000

Per quanto concerne la domanda potenziale di GNL per i porti liguri, stante l'indeterminatezza del quadro di insieme, è possibile in questa sede individuare il livello massimo della domanda in un volume pari a circa 3,5 milioni di m³/anno, corrispondente all'ipotesi di integrale conversione a GNL degli attuali consumi di bunker (pari a circa 1,9 milioni di t registrati nel 2016, ultimo dato disponibile fornito da IRE).

Di seguito sono riportati i dati aggregati relativi ai bunkeraggi nazionali ed internazionali raccolti da IRE Liguria presso gli operatori portuali con riferimento all'anno 2016 per tipologia di combustibile e con l'equivalente potenziale bunkeraggio GNL espresso in m³¹.

¹ Per la conversione si sono utilizzati i seguenti poteri calorifici specifici per tipologia di combustibile: LNG 49.200 kJ/kg, MGO/MDO 42.700 kJ/kg, HFO 40.000 kJ/kg.

Tabella 10: massima domanda potenziale di bunkeraggio GNL nei porti liguri

Combustibile	Volumi di bunkeraggio registrati nei porti liguri (t)	Potenziale Equivalente consumo di LNG (m³)
Totale olio combustibile	1.829.206	3.304.468
Totale gasolio	140.381	270.717
TOTALE	1.969.587	3.575.185

Nel capitolo relativo agli scenari di sviluppo dell'area Ligure le diverse ipotesi relative alla domanda potenziale marittima di GNL verranno analizzati in relazione alle ipotesi impiantistiche di terra (depositi costieri) realizzabili nell'area.

2.2 LA DOMANDA DI GNL TERRESTRE

2.2.1 LA DOMANDA DI GNL AD USO AUTOTRAZIONE

NGVA Europe e la European Biogas Association (EBA) hanno definito gli scenari di sviluppo al 2030 del **GNL** nella filiera dei trasporti, prevedendo la circolazione al 2030 di circa 280.000 veicoli pesanti rispetto agli attuali oltre 2.500 con circa 2000 stazioni di servizio rispetto alle 195 già operative in Europa oggi (aprile 2019). Nel complesso, il consumo di metano per i trasporti dovrebbe triplicare assestandosi a 30 miliardi di metri cubi, di cui un terzo rappresentato dal GNL, con una quota sempre crescente negli anni.

Figura 17: scenari di sviluppo al 2030 del GNL nella filiera dei trasporti terrestri



Fonte: NGVA Europe e European Biogas Association

A livello nazionale, il **Quadro Strategico Nazionale** prevede, confermando l'Italia come leader nella distribuzione di gas compresso e liquido ad uso autotrazione a livello europeo. Il QSN prevede una domanda di GNL per trasporto pesante pari a 1.250.000 tonnellate al 2025 e 2.500.000 al 2030, con uno sviluppo di circa 800 stazioni GNL al 2030.

Secondo gli ultimi dati (2018) dell'associazione di categoria Assogasliquidi il comparto del gas naturale liquefatto segna una forte crescita sia sul fronte dei consumi, aumentati del 56%, sia su quello delle stazioni di servizio, più che raddoppiate nel corso dell'anno.

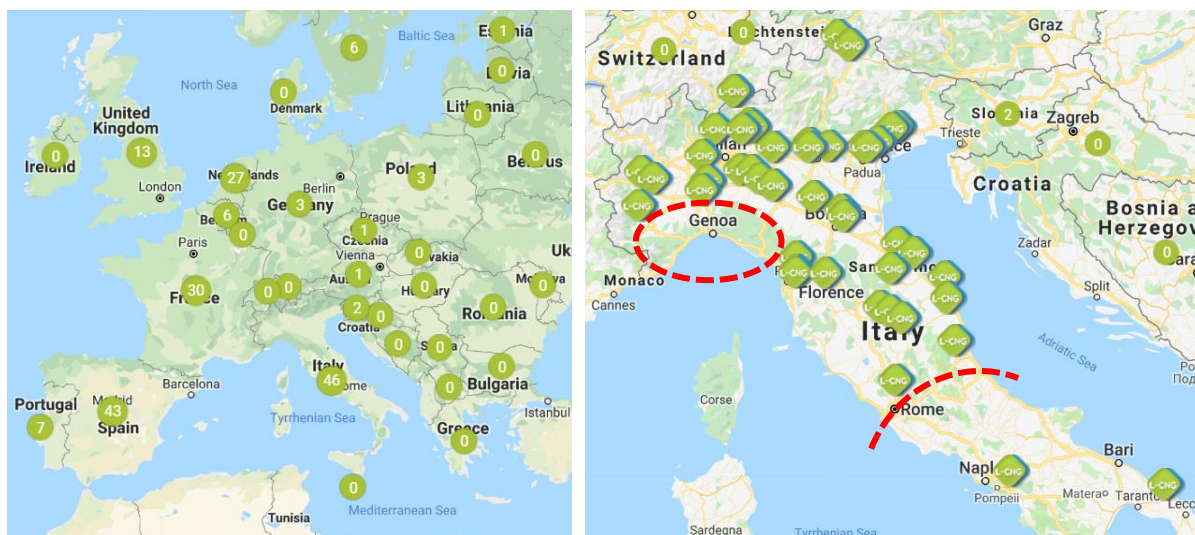
L'evoluzione delle stazioni di servizio che forniscono gas naturale liquefatto ha segnato una crescita senza precedenti nel corso degli anni. Ad oggi si contano in Italia un totale di 46 stazioni C-LNG, confermando l'Italia al primo posto a livello europeo, seguita da Spagna (43) e Francia (30).

Le stazioni si sono sviluppate principalmente nel centro-nord Italia, mentre il meridione sconta una situazione di penalizzazione dovuta ad un costo del trasporto della materia prima più elevato in ragione della maggior distanza dal più vicino punto di caricazione (terminale di Marsiglia). La realizzazione di un'infrastruttura nel contesto ligure-tirrenico potrebbe dunque

concorrere all'abbassamento dei prezzi di distribuzione del GNL e favorire lo sviluppo della rete di rifornimento GNL anche nel Sud Italia.

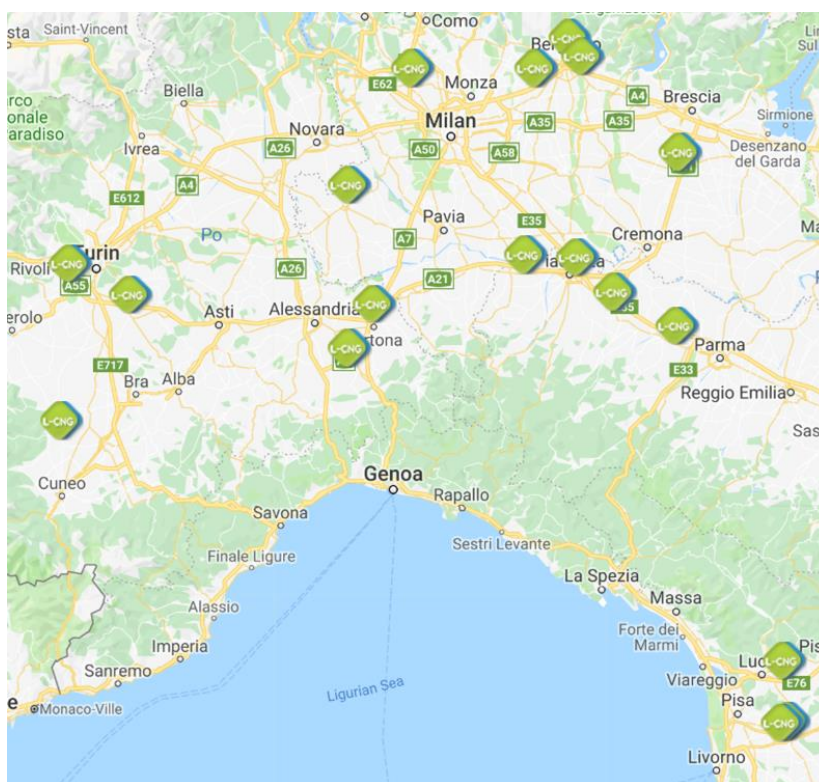
Le seguenti figure mostrano lo sviluppo stazioni sul territorio nazionale e nell'area di interesse.

Figura 18: sviluppo della rete di stazioni terrestri C-LNG In Italia ed Europa



Stazioni di rifornimento LNG realizzate in Europa

Stazioni di rifornimento LNG realizzate in Italia



Stazioni di rifornimento LNG realizzate nell'area di interesse

Le alte potenzialità di sviluppo del GNL ad uso autotrazione sono confermate dal crescente numero di immatricolazioni di veicoli alimentati a GNL registrato negli ultimi anni, favorite dalla crescente estensione della rete di stazioni GNL, dallo sviluppo della tecnologia e dalla spinta degli incentivi messi in campo dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Gli incentivi, messi a disposizione dal MIT dall'anno 2015 per ogni annualità, si configurano come contributi agli investimenti effettuati dalle imprese di autotrasporto per agevolare gli acquisti, anche mediante locazione finanziaria, di autoveicoli nuovi di fabbrica, adibiti al trasporto di merci di massa complessiva a pieno carico pari o superiore 3,5 ton. a trazione alternativa a metano CNG, gas naturale liquefatto GNL, ibrida (diesel + elettrico) ed elettrica (Full Electric).

Per quanto riguarda i mezzi pesanti alimentati a GNL (con massa superiore a 16 ton), l'entità dei contributi previsti consiste in un contributo a fondo perduto di 20.000 euro per ciascun mezzo per un massimo cumulabile di 700 mila euro, che corrisponde a 35 camion.

Lo sviluppo del mercato dei mezzi pesanti alimentati a GNL è stato anche grazie alle recenti soluzioni tecnologiche che hanno comportato una riduzione dei consumi di carburante e la massimizzazione della capacità di carico. Attualmente le soluzioni proposte da IVECO, leader di settore, garantiscono motorizzazioni da 460 cavalli di potenza con doppio serbatoio LNG, che garantisce un'autonomia di 1.150 chilometri per i "Low Tractor", mentre nel caso di veicoli non ribassati l'autonomia massima dichiarata dalla casa costruttrice sale fino a 1.600 km. Anche il TCO – Total Cost of Ownership dichiarato è del 9% inferiore rispetto ad un mezzo equivalente alimentato a diesel.

Anche sotto il profilo ambientale, l'utilizzo delle soluzioni GNL comporta un notevole miglioramento per l'ambiente sia dal punto di vista acustico (le emissioni sonore sono contenute rispetto ai tradizionali motori diesel) sia in termini di abbattimento delle emissioni in atmosfera. Secondo i dati delle aziende costruttrici, le emissioni rilasciate in atmosfera rispetto alle equivalenti versioni diesel sono ridotte del 90% per i NO₂, del 99% per i PM e, qualora venga impiegato il biometano, del 95% per la CO₂.

L'utilizzo del GNL copre il settore del trasporto pesante su grandi distanze con pesi ben superiori alle 3,5 tonnellate. Se si ripercorre l'evoluzione del numero di mezzi pesanti alimentati a GNL a livello nazionale registrata negli anni passati, nel primo semestre del 2016 i camion a gas naturale immatricolati sono stati 177 di cui 110 a GNL. L'aumento (del 154% sul semestre precedente) è stato fortemente correlato all'ingresso sul mercato dello Stralis NP da 400 CV della IVECO, che ha soddisfatto le richieste degli operatori garantendo potenze ed autonomie maggiori rispetto alla precedente versione da 320 CV.

L'evoluzione del numero di mezzi pesanti alimentati a GNL ha mostrato una crescita ancor più significativa nell'ultimo biennio.

Secondo gli ultimi dati dell'Associazione Nazionale Filiera Industria Automobilistica - ANFIA 2018 (novembre), nel progressivo da inizio anno, le immatricolazioni di autocarri a GNL, (ptt >3,5ton) hanno raddoppiato passando da 287 del 2017 a 600 unità, con una quota sul totale pari al 2,8%.

Tra le alimentazioni alternative, il GNL detiene la quota maggiore, evidenziando come il mercato riconosca sempre più il gas naturale come primaria alternativa al gasolio nell'autotrazione, essendo una soluzione immediatamente fruibile e con un'infrastruttura di distribuzione in continua espansione.

Gli ultimi dati a disposizione per l'anno 2019 confermano il trend di crescita. Dopo il sostanziale raddoppio delle vendite dello scorso anno, nel gennaio 2019 le immatricolazioni di autocarri alimentati a GNL sono più che triplicate (131 contro 41) rispetto allo stesso mese del 2018, mentre nel mese di febbraio si sono registrate 62 nuove immatricolazioni (+47,6%) rispetto ad un mercato complessivo ancora in calo (-12,1%) per i mezzi pesanti.

Ad oggi si contano oltre 1,500 mezzi pesanti alimentati a GNL in circolazione sul territorio nazionale.

Tabella 11: Immatricolazioni autocarri con Ptt>3,5 ton. Per tipologia di alimentazione

Alimentazione	Gen-Ott 2018	Gen-Ott 2017	Var %18/17
BENZINA	8	2	300,0
ELETTRICO	3	9	-66,7
GASOLIO	20.395	18.866	8,1
IBRIDO GASOLIO/ELETTRICO	108	46	134,8
GNL	600	287	109,1
CNG	237	166	42,8
TOTALE	21.351	19.376	10,2

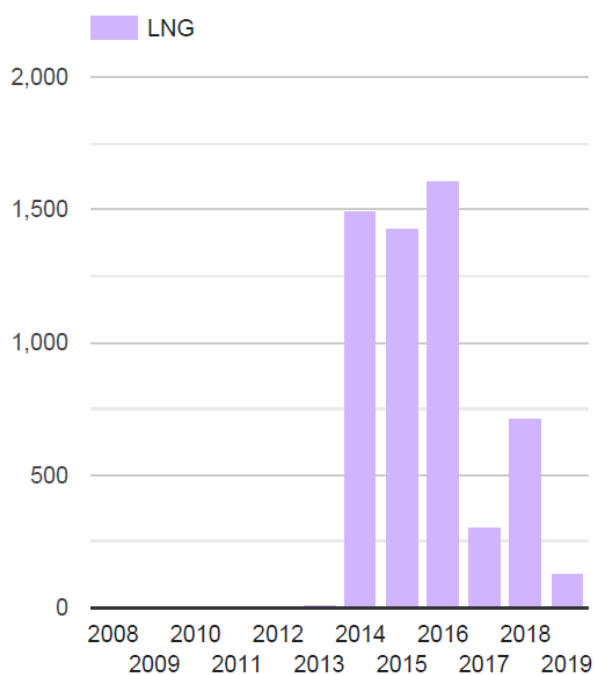
Fonte: Federmetano su dati ANFIA

Tra le esperienze di operatori e flottisti che recentemente hanno convertito parte delle proprie flotte con mezzi GNL si possono citare:

- Arcese Trasporti che a seguito di un accordo con IVECO, a partire dal mese di aprile 2019, introdurrà nella sua flotta 4 nuovi mezzi *Stralis NP 460 FP Low Tractor* alimentati a Gas Naturale Liquido;
- Il Gruppo Sanpellegrino che da gennaio 2019 utilizza una nuova flotta costituita al 100% da veicoli alimentati a GNL per il trasporto dell'acqua minerale S.Pellegrino dallo stabilimento di Ruspino all'hub di distribuzione di Madone. Il totale dei mezzi GNL impiegati è di 50 unità.
- Operatori del trasporto della provincia autonoma di Bolzano-Alto Adige (quattro diverse ditte di trasporto) che a febbraio 2019 hanno ricevuto 16 nuove motrici IVECO a GNL;
- cinque consegne per un totale di 42 Nuovi Stralis NP 460 CV a società di trasporto del Sud d'Italia nel luglio 2018.

A livello europeo, gli ultimi dati (2019) del *European Alternative Fuels Observatory* contano oltre 5.000 immatricolazioni di veicoli pesanti alimentati a GNL in esercizio sul territorio comunitario.

Figura 19: andamento delle immatricolazioni di autocarri LNG in Europa



Fonte: *European Alternative Fuels Observatory* (marzo 2019)

2.2.2 LA DOMANDA DI GNL AD USO TPL

Recentemente la società Tper SpA (Trasporto Passeggeri Emilia-Romagna) ha definitivamente approvato tramite delibera del Consiglio di Amministrazione la fornitura di quarantasei nuovi autobus alimentati GNL (procedure di gara avviate tra il 2016 e il 2017).

Trasporto Passeggeri Emilia-Romagna è la società controllata dalla Regione Emilia-Romagna (con il 46%) e partecipata da altri comuni della regione deputata a svolgere il servizio di trasporto pubblico locale, con una dotazione di oltre 1.200 mezzi.

Tper è la prima azienda di trasporto pubblico italiana che si doterà di una flotta di autobus a GNL. I mezzi alimentati a GNL costituiscono una novità assoluta nel campo del trasporto sostenibile in ambito urbano e interurbano.

LA fornitura verrà conseguita tramite due lotti differenti:

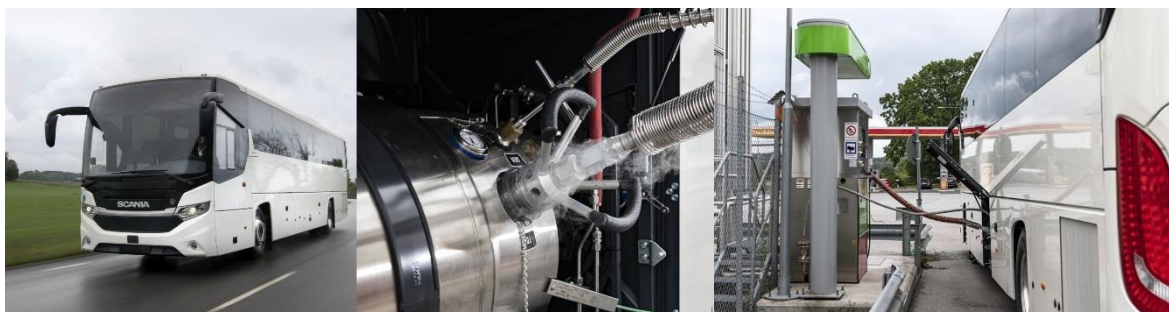
- 15 nuovi mezzi modello Interlink Ld Lng forniti da SCANIA per l'esercizio interurbano;
- 31 nuovi mezzi forniti da Industria Italiana Autobus della gamma Citymood in versione GNL a vocazione metropolitana;

Le forniture complessivamente comporteranno un investimento pari a 11,5 milioni di euro (circa 250.000 euro ad unità). Il primo lotto di autobus interurbani dovrebbe essere consegnato da SCANIA entro l'anno in corso, mentre i mezzi Citymood dovrebbero essere consegnati da IIA entro la primavera del 2020.

Gli autobus a GNL hanno una autonomia dichiarata di circa 1.000 chilometri e potrà essere alimentato anche con il biogas liquefatto. L'elevata autonomia di viaggio rende particolarmente adatti questi mezzi all'impiego su percorsi al di fuori dell'area urbana o per lunghi tragitti.

Per sviluppare il progetto, la società si è dotata di una apposita stazione di rifornimento C_LNG presso il proprio deposito sito in via Ferrarese, realizzato con un investimento di circa 1,6 milioni di euro.

Figura 20: Scania Interlink Medium Decker LNG fuelled,



Fonte: SCANIA

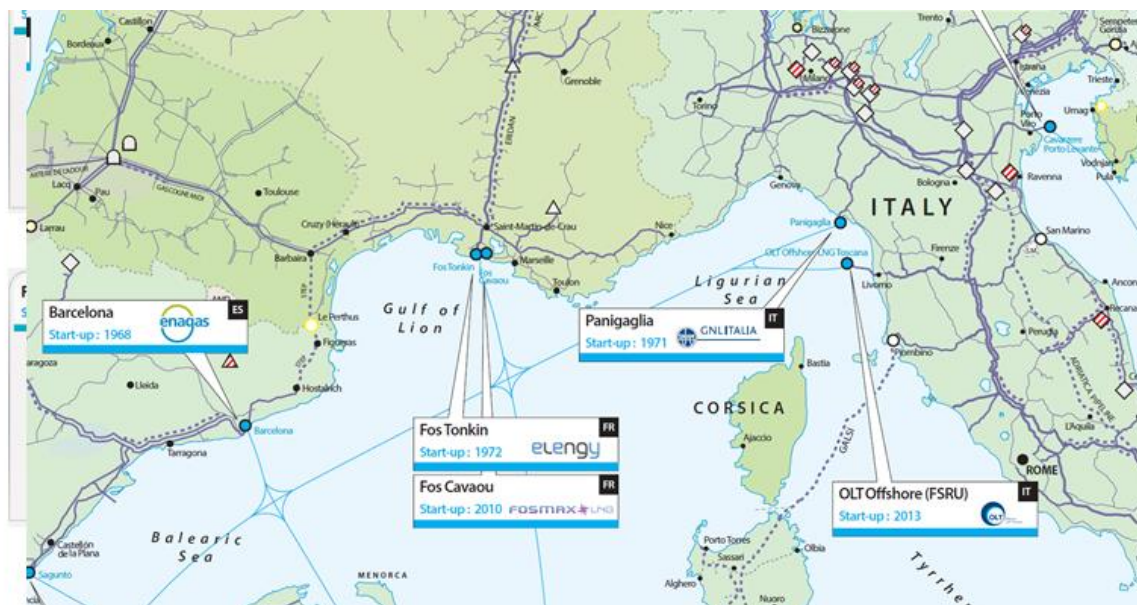
3. ANALISI DELL'OFFERTA NEL CONTESTO TERRITORIALE DI RIFERIMENTO

Il presente capitolo offre un'analisi dei depositi satellite per il GNL e dei servizi Small Scale nell'area (west Med) e focus su area da Barcellona a Livorno:

Vengono di seguito illustrate sinteticamente le caratteristiche dei seguenti impianti:

- Terminali di import con servizi di Small Scale attivi nel mediterraneo occidentale (Marsiglia e Barcellona)
- Impianti Small Scale in costruzione e autorizzati in Italia, con focus di approfondimento in riferimento a:
 - Il terminale di Livorno
 - Il terminale di Oristano
 - I terminali della costa Adriatica di Ravenna e Venezia
- I terminali di rigassificazione presenti nel bacino Tirreno-Ligure

Figura 21: Contesto di riferimento per l'offerta di servizi Small Scale GNL nell'area del Tirreno-Ligure



Barcelona		SPAIN		enagas	
Start-up: 1969					
ADDITIONAL SERVICES	STATUS	MIN. SHIP SIZE	CAPACITY (LNG)		
RELOADING LARGE SCALE	YES	2,000 m ³ LNG	4,000 m ³ /h		
TRANSHIPMENT					
RELOADING SMALL SCALE	*by 2018	1,200 m ³ LNG	600 m ³ /h		
TRUCK LOADING	YES	3 x 91 m ³ /h			
RAIL LOADING	under study				
(*) smaller vessels under study					

Fos Tonkin		FRANCE		elengy	
Start-up: 1972					
ADDITIONAL SERVICES	STATUS	MIN. SHIP SIZE	CAPACITY (LNG)		
RELOADING LARGE SCALE	NO	7,500 m ³ LNG	1,000 m ³ /h		
TRANSHIPMENT	YES	5,000 m ³ LNG			
RELOADING SMALL SCALE	future	7,500 m ³ LNG	1,000 m ³ /h		
TRUCK LOADING	YES	1 x 100 m ³ /h			
RAIL LOADING	future	3 x 100 m ³ /h			
RAIL LOADING	under study				

Fos Cavaou		FRANCE		FOSMAX LNG	
Start-up: 2010					
ADDITIONAL SERVICES	STATUS	MIN. SHIP SIZE	CAPACITY (LNG)		
RELOADING LARGE SCALE	YES	15,000 m ³ LNG	4,000 m ³ /h		
TRANSHIPMENT	YES	15,000 m ³ LNG			
RELOADING SMALL SCALE	YES	15,000 m ³ LNG	4,500 m ³ /h		
TRUCK LOADING	by 2019	5,000 m ³ LNG	4,000 m ³ /h		
TRUCK LOADING	2 x 100 m ³ /h				
RAIL LOADING	NO				

Fonte: GIE Europe

3.1.1 TERMINALI DI IMPORT CON SERVIZI SI SMALL SCALE ATTIVI NEL MEDITERRANEO OCCIDENTALE

IL TERMINAL DI MARSIGLIA-FOS E I SERVIZI DI SMALL SCALE GNL DI ELENGY

A Marsiglia-Fos-sur-Mer sono in funzione due diversi impianti di import e rigassificazione: Fos Tonkin e Fos Cavaou. Elengy gestisce entrambi (oltre a quello di Montoir-de-Bretagne sulla costa atlantica), ma mentre Fos Tonkin è interamente di proprietà di Elengy, Fos Cavaou è di proprietà di Fosmax LNG, una sussidiaria di Elengy, il suo principale azionista insieme a Total.

A titolo esemplificativo per quanto concerne il dimensionamento e l'operatività dei terminal Elengy, le caratteristiche principali del terminal di Fos Cavaou, che costituisce un punto di ingresso del GNL che mira a diventare il principale *HUB* nel mercato francese e tra i primi in Europa, sono di seguito riassunte:

- estensione su un'area di 80 ettari;
- capacità di rigassificazione di 8,25 miliardi di m³ annui;
- capacità di stoccaggio combinata di 330.000 m³ di GNL con tre serbatoi da 110.000 m³;
- capacità minima/massima metaniere ricevibili: 15.000/270.000 m³;
- profondità minima: 15 m.

Fosmax LNG sta attualmente esaminando le opzioni per aumentare la capacità operativa al fine di soddisfare la domanda potenziale dei clienti nel 2020 e di contribuire in modo più efficace alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale in Francia e in Europa. Ciò richiederebbe la costruzione di uno o due serbatoi di stoccaggio aggiuntivi, raddoppiando la capacità di *send-out* della struttura a 16,5 Gm³/anno.

Per quanto riguarda i servizi di Small Scale presenti e futuri, in seguito alla rapida crescita del mercato del GNL su piccola scala, Elengy ha già sviluppato un servizio per il caricamento di autocisterne e ISO container nei suoi terminal.



- Il servizio è disponibile su prenotazione e il cliente dovrà acquistare il carico di GNL da uno dei fornitori prima della data di caricamento.
- Elengy ha la responsabilità di controllare e approvare i semirimorchi prima che vengano riempiti per la prima volta.
- Fino a 4 autocisterne possono essere caricati simultaneamente con tubazioni criogeniche flessibili.

Fosmax LNG prevede inoltre il potenziamento del servizio di rifornimento di autocisterne su gomma aumentando il numero di stazioni di ricarica a Montoir e Fos.

In relazione allo sviluppo del mercato per i servizi Small Scale destinati al trasporto su gomma, dev'essere evidenziato che, allo stato attuale, oltre a essere il fornitore di LNG Total Marine Fuels Global e la Piattaforma LNG marina e fluviale, Marsiglia-Fos è il principale punto di rifornimento italiano di GNL via autocisterna.

Lato mare, l'impianto di Fos Tonkin già offre servizi di carico bettoline fino a 7.500m³. Entro il 2021, Elengy ha intenzione di estendere le attività di bunkeraggio del terminale garantendo la fornitura di GNL ad almeno 100 unità. Fosmax Lng ha poi avviato un progetto di modifica della banchina che consentirà al terminal di Fos Cavaou di ospitare metaniere di capacità inferiore ai 20.000 metri cubi che dopo essersi approvvigionate a Fos Cavaou potranno svolgere le loro operazioni di bunkeraggio di GNL nel porto di Marsiglia-Fos e in altri siti nel Mediterraneo rifornendo navi portacontainer, navi da crociera o traghetti alimentati a GNL.

Complessivamente è previsto un investimento di circa 3 milioni di euro, finanziati per il 30% dall'Unione Europea, che consentirà le seguenti modifiche:

- l'adattamento dei bracci di carico per consentire il collegamento di navi più piccole;
- nuovi sistemi di ormeggio sul molo per accogliere navi da 100 metri o più di lunghezza;
- dispositivi d'imbarco modificati per tenere conto della minore altezza del ponte delle navi a GNL small scale;
- l'installazione di una valvola di controllo su un secondo braccio di carico per la sicurezza delle operazioni di carico;
- L'acquisto di bracci di carico di riserva per poter assicurare continuità del servizio durante la fase manutentiva anche in caso di malfunzionamento/guasti.

Il terminal, che dovrebbe essere completato entro giugno 2019, permetterà di rifornire in sicurezza circa 50 *small scale tankers* all'anno (circa una alla settimana).

Il nuovo servizio rinforzerà l'hub GNL di Fos Cavaou, che può ospitare lo scarico di navi metaniere *extra large* (tipo Q-Max) fino a 265.000 metri cubi di capacità.

Il servizio di ricarica di bettoline avviene con una velocità di carico di 4,000 m³ all'ora, e permette il completamento di un ciclo di ricarica standard di circa 48 ore.

Come evidenziato in tabella seguente, le tariffe applicate presso l'impianto di Marsiglia Fos relativamente ai servizi di Small Scale prevedono una differenziazione per categoria e per volume.

Tabella 12:tariffe per servizi small scale GNL applicati nel terminale di Fos Marseille

Servizio Small Scale	volumi (m³)	€/m³
<i>Caricamento bettoline</i>	15.000	6,67 €
	7.500	10,00 €
	4.000	12,5 €

In base a una delibera adottata dalla Commissione Francese per la Regolamentazione dell'Energia (CRE) il 29 giugno 2017 relativa alle tariffe di accesso delle micro metaniere presso il Porto di Fos Cavou, il prezzo di accesso per il servizio di ricarica GNL è infatti pari al massimo tra il prezzo fisso di 50.000 Euro e il prezzo calcolato in base a una tariffa di 1,5 € / MWh per la quantità di carico secondo la formula $P = \text{Max} [50.000 \text{ Euro}; \text{TQRMM} \times \text{QRMM}]$.

La tariffa è stata approvata sulla base di una previsione di 40 caricamenti all'anno previsti da Elengy una volta avviato il servizio, nel periodo tariffario 2019-2023 fissato dalla CRE per il servizio di reloading small scale.

IL TERMINAL DI BARCELLONA E I SERVIZI DI SMALL SCALE GNL OFFERTI DAGLI IMPIANTI ENAGÀS

Quello di Barcellona è stato il primo impianto GNL ad essere commissionato in Spagna. In attività dal 1969, sorge all'interno nel porto omonimo, sulla costa del Mediterraneo, permettendole di ricevere gas da Libia, Algeria, Oman ed Egitto.

Le caratteristiche principali del terminal di Barcellona includono:

- 8 serbatoi;
- Capacità di stoccaggio di 840.000 m³ di GNL;
- Capacità di messa in rete di 1.950.000 m³ (n)/h;
- min./max. capacità di carico di 30.000/266.000 m³ di GNL;

Enagás offre servizi di Small Scale in ciascuno dei suoi 5 impianti di rigassificazione sul territorio spagnolo (in primis Barcellona, ma anche Cartagena, Huelva, Bilbao e Sagunto) come complemento ai suoi servizi tradizionali su larga scala.

Tali servizi aggiuntivi includono:

- Caricamento di autocisterne per il trasporto verso impianti satellitari

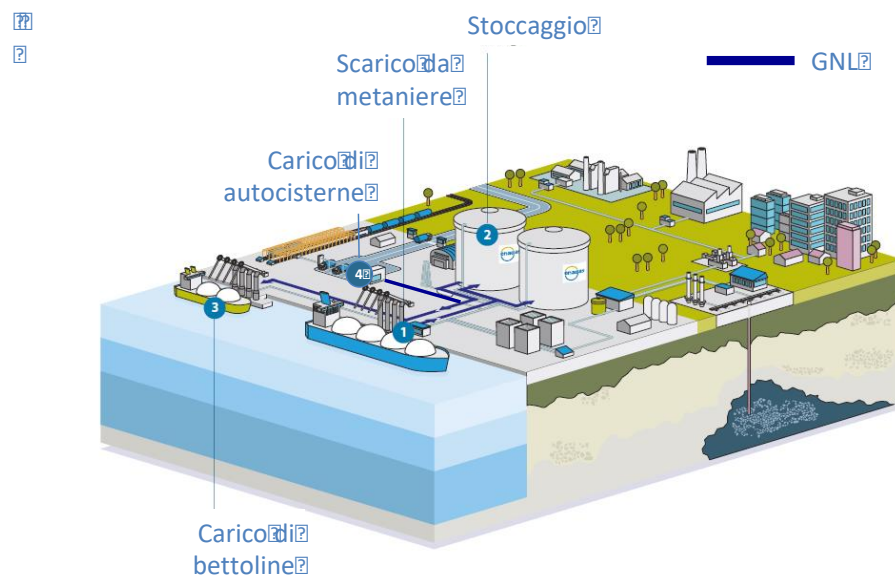
Attivo in tutti e cinque gli impianti sopramenzionati (circa 50 camion/giorno per l'impianto di Barcellona), il che fa di Enagás il principale provider di questo tipo di servizi in Europa;

- Carico e scarico di navi cisterna di piccola scala

Gli stabilimenti di Barcellona, Cartagena e Huelva sono attrezzati per il carico e lo scarico di bettoline, con capacità che vanno da 1.000 m³ a 80.000 m³ di GNL a Barcellona, da 1.000 m³ a 40.000 m³ di GNL a Cartagena, e da 1.000 m³ a Huelva.

Gli stabilimenti di Barcellona e Cartagena hanno anche una banchina specificamente riservata ai servizi di Small Scale ai servizi di piccola scala, permettendo così la piena compatibilità con i servizi di rigassificazione su larga scala, anche in caso di operazioni simultanee.

Figura 22: Schema di funzionamento del terminale GNL di importazione di ENAGAS



Fonte: rielaborazione su fonte ENAGAS

Infine, si evidenzia come tutti i terminali di Enagás nel paese siano attrezzati per offrire servizi logistici che apportano un valore aggiunto alla catena di approvvigionamento del GNL all'interno e all'esterno dei confini nazionali.

Come evidenziato in tabella seguente, i prezzi applicati da Enagás relativamente ai servizi di Small Scale per singola operazione prevedono una differenziazione per volume, offrendo vantaggi significativi a partire dai 1000m³ (volume per il quale il prezzo unitario è quasi dimezzato rispetto al *pricing* applicato per quantitativi fino a 500m³).

Tabella 13: tariffe per servizi small scale GNL applicati nel terminale di Barcellona (ENAGAS)

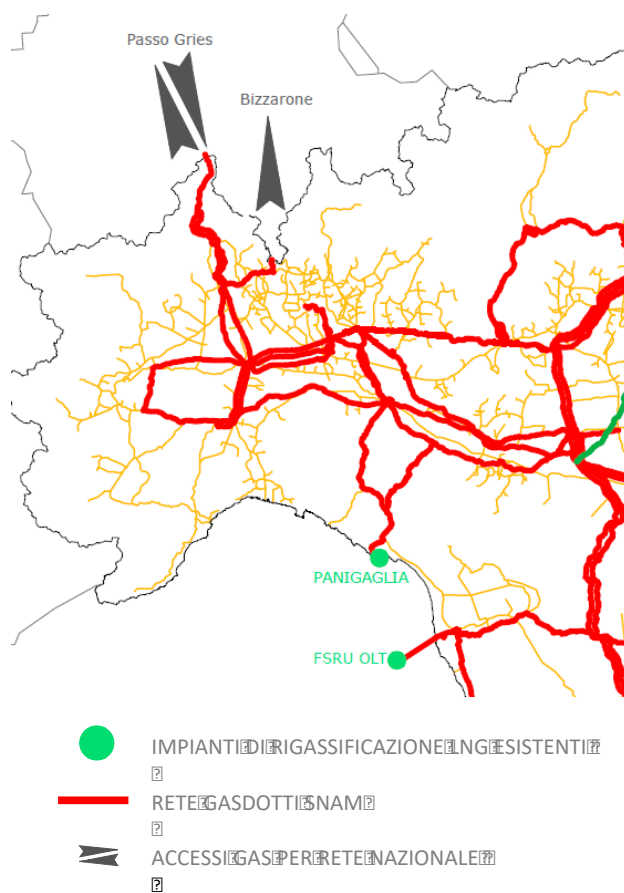
m ³ LNG	Gwh	euro	euro/ m ³	euro	euro/ m ³
500	3,41	€ 89.755	179,5	€ 881.557	176,3
1.000	6,82	€ 91.531	91,5	€ 883.333	88,3
3.000	20,46	€ 98.638	32,9	€ 890.440	29,7
5.000	34,1	€ 105.744	21,1	€ 897.546	18,0
7.500	51,15	€ 114.627	15,3	€ 906.429	12,1
9.000	61,38	€ 119.957	13,3	€ 911.759	10,1
MIN		€ 176.841			
10.000	68,2	€ 283.438	28,3	€ 1.875.007	18,8
15.000	102,3	€ 336.736	22,4	€ 1.928.305	12,9
20.000	136,4	€ 390.034	19,5	€ 1.981.603	9,9
30.000	204,6	€ 496.631	16,6	€ 2.088.200	7,0

Per quanto riguarda le tariffe applicate al rifornimento di autocisterne, normalmente su prenotazione, il prezzo medio per singola operazione è pari a circa 942 euro, ma sono previste tariffe agevolate in caso di stipula di contratti di rifornimento su base annuale.

3.1.2 I TERMINAL DI RIGASSIFICAZIONE PRESENTI NEL BACINO TIRRENO-LIGURE

Nonostante non vi siano ad oggi attivi sistemi di Small Scale LNG nell'area presa in esame dal presente studio, risulta importante considerare le attuali caratteristiche e i servizi aggiuntivi che potrebbero fornire in futuro i terminali di rigassificazione di OLT (Livorno) e SNAM/GNL Italia (Panigaglia-La Spezia), attualmente adibiti alla ricezione, lo stoccaggio e la messa in rete di gas naturale tanto per l'approvvigionamento energetico del sistema nazionale quanto per l'esportazione.

Figura 23: La rete di distribuzione del gas naturale



Fonte: SNAM

Tabella 14: i terminali di rigassificazione dell'area Tirreno-Ligure

AdSP di riferimento	Terminale	Società	Ubicazione	Capacità max (m ³)	Stato SSLNG
AdSP del Mar Ligure Orientale	Panigaglia	GNL Italia (Gruppo Snam)	Panigaglia (La Spezia)	4 Mld Smc	Studio di fattibilità concluso nel 2017
AdSP del Mar Tirreno Settentrionale	FSRU Toscana	OLT Offshore LNG Toscana	Livorno offshore	3,75 Mld Smc	Studio di fattibilità concluso nel 2015. Progettazione di dettaglio conclusa nel 2018. 2019 avvio delle autorizzazioni.

Fonte: Assocostieri 2019

Per quanto riguarda lo stato dell'adeguamento degli impianti (come meglio descritto nelle pagine seguenti), si evidenzia come per l'impianto di Panigaglia sia stato realizzato nel 2017 uno studio di fattibilità, mentre per il FRSU Toscana sono stati finalizzati gli studi ingegneristici da parte di OLT che ha avviato i procedimenti autorizzativi previsti.

L'IMPIANTO OLT DI LIVORNO

Commercialmente attivo dal 2013 a largo della costa livornese, l'impianto FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) OLT Offshore LNG Toscana è nato dalla conversione di una nave metaniera – la “Golar Frost” – nel primo rigassificatore galleggiante al mondo permanentemente ormeggiato offshore.

Figura 24: Impianto FSRU OLT Offshore LNG Toscana

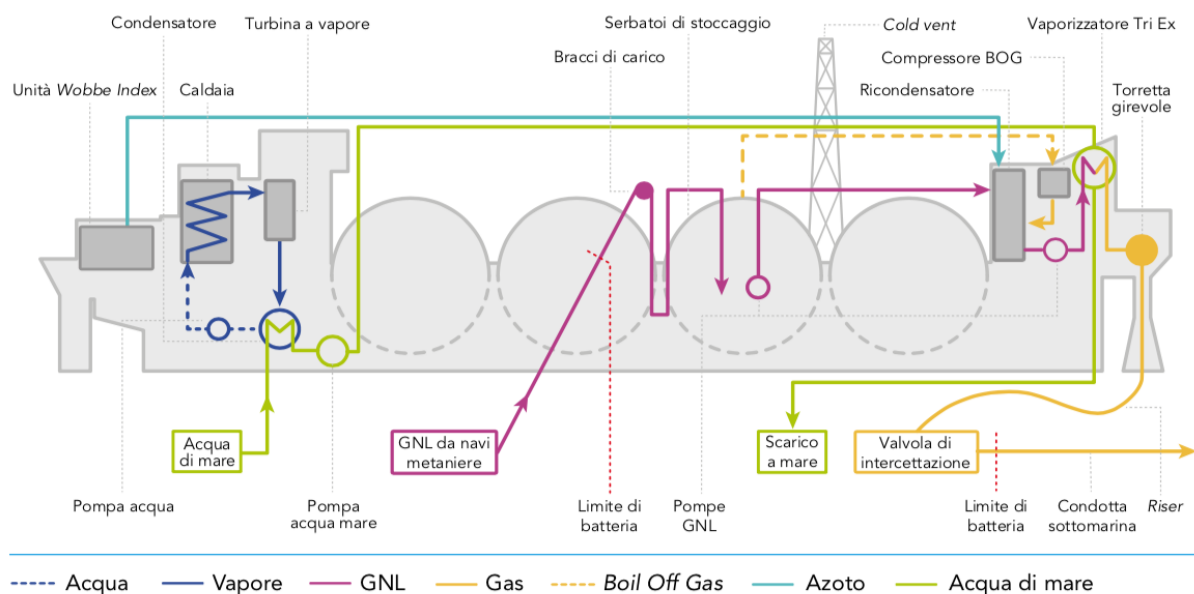


Fonte: OLT Offshore

L'attività svolta dal terminale consiste nello stoccaggio e nella rigassificazione del gas naturale liquefatto. Il gas naturale viene dunque ricevuto allo stato liquido, mediante navi cisterna, stoccato in serbatoi criogenici a pressione pressoché ambiente e alla temperatura di -160°C , rigassificato ed inviato al gasdotto a terra attraverso la condotta sottomarina. Le attività svolte e i principali impianti di processo possono essere riassunti nelle seguenti fasi:

- accosto e ormeggio delle navi metaniere con l'ausilio di opportuni rimorchiatori;
- trasferimento dalle metaniere e caricamento del GNL (gas naturale liquefatto) a bordo del Terminale attraverso l'utilizzo dei 4 bracci di carico;
- stoccaggio nei 4 serbatoi MOSS (volume unitario di circa 34.275 m^3 , e globale di circa 137.100 m^3 lordi) e pompaggio del GNL all'impianto di rigassificazione;
- recupero del BOG (*Boil off gas*: vapori prodotti dai serbatoi di stoccaggio) attraverso il convogliamento verso un collettore comune a tutti i serbatoi e in seguito inviato a nave approvvigionatrice, alle caldaie o al sistema di *send out*;
- vaporizzazione del GNL mediante 3 vaporizzatori che usano l'acqua di mare come fonte di calore e il propano come fluido riscaldante intermedio tra l'acqua di mare e il GNL;
- convogliamento del gas naturale verso il gasdotto;
- disormeggio delle metaniere.

Figura 25: Schema dei flussi di processo del terminale "FSRU Toscana"



Fonte: OLT annual report 2018

In un'ottica di fornitura di servizi aggiuntivi di *Small Scale bunkering*, il terminale potrebbe essere adeguato per prevedere la possibilità di caricare GNL su piccole metaniere (cosiddette "bettoline"), con una lunghezza compresa tra i 60 e i 110 metri, attualmente corrispondente ad una capacità di carico compresa tra i 1.000 m³ e i 7.500 m³ ed una velocità di caricamento tra i 250 m³/h e i 900 m³/h.

Le modifiche necessarie per fornire questo nuovo servizio riguarderebbero il lato sinistro dell'impianto, dove sono già presenti i principali elementi per l'allibio e per lo scarico, sono di tipo marginale (quantificabili nell'ordine dei 5 Milioni di euro) e potrebbero essere svolte in tempi ridotti una volta ottenute le necessarie autorizzazioni. A marzo 2019 è stata presentata la pratica di assoggettabilità a VIA al Ministero dell'Ambiente, che ha aperto il procedimento di raccolta delle osservazioni fino a maggio dello stesso anno.

L'IMPIANTO DI SNAM/GNL ITALIA A PANIGAGLIA (LA SPEZIA)

L'impianto è situato in località Fezzano di Porto Venere (La Spezia) ed è la prima struttura per la ricezione e la rigassificazione di GNL in Italia.

Figura 26: il terminale di rigassificazione GNL Italia di Panigaglia



Fonte: GNL Italia

Il terminale occupa un'area di circa 45.000 metri quadrati ed è costituito da due serbatoi di stoccaggio di 50.000 metri cubi ciascuno, da impianti di vaporizzazione e da un pontile di attracco per le navi metaniere da 25.000 a 75.000 m³.

I processi di base dell'impianto per la rigassificazione e la messa in rete del gas naturale sono analoghi a quelli descritti in precedenza.

Il terminale potrebbe essere riadattato per servizi di Small Scale seguendo l'evoluzione del mercato del GNL.

In particolare, rispetto al servizio di rigassificazione e in un'ottica di futuro adeguamento, il terminale potrebbe fornire i seguenti servizi aggiuntivi:

- Servizio di carico GNL chiatte e/o bettoline di capacità compresa tra 500 e 30.000 m³ per fornire GNL ad altre navi (in modalità ship-to-ship);
- Caricamento di autocisterne, di piccoli serbatoi (con capacità tra 20 e 50 m³) o ISO-container (con capacità tra 20 e 40 m³), per l'approvvigionamento di distributori stradali o di piccoli depositi di stoccaggio;
- Rifornimento diretto di mezzi stradali/portuali alimentati a GNL qualora venisse realizzato un distributore collegato direttamente al terminale.

Gli adeguamenti del terminale esistente riguarderebbero prevalentemente modifiche alle cisterne di stoccaggio e alle linee di carico/scarico del GNL, adeguamenti della banchina di attracco e dei bracci di carico, potenziamento dei sistemi di recupero del BOG.

3.1.3 IMPIANTI SMALL SCALE IN COSTRUZIONE E AUTORIZZAZIONE IN ITALIA

L'Italia sta puntando molto sul settore Small Scale, con investimenti in corso, dichiarati dalle imprese e calcolati da REF-E, passati dai 300 milioni del 2017 ai circa 1,8 miliardi del 2019 per finanziare depositi presso i rigassificatori e quelli costieri; stazioni di servizio GNL; i camion e le autocisterne a GNL; la differenza di costo tra le navi tradizionali e quelle a GNL costruite in cantieri italiani; ma anche la mini-liquefazione e la produzione di bio-GNL.

Ad oggi, i progetti GNL in fase di costruzione o autorizzazione sono di seguito elencati, evidenziando i promotori dei rispettivi progetti e la capacità massima di stoccaggio.

Ai nostri scopi è utile offrire una panoramica di quei progetti appartenenti alla categoria "Small Scale", ovvero che prevedano la gestione del GNL direttamente in forma liquida senza i tipici processi di rigassificazione operati in terminali dedicati alla successiva immissione del prodotto gassoso nella rete di trasporto.

Tra questi vengono di seguito illustrati quelli che per capacità di stoccaggio e localizzazione potrebbero contribuire a cambiare l'assetto del sistema *Small Scale* per il GNL nell'area di riferimento.

Tabella 15: i terminali Small scale GNL in corso di realizzazione in Italia

Località	Società	Capacità di stoccaggio (m ³)
Porto Marghera	Venice LNG SpA	32.000
Ravenna	Depositi Italiani GNL (Newco: PIR-Petrolifera Italo Rumena/Edison)	20.000
Livorno	Livorno LNG Terminal SpA (Newco: Costiero Gas Livorno SpA/Neri SpA /SIGL-Vulcangas)	9.000
Oristano	Higas Srl	9.000
Oristano	IVI Petrolifera S.p.A.	9.000
Oristano	Edison S.p.A.	10.000
Cagliari	ISGAS ENERGIT Multiutilites S.p.A.	22.000
Porto Torres	Consorzio Industriale provinciale Sassari	10.000

IL DEPOSITO COSTIERO PER SERVIZI DI SMALL SCALE A LIVORNO

È attualmente in fase di autorizzazione la costruzione del deposito GNL a Livorno che, considerata la posizione geografica, potrebbe configurarsi come potenziale *hub* per lo stoccaggio e la distribuzione di GNL nell'area.

L'impianto sarà realizzato all'interno dell'area industriale del Porto dalla *newco* Livorno LNG Terminal, partecipata con quote paritetiche da Costiero Gas Livorno, una *joint-venture* tra Enifuel e Liquigas (società attiva nella distribuzione di GPL), e Neri Vulcangas Investimenti (*joint-venture* tra Neri Depositi Costieri e Società Italiana Gas Liquidi – Vulcangas).

Una volta completato l'impianto consentirà la ricezione e lo stoccaggio di GNL, approvvigionato tramite navi gasiere, per la sua successiva distribuzione mediante autocisterne e navi di piccole dimensioni (bettoline), per il rifornimento delle stazioni di servizio stradali e delle navi in transito nello scalo livornese.

Le caratteristiche principali dell'impianto possono essere così riassunte:

- 6 serbatoi criogenici orizzontali a bassa pressione (e relative apparecchiature) da 1.500 m³ ciascuno per una capacità totale di 9.000 m³, in grado di garantire un *turnaround* annuale di 170.000 m³ / anno di GNL;
- 1 ormeggio dedicato a bettoline di piccole e medie dimensioni, sia in fase di carico che di scarico;
- 3 baie di carico dedicate ai camion cisterna GNL;

- 3 baie di carico dedicate a serbatoi ferroviari modulari quali ISO-container;
- sistema di gestione del BOG.

L'investimento complessivo stimato ammonta a circa 50 milioni di euro e il progetto è già stato giudicato co-finanziabile da parte della Commissione Europea nell'ambito del Programma CEF.

IL DEPOSITO COSTIERO PER SERVIZI DI SMALL SCALE A SANTA GIUSTA (ORISTANO)

Proposto a metà del 2014 dalla società operativa Higas (controllata da Avenir e costituita dalle italiane CPL Concordia, specializzata nella distribuzione del metano e da Gas & Heat, costruttrice di serbatoi per combustibili criogenici) l'impianto destinato a sorgere nell'area industriale di Santa Giusta, vicino a Oristano, è stato il primo ad ottenere in Italia tutte le autorizzazioni per l'avvio dei lavori.

Il Progetto prevede la realizzazione di un terminale multimodale GNL adatto a ricevere, stoccare e distribuire GNL principalmente per il trasporto marittimo e stradale, ma anche alle utenze civili e industriali della Regione Sardegna.

Le caratteristiche principali dell'impianto possono essere così schematizzate:

- Dimensioni dell'impianto (occupazione suolo): circa 28.800 m²
- 6 serbatoi criogenici da 1.500 m³ ciascuno per una capacità di stoccaggio complessiva di 9.000 m³ di GNL, che consentiranno la movimentazione, a regime, di 120.000 t GNL/anno
- Una banchina dedicata alle operazioni di scarico e carico del GNL;
- una pensilina di carico per rifornire due autocisterne contemporaneamente
- 1 sistema di gestione del BOG.

Figura 27: il terminale Small Scale GNL di Oristano



Fonte: Gas&Heat

Lato strada, il terminal sarà in grado di caricare due autocisterne contemporaneamente, oltre a distribuire il GNL verso l'interno a una varietà di utenti finali. Il terminal consentirà anche la fornitura di GNL ai nodi centrali dell'isola (ad es. Cagliari) e al contempo servirà potenzialmente l'Italia centrale e meridionale, migliorando così la sostenibilità del settore dei trasporti su una più ampia scala.

Il terminal sarà infine in grado di caricare GNL su bettoline, per la fornitura di navi alimentate a GNL e altri impianti di stoccaggio e distribuzione nel Mediterraneo Occidentale.

I seguenti dati di processo sono importanti per la caratterizzazione dell'impianto:

- Portata massima di caricazione del terminale: 600 m³/h
- Tempo di caricazione autocisterna: 1h
- Tempo di caricazione bunker vessel: 12h
- Portata massima di caricazione bunker vessel: 240 m³/h
- Movimentazione volumi annui a regime: 120.000 t/anno
- Massimo rateo di distribuzione GNL: 750 m³/g

Dal punto di vista dei tempi di realizzazione, il 13 dicembre 2017 sono stati avviati i lavori di costruzione dell'impianto e la Società sta parallelamente procedendo con la costruzione di una bettolina GNL da 7.500 m³ (realizzata da Avenir), la cui consegna è prevista per metà 2020, data entro la quale sarà completata anche la costruzione del deposito, per la cui realizzazione si stima un investimento di circa 32 milioni di euro.

I TERMINALI SMALL SCALE GNL DELLA COSTA ADRIATICA

Benché non direttamente localizzati nell'area di riferimento, risulta importante considerare i due impianti in fase autorizzativa di Ravenna e Venezia, principalmente in virtù della loro ampia capacità di stoccaggio futura (20-32.000 m³).

Dal punto di vista del rifornimento del potenziale naviglio alimentato a GNL nel bacino Tirrenico, i futuri impianti dell'arco adriatico non rappresentano competitor rilevanti per grandi volumi. Si ritiene tuttavia che possano rimanere competitivi per l'approvvigionamento terrestre (su gomma tramite autocisterne, ma anche su rotaia a mezzo di ISO-container).

Il deposito costiero GNL di Ravenna

Per quanto riguarda l'impianto di Ravenna, l'impianto in corso di autorizzazione è proposto dalla società Depositi Italiani GNL (costituita nel 2018 da PIR- Petrolifera Italo Rumena e da Edison) ed è previsto sorgere all'interno dell'area industriale del Porto di Ravenna.

Il terminale sarà adibito allo svolgimento delle seguenti funzioni:

- scarico da navi metaniere con capacità tipicamente compresa tra 7.500 m³ e 27.500 m³, con possibilità di scarico parziale fino a copertura della capacità di impianto (20.000 m³), attraverso bracci di scarico;
- stoccaggio del GNL a temperatura criogenica, in assenza di operazioni di carico e scarico;
- carico di autocisterne destinate ad approvvigionare stazioni di rifornimento per autotrazione (capacità utile di circa 40 m³)
- e bettoline (capacità di carico compresa tra 1.000 e 4.000 m³);
- re-liquefazione del Boil-Off Gas (BOG) generato durante le fasi operative dell'impianto.

Le operazioni di carico autocisterne potranno essere eseguite simultaneamente alle operazioni di scarico metaniere o di carico bettoline. Non sarà possibile, invece, procedere in contemporanea alle operazioni di scarico metaniere o navi di altro tipo e di carico bettoline.

Figura 28: il Rendering del deposito costiero GNL e dei bracci di carico del terminale di Ravenna



Fonte: Depositi Italiani GNL, procedura di VIA

L'impianto sarà realizzato in un'unica fase temporale e la conclusione dei lavori è prevista per settembre 2021. Le caratteristiche operative e di processo dell'impianto possono essere così riassunte:

- Dimensioni dell'impianto (occupazione suolo): Circa 23.000 m²
- Capacità di stoccaggio complessiva dell'impianto: 20.000 m³
- Movimentazione di GNL complessiva: 1.000.000 m³ all'anno
- Portata massima di caricazione del terminale: 2.000 m³/h
- Portata massima di caricazione bunker vessel: 500 m³/h
- Portata massima di caricazione autocisterne: 60 m³/h
- Numero di pensiline per il carico di autocisterne: 5+1

Il deposito costiero GNL di Venezia

Il progetto per la realizzazione di un deposito costiero di GNL a Porto Marghera (Venezia) è promosso da Venice LNG, joint venture tra Decal e San Marco Gas.

L'area del deposito sarà localizzata a est dell'attuale sito di stoccaggio oli Decal e l'impianto sarà alimentato da navi gasiere di piccola e media taglia (max 30.000 m³) in transito dal Canale Industriale Sud, mentre la distribuzione sarà garantita attraverso autocisterne e metaniere di piccola taglia (bettoline).

Figura 29: il Rendering del deposito costiero GNL del terminale di Venezia



Fonte: Venice LNG

Gli interventi previsti prevedono la realizzazione dei seguenti elementi principali:

- Un singolo serbatoio di stoccaggio con capacità di 32.000 che garantirà un *turnaround* annuale a regime di 900.000 m³ / anno di GNL;
- Una nuova infrastruttura sull'esistente banchina DECAL1 per consentire l'arrivo di navi metaniere destinate al rifornimento di GNL al deposito;
- Un sistema di trasferimento GNL per consentire il carico di bettoline da 3.000 m³ presso un accosto a est della banchina DECAL1;
- 5 corsie per il carico delle autocisterne;
- Sistemi di gestione del BOG prodotto.

Dal punto di vista del traffico marittimo, si stima l'arrivo ogni anno di circa 50 navi (in media una alla settimana), mentre per quel che riguarda i movimenti su strada si stima che circa 48 autocisterne al giorno possano essere rifornite dall'impianto.

L'investimento complessivo stimato ammonta a circa 100 milioni di euro e il progetto è già stato giudicato co-finanziabile da parte della Commissione Europea nell'ambito del Programma CEF.

Tabella 16: I servizi offerti dai terminali GNL dell'area del Mar Tirreno-Ligure

Country		France	France	Italy	Italy	Spain
Company		Elengy	Fosmax LNG	GNL Italia	OLT Offshore	Enagas
Facility		Fos Tonkin	Fos Cavaou	Panigaglia	LNG Toscana	Barcelona
Basic Services	Unloading	x	x	x	x	x
	Operational Storage	x	x	x	x	x
	Regasification & send-out	x	x	x	x	x
Other Services	Wobbe Index / GCV Correction	x	x	x	x	
	Odorisation	x	x			x
	Additional Storage		x			x
	Additional Send-Out		x			x
	Capacity pooling	x	x			
	LNG Inventory Transfer	x	x			x
	Reloading (large scale ship)		x			x
	Transshipment berth to berth					
	Transshipment ship to ship	under study	x			
	Reloading (small scale ship)	x	x		under approval	x
	Truck Loading	x	2019			x
	Rail loading	under study				under study
Secondary Market	Cooling down	x	x			x
	Gassing up		x			x
	Nitrogen Inerting					
	Regasification Capacity	x	x			x
Secondary Market	Storage Capacity		x			
	Berthing / Unloading Rights	x	x			x
	Combination of Berthing, Storage and Regasification	x	x		x	

Fonte: GIE Europe 2019

Tabella 17: Specifiche dei servizi offerti dai terminali GNL dell'area del Mar Tirreno-Ligure

Country	France	France	Italy	Italy	Spain
Company	Elengy	Fosmax LNG	GNL Italia	OLT Offshore	Enagas
Facility	Fos Tonkin	Fos Cavaou	Panigaglia	LNG Toscana	Barcelona
Reloading	yes	yes	no	no	yes
min. ship size: m ³ LNG	7.500	15.000	Feasibility study completed; FID expected by the end of 2020	engineering studies completed, authorization ongoing	2.000
<i>comment</i>	<5 000 under study	5000 m ³ from 2019 (FID made)			3.500
Capacity: (LNG) m ³ /h	1.000	4.000			
Transshipment	no	yes	no	no	no
min. ship size: m ³ LNG	under study	15.000			
Capacity: (LNG) m ³ /h		4.500			
Truck loading	yes	no	no	no	yes
Capacity: (LNG) m ³ /h	1 x 100	-	Feasibility study completed; FID expected by the end of 2020		3 x 91
<i>comment</i>	3 x 100 under study	Under construction 2x100 in 2019			
Rail loading	no	no	no	no	no
Comment	Under study (railway available)				under study

Fonte: GIE Europe 2019

4. BUNKERAGGIO E TRASPORTO DEL GNL: SOLUZIONI TECNOLOGICHE DISPONIBILI ED ESEMPI APPLICATIVI

Tra le questioni più significative da tenere in considerazione quando si tratta il bunkeraggio del Gas Naturale Liquefatto (GNL) vi sono le componenti dei sistemi di rifornimento del combustibile, sia in relazione agli aspetti tecnici che a quelli normativi. È particolarmente importante che non solo siano assicurati standard tecnologici in grado di garantire la sicurezza delle operazioni, ma anche che le norme ed i requisiti siano armonizzati.

In tale fase, infatti, possono emergere potenziali discrepanze nella formazione, incompatibilità delle attrezzature e altri fattori che possono sostanzialmente influire sulla sicurezza e danneggiare l'ambiente con emissioni di metano. La riduzione del rischio per la vita e la proprietà e la mitigazione dei rilasci di gas sono driver fondamentali per rendere la catena di GNL nei porti più lineare e semplice possibile.

A seconda della combinazione delle soluzioni alle suddette questioni sono diversi gli strumenti normativi a cui si deve fare ricorso (di livello nazionale, regionale oppure internazionale).

L'identificazione di potenziali requisiti conflittuali sarà inoltre rilevante per mettere a punto le linee guida per poter risolvere tali conflitti, chiarendo, ottimizzando ed identificando procedure adeguate.

Nella tabella seguente vengono inoltre riportate alcune "Modalità Speciali" in cui non avviene alcun trasferimento di combustibile tramite interfaccia (in S4 avviene il solo trasferimento di unità container e nei casi S5 o S6 il trasferimento non è di GNL, ma di elettricità prodotta tramite GNL). Le Linee Guida EMSA considerano anche queste modalità in quanto anche in questi casi è presente una sostanza pericolosa in prossimità dell'unità navale che viene rifornita e che quindi deve essere gestita non sotto il profilo tecnico, ma dal punto di vista "Risk & Safety".

In relazione alle opzioni di rifornimento è possibile dettagliare come le diverse opzioni influenzino le operazioni di rifornimento all'interno del porto, quali aspetti siano maggiormente sfidanti per le Autorità Portuali ed in che termini esse potrebbero condizionare i Piani Regolatori Portuali.

4.1 MODALITÀ DI BUNKERAGGIO DEL GNL: UNA PANORAMICA

Il rifornimento di GNL di una nave può essere effettuato con diversi metodi a seconda di fattori logistici ed operativi:

- Da autocisterna (cosiddetta modalità *Truck-to-Ship – TTS*);
- Da nave (cosiddetta modalità *Ship-to-Ship – STS*);
- Da deposito costiero (cosiddetta modalità *Terminal (Port)-to-Ship – PTS*);
- Impiegando unità ISO container


Nella tabella seguente vengono riportati i più rilevanti metodi di bunkeraggio per navi alimentate a GNL, identificando le relative capacità di stoccaggio e il rateo di trasferimento tipico.


A seconda della quantità di GNL necessaria e dei vincoli sui tempi di rifornimento si avranno differenti modalità di *bunkering* più appropriate per gli specifici fabbisogni, le diverse tipologie di nave, i differenti profili operativi e la capacità di stoccaggio del GNL a bordo nave. In generale navi di dimensioni maggiori, che potenzialmente utilizzano il GNL per viaggi più lunghi avranno necessità di volumi di rifornimento maggiori e quindi un rateo di distribuzione maggiore. È il caso di navi porta container di dimensioni considerevoli che necessitano di sostare ormeggiate il minor tempo possibile richiedendo considerevoli volumi di combustibile. Il metodo di rifornimento dovrà pertanto essere specifico per questo tipo di esigenza.

Tipiche modalità di rifornimento per le diverse tipologie di navi

<i>Tipo di unità da rifornire</i>	Volumi di GNL	Rateo di trasferimento	Durata bunkeraggio	Diametro manichetta	Modalità preferibile
<i>Unità di servizi nautici, rimorchiatori, pattuglie navali, pescherecci</i>	50 m ³	60 m ³ /h	45 min	2x2" or 1x3"	TTS
<i>Piccoli traghetti Ro-Ro e Ro-Pax</i>	400 m ³	400 m ³ /h	1 hr	2x4" or 1x6"	TTS/ STS
<i>Traghetti Ro-Ro e Ro-Pax di grandi dimensioni</i>	800 m ³	400 m ³ /h	2 hr	2x4" or 1x6"	STS
<i>Piccole navi cargo e container</i>	2,000 3,000 m ³	1,000 m ³ /h	2 to 3 hr	2x8" or 1x12"	STS
<i>Grandi navi cargo</i>	4,000 m ³	1,000 m ³ /h	4 hr	2x8" or 1x12"	STS
<i>Grandi metaniere, navi porta rinfuse e container</i>	10,000 m ³	2,500 m ³ /h	4 hr	2x10"	STS/ PTS
<i>Navi porta container, gasiere e petroliere di taglia XL</i>	20,000 m ³ 3	3,000 m ³ /h	7 hr	2x12"	STS/ PTS

Tabella 18: Modalità di bunkering del GNL

Metodo di bunkeraggio	Volumi (V) e Rateo (Q)
<p>TRUCK-TO-SHIP (TTS)</p>  <p>Autocisterna di GNL connessa alla nave lungo il molo, utilizzando un tubo flessibile, assistito tipicamente da una gru girevole a sbalzo per la movimentazione delle manichette</p>	<p> $V \approx 50-100m^3$ $Q \approx 40- 60m^3/h$ </p>
<p>SHIP-TO-SHIP (STS)</p>  <p>GNL conferito alla nave da parte di un'altra nave, chiatta o bettolina, ormeggiata a fianco lungo il lato opposto al molo. La manichetta per il rifornimento del GNL gestita dalla nave che fornisce il GNL</p>	<p> $V \approx 100- 6500m^3$ $Q \approx 500- 1000m^3/h$ </p>
<p>TERMINAL (PORT)-TO-SHIP</p>  <p>Bunkeraggio effettuato da una piccola unità di stoccaggio di GNL, da una piccola stazione di rifornimento oppure da un terminale di import/export</p>	<p> $V \approx 500- 20000m^3$ $Q \approx 1000- 2000m^3/h$ </p>

Metodo di bunkeraggio	Volumi (V) e Rateo (Q)
<p>ISO CONTAINER-TO-SHIP</p>  <p>GNL conferito alla nave in banchina da unità ISO-container standard. Se la nave è predisposta con connessioni per il GNL gli ISO container possono essere imbarcati e il combustibile può essere utilizzato direttamente.</p>	<p> $V \approx 20,5\text{m}^3$ (ISO 20 piedi) $43,5\text{m}^3$ (ISO 40 piedi) </p> <p> $Q \approx 40\text{m}^3/\text{h}$ </p>

Per ciascuna modalità di bunkeraggio occorre tenere in considerazione i seguenti aspetti al fine di garantire la sicurezza e la buona riuscita delle operazioni di rifornimento:

- Analisi del Rischio e Gestione della Sicurezza, differenti a seconda del metodo di bunkeraggio prescelto;
- Autorizzazioni da parte delle autorità competenti, necessarie per le diverse operazioni;
- Formazione del personale di terra e a bordo nave.

Il bunkeraggio di GNL può assumere diverse forme in termini sia di supply chain che di modalità di rifornimento, consentendo di distinguere diverse attrezzature, navi e infrastrutture a seconda della soluzione di bunkering considerata. Nei paragrafi a seguire, vengono analizzati e proposte le soluzioni attualmente disponibili per il bunkeraggio di GNL nelle modalità di rifornimento sopra descritte, evidenziando le unità e le tecnologie attualmente impiegabili, nonché una serie di esempi recenti di deployment, utili a considerarne il diverso grado di maturità e di fattibilità operativa.

4.2 SOLUZIONI SHIP-TO-SHIP ED ESEMPI APPLICATIVI

Come già anticipato schematicamente in precedenza, il bunkeraggio in modalità Ship-to-Ship (STS) è il trasferimento di GNL da una nave o chiatta, con GNL come carico, ad un'altra nave per l'utilizzo come combustibile. STS offre una vasta gamma di applicazioni e le operazioni di bunkeraggio possono essere effettuate al porto o, in alternativa, in mare aperto.

Tra i principali vantaggi di questo tipo di trasferimento, meglio definiti nell'analisi SWOT nel Capitolo seguente, vi è la possibilità di operare in mare anche senza dover entrare in porto se le condizioni meteorologiche e del moto ondoso lo consentono, oltre alla possibilità di movimentare ingenti volumi di prodotto in tempi veloci.

Le principali unità operative impiegate per questa tipologia di rifornimento (e le relative peculiarità), unitamente alla rappresentazione di casi applicativi recenti sono di seguito illustrati.

4.2.1 SOLUZIONI E UNITÀ PER IL TRASPORTO E IL BUNKERAGGIO DEL GNL

NAVI PER IL CONFERIMENTO E IL BUNKERAGGIO DEL GNL

Le navi adibite al conferimento del GNL sono vettori di medie dimensioni usati per il trasporto regionale del GNL con la prospettiva di utilizzo in qualità di combustibile navale o per utilizzo industriale del gas naturale in aree remote. Le navi attualmente operative o in costruzione sono a doppio scafo con capacità tra i 7.500 ed i 30.000 m³. La stazza e le dimensioni delle navi dipendono dalla domanda del mercato e dalle limitazioni fisiche dell'area di scarico, quali le dimensioni del sito per l'ormeggio ed il pescaggio dell'accosto.

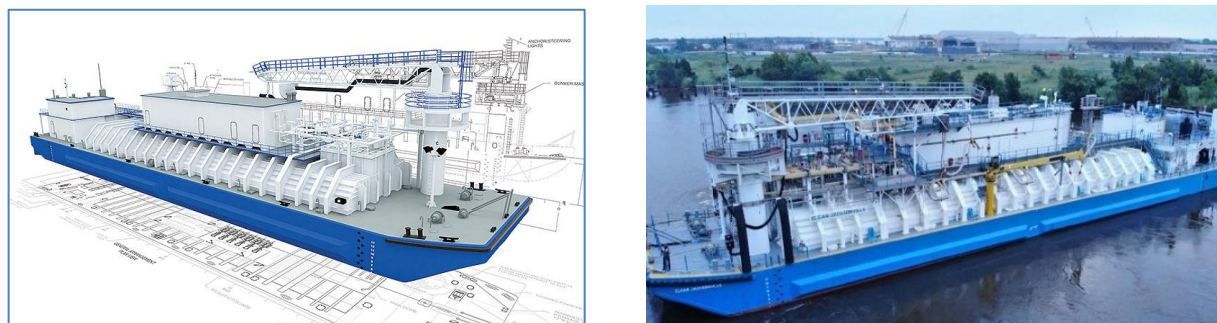
Tali navi possono essere caricate presso i terminali di importazione del GNL. Il caricamento avviene attraverso condotte criogeniche e tubi flessibili o bracci fissi ad un rateo tipico di 1.000-6.000 m³/h (a seconda delle dimensioni della nave). I vapori di GNL prodotti al serbatoio vengono riportati al terminal attraverso una condotta di ritorno. Anche lo scarico della nave al terminal o presso la stazione di bunkeraggio è effettuato tramite condotte criogeniche, tubi flessibili o bracci fissi. Il GNL viene pompato verso il terminal utilizzando pompe sommergibili adattate ai serbatoi della nave ad un rateo tipico tra i 1.000 ed i 6.000 m³/h.

Figura 30: Rendering e illustrazione della bunker ship "Coral Methane".



Fonte: Anthony Veder Group

Figura 31: Rendering e illustrazione della bunkerina “Clean Jacksonville”



Fonte: Herbert Engineering

Differendo dalle prime principalmente per il fatto di essere prevalentemente impiegate per rifornire navi in modalità ship-to-ship, le navi per il bunkeraggio di GNL sono imbarcazioni di piccola e media taglia per il rifornimento diretto di GNL a navi all'interno o all'esterno del porto. Durante il bunkeraggio il GNL è pompato direttamente dalle cisterne della nave bunker al serbatoio dell'imbarcazione che deve essere rifornita.

Il design delle *bunker ship* è lo stesso delle navi per il conferimento di GNL ed hanno tipicamente una capacità di 500-20.000m³.

Le *bunker ship* GNL giocano oggi un ruolo fondamentale nelle possibilità di incremento della capacità di bunkering in quanto consentono di superare le problematiche legate alle operazioni di rifornimento lato costa/in banchina. Il rifornimento dal lato opposto della banchina consente maggiore flessibilità nelle operazioni di rifornimento e portuali.

La tabella seguente riporta le caratteristiche dimensionali principali per le diverse taglie di *LNG bunker ship* di piccole e medie dimensioni (1.500-7.500 m³, fonte Damen). Tali navi garantiscono una buona flessibilità operativa anche per l'utilizzo all'interno degli specchi acquei portuali, avendo pescaggi ridotti (tra 3-5m) e lunghezza ricompresa tra 70 e 115 m.

Bunker ship di maggiori dimensioni variano limitatamente sotto il profilo dimensionale, arrivando a raggiungere i 125 m di lunghezza per un pescaggio di 6,6m nella configurazione da 10.000m³ (fonte Wartsila).

Tabella 19: caratteristiche dimensionali principali delle diverse taglie di LNG bunker ship

Capacità di carico GNL (m³)	7.500	6.500	4.000	3.000	1.500
Lunghezza (m)	115,84	105,9	99,9	99,9	72,27
Pescaggio (m)	5,6	5,6	3,25	3,25	3,05
Velocità massima (kts)	13	13	10	10	10
Larghezza (m)	18,6	18,6	13,5	11,3	11,3

Le bunker ship di piccole dimensioni (500-3.000m³) sono solitamente equipaggiate con una o due cisterne, principalmente di forma cilindrica con una pressione di progetto da 3 a 4 bar g (cisterna IMO di tipo C) ed una capacità della singola cisterna di 500-2.000m³.

Tali navi possono essere caricate presso bunker di piccole/medie dimensioni o presso grandi terminal di import. Il caricamento avviene attraverso condotte criogeniche e tubi flessibili oppure bracci fissi ad un rateo di 60-3.000m³/h a seconda delle dimensioni della cisterna della nave.

Le bunker ship che trasportano il GNL sono soggette al "International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk" (IGC Code) dell'IMO, a meno che l'imbarcazione non operi esclusivamente in acque interne, al di fuori del campo di applicazione del suddetto Codice. In tal caso le norme saranno definite a livello nazionale ed in ambito europeo si applicheranno l'ADN (Accordo Internazionale per il Trasporto di Merci Pericolose per Vie di Navigazione Interna), la direttiva 2016/1629 o il regolamento RVIR (Rhine Vessel Inspection Regulations).

BETTOLINE E PONTONI PER LA MOVIMENTAZIONE DI GNL IN PORTO

Le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono sostanzialmente la versione non propulsa delle navi bunker. Esse sono compatibili con tutti i diversi *range* di capacità e sistemi di contenimento e sono in crescita il numero di progetti che vengono sviluppati con questa modalità di approvvigionamento.

Gli spostamenti delle bettoline vengono gestiti attraverso rimorchiatori o qualunque altro mezzo in grado di far muovere la bettolina in area portuale in rispondenza ai fabbisogni di rifornimento di GNL nelle diverse possibili postazioni.

L'uso di un rimorchiatore o di una unità esterna per gli spostamenti rappresenta da un lato un elemento di flessibilità che consente di movimentare diverse unità galleggianti con un unico mezzo a motore; dall'altro lato si possono presentare difficoltà di manovra in acque molto trafficate.

Le bettoline possono essere dotate di cisterne integrate oppure, di cisterne posizionate sopra il ponte principale.

Se per le navi bunker vigono norme derivanti dall'IGC ed IGF Code, per le bettoline sembrano non essere presenti norme specifiche applicabili ai casi di trasporto e bunkeraggio di GNL². Ciò può comportare implicazioni legate all'armonizzazione di tali mezzi galleggianti che dovranno essere tenute in considerazione da parte delle Autorità Portuali.

Da un punto di vista dell'inquadramento normativo, il bunkeraggio di GNL da un pontone GNL può sembrare, in prima battuta, una modalità di bunkeraggio PTS. È tuttavia necessario

² Le bettoline per il trasporto di gas liquefatti in grandi quantità devono soddisfare i requisiti dell'IGC Code o di altri standard nazionali applicabili ai casi di mezzi non motorizzati.

prestare particolare attenzione al fatto che il pontone può essere considerato un'unità mobile, con implicazioni per il quadro normativo applicabile.

L'approccio di buona pratica consigliato nell'attuale orientamento è considerare tali pontoni come infrastruttura semifissa, da inquadrare nell'ambito di un ambito normativo adeguato in materia di prevenzione degli incidenti rilevanti. In particolare, è raccomandato di valutare la posizione in cui pontone è ormeggiato come un potenziale stabilimento Seveso, prendendo la sua capacità di stoccaggio come principale criterio indicativo per la classificazione della posizione. La principale prevenzione degli incidenti per quanto riguarda le strutture galleggianti, come i pontoni, dovrebbe portare a considerazioni che potrebbero influenzare il porto adiacente che circonda la posizione di ormeggio.

Dal punto di vista delle unità esistenti, ad oggi non risultano pontoni per il bunkeraggio di GNL pienamente operativi in Europa.

Sono tuttavia una realtà consolidata nelle vie navigabili interne in Cina, che ha conosciuto un vero e proprio boom nel settore della costruzione di navi a gas e nell'uso del GNL come combustibile marino negli ultimi dieci anni, contando oltre 19 stazioni di rifornimento navale di GNL, tra cui impianti di rifornimento a terra e pontoni galleggianti per il bunkeraggio situati per lo più lungo il fiume Yangtze, il fiume Pearl e il canale di Pechino-Hangzhou.

Figura 32: Due serbatoi di GNL da 250m installati sul pontone di Baguazhou



Fonte: Jiangsu Haiqiguanghua. CIMC

In Europa, sebbene siano diverse le chiatte che impiegano GNL come combustibile alternativo (specialmente nelle vie navigabili interne), l'unico esempio di pontone per il rifornimento di GNL in modalità STS è stato realizzato nell'ambito del progetto UE Core LNGas Hive. Il progetto ha previsto il retrofit di una chiatta-tanker non propulsa, che a febbraio 2018 ha condotto il primo test pilota della nave per le operazioni di carico di GNL nel porto di Bilbao, trasferendo 90 metri cubi di GNL a una nave in transito.

Figura 33: Test pilota di STS bunkering nel porto di Bilbao utilizzando un pontone



Fonte: Progetto CORE LNGas Hive

La nave Oizmendi, precedentemente chiamata Monte Arucas, ha subito alcune trasformazioni per essere equipaggiata sia con serbatoi di olio combustibile convenzionale, sia i due serbatoi di GNL da 300 m³ ciascuno. Il retrofit è stato realizzato nell'arco di sette mesi presso Astilleros de Murueta (il primo cantiere navale a convertire una nave di questo tipo) e ha comportato un investimento di 5,5 milioni di euro.

Diverso il discorso per quanto concerne gli ordini effettuati per questo tipo di unità, di cui vengono di seguito proposti alcuni esempi rappresentativi, per i quali è prevista la consegna entro il prossimo biennio.

Fluxys e Titan LNG hanno unito le forze per costruire FlexFueller 002, un pontile bunkeraggio per rendere il gas naturale liquefatto (LNG) più ampiamente disponibile come combustibile per le spedizioni nel porto e nella regione di Anversa.

Il pontone, che sarà lungo 76,40 metri e largo 11,45, sarà equipaggiato con quattro cisterne di carico di tipo C sottovuoto in grado di trasportare fino a 370 metri cubi di GNL, per un totale di quasi 1.500 m³ di capacità di stoccaggio. Il pontone non è semovente e per l'assistenza nella manovra sarà guidato da un'unità esterna.

Il pontone per bunkeraggio FlexFueller 002 LNG, che verrà commissionato entro la metà del 2020, avrà come sede la banchina 526/528 nel porto di Anversa, ove già l'anno scorso Fluxys ha ottenuto una concessione per fornire servizi di bunkeraggio di GNL, e dove attualmente avvengono i rifornimenti navali di GNL in modalità truck-to-ship.

Un altro innovativo progetto che dovrebbe vedere la luce nel 2020 consiste nella costruzione di un'unità *Semi Ballastable Barge Transporter* (SBBT), che opererà nel Mar Mediterraneo e nel Mar Adriatico.

L'unità SBBT è composta da un rimorchiatore dual fuel (MDO e GNL) come elemento propulsivo e un pontone non motorizzato per la fornitura di combustibili a basso tenore di zolfo che verranno utilizzati per rifornire le grandi navi da crociera nel porto di Venezia. È quindi concepito come una sola unità ma separabile in due componenti distinte che in caso di necessità potranno operare separatamente, offrendo anche servizi di rimorchio, *escorting*, *rescue*, *supply* e *salvage*.

In particolare, le caratteristiche tecniche rilevanti del pontone sono le seguenti:

- Lunghezza complessiva (senza rimorchiatore): 89,4 m
- Larghezza: 26,7 m
- Pescaggio massimo: 3,0 m
- Dislocamento a pieno carico: 5.526 T
- Capacità di stoccaggio: 4.000 m³ di GNL e 1.000 m³ di MDO

L'unità è stata progettata da SENER per Rimorchiatori Riuniti Panfido & C. s.r.l uno dei più importanti proprietari e operatori di rimorchiatori e chiatte in Europa, con 130 anni di esperienza nei servizi marittimi, nell'ambito del progetto UE Poseidon MED II, che ha garantito un co-finanziamento di circa 11,7 Milioni di euro.

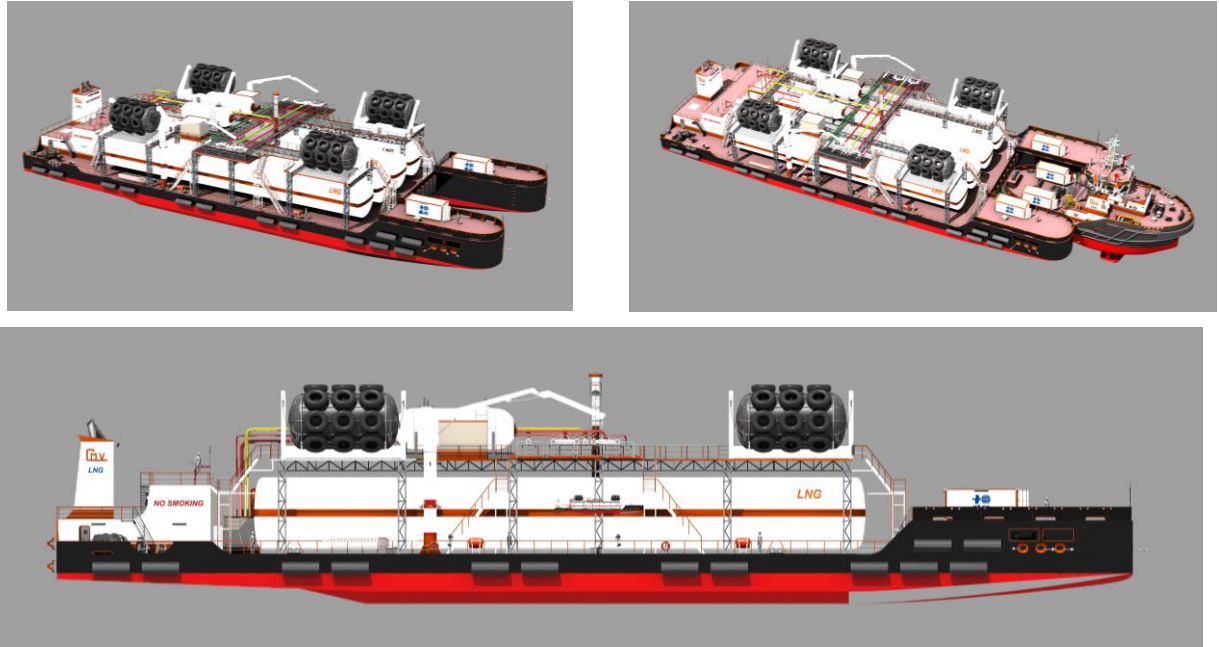
La consegna è prevista per il 2020, un orizzonte temporale in realtà più ravvicinato di quello previsto per il completamento del progetto relativo alla realizzazione di deposito costiero di GNL con capacità di 32.000 metri cubi a Porto Marghera di Venice LNG, dal quale l'unità di Panfido dovrebbe approvvigionarsi. La società dichiara di coordinarsi con Venice LNG in modo che le caratteristiche tecniche del mezzo siano compatibili con quelle del futuro deposito e viceversa, aggiungendo che qualora questo non dovesse essere disponibile per i tempi di consegna del SSTB sarebbero pronti a trovare altre soluzioni per l'approvvigionamento del gas, tra le quali il costruendo terminal GNL di Krk in Croazia, via camion o via nave.

Figura 34: Rendering del pontone GNL Flex Fueller 002



Fonte: Titan LNG

Figura 35: Rendering dell'unità Semi Ballastable Barge Transporter (SBBT).



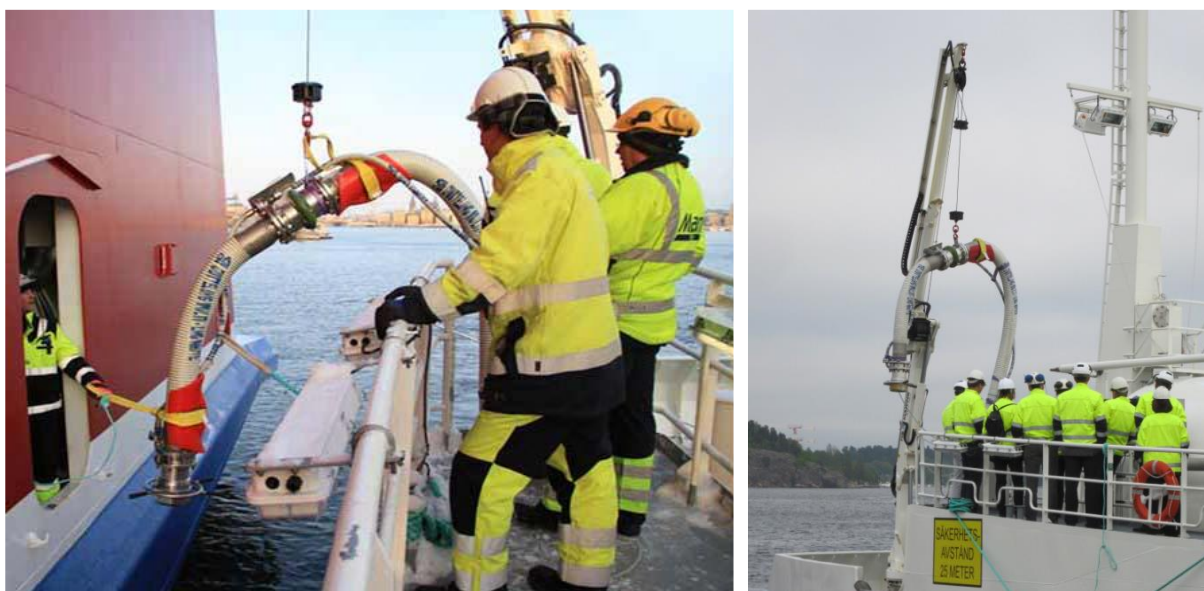
Fonte: Sener marine

ATTREZZATURE A BORDO DELLE NAVI BUNKER

Indipendentemente dall'unità utilizzata per il bunkeraggio in modalità STS, bracci di carico e/o tubi flessibili saranno necessari per il trasferimento del GNL da nave carico a nave ricevente.

I tubi flessibili sono stati utilizzati con successo negli ultimi per specifici progetti nave-nave. Un esempio è dato dalla consolidata esperienza del traghetto Viking Grace, che utilizza tubazioni flessibili da 6 pollici collegati al collettore tramite un accoppiamento "a secco" e una disconnessione rapida marina. Si tratta di una metodologia di successo quando non è richiesta eccessiva flessibilità operativa e l'equipaggiamento è specifico per una nave ricevente.

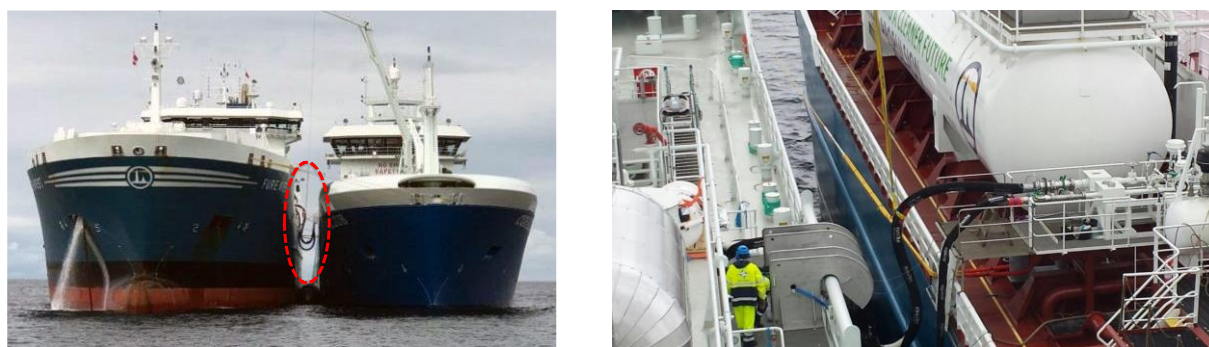
Figura 36: Impiego di tubi flessibili per il trasferimento di GNL in modalità STS della bunker ship Seagas nel porto di Stoccolma.



Fonte: Viking Line

Lo stesso dicasi per la bunkerina Coralius, la quale ha effettuato oltre 100 operazioni di STS bunkering con tubi flessibili quasi tutti effettuati alla stessa nave ricevente.

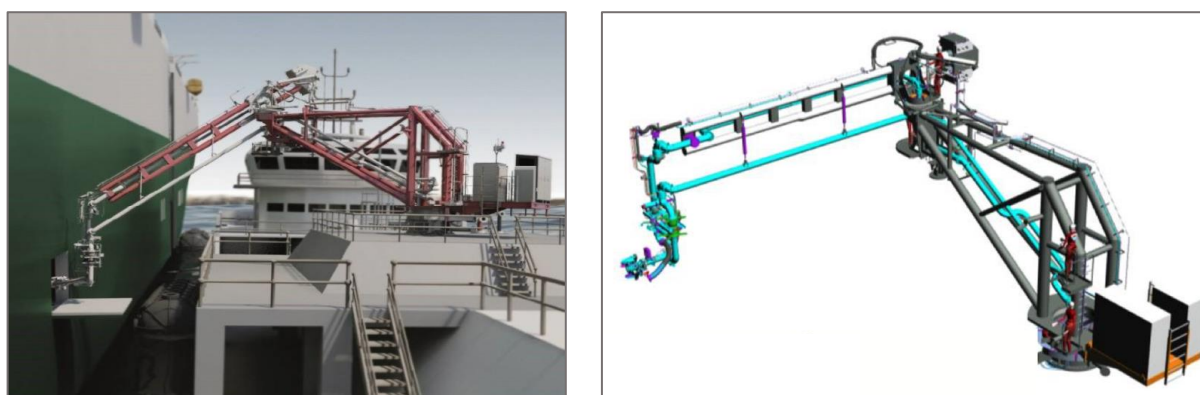
Figura 37: Impiego di tubi flessibili per il trasferimento di GNL in modalità STS della bunkerina Coralius nel porto di Gotheborg



Fonte: Swedegas

Il mercato in via di sviluppo sta tuttavia creando ventagli operativi sempre più ampi, implicando la necessità di fornire GNL a una moltitudine di navi con caratteristiche ed esigenze differenti. Nella progettazione delle navi per il bunkeraggio di GNL, questa esigenza viene soddisfatta adottando le tecnologie del braccio di carico. Questa non è una nuova tecnologia, ma storicamente è stata utilizzata su larga scala su FSRU, FLNG e terminali GNL. Ridurre questi progetti di bracci di carico alle esigenze di una nave da bunkeraggio di GNL richiede capacità ingegneristiche esperte per adattare il braccio a uno scafo più piccolo che serve una nave di grandi dimensioni.

Figura 38: Rendering e unità realizzata di braccio di carico rigido articolato installabile a bordo nave



Fonte: FMC technologies

Il nuovo braccio di carico di MC Technologies per il rifornimento di GNL da nave a nave è una progressione naturale dai suoi consolidati concetti terrestri. Come i bracci per le altre due applicazioni, il nuovo braccio è realizzato con tubazioni rigide e articolate e dotato di giunti girevoli, nonché delle comprovate tecnologie di accoppiamento/scollamento rapido e di sistema di emergenza.

Il braccio controbilanciato è essenzialmente una versione ridotta dei bracci di carico montati in banchina. Dovendo essere montato su una nave soggetta a movimenti dinamici durante le

operazioni di trasferimento, il braccio incorpora anche funzioni di compensazione del movimento.

I realizzatori del concept hanno messo in luce come lo sviluppo del sistema non abbia posto ostacoli diretti alla progettazione di per sé. Piuttosto, è stata la mancanza di standard applicabili per i trasferimenti di bunkeraggio GNL e la necessità di far fronte a vincoli operativi dettati da differenti contratti commerciali che hanno posto sfide più grandi.

Il braccio articolato può ruotare di 270° ed incorpora una linea di liquido da 8" (in grado di gestire portate di GNL fino a 1.100 m³/ora) e una linea per i vapori di ritorno da 6", entrambi i quali possono sopportare una pressione operativa massima di 19 barg. La linea del liquido può.

Il braccio interno per la linea del liquido è lungo 8,5 me il braccio fuoribordo è 10 m.

Il sistema di rilascio in emergenza del braccio azionato a distanza utilizza un unico attuatore idraulico per azionare i due gruppi di valvole a doppia sfera montati su ciascuna linea. La disposizione è orientata a fornire disconnessioni perfettamente sincronizzate e un livello di integrità equivalente a quello delle normali operazioni di trasferimento di GNL.

Bracci di carico articolati ma completamente rigidi sono più affidabili e sicuri ma hanno portata (in termini di distanza, non di rateo di trasferimento) e flessibilità limitate. Viceversa, condotte flessibili sono più versatili ma meno durevoli nel tempo e non sono ottimizzate per la disconnessione in caso di emergenza.

Figura 39: Rendering e unità sviluppata di un braccio di carico innovativo semirigido



Fonte: JLA loading technology

L'uso di un braccio rigido e di un tubo flessibile in una singola struttura, come la soluzione sviluppata da JLA Technologies, permette di combinare i vantaggi di entrambi ed è in grado di garantire:

- Maggior efficacia e sicurezza in caso di disconnessione di emergenza in quanto i dispositivi sono sul lato del braccio non sul ponte della nave;

- La porzione di tubi flessibili sono relativamente corte e possono essere sostituite facilmente tubi anche di diametro differente per servire utenze diverse;
- Aumento complessivo delle performance di sicurezza, durata e flessibilità pratiche.

Le altre caratteristiche chiave di questo tipo di soluzioni possono essere così riassunte:

- Braccio rigido primario e secondario, con attacco per tubo flessibile;
- Struttura supportata per adattarsi alle variazioni di temperatura;
- Nessun pesante contrappeso;
- Ingombro minimo e limitata superficie occupata sul ponte;
- Migliore ergonomia per l'operatore;
- Momento di flessione ridotto al minimo;
- Giunti girevoli;
- Nessuna gru richiesta.

4.2.2 ESEMPI APPLICATIVI SHIP-TO-SHIP E PROSPETTIVE FUTURE

Il rifornimento in modalità Ship-To-Ship (STS) di GNL è giunto al suo sesto anno di sperimentazione pratica in Europa da quando la bunkerina GNL da 180 m³ Seagas, un piccolo traghetto norvegese convertito, è entrata in servizio nel porto di Stoccolma nel 2013 per rifornire il traghetto Viking Grace con 70 tonnellate di GNL quasi tutti i giorni della settimana.

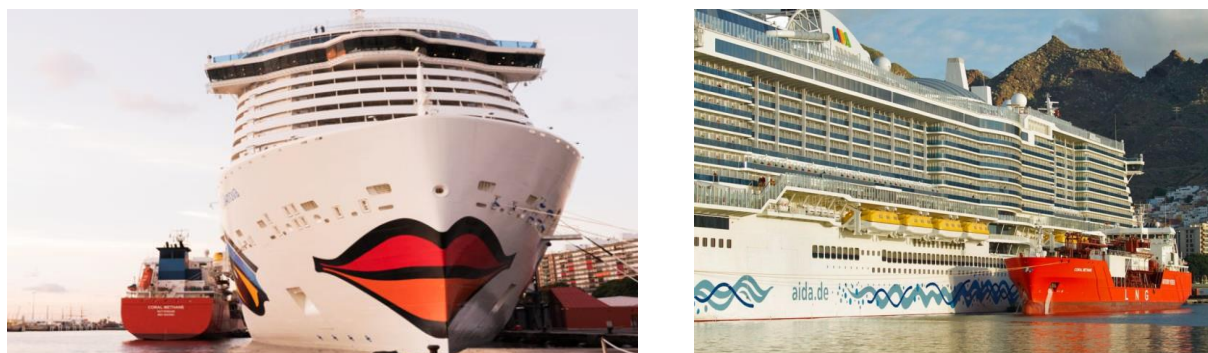
Eppure, fino al 2017 Seagas è rimasto l'unico operatore ad avere esperienza diretta. È solo dal 2017, infatti, che il mercato delle cosiddette bunkerine ha cominciato a prendere piede, con l'entrata in servizio delle tre unità Enge Zeebrugge (5.000 m³ operativa nel porto di Zeebrugge), Cardissa (6.500 m³ operativa nel porto di Rotterdam) e Coralius (5.800 m³, che serve nel Mar Baltico occidentale, incluso lo Skagerrak).

Queste e le molte altre nuove costruzioni stanno consentendo alla crescente flotta di navi a gas di essere alimentate in modo più sicuro, più tempestivo ed efficiente di quanto sia possibile con i trasferimenti di GNL TTS. È infatti opinione comune che per le grandi navi dual fuel con tempi ridotti di permanenza in porto il STS sia l'unica opzione praticabile.

Il 2017 è stato anche degno di nota per i contratti di nuova costruzione per quattro vettori costieri GNL da 7.500 m³, di cui due per la Korea Line e due per Avenir LNG (tutti previsti per la consegna nel 2019-2021). Durante le prime cinque settimane del 2018 è stata ordinata una bunker ship quasi tre volte più grande di una tipica unità di questo tipo, ed ha avuto luogo la prima operazione di rifornimento di GNL a Bilbao (Spagna) utilizzando una chiatta retrofittata.

Il 16 gennaio 2019, AIDAnova, la prima nave da crociera al mondo alimentata a GNL della compagnia tedesca AIDA Cruises (Carnival Corporation), ha effettuato con successo la sua prima operazione di bunkeraggio in modalità Ship-to-ship a Santa Cruz de Tenerife, nelle Isole Canarie (Spagna).

Figura 40: Operazioni di STS bunkering alla nave AIDA Nova da parte di Coral Methane nel porto di Santa Cruz de Tenerife.



Fonte: Conferenza GNL

Da notare come, a differenza delle unità AIDAPerla e AIDAPrima, appartenenti alla classe Hyperion (senza sistema di contenimento per il GNL che viene usato solo per la generazione elettrica durante la sosta in porto, quindi approvvigionabili in modalità truck-to-ship), i volumi della nuova classe Helios a cui AIDANova appartiene, impongono la scelta della modalità di bunkeraggio STS. L'operazione è stata effettuata dalla Coral Methane, una nave da 7.500 m³ costruita nel 2009 per il gruppo armatoriale Anthony Veder, che è stata modificata nel 2018 da tanker per il GPL a nave da bunkeraggio di GNL.

Nel febbraio 2019, la Kairos da 7.500 m³ che il cantiere coreano Hyundai Mipo ha costruito per Babcock Schulte Energy, una joint venture Bernhard Schulte Shipmanagement/Babcock International, è stato battezzato presso il Cruise Center di Amburgo, diventando così, per il momento, la più grande unità operativa in servizi di bunkeraggio di GNL a grandi navi oceaniche nella regione baltica e nell'Europa nordoccidentale.

Figura 41: LBV Kairos nella prima operazione di rifornimento STS alla nave portacontainer Wes Amelie a largo del porto di Amburgo.



Fonte: Wordmaritimeneews

A testimoniare la versatilità delle bunkerine e della loro capacità di servire diverse utenze in aree geografiche relativamente ampie, sempre la Kairos, un mese dopo il rifornimento della portacontainer Wes Amelie a largo di Amburgo, ha completato la prima operazione di bunkeraggio di GNL per il nuovo traghetto MS "Visborg" presso il molo dei traghetti del porto di Visby (Svezia orientale). A quest'operazione è seguito poi il rifornimento, nel mese di aprile 2019, della "Fure Valö", nave petroliera gestita dalla Gothia Tanker Alliance, che ha ricevuto il GNL nella zona di ancoraggio di Sandhamn, vicino alla capitale svedese di Stoccolma.

Figura 42: LBV Kairos nella prima operazione di rifornimento STS al traghetto Visborg nel porto di Visby (Svezia)



Fonte: Wordmaritimenews

L'infrastruttura per il bunkeraggio del GNL si sta espandendo, incoraggiando gli operatori ad adottare il GNL come combustibile marino alternativo. Dalla disponibilità di infrastrutture limitata a pochi porti selezionati, la copertura delle installazioni eroganti servizi di Small Scale si è estesa globalmente fino a comprendere 24 dei 25 porti più importanti del mondo.

La tendenza è la medesima per quanto riguarda le infrastrutture mobili, in particolare le cosiddette bunkerine (LBV), delle quali è stata progressivamente estesa la gamma e la flessibilità operative e in merito alle quali, i costruttori navali stanno investendo in nuovi concetti e nella ricerca di tecnologie criogeniche innovative per sostenere la continua crescita degli ordini.

All'inizio del 2017, l'unica nave bunker in servizio (la SeaGas nel porto di Stoccolma) è stata affiancata da altre sette entro la fine del 2018. Si tratta di un fenomeno che è destinato a continuare, con SEA/LNG che prevede l'arrivo di circa altre 30 navi di questo tipo nei prossimi cinque anni.

Secondo la piattaforma Alternative Fuel Insight di DNV GL, oggi sono in funzione 8 navi bunker, altre 14 sono state decise (comprese quelle già ordinate dai cantieri o noleggiate) e altre sei risultano al momento in discussione.

In definitiva, il mercato delle navi da bunker di GNL sta mostrando solo timidi segni di rallentamento e la concorrenza per gli ordini rimarrà probabilmente agguerrita, con i cantieri navali che continuano a consolidare le loro competenze.

Se l'entrata in servizio di nuove navi bunker nel Baltico completerà la già forte infrastruttura di rifornimento a terra, in altri mercati, le LBV svolgeranno un ruolo ancora più centrale nell'assicurare l'erogazione di servizi Small Scale.

In quest'ottica, è plausibile ritenere che l'entrata in servizio dell'unità di Avenir LNG nel Mediterraneo costituirà il precedente per altri investimenti del genere, molto probabilmente anche in Italia e nel bacino del Mar Tirreno, a complemento tanto dei nuovi impianti di stoccaggio modulari attualmente in fase di autorizzazione, quanto degli impianti di rigassificazione esistenti che potrebbero essere adeguati per offrire servizi di Small Scale bunkering (es. OLT offshore e Panigaglia).

Tabella 20: Elenco delle bunker ship operative ed in costruzione

Anno di consegna	Proprietario	Operatore/ charterer	porto operativo di riferimento	Paese/ area operativa	Capacità (m ³)	Stato
2013	AGA Gas	AGA Gas	Stoccolma	Svezia	180	Operativa
2017	Marine LNG Zeebrugge	Marine LNG Zeebrugge	Zeebrugge	Belgio	5.000	Operativa
2017	Shell	Victrol NV/CFT	Rotterdam	Paesi Bassi	6.500	Operativa
2017	Gasum	Gasum	Goteborg	Area Baltica	5.800	Operativa
2018	Itsas Gas	Itsas Gas	Bibao	Spagna	600	Operativa
2018	Anthony Veder	Anthony Veder	TBD	Spagna	7.500	Operativa
2018	Nauticor (Linde Group)	Nauticor (Linde Group)	Stoccolma	Svezia	7.500	Operativa
2018	TOTE Maritime	TOTE Maritime	Jacksonville	Florida (USA)	2.200	Operativa
2019	Korea Line	Kogas	Busan	Corea del Sud	7.500	Ordine deciso
2019	Korea Line	Kogas	Busan	Corea del Sud	7.500	Ordine deciso
2019	Titan LNG	TBD	Anversa	Belgio	1.500	Ordine deciso
2019	LNG Shipping (Victrol)	Shell	Rotterdam	Paesi Bassi	3.000	Ordine deciso
2019	Titan LNG	TBD	Amsterdam	Paesi Bassi	1.480	Ordine deciso
2019	Avenir LNG	Avenir LNG	Santa Giusta (Oristano)	Italia	7.500	Ordine deciso
2020	Avenir LNG	Avenir LNG	TBD	TBD	7.500	Ordine deciso
2020	Rimorchiatori Panfido	Rimorchiatori Panfido	Venezia	Italia	4.000	Ordine deciso

Anno di consegna	Proprietario	Operatore/charterer	porto operativo di riferimento	Paese/area operativa	Capacità (m ³)	Stato
2020	ENN Energy	TBD	Zhoushan	Cina	8.500	Ordine deciso
2020	CLS	CLS	Chubu	Giappone	3.500	Ordine deciso
2020	Ecobunker Shipping	Yokohama	TBD	Giappone	2.500	Ordine deciso
2020	Q-LNG	Harvey Gulf/Shell	TBD	USA	4.000	Ordine deciso
2020	MOL	Total	Amsterdam/Rotterdam/Antwerp	Paesi Bassi, Belgio	18.600	Ordine deciso
2020	Shturman Koshelev	Gazpromneft	TBD	Area Baltica	5.800	Ordine deciso
2020	Elenger (Eesti Gaas)	Elenger (Eesti Gaas)	TBD	Area Baltica	6.000	Ordine deciso
2020	NYK, Kyushu Electric Power Co, Saibu Gas Co and The Chugoku Electric Power Co	TBD	Setouchi / Kyushu	Giappone	3.500	Ordine in discussione
2020	Naturgy	TBD	Barcellona	Spagna	6.000	Ordine in discussione
2021	MOL	Total	Singapore	Singapore	12.000	Ordine deciso
2021	Woodside	Woodside	Dampier	Australia	12.000	Ordine in discussione
2021	Avenir LNG	Avenir LNG	TBD	TBD	7.500	Ordine deciso
2021	Avenir LNG	Avenir LNG	TBD	TBD	7.500	Ordine deciso

4.3 SOLUZIONI TERMINAL (PORT)-TO-SHIP E ESEMPI APPLICATIVI

Nella modalità di bunkeraggio Terminal-to-Ship, il GNL viene trasferito da un serbatoio di stoccaggio fisso a terra (tipicamente in porto o in aree ad esso limitrofe) attraverso una linea criogenica con bracci di carico (nel caso di un serbatoio di stoccaggio di un terminale di rigassificazione), con una estremità flessibile o il tubo di una nave ormeggiata ad una banchina o molo nelle vicinanze. La vicinanza è consigliata dai costi di installazione e gestione di una pipeline criogenica. Il serbatoio a terra può essere di stoccaggio intermedio, presso un Terminale GNL o un deposito costiero. Può essere un piccolo serbatoio in pressione a sua volta alimentato via autobotte, via treno, via bettolina (shuttle vessel) o tramite un mini-impianto di liquefazione. In alternativa può essere usato un serbatoio di grande dimensione a pressione ambiente (in particolare nel caso di presenza di un impianto di rigassificazione nelle vicinanze). La soluzione PTS garantisce velocità di flusso più elevate, adeguate a rifornire navi di grandi dimensioni, rispetto alla soluzione TTS.

4.3.1 SOLUZIONI PER IL TRASFERIMENTO DI GNL IN BANCHINA

CONDOTTE CRIOGENICHE

Le condotte criogeniche per il bunkeraggio del GNL consentono di trasferire il combustibile dal luogo di stoccaggio fino alla banchina di rifornimento alla nave.

Dal punto di vista dei materiali utilizzati, solitamente si tratta di tubazioni a doppio strato in acciaio criogenico del tipo VIP, con un ulteriore strato di isolante interposto tra i due tubi metallici. Il tubo interno contiene liquido, il tubo esterno mantiene l'isolamento tramite il vuoto che viene creato fra i due tubi e sopporta anche i carichi esterni. L'intercapedine tra i tubi è dotata di un isolamento sottovuoto, e la contrazione termica del tubo interno è compensata con dei soffiotti o dei "loops" lungo linea.

I diametri variano dai 12" per il collettore principale del GNL (da nave a serbatoi), fino ai 3" ovvero le tubazioni di ingresso del GNL ai vaporizzatori (quelle per il bunkeraggio del GNL saranno nell'ordine degli 8"). La pipeline totale è limitata all'efficienza dell'isolamento e, in linea di principio, non dovrebbe essere superiore a 250 m. L'uso di linee flessibili dove essere altresì limitato in quanto comporta maggiori perdite di calore e perdita di pressione rispetto alle sezioni di tubo rigide.

Solitamente le condotte sono alloggiate in un cunicolo interrato costruito in calcestruzzo armato con copertura carrabile. Il cunicolo, che sarà intervallato da loop di espansione per le tubazioni criogeniche, dev'essere interamente ispezionabile e aerato, prevedendo l'installazione delle tubazioni per il GNL per il carico dei serbatoi, quelle per il BOG e quelle per il bunkeraggio. Inoltre, dovranno essere presenti anche le tubazioni per la linea di spurgo direttamente connessa alla torcia. Dovranno poi essere predisposti dei corrugati per il passaggio delle linee elettriche e cavi di segnale per la trasmissione dei dati di processo.

La progettazione del layout delle condotte criogeniche può comunque prendere in considerazione diverse soluzioni di collocamento in impianto, prevedendo ad esempio la

collocazione aerea progettata per ridurre l'impatto sulle condotte GNL dei rischi associati alla circolazione dei veicoli.

Indipendentemente da come e dove siano collocati, occorre prestare particolare attenzione alla sicurezza con misure e barriere speciali per mitigare il rischio di eventi pericolosi che interessino tali componenti.

Infine, dovranno essere previsti sistemi di inertizzazione delle condotte per mantenerle in sicurezza quando non vi siano procedure di bunkeraggio in corso.

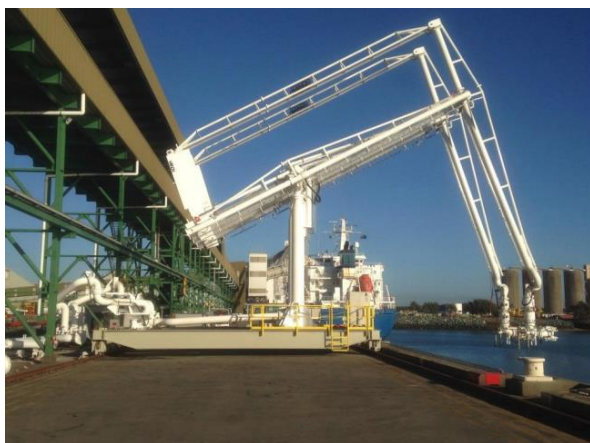
BRACCI DI CARICO

La modalità di bunkeraggio da terminale prevede l'installazione di bracci di carico e scarico rispettivamente per flusso di GNL e flusso di BOG.

Nei bracci criogenici per GNL la struttura tubolare è in acciaio inossidabile austenitico ed è sostenuta da una struttura reticolare in acciaio al carbonio fissata al pontile di attracco.

Le condotte sono connesse tra loro attraverso 6 giunti rotanti "swivel joint", che permettono al braccio di assecondare i movimenti della nave durante il collegamento. Il braccio di carico è progettato in modo da essere equilibrato, quando a vuoto, in ogni posizione grazie a un sistema di contrappesi.

Figura 43: Tipici bracci di carico/scarico del GNL in banchina



Fonte: Kanon technologies

Il braccio di carico è progettato per essere movimentato esclusivamente a vuoto. L'unico caso in cui è previsto che il braccio sia movimentato a pieno è dopo lo scollegamento di emergenza.

La struttura portante del braccio criogenico GNL è composta dai seguenti componenti:

- Colonna: tubazione in acciaio al carbonio per bassa temperatura fissata al pontile tramite dei tiranti in acciaio ad alta resistenza;
- Squadra di testa colonna: posizionata sulla sommità della colonna contiene le due ralle che permettono la rotazione del braccio interno nel piano verticale ed in quello orizzontale;

- Braccio interno: struttura reticolare collegata alla colonna per mezzo della squadra di testa colonna. La parte posteriore supporta il sistema dei contrappesi mentre la parte anteriore supporta la linea di prodotto. All'estremità della parte anteriore è posizionata la ralla di apex che permette il collegamento con il braccio esterno e la sua rotazione nel piano verticale. Nella parte posteriore del braccio interno sono inoltre posizionati gli attacchi per i cilindri oleodinamici di movimentazione;
- Braccio esterno: struttura reticolare collegata con il braccio interno tramite la ralla di apex. La parte posteriore è collegata con il sistema a pantografo mentre la parte anteriore supporta la linea di prodotto.

4.3.2 ESEMPI APPLICATIVI RECENTI DI TPS BUNKERING

Il bunkeraggio diretto da terminal GNL a nave intesa come utenza finale (es. traghetto o nave da crociera), e il relativo impiego di condotte criogeniche di lunghezza più o meno rilevante, non risulta essere pratica comune, principalmente per la limitata flessibilità operativa. Le operazioni di bunkering da terminale ad oggi maggiormente diffuse sono infatti prevalentemente riconducibili ai servizi di reloading di navi metaniere, ovvero l'operazione con la quale il GNL, precedentemente importato e stoccato nei serbatoi di un terminale, viene ricaricato su navi metaniere (con capacità compresa tra 30.000 e 270.000 mc) per la riesportazione del prodotto, allo scopo di cogliere eventuali opportunità commerciali. Le problematiche tecniche da considerare sono identiche al caso precedente (Servizio di caricamento di GNL su navi bunker), ad eccezione dell'adattamento del pontile e delle altre strutture per l'ormeggio che non devono essere modificate. Le metaniere destinate al reloading, sebbene sovente di taglia inferiore, sono infatti le medesime navi che svolgono le operazioni di importazione del GNL, per l'approdo delle quali il Terminale è già predisposto.

Nel Nord Europa, nel 2016 la controllata di Gasum, Skangas, per la prima volta ha effettuato, in collaborazione con lo staff di Mann Tech (fornitore dei sistemi di trasferimento del GNL), un'operazione di bunkeraggio a una nave (Ternsund) direttamente dal primo terminale GNL della Finlandia a Pori, sulla costa occidentale.

Figura 44: Operazioni di PTS bunkering alla nave Ternsund nel porto di Pori (Finlandia).



Fonte: Mann Tek.

Ad aprile 2017 Repsol e Enagás hanno effettuato la prima operazione di bunkering GNL in Europa direttamente da un impianto di rigassificazione a una nave.

L'operazione, parte del progetto CORE LNGas HIVE, cofinanziato dalla Commissione europea per incrementare l'uso di GNL come carburante nei trasporti, è stata il risultato della collaborazione tra Repsol, Enagás e l'Autorità Portuale di Cartagena. L'operazione di bunkering è durata 5 ore ed è stata effettuata per mezzo di tubi flessibili criogenici che collegano la nave direttamente al terminale. La nave Damia Desgagnés ha ricevuto 370 m³ di GNL, il maggior volume mai rifornito ad una nave fino ad oggi in Spagna e per Repsol, che in precedenti operazioni aveva fornito fino a 320 m³ alla stessa nave con autocisterne GNL.

Figura 45: Rifornimenti pilota in modalità PTS (sinistra) e TTS (destra) alla nave Damia Desgagnés nel porto di Cartagena presso il terminal Enagas



Fonte: CORE LNGas Hive

Skangas ha annunciato che la prima stazione di bunkeraggio per gas naturale liquefatto (GNL) nei Paesi nordici è aperta e funziona con successo. La nuova stazione di bunker alimenta i traghetti da crociera della Fjord Line, che sono i primi e più grandi al mondo ad utilizzare motori alimentati esclusivamente a GNL, Risavika (Stavanger, Norvegia)

Figura 46: Braccio di carico fisso in banchina per operazioni di PTS bunkering nel porto di Risavika



Fonte: Cryonorm BV

La stazione, che si trova accanto all'impianto di liquefazione di Skangas che tratta 300.000 tonnellate all'anno, è direttamente collegata al serbatoio di stoccaggio di GNL da 30.000 metri cubi. Fornisce trasferimenti da terra a nave con ratei superiori ai 300 m³/ora. attraverso il primo "braccio di carico sviluppato esclusivamente per il bunkeraggio", secondo Skangas.

La stazione di bunkeraggio si trova in una posizione privilegiata, molto vicino alla principale rotta commerciale che corre lungo la costa occidentale della Norvegia. Con l'aggiunta della nuova stazione di bunkeraggio di GNL, il porto di Risavika è ora considerato il porto di bunkeraggio di GNL meglio attrezzato in Europa. Guardando al futuro, Risavika Havn e Skangas svilupperanno un'altra banchina in Risavika per il bunkeraggio di GNL.

Quattro operazioni di bunkeraggio in modalità PTS sono previste ogni settimana a Risavika per le due navi a GNL della Fjord Line. Mentre tramite TTS Skangas continuerà a fornire GNL via camion ad altre utenze, sempre nel comparto marittimo ma meno esigenti in termini di volumi. In prospettiva, gli operatori prevedono anche l'utilizzo futuro di un'unità navale per il trasferimento di GNL da nave a nave.

Altrettanto recente è l'avvio delle operazioni di TPS bunkering presso lo stabilimento di Swedegas nel porto di Göteborg, progettato per gestire sia il GNL che il BGL (Gio-GNL) e che si configura come il primo impianto in Svezia che consente a navi cisterna (in particolare la petroliera "Tern Sea") di rifornirsi dalla banchina fissa durante le operazioni di carico e scarico, riducendo così notevolmente i tempi di ormeggio.

L'impianto attualmente riceve GNL da autocisterne e ISO-container, trasferendolo poi alle navi tramite le condotte criogeniche e tubi flessibili in banchina.

Si prevede che la struttura, scalabile concettualmente, sia successivamente espansa prevedendo unità modulari di stoccaggio in porto, così da ricevere maggiori quantità di GNL anche tramite grandi metaniere.

Figura 47: PTS bunkering nel porto di Goteborg



Fonte: Swedegas

4.4 SOLUZIONI TRUCK-TO-SHIP E ESEMPI APPLICATIVI

Il trasporto regionale, la distribuzione locale e il rifornimento navale di GNL possono anche avvenire attraverso l'utilizzo di autocisterne/ISO-container nella cosiddetta modalità truck-to-ship, ammesso che la distanza tra i punti di carico e scarico non sia troppo elevata (max 500 km) e il consumo previsto sia contenuto.

Tra le differenti modalità di bunkeraggio del GNL la "Truck-to-ship" (TTS) è quella più comunemente utilizzata, a causa della sua flessibilità operativa e dei limitati requisiti infrastrutturali, ma anche per il basso costo dell'investimento iniziale richiesto per l'operatività.

4.4.1 SOLUZIONI PER IL TRASPORTO DEL GNL SU STRADA

Il GNL può essere trasportato in semirimorchi criogenici specializzati o tramite ISO-container, mantenendo le basse temperature durante il trasporto.

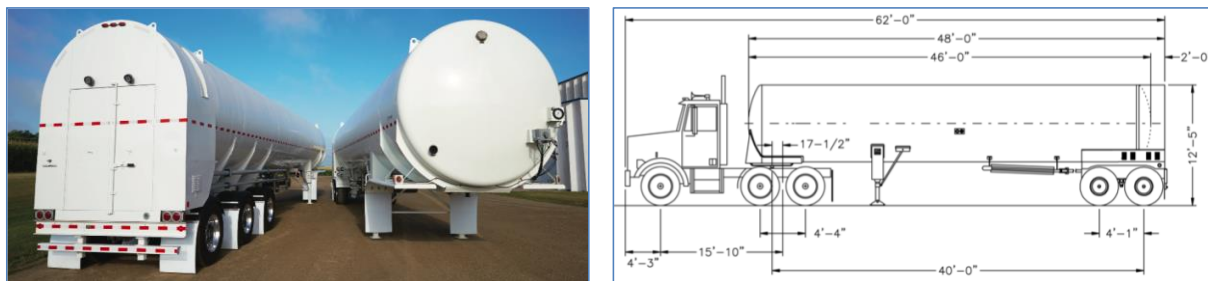
AUTOCISTERNE CON RIMORCHIO

Un semirimorchio tipico ha una capacità di circa 18 tonnellate, che dopo la rigassificazione consente di produrre 25.600 Nm³ di gas naturale in forma gassosa.

Questo tipo di unità consiste in un serbatoio orizzontale isolato sottovuoto composto da un recipiente a pressione "interno" in acciaio inossidabile e da un rivestimento "esterno", realizzato in carbonio e acciaio inox.

Le tubazioni, le connessioni, le valvole e gli strumenti di controllo sono collocati posteriormente al mezzo, consentendo un facile accesso in fase tanto di rifornimento quanto di manutenzione.

Figura 48: Esempi e layout di tipico semitrailer per il trasporto di GNL su gomma



Fonte: Chart industries

In relazione alle caratteristiche del serbatoio di carico, si possono identificare due tipologie di autocisterne:

- Autocisterne con un serbatoio di carico a parete singola in acciaio inossidabile, isolato con pannelli rigidi isolanti di poliuretano e dotato di una sottile copertura protettiva in alluminio o acciaio inossidabile;

- Autocisterne con un serbatoio di carico coibentato a doppia parete composto da un serbatoio interno in alluminio o acciaio inossidabile ed un serbatoio esterno in acciaio al carbonio.

Il serbatoio da carico di un'autocisterna per il GNL presenta tipicamente una pressione di progetto di 5-6 bar g ed è dotato di un sistema di protezione da sovrappressione con due valvole di sicurezza.

Le principali specifiche delle autocisterne per il GNL sono riportate di seguito. La pressione e la temperatura del GNL nella cisterna durante il trasporto è tipicamente compresa tra 0 e 3 bar g (-160°C e -142°C).

Le autocisterne per il GNL possono essere caricate presso terminal per l'importazione del GNL di grandi dimensioni o presso depositi di stoccaggio di media taglia con una portata di 50-100 m³/h. Il GNL viene pompato dai serbatoi di stoccaggio all'autocisterna mediante una pompa sommersibile tramite una tubazione criogenica fissa ed un tubo di carico/scarico flessibile. I vapori di GNL prodotti al serbatoio vengono riportati al terminal attraverso una condotta di ritorno.

Anche lo scarico delle autocisterne per il GNL presso il terminal di stoccaggio o una stazione locale di rifornimento viene operato attraverso un tubo flessibile (2-3") ed una tubazione criogenica fissa con una portata tipica compresa tra i 40 e i 60 m³/h. Il GNL può essere trasferito attraverso una pompa montata sull'autocisterna o innalzando la pressione nel camion.

ISO CONTAINER

Dall'altro lato, i contenitori ISO tipici disponibili sul mercato che potrebbero essere utilizzati nella catena di approvvigionamento intermodale possono essere unità da 20 o 40 piedi, hanno simili caratteristiche di isolamento e possono contemplare diverse pressioni operative a seconda della destinazione d'uso.

I prodotti di *Chart Industries* leader del settore in Europa, vengono qui presi come riferimento in virtù del loro ampio impiego.

Figura 49: Esempi di unità ISO container intermodali da 20 piedi (sinistra) e da 40 piedi (destra).

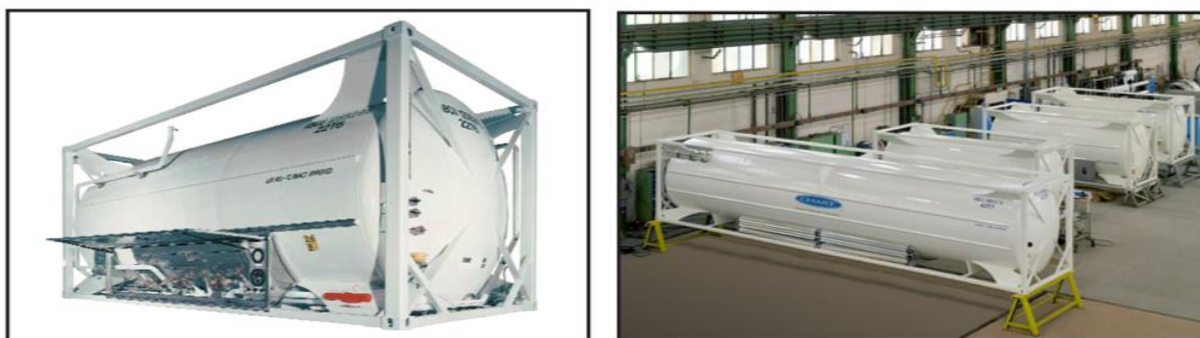


Chart industries

Un'unità da 20 piedi scarica ha un peso 7.600kg e una capacità pari a 8,6 tonnellate di GNL ad una pressione massima di 10 bar, ed è in grado di mantenere il GNL allo stato liquido per un massimo di 80 giorni.

La versione da 40 piedi avrà invece un peso tara superiore (11.500 kg), ma una capacità di circa 18,5 tonnellate di GNL alla pressione massima di 10 bar, garantendo di mantenere il GNL allo stato liquido per un massimo di 70 giorni a seconda della temperatura dell'aria ambiente.

Connessioni richieste e ratei di trasferimento sono essenzialmente gli stessi delle autocisterne.

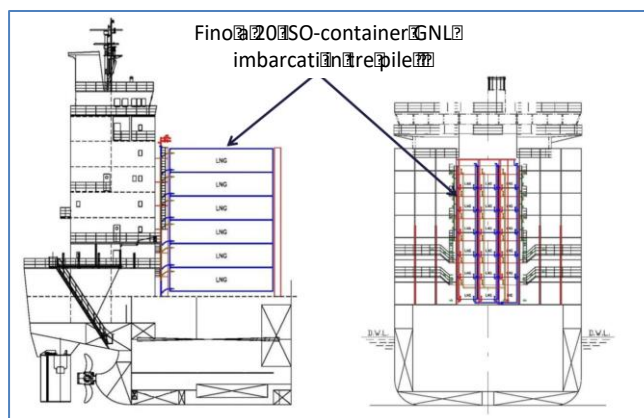
I VANTAGGI INTERMODALI DELL'ISO CONTAINER

A differenza delle autocisterne con rimorchio, gli ISO-container hanno la caratteristica di poter sfruttare i vantaggi derivanti dal trasporto intermodale.

Gli ISO container sono già correntemente utilizzati per trasportare il GNL in tutto il mondo via nave, ferrovia o strada.

Via nave, il loro impiego per il trasporto di grandi quantitativi in regioni remote può essere contemplato anche nel caso di navi porta container, che in questo caso assumono anche il ruolo di *feeder ship* per il GNL, che viene trasportato agevolmente assieme al carico convenzionale, senza compromettere l'ottimizzazione degli spazi.

Figura 50: Opzione di trasporto containerizzato via nave di unità ISO



Applicazioni pilota per lo più realizzate nell'ambito di progetti co-finanziati dall'UE sono state effettuate anche in Mediterraneo.

Come i semirimorchi possono essere trasportati su gomma ed esser poi successivamente caricati su navi Ro-Ro adibite al trasporto di merci pericolose.

Nell'ambito del progetto europeo GAINN4MED è stata proprio realizzata una sperimentazione pionieristica di spedizione multimodale di ISO-container per GNL utilizzando le Autostrade del Mare.

La prova di spedizione si è svolta sulla rotta Barcellona – Livorno. Nel porto toscano, l'ISO tank è stato imbarcato vuoto e senza rimorchio su una nave Ro-Ro della compagnia Grimaldi Lines. Sbarcato a Barcellona è stato prelevato da un autotrasportatore spagnolo per il riempimento al terminale GNL di Enagas e poi riportato nell'area di imbarco. Caricato nuovamente sulla nave è ritornato al porto di Livorno da cui è stato rimorchiato da un autotrasportatore italiano fino a scaricare il proprio carico criogenico alla stazione di rifornimento stradale C-LNG di Ancona.

Il test ha permesso di toccare con mano ostacoli e opportunità di questo tipo di soluzioni logistiche. Sono infatti molte le questioni da considerare: dalla corretta applicazione della normativa in materia di trasporto intermodale (a livello comunitario regolato dalla Direttiva 2015/719 e disciplinata in Italia dalla circolare 300/A/2536/18/108/5/1 del Ministero dell'Interno) alla sosta temporanea in porto di unità criogeniche in zone ADR, passando per la sistematizzazione di un trasporto combinato che finora non ha precedenti.

Figura 51: ISO-container con rimorchio in banchina in attesa di essere caricato (sinistra) e scaricato (destra) da nave Ro-Ro durante un'applicazione pilota sulla tratta Barcellona-Livorno



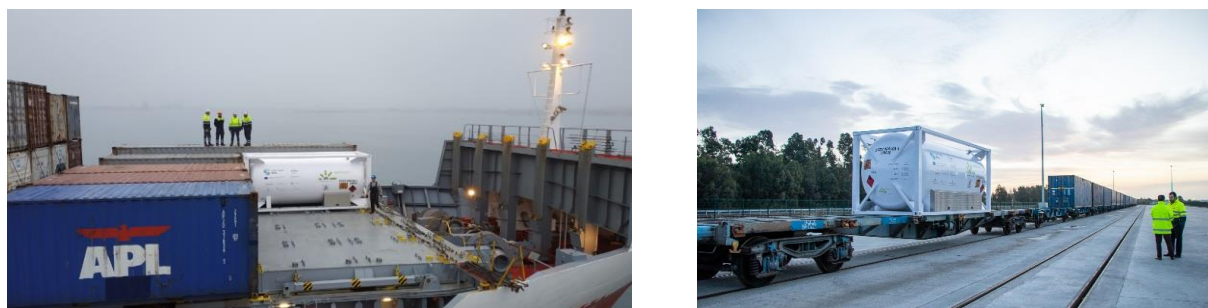
Progetto GAINN4MED

Infine, sono recenti le esperienze di trasporto di questo tipo di unità anche su rotaia, in modo da permettere l'inoltro del carico direttamente nei terminal logistici e portuali che siano provvisti di adeguata connessione ferroviaria.

Ne è un esempio l'esperienza acquisita nell'ambito del progetto CORE LNGas Hive che ha portato a termine con successo un test pilota del trasporto multimodale di GNL, consistito nel trasporto di GNL in un ISO container da Huelva a Melilla, su strada, ferrovia e mare.

Il GNL è stato caricato presso l'impianto di rigassificazione Enagás situato nel porto di Huelva. Da lì, è stato trasportato in camion al terminal ferroviario di Huelva Port, dove è stato trasferito su un treno. Il treno ha viaggiato fino alla stazione di Majarabique (Siviglia), e da lì è stato trasportato in camion fino al porto di Algeciras (Cadice). Lì, fu trasferito su una nave che fece il viaggio da Algeciras a Melilla.

Figura 52: Trasporto multimodale via nave (sinistra) e rotaia (destra) di ISO container GNL, realizzato nell'ambito del progetto CORE LNGas hive



Fonte: CORE LNGas hive

4.4.2 CONNESSIONI MULTIPLE-SIMULTANEE PER IL BUNKERAGGIO TTS

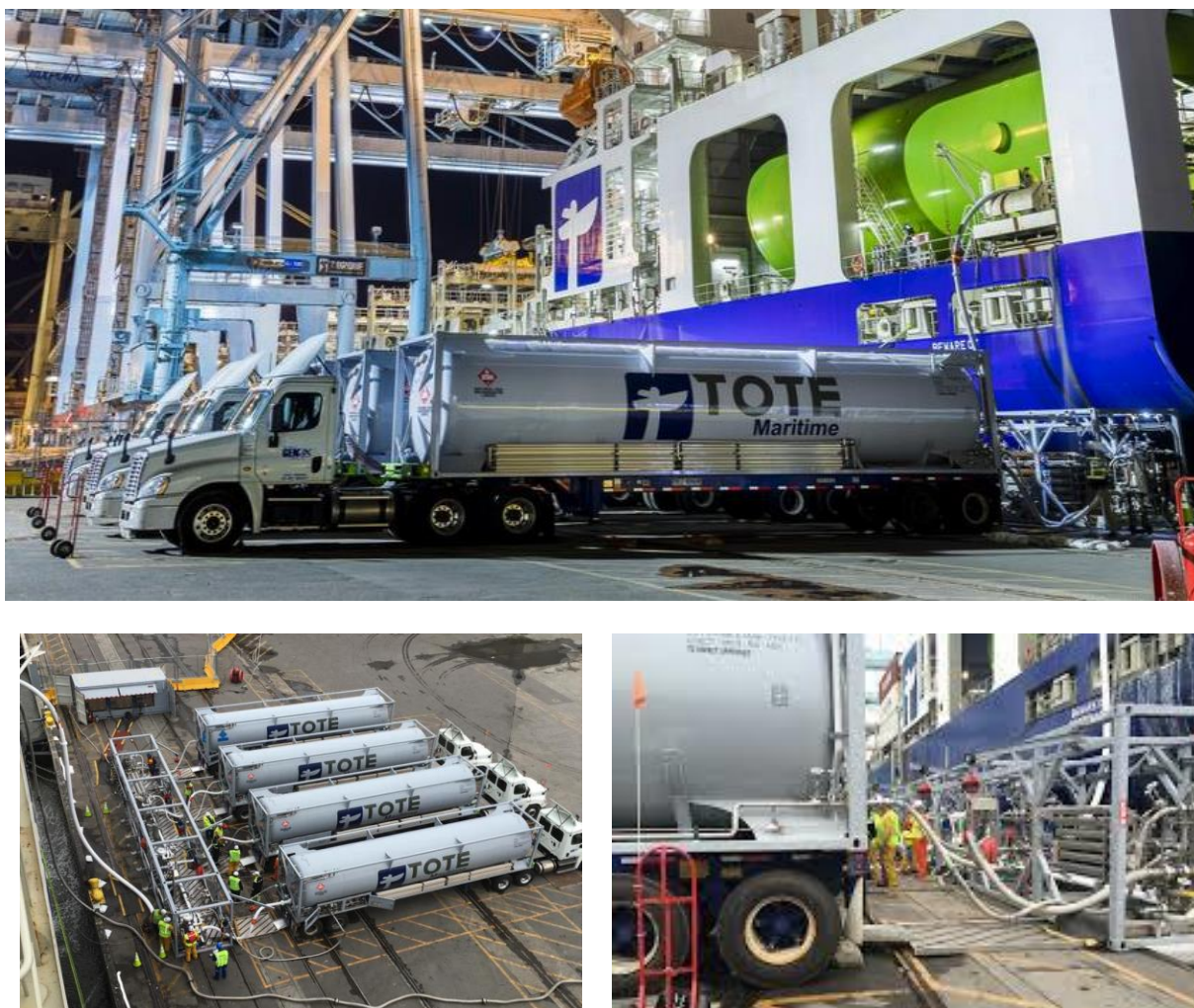
Con una crescente necessità di GNL, specialmente per le navi con maggiore capacità di carico di carburante, potrebbe essere necessario più di un camion per bunkerare una singola unità. Questo può essere ottenuto in modo sequenziale o, in alternativa, attraverso una varietà di soluzioni per il bunkeraggio simultaneo.

Sulla scia di esperienze oltreoceano si sono sviluppate anche in Europa soluzioni per il trasferimento simultaneo di GNL da più autocisterne/ISO-container.

Già dal 2015 a Jacksonville (Florida) TOTE aveva infatti sviluppato soluzioni efficienti per il bunkeraggio delle sue navi. Attualmente 25 ISO container a settimana vengono impiegati al porto di Jacksonville con rifornimenti della durata media di 5 ore, utilizzando uno skid di trasferimento appositamente costruito, che ha ridotto i tempi di bunkeraggio in quanto permette di collegare quattro autocisterne contemporaneamente.

Altre soluzioni simili sono state recentemente sviluppate e commercializzate anche in Europa. Se ne propongono di seguito alcuni esempi rappresentativi e di comprovata efficacia.

Figura 53: Operazioni simultanee di TTS bunkering a Jacksonville (Florida), utilizzando skid per connessioni multiple



Fonte: TOTE Maritime

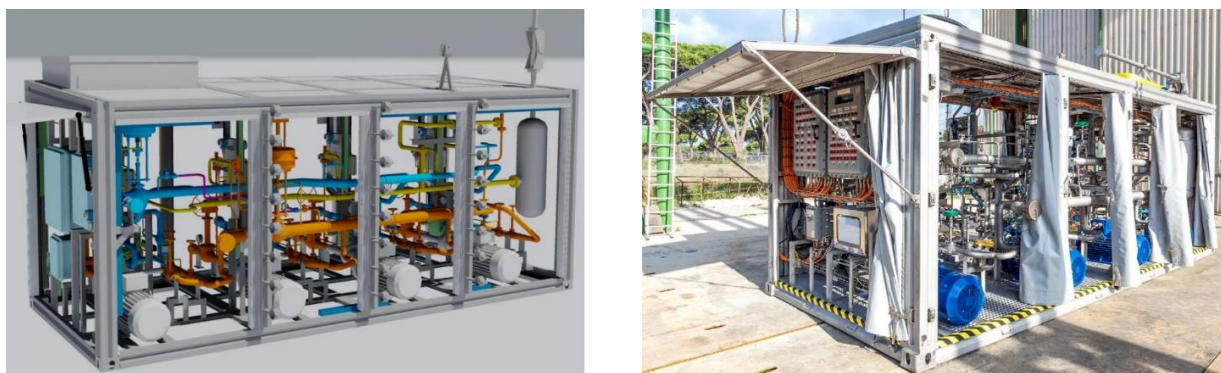
GAS & HEAT “LNG 4SPEED”

Gas and Heat ha completato la progettazione, la produzione e l'assemblaggio di una soluzione di rifornimento multipla denominata *LNG 4 Speed* (in attesa di brevetto), concepito appositamente per collegare contemporaneamente quattro camion cisterna GNL nelle operazioni di bunkeraggio in modalità *truck-to-ship*, permettendo il rifornimento della nave in un sesto del tempo rispetto al rifornimento tradizionale con un'autocisterna alla volta.

Nelle due versioni disponibili, la soluzione progettata dalla compagnia toscana prevede sia di gestire i flussi nella classica modalità *truck-to-ship* per il rifornimento di navi con sistema di propulsione a GNL, sia quelli da nave a autocisterna, per venire incontro alle esigenze di quegli operatori che necessitano di trasferire il GNL da una bettolina a camion autocisterne/iISO-

container per rifornire depositi satellite, distributori C-GNL o impianti industriali situati non nelle immediate vicinanze del porto e nell'entroterra.

Figura 54: Rendering (sinistra) e prototipo realizzato (destra) della soluzione di rifornimento multipla "4SPEED" della società Gas & Heat



Fonte: Gas & Heat

Uno skid del primo tipo (truck-to-ship) è attualmente impiegato da una compagnia di navigazione canadese che è ora in grado di gestire correttamente la carenza di infrastrutture GNL all'interno del regime operativo delle proprie unità.

Ogni imbarcazione ha a bordo uno skid che può essere scaricato in banchina e manovrato dalla gru della nave. Lo skid è collegato da tubi flessibili sia alla nave che ai quattro camion al momento dell'operazione di bunkeraggio. Dopo il completamento di operazione (previo spurgo e drenaggio), lo Skid sarà può essere sia lasciato in banchina, sia caricato e assicurato a bordo nave, per essere poi impiegato nel successivo porto di attracco.

Essendo stato pensato proprio per quest'ultimo impiego, la progettazione focalizzata sulla riduzione del peso e dei volumi ha permesso di ottenere un'unità con dimensioni finali pari a quelle di un container da 20 piedi.

Figura 55: Operazioni di bunkering in fase di collaudo dello skid (sinistra) e unità riassemblata pronta per il trasporto come container da 20 piedi (destra) di Gas&Heat



Fonte: Gas & Heat

Le performance e le peculiarità di questa soluzione possono essere così riassunte:

- Portate di 400-620 m³/h per i flussi da nave ad autocisterne, a seconda del diametro delle manichette (da 2 ½ a 3”);
- Portata minima di 220m³/h per i flussi in modalità truck-to-ship;
- Nessuna necessità, per le autocisterne o gli ISO-container, di vaporizzatori o pompe accessorie;
- Nessuna necessità di aggiustamenti manuali dei flussi di carico/scarico da parte dell’operatori;
- Peso complessivo di 6-7 tonnellate a seconda della versione a parità di dimensioni.

KOSAN CRISPLANT “Y PIECE”

Tra i connettori multipli per il bunkeraggio di GNL in modalità truck-to-ship è attualmente disponibile sul mercato la soluzione della Compagnia danese Kosan Crisplant (MAKEEN Energy), che ha già commercializzato il prodotto al gruppo logistico internazionale NIJMAN/ZEETANK che opera nei Paesi Bassi.

L’Y-piece è progettato per funzionare come un adattatore che divide in due la linea di *bunkering*, consentendo di trasferire il GNL alla nave da due autocisterne contemporaneamente.

Figura 56: Rendering (sinistra) e operazione reale (destra) del rifornimento simultaneo di due autocisterne utilizzando il componente “Y PIECE” della società Kosan Crisplant



Fonte: Kosan Crisplant

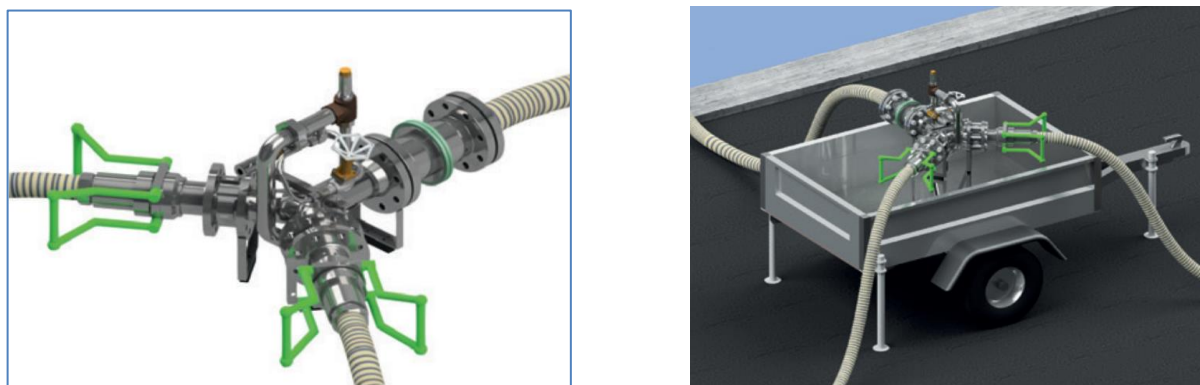
Inoltre, aggiungendo un secondo elemento alla linea, la quantità potenziale di autocisterne che possono scaricare GNL simultaneamente aumenta a quattro, riducendo il tempo di bunkeraggio del 75%, garantendo portate fino a 120 m³/h³.

³ Nel rispetto della norma ISO20519 la portata totale per questo tipo di soluzioni non deve superare 150 m³/h, flusso oltre al quale si rende necessario prevedere un sistema di disconnessione di emergenza ERS (*Emergency Release System*).

Grazie a un design impostato per ottenere il più alto grado di flessibilità e leggerezza, questo tipo di componente per il bunkeraggio è una soluzione altamente mobile: il suo peso è talmente ridotto da poter essere sollevato a mano da due soli membri dell'equipaggio o del personale di banchina ed essere poi trasportato su un qualsiasi rimorchio standard senza la necessità di macchinari speciali o di gru.

Il componente può facilmente adattarsi a qualsiasi tipo di rimorchio, ma soprattutto le valvole di non ritorno e un innovativo sistema di spurgo permettono di scollegare e cambiare i rimorchi durante l'operazione di riempimento, senza interrompere l'operazione di bunkeraggio.

Figura 57: Rendering del componente "Y PIECE" e opzione di caricamento su rimorchio standard in banchina



Fonte: Kosan Crisplant

4.4.3 ESEMPI APPLICATIVI RECENTI DI TRUCK-TO-SHIP BUNKERING

ESPERIENZA DEI PAESI BASSI

Già nel 2015 la chimichiera Sefarina, di proprietà di Chemgas Shipping, fu rifornita di GNL utilizzando un'operazione di bunkeraggio TTS, in quello che il porto di Anversa vide come banco di prova per il bunkeraggio di navi marittime.

La svolta è avvenuta a partire dal 2017 con le prime operazioni TTS con connessioni multiple, impiegando soluzioni tecnologiche simili a quelle precedentemente descritte.

Al porto di Amsterdam, nella prima metà del 2017 la Titan LNG, uno dei principali fornitori di GNL per i mercati marini e industriali nell'Europa nord-occidentale, ha bunkerato la svedese M/T Fure West, utilizzando un'attrezzatura detta "T-piece", simile alla soluzione descritta in questo documento, che permettendo il collegamento simultaneo di due unità rende il processo di bunkeraggio da autocisterna a nave molto più efficiente, in quanto riduce il tempo necessario rispetto ai classici rifornimenti sequenziali. Il tasso di bunkeraggio combinato dell'operazione, che ha coinvolto 6 autocisterne in totale, ha raggiunto le 28 tonnellate l'ora.

Figura 58: TTS bunkering con connessione multipla della Fure West nel porto di Anversa



Fonte: Titan LNG

La stessa nave chimichiera è stata poi rifornita anche al porto di Moerdijk, dove ha ricevuto 140 tonnellate di GNL da 7 autocisterne in circa 9 ore di operazioni.

Figura 59: TTS bunkering con connessione multipla della Fure West nel porto di Moerdijk



Fonte: Nauticor

La prima operazione TTS in simultanea al porto di Rotterdam risale invece a ottobre 2017, quando la Titan LNG ha eseguito la sua prima procedura di "bunkeraggio veloce" a Rotterdam scaricando il GNL contemporaneamente tramite due camion alla nave Wes Amelie di Wessels

Reederei con sei camion carichi di GNL in totale, con l'operazione simultanea che riduce il tempo complessivo di consegna e i tempi di fermo della nave.

Figura 60: TTS bunkering con connessione multipla nel porto di Rotterdam



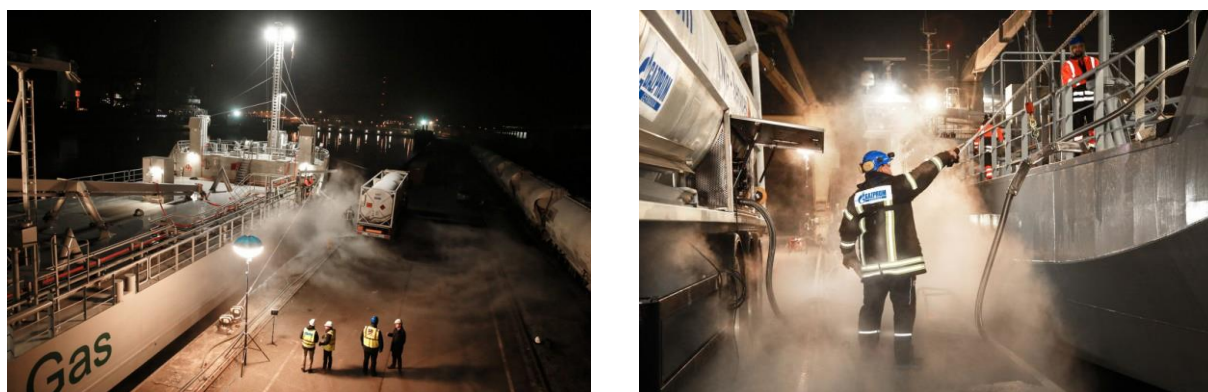
Fonte: Titan LNG

A tale scopo, il Porto di Rotterdam, in collaborazione con Titan LNG, ha allestito un sito temporaneo per i rifornimenti di GNL da camion a nave, fintanto che non sarà disponibile un numero adeguato di chiatte per effettuare bunkeraggi marittimi di GNL da nave a nave.

ESPERIENZA TEDESCA

Già dall'inizio del 2016 Gazprom Germania, Rostock Port e l'autorità di regolamentazione locale hanno elaborato il quadro legale e operativo necessario per condurre le operazioni di bunkeraggio TTS nel porto di Rostock, consentendo poi di rifornire di GNL la M.V. Greenland, cementiera di 110 m gestita dalla compagnia di navigazione norvegese KGJ Cement AS.

Figura 61: TTS bunkering alla cementiera M.V. Greenland nel porto di Rostock



Fonte: Gazprom

A settembre 2017 il porto di Bremerhaven ha registrato il record della più rapida operazione di bunkering TTS alla portacontainer Wes Amelie, trasferendo 140 tonnellate di GNL in circa 5 ore grazie al collegamento simultaneo di autocisterne con connettore sviluppato da Nauticor.

Figura 62: TTS bunkering con connessione multipla della portacontainer Wes Amelie nel porto di Bremerhaven



Fonte: Nauticor

A testimoniare la flessibilità e la fattibilità operativa della modalità TTS anche in regioni remote, è utile evidenziare come, a novembre 2018, il fornitore olandese di GNL Titan LNG abbia completato la prima operazione di bunkeraggio GNL al porto di Mukran sull'isola tedesca di Rügen nel Mar Baltico. L'operazione di bunkeraggio era rivolta a rifornire la draga Scheldt River di DEME e ha coinvolto sette autocisterne

Figura 63: TTS bunkering con connessione multipla nel porto di Mukran



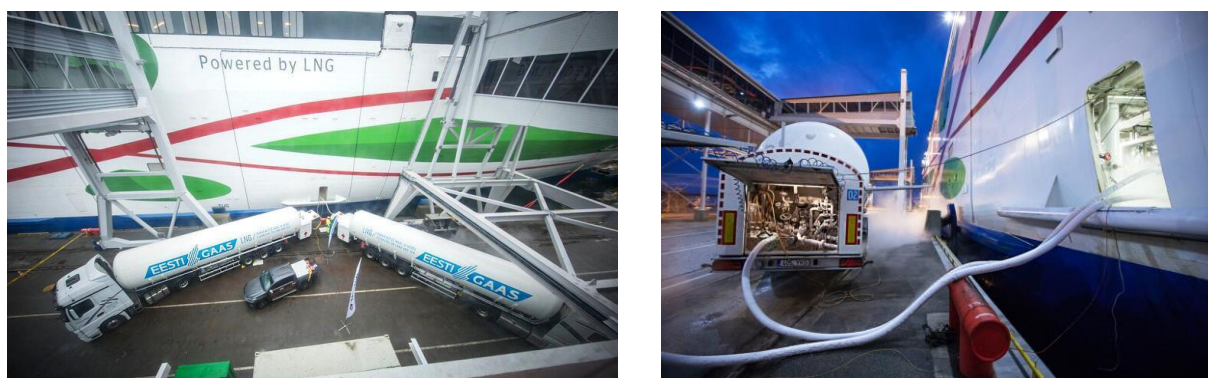
Fonte: Titan LNG

ESPERIENZA SVEDESE

La compagnia energetica estone Eesti Gaas ha completato ha febbraio 2019 la 1.500a operazione di bunkeraggio di GNL nel porto della città vecchia di Tallinn in modalità TTS.

L'unità destinataria del carburante criogenico è il traghetto veloce Megastar di Tallink Grupp, che immagazzina GNL a bordo in due serbatoi criogenici (uno per lato) da 300 m³ ciascuno. Negli ultimi due anni, la Megastar ha fatto rifornimento in modalità TTS per oltre 28.300 tonnellate di GNL: oltre 16.000 nel 2016 e 12.300 solo un anno prima.

Figura 64: TTS bunkering con connessione multipla al traghetto Megastar nel porto di Tallin



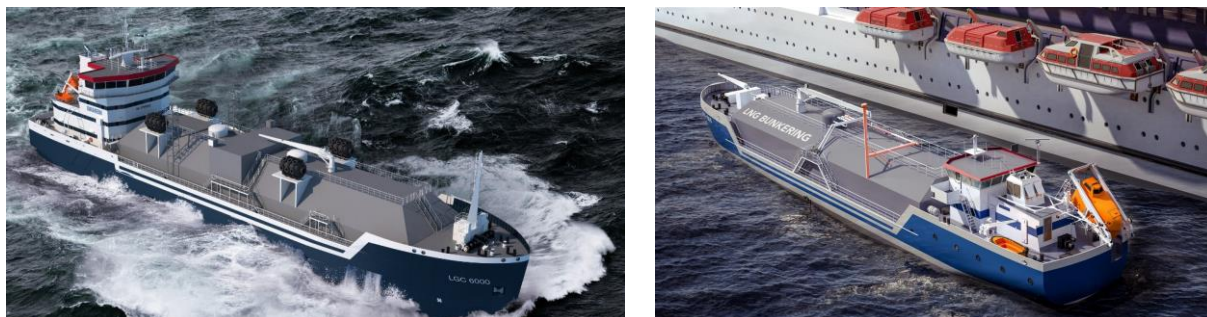
Fonte: Eesti Gaas

Eesti Gaas fornisce GNL e servizi alla nave Megastar utilizzando otto autotreni acquistati appositamente dall'azienda per questo scopo, e finora sono state eseguite in media 65 operazioni di bunkeraggio al mese, percorrendo oltre un milione di chilometri per la consegna in banchina del GNL dalle sorgenti di approvvigionamento. Il carburante gassoso per la Megastar proviene infatti dal terminal Pori in Finlandia e da Pskov, in Russia. Da queste due località il GNL è trasportato fino al porto di Helsinki e il bunkering viene eseguito direttamente dai camion parcheggiati in banchina, con l'uso di bracci robotizzati che collegano le tubazioni criogeniche flessibili alle valvole di rifornimento su entrambi i lati della nave. La velocità del bunkeraggio è di 120 m³/h e l'operazione avviene da due autocisterne contemporaneamente.

L'operatore della Megastar starebbe però anche valutando l'installazione di un serbatoio permanente da 500 m³ in banchina, appropriatamente rifornito che contribuirebbe a rendere l'offerta di bunkeraggio più flessibile e indipendente dalla disponibilità di autocisterne. Ciò consentirebbe di rifornire il traghetto con volumi maggiori una volta ogni 3-4 giorni, rispetto alle operazioni giornaliere di oggi rese necessarie dal fatto che la nave ha solo un'ora di sosta permessa dal porto di Helsinki.

Un upgrading operativo che sarà reso possibile comunque anche dalla futura entrata in servizio della bunker ship da 6000 m³ per la quale già marzo 2019 è stato celebrato il taglio della lamiera e che diverrà operativa dall'autunno 2020.

Figura 65: Rendering della bunkerina di Elenger prevista operare nel porto di Helsinki per rifornire il traghetto Megastar.



Fonte: Damen

Costruita dal cantiere navale Damen Yichang in Cina per Elenger (prima Eesti Gas), l'unità sarà lunga 99,8 metri, avrà motori dual fuel, e grazie alla notazione ICE CLASS 1° potrà operare tutto l'anno, anche nelle difficili condizioni invernali della regione baltica.

I due serbatoi GNL di tipo C da 3000 m³ ciascuno che verranno installati a bordo della nave saranno parzialmente esposti per garantire agevole accesso e consentire futuri adattamenti per adeguarsi alle richieste dei clienti finali.

È importante poi sottolineare come, sempre in Svezia, la compagnia scandinava Skangas abbia rifornito per la prima volta con BioGNL una nave cisterna a doppia alimentazione Diesel/GNL nel porto di Göteborg.

L'operazione di bunkeraggio con combustibile rinnovabile ed ecocompatibile eseguita da camion-a-nave ha riguardato la chimichiera M/T Fure Vinga della compagnia Furetank Rederi AB, impiegando BioGNL proveniente dalla fabbrica svedese di biogas di Lidköping della Gasum, società madre di Skangas.

Figura 66: TTS bunkering con Bio-LNG a Fure Vinga nel porto di Goteborg



Fonte: NGV

ESPERIENZA SPAGNOLA

La compagnia energetica spagnola Repsol ha effettuato a inizio 2019 quattro operazioni di bunkeraggio di GNL presso i porti di Cartagena e Ferrol, rifornendo due nuovi traghetti della compagnia marittima norvegese Torghatten Nord AS, diretti in Norvegia dopo essere salpati dal cantiere di costruzione navale turco della Tersan Shipyard Inc.

La società ha dichiarato di aver fornito 215 metri cubi nel porto mediterraneo di Cartagena (Murcia) e 180 metri cubi nel porto settentrionale di Ferrol (Galizia) a entrambe le navi ibride: i traghetti passeggeri/Ro-Ro con motore a GNL e batterie Huftarøy e Samnøy (tutti DNV Class +1A1, 134 metri di lunghezza e 20 metri di larghezza). La Samnøy ha ricevuto circa 110 metri cubi di carburante, mentre la Huftarøy è stata rifornita con 68 metri cubi.

L'operazione è stata gestita da Repsol e sviluppata in collaborazione con Enagás, Molgas e Reganosa, le autorità portuali di Cartagena e Ferrol e la società Redwise Maritime Services, che ha gestito il viaggio delle navi dal cantiere turco. Oltre ai summenzionati traghetti, anche la chimichiera Fure Vinga è stata rifornita di GNL in modalità TTS al porto di Cartagena.

Figura 67: TTS bunkering a Samnøy (sinistra) e Fure Vinga (destra) nei porti di Ferrol e Cartagena



Fonte: Repsol, Nauticor

ESPERIENZA PORTOGHESE

AIDA Hyperion Class è la nuova generazione di navi da crociera progettata per l'efficienza e le prestazioni ambientali, realizzata da Mitsubishi Heavy Industries per il gruppo Carnival. Ad oggi esistono le seguenti navi all'interno della classe:

- AIDAPrima (IMO 9636955) consegnata a marzo 2016.
- AIDAPerla (IMO 9636967) consegnata nell'aprile 2017

Con le innovazioni e le nuove tecnologie integrate, la classe ha stabilito, poi seguita dalla Helios, nuovi standard per il mercato delle navi da crociera in termini di sicurezza, impatto ambientale ed efficienza energetica.

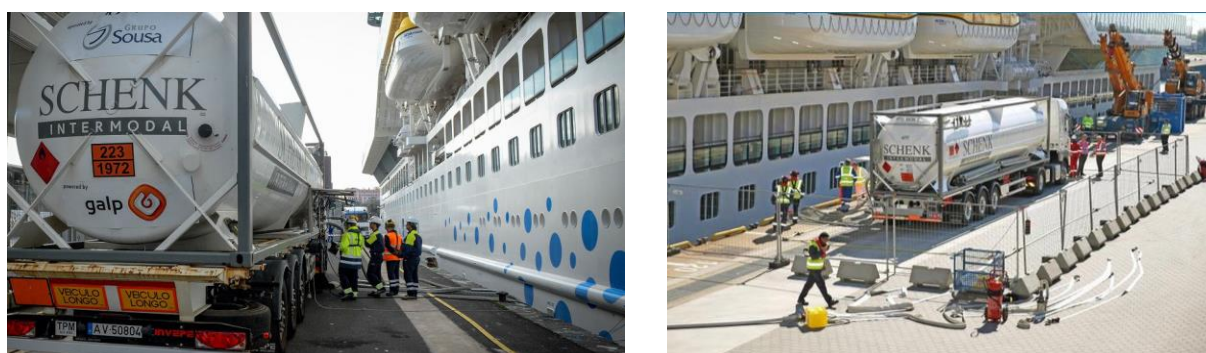
Sono state le prime navi da crociera al mondo equipaggiate con un motore principale a doppia alimentazione e un motore ausiliario dual fuel per consentire l'uso del GNL come fonte

energetica, quando in ormeggio, per generare elettricità e vapore/acqua calda. Durante la navigazione il motore principale a doppia alimentazione e gli ausiliari funzionano invece con combustibile convenzionale (HFO / MGO).

A bordo non è installato alcun sistema di contenimento del GNL, che viene invece fornito da un ISO-container da 40 piedi direttamente in banchina durante le (circa 10) ore di sosta, nella misura di circa 15-17 tonnellate corrispondenti a circa 40 m³ di GNL. Il collegamento dell'ISO-container con il sistema di adduzione del metano al motore è stato messo a punto congiuntamente dagli specialisti dei sistemi per il GNL installati a bordo (TGE-Marine Gas Engineering), dai tecnici di Carnival Group e delle Autorità Portuali competenti.

Già alla fine del 2017 la compagnia portoghese Galp ha completato nel porto di Funchal a Madeira il primo rifornimento di carburante GNL in modalità TTS mai condotto prima in un porto portoghese, sia continentale o atlantico.

Figura 68: TTS bunkering ad AIDA Nova nel porto di Funchal (Madeira)



Fonte: Conferenza GNL

L'operazione di approvvigionamento ha riguardato la nave AIDAPrima, che è stata approvvigionata di una quantità di GNL equivalente al consumo medio giornaliero di 42.000 famiglie. GNL che è trasportato sull'isola attraverso ISO container attraverso una logistica che in pratica replica un gasdotto virtuale che tra l'altro permette di alimentare la centrale termoelettrica di Vitória, nel comune di Funchal. Per tale operazione Galp si avvale della collaborazione con Gaslink, unità del Grupo Sousa che gestisce la logistica di approvvigionamento e trasporto del GNL tra il Portogallo e la Regione Autonoma portoghese di Madeira.

ESPERIENZA ITALIANA

Prima procedura di bunkering TTS a nave da crociera di nuova generazione

Per AIDA Perla, “gemella” di AIDA Prima, che opera da un anno nel Mar del Nord e nel Mar Baltico, con procedure già sperimentate nei porti di Amburgo, Le Havre e Rotterdam, si è svolta per la prima volta in Italia al porto di Civitavecchia la procedura autorizzata per il bunkeraggio in modalità truck-to-ship nel luglio 2017.

Lo strumento giuridico per autorizzare l'operazione è stata la Conferenza dei Servizi che, fermo restando l'interessamento parallelo del MIT, della municipalità, ma anche dei diversi operatori chiamati a prenderne parte, ha coinvolto:

- Autorità Portuale di Civitavecchia;
- Capitaneria di Porto di Civitavecchia;
- Vigili del fuoco di Roma.

Figura 69: Procedure di TTS bunkering ad AIDA Perla nel porto di Civitavecchia



Fonte: Progetto GAINN4MOS

L'Autorità Portuale di Civitavecchia, Roma Cruise Terminal, il soggetto fornitore di LNG (Liquimet) ed il coordinatore tecnico dell'Iniziativa GAINN_IT hanno inoltre avuto un incontro propedeutico con i Vigili del Fuoco per esaminare in via preliminare ed informale gli aspetti legati alla sicurezza delle operazioni di rifornimento di LNG di AIDA Perla. Particolare risalto è stato dato alle procedure di gestione delle eventuali situazioni di emergenza ed

all'individuazione di ruoli e responsabilità dei soggetti incaricati allo svolgimento ed all'approntamento delle stesse.

Il processo autorizzativo, durato circa due mesi, ha poi conosciuto le seguenti milestones temporali:

- prima conferenza dei servizi il 16.05.2017;
- rilascio dell'autorizzazione il 11.07.2017.

Il processo non è stato fine a sé stesso, ma è servito a definire una serie di elementi per le operazioni future, eventualmente capitalizzabili da altri porti. Il Terminal crociere di Roma e l'Area Tech 21 hanno infatti preparato gli studi e le procedure (comprese le procedure di emergenza) per poter fornire navi da crociera che toccheranno il porto di Civitavecchia e che si riforniranno di GNL attraverso un'autocisterna. Il risultato finale degli studi, oltre all'ottenimento delle autorizzazioni per l'operazione, è consistito nella definizione dei seguenti elementi:

- La procedura per l'arrivo e la partenza dell'autocisterna/ISO-container nel porto di Civitavecchia e sui terminal gestiti dal Terminal Crociere di Roma;
- La procedura per il rifornimento della nave da crociera e la definizione delle operazioni di banchina;
- Una procedura di emergenza ed evacuazione, unitamente a mappe che indicano il flusso di passeggeri, pullman e camion merci lontano dalla nave da carico che trasporta GNL;
- L'acquisizione di attrezzature antincendio, barriere di sicurezza ecc.;
- La formazione del personale del terminal crociere di Roma e di altre società (comprese le agenzie che lavorano nel terminal);
- L'aggiornamento delle procedure di sicurezza del terminal crociere di Roma;
- La progettazione e la diffusione di una campagna informativa a Civitavecchia e in Italia sull'operazione.

Nell'ottica di valutare l'adozione di un percorso autorizzativo simile anche in altri porti italiani, è importante notare come propedeuticamente alla Conferenza dei Servizi, il Terminal Crociere di Civitavecchia ha realizzato le seguenti analisi di rischio:

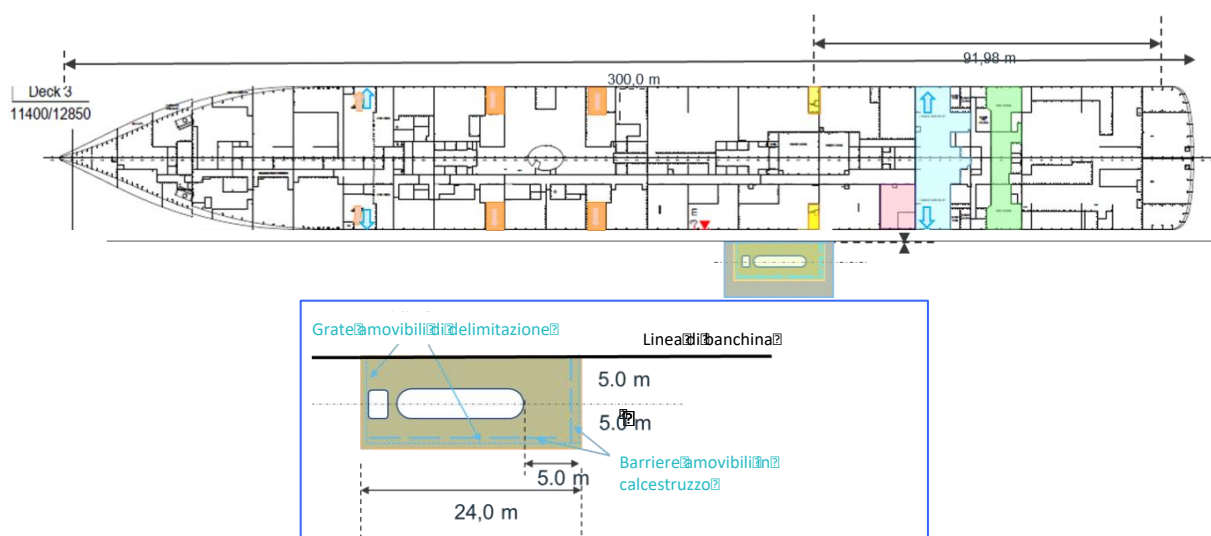
- a. Analisi in conformità con ISO / TS 18683: 2015 (Linee guida per sistemi e impianti per la fornitura di GNL come combustibile alle navi), per identificare:
 - la zona di sicurezza (l'area attorno al camion di bunkeraggio dove sono presenti solo personale dedicato ed essenziale);
 - la zona di sicurezza (l'area intorno al camion di bunkeraggio e alla nave in cui il traffico navale e altre attività sono monitorate (e controllate) per mitigare gli effetti nocivi).

b. Analisi in conformità con il Decreto 81: 2008 (Sicurezza nelle aree di lavoro), per identificare:

- SIMOPS, operazioni simultanee eseguite parallelamente al processo di bunker, sia a terra, in acqua o sulle navi coinvolte;
- la procedura di coordinamento (tra terminal, camion e nave, guardia costiera e dipartimento antincendio).

Sempre da un punto di vista di definizione dei profili di rischio, elemento di particolare rilevanza e supporto per le Autorità Portuali che intendano adottare soluzioni simili di bunkeraggio, è utile sottolineare come per la classe Hyperion in generale siano state valutate le zone ATEX (ovvero le zone a rischio elevato) del mezzo di rifornimento, concludendo che queste non raggiungono la murata della nave ricevente, ma rimangono all'interno della zona di sicurezza di 10 x 24 metri attorno al camion.

Figura 70: Schema di delimitazione della zona di sicurezza per le operazioni di TTS ad AIDA Perla nel porto di Civitavecchia.



Fonte: Progetto GAINN4MOS

Dal punto di vista della logistica dell'approvvigionamento, oggi il GNL per Civitavecchia verrebbe fornito da un ISO-container trasportato via treno da Rotterdam fino a Frosinone e poi su gomma fino al punto di consegna in banchina. L'ISO-container verrebbe posizionato in prossimità dei bocchettoni di collegamento alla motonave (che sono adeguatamente distanti dalle passerelle di sbarco dei passeggeri) e temporaneamente recintato con barriere amovibili in calcestruzzo (new jersey) e grate di delimitazione per assicurare la sicurezza del servizio. Le procedure prevedono lo stacco rapido in caso di emergenza e sistemi di sfiato convogliati sui vents della nave a quote elevate.

Esiste anche la possibilità di approvvigionare l'ISO-container di LNG dal Terminale GNL di Barcellona via traghetto direttamente fino a Civitavecchia, con procedure di trasporto già normate.

L'esperienza TTS nel porto di Venezia

Anche sulla scia dell'esperienza di Civitavecchia, a dicembre 2018 sono state concluse le operazioni di rifornimento di GNL della nave "Hypatia de Alejandria", costruita dal Cantiere Navale Visentini per la società spagnola Balearia e dotata di doppia alimentazione.

Le operazioni hanno richiesto un complesso processo autorizzativo portato avanti dall'Autorità Marittima/Guardia Costiera di Venezia che ha coordinato appositi tavoli tecnici con i soggetti a vario titolo interessati (tra cui l'Autorità di Sistema Portuale, l'Arpav, il Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco, il Servizio Chimici del porto, il Terminal Vtp, Venice Lng) promuovendo analisi congiunte delle procedure di effettuazione delle delicate operazioni di rifornimento, elaborando specifiche valutazioni dei rischi e fornendo dettagliate prescrizioni di sicurezza anche per la gestione delle emergenze.

L'operazione è stata condotta dalla Polargas (Gruppo CPL) che ha impiegato 5 autocisterne rifornite a Marsiglia.

Figura 71: Operazione di rifornimento TTS al traghetto Hypatia de Alejandria nel porto di Venezia



Fonte: Worldmaritime news, ANSA.

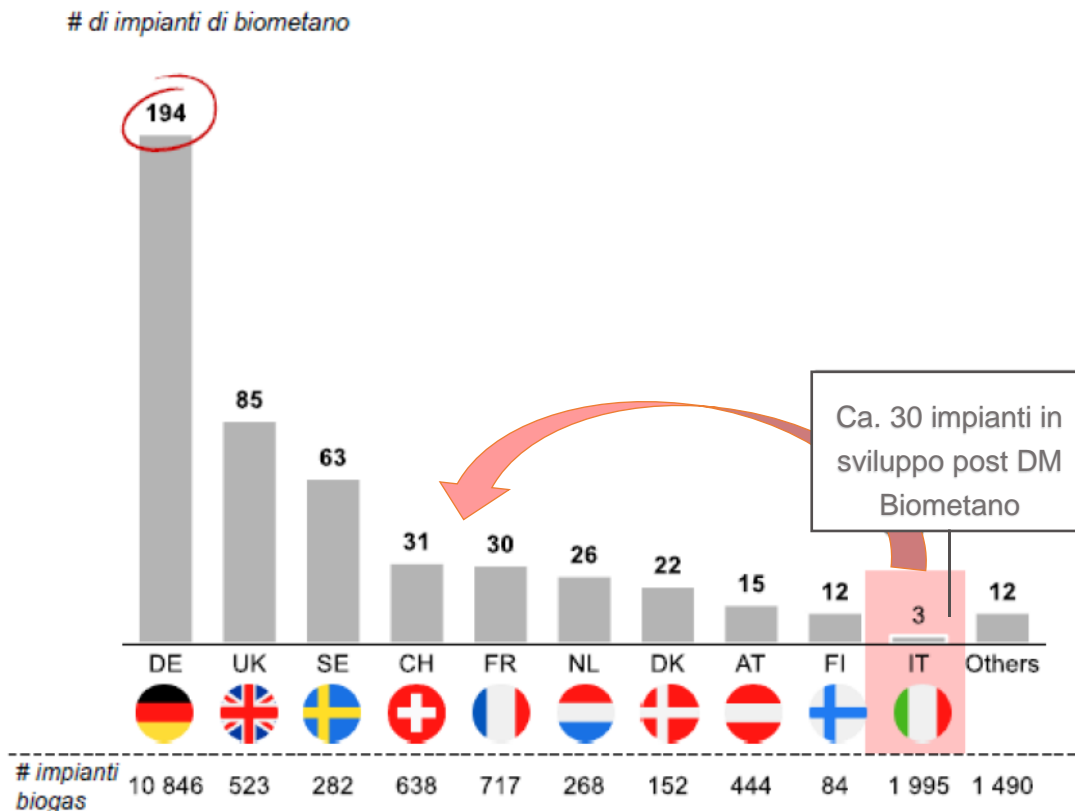
4.5 LO SVILUPPO DELLA CATENA DEL BIO-GNL

Il tema del possibile utilizzo del biogas nel settore dei trasporti è sempre più attuale. Sotto la spinta delle politiche di riduzione delle emissioni e alla luce dei nuovi requisiti ambientali in materia, l'utilizzo del biometano nei trasporti consentirebbe di ridurre le emissioni di CO₂ fino al 90% e di efficientare i processi di produzione, trasformazione e consumo in un'ottica di economia circolare.

Inoltre, la possibilità realizzare una serie di infrastrutture di liquefazione del biometano lungo il territorio nazionale favorirebbe uno sviluppo capillare della rete di stoccaggio e distribuzione del GNL anche nelle zone dove il tradizionale approvvigionamento del GNL (via terra o via mare) risulti più complesso o economicamente non conveniente.

Il rapporto dell'Agenzia Europea per il Biogas del 2018 ha mostrato che il numero di impianti di biogas europei è aumentato costantemente nell'ultimo decennio, dimostrando che i mercati nazionali sono ben consolidati e abbastanza forti da superare l'incertezza politica che ha colpito alcuni paesi. A fine 2017, 17.783 impianti di biogas e 540 impianti di biometano risultavano in funzione in Europa, producendo 1,94 miliardi di metri cubi di biometano nell'arco dell'anno.

Figura 72: impianti di produzione di biometano e biogas in Europa



Fonte: Assocostieri su dati Bain & Company - 2018

Una produzione che sembra poter inoltre ricevere una spinta positiva anche dall'adozione della Direttiva sulle energie rinnovabili, che include un obiettivo giuridicamente vincolante a livello UE del 32% per le energie rinnovabili entro il 2030, con una clausola di revisione al rialzo nel 2023, nonché obiettivi settoriali specifici e un obiettivo finale del 14% di energie rinnovabili nel settore dei trasporti entro il 2030.

La Direttiva, che dovrà essere recepita dagli Stati Membri UE nei rispettivi ordinamenti nazionali, è certamente un passo positivo verso l'adozione su larga scala del gas rinnovabile nel prossimo decennio. Faciliterà l'accesso del biometano alla rete del gas naturale, estenderà le garanzie di origine e ne faciliterà gli scambi transfrontalieri.

In Italia, tale opportunità è oggi resa ancora più attuale e conveniente grazie dai nuovi incentivi per la produzione di biometano finalizzato all'utilizzo nel settore dei trasporti⁴ stabiliti dal Decreto 2 marzo 2018 del Ministero dello Sviluppo Economico e schematizzati nella tabella seguente.

Tabella 21: Il meccanismo incentivante previsto dal DM Biometano

Articolo DM	Disposizioni
Biometano (Art. 5)	Riconosce CIC ai produttori di biometano
	Sono previste maggiorazioni per la tipologia di materia prima utilizzata
Biometano avanzato (Art. 6)	Prevede il ritiro dei CIC ai produttori di biometano avanzato
	Valorizza ogni CIC a 375€
	Consente il ritiro fisico del biometano da parte del GSE
Biocarburanti avanzati (Art. 7)	Prevede il ritiro dei CIC ai produttori di biocarburanti avanzati
	Valorizza ogni CIC a 375€
	Non è previsto il ritiro fisico del biocarburante
Riconversioni (Art. 8)	Riconosce/prevede il ritiro dei CIC ai produttori di impianti a biogas riconvertiti a biometano/biometano avanzato
	Prevede una riduzione dell'incentivo elettrico percepito nel periodo residuo di diritto
	Prevede una riduzione dell'incentivo biometano se la riconversione avviene dopo il termine dell'incentivo elettrico

Fonte: Assocostieri, 2018

Si consideri inoltre che l'Italia è il secondo produttore di biogas in Europa dopo la Germania e il quarto a livello mondiale, con oltre 1.700 impianti attivi (dati Consorzio Italiano Biogas, 2019). Oggi si contano già circa 20 progetti di liquefazione in fase di progettazione e costruzione sul territorio nazionale. Negli scorsi due anni l'Italia ha registrato il maggior tasso di sviluppo nel settore, con investimenti in corso, dichiarati dalle imprese e calcolati da REF-E e ConferenzaGNL, pari a 240 milioni per la mini-liquefazione e la produzione di bio-GNL.

⁴ *l'incentivo è concesso solo al biometano prodotto con biomasse "no food", ossia che non sottraggono suolo e coltivazioni all'alimentazione umana*

Il processo di produzione del BIO-GNL è di seguito schematizzato in 3 principali passaggi:

- La produzione del biogas è conseguita mediante trattamento di “biomasse” (ovvero tutti quei materiali di origine organica che non hanno subito alcun processo di fossilizzazione, quali i residui della filiera agro-alimentare e la FORSU - Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani) all’interno di un digestore, dove le biomasse sono movimentate a determinate temperature e, attraverso un processo di fermentazione, formano il cosiddetto biogas.
- Tramite un successivo processo di depurazione il gas di risulta (biometano) può essere usato come carburante, combustibile per il riscaldamento e per la produzione di energia elettrica.
- A valle di un successivo ulteriore processo di depurazione, il biometano viene liquefatto e stoccato in serbatoi criogenici, il Bio-GNL è direttamente utilizzabile nel settore dei trasporti stradali di lunga percorrenza e marittimi. Al biometano, nella fase di liquefazione, viene inoltre sottratta la CO₂, che può essere utilizzata nelle produzioni alimentari.

Figura 73: il processo di produzione del Bio-GNL

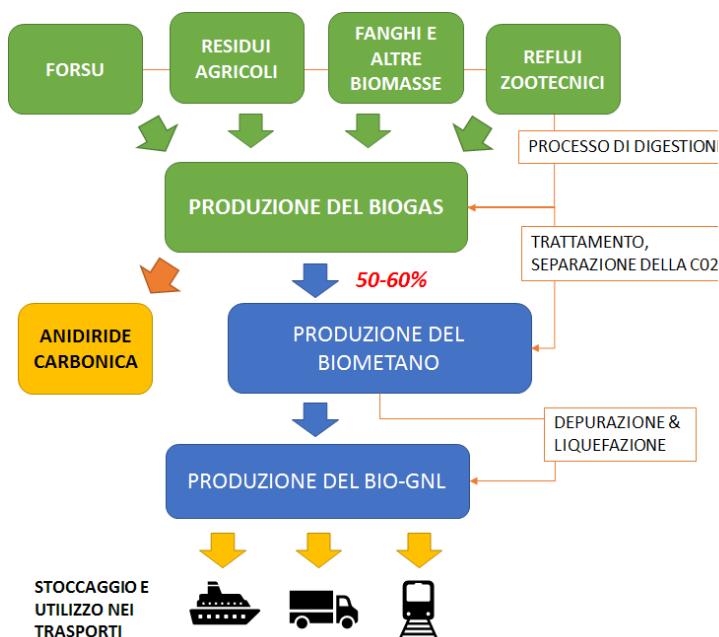


Figura 74: i progetti di liquefazione del biometano in Italia



Fonte: Consorzio Italiano Biogas, 2019

La resa del biometano derivato dal processo di “upgrading” del biogas è compresa tra il 50 ed il 60% dei volumi trattati (1m³ di biogas produce circa 0,5-0,6 m³ di biometano). Nel processo di depurazione e liquefazione per produrre il Bio-GNL destinato agli usi nei trasporti marittimi e terrestri pesanti di lunga percorrenza, la resa del biometano è pari a circa il 95%.

In merito alle possibilità di utilizzo del Bio-GNL nel campo dei trasporti, si sottolinea come i motori GNL siano già oggi tecnologicamente pronti per la trazione a biometano, in quanto il Bio-GNL, dal punto di vista della sua composizione, è del tutto equiparabile al GNL tradizionale. Dal punto di vista tecnologico non vi sono restrizioni circa la percentuale di “*blending*” (miscelazione) tra GNL e Bio-GNL, potendo arrivare ad un tasso di sostituzione pari al 100% e garantire percentuali di riduzione di emissione di gas climalteranti fino al 94% rispetto ai carburanti tradizionali.

La piena compatibilità è testimoniata non solo dal lato terrestre con le innumerevoli operazioni di rifornimento a mezzi pesanti di Bio gas nella sua forma tanto liquida quanto compressa (puro o miscelato in proporzioni variabili), ma anche, lato mare, dal recente rifornimento, utilizzando Bio GNL al 100%, di una nave cisterna a doppia alimentazione Diesel/GNL nel porto di Göteborg da parte della compagnia scandinava Skangas.

L'utilizzo del Bio-GNL nei trasporti consentirebbe di ridurre notevolmente la produzione di CO2 rispetto ai combustibili tradizionali. Secondo i dati forniti dal Freight Leaders Council (2019), ipotizzando l'utilizzo di una miscela composta dal 20% di bio-GNL e dall'80% di GNL tradizionale, la percentuale di riduzione, valutata in termini di [gCO2-eq/km], aumenterebbe dal 15% al 28% rispetto ai carburanti tradizionali.

Con l'obiettivo di diffondere l'utilizzo del Bio-GNL nella filiera dei trasporti, recentemente (18/04/2019) è stato siglato l'accordo di cooperazione tra Consorzio Italiano Biogas, Confagricoltura, Eni, FPT Industrial, IVECO, New Holland Agriculture e Snam sul biometano. L'accordo ha una durata di tre anni e dà il via ad una collaborazione tra le parti nell'ambito dello sviluppo della mobilità sostenibile, anche tramite l'avvio in partnership di iniziative e progettualità sul biometano rivolte alle imprese della filiera e di promozione di politiche di sostegno verso la pubblica amministrazione ed il legislatore.

Recentemente è stato raggiunto il primo accordo per l'utilizzo del Bio-GNL nel trasporto stradale, firmato dall'azienda di logistica e trasporti varesina Maganetti e la Cooperativa agro-zootecnica Speranza di Candiolo (TO) che aggrega 8 aziende agricole.

L'accordo di filiera prevede la produzione di biometano liquido proveniente da deiezioni animali e residui della produzione agricola. L'impianto è in costruzione ed è previsto essere attivato a fine 2019, per un totale di 2.000 tonnellate l'anno di metano liquefatto che andrà a coprire oltre il 100% del fabbisogno della flotta aziendale.

Il biometano liquido verrà trasportato al punto di rifornimento Maganetti di Gera Lario (Como) a disposizione della flotta di trattori stradali alimentati a GNL del gruppo.



4.5.1 POSSIBILI APPLICAZIONI NEL CONTESTO LIGURE

Per valutare la stima della domanda potenziale di biomasse utilizzabili ai fini della produzione di biometano sul territorio ligure, stante la scarsa possibilità di utilizzo di fonti derivanti dal settore agro-alimentare (residui agricoli e reflui zootecnici in primis), si è fatto principale riferimento ai piani metropolitani e regionali in materia di gestione dei rifiuti, nei quali è stata effettuata la ricognizione dei quantitativi di rifiuti prodotti nell'ambito territoriale della Regione Liguria e la proiezione previsionale al 2020.

A livello regionale, con particolare riferimento al fabbisogno complessivo organico da raccolta differenziata, è stata registrata una domanda pari a 170.000 t/anno per l'anno 2017 e sono state parallelamente aggiornate le stime circa il fabbisogno di trattamento FORSU previsto a regime, per l'anno 2020, compreso tra 190.000 e 210.000 t/anno (a seconda delle previsioni di rispetto degli obiettivi in merito alla riduzione della produzione di rifiuti urbani totali e degli obiettivi minimi di raccolta differenziata)⁵.

Per la sola area metropolitana di Genova⁶ il fabbisogno potenziale stimato al 2020 è pari a circa 90.000 t/anno, da soddisfare mediante impianto di digestione anaerobica di capacità di 60.000 t/anno, da una serie di impianti di compostaggio di prossimità (3.000-4.000 t/anno) e da sinergie funzionali con impianti esistenti ovvero eventuale ulteriore impianto da circa 30.000 t/anno.

Sulla base della stima dei fabbisogni regionali, è stato valutato un fabbisogno impiantistico di almeno 4 impianti di digestione anaerobica (DA) da realizzare sul territorio regionale. Al netto delle valutazioni in merito all'ubicazione dei possibili impianti⁷, gli impianti di bio-digestione per il trattamento della FORSU ipotizzati per soddisfare i fabbisogni previsti variano da una taglia di 30.000 a 60.000 t/anno di capacità.

Per la taglia da 60.000 t/anno i costi di investimento complessivi ammontano a valori compresi tra 18-24 milioni di euro (300-400 €/t trattata), per la taglia da 30.000t/anno, in ragione delle diseconomie di scala, l'incremento dei costi di investimento previsti è stimabile in oltre il 30% dei costi per tonnellata di rifiuto trattata (per circa 12-16 milioni di euro di investimento complessivo).

La possibilità di poter realizzare impianti di liquefazione del biogas prodotto da tali impianti di digestione potrebbe essere valutata con l'ottica di poter contribuire allo sviluppo della rete di distribuzione del GNL ad uso trasporto marittimo e terrestre sul territorio ligure, almeno in una prima fase iniziale.

⁵ Piano d'ambito regionale di gestione dei rifiuti, 2018.

⁶ Piano metropolitano in materia di ciclo dei rifiuti, 2018.

⁷ In via preferenziale da individuare in contiguità agli attuali impianti di trattamento, con l'obiettivo di creare poli impiantistici competiti, come nel caso previsto nell'area di Scarpino dove le amministrazioni hanno confermato l'impegno di realizzare di un impianto di bio-digestione di capacità pari a 60.000t/anno.

Costruire un'unità di liquefazione di piccole-medie dimensioni consentirebbe infatti di poter contare su un elemento infrastrutturale importante che consentirebbe sia la produzione di GNL in loco sia la gestione del gas di Boil-Off attraverso la re-liquefazione.

Le unità di liquefazione di piccole dimensioni hanno in genere una capacità di produzione compresa tra 35 e 135 m³ di GNL al giorno, che implica un consumo di gas naturale di 900 a 3.600 m³ (n) / h. Le unità di liquefazione di medie dimensioni hanno in genere una capacità di produzione di 270 a 2.000 m³ di GNL al giorno, che implica un consumo di gas naturale da 7.200 a 54.000 m³ (n) / h.

Come già sottolineato in precedenza, oltre a costituire una possibile soluzione di approvvigionamento, il vantaggio dell'utilizzo del Bio-GNL nei trasporti garantirebbe l'ulteriore riduzione delle emissioni di CO₂ e gas serra ed una maggiore accettabilità sociale delle relative installazioni.

La tabella di seguito riporta, in via teorica⁸, la quantità di Bio-GNL che sarebbe possibile produrre partendo dalle capacità annue di trattamento degli impianti di digestione (DA) ipotizzabili a livello regionale. Le opzioni impiantistiche ipotizzabili a livello regionale potrebbero garantire una produzione di Bio-GNL pari a circa 3.700 m³/anno (nel caso di un solo digestore dalla capacità di 30.000t/anno), 7.400 (nel caso di un solo digestore dalla capacità di 60.000t/anno), 22.100 (nel caso di 2 digestori dalla capacità di 30.000t/anno e da 2 digestori dalla capacità di 60.000t/anno).

Considerando la possibilità di caricare e distribuire il Bio-GNL a mezzo autobotte (dalla capacità media assunta di 45m³), nelle tre diverse opzioni ipotizzate si potrebbero riempire nel primo caso 80 autocisterne/anno (1,6 autocisterne a settimana), nel secondo caso oltre 160 (3,2 autocisterne a settimana) e nel terzo caso oltre 490 (9,5 autocisterne a settimana).

Tali volumi consentirebbero di rifornire:

- nella seconda ipotesi: una nave di piccole dimensioni (fabbisogno di GNL stimato: 150m³/settimana) equiparabile al traghetto veloce GNL costruito dalla Caronte&Tourist;
- nella terza ipotesi: circa 3 navi di piccole dimensioni ovvero una nave di medie dimensioni (fabbisogno di GNL stimato: 400m³/settimana) equiparabile ad un traghetto.

Gli scenari sopracitati sono riportati nelle tabelle seguenti.

⁸ Per il calcolo dei valori equivalenti si sono utilizzati i seguenti parametri:

- Produzione specifica di Biogas per tonnellata trattata = 120 Nm³/t, fonte: operatori del settore;
- rapporto m³ biometano/m³ biogas: 0,6, fonte: operatori del settore;
- rapporto m³ biometano / m³ Bio-GNL= 1/585, fonte International Gas Union (IGU)

Tabella 22: Ipotesi impiantistiche di trattamento del biometano e relativi volumi di Bio-GNL prodotto

Ipotesi impiantistiche	Capacità annua di trattamento	Biogas prodotto	Biometano prodotto	Bio-GNL prodotto
	t/a	Nm ³ /a	Nm ³ /a	m ³ /a
1 impianto DA con capacità 30.000 t/a	30.000	3.600.000	2.160.000	3.692,3
1 impianto DA con capacità 60.000 t/a	60.000	7.200.000	4.320.000	7.384,6
2 impianti DA con capacità 60.000 t/a + 2 impianti DA con capacità 30.000 t/a	180.000	21.600.000	12.960.000	22.153,8

Tabella 23: Ipotesi impiantistiche di trattamento del biometano e rifornimenti di Bio-GNL equivalenti

Ipotesi impiantistiche	Bio GNL prodotto	Autocistern e GNL	Autocistern e GNL	Navi di piccole dimensioni (150m ³ /sett)	Navi di medie dimensioni (400m ³ /sett)
	m ³ /a	n/a	n/sett.	n	n
1 impianto DA con capacità 30.000 t/a	3.692,3	82	1,6	0,47	0,18
1 impianto DA con capacità 60.000 t/a	7.384,6	164	3,2	0,95	0,36
2 impianti DA con capacità 60.000 t/a 2 impianti DA con capacità 30.000 t/a	22.153,8	492	9,5	2,84	1,07

In aggiunta alla domanda potenziale di biomasse derivanti dal ciclo dei rifiuti (FORSU), un'ulteriore interessante prospettiva è rappresentata dalla possibilità di conferire in aggiunta a tali fonti anche la frazione organica e biodegradabile derivanti dalla raccolta differenziata della frazione umida delle navi passeggeri e traghetti e delle attività portuali.

Nonostante si tratti di una produzione piuttosto limitata nei volumi che non rende economicamente sostenibile la realizzazione di un impianto di biodigestione dedicato, potrebbe essere valorizzata come possibile apporto addizionale al trattamento della FORSU con l'obiettivo di massimizzare il principio di economia circolare e di efficienza nella gestione del ciclo dei rifiuti. In aggiunta, attraverso accordi e politiche di supporto sarebbe possibile aumentare tali volumi di raccolta negli anni a venire.

A tale scopo, in riferimento al porto di Genova⁹, di seguito vengono riportate le tipologie e le associate quantità (t/anno) di rifiuti di origine navale compatibili che potrebbero essere destinate alla produzione di Bio-GNL. In tale caso si sono anche aggiornati i valori di produzione specifica di Biogas per tonnellata trattata (valori compresi tra 50 e 200 Nm³/t). Tali quantità (circa 800 tonnellate nel 2015) consentirebbero di generare solamente 2 autocisterne/anno di Bio-GNL.

Tabella 24: tipologie e quantità di rifiuti prodotti dalle navi nel porto di Genova compatibili con il trattamento di bio-digestione

CER	DESCRIZIONE	2013 (t)	2014 (t)	2015 (t)
02.03.04	RIFIUTI DELLA PREPARAZIONE E DEL TRATTAMENTO DI ALIMENTI (frutta, verdura, cereali, oli alimentari, cacao, caffè, tè e tabacco; della produzione di conserve alimentari; della produzione di lievito ed estratto di lievito; della preparazione e fermentazione di melassa)	0,0	0,0	5,8
02.07.04	Rifiuti della produzione di bevande alcoliche ed analcoliche (tranne caffè, tè e cacao)	0,0	0,0	5,7
16.03.06	Prodotti fuori specifica e prodotti inutilizzati. RIFIUTI ORGANICI DIVERSI	0,2	0,1	1,2
20.01.08	Frazioni oggetto di raccolta differenziata. RIFIUTI BIODEGRADABILI DA CUCINE E MENSE	0,0	40,3	685,8
20.01.25	OLI E GRASSI COMMESTIBILI	29,5	38,8	77,1
20.03.04	Fanghi delle fosse settiche	10,0	0,0	21,0
totale rifiuti compatibili		39,7	79,2	796,6

Fonte: Piano di gestione della raccolta dei rifiuti del Porto di Genova (2018)

Tabella 25: produzione di biogas e bio-GNL per tipologia di rifiuto trattato

CER	2015 (t)	Biogas prod. Specifica Nm ³ /t	Biogas prodotto Nm ³ /a	Biometano prodotto Nm ³ /a	Bio GNL prodotto Nm ³ /a	Autocisterne GNL n/a
02.03.04	5,8	150	863	518	0,9	0,0
02.07.04	5,7	200	1.148	689	1,2	0,0
16.03.06	1,2	100	122	73	0,1	0,0
20.01.08	685,8	120	82.298	49.379	84,4	1,9
20.01.25	77,1	110	8.486	5.092	8,7	0,2
20.03.04	21,0	50	1.048	629	1,1	0,0
			56.378,3	96,4	2,1	

⁹ Piano di gestione della raccolta dei rifiuti del Porto di Genova (2018)

5. ANALISI DELLE POSSIBILI SOLUZIONI ADOTTABILI NEL CONTESTO LIGURE

In questo capitolo viene fornita un'analisi delle diverse soluzioni tecnologiche adottabili e dei diversi scenari di sviluppo riferibili al contesto ligure, nell'ambito delle ipotesi di evoluzione della rete GNL nazionale e del mediterraneo occidentale.

In particolare, l'analisi è stata condotta parallelamente sui seguenti tre diversi profili:

- ANALISI DI SCENARIO, riferita principalmente ai macro-scenari di sviluppo nel breve, medio e lungo termine e agli aspetti di competizione-complementarietà intra-regionale. In tale analisi sono ricomprese le valutazioni sulle diverse stime della domanda potenziale marittima riportate nel capitolo 2.1 e valutate con riferimento alle diverse soluzioni impiantistiche di terra;
- ANALISI SWOT, riferita principalmente ai vantaggi ed agli svantaggi derivanti dalla possibile adozione delle diverse soluzioni tecnologiche disponibili
- ANALISI QUALITATIVA, riferita principalmente all'analisi delle diverse soluzioni percorribili nel contesto ligure in riferimento a parametri di valutazione qualitativa quali la complementarietà con altri progetti della rete, l'accettabilità sociale, la complessità dei processi autorizzativi, la disponibilità di adeguati spazi portuali ecc.

Le risultanze delle diverse analisi sono descritte in dettaglio nei paragrafi seguenti e le principali risultanze sono ricomprese nel capitolo conclusivo.

5.1 ANALISI DEI MACRO SCENARI DI RIFERIMENTO

5.1.1 FASE DI AVVIO (START-UP) DELLA RETE

Nella prima fase di avvio della rete la complementarietà delle infrastrutture fisse e mobili coinvolte è elevata, la domanda GNL ad uso marittimo prevista in questa prima fase iniziale è ancora in stato embrionale e l'area competitiva di riferimento per ciascuno scalo portuale è maggiormente estesa.

A livello nazionale in questa prima fase è possibile ipotizzare un assetto di rete basato su tre principali sotto-reti, riconducibili a quelle individuate dal QSN, e specificamente:

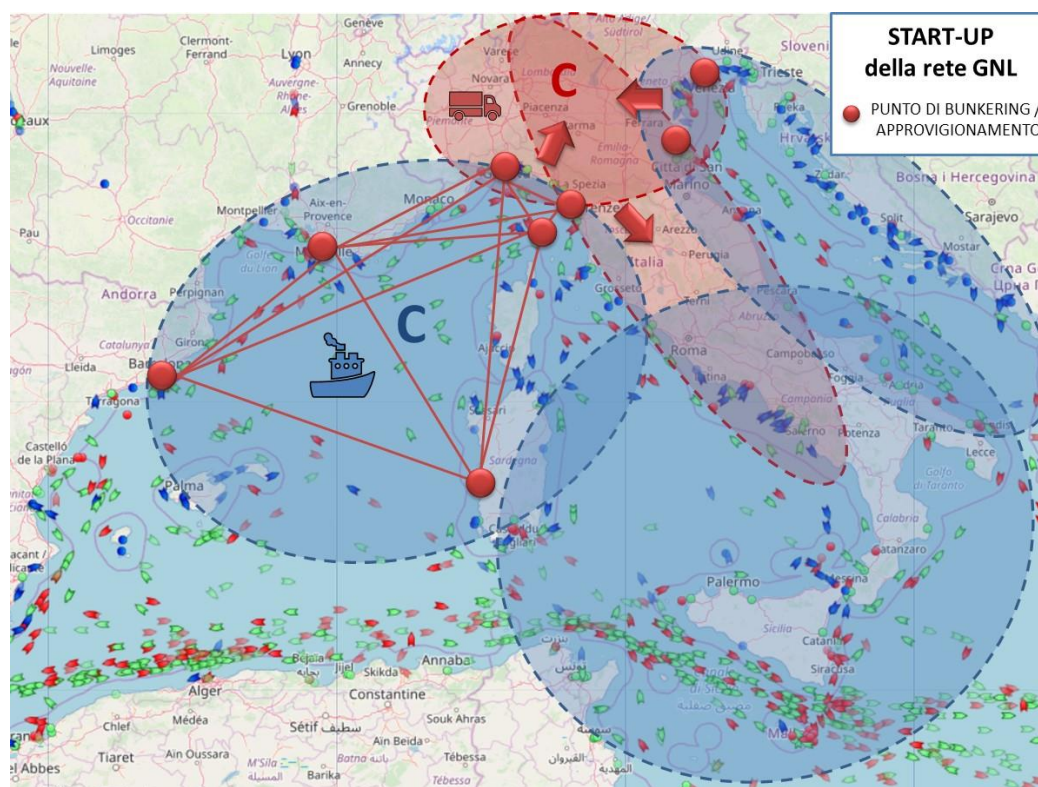
- la rete del Mar Tirreno-Ligure
- la rete Adriatica
- la rete del Centro-sud Italia

L'area competitiva di riferimento per il Cluster ligure è anch'essa estesa, sviluppandosi da Barcellona, alla Sardegna al mar Tirreno settentrionale.

In tale fase, i porti delle aree limitrofi (Barcellona, Marsiglia, Livorno) rappresentano al contempo sia un'opportunità di facile approvvigionamento di GNL per la fornitura di servizi di rifornimento in porto, sia un elemento di forte competizione rispetto all'offerta di questi stessi

servizi, marcando un vantaggio competitivo rispetto al sistema dei porti liguri in ragione della possibilità di approvvigionamento diretto dai relativi terminali/depositi portuali.

Figura 75: Schematizzazione dell'assetto di rete nella prima fase di start-up



Nelle more della realizzazione delle infrastrutture primarie di terra (depositi costieri), le poche unità navali propulse a GNL previste navigare nell'area nell'immediato futuro (2019-2020) potranno essere rifornite tramite infrastrutture mobili di servizio (bunker ship-bettoline per le navi di medio-grandi dimensioni, e sistemi di terra simultanei per le navi di medio-piccole dimensioni). In tale fase si tenderà a massimizzare l'utilizzo della capacità di trasporto e rifornimento delle bunker ship che, una volta caricate nei terminali di importazione dell'area (Barcellona, Marsiglia, OLT una volta completato l'adeguamento), potranno operare nell'intera arco Tirreno-Ligure svolgendo operazioni sia di approvvigionamento dei depositi costieri (es. terminale HIGAS di Oristano), sia di *ship-to-ship bunkering* nei porti ed in mare aperto, secondo necessità.

In tale configurazione, dunque, un ruolo cruciale è svolto dalle infrastrutture mobili (di terra e marittime) adatte a espletare operazioni di rifornimento ove necessario nelle diverse località della rete Tirreno-Ligure, garantendo un elevato grado di flessibilità e adattamento alle mutevoli condizioni del mercato.

Per quanto riguarda il settore terrestre, la domanda in forte espansione generata dal settore dell'autotrasporto rappresenterà il volano per lo sviluppo delle infrastrutture di terra e per la loro sostenibilità economico-finanziaria.

Lo sviluppo contestuale di terminali sulla sponda adriatica (depositi di Ravenna e Venezia) comporterà l'area contendibile nel centro-nord Italia, favorendo lo sviluppo di un contesto competitivo di mercato, mentre la penetrazione nei mercati del centro-sud Italia sarà facilitata, nell'attesa della realizzazione di terminali di distribuzione in tali aree.

In riferimento al contesto Tirreno-Ligure, in questa prima fase si prevede la messa a sistema dei seguenti elementi:

- infrastrutture di importazione già operative e in corso di realizzazione (terminali di Barcellona, Marsiglia e OLT);
- infrastrutture mobili di terra (autobotti - ISO tank);
- infrastrutture mobili di terra per le operazioni di rifornimento multiple (skid-connettori)
- infrastrutture mobili per il bunkeraggio (bunker ship/bettoline);
- depositi costieri di riferimento per la macro-area di interesse (Mar Tirreno-Ligure), compresi i depositi costieri small-scale in corso di realizzazione (deposito HIGAS ad Oristano) ed in fase di autorizzazione (progetto Livorno LNG terminal a Livorno).

La seguente tabella indica le ipotesi relative allo sviluppo di infrastrutture di terra e di unità adibite al rifornimento ed alla distribuzione del GNL per l'area Ligure ricompresa tra i porti di Savona e La Spezia, indicando la stima del relativo fabbisogno finanziario che si attesta nell'intorno di 40-60 milioni di euro.

Nella fase di start-up della rete GNL ligure, nelle more della realizzazione dei depositi costieri di medio-grandi dimensioni, per garantire la possibilità di rifornire navi di medie e grandi dimensioni (es. crociere e traghetti) è possibile prevedere la necessità di una dotazione di infrastrutture ed *equipment* composta da un sistema per la connessione multipla e simultanea di terra *truck-to-ship* e da una *bunker ship* di medie dimensioni e da una bettolina di piccole dimensioni adibite allo svolgimento di operazioni di rifornimento *ship-to-ship*. A supporto dello sviluppo del mercato GNL riferito al settore dell'autotrasporto vi è l'ipotesi di predisposizione di due stazioni di servizio GNL a diretto utilizzo delle flotte di mezzi pesanti afferenti ai bacini portuali liguri (es. ubicate a servizio dei porti di Genova-Vado e La Spezia).

Tabella 26: Schematizzazione dell'assetto di rete nelle fasi di sviluppo della rete ligure e relativi fabbisogni finanziari (mil. Eur)

Elemento	N. unità	Investimento (mil €)
<i>deposito portuale 10.000m3</i>	0	35-45
<i>bunker ship (5.000-10.000)</i>	1	30-40
<i>bettolina (1.500-3.000)</i>	1	10-20
<i>sistemi simultanei TTS</i>	1	0,5-0,8
<i>stazione GNL in ambito portuale</i>	2	0,6 - 1
totale fase START-UP		41,7-62,8

5.1.2 FASI DI SVILUPPO INTERMEDIA (SCALE-UP) E FINALE (ROLL-OUT) DELLA RETE

Rispetto alla fase iniziale di avvio (start-up) della rete si prevede un progressivo aumento della domanda marittima e delle relative infrastrutture di terra, unitamente a una contestuale riduzione dell'estensione geografica del bacino competitivo di riferimento per il mercato del bunkering marittimo. In tale fase è prevista una scomposizione della rete nazionale in ulteriori sotto-reti di dimensioni più ridotte, riconducibili ai principali porti marittimi e poli di bunkeraggio.

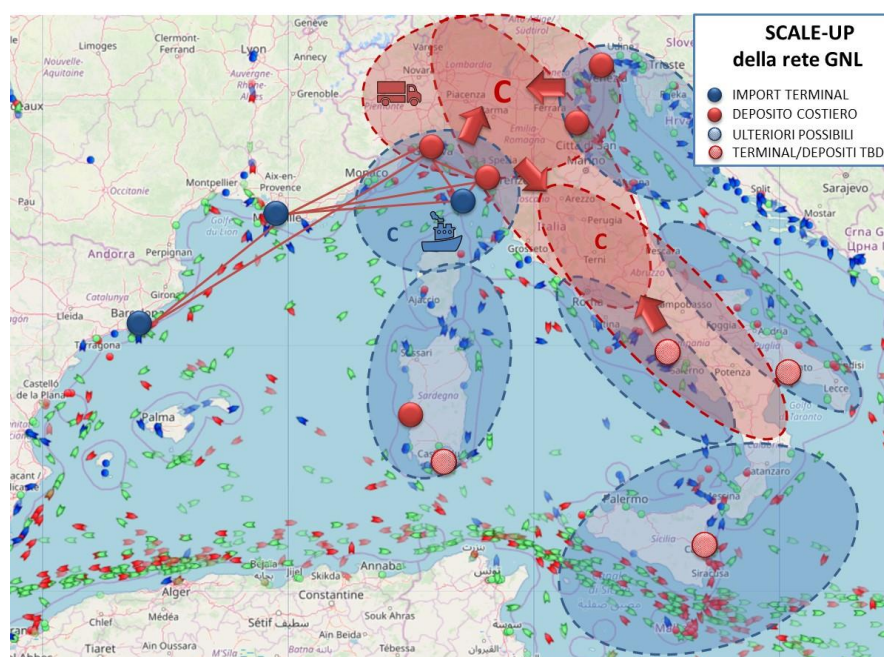
Nella fase intermedia (scale-up) potrà perdurare una situazione di alta complementarietà / competitività con le infrastrutture mobili (catena logistica via ISO-Tank, autobotti e attrezzature per la connessione multipla e bunker ships) e fisse (depositi costieri) dell'area Tirreno-Ligure, ricompresa tra i bacini portuali ricompresi tra i porti di Savona e Livorno.

La presenza dei terminali di Barcellona e Marsiglia in questa seconda fase potrà rappresentare un elemento di minore competitività e maggiore complementarietà rispetto alla rete ligure in termini di possibilità di rifornimento delle bunker ships alternativo ai terminali di importazioni limitrofi (OLT ed eventualmente Panigaglia) ed ai depositi costieri limitrofi, ove realizzati.

Ciascuna sottorete tenderà a strutturarsi prevedendo l'implementazione di infrastrutture primarie di terra di maggiori dimensioni, con almeno un deposito costiero da 10.000 m³ per rete, serviti da LNG carrier dedicate e affiancati da bunker ship e/o bettoline di piccole-medie dimensioni dedicate ad uso esclusivo del bunkeraggio marittimo intra-portuale.

In tale fase la quota di mercato terrestre rappresenterà ancora una fetta importante della domanda di GNL movimentata dai terminali primari costieri, nonostante l'aumento previsto dei volumi del settore del bunkering marittimo. Il mercato terrestre del centro-sud Italia si sarà nel frattempo maggiormente sviluppato e sarà divenuto al contempo contendibile a seguito dello sviluppo della rete delle infrastrutture primarie di terra previste in tali aree.

Figura 76: Schematizzazione dell'assetto di rete nella fase intermedia di scale-up



Nella configurazione definitiva della rete, i bacini di influenza tenderanno ad assestarsi nell'intorno dei principali porti commerciali e dei principali poli di bunkeraggio, ripercorrendo la configurazione attuale della rete a servizio delle operazioni di bunkeraggio tradizionale, costituita da un sistema di porti principali di approvvigionamento che riforniscono, mediante navigazione costiera di corto raggio, i porti limitrofi, cosiddetti porti "tributari".

I depositi costieri primari potranno prevedere la possibilità di ampliarsi e raddoppiare o triplicare le capacità fino alla configurazione da 20.000 e 30.000 m³. La rete delle stazioni di terra potrà prevedere l'adeguamento o la nuova realizzazione di stazioni GNL in tutti i principali bacini portuali (Savona-Vado, Genova Voltri, Genova Sampierdarena e La Spezia).

È interessante notare l'allineamento tra l'assetto della rete a servizio delle operazioni di bunker tradizionale con l'ipotesi di scenario di rete finale GNL nazionale (riportato in figura 76) che prevede due poli di bunkeraggio principali per ciascuna delle reti Tirreno-Ligure e Adriatica, analogamente all'assetto di rete attuale riferita al bunkeraggio tradizionale.

In tale assetto finale, i porti liguri potranno contare su un bacino d'utenza consolidato e complementare rispetto ai porti limitrofi di Livorno e del Mediterraneo occidentale. Ogni sotto-rete e bacino portuale "hub" sarà dotato di depositi costieri primari di medio-grandi dimensioni, principalmente dedicati al bunkeraggio marittimo, e di una catena logistica di supporto fortemente strutturata, con la possibilità di un eventuale aumento del numero di terminali di importazione di riferimento adeguati ad offrire servizi *small scale LNG*.

La seguente figura riporta la schematizzazione dell'assetto nelle diverse fasi di sviluppo della rete ligure, identificando le unità infrastrutturali ipotizzate ed il relativo fabbisogno finanziario.

Rispetto alla fase di "start-up", le fasi di "scale-up" e "roll-out" potrebbero comportare la necessità di investimenti aggiuntivi rispettivamente pari a 35-45 e 90-75 milioni di euro.

Figura 77: Schematizzazione dell'assetto di rete nelle fasi di sviluppo della rete ligure e relativi fabbisogni finanziari (mil. Eur)

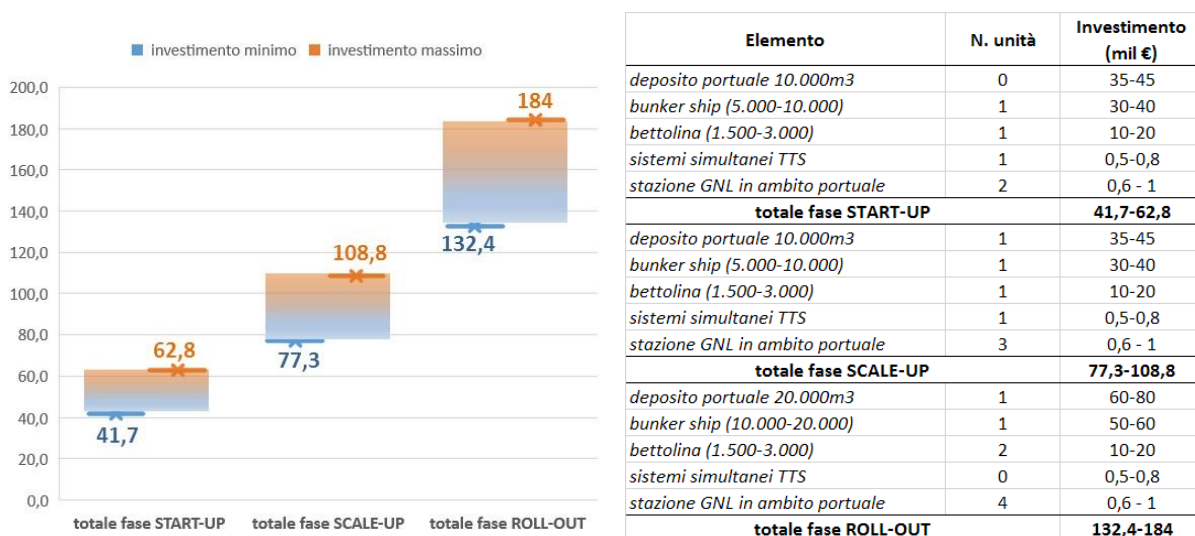


Figura 78: Schematizzazione dell'assetto di rete nella fase finale di roll-out

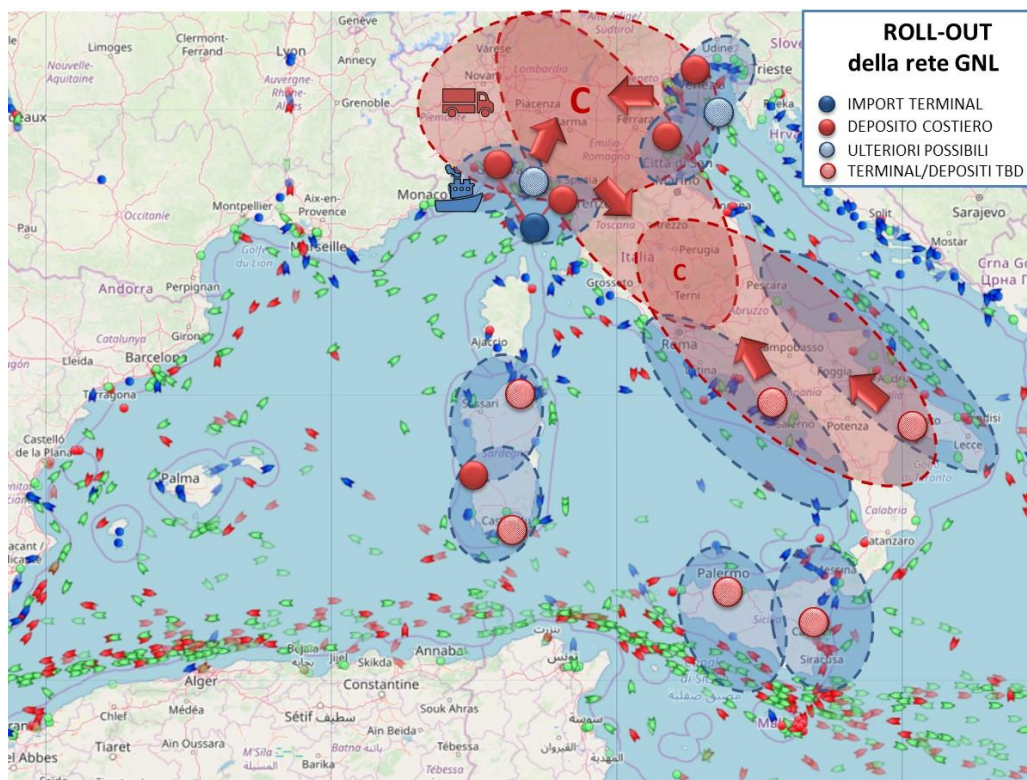
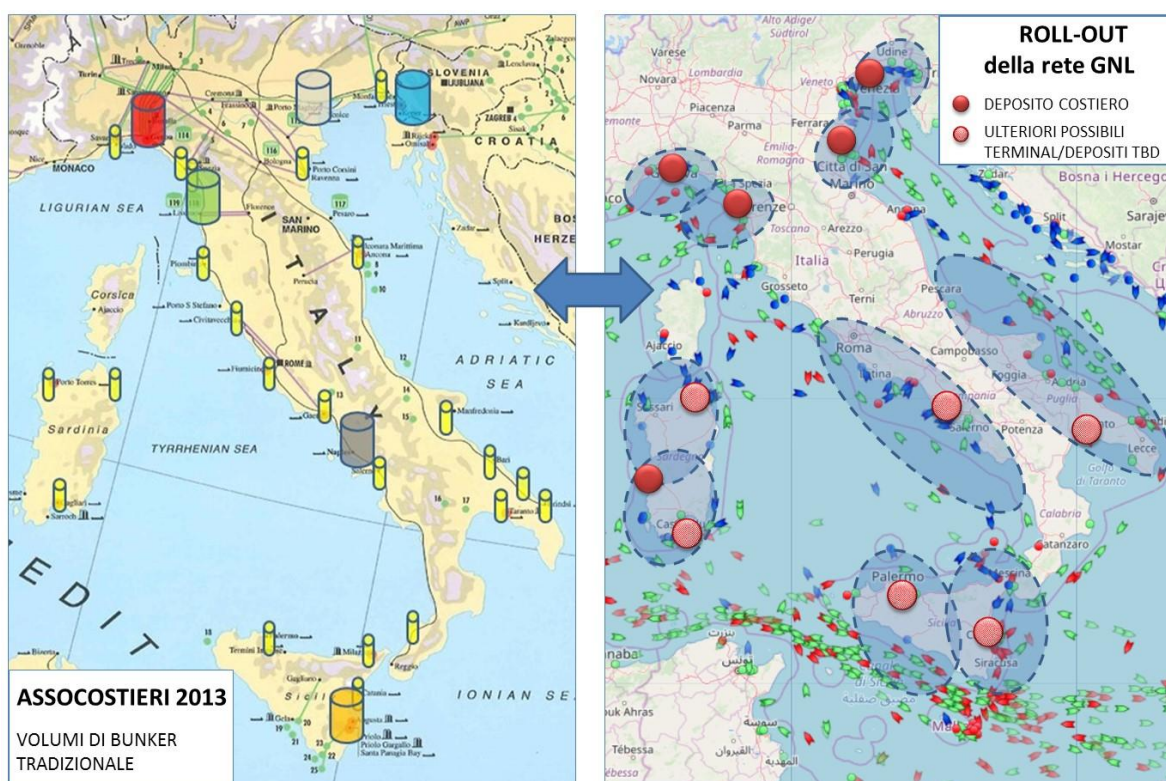


Figura 79: Comparazione degli assetti della rete GNL finale e della rete del bunker tradizionale



5.1.3 QUADRO DELLA DOMANDA MARITTIMA POTENZIALE DI GNL E DELLE RELATIVE INFRASTRUTTURE DI TERRA

Il presente studio non si è posto l'obiettivo di fornire un'ulteriore stima previsionale della domanda potenziale di GNL in ambito marittimo, bensì di mettere a sistema ed effettuare valutazioni di scenario sulla base degli studi condotti e delle ipotesi già recentemente formulate in altri contesti e progetti.

La tabella seguente riassume le diverse ipotesi relative al potenziale sviluppo della domanda marittima del GNL riportate nel paragrafo 2.1.2, rappresentando, per ciascuno scenario, la domanda potenziale marittima annuale espressa in m³ di GNL.

Con particolare riferimento alla massima domanda potenziale di GNL calcolata sulla base degli attuali volumi di bunker tradizionale movimentato nei porti liguri, sono state elaborate differenti ipotesi di penetrazione del GNL, formulando tre scenari riferiti a percentuali di sostituzione pari rispettivamente al 5,10 e 25%.

Tabella 27: le diverse ipotesi di sviluppo della domanda potenziale marittima di GNL

Scenario	Domanda potenziale marittima di GNL (m ³)
Confitarma 2020	80.000
sostituzione 5% bunker tradizionali	178.750
GAINN basso	275.000
COSTA 2025	325.000
sostituzione 10% bunker tradizionali	357.500
GAINN alto	514.000
scenario alto traghetti (Fundacion Valenciaport)	685.000
sostituzione 25% bunker tradizionali	893.750
Confitarma alto	970.000
Confitarma lungo periodo	1.100.000

Dal lato dell'offerta, la tabella e i grafici seguenti riportano i dati riferiti alle diverse soluzioni impiantistiche di terra, in relazione alla realizzazione dei depositi costieri, in termini di capacità complessiva annuale di approvvigionamento e distribuzione, di relativo numero di navi rifornibili e di operazioni di bunkering che sono in grado di garantire su base annuale.

La massima capacità potenziale annua di distribuzione dei depositi costieri è stata calcolata sulla base dell'ipotesi di un rifornimento a settimana equivalente al 75% della capacità del deposito stesso.

Il calcolo del numero di navi e di operazioni di rifornimento soddisfabile da ciascuna soluzione impiantistica di terra è stato eseguito sulla base dei volumi di bunkeraggio necessari per rifornire una nave di grandi dimensioni (es. navi da crociera) e di medie dimensioni (es. nave

traghetto), stimato rispettivamente in 1.500m³ a settimana e 800m³ a settimana (quantitativo fornito tramite singola operazione di bunkering).

Per quanto riguarda il numero di potenziali distributori di terra (C-GNL) servibili, è stato assunto come fabbisogno annuo di ciascun distributore il valore medio di 3.300 m³/anno (pari a circa 1.500 t/a e ad un rifornimento di circa 60m³ a settimana).

Per il mini-deposito costiero da 500m³ è stato attribuito il valore 0 al numero di potenziali operazioni di bunkering di navi di medie e grandi dimensioni in ragione dell'impossibilità di poter caricare i volumi richiesti (rispettivamente stimati in 800 e 1.500m³ per singola operazione di bunkering).

I dati indicati fanno riferimento alla massima capacità in termini di distribuzione di ciascun impianto, nell'ipotesi che questi siano alternativamente dedicati interamente al trasporto marittimo o terrestre. Naturalmente i relativi volumi di traffico movimentati varieranno in base all'evoluzione della domanda e al numero di infrastrutture concorrenti presenti nelle diverse reti GNL dell'area di influenza.

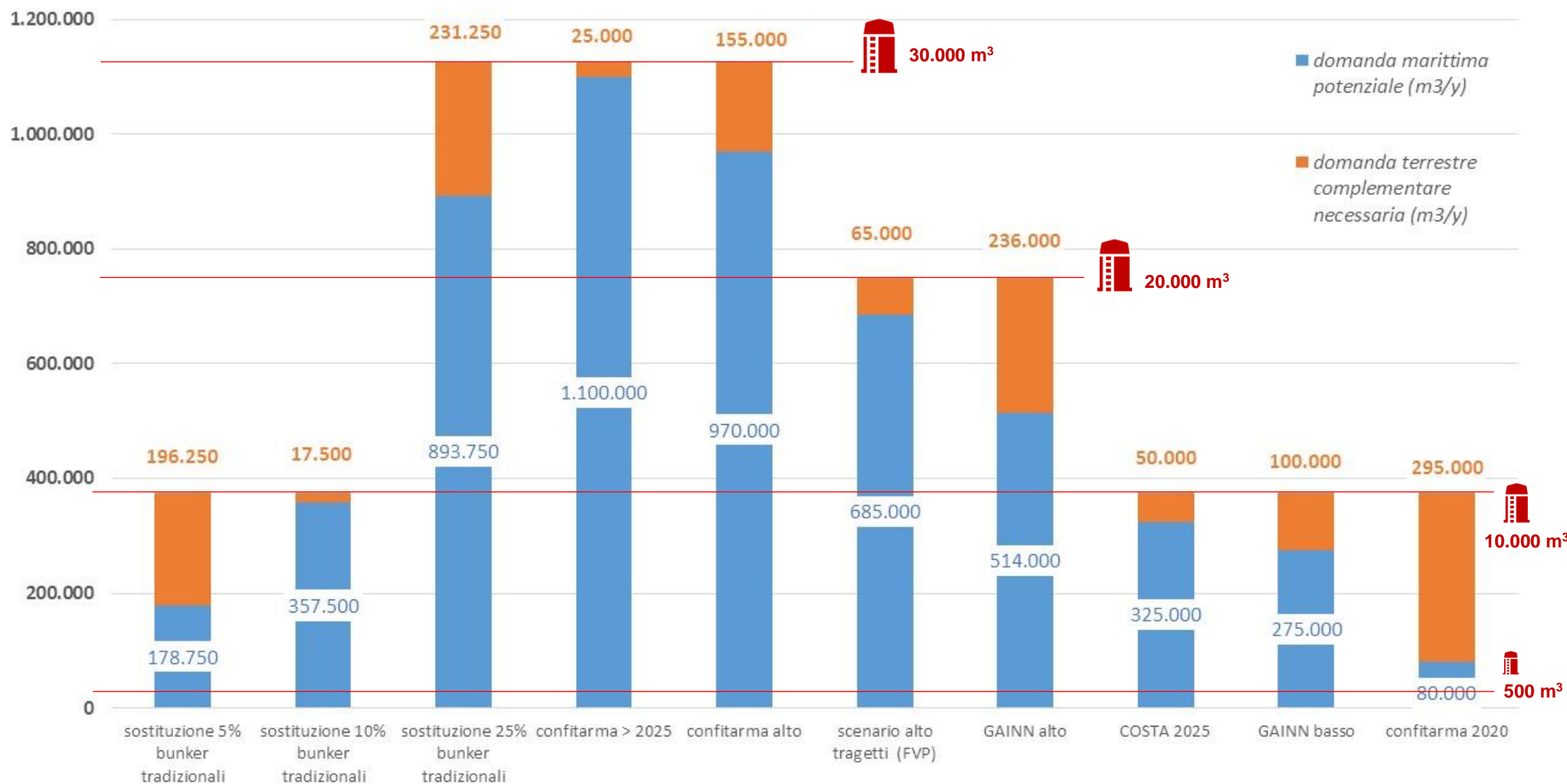
Tabella 28: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra

	Domanda marittima potenziale servibile (m³/y)	Numero di distributori potenziali serviti	Numero di navi di grandi dimensioni potenziali servite	Numero di navi di medie dimensioni potenziali servite	Numero di potenziali operazioni di bunkering di navi di grandi dimensioni	Numero di potenziali operazioni di bunkering di navi di medie dimensioni
terminale 500m³	20.000	6	0	0	0	0
terminale 10.000m³	375.000	114	5	9	250	469
terminale 20.000m³	750.000	227	10	18	500	938
terminale 30.000m³	1.125.000	341	14	27	750	1406

Incrociando i dati riferiti alla domanda potenziale marittima ed alla capacità di distribuzione dei depositi costieri, si è potuto conseguire una prima analisi dell'efficacia e della reciproca funzionalità e adeguatezza di ciascuna ipotesi impiantistica di terra in riferimento ai diversi, e mutevoli, scenari della domanda.

Nella figura seguente sono riportati i valori riferiti agli scenari della domanda potenziale GNL ad uso marittimo, associando la necessaria relativa capacità massima espressa in termini di volumi movimentabili da ciascuna ipotesi impiantistica di terra (500, 10.000, 20.000 e 30.000 m³), con l'aggiunta dell'attribuzione della quota di domanda terrestre necessaria per saturare la massima capacità utilizzabile dell'impianto ove necessario.

Figura 80: i diversi scenari della domanda potenziale marittima di GNL in relazione alle diverse ipotesi impiantistiche di terra



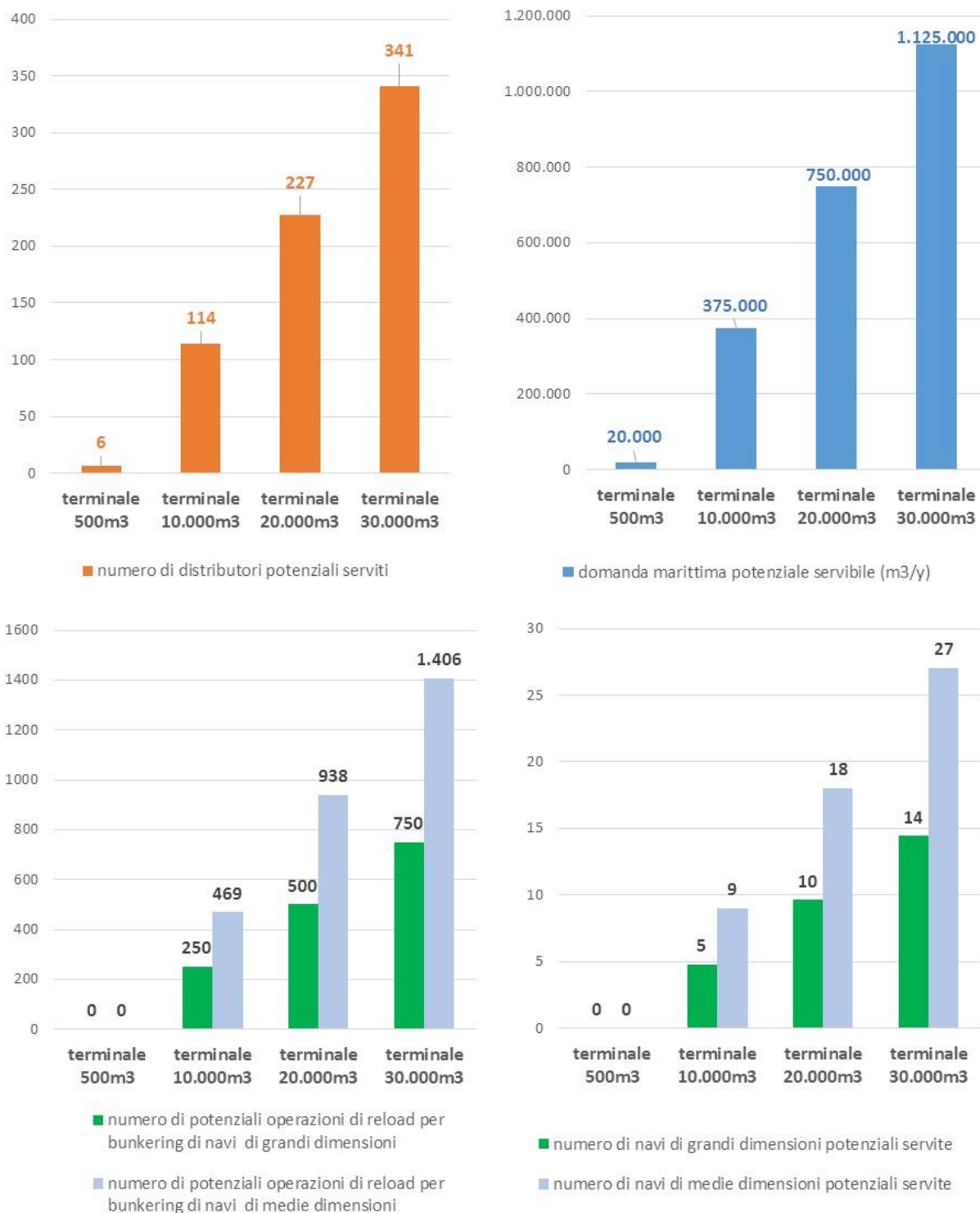
Come è possibile analizzare dalla rappresentazione grafica, schematizzata poi nella tabella seguente, il maggior numero di scenari ipotizzati (5) sono soddisfatti dall'ipotesi impiantistica relativa al deposito costiero da 10.000m³, con una capacità annua stimata in circa 375.000m³ anno, mentre nel medio-lungo periodo, per domande potenziali di GNL di maggior rilievo, si rendono necessarie infrastrutture di terra di capacità minima di 20.000 m³ (in 2 scenari) e di 30.000 m³ (in 3 scenari). La configurazione da 30.000m³ in particolare risulta utile a soddisfare le esigenze di tutti gli scenari previsti. Il terminale di piccole dimensioni (500m³) da solo non sarebbe in grado di soddisfare nessuno degli scenari previsti, tuttavia potrebbe agire in una prima fase iniziale come "buffer" portuale in grado di servire navi di medio-piccole dimensioni, attrezzature portuali e una rete di stazioni di terra, per poi essere "scalato" modularmente nel tempo per andare incontro all'evoluzione della domanda marittima di GNL.

Tabella 29: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra

Scenario di riferimento	domanda potenziale GNL ad uso marittimo stimata (m ³ /y)	domanda marittima potenziale servibile (m ³ /y)				domanda terrestre complementare (m ³ /y)	numero di stazioni di servizio equivalenti (n/y)
		terminale 500m ³	terminale 10.000m ³	terminale 20.000m ³	terminale 30.000m ³		
		20.000	375.000	750.000	1.125.000		
Confitarma 2020	80.000	X	V	V	V	295.000	84
sostituzione 5% bunker tradizionali	178.750	X	V	V	V	196.250	56
GAINN basso	275.000	X	V	V	V	100.000	29
COSTA 2025	325.000	X	V	V	V	50.000	14
sostituzione 10% bunker tradizionali	357.500	X	V	V	V	17.500	5
GAINN alto	514.000	X	X	V	V	236.000	67
scenario alto traghetti (FVP)	685.000	X	X	V	V	65.000	19
sostituzione 25% bunker tradizionali	893.750	X	X	X	V	231.250	66
Confitarma alto	970.000	X	X	X	V	155.000	44
Confitarma lungo periodo	1.100.000	X	X	X	V	25.000	7

Nelle figure seguenti sono riportati i dati sulla capacità di distribuzione terrestre e marittima in relazione alle diverse taglie dei depositi costieri ipotizzate, sulla base delle assunzioni riportate in precedenza (800/1.500 m³ per operazione per navi di medie/grandi dimensioni e 3.300m³/anno per ciascuna stazione C-GNL di terra).

Figura 81: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra



5.2 ANALISI SWOT DELLE SOLUZIONI TECNOLOGICHE ADOTTABILI

Le matrici SWOT riferite alle singole soluzioni percorribili sono state concepite tanto per essere *self-standing* (e quindi in grado di fornire di per sé elementi utili alla loro valutazione), quanto per agevolare la comparazione tra le diverse opzioni.

Analizzando con spirito critico gli orientamenti dell'EMSA per le diverse soluzioni di bunkeraggio, è stata elaborata una comparazione, tramite analisi SWOT di seguito proposte, delle soluzioni adottabili per il contesto considerato, quali:

- Deposito di grandi dimensioni (>10.000m³)
- Deposito di medie dimensioni (≈10.000m³)
- Piccolo deposito portuale (<500m³)
- Impianto di Bio-GNL (liquefazione di piccola-media taglia) in porto (area industriale) o in aree limitrofe regionali
- Sistema portuale di connessione multipla-simultanea TTS
- Impiego di ISO-Container-autobotti
- *Bunker ship* GNL di medie dimensioni (5.000-7.500 m³)
- Bettolina – *small bunker vessel* (<3.000 m³)

In estrema sintesi, dalle analisi SWOT condotte appare chiaro come il principale punto di forza di soluzioni fisse a terra come i depositi costieri di taglia superiore ai 500 m³ sia quello di poter essere adeguati già da subito a soddisfare gli scenari di sviluppo della domanda previsti nel medio-lungo periodo, oltre alla possibilità di servire in maniera adeguata il mercato terrestre ad uso autotrazione in forte espansione. Al contrario, il deposito portuale di piccole dimensioni non riuscirebbe a garantire il rifornimento di maggiori volumi di GNL e la possibilità di servire la domanda marittima proveniente dalle navi di medio-grandi dimensioni (traghetti e crociere) che sono anche le prime ad entrare nel mercato marittimo nel breve periodo.

Tuttavia, dal punto di vista delle condizioni strutturali locali (disponibilità di adeguati spazi portuali) e dal punto di vista economico, i ridotti investimenti iniziali, la capacità di disporre di soluzioni prontamente installabili in tempi brevi e la relativa sostenibilità anche a bassi volumi di mercato, sono i punti di forza che caratterizzano soluzioni mobili come ISO container (che inoltre semplificano le operazioni grazie all'assenza di tubi e altri aspetti operativi), il sistema portuale di connessione multipla-simultanea TTS (che può anche azzerare l'occupazione permanente del suolo) e i depositi di dimensioni ridotte: tutte opzioni che prevedono volumi relativamente ridotti e che potrebbero essere potenzialmente approvvigionati localmente e/o regionalmente, anche da impianti di Bio-GNL.

Anche sotto il profilo dell'accettabilità sociale, depositi costieri di minori dimensioni e soluzioni mobili risultano essere le tipologie di infrastrutture più facilmente accettabili dalle comunità locali. La minaccia di opposizioni da parte delle comunità locali, potrebbe essere in parte attenuata sviluppando contestualmente la catena di approvvigionamento da impianti di Bio-LNG che, si osserva, potrebbero giocare un ruolo significativo anche in termini di incremento della competitività del porto e degli utilizzatori finali lato mare (compagnie di navigazione in primis) e lato terra (autotrasportatori, utenze industriali off-grid) in termini di green image.

Inoltre, da un punto di vista delle minacce, si nota inoltre come i potenziali ostacoli al processo autorizzativo siano comuni a tutte quelle infrastrutture di terra che contemplino installazioni fisse e che siano tipicamente sopra la soglia della Direttiva Seveso.

Nell'ipotesi di lungo periodo in cui il mercato del GNL come combustibile alternativo dovesse conoscere un'espansione tale da richiedere volumi rilevanti approvvigionati in maniera stabile e costante, si sottolinea come solamente i depositi di una taglia medio-grande sarebbero in grado di reggere la competizione, evitando l'esclusione dal mercato da parte di terminal di maggiori dimensioni in grado di offrire tariffe più competitive.

La tipologia di infrastruttura (mobile) in grado di assorbire gran parte dei vantaggi delle diverse soluzioni, minimizzando al contempo molte delle minacce derivanti dalle condizioni al contorno, appare essere la *bunker ship*, in grado di garantire un'eccezionale flessibilità operativa e, senza necessitare di autorizzazioni per la costruzione, può agire in sinergia con i terminali di importazione, i depositi costieri e le navi alimentate a GNL di grandi dimensioni per una totale flessibilità d'esercizio in un'area geografica relativamente estesa. Nella sua forma di minori dimensioni (e di eventuale non propulsione, es. pontone) anche la voce CAPEX diviene più contenuta, a fronte tuttavia di una minor capacità di rifornimento (maggiori viaggi di caricamento che comportano maggiori costi di esercizio) e di eventuale minore flessibilità operativa (nel caso di unità navale non propulsa).

Dev'essere tuttavia tenuto in considerazione, nell'ottica del mantenimento del vantaggio competitivo nel tempo da parte del porto, come la natura mobile di questo tipo di infrastruttura per il bunkeraggio del GNL consenta all'armatore la possibilità di eventualmente delocalizzare tali unità navali in aree geografiche lontane dal porto iniziale.

Tabella 30: Analisi SWOT - Deposito di grandi dimensioni (>10.000m³)

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di rifornire maggiori volumi di GNL con un rateo più alto - Adatto a servire sia la domanda autotrasporto e off-grid, sia la domanda di bunkeraggio marittimo per grandi volumi - Buona opzione per i porti che hanno un bunkeraggio stabile e a lungo termine - In uno scenario di diffusione del GNL di larga scala, maggiore economicità dei servizi offerti rispetto a soluzioni di maggiori dimensioni - Maggiori economie di scala nella catena logistica e possibilità di offrire tariffe più competitive rispetto a terminali di minori dimensioni 	<ul style="list-style-type: none"> - Elevati costi di investimento iniziali - Necessità di elevati volumi di mercato - Logistica complessa che coinvolge diversi operatori e infrastrutture (terminali GNL, bunker ship, deposito, trasporto secondario via autocisterne, cliente finale) - Necessità di maggiori spazi portuali rispetto a depositi di minori dimensioni - Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL - Minore complementarità rispetto a depositi di grandi dimensioni localizzati nelle aree limitrofe di influenza
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> - Prevedere la realizzazione in fasi per seguire l'evoluzione del mercato - Realizzare un adeguato coinvolgimento delle parti e campagna informativa per prevenire problematiche nell'iter autorizzativo - Possibilità di distribuzione del GNL anche per via ferroviaria - Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell'investimento 	<ul style="list-style-type: none"> - Maggiore complessità del processo autorizzativo - Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL - Potrebbe essere difficoltoso ricevere nel porto le grandi metaniere per il rifornimento del terminal

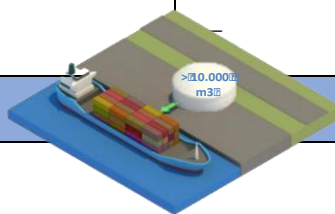


Tabella 31: Analisi SWOT - Stoccaggi di GNL di medie dimensioni (10.000 m³)

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> – nella configurazione modulare: disponibilità di soluzioni “chiavi in mano”, ridotto investimento iniziale e tempi di realizzazione ridotti – nella configurazione modulare: sostenibile anche a bassi volumi di mercato – Adatto a servire sia la domanda autotrasporto e off-grid, sia la domanda di bunkeraggio marittimo anche per navi di medio-grandi dimensioni – Necessità di minori investimenti e spazi portuali rispetto a depositi di maggiori dimensioni – Maggiore complementarietà rispetto a depositi costieri localizzati nelle aree limitrofe di influenza 	<ul style="list-style-type: none"> – nella configurazione modulare, impossibilità di perseguire l’evoluzione del mercato con una soluzione di medio-grandi dimensioni (20.000-30.000 m³) in caso di crescita esponenziale della domanda – Minore economicità della soluzione proposta nella configurazione modulare rispetto alle soluzioni di pari taglia in unico serbatoio – In uno scenario di diffusione del GNL di larga scala, minore economicità dei servizi offerti rispetto a soluzioni di maggiori dimensioni – Nella configurazione a serbatoio unico: maggiori investimenti iniziali, aree disponibili e tempi di realizzazione – Necessità elevati volumi di mercato – Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL – Logistica complessa che investe diversi operatori e infrastrutture (terminali LNG, bunker ship , deposito, trasporto secondario via autocisterne, cliente finale)
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> – Possibile modularità dell’impianto: prevedere già dalla fase di ingegneria preliminare la possibilità di ampliare progressivamente la capacità di stoccaggio in funzione degli sviluppi del mercato; – Pianificare parte dell’approvvigionamento da impianti di Bio-GNL locali o in regioni limitrofe – Possibilità di distribuzione del GNL anche per via ferroviaria – Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell’investimento 	<ul style="list-style-type: none"> – Maggiore complessità del processo autorizzativo – Esclusione dal mercato da parte di grandi player e terminal di maggiori dimensioni in grado di offrire tariffe più competitive – Insufficiente sviluppo della domanda di GNL necessaria a garantire l’equilibrio economico-finanziario dell’investimento nel tempo

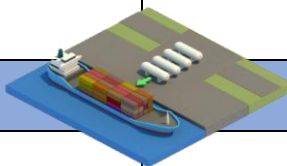


Tabella 32: Analisi SWOT - Piccolo deposito portuale (< 500 m³)

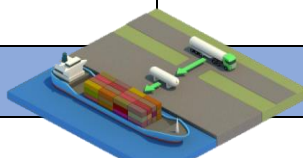
Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> – Ridotto investimento iniziale e disponibilità di soluzioni “chiavi in mano” – Sostenibile a bassi volumi di mercato – Adatto a servire la domanda autotrasporto e off-grid – Possibilità di servire navi di piccole dimensioni e equipment portuali convertiti a GNL – Possibilità di approvvigionarsi anche interamente da impianti di Bio-GNL locali o in regioni limitrofe – Necessità di minori spazi portuali rispetto a depositi di maggiori dimensioni – Minore complessità sotto il profilo autorizzativo rispetto a depositi di maggiori dimensioni – Minore percezione negativa da parte del pubblico rispetto a depositi di maggiori dimensioni 	<ul style="list-style-type: none"> – Ampliamento della capacità di stoccaggio non sempre realizzabile – Impossibilità di seguire l’evoluzione del mercato in caso di crescita esponenziale della domanda – Impossibilità di servire navi di medio-grandi dimensioni – Minore economicità della soluzione nel medio-lungo periodo – Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL – Possibili elevati costi fissi di infrastrutturazione dell’area rispetto ai costi di installazione – Logistica di approvvigionamento non adatta a bunker ship di medio-grandi dimensioni
Opportunità	Minacce
<div style="text-align: center;">  </div> <ul style="list-style-type: none"> – Massimizzare l’efficacia del trasporto intermodale di GNL collocando il piccolo deposito nelle vicinanze di linee ferroviarie in banchina/terminal – Affiancare al deposito, qualora se non fosse già presente in aree limitrofe, un impianto di produzione di Bio-GNL (biodigestore + liquefattore) – Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell’investimento 	<ul style="list-style-type: none"> – Esclusione dal mercato da parte di grandi player e terminal di maggiori dimensioni in grado di offrire tariffe più competitive

Tabella 33: Analisi SWOT - Sistema portuale di connessione multipla-simultanea TTS

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> – Flessibilità operativa e logistica adatta per medi volumi di mercato; – Limitati requisiti infrastrutturali e di banchina; – Ridotti investimenti iniziali rispetto agli impianti fissi di terra – Adatto sia per domanda marittima sia per domanda autotrasporto e off-grid – Possibilità di adeguamento alle esigenze del cliente in base ai volumi richiesti – Possibilità di adattarsi a diversi requisiti di sicurezza – Limitata occupazione permanente del suolo – Minori tempi di rifornimento a parità di volumi erogati – Limitata percezione negativa da parte del pubblico – Maggiore economicità e adeguatezza nella fase di start-up della rete 	<ul style="list-style-type: none"> – Maggiore rigidità su grandi volumi – Portate di trasferimento limitate (900-1200L/h) – Movimento limitato sul lato banchina e possibilità di congestionamento della stessa – Dipendenza dai grandi terminali LNG onshore – Trasporto secondario via autocisterne che deve percorrere lunghe distanze per raggiungere il cliente finale – Necessità di particolari tipologie di clienti adatti al trasferimento di medi volumi e di ridotti tempi di movimentazione in porto – Maggiore complessità di organizzazione della catena logistica
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> – Utilizzo di connessioni multiple per garantire volumi maggiori; – Impiego di GNL come combustibile alternativo delle autocisterne per minimizzare le emissioni e incrementare la percezione sociale positiva; – Prevedere vie d’accesso dedicate/preferenziali per le autocisterne – Possibilità di rifornire navi di medie dimensioni – Possibilità di utilizzo diretto del Bio-GNL – Possibilità di svolgere operazioni simultanee (SIMOPS) 	<ul style="list-style-type: none"> – Concorrenzialità della modalità ship-to-ship per navi di medio-grandi dimensioni – Maggiore complessità sotto il profilo autorizzativo rispetto all’utilizzo di singole autobotti – Minore economicità nel lungo periodo

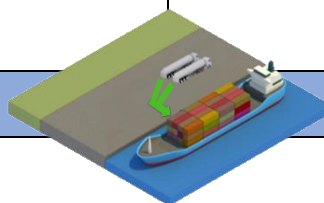


Tabella 34: Analisi SWOT - Impiego di ISO Container-autobotti

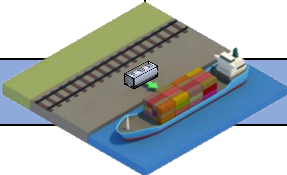
Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> – Assenza di interfaccia per operazioni di bunkering; – Semplificazione delle operazioni legata all'assenza di tubi e altri aspetti operativi – Logistica adatta per bassi volumi di mercato – Adatto per domanda autotrasporto e off-grid – Alta flessibilità di esercizio – Limitati investimenti iniziali – Limitata complessità sotto il profilo autorizzativo – Limitata percezione negativa da parte del pubblico 	<ul style="list-style-type: none"> – Connessioni a bordo in ottemperanza di severe norme costruttive – Adatto solo per limitate tipologie di navi – Logistica adatta per bassi volumi di mercato – Maggiore rigidità su grandi volumi – Dipendenza dai grandi terminali LNG onshore europei – Trasporto secondario via autocisterne che deve percorrere lunghe distanze per raggiungere il cliente finale
	
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> – Potenziali vantaggi legati all'intermodalità; – Potenziale utilizzo per alimentare impianti di co-generazione in porto – Possibilità di rifornire navi di medio-piccole dimensioni 	<ul style="list-style-type: none"> – Vantaggi derivanti dall'intermodalità non realizzabili in assenza di collegamenti ferroviari adeguati in porto.

Tabella 35: Analisi SWOT - Bunker ship GNL (es. 5.000 - 7.500 m3)

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> - Opzione più favorevole per navi con ridotti tempi di sosta in porto - Maggiore capacità di caricamento e ratei rispetto al metodo TTS - Flessibilità operativa: il rifornimento può avvenire a fianco, con la nave ricevente ormeggiata, ancorata o in stazionamento e anche al di fuori dei confini portuali - Non necessita di autorizzazioni per la costruzione 	<ul style="list-style-type: none"> - Alti costi di investimento iniziali relativi alla progettazione, all'acquisto, alla costruzione / retrofit della nave - Economicamente meno competitiva per il rifornimento di navi di medio-piccole dimensioni - Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> - Sinergia con depositi dedicati e condivisione dell'unità da parte di più porti e più clienti armatoriali per garantire totale flessibilità d'esercizio - Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell'investimento - Possibilità di svolgere operazioni simultanee (SIMOPS) 	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità dell'armatore di seguire condizioni contrattuali più favorevoli con conseguente delocalizzazione dell'unità in aree geografiche lontane dal porto iniziale - Possibilità di limitazioni all'impiego ed all'accosto in relazione alle configurazioni degli specchi acquei portuali



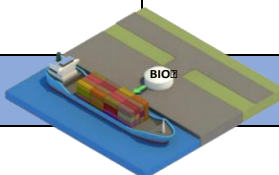
Tabella 36: Analisi SWOT - Bettolina/pontone GNL (es. 1000 - 3000 m³)

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> - Comparabili a quelli di unità bunker ship, rispetto ai quali si aggiungono: <ul style="list-style-type: none"> - Costi di realizzazione più contenuti; - Maggiore flessibilità operativa e minor condizionamento dalle limitazioni portuali. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nel caso di unità non propulsa: dipendenza dalle condizioni meteo per operazioni fuori dalle acque portuali, che potrebbero rendersi necessarie per grandi navi di passaggio; - Condizionamento dell'operatività dei rimorchiatori portuali in assenza di unità trainanti dedicate; - Condivisione con altri porti più difficilmente realizzabile - Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di caricare sul ponte ISO-container; - Prevedere unità trainante dedicata, con propulsione dual fuel GNL-MDO. - Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell'investimento - Possibilità di svolgere operazioni simultanee (SIMOPS) 	<ul style="list-style-type: none"> - possibilità di soffrire la concorrenza di operatori e di bunker ship di maggiori dimensioni in grado di offrire tariffe più competitive - Impossibilità di potersi rifornire direttamente dai terminali di importazione



Tabella 37: Analisi SWOT - Impianto di Bio-GNL (liquefazione di piccola-media taglia)

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> – Presenza di incentivi per la produzione di BLG – Adatto a servire la domanda autotrasporto e off-grid – Ridotto investimento iniziale – Stoccaggi di LNG di medio-piccole dimensioni (<500 m3) – Sostenibilità economica anche a bassi volumi di mercato – Adatto a servire la domanda autotrasporto e off-grid – Limitata percezione sociale negativa – Incremento della competitività del porto e degli utilizzatori finali lato mare (compagnie di navigazione) e lato terra (autotrasportatori, utenze industriali off-grid) in termini di <i>green image</i> 	<ul style="list-style-type: none"> – Ampliamento della capacità di stoccaggio non sempre realizzabile – Impossibilità di seguire l'evoluzione del mercato in caso di crescita esponenziale della domanda – Sostenibilità economica ridotta in caso di cessazione degli incentivi – Necessaria logistica su gomma per la movimentazione dall'impianto alla consegna finale in banchina, in caso di localizzazione fuori dai confini portuali. – Prezzo dipendente dal Gas Naturale qualora non collegati ad impianti di biodigestione
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> – Considerare la possibilità di localizzare l'impianto in aree industriali dentro i confini portuali per accorciare la catena logistica e per garantire la distribuzione anche al settore dei trasporti marittimi – Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell'investimento 	<ul style="list-style-type: none"> – Esclusione dal mercato da parte di terminal di maggiori dimensioni in grado di offrire tariffe più competitive – Assorbimento dell'offerta da parte di utenze diverse da quelle in ambito trasporti



5.3 ANALISI QUALITATIVA DELLA FATTIBILITÀ DELLE DIVERSE OPZIONI ADOTTABILI NEL CONTESTO LIGURE

L'analisi qualitativa, calata nello specifico contesto geografico e socioeconomico del territorio ligure, ha preso in esame, per ciascuna delle soluzioni tecnologiche ipotizzate, secondo una scala di valutazioni (alta-media-bassa) dei seguenti elementi:

- Complementarietà con altri progetti della rete
- Accettabilità sociale
- Entità dell'investimento
- Complessità del procedimento autorizzativo e regolatorio
- Disponibilità di adeguati spazi in porto
- Fruibilità da parte degli utenti
- Sostenibilità economica nel breve-medio periodo
- Sostenibilità economica nel lungo periodo

Si noti che le necessarie analisi di dettaglio delle diverse opzioni percorribili, con particolare riguardo all'installazione di depositi costieri di piccole, medie o grandi dimensioni, dovranno essere "sito specifiche" e corredate da specifiche analisi di ingegneria e di fattibilità tecnico-economica, valutando i costi, i benefici, i vantaggi e le limitazioni di ciascuna soluzione, sia in riferimento alle diverse soluzioni tecnologiche (complementari/alternative), sia ai diversi scenari temporali (breve, medio e lungo periodo) ed alle possibili localizzazioni (ad esempio per i porti di Genova e Savona, analizzando le specificità, i vantaggi e limitazioni delle possibili localizzazioni nell'area del bacino storico di Sampierdarena, nel bacino di Voltri, ovvero nel bacino di Savona-Vado).

I risultati dell'analisi qualitativa sono essenzialmente in linea con le valutazioni emerse dall'Analisi SWOT e con i macro-scenari di riferimento identificati in fase iniziale.

Da un punto di vista della potenziale integrazione con altri progetti GNL della rete, i depositi costieri di grandi dimensioni risulterebbero meno virtuosi, nella prima fase di espansione della domanda marittima (fase di start-up della rete), qualora fossero già presenti ulteriori infrastrutture primarie di terre nell'area del bacino competitivo di riferimento.

Per contro, le stesse strutture, come verificato in un precedente studio¹⁰, risultano essere le più sensibili sotto il profilo dell'accettabilità sociale, a sua volta in grado di influenzare il processo di autorizzazione e realizzazione delle stesse. A causa dell'attuale percezione del GNL come combustibile con un certo grado di rischio (specialmente per quanto riguarda le strutture di stoccaggio di grandi dimensioni), i grandi interventi infrastrutturali devono infatti

¹⁰ Liguria Ricerche (2019). "L'accettabilità sociale del GNL e delle relative opere di infrastrutturazione". Report a cura di Consorzio 906 s.c.a.r.l. nell'ambito del Progetto IT-FR Marittimo "PROMO GNL - "Etudes et actions conjointes pour la promotion de l'utilisation du GNL dans les ports de commerce".

prevedere un ampio e regolato¹¹ confronto pubblico con le comunità locali e l'opinione pubblica, ed è bene tenere in attenta considerazione la necessità di prevenire criticità legate a mancata informazione del pubblico interessato e alla gestione delle potenziali dinamiche di conflitto nella realizzazione di singole infrastrutture.

Il criterio relativo allo sforzo d'investimento ed eventuale finanziamento per avviare la realizzazione degli interventi è direttamente legato alla dimensione economica degli stessi, rendendo più virtuosi soluzioni prontamente installabili o cantierabili in tempi brevi.

Di rilevanza nel contesto della pianificazione territoriale e portuale, il criterio della disponibilità di adeguati spazi in porto o in aree limitrofe è di fondamentale importanza e risulta particolarmente impattante per le ipotesi progettuali che riguardano sia depositi costieri di medio-grandi dimensioni (>10.000m³) sia depositi di minori dimensioni per cui è utile e necessario pre-strutturare l'area portuale per l'eventuale successivo scale-up del terminal. Al contrario, tutte quelle soluzioni amovibili e che non prevedono l'occupazione permanente del suolo, risultano più virtuose anche in termini di fruibilità da parte degli utenti finali, specchio della flessibilità operativa.

La relativa sostenibilità anche a bassi volumi di mercato e i più contenuti investimenti iniziali, sono i punti di forza che permettono a mini depositi portuali, a piccole bettoline e a sistemi di connessione multipla-simultanea che impieghino ISO-container o autocisterne di avere una maggior sostenibilità economica nel breve-medio termine, periodo di tempo nel quale, nelle more dell'evoluzione della domanda marittima di GNL, difficilmente grandi opere riuscirebbero ad ottenere un completo rientro dell'investimento.

Dal punto di vista della sostenibilità economico-finanziaria di lungo periodo, la maggior parte delle soluzioni, e tutte quelle di scala medio-ridotta, risulterebbero sub ottimali, poiché più soggette a soffrire la competizione sul mercato dei grandi player del mercato operanti con strutture in grado di movimentare volumi maggiori.

Nella tabella seguente è riportata l'analisi qualitativa della fattibilità delle diverse opzioni adottabili nel contesto ligure. Scala di valutazioni (alta-media-bassa)

¹¹ Il 24 agosto 2018 è entrato in vigore il "Regolamento recante modalità di svolgimento, tipologie e soglie dimensionali delle opere sottoposte a dibattito pubblico" (decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 10 maggio 2018, n. 76), con cui vengono dettate le modalità operative per dare luogo alle procedure di dibattito pubblico sulle c.d. grandi opere, secondo quanto previsto dall'art. 22 del d.lgs. 18 aprile 2016, n. 50 (Codice dei contratti pubblici)

Tabella 38: Analisi qualitativa della fattibilità delle diverse opzioni adottabili nel contesto ligure

Matrice	Complementarietà con altri progetti della rete	Accettabilità sociale	Entità investimento	Complessità Procedimento autorizzativo	Disponibilità di adeguati spazi in porto	Fruibilità da parte degli utenti	Sostenibilità Nel breve periodo	Sostenibilità nel lungo periodo
Deposito di grandi dimensioni (>10.000m ³)	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Yellow	Orange	Green
Deposito di medie dimensioni (10.000m ³)	Yellow	Yellow	Yellow	Orange	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Piccolo deposito portuale (<500m ³)	Green	Green	Green	Yellow	Green	Yellow	Green	Orange
Impianto di Bio – GNL (liquefattore)	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Yellow
Sistema portuale di connessione multipla-simultanea TTS	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow
Bettolina –small bunker vessel (1.000 -3.000 m ³)	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow
LNG bunker vessel (5.000-7.500 m ³)	Green	Green	Yellow	Green	Green	Green	Yellow	Green

6. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Il gap infrastrutturale nel primo anello della catena di approvvigionamento del GNL è la principale criticità per lo sviluppo del mercato nell'arco tirrenico come nel resto d'Italia.

Infatti, i terminal italiani ad oggi non consentono il caricamento di navi cisterna e/o bunker che consegnino il GNL agli utenti finali. Tale barriera può essere superata principalmente in virtù di quanto segue:

- La realizzazione di depositi costieri con servizi di Small Scale bunkering dal 2021 in poi;
- Gli adeguamenti dei terminali di rigassificazione come Panigaglia e OLT Offshore;
- L'entrata in funzione di una o più unità navali di bunkeraggio (pontoni o bunkerine) che potrebbero anche avere una base in altri porti del Mediterraneo.

L'unica condizione essenziale autosufficiente per lo sviluppo del mercato del bunkeraggio Small Scale di GNL nell'immediato futuro sembra precisamente la volontà degli operatori di investire in navi bunker come infrastruttura mobile per la fornitura STS e per alimentare depositi costieri.

Tanto dall'analisi delle buone pratiche esistenti, quanto dalla valutazione critica delle diverse opzioni e tecnologie di bunkeraggio adottabili nel contesto ligure, appare comunque chiaro come non sia ipotizzabile soddisfare tutte le esigenze delle diverse utenze in porti differenti (ciascuno con le proprie specificità) attraverso un'unica modalità di trasporto e/o bunkeraggio, garantendo al tempo stesso efficienza in termini di costi, flessibilità operativa, consegna tempestiva di GNL e capacità di seguire progressivamente l'evoluzione della domanda di GNL.

6.1 SCENARIO REALTIVO ALLA FASE DI AVVIO DELLA DOMANDA

Nel caso di una domanda estremamente limitata e non regolare di GNL, le soluzioni di fornitura su strada, accompagnate dall'utilizzo di attrezzature di connessione simultanea, potrebbero rimanere l'unica opzione perseguibile nell'immediato, nelle more della realizzazione delle unità mobili marittime (bunker ships) e dei depositi primari costieri.

In questa fase sarebbe opportuno che i porti e/o gli operatori si dotassero di soluzioni per il potenziamento delle operazioni di trasferimento TTS, come i collettori mobili o gli skid analizzati in precedenza, che permettono l'impiego simultaneo di più autocisterna/ISO containers per un rapido bunkeraggio di GNL anche a navi con serbatoi medi (nell'ordine dei 200-300 m³).

Per sopperire alla necessità di disporre di un minimo di stoccaggio/buffer in porto, sempre in uno scenario di domanda limitata, è possibile ipotizzare:

- Adibire una porzione delle zone ADR (merci pericolose) in banchina ad area di stoccaggio temporaneo di unità ISO-container da 40 piedi (in grado di mantenere un carico di circa 50 m³ di GNL a temperatura criogenica per diverse settimane);

- Allocare spazio dedicato all'installazione di un piccolo deposito fisso di capacità di contenimento variabile a seconda delle esigenze, nell'ordine dei 100-500m³.

In entrambi i casi, l'obiettivo è quello di rendere il GNL immediatamente disponibile e relativamente conveniente ai primi utilizzatori di modeste quantità, privilegiando quindi soluzioni chiavi in mano che da un lato minimizzino i tempi e i costi di realizzazione, accelerando l'entrata in servizio, dall'altra permettano di contare su tecnologie brevettate e di provata garanzia, efficienza, sicurezza e integrità.

Dal punto di vista dei costi per questo tipo di infrastruttura, il prezzo medio unitario degli ISO-container si aggira nell'intorno dei 100.000 euro, con possibilità di ottenere quotazioni più vantaggiose in caso di acquisto di lotti e qualora si includessero contratti di fornitura di GNL. Più onerosi ma ugualmente competitivi i piccoli bullet di stoccaggio da 100-500 m³, che come gli ISO-container hanno tempi di consegna nell'ordine di alcuni mesi. Tuttavia, questi, essendo fissi, si differenziano per la necessità di prevedere strutture ausiliarie per il trasferimento e la gestione, specialmente qualora si intendesse destinare parte del volume al segmento dell'autotrazione. Un tipico impianto di stoccaggio di 500 m³ attrezzato anche per operazioni di bunkering e rifornimento stradale richiede investimenti nell'ordine dei 6-7 Mio (che possono variare notevolmente a seconda dei costi di adeguamento e infrastrutturazione dell'area di cantiere). Come sottolineato in precedenza, il mini-deposito portuale, nonostante non possa garantire il rifornimento per il bunkeraggio di navi di medio-grandi dimensioni, potrebbe agire in una prima fase iniziale come "buffer" portuale in grado di servire navi di medio-piccole dimensioni, attrezzature portuali e una rete di stazioni di terra, per poi essere "scalato" modularmente nel tempo per andare incontro all'evoluzione della domanda marittima di GNL.

Per quanto concerne il fattore dell'occupazione del suolo, che certamente rappresenta una criticità da un punto di vista operativo, lo spazio necessario per gli ISO-container è lo stesso di container tipici da 40 piedi, che possono essere impilati e movimentati con i consueti mezzi logistici in banchina. Anche le unità "bullet" possono avere dimensioni relativamente limitate, che vanno dai 3x22m (Diametro x Lunghezza) per capacità di 100 m³ ai 5x34,5m (Diametro x Lunghezza) per capacità di 500 m³ di GNL, ma è necessario prevedere spazi aggiuntivi per le attrezzature ausiliarie.

Particolare rilevanza in questa fase assume la possibilità di iniziare campagne di sensibilizzazione relative al tema dell'accettabilità sociale del GNL con l'obiettivo di preparare il terreno e facilitare lo sviluppo della rete infrastrutturale sul territorio regionale.

6.2 SCENARIO IN FASE TRANSITORIA DI CONSOLIDAMENTO DELLA DOMANDA NEL BREVE-MEDIO PERIODO

Nel breve-medio periodo, con domanda assestata ma lontana dal raggiungimento del pieno potenziale di sviluppo, è possibile ipotizzare uno scenario in cui i porti dell'arco Tirreno-Ligure si dotino di una bunker ship di medie dimensioni (5.000 – 7.500 m³) e complementariamente di un'unità bettolina o pontone GNL (capacità tra i 1000 e i 3.000 m³) porto-dedicata, (eventualmente non propulsa), per i rifornimenti da nave a nave in acque protette.

Dal punto di vista dello stoccaggio in porto, a corredo dell'unità mobile navale, un deposito con capacità scalabile fino a 10.000 m³, da eventualmente realizzare in più fasi in modalità modulare, consentirebbe ai porti dell'arco ligure di mantenere competitività, garantendo al contempo una serie di vantaggi, quali:

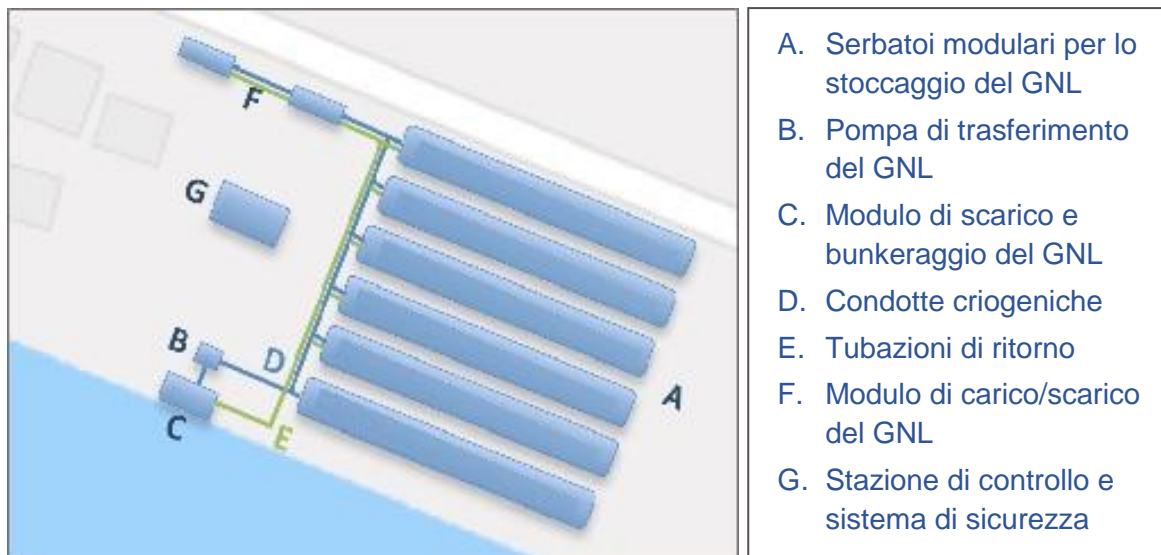
- Possibilità di offrire servizi immediati e ampliare la capacità dell'impianto man mano che la domanda aumenta;
- Poter contare su ampia offerta di soluzioni tecnologiche pronte all'uso e già largamente impiegate;
- Ridurre pianificazione, ingegneria, permessi e programma di costruzione dell'impianto;
- Ridurre i CAPEX, consentendo un ritorno dell'investimento più rapido e quindi la generazione di utili in tempi più brevi;
- Ridurre il rischio operativo.

In questo caso la soluzione tecnologica di stoccaggio più indicata sarebbe quella di una batteria di serbatoi orizzontali "bullet" con le seguenti caratteristiche principali.

Tabella 39: caratteristiche del sistema di stoccaggio a batteria di serbatoi orizzontali

Tecnologia di stoccaggio preferibile	Esempi applicativi rilevanti	Caratteristiche principali
<p>Set di unità di stoccaggio con capacità variabile e diverse opzioni di contenimento del gas (Sottovuoto + perlite o sottovuoto + recipienti a pressione isolati in acciaio inossidabile multistrato).</p>	<p>Una varietà di depositi satellite e costieri in nord Europa; depositi satellite in Italia per utenze off-grid e stazioni per autotrazione; depositi costieri in fase di costruzione/autorizzazione in Italia (es. Oristano, Livorno, Cagliari, Porto Torres)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Capacità: 100-1200 m³ ✓ Generazione BOG: circa 0,2%/giorno ✓ Pressione operativa: 0,5-8 barg ✓ Realizzazione: prefabbricati in stabilimenti specializzati (consegna in pochi mesi dall'ordine) ✓ Dimensioni: da 5x34,5 m (DxL) per unità da 500 m³ a 6x55 m (DxL) per unità da 1225 m³

Figura 82: schema dei principali componenti del sistema di stoccaggio a batteria di serbatoi orizzontali



Dal punto di vista degli elementi costitutivi dell'impianto modulare, questi potrebbero essere facilmente reperibili da compagnie leader nel settore in Europa, che offrono pacchetti chiavi in mano dalla produzione al trasporto e l'installazione.

Sulla base delle esperienze pregresse e delle specifiche tecniche dei prodotti disponibili sul mercato, è possibile ipotizzare i seguenti elementi per un deposito modulare:

- A. Serbatoi modulari per il GNL: serbatoi in acciaio inox pressurizzati e isolati sottovuoto, con volumi individuali da 500 fino a 1225 m³ ciascuno, conformi alle norme UNI EN ISO e alle direttive europee di pertinenza;
- B. Pompa di trasferimento del GNL: pompa criogenica con capacità di regolare le portate ai requisiti/capacità della nave ricevente;
- C. Modulo di scarico e bunkeraggio del GNL: alimentazione del GNL e raccordo del gas di ritorno con tubi flessibili, raccordi rapidi a secco e flussometri. Anche gli accoppiamenti e i flussometri staccati fanno parte di questo modulo. I tubi possono essere supportati da una gru per una facile movimentazione e regolazione in altezza (adeguandosi così alle differenze di altezza delle navi bunker e/o variazioni di marea). In alternativa alle tubazioni flessibili, bracci di carico articolati di nuova generazione come quelli descritti al paragrafo 5.3 possono essere installati per assicurare ratei di trasferimento più alti e una maggior flessibilità operativa.
- D. Condotte criogeniche: linee di trasferimento del GNL con isolamento sottovuoto o in schiuma;
- E. Tubazioni di ritorno: tubazioni di ritorno del gas in acciaio inossidabile;
- F. Modulo/i di carico/scarico del GNL a terra: collegamento del tubo flessibile per la consegna del GNL ai (o ritiro dai) serbatoi di stoccaggio tramite autocisterna o ISO container;

- G. Stazione di controllo e sistemi di sicurezza: costituito da un quadro principale, e tutti gli strumenti di sicurezza necessari a monitorare correttamente l'impianto, quali rilevatori di gas e di fiamma, interruttori ESD, alimentazione continua assicurata da batterie, trasmissione remota dei dati.

Con una tale configurazione, l'impianto sarebbe in grado di dimostrare la fattibilità economica e tecnologica dello stoccaggio e della distribuzione di GNL su piccola scala.

Ferme restando le componenti imprescindibili (elementi specificati nel precedente elenco), i costi sarebbero variabili e proporzionali al numero e alle capacità di stoccaggio dei serbatoi (bullet a pressione da 1.000 m³ hanno un costo unitario nell'intorno dei 2 Mio).

Per quanto riguarda l'estensione dell'area da adibire a deposito, è plausibile ritenere di dover prevedere comunque fino a 30.000 m³ in ottica di futura espansione (quindi con capacità di stoccaggio nell'ordine dei 10.000 m³).

Pur non essendo in grado di fornire le stesse economie di scala dei terminali di GNL di grande taglia, l'impianto potrebbe essere costruito in un arco temporale significativamente più breve e garantirebbe un modello di business attraente per gli operatori. Tuttavia, vale la pena ricordare che una tale struttura sarebbe probabilmente ancora fornita da un grande terminale GNL (ad esempio Marsiglia-Fos potrebbe continuare a essere in prima linea per questo tipo di servizio) per coprire una grande percentuale dei volumi necessari, non essendo in grado di ospitare l'attracco di grandi metaniere.

6.3 SCENARIO IN FASE DI DIFFUSIONE CONSOLIDATA DEL GNL COME COMBUSTIBILE MARINO NEL MEDIO-LUNGO PERIODO

Ragionando in un orizzonte temporale più ampio, in caso di consolidamento della domanda di GNL e al netto delle incertezze sul reale potenziamento dei terminali di rigassificazione di Panigaglia e OLT Offshore per offrire servizi di bunkeraggio Small Scale, lo scenario ipotizzabile per i porti liguri è quello di dotarsi di *asset* di media scala (ma ancora relativamente flessibili) per lo stoccaggio e il bunkeraggio di GNL:

1. Un'unità navale bunker da eventualmente mettere a sistema con i porti del bacino tirrenico ligure, con capacità di stoccaggio adeguate (la dimensione di 7.500 m³ è, secondo le evoluzioni degli ordini e del mercato, quella che sembra meglio sopperire alle esigenze future) e che potrebbe consentire il bunkering STS anche alle più grandi navi da crociera, eventualmente scaricando parte del carico a un deposito costiero. Il costo teorico per un'unità di questo tipo si aggira nell'intorno dei 40 Mio. A differenza però del pontone, quest'unità navale sarebbe in grado di prelevare il gas dai grandi terminali attualmente operativi o in costruzione/adeguamento (Barcellona, Marsiglia, Panigaglia, OLT) e quindi trasportarlo in porto per le operazioni di trasferimento sia lato mare, sia lato terra;
2. Bettoline e small bunker ship (1.000 – 3.000 m³) dedicate al rifornimento intra-portuale delle navi alimentate a GNL

3. Un deposito costiero da 10.000-30.000 m³ di GNL, articolato in uno o più serbatoi criogenici del tipo “a contenimento totale”, realizzati in modo tale da garantire la completa tenuta dei prodotti liquidi e gassosi in caso di cedimento del contenimento primario. I serbatoi saranno realizzati in modo da limitare il flusso termico dall’esterno mediante l’uso di materiale isolante (perlite) tra i due contenimenti e saranno dotati della strumentazione necessaria a monitorarne in continuo il livello nonché il profilo di temperatura e di densità lungo l’altezza del serbatoio, al fine di evitare possibili eventi di basculamento del GNL al suo interno (*roll-over*).
4. Stazioni GNL a servizio dei mezzi pesanti di terra

In questo caso l’approvvigionamento del deposito, stanti i vincoli di accesso in porto, potrebbe essere conferito da navi metaniere di taglia maggiore, con capacità tipicamente compresa tra 7.500 m³ e 27.500 m³, con possibilità di scarico parziale fino a copertura della capacità di impianto.

Il trasferimento del GNL dalla nave ai serbatoi ed il ritorno del BOG verso la nave stessa, avverrà con tre bracci di carico (bidirezionali) di diametro 10” ciascuno. Sarà inoltre installato un ulteriore braccio di riserva da utilizzare in caso di malfunzionamento di uno dei bracci principali. Il braccio di riserva sarà di tipologia ibrida, ovvero utilizzabile bi-direzionalmente per il trasferimento del GNL dalla nave al serbatoio, per il trasferimento del BOG da terra alla nave e per il carico del GNL sulle bettoline.

La circolazione di raffreddamento sarà resa possibile dalle pompe GNL installate all’interno dei serbatoi (pompe *in-tank*). Mantenere la tubazione fredda è necessario per evitare che nella fase iniziale dello scarico si generi una quantità eccessiva di BOG.

Dal punto di vista degli elementi costitutivi dell’impianto, questi sono concettualmente analoghi a quelli di un impianto modulare, ma differenti in scala e tipologia.

Sulla base di esperienze pregresse e delle informazioni prodotte da promotori di progetti analoghi è possibile ipotizzare una configurazione dell’impianto come mostrato in figura a seguire.

Tabella 40: caratteristiche del sistema di stoccaggio di grandi dimensioni "full containment"


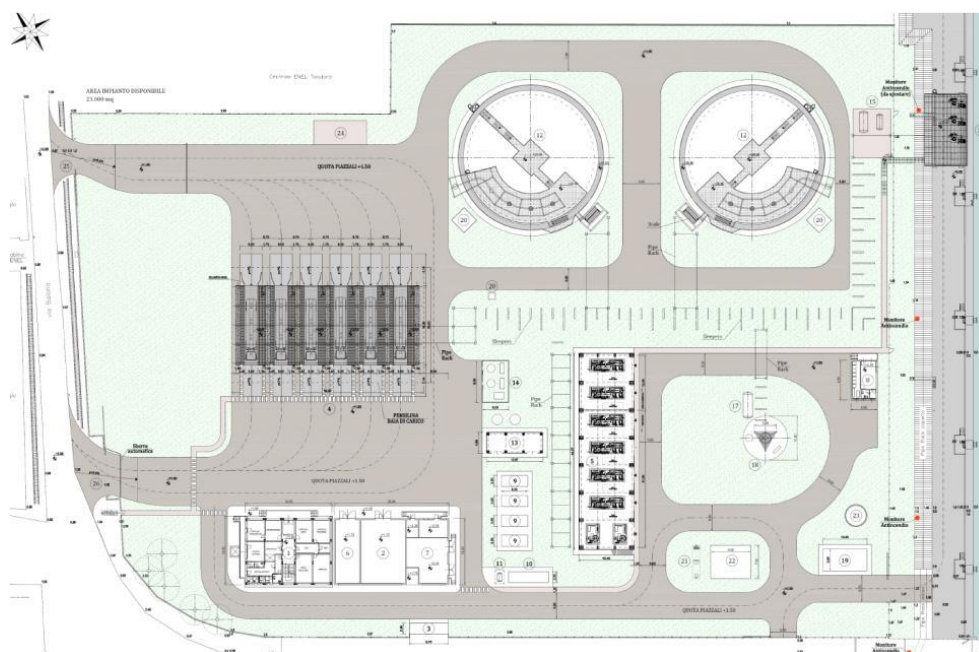
Tecnologia di stoccaggio preferibile	Esempi applicativi rilevanti	Caratteristiche principali
<p>1-2- grandi serbatoi "full containment" con serbatoio interno autoportante, strato isolante in perlite e struttura esterna di contenimento in cemento armato.</p>	<p>Terminal di rigassificazione esistenti poi adeguati a fornire servizi di Small Scale LNG (es: Barcellona, Marsiglia-Fos, Zeebrugge, Rotterdam, Amburgo); depositi in fase di costruzione/autorizzazione in Italia (es: Venezia, Ravenna).</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Capacità: 5.000-180.000 m³ ✓ Generazione BOG: circa 1%/giorno ✓ Pressione operativa: atmosferica ✓ Realizzazione: in cantiere sul sito (da 2 a 3 anni dall'ottenimento dei permessi)

Figura 83: Esempio di planimetria di progetto corrispondente alla configurazione prevista inizialmente per l'impianto di stoccaggio di GNL del porto di Ravenna



Fonte: report T.1.2.1 Progetto SIGNAL su dati estratti dalla procedura di VIA

Il deposito sarà concettualmente suddiviso nelle seguenti unità funzionali:

- Unità di attracco e scarico navi metaniere/carico bettoline: comprenderà le infrastrutture e i dispositivi per l'ormeggio di metaniere e bettoline;
- Unità stoccaggio del GNL: comprenderà i serbatoi criogenici e tutti i dispositivi accessori ed ausiliari necessari alla loro corretta gestione;
- Carico autocisterne: comprenderà le baie di carico per le autocisterne, i sistemi di misurazione del carico e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione;
- Sistema di gestione del BOG: comprenderà il sistema di gestione del BOG costituito da motori a combustione interna adibiti alla produzione di energia elettrica e un sistema di re-liquefazione del BOG opportunamente dimensionato;
- Sistema di emergenza di rilascio gas in torcia: l'impianto è concepito secondo la filosofia del "no flaring", ovvero senza emissioni in atmosfera; pur tuttavia comprenderà il sistema di rilascio gas in torcia per raccogliere e smaltire in sicurezza gli scarichi eccezionali e di emergenza;
- Sistemi ausiliari e di servizio: sistema ad aria compressa, sistema azoto, sistema acqua industriale, sistema acqua potabile, generatore diesel di emergenza, impianti termotecnici e reti idriche per edifici ad uso civile, alimentazione elettrica, ecc;
- Edifici ed opere accessorie: uffici per il personale di gestione direzionale ed amministrativa del deposito, sistemi di servizio necessari alla corretta gestione e funzionalità dell'impianto, ulteriore sala di controllo in corrispondenza della piattaforma operativa, per il controllo visivo delle operazioni di trasferimento del GNL dalle navi.

È importante sottolineare come in questo caso il GNL, stanti i vincoli di accesso in porto, potrebbe essere conferito da navi metaniere di taglia maggiore, con capacità tipicamente compresa tra 7.500 m³ e 27.500 m³, con possibilità di scarico parziale fino a copertura della capacità di impianto.

Per quanto riguarda l'estensione dell'area da adibire a deposito, superfici che vanno dai 20.000 ai 35.000 m² sono da considerarsi standard per questo tipo di impianto di stoccaggio, inclusi gli spazi per le installazioni ausiliarie.

6.4 CONSIDERAZIONI E RACCOMANDAZIONI TRASVERSALI

Tutti gli scenari hanno in comune la filosofia di poter espandere progressivamente l'infrastruttura di rifornimento di GNL in base alle reali esigenze, implementando di volta in volta soluzioni minime per soddisfare le esigenze del momento con la flessibilità di espansione verso quelle future.

Un'ipotesi ulteriore, valida in particolare per la fase transitoria di start-up, è quella dell'installazione di uno *storage* flottante che potrebbe rispondere meglio alla fase di transizione al nuovo combustibile, in attesa di un consolidamento sia dal lato della domanda che dall'installazione di impianti fissi a terra, al fine di raggiungere una soluzione definitiva in termini di capacità, migliore posizione e layout.

Tale soluzione di stoccaggio flottante potrebbe ridurre l'incertezza e gli oneri associati alla fase di pianificazione, autorizzazione e costruzione, oltre a ridurre l'uso del suolo, offrendo l'opportunità di limitare le possibili opposizioni dei cittadini.

Inoltre, trasversalmente a tutte le ipotesi realizzative, la possibilità di approvvigionarsi, almeno in parte, da impianti di Bio-GNL, o persino di dotarsi di un impianto di produzione di biometano coadiuvato da liquefattore di piccola scala, dovrebbe essere considerata attentamente

La strategia ottimale, potrà tuttavia essere definita solo a valle del confronto con gli stakeholders locali del settore e della redazione di analisi tecnico-economiche sito-specifiche delle diverse soluzioni ipotizzate.

Considerati i benefici derivanti dalla standardizzazione e dalla modularizzazione degli impianti di stoccaggio e dei relativi componenti, l'adozione di un *concept* scalabile permetterebbe un deployment del GNL reattivo e relativamente economico, supportato dai convenzionali terminali di larga scala.

I grandi terminali di esportazione di GNL, infatti, continueranno a svolgere un ruolo importante nel contribuire alla crescita dei mercati GNL di piccola e media taglia, coprendo le esigenze degli impianti emergenti e garantendo soluzioni di approvvigionamento economicamente efficienti. Per i porti dell'arco Tirreno-Ligure, la struttura già esistente a Marsiglia Fos-sur-Mer sarà sicuramente una fonte affidabile di approvvigionamento, ancor più se si considerano gli adeguamenti e i rispettivi investimenti che dovrebbero essere completati nel prossimo futuro.

Infine, alcuni spunti di riflessione riguardano la possibilità di insistere su fattori di "sistema", tra cui:

- puntare sullo sviluppo delle competenze e delle professionalità di alto livello legate ai servizi di bunkeraggio del GNL;
- conseguire una effettiva pianificazione strategica di lungo periodo sinergica da parte delle diverse Autorità competenti (MiSE, MIT, AdSP)
- elaborare un approccio uniforme a livello nazionale, interregionale, europeo e Mediterraneo per uniformare i criteri di valutazione ed approvazione delle diverse operazioni di bunkeraggio, anche con particolare riferimento alla possibilità di

- svolgimento di operazioni commerciali in simultanea (es. carico/scarico dei passeggeri a bordo);
- sviluppare indirizzi strategici e riferimenti normativi omogenei comuni per tutte le Autorità di Sistema Portuale e gli operatori;
 - istituire tavoli di lavoro, congiunti e permanenti, per garantire l'analisi comune e coordinata delle tematiche di natura strategica e di indirizzo politico, di natura giuridico/amministrativa, tecnica, di formazione del personale e delle procedure operative connesse all'utilizzo del GNL in ambito portuale e supportare le amministrazioni locali su procedure e regole;
 - Introdurre ed estendere le misure finalizzate ad una maggiore penetrazione del GNL nel settore del trasporto marittimo, quali eventuali incentivi e/o defiscalizzazione per la costruzione di *bunker ships* e depositi di GNL ad uso marittimo portuale;
 - prevedere provvedimenti premianti e di sostegno economico per le flotte navali alimentate a GNL (ad esempio attraverso la definizione di idonee tariffe portuali per agevolare l'utilizzo di mezzi marittimi alimentati a GNL) e per la realizzazione di nuove unità navali, a valle di un attento monitoraggio delle emissioni prodotte in porto per ciascuna tipologia e unità navale, per indirizzare e massimizzare l'efficacia di tali provvedimenti;
 - fornire un quadro fiscale certo e stabile, che consenta un recupero degli investimenti in tempi certi;
 - aumentare i controlli sulla "compliance" dei "low sulphur fuels" e rendere effettive le relative sanzioni
 - rendere più competitivo il servizio di bunkeraggio di GNL in Italia, prevedendo azioni di supporto sotto il profilo della formazione e di eventuali sgravi previdenziali e assistenziali per i servizi di bunkeraggio GNL;

LOTTO 5:

RELAZIONE TECNICA SUI REQUISITI DELLA RETE MARITTIMA

RELAZIONE DI STUDIO - Relazione T1.5.1:

STUDIO DI CASI

COME COSTRUIRE UNA BANCHINA INTELLIGENTE, ECOSOSTENIBILE E MODERNA
PER AFFRONTARE LA SFIDA DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA PORTUALE

Indice

1. Contesto	6
2. Obiettivi dello studio	7
3. Il metodo delle 5 W applicato alle banchine di rifornimento di GNL	8
3.1. COSA - Le basi di una banchina di rifornimento di GNL	8
3.1.1. Parabordi di accosto e di ormeggio	9
3.1.2. Sistema di protezione antincendio	10
3.1.3. Sistema di tubazioni criogeniche o flessibili	10
3.1.4. Sistema di assistenza all'accosto (opzionale)	11
3.2. Perché il GNL?	11
3.3. Chi, dove e quando?	11
3.4. Come rifornirsi in GNL	11
4. Come costruire una banchina di rifornimento	12
4.1. La sicurezza come principio guida progettuale	12
4.2. Rischi e infortunistica	13
4.3. Zoom sulle zone gas (ATEX ed estensione)	14
4.4. Studi necessari durante il progetto	16
4.5. Criteri tecnici ed economici di installazione	16
4.6. Quali normative? per tipo di impianto	17
5. Quale soluzione di bunkeraggio e per quale bisogno?	17
5.1. Quantificazione del bisogno	18
5.2. Soluzioni di rifornimento in GNL	19
5.2.1. Caricamento con motocisterne - Truck-To-Ship	19
5.2.2. Caricamento da una stazione a terra - Shore-To-Ship o Port-To-Ship	20
5.2.3. Trasferimento ISO-container-nave	21
5.2.4. Bunkeraggio da nave a nave - Ship-To-Ship	22
5.3. Elementi economici	24
5.4. Il problema dell'approvvigionamento per la soluzione di rifornimento	25
6. Il GNL come soluzione per l'alimentazione elettrica delle navi ormeggiate	27
6.1. L'impianto mobile GNL per la fornitura di energia elettrica alle navi in banchina	27
6.2. Chiatta galleggiante GNL - LNG Power Barge	28
6.3. Centrale mobile galleggiante GNL - Power-to-grid	28
7. Ultime innovazioni	29
7.1.1. Ventosa di ormeggio	29
7.1.2. Chiatta GNL multifunzione	29
7.1.3. Banchina GNL mobile galleggiante	30

7.1.4.	Strumento di calcolo delle zone a rischio per una zona di bunkeraggio	30
7.1.5.	Nave ibrida GNL multifunzione	30
7.1.6.	Droni	31
7.1.7.	Digitalizzazione dei servizi portuali	31
8.	Banchine dedicate al rifornimento di GNL in altri porti europei	31
8.1.	Terminale traghetti di Halhjem (Norvegia)	32
8.2.	Porto di Brunsbüttel (Germania)	33
8.3.	Terminale GNL di Gibilterra	33
8.4.	Porto di Klaipeda (Lituania)	34
9.	Sintesi del progetto di costruzione di una banchina di rifornimento	35
10.	Conclusione	35

Elenco delle figure

Figura 1:	Schema di una banchina convenzionale	8
Figura 2:	Schema di un pontile	8
Figura 3:	Schema di una struttura di accosto con briccole	8
Figura 4:	Schema di un ormeggio in banchina	9
Figura 5:	Esempi di parabordi di accosto	9
Figura 6:	Sezione di un tubo flessibile	10
Figura 7:	Esempio di tubi articolati	10
Figura 8:	Schema che mostra la delimitazione delle zone che possono contenere un'atmosfera esplosiva	15
Figura 9:	Truck-To-Ship	19
Figura 10:	MTTS - Multi-Truck-To-Ship	19
Figura 11:	Shore-To-Ship o Port-To-Ship	20
Figura 12:	Banchina di carico cisterne GNL	20
Figura 13:	Carico di una cisterna da un vagone	20
Figura 14:	Schema della banchina di carico di cisterne di Anversa	21
Figura 15:	Ship-To-Ship	22
Figura 16:	Schema delle navi di rifornimento Titan LNG necessarie per i porti di Amsterdam e Anversa nel 2020	22
Figura 17:	Schema delle soluzioni di rifornimento idonee in funzione delle dimensioni delle navi	24
Figura 18:	Illustrazione del circuito di alimentazione in GNL dal terminale alla nave da bunkerare	26
Figura 19:	Soluzioni di fornitura per dimensione	26
Figura 20:	Traghetto Méridionale raccordato in banchina	27
Figura 21:	Stazione mobile di Air Flow	27

Figura 22: Chiatta di GNL per l'alimentazione elettrica ad Amburgo	28
Figura 23: Una delle 17 navi-centrali elettriche di Karpower leader del settore	29
Figura 24: Ormeggi a ventosa di Cavotec.....	29
Figura 25: Chiatta multifunzione di Sofresid	29
Figura 26: Molo mobile di Connect LNG	30
Figura 27: Rappresentazione dello strumento BASIL di SGMF	30
Figura 28: Nave ibrida di Knude Hansen	30
Figura 29: Rappresentazione di droni che effettuano la consegna di un pacco.....	31
Figura 30: Impianti GNL dell'area di Marittimo nel 2019	31
Figura 31: Foto del terminale traghetti di Risavika in Norvegia	32
Figura 32: Spazio riservato al braccio di carico	32
Figura 33: Vista aerea del terminale di Halhjem.....	32
Figura 34: Vista aerea del terminale GNL di Gibilterra	34
Figura 35: Vista satellitare del porto di Klaipeda	34
Figura 36: Vista aerea della stazione di GNL di Klaipeda.....	35

Elenco delle abbreviazioni e acronimi

Acronimo	Definizione
ADR	Accordo europeo relativo al trasporto internazionale su strada di merci pericolose
BOG	Boil of Gas – Vapori emessi dal GNL se la sua temperatura aumenta o la sua pressione diminuisce
CCI(V)	Camera di Commercio e Industria (del Var)
ECA	ECA Emission Control Area (area ad emissioni controllate)
EnR	Tecniche di produzione di energia la cui applicazione non comporta l'esaurimento della risorsa iniziale. La fonte di energia è rinnovabile in modo permanente a livello umano (eolica, solare, suolo, biomassa, idraulica). Ad esempio: pale eoliche, centrali solari...
FSRU	(Floating Storage Regasification Unit) Nave metaniera progettata come unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione di GNL; una sorta di terminale mobile di importazione di GNL.
GIE	Gas Infrastructure Europe
GIIGNL	The International Group of Liquefied Natural Gas Importers
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GNC	Gas Naturale Compresso
HSE	Salute, sicurezza, ambiente, un settore di competenza tecnica nell'industria
ICPE	Impianto classificato per la tutela dell'ambiente (ICPE)
IGC	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk, ossia Codice internazionale per la costruzione e l'equipaggiamento delle navi che trasportano gas liquefatti alla rinfusa
IGF	International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels Codice Internazionale di Sicurezza per le Navi a GNL: ha lo scopo di fornire uno standard internazionale per le navi, diverse da quelle coperte dal Codice IGC.
MTTS	Multi Truck-To-Ship; bunkeraggio da più motocisterne collegate contemporaneamente.
OCIMF	Oil Companies International Marine Forum
PIANC	World Association for Waterborne Transport Infrastructure
RID	Regolamento sul trasporto internazionale di merci pericolose per ferrovia
RLMD	Regolamento locale per il trasporto e la movimentazione di merci pericolose
RPM	Regolamento per il trasporto e la movimentazione di merci pericolose nei porti marittimi
SEVESO	Siti industriali a rischio di incidenti rilevanti
SGMF	Society for Gas as a Marine Fuel

1. Contesto

Nell'ambito del programma transfrontaliero "Marittimo-Interreg Italia-Francia 2014-2020" cofinanziato dal Fondo europeo di sviluppo regionale (FESR), nell'ambito dell'obiettivo Cooperazione Territoriale Europea (CTE), sono stati avviati quattro progetti relativi al GNL (Gas Naturale Liquefatto) utilizzato come

combustibile marino. Per questi quattro progetti, il cui scopo è quello di comprendere la transizione energetica, la Camera di Commercio del Var è un partner.

Gli obiettivi di ciascun progetto sono presentati di seguito:

Progetto	Obiettivi principali
TDI-RETE GNL	Definire norme e procedure tecnologiche comuni per il bunkeraggio di GNL
GNL SIGNAL	Definire un modello per la fornitura, lo stoccaggio e la distribuzione di GNL
GNL FACILE	Definire un sistema integrato di rifornimento di GNL
GNL PROMO	Promuovere l'uso del GNL

Tabella 1: Obiettivi di ciascuno dei quattro progetti GNL

Il presente studio riguarda il progetto GNL SIGNAL che intende definire un sistema integrato di distribuzione di GNL nei cinque territori del Programma per le navi ed eventualmente per altri mezzi di trasporto o altre attività. L'obiettivo è quello di fornire una base per lo sviluppo strategico del sistema di distribuzione del GNL mediante:

- Un modello per l'ottimizzazione della rete marittima di approvvigionamento,
- Un modello per la localizzazione dei siti di stoccaggio nei porti di destinazione,
- Un modello di distribuzione interna nei territori meno attrezzati.

Il consorzio Elengy, TRACTEBEL, Gazocéan e ENGIE Lab CRIGEN è assegnatario del contratto denominato **Lotto n. 5: Relazione tecnica sui requisiti della rete marittima**. La realizzazione del consegnabile T1.5.1 è divisa in due fasi:

- Creazione di una banca dati delle navi e dei relativi armatori che hanno influenza nei porti della zona di Marittimo (fase 1), e di tre tabelle di parametri descrittivi per i porti (1), la rete marittima (2) e le navi (3).
- Realizzazione di uno studio di casi sulla costruzione delle banchine dedicate al rifornimento di GNL (Fase 2).

La presente relazione costituisce il consegnabile della Fase 2: studio di casi.

2. Obiettivi dello studio

Il presente studio ha l'obiettivo di fornire una risposta alle seguenti questioni sollevate nel disciplinare tecnico:

- Come costruire una banchina intelligente, ecosostenibile e moderna per affrontare la sfida della transizione energetica portuale
- Quali sono i parametri chiave da prendere in considerazione per la costruzione di una nuova banchina dedicata al rifornimento di navi in GNL
- Quali sono le innovazioni nel settore
- Come vengono costruite le banchine dedicate al rifornimento di GNL in altri porti europei

I porti devono rispondere a queste problematiche per poter offrire un servizio di rifornimento di GNL. Attualmente i sette porti della zona di cooperazione franco-italiana Marittimo sono: il porto di Genova, il porto di La Spezia, il porto di Marina di Carrara, il porto di Livorno, il porto di Tolone, il porto di Bastia e il porto di Cagliari. Questi porti non dispongono ancora delle infrastrutture per offrire questo servizio. Per questo motivo stanno commissionando diversi studi per poter creare la catena di GNL più adatta alle caratteristiche del proprio porto. Il presente documento fa parte di questa fase.

Per offrire assistenza ai porti in questa prospettiva, il presente studio propone delle raccomandazioni pratiche. Il principio guida è anche quello di rispondere alla domanda più generica: quale banchina costruire per il proprio porto.

Il capitolo 3 segue il metodo delle 5 W (Cosa, Chi, Dove, Quando, Perché) che costituisce uno strumento di aiuto alla risoluzione dei problemi attraverso l'identificazione dell'esigenza che presiede alle domande poste. Il resto del documento approfondisce il "Come". Poiché l'argomento è vasto, nel Capitolo 4 vengono discussi diversi aspetti essenziali della progettazione (sicurezza, regolamentazione, approvvigionamento, ecc.). Per contro, le questioni specifiche a ciascun sito, come ad esempio la scelta dell'ubicazione della banchina nel porto, non vengono affrontate e dovranno essere oggetto di studi specifici.

Il documento vuole essere una prima introduzione a tutti gli studi progettuali per la costruzione di una banchina ed esamina molti aspetti che faciliteranno il processo decisionale nelle scelte di design. In particolare, descrive in dettaglio le soluzioni di bunkeraggio che sono decisive nella scelta della banchina da realizzare (capitolo 5) ed esamina anche l'uso del GNL per la produzione di energia elettrica (capitolo 6).

Per fare un collegamento con le future banchine, descrive le ultime innovazioni che andranno sicuramente ad equipaggiare le banchine di domani (capitolo 7).

Infine, a titolo esemplificativo, lo studio presenta il caso di alcuni porti europei che già offrono un servizio di rifornimento portuale di GNL e che costituiscono quindi un precedente interessante a beneficio dei decisori per i futuri impianti.

3. Il metodo delle 5 W applicato alle banchine di rifornimento di GNL

Se il "Come" è esaminato in dettaglio nel capitolo 4, è interessante analizzare il "Cosa" e il "Perché" per fornire un quadro e un significato a questo studio. Il "Chi", il "Dove" e il "Quando" sono trattati insieme in modo succinto essendo di scarsa rilevanza per questo studio.

3.1. COSA - Le basi di una banchina di rifornimento di GNL

In generale, la definizione di banchina o molo si riferisce alla struttura principale dell'interfaccia nave-porto, predisposta per consentire l'accosto di navi, l'imbarco o lo sbarco di passeggeri, il carico o lo scarico di merci. Include i parabordi su cui va a poggiare lo scafo della nave all'ormeggio, le attrezzature di ormeggio e le attrezzature di accesso alla nave. Esistono 3 tipi di banchine¹:

1) La banchina convenzionale: fornisce il collegamento diretto tra la nave e la riva e deve resistere alle forze orizzontali:

- di accosto (1)
- di ormeggio (2)
- alla spinta dei rilevati (2')

e alle forze verticali

- del proprio peso (3)
- delle macchine di movimentazione (4)
- dei carichi sul terrapieno (5)

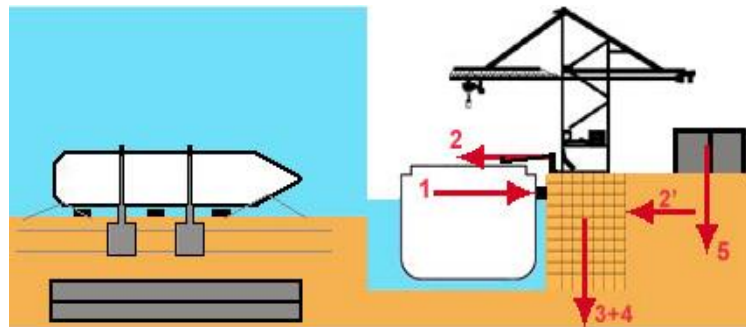


Figura 1: Schema di una banchina convenzionale

2) Il pontile: questa struttura è offshore e non fornisce un collegamento diretto tra la nave e la terraferma. Deve resistere alle forze orizzontali:

- di accosto (1)
- di ormeggio (2), ma non deve trattenere i rilevati

e alle forze verticali:

- del proprio peso e di quello delle macchine di movimentazione (3+4)
- degli eventuali carichi depositati (5)

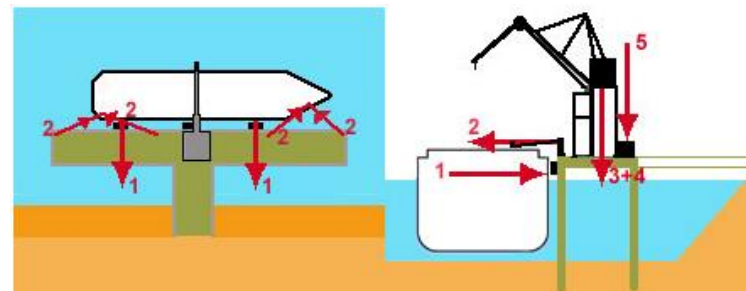


Figura 2: Schema di un pontile

3) Le briccole: strutture utilizzate solo per l'accosto e/o l'ormeggio della nave, devono resistere alle forze orizzontali:

- di accosto (1)
- di ormeggio (2)
- e alle forze verticali dovute solo al loro peso (3).

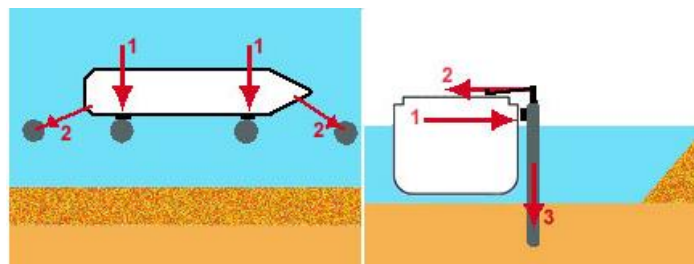


Figura 3: Schema di una struttura di accosto con briccole

¹ Fonte: <http://www.planete-tp.com/conception-des-ouvrages-d-accostage-a547.html>

Definizione di bunkeraggio di GNL: trasferimento su piccola scala di GNL in navi che utilizzano il GNL come carburante per motori a gas o a ciclo combinato. Il rifornimento avviene nei porti o in altre aree protette.

L'integrazione della funzione di bunkeraggio di GNL ad una banchina comporta, come minimo, l'aggiunta di un'area di bunkeraggio che può variare da una semplice zona dedicata di pochi metri quadrati non permanenti ad un sito con strutture di stoccaggio e bunkeraggio chiamato in inglese "LNG Bunker Facility". Tra le due esistono numerose altre possibilità che, a seconda della topografia e delle esigenze del porto, rendono ogni caso unico; per questo è interessante vedere ciò che è già stato fatto altrove in Europa (cf. capitolo 8). Tra tutte le soluzioni, alcune consentono tuttavia di effettuare il bunkeraggio in concomitanza con le operazioni commerciali, e possono quindi rivelarsi molto importanti per alcuni clienti.

Tra i componenti di base della banchina indichiamo di seguito alcune raccomandazioni per il bunkeraggio di GNL.

3.1.1. Parabordi di accosto e di ormeggio

I parabordi di accosto sono utilizzati per proteggere le navi e la banchina durante le manovre di accosto ed aiutano ad assorbire una parte dell'energia di attracco. Durante l'accosto la nave deriva ad una velocità di 10-15 cm/secondo. La sua grande massa impone una forza orizzontale (1) alla struttura che può superare le 100 tonnellate ed anche una forza di ormeggio (2), legata all'effetto del vento e delle eventuali correnti. Per individuarne la necessità, sarà necessario effettuare il calcolo dell'inerzia di accosto per la rigidità e il calcolo del fronte di accosto per il dimensionamento. Sarà poi possibile scegliere tra diversi tipi di parabordi (cf. figura in basso). In questo contesto è consigliabile seguire le raccomandazioni del PIANC "Guidelines for the design of fender systems" (Linee guida per la progettazione di sistemi di parabordi di accosto) ed in particolare la norma BS 6349 che tratta del dimensionamento delle strutture di sostegno dei parabordi (equivalente francese ROSA 2000 pubblicata dal CETMEF).

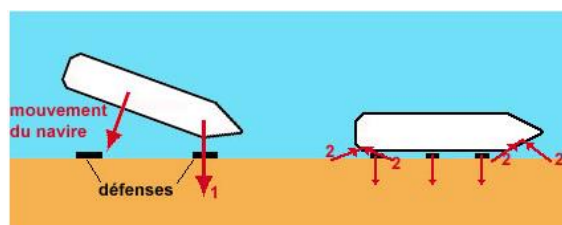


Figura 4: Schema di un ormeggio in banchina



Figura 5: Esempi di parabordi di accosto

Per l'ormeggio, l'OCIMF ha fissato le "Mooring Equipment Guidelines" (Linee guida per le attrezzature di ormeggio) la cui applicazione è anch'essa fortemente raccomandata. Si raccomanda inoltre di dimensionare i blocchi di ormeggio per il 100% del carico ammissibile se si tratta di un singolo ormeggio, o per l'80% del carico totale in caso di ormeggi multipli.

Sarà anche opportuno dotarsi di un sistema affidabile di disormeggio locale e distante, se possibile in un luogo sicuro, che possa essere attivato su ordine del comandante della nave e di dotare i ganci d'accosto di un sistema di misurazione della tensione degli ormeggi (necessario per i pontili soggetti a condizioni di mare molto difficili (forti mareggiate, correnti, ecc.).

3.1.2. Sistema di protezione antincendio

Si raccomanda l'installazione di apparecchiature antincendio per le quali sono possibili diverse soluzioni a seconda delle dimensioni e del tipo di impianto:

- idranti; raccordo universale accessibile anche con una nave in banchina;
- cannoni ad acqua o a polvere controllabili da remoto da un locale sicuro, destinati a proteggere dalle fiamme lo scafo della nave, il personale e le attrezzature in banchina;
- cortina d'acqua (a coda di pavone) tra lo scafo della nave e le attrezzature di bunkeraggio in banchina.

3.1.3. Sistema di tubazioni criogeniche o flessibili

In tutte le soluzioni proposte nel capitolo che segue esistono solo due possibilità di raccordo tra la cisterna e la nave da bunkerare:

- **tubazioni criogeniche:** costituite da tubi rigidi articolati attorno ad almeno due perni per consentire il movimento su due assi e per raggiungere il raccordo della nave, che non è sempre alla stessa altezza (dipende dalla nave da bunkerare). Si tratta dell'opzione più costosa ma che offre migliori prestazioni di portata e massima sicurezza, in quanto la tubazione è manovrata a distanza, limitando il rischio di incidenti. Va anche notato che più grandi sono le navi da bunkerare, più grandi o più alte devono essere le tubazioni. Il problema è analogo a quello dei bracci di sostegno dei cavi elettrici. A seconda delle necessità, ci possono essere più tubazioni per il trasferimento del GNL e per il ritorno dei BOG - sistema presente nei terminali metanieri (cf. figura a sinistra) - ed esistono anche tubazioni miste. Sulle banchine di rifornimento di GNL che dispongono di serbatoi pressurizzati spesso è presente una sola tubazione per il GNL (cf. esempio capitolo 8.1).
- **tubazioni flessibili:** sono tubi a doppia parete (cf. figura a destra) che vengono utilizzati da alcuni anni per caricare o scaricare le motocisterne di GNL e, più recentemente, per trasferire il GNL tra navi e terminali galleggianti.



Figura 7: Esempio di tubi articolati



Figura 6: Sezione di un tubo flessibile

3.1.4. Sistema di assistenza all'accosto (opzionale)

Per i natanti di dimensioni superiori a 75.000 m³ si raccomanda di installare dei dispositivi di visualizzazione dei parametri di velocità di avvicinamento e di angolo del natante. I dati di questi dispositivi devono essere salvati per essere utilizzati in caso di incidente.

3.2. Perché il GNL?

I vantaggi del GNL.

In generale, per tutte le parti interessate:

- Il GNL è considerato il combustibile marino alternativo più interessante per ridurre le emissioni inquinanti delle navi e soddisfa tutte le nuove norme internazionali sulle emissioni (livello III dell'IMO), senza depurazione dei gas di scarico.
- Il GNL è disponibile in tutto il mondo su larga scala e può essere distribuito come carburante su piccola scala.
- Tecnologie collaudate di motori sono compatibili con la combustione del GNL e la ricerca avviata sul GNL come carburante offrirà molto probabilmente prestazioni ancora migliori in futuro.
- Il prezzo del carburante GNL è competitivo rispetto agli altri carburanti marittimi tradizionali.
- Riduce inoltre l'inquinamento acustico e le vibrazioni delle navi.

Per i porti, una necessità e criteri di differenziazione:

- Concorrenza: permette di differenziarsi dai porti che non offrono ancora soluzioni di bunkeraggio.
- Posizione: diventa indispensabile offrire una soluzione di bunkeraggio nelle aree ECA.
- Domanda di GNL: domanda da parte degli armatori o dei fornitori di bunkeraggio di GNL.
- Opinione pubblica: riducendo l'inquinamento locale, consente una percezione positiva del porto da parte del pubblico.

3.3. Chi, dove e quando?

- **Chi** - In primo luogo, il porto è la parte principalmente interessata alla progettazione e alla realizzazione. Per la definizione del bisogno si deve tener conto dei clienti del porto a cui verrà proposto il servizio: le compagnie di navigazione. Infine, gli utenti e le parti interessate: armatori, personale e autorità portuali, fornitori di servizi di banchina, ecc.
- **Dove** - Nell'area Marittimo
- **Quando** - Al più presto; il servizio di bunkeraggio fa già parte delle aspettative delle compagnie di navigazione che iniziano a dotarsi di navi alimentate a GNL. I cantieri navali sono saturi di ordini per questo tipo di navi. Uno studio coreano mostra, ad esempio, che il 60% delle nuove navi costruite entro il 2025 saranno alimentate a GNL². Inoltre la creazione di un'area ad emissioni controllate (ECA) nel Mediterraneo non sarà possibile senza infrastrutture portuali per il bunkeraggio di GNL.

3.4. Come rifornirsi in GNL

L'armatore: può cercare di far rifornire la sua nave con un autocarro o con una nave bunker, ma in quale porto? Oppure da un terminale metaniero, ma in questo caso il bunkeraggio non può essere effettuato durante le operazioni commerciali e per molti tipi di navi è molto difficile spostarsi fino ad un terminale. Per questo motivo alcuni armatori si stanno orientando verso partnership commerciali

² Fonte: <https://www.seatrade-maritime.com/asia/lng-powered-ships-account-60-new-orders-2025-korean-study>

con rivenditori di GNL (come ha fatto ad esempio CMA CGM con Total³). **Il porto:** per rifornirsi è necessario recarsi al più vicino terminale metaniero oppure dotarsi di infrastrutture di bunkeraggio che saranno alimentate da un distributore di GNL che effettuerà per suo conto le operazioni con il terminale metaniero.

4. Come costruire una banchina di rifornimento

Questo capitolo risponde alla domanda "Come" e presenta i principi essenziali della progettazione di una banchina di rifornimento di GNL, in particolare nell'ambito dell'installazione di uno stoccaggio. La specificità "criogenica" del GNL implica una descrizione approfondita degli aspetti relativi alla sicurezza. Si propone un metodo per fornire al futuro gestore della banchina i mezzi strutturali (rispetto a quelli organizzativi) per controllare i rischi e ridurre gli effetti di incidenti o infortuni durante l'esercizio della banchina. Tenuto conto delle esigenze marittime di GNL, lo stoccaggio di GNL in banchina o nelle sue vicinanze, o almeno all'interno del porto, richiede che si affronti anzitutto il tema della sicurezza. Lo studio non affronta le modalità costruttive o i materiali utilizzati. Tuttavia, sebbene i criteri di sicurezza siano fondamentali per l'installazione delle attrezzature e degli edifici, è necessario tenere conto anche di criteri tecnici ed economici per garantire la fattibilità del progetto.

4.1. La sicurezza come principio guida progettuale

Per progettare un impianto Shore-To-Ship, la sicurezza viene presa in considerazione in fase di progettazione studiando le modalità costruttive o organizzative per:

- il controllo dei rischi, per prevenire gli incidenti di esercizio,
- la tutela delle attrezzature, del personale, dei residenti locali e degli interessi esterni.

La progettazione e tutte le modifiche importanti degli impianti dovranno essere conformi alla politica di sicurezza del porto e alle normative locali (industriali, ambientali e di tutela dei lavoratori). La sicurezza deve essere al centro di tutti gli studi (piano di qualità, studio dei rischi, ecc.) richiesti in fase di progettazione, mentre l'esercizio deve far parte di un sistema di gestione della sicurezza coerente con le politiche di qualità e ambientali del porto (sistema di riferimento, tracciabilità, formazione e audit). Per ottenere questo risultato, per il progetto si raccomanda di fare riferimento alla norma EN 1473⁴ e di verificare che le scelte compiute non siano incompatibili con la NFPA 59A⁵.

A termine la progettazione consentirà di disporre:

- di un processo semplice e sicuro che utilizza le migliori tecniche disponibili al fine di ridurre i rischi durante le operazioni di ricarica dello stoccaggio e di bunkeraggio dallo stoccaggio,
- di procedure operative comprensibili ed efficienti (compresi i piani di emergenza),
- degli schemi di installazione delle apparecchiature e dei relativi sistemi di monitoraggio,
- degli schemi di circolazione dei veicoli e del personale in esercizio e di accesso per le operazioni di soccorso e manutenzione,
- di disposizioni costruttive adeguate alle esigenze dell'impianto (comprese le protezioni passive),

³ Fonte: <https://www.cma-cgm.fr/detail-news/1841/accord-strategique-entre-total-et-cma-cgm-pour-la-fourniture-de-gaz-naturel-liquefie-destine-aux-futurs-porte-conteneurs-de-cma-cgm>

⁴ **Norma EN 1473:** il documento fornisce le linee guida per la progettazione, la costruzione e l'esercizio di tutti gli impianti onshore di gas naturale liquefatto (GNL) destinati alla liquefazione, allo stoccaggio, alla vaporizzazione, al trasferimento e alla movimentazione di GNL e gas naturale (GN). Questi requisiti possono quindi essere applicati al biometano e al gas naturale sintetico (GNS). (Norma europea)

⁵ **Norma NFPA 59A:** norma per la produzione, lo stoccaggio e la movimentazione di gas naturale liquefatto (GNL).

- di mezzi di prevenzione e protezione (ad es. gruppi elettrogeni di emergenza, sistema antincendio) operativi in tutte le circostanze.

Va inoltre osservato che l'implementazione di un servizio di rifornimento di GNL richiederà la realizzazione di studi tecnici nei porti per individuare le principali modalità di mancato funzionamento del servizio di rifornimento previsto e le proposte di procedure operative per prevenire tali malfunzionamenti. Infatti, sebbene le norme applicabili alle operazioni di rifornimento nei porti (norme sul trasporto e la movimentazione di merci pericolose nei porti marittimi, nazionali (RPM) e locali (RLMD)) non precludano l'uso di GNL marino, esse non lo disciplinano in modo specifico e quindi può essere necessario un adattamento del RLMD. La mancanza di dispositivi di sicurezza sufficienti a proteggere le motocisterne presenti sulle banchine può anche portare all'esclusione di questa modalità di rifornimento per alcuni terminali (in particolare i container).

4.2. *Rischi e infortunistica*

Questo capitolo fornisce un breve promemoria dei principali pericoli presenti negli impianti Shore-To-Ship e un generico scenario di incidente. In un approccio graduale ai rischi potenziali e intrinseci di questa attività, si devono considerare:

- il tipo di stoccaggio: il GNL è un idrocarburo a bassa temperatura in stato di equilibrio liquido/vapore e queste caratteristiche influiscono notevolmente sulla scelta del luogo di stoccaggio;
- fasi regolari di trasferimento del GNL a medie portate tra la nave e i serbatoi di stoccaggio/cisterne, che hanno una grande incidenza sulla scelta del collegamento tra la nave e la zona di carico e in generale sulla progettazione della banchina⁶;
- la possibile presenza di atmosfere esplosive e di sollecitazioni termiche e meccaniche sulle apparecchiature dovute a variazioni di temperatura in presenza di gas freddi (perdite di GNL a bassa pressione, scarichi di GNL ad alta pressione o evaporazione);
- la zona portuale che accoglie navi di tutti i tipi, comprese le navi micrometaniere che devono essere caricate e scaricate da personale addestrato (questo compito è spesso posto a carico dell'operatore portuale; Gazocéan partecipa già alla formazione del personale dei principali porti francesi per soddisfare le crescenti esigenze di bunkeraggio delle navi GNL).

Scenario generico di incidente con GNL

Il GNL defluisce attraverso una spaccatura e forma una chiazza che si disperde a terra (a seconda delle condizioni di pressione e delle dimensioni della spaccatura, tutto o parte del GNL può vaporizzarsi istantaneamente; questo fenomeno è noto come "flash"). Il GNL evapora a contatto con il suolo e forma una nube di gas più pesante dell'aria che si propaga. Fino a quando non sia sufficientemente diluita, la nube di gas contiene un'atmosfera esplosiva. In presenza di una fonte di ignizione sul suo percorso, la nube si infiamma e le fiamme risalgono lungo la nube fino alla chiazza di GNL nelle vicinanze della perdita. Il calore dell'incendio così prodotto si irradia con forza e può danneggiare le strutture circostanti o propagare l'incendio in altre parti delle strutture portuali. Se lungo il suo percorso la nube si trova confinata in un'area ingombra (presenza di attrezzature, container, una nave, ecc.), c'è il rischio di esplosione con effetti di sovrappressione che possono danneggiare le strutture circostanti. Un apposito studio identificherà i pericoli associati all'impianto previsto.

⁶Vedere la relazione T2.2.1: "Linee guida per la localizzazione e il dimensionamento degli impianti portuali di GNL" che analizza in dettaglio l'argomento.

4.3. Zoom sulle zone gas (ATEX ed estensione)

Dovranno essere definite delle zone Atex per ogni area di bunkeraggio e stoccaggio di GNL e segnatamente: luogo in cui è presente, o si può prevedere che sia presente, un'atmosfera di gas esplosivo in quantità sufficiente da richiedere particolari precauzioni per la costruzione, l'installazione e l'uso delle attrezzature. Le aree pericolose sono classificate in zone, in base alla frequenza e alla durata della presenza di atmosfera esplosiva di gas, come segue:

- **zona 0:** luogo in cui è presente un'atmosfera esplosiva in modo permanente, o per lunghi periodi o frequentemente,
- **zona 1:** luogo in cui è probabile che si verifichi occasionalmente un'atmosfera di gas esplosiva durante il normale esercizio,
- **zona 2:** luogo in cui non è probabile che si verifichi un'atmosfera di gas esplosiva durante il normale esercizio, ma che, in tale eventualità, può perdurare solo per un breve periodo di tempo.

Questi requisiti minimi hanno lo scopo di migliorare la sicurezza dei lavoratori che possono essere esposti al rischio di atmosfera esplosiva. Le zone in cui possono formarsi atmosfere esplosive devono essere indicate in un documento relativo alla protezione dalle esplosioni. Tale documento deve mostrare che:

- i rischi di esplosione sono stati determinati e valutati,
- sono state adottate misure adeguate per soddisfare gli obblighi generali di prevenzione.

Il documento definisce gli adattamenti tecnici o organizzativi alla luce dei potenziali rischi identificati. L'approccio si basa sulle seguenti fasi:

- identificare le potenziali atmosfere esplosive (inventario dei prodotti, analisi dei processi implementati, studio dei potenziali malfunzionamenti, presa in considerazione dei feedback dell'industria),
- definire le zone a rischio in base alla frequenza e alla durata della presenza di atmosfera esplosiva. Le normative distinguono generalmente 3 zone come sopra definite (Zone "0", "1" e "2" con piccole variazioni).
- identificare le potenziali fonti di ignizione (apparecchiature elettriche ed elettroniche, meccaniche, pneumatiche, idrauliche, termiche, ecc.),
- adottare misure preventive e protettive:
- ridurre il rischio agendo sulla natura, sulle quantità, ecc. del combustibile e del comburente, ove possibile,
- evitare le fonti di ignizione (tenere la maggior quantità possibile di materiale fuori dalla zona pericolosa, se possibile),
- e infine, attenuare gli effetti delle esplosioni e gli effetti termici.

Lo studio dei pericoli identifica tutti i fenomeni pericolosi che possono verificarsi nel sito, indipendentemente dalla probabilità con cui possono insorgere. Comprende quindi eventi che sono frequenti (una o più volte all'anno) o estremamente rari (evento possibile meno di una volta ogni milione di anni). La normativa ATEX si occupa in particolare degli eventi più frequenti (potenziali malfunzionamenti, ad es. funzionamento o perdita delle valvole). L'interdipendenza dei due approcci ci porta quindi a completare e approfondire la nostra descrizione delle zone in cui è probabile che si verifichi un'atmosfera esplosiva. Sulla base degli obblighi normativi e al fine di semplificare la progettazione e l'esercizio del terminale, ELENGY raccomanda le seguenti definizioni:

- "Zona ATEX": tutte e 3 le zone (Zone "0", "1" e "2") come sopra presentate e in base alle "norme ATEX",
- "Zona gas estesa": consiste in una o più zone che comprendono tutte le "zone ATEX" che sono create o segnalate e che hanno disposizioni specifiche di accesso ai sensi del Codice del Lavoro francese (zona verde sullo schema),

- “Zona pericolosa LIE”: è l'insieme dei cerchi di pericolo LIE (Limite Inferiore di Esplosività) degli scenari selezionati nello studio dei pericoli (cerchi viola sullo schema).

I principi per la definizione e la delimitazione di queste diverse zone sono illustrati nel seguente schema che mostra la delimitazione delle zone che possono contenere un'atmosfera esplosiva⁷.

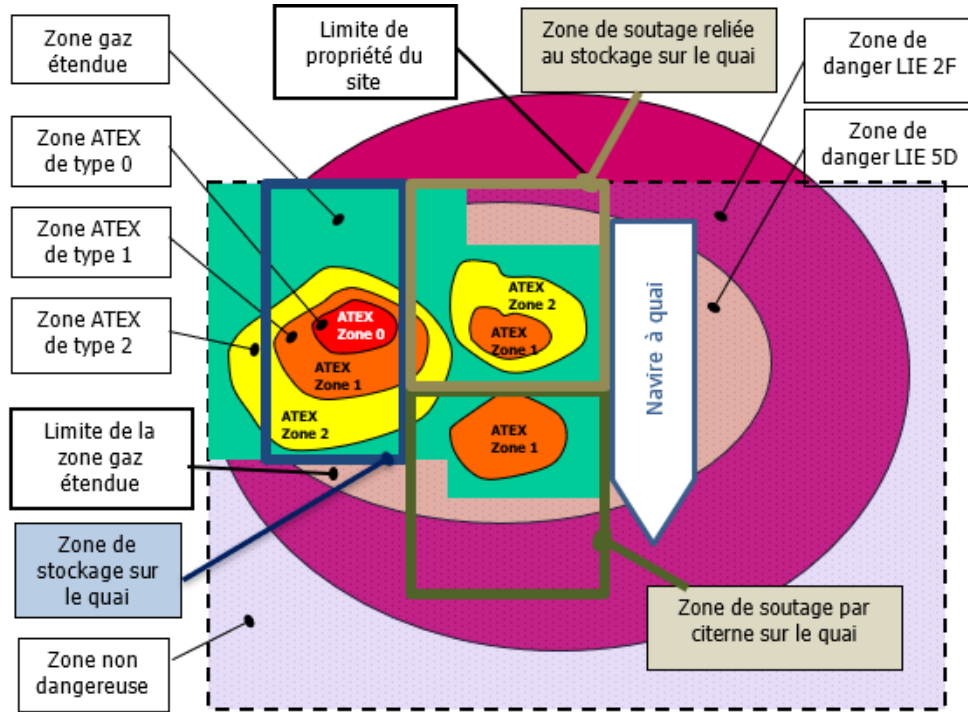


Figura 8: Schema che mostra la delimitazione delle zone che possono contenere un'atmosfera esplosiva

Raccomandazioni

Si consiglia vivamente:

- che tutte le “zone ATEX” rimangano all'interno dei confini di proprietà del sito,
- che la “zona gas estesa” sia segnalata (almeno con segnaletica orizzontale),
- di evitare la creazione di una zona “0”,
- a fini di semplificazione, di raggruppare tutte le zone ATEX e costituire una “zona gas estesa” significativamente più estesa della semplice unione delle zone ATEX. Questo permette:
 - di applicare le stesse regole in risposta alle normative ATEX in tutta la “zona gas estesa” e di rendere omogenee apparecchiature e procedure,
 - di poter modificare gli impianti in modo significativo senza dover fare grandi adattamenti alle zone e alle attrezzature ATEX;
- che le attrezzature utilizzabili in atmosfera esplosiva, e più in particolare le apparecchiature elettriche, siano adeguate alla zona e al prodotto infiammabile più restrittivo per la zona, e che siano approvate e marcate secondo le raccomandazioni di un laboratorio accreditato in base al sistema di riferimento scelto,
- che l'impianto elettrico sia verificato in conformità con le norme vigenti prima della messa in servizio e dell'introduzione di prodotti infiammabili,

⁷ N.B. 2F e 5D sono classificazioni fornite a titolo esemplificativo riguardanti la velocità del vento (in questo caso 2 e 5 metri al secondo) e la stabilità dell'aria ambiente. Più c'è vento, più la zona LIE è piccola, perché la dispersione è più veloce, ma l'aria è più turbolenta.

- di utilizzare le raccomandazioni IEC per la qualificazione degli impianti e delle apparecchiature elettriche della zona "0",
- di standardizzare le attrezzature e le procedure di tutta la "zona gas estesa",
- che le attrezzature che contribuiscono alla sicurezza, e che sono influenzate dagli scenari generici, siano collocate in due luoghi separati che non possono essere colpiti contemporaneamente dalla stessa emissione (ad es. i gruppi elettrogeni che devono garantire la continuità del servizio) o siano collocate in edifici a tenuta che non consentano la penetrazione di gas durante il passaggio della nube gassosa (che può essere solo molto improbabile e di breve durata),
- che anche gli edifici che ospitano apparecchiature elettriche e che contribuiscono alla sicurezza siano a tenuta stagna,
- di installare tutte le tubazioni in canaline (sotto le solette se necessario); le tubazioni, a causa della loro temperatura, non possono essere interrate o affondate nel cemento; come seconda scelta si può considerare la soluzione di rack sospesi che però limitano l'altezza del traffico in banchina anche se sono sempre meno problematici rispetto alla posa a terra (i flessibili per il carico delle cisterne non rientrano in questo punto).

4.4. Studi necessari durante il progetto

Per costruire una banchina di rifornimento di GNL sarà necessario anzitutto ottenere un feedback positivo da tutti gli studi proposti di seguito (in ordine cronologico):

- 1) Studio di opportunità, per convalidare il Business Plan. Si consiglia di effettuare parallelamente degli studi di mercato per confermare le scelte del Business Plan.
- 2) Studi di fattibilità, per valutare l'entità degli investimenti e convalidare l'aspetto tecnico della soluzione prevista.
- 3) Studio di ingegneria di base, per definire il progetto, specificare l'importo dell'investimento e fare le domande di raccordo alle reti (strada, ferrovia, elettricità o gas).
- 4) Studi ambientali, studi di rischio e di impatto, studi sulla salute e sulla sicurezza, per costituire la "Domanda di autorizzazione all'esercizio" (DDAE). Prevedere un termine tra 4 e 12 mesi.

Lo studio di opportunità può essere effettuato internamente o attraverso esperti del settore come Elengy, Tractebel o Gazocéan. Per gli altri studi saranno consultati uffici di progettazione e società di consulenza nell'ambito di bandi di gara e i migliori saranno selezionati per svolgere i servizi secondo la procedura interna di acquisto.

4.5. Criteri tecnici ed economici di installazione

Oltre alle regole di installazione delle attrezzature e degli edifici che risulteranno dallo studio dei rischi e dei vincoli legati alla sicurezza del sito, si raccomandano, per quanto possibile, i seguenti criteri di installazione:

- ridurre al minimo la lunghezza delle tubazioni di GNL e il numero di rubinetti e di valvole,
- ottimizzare il numero di incroci di tubazioni, di ramificazioni o di punti di attacco per evitare la messa fuori servizio di più apparecchiature importanti a causa di un unico incidente,
- ridurre al minimo la lunghezza dei cavi elettrici e di controllo per ridurre le cadute di tensione ed evitare così ulteriori sottostazioni,

- prevedere gli spazi necessari per future estensioni al fine di garantirne la compatibilità con gli impianti della prima fase e/o la possibilità di realizzazione.

4.6. Quali normative? per tipo di impianto

La seguente tabella riassume il quadro normativo di riferimento per i principali impianti di stoccaggio e bunkeraggio di GNL prevedibili in ambiente portuale⁸.

Attività	Caratteristiche	Quadro normativo associato
Stazionamento di motocisterne di GNL o di iso-container di GNL	Area di stazionamento adiacente ad un impianto di stoccaggio fisso di GNL	ICPE 1414
	Area di stazionamento senza stoccaggio fisso	ADR, TMD RPM, RLMD
Imbarco di cisterne di GNL a bordo di navi / chiatte	Trasporto di GNL	Codice IGC
	Propulsione a GNL	Codice IGF
Trasporto terrestre di cisterne di GNL	Autocarri, treni	ADR, TMD, RID
Stoccaggio GNL in stazione fissa	-	ICPE 4718
Carico/scarico	Da una nave bunker	1414-2b o 2c
	Da una nave alimentata a GNL	1414-3
	Da/per stoccaggio fisso soggetto ad autorizzazione (terminale GNL)	ICPE 1414-2a
	Tra un treno e un autocarro	ICPE 1414-4
	Altri casi al di fuori delle norme ICPE	RPM, polizia portuale, RLMD
Riempimento	Riempimento di iso-container di GNL	ICPE 1414-1
Alimentazione elettrica delle navi all'ormeggio	Gruppi elettrogeni alimentati a gas naturale (vaporizzazione del GNL prima della combustione)	ICPE 2910-A

Tabella 2: Quadro normativo per tipo di attività

Esistono inoltre raccomandazioni internazionali sugli impianti di rifornimento che è interessante consultare:

- la "Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations" dell'EMSA (Guida sul rifornimento di GNL alle autorità e amministrazioni portuali)⁹
- le raccomandazioni pratiche del DNVGL-RP-0006: "2014-01 Recommendations Practices – Development and operation of liquefied natural gas bunkering facilities" di SGMF (Raccomandazioni Pratiche - Sviluppo e gestione di impianti di bunkeraggio di gas naturale liquefatto)¹⁰

5. Quale soluzione di bunkeraggio e per quale bisogno?

Tra i parametri chiave da prendere in considerazione per la costruzione di una nuova banchina dedicata al rifornimento di navi in GNL, la scelta della soluzione di rifornimento è fondamentale. Questo tipo di soluzioni richiede investimenti significativi e di dimensionamento nella progettazione della banchina e del porto in generale. Esse devono infatti soddisfare le esigenze dei clienti del porto ed essere in linea con la strategia del porto, della regione o del Paese. Il bisogno deve essere qualificato (che tipo di nave deve essere bunkerata? in quanto tempo?) e quantificato (quale frequenza di scalo? che dimensioni del

⁸ Per maggiori informazioni sulle normative, si rimanda allo studio "Linee guida per la localizzazione e il dimensionamento degli impianti portuali di GNL in Francia" (Lotto 1 - Consegnabile T2.2.1).

⁹ Link: <http://www.emsa.europa.eu/news-a-press-centre/external-news/item/3207-guidance-on-lng-bunkering-to-port-authorities-and-administrations.html>

¹⁰ Link: <https://www.sgmf.info/>

serbatoio da bunkerare?) nel tempo; tutto ciò è particolarmente vero per l'area di Marittimo, nelle cui acque nel 2019 non è passata nessuna nave GNL ma molti armatori della zona hanno recentemente ordinato navi alimentate a GNL (Corsica Ferries, Moby Lines, GNV, MSC Crociere, per citarne solo alcuni) le cui consegne sono previste tra il 2020 e il 2023. Questo capitolo fornisce quindi alcune raccomandazioni sul bisogno prima di indicare in dettaglio le varie soluzioni di rifornimento.

5.1. Quantificazione del bisogno

Per definire il volume di GNL da bunkerare per i clienti, il porto deve tener conto del numero di scali delle navi da bunkerare considerando le dimensioni del loro serbatoio, in un determinato periodo di tempo. La tabella che segue dà un'idea dei volumi teorici richiesti per tipo di nave. Per le grandi navi portacontainer provenienti dall'Asia, ad esempio, la frequenza è ridotta a un mese per traversata, ma il volume da bunkerare è molto importante e, a seconda dei casi, superiore, nell'arco di un anno, a quello dei traghetti che effettuano più viaggi alla settimana ma con un volume inferiore da bunkerare. Si raccomanda che ogni porto definisca con gli armatori che vi fanno scalo il bisogno di rifornimento di ogni nave, che alla fine consentirà di individuare la soluzione adeguata. Si consiglia inoltre di prendere la decisione di investire in impianti sulla base di impegni precisi dei clienti.

Tipo di nave o attività	Dati indicativi di base			
	Consumo annuo in m ³ di GNL/anno	Fabbisogno di bunkeraggio in m ³ di GNL/operazione	Frequenza di bunkeraggio	Consumo giornaliero in tonnellate
Grande nave portacontainer (deep sea)	50.000 - 85.000	7.000 - 17.000	~5 all'anno	200 T/g
Nave da crociera	45.000 - 80.000	1.800 - 4.000	2 al mese	150 T/g
Porta-container (short sea)	9.000 - 15.000	900 - 1800	5 - 8 all'anno	75T/g
Traghetto / Cargo-traghetto misto	18.000 - 35.000	300 - 700	1 alla settimana	50T/g
Navi di servizio	3.000 - 6.000	30 - 300	1 - 5 al mese	25T/g
Elettricità in banchina		50	Per carico	

Una volta definito il bisogno è più facile scegliere la soluzione di bunkeraggio più idonea, tenendo conto di alcuni prerequisiti:

- lo spazio disponibile sulla banchina o nelle vicinanze,
- il rilascio delle autorizzazioni richieste,
- la convalida di tutti gli studi,
- le varie possibilità di rifornimento.

Bisogno = volume da bunkerare + frequenza per ogni nave da bunkerare

5.2. Soluzioni di rifornimento in GNL

In quanto elemento cruciale nella realizzazione di una banchina di rifornimento, la scelta della soluzione tecnica di bunkeraggio è un fattore determinante per il successo del progetto. Esistono diverse soluzioni per il bunkeraggio di GNL ma non tutte possono essere effettuate dalla banchina; molte possono essere effettuate in mare, dove è possibile l'ancoraggio alla fonda. Alcune sono nuove e originali. Sono più o meno adatte al volume di GNL da bunkerare (come riassunto nella Figura 17 alla fine della presentazione delle soluzioni), ma sono state tutte testate in condizioni reali. Dei casi pratici illustrano ogni soluzione insieme ad un link verso articoli di stampa per maggiori informazioni sull'argomento.

5.2.1. Caricamento con motocisterne - Truck-To-Ship

Questa soluzione consiste nel rifornire la nave bunkerata in banchina con una motocisterna di GNL (da 20 a 50m³; 40m³ standard) per mezzo di un tubo flessibile o di un braccio criogenico, ed è la prima soluzione che è stata testata. Offre numerosi vantaggi:

È facile e veloce da installare, la soluzione è proposta da molte aziende che ne rendono competitivo il prezzo e l'operazione può essere effettuata molto rapidamente senza investire in alcun impianto. Può essere realizzata nella maggior parte delle banchine, a condizione che vi sia spazio sufficiente per la manovra della motocisterna e che il porto abbia dato preventivamente l'autorizzazione.

Poiché le dimensioni dei serbatoi delle navi da bunkerare sono generalmente più grandi della dimensione media di una cisterna (fatta salva la maggior parte delle navi di servizio), una sola cisterna non può effettuare da sola il bunkeraggio completo. Per risparmiare tempo, invece di far arrivare in sequenza più cisterne di rifornimento, questa soluzione è realizzabile mediante più motocisterne collegate contemporaneamente per lo stesso bunkeraggio: "bunkeraggio Multi Truck-To-Ship". In questo modo è possibile il bunkeraggio di un piccolo traghetto ma sarà necessario più spazio in banchina. Al di sopra di un certo volume anche questa soluzione diventa complicata. Per il bunkeraggio di 500m³ sono necessarie da 10 a 12 motocisterne, che rendono quindi la logistica eccessivamente pesante o il bunkeraggio troppo lungo se viene eseguito in due fasi.

A meno che non si effettui un rifornimento parziale, questa soluzione non è adatta al bunkeraggio di grandi navi, come ad esempio le navi da crociera e le navi portacontainer. Inoltre, la cisterna deve essere prima caricata in un terminale dotato di un'apposita stazione di carico e solo i terminali di Fos sur Mer ne sono dotati nel tratto franco-italiano.

Casi pratici

- 1° in Francia: rifornimento in GNL della nave da crociera AIDAprima il 10 maggio 2016.
- 1° in Spagna: caricamento con MTTS della Marie Curie de la Balearia¹¹ il 16 novembre 2019.
- Porto in cui si pratica il MTTS: Brunsbuttel a Elbehafen¹² (vedere capitolo 8).

¹¹ Vedere l'articolo della compagnia: <https://www.balearia.com/fr/sala-prensa/notas-prensa/bale%C3%A0ria-prueba-un-innovador-bunkering-de-gnl-de-alta-velocidad-en-el-ferry-marie-curie>

¹² Vedere l'articolo: <https://www.brunsbuettel-ports.com/lng-bunkering.html>

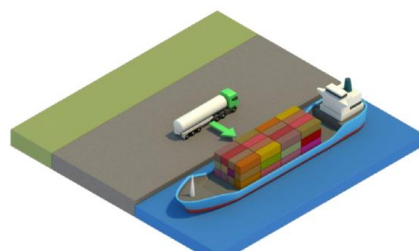


Figura 9: Truck-To-Ship



Figura 10: MTTS - Multi-Truck-To-Ship

5.2.2. Caricamento da una stazione a terra - Shore-To-Ship o Port-To-Ship

Questa soluzione prevede una stazione satellite dotata di un deposito vicino alla banchina dove attracca la nave bunker o la nave da bunkerare. La capacità del deposito può variare a seconda delle esigenze di bunkeraggio, dello spazio disponibile in banchina e delle possibilità di approvvigionamento. Il deposito può anche essere situato al di fuori del porto, ma i collegamenti sono costosi e si aggiungeranno al costo del progetto se il deposito è troppo lontano. L'investimento necessario è quindi molto variabile, da 500.000 a diverse decine di milioni di euro, e comporta anche studi (in particolare di rischio) e formalità amministrative per l'autorizzazione all'installazione e all'esercizio dell'impianto di stoccaggio. Senza una nave di rifornimento dedicata nel porto (soluzione menzionata di seguito: vedere Ship-To-Ship), le navi che necessitano di essere rifornite dovranno andare a posizionarsi su questa banchina, prolungando così la durata dello scalo e le manovre in porto. L'abbinamento con una nave bunker di servizio è quindi tecnicamente e commercialmente più pratico. La soluzione consente il bunkeraggio delle navi più grandi ed è adatta ai porti lontani dai terminali metanieri e per i quali l'accesso via terra è difficile. Per contro, un porto vicino ad un terminale metaniero potrà dotarsi solo di una nave di rifornimento che farà la navetta e fornirà la parte di stoccaggio.



Figura 11: Shore-To-Ship o Port-To-Ship

La stazione stessa è alimentata via mare (o fiume, se possibile) o via terra. Per quest'ultima esistono due possibilità di rifornimento del deposito:

- con motocisterna. In questo caso, per evitare di riempire il deposito in banchina, è possibile creare una stazione di carico dall'altro lato del deposito. La stazione può essere utilizzata anche come stazione di servizio per altri veicoli di terzi o interni al porto alimentati a GNL e/o GNC (prodotto ricavato dal GNL). L'unione delle due stazioni costituisce quindi un nodo di approvvigionamento e fornitura di GNL marittimo e terrestre (cf. caso pratico).



Figura 12: Banchina di carico cisterne GNL

- con treno. È ovviamente necessario un accesso ferroviario al porto. In questo caso esistono due possibilità: il treno alimenta un deposito nello stesso modo descritto sopra per gli autocarri; oppure il treno stesso funge da deposito, poiché i vagoni cisterna hanno una vita abbastanza lunga, fino a 90 giorni per alcuni modelli. Un vagone contiene circa 2,5 volte il volume di una motocisterna (110m³ contro 40m³). Sebbene la tecnologia esista, non è ancora applicata in Europa ed è attualmente in fase di sviluppo presso Elengy, in vista della sua entrata in servizio nel 2023. La ferrovia consente di trasportare volumi più grandi e su distanze maggiori rispetto alla strada, con cui è peraltro compatibile (trasferimento modale: è possibile trasferire container standard di 40 piedi da un vagone a un rimorchio stradale e viceversa). Infine, è un mezzo di trasporto affidabile ed eco-sostenibile e risponde anche a problematiche correlate, come la carenza di autisti di autocarri a lungo raggio nel settore del trasporto stradale.



Figura 13: Carico di una cisterna da un vagone

Panoramica sullo stoccaggio

Un impianto di stoccaggio di GNL dedicato al bunkeraggio serve principalmente come tampone tra gli arrivi discontinui dei rifornimenti (via chiatta, treno o cisterne) e i bunkeraggi, anch'essi discontinui ma programmabili e ripetuti. La capacità dello stoccaggio dipenderà dal servizio di bunkeraggio offerto dal porto per soddisfare le esigenze dei suoi clienti. Lo stoccaggio può essere costituito da uno o più serbatoi, che devono essere tuttavia pressurizzati per evitare problemi di gestione dell'evaporazione (BOG) che si autoregolano attraverso il ciclo di carico e scarico. In caso contrario, sarà necessario un circuito di recupero dei BOG verso lo stoccaggio, in quanto le norme portuali vietano, in esercizio normale, lo scarico di gas naturale dalle navi e non è possibile bruciare queste evaporazioni. Una volta selezionata la capacità, la scelta del numero di serbatoi dipende anche da altri parametri quali: limiti tecnici, costo, flessibilità operativa, superficie disponibile, impatto visivo, estensioni prevedibili, ecc. Per quanto possibile, si raccomanda di avere almeno due serbatoi per limitare il rischio di indisponibilità nel caso di un unico serbatoio, ma ovviamente il costo è maggiore. In questo caso si dovrà fare un compromesso tra affidabilità del servizio e costi aggiuntivi. Per quanto riguarda la classificazione SEVESO¹³, la soglia (bassa) per l'autorizzazione è di 50 tonnellate; oltre le 200 tonnellate, l'impianto passa alla soglia alta SEVESO e il sito, per operare, deve avere l'approvazione delle autorità. Il porto sarà quindi più o meno interessato a seconda della scelta delle attrezzature per la banchina. A titolo indicativo, il GNL di una motocisterna pesa circa 20 tonnellate. Con 50 tonnellate, la riserva è troppo piccola per consentire il bunkeraggio di un traghetto. Una soluzione port-to-ship richiederà quindi un'autorizzazione.

Casi pratici

- La prima stazione di GNL "Shore-To-Ship" in Europa: l'HUB nel porto di Anversa, costituita da una stazione di bunkeraggio di GNL per la navigazione interna e da una stazione di servizio di GNC, nonché da colonnine di ricarica rapida per veicoli elettrici per il trasporto su strada¹⁴.
- Prima stazione Shore-To-Ship in Germania, a Colonia, in servizio continuo 24 ore su 24, 7 giorni su 7¹⁵

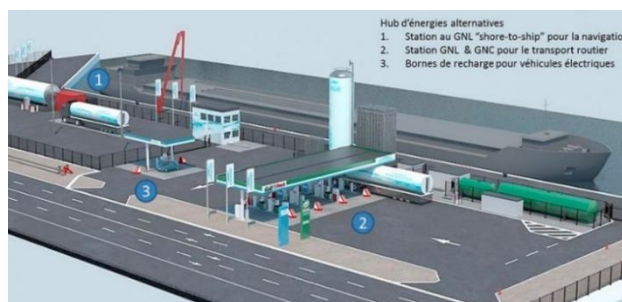


Figura 14: Schema della banchina di carico di cisterne di Anversa

5.2.3. Trasferimento ISO-container-nave

Anche se esiste un solo esempio di questo tipo (vedere caso pratico) la soluzione merita comunque di essere citata. Disponendo di ISO-container in banchina, il porto potrebbe offrire un servizio di bunkeraggio per navi dello stesso tipo della Honfleur citata nel caso, o per altri usi come la produzione di elettricità. Gli ISO-container da 20 e 40 piedi sono di dimensioni standard e disponibili sul mercato. Hanno il vantaggio di essere intermodali, ossia possono essere trasportati con autocarri e fungere da cisterne, oppure collocati su portacontainer o vagoni pianale. Nella dimensione di 53 piedi perdono l'intermodalità per il marittimo, ma possono comunque essere trasportati con autocarro o vagoni pianali specifici. In dimensioni superiori possono viaggiare su strada solo su convogli eccezionali.

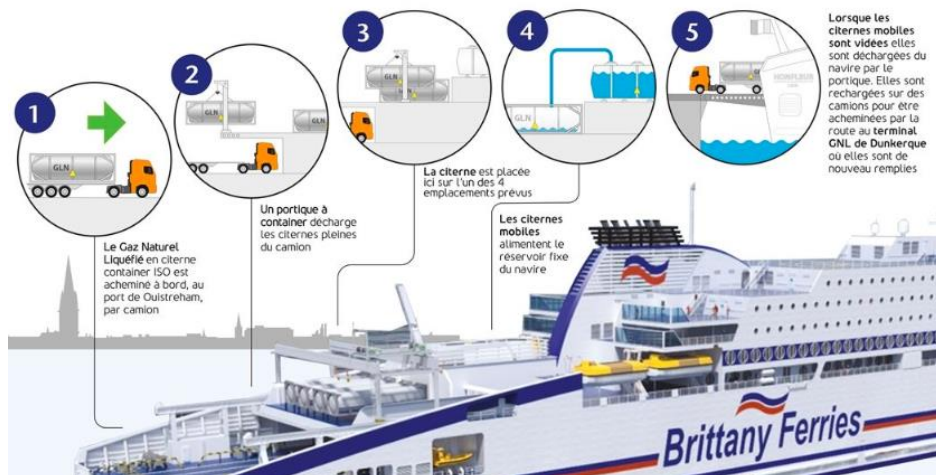
¹³ **SEVESO**: fare riferimento alla classificazione della voce 4718 relativa agli stoccaggi. (Decreto n. 2014-285 del 3 marzo 2014, articolo 4, decreto n. 2015-1200 del 29 settembre 2015, rettifica della GU n. 235 del 10 ottobre 2015 e decreto n. 2017-1595 del 21 novembre 2017) Gas liquefatti infiammabili di categoria 1 e 2 (compreso il GPL) e gas naturale (compreso il biogas raffinato, se trattato conformemente alle norme applicabili per il biogas purificato e raffinato, che garantisce una qualità equivalente a quella del gas naturale, compreso il tenore in metano, e con un tenore massimo di ossigeno dell'1%)

¹⁴ Link al video del progetto: <https://www.youtube.com/watch?v=-vm3je-Aq-o>

¹⁵ Link all'articolo: <https://www.gnvmagazine.com/en/pitpoint-opens-europes-first-shore-to-ship-lng-bunker-station-in-cologne/>

Caso pratico:

- **caso atipico della Honfleur**, che sarà la prima nave passeggeri al mondo ad avere una logistica GNL caricando container da 40 piedi con gru a portale. I container vengono trasportati su autocarro dal terminale metaniero al porto e poi vengono issati a bordo con una gru a portale appositamente disegnata per la nave per alimentare un serbatoio fisso di stoccaggio di GNL situato a poppa. Una volta svuotati, vengono calati nel porto di scalo successivo e poi ritirati e sostituiti con container pieni.



5.2.4. Bunkeraggio da nave a nave - Ship-To-Ship

Questa soluzione consiste nel bunkerare una nave da un'altra nave o chiatta bunker, da 1000m³ a 20.000m³ da scafo a scafo, in banchina o alla fonda. La nave o chiatta bunker avrà precedentemente caricato il GNL in un terminale.



Figura 15: Ship-To-Ship

Questo tipo di soluzione, ampiamente utilizzata per i prodotti petroliferi, è limitata in volume e portata solo dalla progettazione della nave bunker. Presenta numerosi vantaggi, tra cui la possibilità di bunkerare una nave ormeggiata in banchina senza interrompere le operazioni commerciali in corso (scarico di container, veicoli o persone) e quindi senza doversi spostare verso una banchina dedicata al rifornimento. A seconda della sua capacità, può bunkerare qualsiasi nave alimentata a GNL (comprese le navi portacontainer o le navi passeggeri giganti) ed eseguire più operazioni in un solo giorno. La velocità del bunkeraggio non ha eguali in altre soluzioni.

È necessario tuttavia poter investire tra 10M€, per le chiatte più piccole, e 80M€ per le micrometaniere più grandi. Si dovrà fare attenzione però alle dimensioni che possono essere vincolanti per le manovre nei porti. La condivisione di una chiatta o nave bunker tra porti vicini può facilitare l'avvio del mercato ma a più lungo termine saranno necessarie più chiatte/navi bunker per un solo porto (a Marsiglia o Genova, per esempio) per garantire il bunkeraggio di tutti i clienti.

Dopo essere stati i primi a sperimentare il bunkeraggio di GNL con motocisterna, i porti del Nord Europa stanno gradualmente sostituendo questa soluzione di bunkeraggio con la costruzione di banchine di bunkeraggio di GNL dedicate ad uno o più mezzi di rifornimento in servizio nel porto. Già operativa dal 2019 nel porto di Amsterdam, una seconda banchina entrerà in servizio nel 2020 nel porto di Anversa per bunkerare

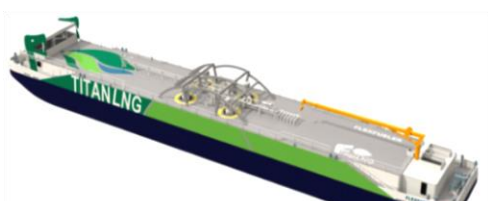


Figura 16: Schema delle navi di rifornimento Titan LNG necessarie per i porti di Amsterdam e Anversa nel 2020

Les Solutions d'avitaillements par taille de navires

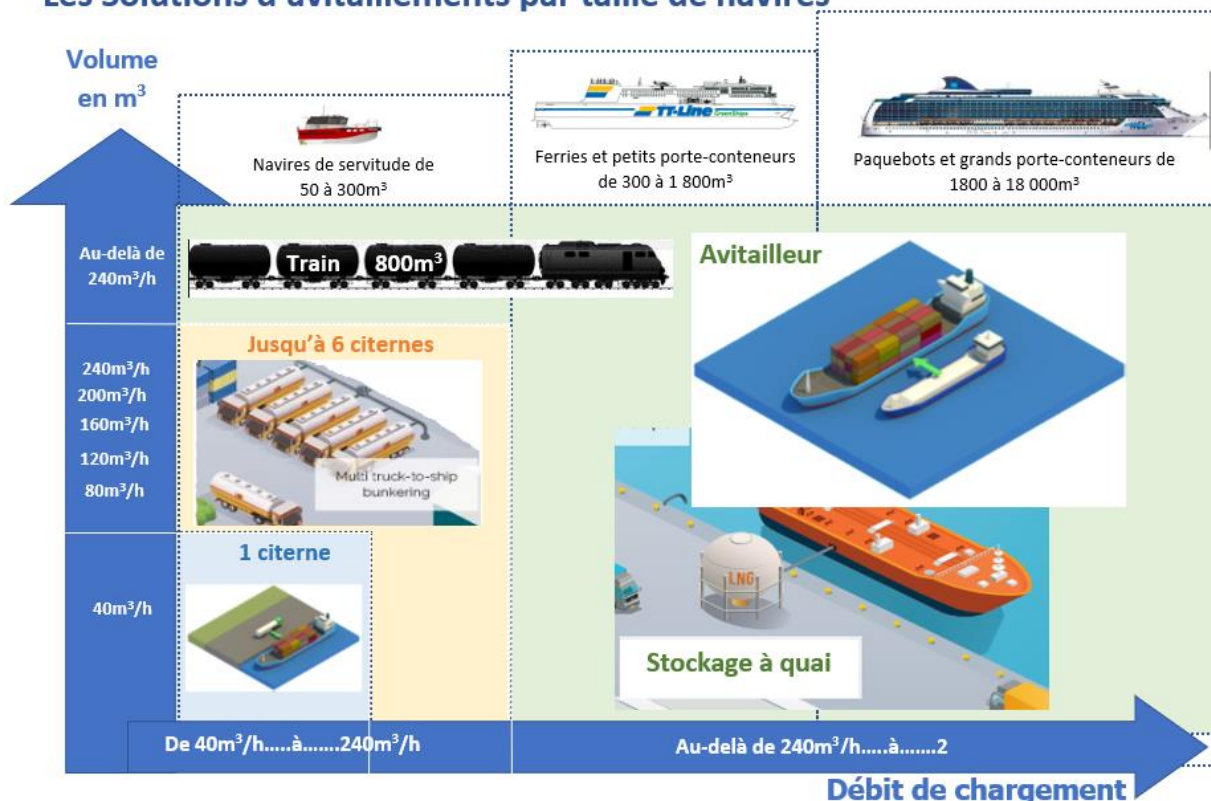


Figura 17: Schema delle soluzioni di rifornimento idonee in funzione delle dimensioni delle navi

Esiste una terza possibilità in cui il porto dispone sia di un deposito che di un sistema di rifornimento dedicato; questa soluzione è la più comoda per il porto ma anche la più costosa per il cliente.

5.3. Elementi economici

L'integrazione del GNL nel panorama dei combustibili marini dipenderà dalla sua competitività in termini di prezzo complessivo pagato dall'acquirente. Un fattore di strutturazione del prezzo è il costo dell'infrastruttura che consente di portare il GNL al raccordo con la nave da bunkerare, che si rifletterà nel prezzo del servizio di bunkeraggio offerto al cliente. A titolo indicativo, la seguente tabella fornisce un ordine di grandezza degli investimenti richiesti:

Motocisterna	50 m ³ : 0,35 M€
Stoccaggio in banchina	150 m ³ : 0,5 - 1 M€
	300 m ³ : 2 - 3 M€
	1.500 m ³ : 6 - 10 M€
	7.000 m ³ : 10 - 40 M€
Nave bunker	10.000 m ³ : 20 - 45 M€
	20.000 m ³ : 40 - 60 M€

La motocisterna rappresenta l'investimento unitario più basso. La soluzione è modulare e richiede pochi investimenti, rivelandosi particolarmente interessante nella fase di avvio. Essa è tuttavia limitata dal volume da bunkerare e può essere adatta nel tempo solo per un fabbisogno limitato. Qualora si prenda in considerazione una soluzione con uno stoccaggio di GNL in banchina di dimensioni significative, con o senza nave di rifornimento, l'investimento sarà più importante. Ovviamente uno stoccaggio di maggiori dimensioni sarà più costoso e dovranno essere venduti volumi maggiori per rendere redditizio l'investimento, altrimenti il prezzo del servizio sarà troppo alto e non interesserà il cliente. Inoltre, anche per gestire grandi volumi di bunkeraggio, con una catena di approvvigionamento efficiente le dimensioni dello stoccaggio possono essere modeste (meno di 5.000 m³). È quindi importante trovare la soluzione di fornitura più adatta per ogni porto (in termini di tempo in particolare), passando se necessario per delle fasi intermedie. Va notato che, a differenza dell'infrastruttura di distribuzione dei prodotti petroliferi, parte della quale è già stata ammortata, quella per il GNL combustibile in Francia è agli albori. Di conseguenza, i costi delle infrastrutture saranno proporzionalmente più elevati mentre il mercato è ancora in fase di avvio.

Per rispondere a questo punto in modo più dettagliato, si consiglia di leggere le conclusioni della relazione di studio T2.2.2 "Analisi critica del rifornimento nei 7 porti" del progetto GNL FACILE, che propone soluzioni per i 7 porti dell'area di Marittimo utilizzando lo strumento "Optiretail" volto ad ottimizzare le rotte di trasporto di GNL. Lo strumento propone un programma di tragitti basato su una soluzione di rifornimento di GNL, utilizzando elementi di contesti esistenti (terminali nella zona, distanza, prezzo dei servizi, ecc.).

5.4. Il problema dell'approvvigionamento per la soluzione di rifornimento

L'ultimo punto strutturante da non trascurare nella scelta della soluzione di rifornimento è la fornitura in GNL all'infrastruttura di rifornimento all'interno del porto (vedere figura in basso). Infatti, dato che la catena di approvvigionamento di GNL è ancora limitata nella zona, le soluzioni di rifornimento saranno fortemente vincolate da questo aspetto. Per caricare una motocisterna o un ISO-container, ad esempio, e proporli per il bunkeraggio in uno dei porti dell'area di Marittimo, oggi sono attrezzati solo i terminali Tonkin e Cavou di Fos sur Mer. L'approvvigionamento è quindi difficile per i porti lontani da questo punto. Questa soluzione non è quindi attualmente economica e realistica per il porto di Civitavecchia, il più lontano dell'area, ma potrebbe esserlo se nelle vicinanze si aprisse una stazione di carico di motocisterne.

Per contro, c'è una maggiore disponibilità al molo per andare a caricare le navi di rifornimento presso i terminali metanieri della zona. In ogni caso, i porti dovranno discutere con i terminali metanieri per progettare catene complete di approvvigionamento di GNL. L'arrivo del GNL trasportato su rotaia (previsto a Fos per il 2023) porterà nuove prospettive in questo senso e forse una soluzione dove l'accesso ai porti dei mezzi pesanti che trasportano sostanze pericolose (come nel caso del GNL) è difficile o vietato. Nelle isole le possibilità di approvvigionamento sono più limitate e quindi più costose. La fornitura di piccoli volumi è complicata dalle normative (ad es. nessun trasporto di ISO-container sui traghetti passeggeri) e il costo di approvvigionamento è ancora più elevato. Quest'ultimo punto dovrebbe obbligare i porti delle isole a trovare una soluzione comune di approvvigionamento in un determinato punto e da lì fare la distribuzione locale ai porti. Il punto potrebbe anche essere una centrale elettrica alimentata a GNL, come descritto in precedenza nelle soluzioni. Entro pochi mesi la Sardegna dovrebbe disporre di terminali metanieri che consentiranno la distribuzione di GNL direttamente da una nave metaniera.

Ciononostante, è possibile l'implementazione di una catena logistica semplice ed economica, in particolare in un approccio privato dove si può contare sul supporto di operatori di terminali e distributori di GNL che hanno grande esperienza in materia.

Soluzioni di approvvigionamento di GNL

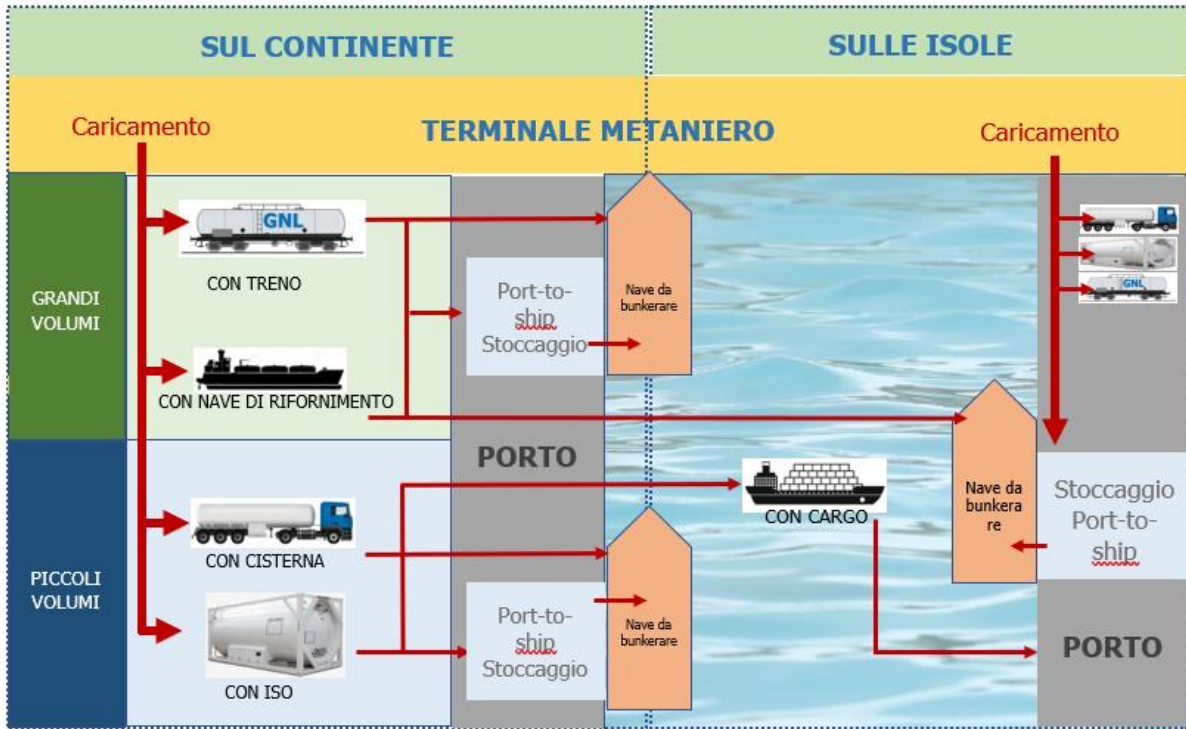


Figura 18: Illustrazione del circuito di alimentazione in GNL dal terminale alla nave da bunkerare

Dimensione delle soluzioni di approvvigionamento in GNL





 1 iso-container: - 38m ³ GNL - 16 tonnellate GNL	 1 motocisterna - 42m ³ GNL - 19 tonnellate GNL	 1 treno completo - 1.800m ³ GNL - 800 tonnellate GNL	 1 micrometaniera - 11.250 m ³ GNL - 5.000 tonnellate GNL		
PICCOLA		MEDIA		GRANDE	
Rapportato a 1 cisterna: ➔ X 1		➔ X 2,5 ➔ X 50 max		➔ X 120	

Figura 19: Soluzioni di fornitura per dimensione

6. Il GNL come soluzione per l'alimentazione elettrica delle navi ormeggiate

Il GNL può essere utile ai porti con una funzione diversa dal carburante; infatti può anche essere utilizzato per generare energia elettrica in banchina attraverso diverse soluzioni e può quindi svolgere una duplice funzione e offrire soluzioni ad una problematica importante dei porti: l'erogazione di energia elettrica in banchina per le navi in scalo. Per il proprio consumo interno, i porti sono naturalmente collegati alla rete elettrica nazionale, ma per offrire energia elettrica in banchina ai clienti ed evitare così emissioni inquinanti e inquinamento acustico durante gli scali, è necessario, tra l'altro, disporre di:



Figura 20: Traghetto Méridionale raddato in banchina

- **condizioni tecniche adeguate** (rete elettrica a monte con capacità di soddisfare la domanda di energia elettrica che può comportare picchi di consumo elevati e, se possibile, con energie verdi come le energie rinnovabili);
- **spazio sufficiente in banchina.** L'erogazione di energia elettrica in banchina richiede come minimo i tre seguenti impianti elettrici: un trasformatore di tensione, un convertitore di frequenza Hertz e un armadio elettrico dotato di dispositivi di sicurezza. Deve esserci quindi sufficiente spazio disponibile per questi impianti. I cavi possono essere interrati fino ai terminali in banchina o al sistema di collegamento tra la banchina e la nave (bobina, braccio di sostegno);
- **una domanda abbastanza grande** da coprire l'investimento negli impianti dedicati, che spesso comporta alla fine il superamento della percentuale di occupazione della banchina per coprire i Capex e Opex del progetto. Una domanda sporadica, anche economica, potrebbe spingere il porto a dotarsi di una soluzione GNL descritta di seguito.

Questi tre criteri sono difficili da soddisfare; alcuni grandi porti come quello di Marsiglia li soddisfano e possono già offrire un collegamento elettrico per l'alimentazione in banchina delle navi¹⁹, ma questa soluzione "ideale" non è possibile ovunque. È il caso, ad esempio, di Ajaccio, che possiede una sola centrale termica a olio combustibile che non produce l'energia necessaria per alimentare la banchina, e dove l'elettrificazione comporterebbe solo lo spostamento dell'inquinamento, qualora la centrale fosse peraltro in grado di farlo. In questi casi, le alternative sono possibili grazie al GNL, che utilizza diverse tecnologie per l'offerta di alimentazione elettrica in banchina, di cui presentiamo due casi concreti:

6.1. L'impianto mobile GNL per la fornitura di energia elettrica alle navi in banchina

Questa soluzione, ideale per le isole e per i piccoli porti privi di grande potenza elettrica, e anche per porti molto grandi che hanno una banchina molto lunga, ha il vantaggio di evitare al porto gli investimenti e le procedure associate ad un impianto permanente.

Nel 2018 ad Ajaccio la compagnia di navigazione La Méridionale ha testato un sistema di alimentazione elettrica a GNL installato in banchina (vedere caso pratico). Questa soluzione mobile richiede uno spazio in banchina dove viene

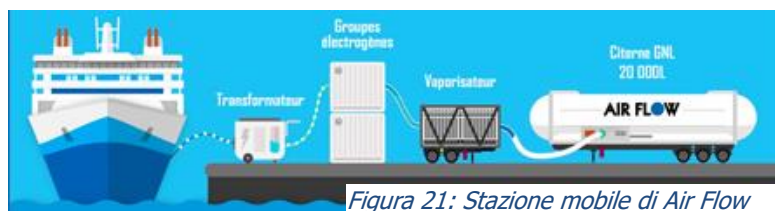


Figura 21: Stazione mobile di Air Flow

installato l'intero sistema, che consiste nel bruciare il GNL in generatori, passando per una fase di rigassificazione del GNL, e poi convertire l'elettricità nel formato utile per la nave. Le officine meccaniche

¹⁹Articolo sull'elettrificazione del porto di Marsiglia: <https://www.usinenouvelle.com/article/marseille-electrifie-les-quais-des-ferries.N863765>

di Lorient (AML) e Siemens propongono una soluzione identica che è attualmente in fase di test presso la compagnia Suardiaz nei porti di Vigo, Barcellona e delle Isole Canarie²⁰.

Affinché questa attività si sviluppi sarà tuttavia necessario modificare le normative nazionali che distinguono il GNL combustibile dal GNL merce e che considerano le cisterne per questo tipo di soluzione come GNL merce, cosa che ne rende impossibile il trasporto sulle navi passeggeri. Un altro squilibrio normativo è che l'elettricità generata a bordo della nave non è tassata, a differenza dell'elettricità generata all'esterno della nave e trasmessa via cavo. Questo aspetto non è in linea con la riduzione delle emissioni inquinanti offerta da questa soluzione. Inoltre questa soluzione può essere adatta per navi fino a certe dimensioni, fino a 2 MW di potenza; al di là, come ad esempio per le navi passeggeri, questa soluzione non è più adatta ed è necessario passare alla stazione galleggiante, come descritto al punto successivo.

Casi pratici

- Primo rifornimento elettrico realizzato durante uno scalo: sistema di alimentazione elettrica a GNL (Airflow) installato in banchina il 20 settembre 2018²¹

6.2. Chiatta galleggiante GNL - LNG Power Barge

Così come le navi di rifornimento in GNL effettuano il bunkeraggio a fianco di un'altra nave, le chiatte GNL possono fornire energia generata dal GNL. Con questa soluzione non ci sono più vincoli di spazio o costi di studio per avere un impianto di stoccaggio in banchina per questo servizio; la chiatta si muove nel porto secondo necessità, ma deve essere a sua volta bunkerata in GNL. È necessaria quindi una soluzione di approvvigionamento a monte. Esistono molti progetti di chiatte, più o meno avanzati (MS, Kawasaki, Daiho o Wison in particolare); una chiatta della compagnia Becker LNG è già operativa nel porto di Amburgo dal 2016²².



Figura 22: Chiatta di GNL per l'alimentazione elettrica ad Amburgo

Casi pratici

- Alimentazione elettrica della nave da crociera AIDASol ad Amburgo il 22 e 23 giugno 2016²³

6.3. Centrale mobile galleggiante GNL - Power-to-grid

Sempre nell'ambito dell'alimentazione a GNL, dal 2019 sono stati sviluppati nuovi progetti di centrali elettriche galleggianti per l'alimentazione di navi o direttamente una rete elettrica (power-to-grid), spesso basati su una nave con unità di rigassificazione e stoccaggio galleggiante (Floating Storage Regasification Unit - FSRU) in grado di convertire il GNL in gas allo stato gassoso. Questa soluzione può essere utilizzata nei grandi porti per soddisfare un fabbisogno energetico terrestre o marittimo, ma richiede una soluzione alternativa durante la manutenzione della nave e potrebbe non funzionare se la nave non è protetta contro le mareggiate forti.

²⁰ Vedere l'articolo: <https://www.meretmarine.com/fr/content/navires-quai-un-moteur-au-gaz-pour-fournir-lelectricite>

²¹ Vedere l'articolo: https://www.lantenne.com/La-Meridionale-presente-sa-solution-de-raccordement-electrique-a-quai-pour-la-Corse_a44390.html

²² Vedere il link verso la compagnia <https://www.becker-marine-systems.com/products/product-detail/becker-lng-hybrid-barge.html>

²³ Link all'articolo: <http://staging.seatrade-cruise.com/news/news-headlines/lng-hybrid-barge-works-flawlessly-becker-marine-asserts.html>

Casi pratici

- Formalizzazione della collaborazione tra Japan's Mitsui O.S.K. Lines (MOL) e Turkey's Karpower International²⁴
- Approvazione del progetto di Chiyoda Corporation²⁵



Figura 23: Una delle 17 navi-centrali elettriche di Karpower leader del settore

7. Ultime innovazioni

Per rispondere alla domanda su come sono o saranno costruite le banchine di domani, sembra interessante scoprire le ultime innovazioni, alcune delle quali stanno iniziando a equipaggiare le banchine e ad ampliare i servizi portuali.

7.1.1. Ventosa di ormeggio

Il sistema Moormaster di Cavotec²⁶ per l'ormeggio rapido delle navi è un sistema a ventosa per attaccare la nave ai parabordi della banchina. È un sistema 2 in 1 che offre molti vantaggi. In primo luogo, il tempo di ormeggio della nave si riduce notevolmente: da 20-90 minuti a pochi secondi per l'attracco, mentre il disormeggio può essere completato in pochi secondi. Questi risparmi di tempo consentono di iniziare a scaricare più rapidamente le navi cargo e i traghetti. Inoltre non sono più necessarie le cinghie di ormeggio.



Figura 24: Ormeggi a ventosa di Cavotec

L'operazione viene effettuata da una sola persona, tramite telecomando, direttamente dal ponte della nave o dal personale del porto a terra. Le "ventose" sono già installate sulle banchine di molti paesi, tra cui Danimarca, Finlandia, Paesi Bassi e Norvegia.

7.1.2. Chiatta GNL multifunzione

L'ultima innovazione per le chiatte di rifornimento è la chiatta multifunzione di Sofresid (società di ingegneria appartenente al Gruppo Saipem), una chiatta che oltre al bunkeraggio di GNL offre anche l'alimentazione elettrica fino a 20 MW (oltre alla conversione di frequenza da 50Hz a 60Hz per le navi) nonché il recupero dell'acqua di zavorra, dei residui degli scrubber e dei rifiuti, una soluzione interessante per facilitare l'implementazione della selezione e della raccolta dei rifiuti dalle navi, che è un'altra importante tematica da affrontare.²⁷



Figura 25: Chiatta multifunzione di Sofresid

²⁴ Link all'articolo: <https://www.maritime-executive.com/article/mol-and-karpowership-collaborate-on-floating-lng-power-plants>

²⁵ Link all'articolo: <https://maritime-quote.com/chiyodas-floating-lng-power-plant-concept-receives-approval-principle-abs>

²⁶ Link al video commerciale: <https://www.youtube.com/watch?v=NWsUCDyKQdQ>

²⁷ Vedere link al video di presentazione: https://www.youtube.com/watch?v=D_g2EIZwdGk

7.1.3. Banchina GNL mobile galleggiante

Sviluppata dalla società norvegese Connect LNG, il sistema di trasferimento galleggiante universale senza pontile è una banchina mobile dotata di tubi flessibili e leggeri che vengono issati dal ponte della piattaforma con la gru della nave per essere collegati al collettore di quest'ultima. Questa soluzione consente il trasferimento da nave a terra, da terra a nave o da nave a nave ed è compatibile con una vasta gamma di navi e terminali senza alcuna modifica. E inoltre adatta a supportare linee di trasferimento di ogni diametro per soddisfare tutti i requisiti di resistenza, portata, perdita di pressione e di ebollizione che si possono incontrare in un'operazione di bunkeraggio. Oltre alla sua grande flessibilità, questa soluzione permette la reinstallazione o la rivendita, se la domanda in una determinata località cambia nel tempo, riducendo così il rischio dell'investimento.²⁸



Figura 26: Molo mobile di Connect LNG

7.1.4. Strumento di calcolo delle zone a rischio per una zona di bunkeraggio

BASiL (Bunkering Area Safety information LNG)²⁹ è uno strumento automatico di SGMF che calcola la dispersione di gas GNL. Inserendo i dati operativi si ottiene la distanza di sicurezza, che è l'elemento critico dell'operazione di bunkeraggio per ottenere un risultato corretto. È stato progettato per aiutare a gestire i rischi di bunkeraggio in modo coerente in tutto il settore industriale attraverso la definizione di una zona di sicurezza che dipende dal tipo di operazione di bunkeraggio intrapresa e dalla dimensione dichiarata della zona.

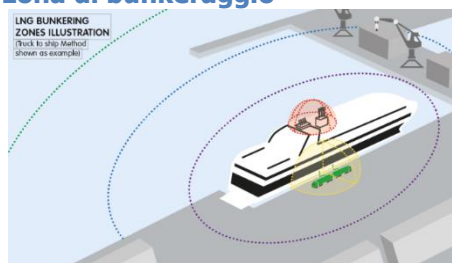


Figura 27: Rappresentazione dello strumento BASiL di SGMF

7.1.5. Nave ibrida GNL multifunzione



Figura 28: Nave ibrida di Knude Hansen

La serie GG5G (Grimaldi Green 5th Generation) progettata dallo studio di ingegneria danese Knud E. Hansen³⁰ integra **batterie agli ioni di litio che consentono di spegnere i motori durante gli scali**, evitando così emissioni inquinanti nei porti. Queste navi miste utilizzeranno questa fonte di energia anche per ottimizzare il loro consumo in mare durante la domanda di punta ("peak shaving"). **Le batterie saranno ricaricate durante le fasi di navigazione**, in

particolare grazie a 600 mq di pannelli solari. Al fine di ridurre i consumi di carburante (GNL o altri combustibili), anche le future navi miste del Gruppo Grimaldi saranno dotate di un sistema che genera un materassino di bolle d'aria sulla carena che faciliterà la penetrazione nell'acqua. Inoltre lo scafo sarà verniciato con un rivestimento dichiarato atossico, a base di silicone il cui obiettivo è ridurre lo sviluppo di organismi marini, che nel tempo si traducono in effetti di attrito e quindi sforzi di avanzamento. Il risparmio energetico previsto è del 50% rispetto a un natante tradizionale di capacità equivalente.

²⁸ Vedere il link al sito web Connect LNG: <https://www.connect-lng.no/>

²⁹ Link al sito: https://www.sgmf.info/why-us/#ships_in_operation

³⁰ Link all'articolo: <https://www.knudehansen.com/news/innovative-ro-ro-designs/>

7.1.6. Droni

L'uso dei droni è praticamente infinito: costruzione, mappatura, missioni di sicurezza o di primo soccorso, monitoraggio delle emissioni delle navi o delle perdite di gas o liquidi, consegna di pacchi o vettore di comunicazione, ecc. Per gli usi portuali i droni sono già in servizio in molti porti, terminali e impianti marittimi in tutto il mondo che sempre più spesso se ne equipaggiano. Nel marzo 2015, ad esempio, il porto di Wilhelmsen in Germania si è unito ad Airbus per consegnare il primo piccolissimo pacco utilizzando un drone terra-mare al porto di Singapore³¹. Alcuni calcoli avanzati suggeriscono una riduzione del 90% dei costi terra-nave.



Figura 29: Rappresentazione di droni che effettuano la consegna di un pacco

7.1.7. Digitalizzazione dei servizi portuali

La digitalizzazione della gestione dei porti e dell'economia portuale è un fenomeno mondiale in pieno sviluppo. Porti come quelli di Singapore, Rotterdam o Amburgo stanno lavorando sulle tecnologie digitali per migliorare la loro competitività. Per rispondere a questa esigenza, la società SINAY ha sviluppato una piattaforma di intelligenza artificiale dedicata alle industrie marittime che consente il monitoraggio ambientale dei porti in tempo reale. Per i porti di Cherbourg sono stati sviluppati ad esempio pannelli di controllo per il monitoraggio dei parametri meteorologici e oceanografici (acqua di mare, aria, rumore subacqueo, rumore aereo, onde). Sulla base di questi parametri, lo strumento può essere utilizzato per produrre allarmi di superamento della soglia e modellizzazione predittiva (rumore subacqueo, presenza di mammiferi marini).

8. Banchine dedicate al rifornimento di GNL in altri porti europei

Nell'area di Marittimo gli impianti sono ancora pochi, come indicato nella seguente mappa dell'associazione GIE (Gas Infrastructure Europe)³², dove sono presenti 3 zone distinte:

- a nord-ovest: i terminali metanieri di Fos e Cavaou, entrambi dotati di una stazione di carico di motocisterne;
- a nord-est: i terminali metanieri di Paniglia e Livorno (OLT - Offshore LNG Toscana), che per motivi geografici non sono dotati di stazioni di carico di motocisterne;
- a sud, a Oristano in Sardegna, il terminale Higas dovrebbe entrare in funzione nel 2020 e sull'isola sono in corso altri 4 progetti più o meno avanzati.

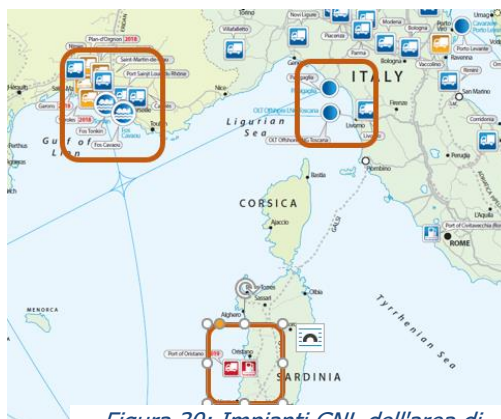


Figura 30: Impianti GNL dell'area di Marittimo nel 2019

Nel Nord Europa ci sono già molti porti che dispongono di soluzioni di rifornimento di GNL di qualsiasi tipo: Truck to ship, Storage to ship, Ship to ship...

³¹ Link all'articolo: <https://www.wilhelmsen.com/ships-agency/maritime-drone-delivery/>

³²Link alla mappa di GIE: <https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/maps-data/lng-map>

Come vengono costruite le banchine dedicate al rifornimento di GNL in altri porti europei

Per rispondere a questa domanda è necessario guardare ai porti del Nord Europa che hanno soluzioni avanzate rispetto alla costa europea meridionale, in particolare per via della creazione di una zona ECA già dal 2011 ma che nel Mediterraneo vedrà la luce solo nel 2023. Questo capitolo presenta quattro diversi esempi di porti che offrono il rifornimento di GNL: il terminale di Halhjem in Norvegia è pioniere in termini di impianti e costituisce un buon esempio per i porti che hanno linee regolari di traghetti. Il porto di Brunsbüttel in Germania è un porto per merci solide alla rinfusa e rappresenta un buon esempio per l'avvio del servizio di rifornimento. Il terminale GNL di Gibilterra è interessante per l'abbinamento dell'impianto con una centrale elettrica a gas. Infine, il porto di Klaipeda in Lituania propone una soluzione piuttosto rara con un sito di stoccaggio satellite small scale alimentato da un'unità di stoccaggio galleggiante a monte (FSRU).

8.1. Terminale traghetti di Halhjem (Norvegia)

Chart Industries ha fornito al terminale traghetti di Halhjem (Norvegia) due serbatoi di stoccaggio da 500 m³ per consentire alla compagnia di navigazione Fjord1 di attraccare le proprie navi. I due serbatoi di stoccaggio orizzontali sono riforniti con motocisterne per il bunkeraggio o il riempimento dei serbatoi di stoccaggio. I serbatoi di stoccaggio sono collegati tramite una tubazione isolata sottovuoto (VIP) di 100 m sotto la carreggiata per collegare un braccio di carico per il bunkeraggio delle navi all'estremità della banchina.

In questo esempio, il bisogno corrisponde al bunkeraggio di piccoli traghetti in uno spazio ridotto nel cuore di un fiordo. La frequenza sostenuta e continua dei traghetti richiede che il porto disponga di un piccolo impianto di stoccaggio tampone tra le forniture di piccoli volumi di GNL via autocarro, che possono essere effettuate indipendentemente dagli scali portuali in cui il traghetto ha bisogno solo di poche ore per riempire i suoi due serbatoi da 125m³. Per limitare i rischi, i tubi passano sotto la zona di imbarco dei veicoli fino ad un braccio criogenico sovrelevato in una zona protetta da un muretto sul bordo della banchina (vedere Figura 33 in basso). Questa disposizione degli impianti è abbastanza



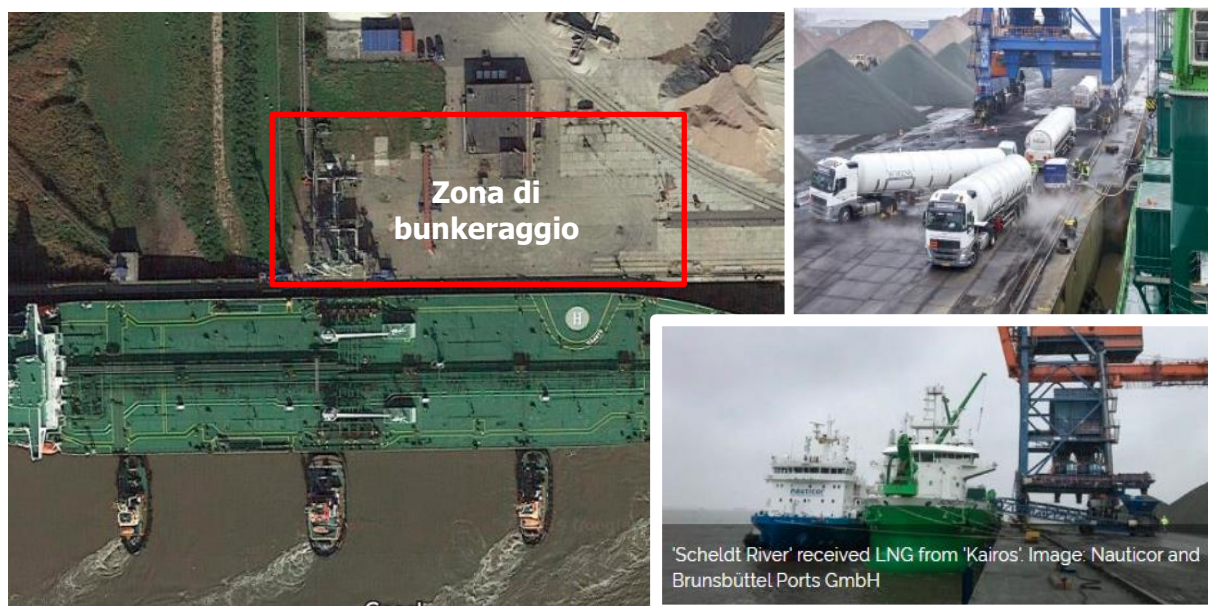
Figura 31: Foto del terminale traghetti di Risavika in Norvegia

³³ Link al sito del Ministero della transizione ecologica e solidale: <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/projet-zone-reglementation-des-emissions-polluants-eca-en-mer-mediterranee>

diffusa nei porti in cui operano i traghetti. Il porto di Risavika, vicino a Stavanger è un altro buon esempio di realizzazione di una banchina per traghetti (vedere figura 31). Sul bordo della banchina è installato un braccio criogenico protetto da recinzioni. L'occupazione della banchina non supera la larghezza di 3,50 metri ed è lunga circa 20 metri in modo da non ostruire lo spazio per lo stazionamento dei veicoli in attesa di essere caricati; l'intera area è attraversata da una passerella di imbarco pedonale. Si noti anche la presenza di ventose di ormeggio, presentate in precedenza.

8.2. Porto di Brunsbüttel (Germania)

Il porto di Elbehafen Brunsbüttel si è ripetutamente dimostrato un luogo adatto per il rifornimento di GNL. Anche se la banchina non è stata inizialmente progettata per il bunkeraggio, questo piccolo porto offre molti vantaggi: è lontano dalle zone residenziali e alla foce dell'Elba e dispone di una superficie sufficientemente grande per il bunkeraggio di navi con più motocisterne contemporaneamente (MTTS). Questo tipo di operazione è stato integrato nelle procedure del porto, con il risultato che non sono più necessari permessi individuali e a Elbehafen il bunkeraggio può quindi essere effettuato senza autorizzazioni preliminari, semplificando notevolmente le operazioni di bunkeraggio di GNL anche rispetto ad altri porti, e accelerando le procedure amministrative. Sempre in questo porto si è svolta la prima operazione nave-nave in un porto tedesco di bunkeraggio di GNL, nell'ambito del contratto di fornitura tra due società locali, DEME e Nauticor; il bunkeraggio con nave da rifornimento ha sostituito le precedenti operazioni di bunkeraggio effettuate con motocisterne. L'operazione ha richiesto l'uso della draga "Scheldt River" in servizio sull'Elba, che ha caricato 300m³ di GNL dalla nave bunker "Kairos"³⁴.



8.3. Terminale GNL di Gibilterra

La stazione satellite di GNL di Gibilterra è un esempio interessante perché, oltre a fornire un servizio di rifornimento di GNL, alimenta una centrale termica con potenza nominale di 40MW (80MW di picco) che copre il fabbisogno dell'intera città (vedere Figura 34 in basso). Il GNL viene fornito da SHELL con micrometaniere fino a 12.500m³ (8m di pescaggio) circa due volte al mese. Per motivi di sicurezza le navi possono essere attraccate solo di notte, quando le altre attività portuali e aeroportuali sono minime.

³⁴ Link all'articolo: <https://www.greenport.com/news101/lng/first-ship-to-ship-bunkering-at-german-port>

In un ambiente molto vincolato, tra la pista dell'aeroporto e il porto turistico, la costruzione è stata completata in circa 12 mesi. Lo stoccaggio, composto da 5 serbatoi pressurizzati da 1000m³ e dotato di attrezzature di rigassificazione, viene effettuato con scambiatori STV (Shell and Tubes Vaporizer) alimentati con acqua calda dalla centrale. La pressione erogata per la fornitura è di 8 bar.

Sulla banchina è stato installato un braccio GNL per lo scarico delle micrometaniere. Non ci sono bracci per gas. La velocità di scarico è limitata a 1200 m³/h.

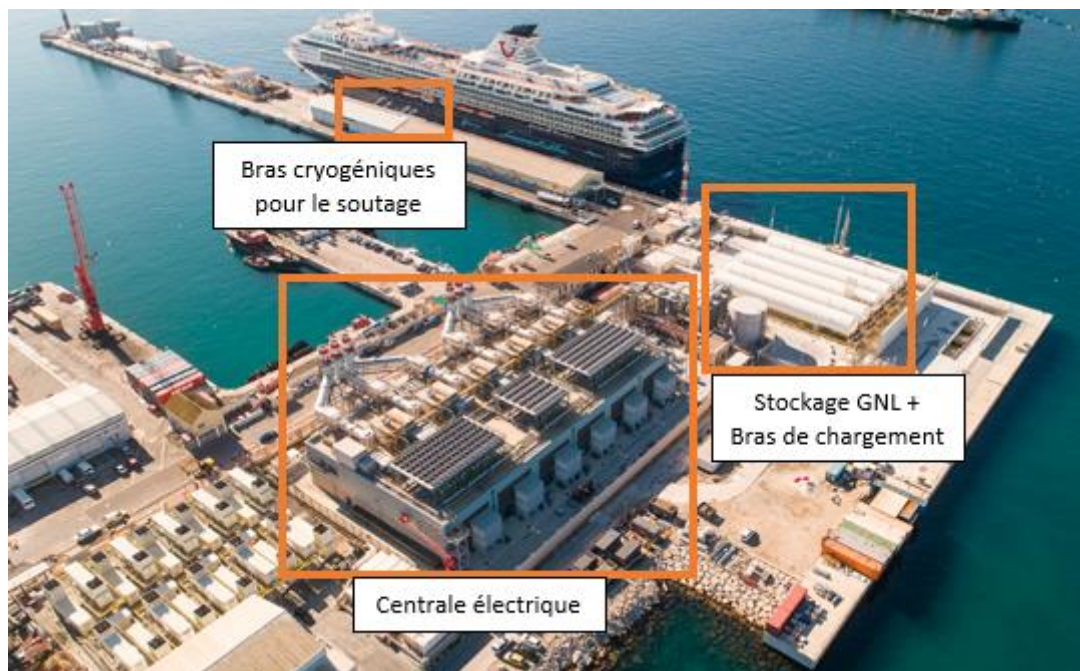


Figura 34: Vista aerea del terminale GNL di Gijón

8.4. Porto di Klaipeda (Lituania)

Un ultimo interessante esempio per illustrare questo studio riguarda il porto di Klaipeda in Lituania, che dispone di due impianti di GNL distanti 7 km l'uno dall'altro:

- una FSRU (Floating Storage Regasification Unit) Hoegh LNG che è in leasing fino al 2024;
- una stazione satellite per alimentare il mercato Small Scale dei Paesi Baltici e della Polonia nordoccidentale.

La FSRU è collegata alla rete di trasporto interconnessa con gli altri paesi baltici e con la Polonia. Ha un ruolo importante per il paese in quanto consente di affrontare l'eventuale interruzione delle forniture di gas russo, introducendo al contempo una sana concorrenza tra le sue fonti di approvvigionamento. Si tratta di un impianto di stoccaggio galleggiante che può fare da tramite tra le forniture Large Scale e l'attività di bunkeraggio Small Scale.

"L'Independence" (è il suo nome) si trova praticamente all'estremità del porto industriale di Klaipeda. È ormeggiato ad un pontile a "isola" costruito su briccole e vi si accede con una piccola imbarcazione. È entrato in servizio nel 2014 e ha una capacità di stoccaggio di 170.000 m³ suddivisi in 4 serbatoi.



Figura 35: Vista satellitare del porto di Klaipeda

Lo scarico (ricarico della FSRU) viene effettuato in modalità Ship-To-Ship con un serie di tubi flessibili da 10 pollici. La portata massima è di 9000m³/ora. La frequenza di scarico è di circa 2 navi al mese. Il ricarico viene effettuato sempre in Ship-To-Ship in micrometaniera come la Coral Energy, che ha una capacità di 15.000 m³. La portata massima è di 1000 m³/ora. Il GNL ricaricato alimenta la stazione satellite di Klaipeda.

La stazione di GNL si trova all'ingresso del porto, vicino ai depositi di prodotti petroliferi e copre il fabbisogno di GNL Small Scale della Lituania, dei Paesi Baltici e della Polonia settentrionale (mobilità stradale, clienti industriali di GNL e bunkeraggio). Ha cinque serbatoi pressurizzati da 1000m³. I serbatoi sono caricati da micrometaniera. La banchina di scarico, costruita negli anni '60, è condivisa con un deposito di petrolio e si trova a circa 100 m dalla stazione. La banchina è dotata di 2 flessibili in composito per GNL sospesi in una struttura metallica e di un flessibile in acciaio per il ritorno dei BOG. Le portate di scarico e di ricarico sono rispettivamente di 1200m³ di GNL/ora e 500m³ di GNL/ora. Questa soluzione potrebbe essere adatta alla Corsica o alla Sardegna.



Figura 36: Vista aerea della stazione di GNL di Klaipeda

9. Sintesi del progetto di costruzione di una banchina di rifornimento

La costruzione di una banchina di rifornimento di GNL richiederà quindi i seguenti elementi:

- il completamento degli studi che convalideranno tutte le fasi del progetto e definiranno la soluzione di bunkeraggio. Gli studi dovranno anche definire alcune procedure illustrate al punto 4.1 (procedure di esercizio, schemi di installazione delle attrezzature, piani di circolazione, ecc.);
- lo spazio necessario per tutte le attrezzature della soluzione di bunkeraggio (e di fornitura elettrica);
- una catena di approvvigionamento affidabile per la soluzione di bunkeraggio (logistica ferroviaria possibile);
- l'equipaggiamento tipico di una banchina: parabordi, ormeggi e bracci criogenici protetti, se necessario;
- il rilascio delle autorizzazioni di bunkeraggio.

10. Conclusione

Con l'emissione della norma "IMO Sulfur 2020" in vigore dal 1° gennaio 2020 e la possibile creazione di una zona ECA prevista per il 2022, gli armatori adotteranno sempre più spesso la propulsione a GNL per i loro futuri natanti. I natanti saranno introdotti gradualmente nell'area di Marittimo man mano che i cantieri navali completeranno i lavori (circa 2 navi da crociera all'anno per cantiere). Per soddisfare le esigenze degli armatori, i porti devono proporre servizi di bunkeraggio. È possibile avviare questo

servizio in tempi brevi in modalità Truck-To-Ship sulle banchine esistenti, mentre vengono progettati i futuri impianti per soddisfare le esigenze di un mercato maturo con grandi volumi di GNL.

Per i porti più piccoli dell'area, la soluzione Truck-To-Ship rimane flessibile, non richiede investimenti, è poco ingombrante ed è duratura. Se si confermasse un'ECA nel Mediterraneo, che fissa un limite più severo dello 0,10% di zolfo, la transizione potrebbe essere ancora più veloce.

Per i porti dell'area Marittimo la posta in gioco è molteplice; la messa a punto della soluzione di un servizio di approvvigionamento di GNL li rende più attraenti e risponde alle esigenze delle compagnie di navigazione e alla sfida della transizione energetica, ma non deve essere implementata a svantaggio dell'attività portuale esistente. Le soluzioni esistono e sono varie. Deve essere esaminata anche la produzione di energia elettrica da GNL in quanto può avere un peso molto significativo nel fabbisogno di GNL del porto, soprattutto nelle isole dove le capacità di produzione di energia elettrica sono più limitate che nel continente. Inoltre queste soluzioni devono essere accompagnate da un'adeguata logistica di rifornimento. I progetti di infrastrutture sono numerosi e dovrebbero facilitare questo aspetto nel prossimo futuro. I porti devono integrare alle loro infrastrutture esistenti questo nuovo combustibile che prenderà sempre più piede perché sostituirà i combustibili esistenti. Si tratta di una sfida che i porti hanno già colto in passato quando gli odierni combustibili marittimi hanno sostituito il carbone. Ma il GNL ha un'ulteriore specificità tecnica: la criogenia. L'aspetto della sicurezza, dalla progettazione all'esercizio, sarà di fondamentale importanza.

L'area di Marittimo presenta comunque diversi vantaggi, come la presenza di terminali metanieri nelle vicinanze e un traffico marittimo molto intenso lungo le coste. Gode inoltre della presenza e dell'esperienza di molte aziende locali sensibilizzate da un pubblico attento alle problematiche ambientali ma non ancora consapevole dei vantaggi del GNL. Su questo punto si dovranno fare sforzi di comunicazione perché il GNL è ancora percepito come un'energia fossile. Il prezzo del GNL (più favorevole in Europa che in Asia) e le normative promettono anche una crescita sostenibile e rassicurante per l'intera filiera del GNL. L'area di Marittimo può anche beneficiare dell'esperienza di alcuni porti del Nord Europa che hanno già potuto sperimentare diverse soluzioni che costituiscono le migliori risposte pratiche agli interrogativi di questo studio.