



**Interreg**



UNION EUROPÉENNE  
UNIONE EUROPEA

**SIGNAL**

MARITTIMO-IT FR-MARITIME

Fonds européen de développement régional  
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

# TI.1.1 Documento di analisi dello stato dell'arte europeo sull'utilizzo del GNL

---

## **PARTNER:**

- **UNIVERSITÀ di GENOVA-CIELI**
- **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 T1.1.1: “Stato dell’arte del consumo di vari combustibili marini e dell’uso del GNL come fonte di energia sostenibile in Italia”



## Sommario

1. Finalità del documento e inquadramento nel progetto SIGNAL.....	5
2. I consumi dei carburanti marini in Italia. ....	7
3. Principi normativi che incentivano utilizzo di energie sostenibili .....	15
3.1. Quadro normativo internazionale.....	17
3.2. Quadro normativo comunitario .....	19
3.3. Quadro normativo nazionale italiano. ....	23
4. Il mercato dei combustibili marini diversi dal GNL.....	25
4.1. Oli combustibili conformi. ....	28
4.1.1. VLSFO e ULSFO: Descrizione della tecnologia, proprietà, composizione e caratteristiche.....	30
4.1.2. Utilizzo degli oli combustibili conformi: trend a livello mondiale.....	34
4.1.3. Utilizzo degli oli combustibili conformi: il caso italiano. ....	36
4.1.4. Marine diesel oil (MDO) e marine gas oil (MGO): Descrizione della tecnologia, proprietà, composizione e caratteristiche. ....	37
4.1.5. Utilizzo dei combustibili marini residui o distillati: trend a livello mondiale. ..	40
4.1.6. Utilizzo dei combustibili marini residui o distillati: il caso italiano.....	40
4.2. Olio combustibile pesante abbinato a sistemi di depurazione dei gas di scarico (EGCS)/scrubber. ....	41
4.2.1. Olio combustibile pesante (HFO) con scrubber (EGCS): descrizione della tecnologia e caratteristiche. ....	42
4.2.2. Utilizzo dei HFO con l'EGCS: trend a livello mondiale. ....	45
4.2.3. Utilizzo dei HFO con l'EGCS: il caso italiano.....	49
5. Il GNL come combustibile marino alternativo.....	49
5.1. Descrizione della tecnologia, proprietà, composizione e caratteristiche. ....	54
5.2. Utilizzo del GNL come combustibile marino: trend a livello mondiale.....	56
5.3. Il mercato del GNL come combustibile marino: il caso italiano. ....	61
6. Conclusioni: scenari di futuro utilizzo dei combustibili alternativi. ....	63
Bibliografia.....	65
Sitografia.....	65

## Figure

Figura 1. Distribuzione fuel alternativi (percentuale di navi).....	15
Figura 2. Fonti giuridiche nell'Area di cooperazione del Programma Marittimo Interreg per l'utilizzo di energie sostenibili.....	16
Figura 3. International Maritime Organization: Worldmap Emission Control Areas. ....	18
Figura 4. Allegato II della Direttiva 2016/802: "Criteri d'uso dei metodi di riduzione delle emissioni di cui all'articolo 8, paragrafo 4". ....	21
Figura 5. Distribuzione fuel alternativi (percentuale di navi).....	27
Figura 6. Stato distribuzione fuel alternativo per categoria di nave, maggio 2019. ....	28
Figura 7. Consumi annui mondiali di Fuel oil e Gasoil come carburante marino (anni 2007-2018), dati in migliaia di tonnellate .....	34
Figura 8. Consumi giornalieri mondiali di MGO/HSFO come carburante marino (anni 2015-2018), dati in Mio Barili .....	35
Figura 9. Utilizzo degli scrubber e impatto sulla meccanica nave .....	41
Figura 10. Elementi costitutivi di un impianto di scrubber .....	42
Figura 11. Sistema di scrubber a circuito aperto.....	43
Figura 12. Sistema di scrubber a circuito chiuso .....	44
Figura 13. Sistema scrubber ibrido a circuito aperto .....	44
Figura 14. Sistema scrubber ibrido a circuito chiuso.....	45
Figura 15. Livello di adozione di soluzioni scrubber a livello mondiale (dati al 31 maggio 2018) .....	47
Figura 16. Serbatoio criogenico e vaporizzatore .....	50
Figura 17. Filiera tecnologico produttiva.....	52
Figura 18. Flotta a propulsione GNL a livello mondiale .....	58
Figura 19. Porti USA con servizi di bunkeraggio GNL.....	60
Figura 20. Mappatura offerta Mediterraneo e area Mena .....	60
Figura 21. Impianti e ipotesi progettuali per la fornitura di servizi di bunkering di GNL .....	62
Figura 22. Domanda prevista dei bunker conformi: Stime BP.....	64
Figura 23. Domanda prevista dei bunker conformi: Stime McKinsey. ....	64

## Tabelle

Tabella 1. Oli combustibili: Norma britannica BS 2869 .....	8
Tabella 2. Classificazione ISO 8217: Requisiti tecnici per oli combustibili marini distillati..	11
Tabella 3. Allegati MARPOL 73/78.....	17
Tabella 4. Caratteristiche di diverse tipologie di VLSFO.....	31
Tabella 5. Caratteristiche di diverse tipologie di ULSFO.....	34

## 1. Finalità del documento e inquadramento nel progetto SIGNAL.

Il progetto INTERREG Marittimo “Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido” (di seguito SIGNAL) è finalizzato a definire un sistema integrato di distribuzione del GNL nei cinque territori partner coinvolti (Liguria, Toscana, Sardegna, Corsica e Region PACA) attualmente accomunati da un’inadeguatezza in relazione alla disponibilità di risorse di GNL nei porti e nei siti di stoccaggio che rendano possibile il rifornimento ai natanti e ai mezzi di trasporto. La finalità del progetto è infatti quella di rispondere a queste mancanze con lo sviluppo di piani strategici a supporto della più recente normativa e assistere territori caratterizzati da reti di metanizzazione ridotte o assenti, al fine di trasformare l’opportunità offerta dal GNL in valore aggiunto, per ridurre le emissioni inquinanti prodotte dal settore dei trasporti nell’ambito territoriale considerato dal progetto<sup>1</sup>. Il progetto si pone l’obiettivo di contribuire alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e quindi al migliorare la sostenibilità delle attività portuali e commerciali attraverso un maggior utilizzo del GNL nelle aree marittimo-portuali all’interno delle regioni dell’area di cooperazione. All’interno del progetto sono previste tre Componente Attuative (T):

- 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, l’Attività T1.1 “Analisi dello stato dell’arte europeo sull’utilizzo del GNL”, si prefigge di acquisire le principali conoscenze relative alle modalità di implementazione e gestione dei sistemi che utilizzano il GNL quale fonte di alimentazione per natanti e mezzi di trasporto, prevede la predisposizione del Prodotto T1.1.1 “Documento di analisi dello stato dell’arte europeo sull’utilizzo del GNL”. Tale prodotto si pone l’obiettivo di analizzare lo stato dell’arte europeo sui consumi delle diverse tipologie di combustibili marini nell’area di cooperazione e sull’utilizzo del GNL come fonte sostenibile.

Il presente documento che raccoglie il contributo fornito dal partner UNIGE (P6), ed è realizzato dal Centro Italiano di Eccellenza sulla Logistica i Trasporti e le Infrastrutture (CIELI) dell’Università degli Studi di Genova in coordinamento con il Dipartimento di Ingegneria meccanica, energetica, gestionale e dei trasporti, sotto la direzione del Capofila RAS (P1), esamina i trend che caratterizzano l’utilizzo delle diverse tipologie di carburanti

---

<sup>1</sup> Il 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 Obiettiva 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).

marini in Italia. La rilevanza del tema origina in primo luogo dal fatto che il settore navale contribuisce all'inquinamento globale per circa il 3% del totale riconducibile al complesso dei comparti produttivi e industriali ((Burel et al, 2013)) e si stima che entro il 2050 possa arrivare a superare la soglia del 17% (Cames et al, 2015). Successivamente nel report elaborato dal team del CIELI vengono passati brevemente in rassegna i prioritari principi normativi, sia di livello internazionale, comunitario che nazionale necessari a capire da un lato la normativa puntuale in materia di programmazione e dall'altra i sempre più stringenti vincoli in materia di emissioni che impongono disposizioni cogenti in materia. Questi cambiamenti in relazione al contesto normativo e giuridico incidono infatti sulle scelte delle compagnie di navigazione sia sotto il profilo delle scelte strategiche sia in relazione ai conseguenziali investimenti realizzati per l'attuazione delle medesime. In particolare, nell'ambito di una decisione di investimento in nuove costruzioni nel settore, a causa dei suddetti vincoli legali e normativi futuri, gli armatori sono chiamati a selezionare una serie di opzioni praticabili al fine essere in linea con le nuove limitazioni in termini di emissioni, preservando i principi di economicità della gestione.

Il report approfondisce quindi i principali combustibili marini e le opzioni di alimentazione di motori navali attualmente disponibili e conformi rispetto alle normative vigenti, considerando il mercato degli oli conformi (VLSF, ULSF) quello dei combustibili marini residui o distillati (MDO e MGO) e l'opzione rappresentata dall'utilizzo dell'olio combustibile pesante abbinato a sistemi di depurazione dei gas di scarico (nella prassi denominati "scrubber"). Per ogni tipologia di combustibile, all'interno del report viene fornita una puntuale descrizione in merito alle proprietà, alla composizione e alle caratteristiche della tecnologia, nonché l'analisi dei principali trend di mercato sia a livello globale sia a livello nazionale, così come richiesto dal Capofila di progetto in sede di ripartizione delle macroattività all'interno del partenariato di progetto.

Infine, il report approfondisce lo stato attuale dell'impiego di GNL come carburante alternativo in ambito marittimo-portuale. L'utilizzo del gas naturale come combustibile è uno dei modi che l'industria marittima può adottare per soddisfare i limiti sempre più restrittivi di emissioni in atmosfera con riferimento a sostanze inquinanti, nocive e climalteranti, come gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), di zolfo (SO<sub>x</sub>) e l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) dovute all'utilizzo di combustibili tradizionali nelle normali condizioni operative della nave. L'impiego di GNL in alternativa ai combustibili tradizionali consente il consistente abbattimento delle emissioni di ossido di zolfo (SO<sub>x</sub>), la riduzione delle emissioni di ossido di azoto (NO<sub>x</sub>) per il rispetto dei limiti applicabili dal 2016 nelle aree di rispetto emissioni (NO<sub>x</sub> ECA)<sup>2</sup>, come previsto dalla normativa di riferimento, e la riduzione del 20-25% delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Nella sezione conclusiva del report, vengono infine analizzati gli scenari futuri (al 2030 e al 2050) di sviluppo dei carburanti marini alternativi e i relativi possibili impatti sulle dinamiche di mercato caratterizzanti il settore oggetto di studio.

---

<sup>2</sup> Nitrogen-oxides Emission Control Areas.

## 2. I consumi dei carburanti marini in Italia.

Nella prassi, il concetto di bunker include tecnicamente qualsiasi tipo di olio combustibile utilizzato a bordo delle navi. Diversi organismi pubblici e autorità competenti definiscono le caratteristiche degli oli combustibili esistenti con specifiche numeriche diverse.

Secondo la classificazione americana (USA), per esempio gli oli combustibili vengono numerati in una scala da 1 a 6. Il punto di ebollizione e la lunghezza della catena del carbonio del carburante aumentano con il numero di olio combustibile. Anche la viscosità aumenta con il numero e l'olio più pesante deve essere riscaldato affinché possa presentare caratteristiche tecniche atte ad assicurarne la fluidità necessaria a scorrere adeguatamente. La densità è anche un parametro importante per gli oli combustibili poiché i carburanti marini vengono purificati prima dell'uso per rimuovere acqua e impurità dall'olio. Poiché i depuratori si basano sull'impiego della forza centrifuga, l'olio deve avere una densità sufficientemente diversa dall'acqua. I depuratori più vecchi funzionano con carburanti che presentino con una densità massima pari a  $991 \text{ kg/m}^3$ . Attraverso l'impiego di depuratori di ultima generazione è invece possibile purificare l'olio con densità fino a  $1010 \text{ kg/m}^3$ . Il prezzo del carburante, invece, tende a diminuire in ragione dell'aumentare del numero caratterizzante il carburante stesso.

L'olio combustibile numero 1 è un olio distillato volatile destinato alla vaporizzazione di bruciatori a vaso. È il taglio di cherosene raffinato che bolle immediatamente dopo il pesante taglio di nafta usato per la benzina (*gasoline*). Tra questi oli combustibili si trovano: olio di carbone, olio per stufa.

L'olio combustibile numero 2 è un olio per riscaldamento domestico distillato. Questo carburante è talvolta noto come Bunker A. I camion e alcune auto usano un gasolio simile con un numero di cetano<sup>3</sup> limite che descrive la qualità di accensione del carburante. Entrambi sono in genere ottenuti dal taglio del gasolio leggero. Il gasolio è riferito originalmente all'uso di questa frazione tra la fine del XIX e l'inizio del XX secolo: il taglio del gasolio era usato come agente arricchente per la produzione di gas di acqua carburata.

L'olio combustibile numero 3 è un olio distillato per bruciatori che richiedevano carburante a bassa viscosità. ASTM<sup>4</sup> ha unito questo grado alla specifica numero 2 e il termine è stato usato raramente dalla metà del XX secolo.

L'olio combustibile numero 4 è un olio combustibile ad uso commerciale utilizzato per bruciatori non dotati di preriscaldatori. Può essere ottenuto dal taglio di gasolio pesante (heavy

---

<sup>3</sup> Il numero di cetano (classificazione del cetano) è un indicatore della velocità di combustione del gasolio e della compressione necessaria per l'accensione. È un contrario del numero di ottano simile per la benzina. La CN è un fattore importante nel determinare la qualità del gasolio, ma non l'unico; altre misurazioni della qualità del gasolio comprendono (ma non si limitano a) contenuto di energia, densità, lubrificazione, proprietà di scorrimento a freddo e contenuto di zolfo.

<sup>4</sup> ASTM International, precedentemente nota come American Society for Testing and Materials, è un'organizzazione internazionale di standard che sviluppa e pubblica standard tecnici di consenso volontario per una vasta gamma di materiali, prodotti, sistemi e servizi.



gas oil). L'olio combustibile numero 5 è un olio combustibile industriale di tipo residuo che richiede il preriscaldamento a 77-104 ° C (171–219 ° F) per una corretta atomizzazione dei bruciatori. Questo carburante è talvolta noto come “Bunker B”. Può essere ottenuto dal taglio del gasolio pesante, oppure può essere una miscela di olio residuo con sufficiente olio di numero 2 per regolare la viscosità fino a quando può essere pompato senza preriscaldamento.

L'olio combustibile n. 5 è anche chiamato olio combustibile speciale della Marina (NSFO) o solo “speciale della marina”. Gli oli 5 e 6 sono anche comunemente denominati olio combustibile pesante, ovvero Heavy Fuel Oil (HFO) o olio combustibile per forno (FFO); l'elevata viscosità richiede il riscaldamento, di solito mediante un sistema di ricircolo del vapore a bassa pressione, prima che l'olio possa essere pompato da un serbatoio bunker.

L'olio combustibile numero 6 è un olio residuo ad alta viscosità che richiede il preriscaldamento a 104-127 ° C (219-262 ° F). Il termine “residuo” indica il materiale rimasto dopo che i più preziosi tagli di petrolio greggio sono bolliti. Il residuo può contenere varie impurità indesiderabili, tra cui il 2% di acqua e lo 0,5% di terreno minerale. Questo carburante può essere noto come olio combustibile residuo (RFO, residual fuel oil<sup>5</sup>), dalle specifiche Navy del Bunker C o dalle Specifiche Pacific di PS-400. Diversamente dal sistema di catalogazione americano, la norma britannica BS 2869<sup>6</sup>, dedicata agli oli combustibili per motori agricoli, domestici e industriali, specifica le 8 classi di olio combustibile riportate nella Tabella 1.

Tabella 1. Oli combustibili: Norma britannica BS 2869

CLASSE	TIPO	MIN. VISCOSITÀ CINEMATICA	MAX. VISCOSITÀ CINEMATICA	MIN FLASH POINT	MAX. CONTENUTO ZOLFO	ALIAS
C1	DISTILLATE	-	-	43° C	0,04 % (m/m)	Paraffina
C2	DISTILLATE	1.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	2.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	38° C	0,1 % (m/m)	Kerosene
A2	DISTILLATE	2.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	5.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	>55° C	0,001 % (m/m)	ULSD_LOW SULPHUR GAS OIL
D	DISTILLATE	2.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	5.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	>55° C	0,1 % (m/m)	GAS OIL_RED DIESEL
E	RESIDUAL	-	8.200 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	66° C	1 % (m/m)	LFO
F	RESIDUAL	8.201 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	20.000 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	66° C	1 % (m/m)	MFO (MEDIUM FUEL OIL)
G	RESIDUAL	20.010 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	40.000 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	66° C	1 % (m/m)	HFO
H	RESIDUAL	40.010 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	56.000 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	66° C	1 % (m/m)	-

Fonte: BS 28695

<sup>5</sup> L'olio combustibile residuo è uno dei prodotti petroliferi di minor valore per una raffineria. È essenzialmente un sottoprodotto della produzione di prodotti leggeri che sono l'obiettivo principale di una raffineria. L'uso finale primario di olio combustibile residuo è come combustibile in forni semplici come centrali elettriche e caldaie industriali. È anche il combustibile principale utilizzato sulle navi oceaniche, dove si chiama combustibile per bunker. Tuttavia, l'olio combustibile residuo presenta alcune specifiche di qualità che deve soddisfare, per motivi di prestazioni e ambientali. I più importanti sono: a) Viscosità: questa è una misura della tendenza di un fluido a resistere al flusso. Una viscosità più bassa è più desiderabile; b) Contenuto di zolfo: l'olio combustibile ha un contenuto di zolfo massimo determinato da preoccupazioni ambientali. Questo è generalmente impostato come un contenuto massimo di zolfo in% al peso. L'olio combustibile residuo è il più pesante tra una gamma di diversi gradi di olio combustibile.

<sup>6</sup> BS 2869: 2017 specifica i requisiti per otto classi di combustibili da petrolio per motori e caldaie utilizzati in applicazioni agricole, domestiche e industriali. La presente norma britannica non preclude l'uso legittimo di una classe di carburante in un'applicazione progettata per l'uso con un carburante di un'altra classe. Tuttavia, si raccomanda vivamente di utilizzare solo combustibile per bruciatori di classe C1 in apparecchi domestici privi di fluidi ed è consigliabile che vengano eseguiti test o consultazioni con il produttore dell'apparecchiatura se il combustibile deve essere utilizzato per uno scopo diverso da quello per cui è classificato in questo standard britannico.

I carburanti di classe C1 e C2 presentano caratteristiche analoghe a quelle relative a cherosene. Il tipo C1 è destinato all'uso in apparecchi senza liquido (ad es. Lampade flueless appliances). Il C2 è invece impiegato in bruciatori a vaporizzazione o nebulizzazione collegati ad apparecchi a canne fumarie. Il carburante di classe A2 è adatto per applicazioni mobili che sono necessarie per utilizzare un carburante senza zolfo. Il carburante di classe D è simile alla classe A2 ed è adatto per l'uso in applicazioni fisse, come il riscaldamento domestico, commerciale e industriale. La norma BS 2869 consente ai carburanti di Classe A2 e Classe D di contenere fino al 7% di biodiesel (estere metilico di acidi grassi, FAME<sup>7</sup>), a condizione che il contenuto FAME soddisfi i requisiti della norma BS EN 14214<sup>8</sup>.

Le classi da E a H sono oli residui per bruciatori atomizzatori che servono caldaie o, ad eccezione della classe H, alcuni tipi di motori a combustione più grandi. Le classi da F a H richiedono inevitabilmente il riscaldamento prima dell'uso; Il carburante di classe E può richiedere preriscaldamento, a seconda delle condizioni ambientali.

Evidenziate le diverse caratteristiche e catalogazione dei bunker, è da notare che raramente, nella moderna pratica marittima, questi vengono così etichettati. Nel settore marittimo viene utilizzato un altro tipo di classificazione per gli oli combustibili. In particolare, i combustibili per uso marittimo (cfr. DIN ISO 8217<sup>9</sup>), chiamati combustibili bunker, sono generalmente suddivisi in due diverse classi:

- Oli combustibili pesanti a loro volta distinti in: a) ad alto tenore di zolfo; b) a basso tenore di zolfo
- Distillati: colloquialmente noti come gasolio marino o Marine Gas Oil (MGO).

---

<sup>7</sup> Gli esteri metilici di acidi grassi (FAME) sono un tipo di estere di acidi grassi derivati dalla transesterificazione di grassi con metanolo. Le molecole nel biodiesel sono principalmente FAME, solitamente ottenute da oli vegetali per transesterificazione. Sono usati per produrre detergenti e biodiesel. Le FAMES sono tipicamente prodotte da una reazione catalizzata da alcali tra grassi e metanolo in presenza di base come idrossido di sodio, metossido di sodio o idrossido di potassio. Uno dei motivi per l'uso di FAME nel biodiesel anziché negli acidi grassi liberi è quello di annullare qualsiasi corrosione che gli acidi grassi liberi causerebbero ai metalli dei motori, degli impianti di produzione e così via. Gli acidi grassi liberi sono solo leggermente acidi, ma col tempo possono causare corrosione cumulativa a differenza dei loro esteri.

<sup>8</sup> La presente norma europea specifica i requisiti e i metodi di prova per gli esteri metilici di acidi grassi commercializzati e consegnati (di seguito noti come FAME) da utilizzare come combustibile per motori diesel e per applicazioni di riscaldamento a concentrazione del 100% o come estensore per combustibile distillato per motori diesel in conformità con i requisiti della norma EN 590 e per il riscaldamento del combustibile. Con una concentrazione del 100% è applicabile al carburante per l'uso nei motori diesel e nelle applicazioni di riscaldamento progettate o successivamente adattate per funzionare al 100% FAME.

<sup>9</sup> I vari combustibili per uso marittimo secondo ISO 8217 sono prodotti dal petrolio greggio mediante distillazione frazionata nelle raffinerie. In questo processo, il petrolio greggio viene gradualmente scaldato appena sotto la temperatura alla quale si decompone. Se durante il processo di riscaldamento viene superato il punto di ebollizione di un particolare componente del petrolio greggio, una "frazione", passa alla fase gassosa. Le frazioni con molecole più piccole evaporano a temperature inferiori rispetto a quelle con molecole a catena lunga (e quindi più grandi). Le singole frazioni vengono quindi raffreddate nuovamente al di sotto del loro punto di ebollizione e quindi liquefatte. Le frazioni separate dal greggio in questo modo sono chiamate distillati. Il residuo nella distillazione frazionata, che non passa nella fase gassosa, viene definito combustibile residuo o olio combustibile pesante. Il contenuto di zolfo di questo olio combustibile pesante può essere ridotto mediante ulteriori processi.

Gli standard e specifiche che essere soddisfatti dai carburanti a base di petrolio utilizzati nei motori diesel e caldaie nel settore dei trasporti marittimi sono stati specificati dall'Organizzazione marittima internazionale (IMO) nella norma ISO 8217 “Prodotti petroliferi - Carburante (classe F) - Specifiche di carburanti marini”. Si tratta di uno standard globale accettato per la specifica dei carburanti marini che distingue i medesimi in carburanti residui e carburanti distillati in base ai loro componenti principali. Inoltre, la ISO 8216 (Petroleum products — Fuels (class F) — Classification) classifica le categorie di carburanti marini. A seconda che il combustibile sia stato prodotto attraverso la distillazione o accumulato come residuo nella raffineria di petrolio, è classificato come distillato (o "combustibile distillato" secondo lo standard) o come combustibile residuo. Secondo la norma ISO 8217, i carburanti residui sono suddivisi in sei tipi di carburante in base alla loro viscosità (viscosità cinematica) - RMA, RMB, RMD, RME, RMG e RMK - in combinazione con il loro max. valore limite di viscosità cinematica a 50 ° C. La viscosità è espressa in millimetri quadrati al secondo (mm<sup>2</sup>/s). Valori di viscosità prossimi ai 700 mm<sup>2</sup>/s indicano combustibili residui molto viscosi. Più basso è il valore di viscosità cinematica, più sottile è il carburante. Come regola generale, più sottile è la viscosità, maggiore è la qualità del combustibile per uso marittimo. I carburanti residui sono utilizzati nei motori marini di grandi dimensioni, da media a bassa velocità. A condizione che la nave non si trovi in una zona con speciali restrizioni alle emissioni (Area di controllo delle emissioni o ECA), si tratterà di solito di un tipo di combustibile per uso marittimo a olio intermedio di tipo “IFO 380” (intermediate fuel oil) con designazione ISO 8217 “RMG 380” o “RMK 380”<sup>10</sup>.

Secondo la norma ISO 8217, i carburanti distillati sono suddivisi in quattro classi: DMX, DMA, DMB e DMZ. DMX è un distillato che viene utilizzato solo su motori più piccoli (scialuppe di salvataggio / unità di emergenza) ed è destinato all'uso all'esterno della sala macchine. DMA e DMB differiscono principalmente per il fatto che DMB può contenere tracce di carburante residuo. La quarta classe di distillato, DMZ, non deve presentare componenti di combustibile residuo, ha un contenuto di aromatici più elevato e una viscosità leggermente aumentata a 40 ° C rispetto agli altri combustibili del distillato. Questo per garantire che l'iniezione di carburante possa continuare a raffreddare e lubrificare quando si passa da un carburante marino di bassa qualità a DMZ (ad esempio quando si passa a una ECA). La norma ISO 8217 definisce anche i parametri di qualità di un combustibile per uso marittimo, ad es. infiammabilità (indice di aromaticità del carbonio calcolato/CCAI), il contenuto massimo di acido e metallo e limiti di contenuto di zolfo. In linea di principio, la conformità ai limiti di emissione può essere garantita anche con apparecchiature aggiuntive (sistemi di filtraggio, lavasciuga). Sotto questo profilo, l'armatore è responsabile del rispetto dei limiti di emissione

---

<sup>10</sup> “RMG 380” o “RMK 380” sono dei tipi di carburante marino residuo (RM) la cui classificazione G o K dipende dal grado di viscosità del carburante. Allo stesso modo sono classificati i distillati marini (DM), DMX, DMA, DMB e DMZ, la cui classificazione X/A/B/Z dipende dalla viscosità del distillato

acquistando il combustibile per uso marittimo appropriato per la rispettiva tecnologia della nave.

La classificazione ISO 8217 aggiornata al 2017 è riportata nella Tabella 2, in cui sono indicati i diversi gradi di densità, viscosità, cetano e le altre caratteristiche che rendono un bunker più pulito e raffinato rispetto agli altri.

Tabella 2. Classificazione ISO 8217: Requisiti tecnici per oli combustibili marini distillati.

#### REQUIREMENTS FOR MARINE DISTILLATE FUELS

Characteristic	Unit	Limit	Category ISO-F-						Test method(s) and references	
			DMX	DMA	DFA	DMZ	DFZ	DMB		DFB
Kinematic viscosity at 40 °C	mm <sup>2</sup> /s *	Max	5,500	6,000	6,000	6,000	11,00	ISO 3104		
		Min	1,400	2,000	3,000	2,000				
Density at 15 °C	kg/m <sup>3</sup>	Max	-	890,0	890,0	900,0		ISO 3675 or ISO 12185; see 6.1		
Cetane index	-	Min	45	40	40	35		ISO 4264		
Sulfur <sup>b</sup>	mass %	Max	1,00	1,00	1,00	1,50		ISO 8754 or ISO 14596, ASTM D4294; see 6.3		
Flash point	°C	Min	43,0	60,0	60,0	60,0		ISO 2719; see 6.4		
Hydrogen sulfide	mg/kg	Max	2,00	2,00	2,00	2,00		IP 570; see 6.5		
Acid number	mg KOH/g	Max	0,5	0,5	0,5	0,5		ASTM D664; see 6.6		
Total sediment by hot filtration	mass %	Max	-	-	-	0,10 *		ISO 10307-1; see 6.8		
Oxidation stability	g/m <sup>3</sup>	Max	25	25	25	25 <sup>d</sup>		ISO 12205		
Fatty acid methyl ester (FAME) *	volume %	Max	-	-	7,0	-	7,0	-	7,0	ASTM D7963 or IP 579; see 6.10
Carbon residue – Micro method on the 10 % volume distillation residue	mass %	Max	0,30	0,30	0,30	-			ISO 10370	
Carbon residue – Micro method	mass %	Max	-	-	-	0,30			ISO 10370	
Cloud point <sup>f</sup>	winter	°C	Max	-16	report	report	-	ISO 3015; see 6.11		
	summer	°C	Max	-16	-	-	-			
Cold filter plugging point <sup>f</sup>	winter	°C	Max	-	report	report	-	IP 309 or IP 612; see 6.11		
	summer	°C	Max	-	-	-	-			
Pour point (upper) <sup>f</sup>	winter	°C	Max	-	-6	-6	0	ISO 3016; see 6.11		
	summer	°C	Max	-	0	0	6			
Appearance			Clear and Bright <sup>g</sup>				*	see 6.12		
Water	volume %	Max	-	-	-	0,30 <sup>e</sup>		ISO 3733		
Ash	mass %	Max	0,010	0,010	0,010	0,010		ISO 6245		
Lubricity, corrected wear scar diameter (WSD) at 60 °C <sup>h</sup>	µm	Max	520	520	520	520 <sup>d</sup>		ISO 12156-1		

a 1 mm<sup>2</sup>/s = 1 cSt.

b Notwithstanding the limits given, the purchaser shall define the maximum sulfur content in accordance with relevant statutory limitations. See Introduction.

c If the sample is not clear and bright, the total sediment by hot filtration and water tests shall be required, see 6.8 and 6.12.

d If the sample is not clear and bright, the test cannot be undertaken and therefore, compliance with this limit cannot be shown.

e See 5.1 and Annex A.

f Pour point cannot guarantee operability for all ships in all climates. The purchaser should confirm that the cold flow characteristics (pour point, cloud point, cold filter, plugging point) are suitable for the ship's design and intended voyage. See 6.11.

g If the sample is dyed and not transparent, then the water limit and test method as given in 6.12 shall apply.

h This requirement is applicable to fuels with a sulfur content below 500 mg/kg (0.050 mass %).

## REQUIREMENTS FOR MARINE RESIDUAL FUELS

Characteristic	Unit	Limit	Category ISO-F-											Test method reference			
			RMA				RMB				RMD				RME		
			10	30	80	180	180	380	500	700	380	500	700		380	500	700
Kinematic viscosity at 50 °C	mm <sup>2</sup> /s <sup>a</sup>	Max	10,00	30,00	80,00	180,0	180,0	380,0	500,0	700,0	380,0	500,0	700,0	380,0	500,0	700,0	ISO 3104
Density at 15 °C	kg/m <sup>3</sup>	Max	920,0	960,0	975,0	991,0	991,0				1010,0				ISO 3675 or ISO 12185; see 6.1		
CCAI	-	Max	850	860	860	860	870				870				see 6.2		
Sulfur <sup>b</sup>	mass %	Max	Statutory requirements											ISO 8754 or ISO 14596 or ASTM D4294; see 6.3			
Flash point	°C	Min	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0				60,0				ISO 2719; see 6.4		
Hydrogen sulfide	mg/kg	Max	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00				2,00				IP 570; see 6.5		
Acid number <sup>c</sup>	mg KOH/g	Max	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5				2,5				ASTM D664; see 6.6		
Total sediment – Aged	mass %	Max	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10				0,10				ISO 10307-2; see 6.9		
Carbon residue – Micro method	mass %	Max	2,50	10,00	14,00	15,00	18,00				20,00				ISO 10370		
Pour point (upper) <sup>d</sup>	winter	°C	Max	0	0	30	30	30				30				ISO 3016	
	summer	°C	Max	6	6	30	30	30				30					
Water	volume %	Max	0,30	0,50	0,50	0,50	0,50				0,50				ISO 3733		
Ash	mass %	Max	0,040	0,070	0,070	0,070	0,100				0,150				ISO 6245		
Vanadium	mg/kg	Max	50	150	150	150	350				450				IP 501, IP 470 or ISO 14597; see 6.14		
Sodium	mg/kg	Max	50	100	100	50	100				100				IP 501, IP 470; see 6.15		
Aluminium plus silicon	mg/kg	Max	25	40	40	50	60				60				IP 501, IP 470 or ISO 10478; see 6.16		
Used lubricating oil (ULO): – Calcium and zinc; or – Calcium and phosphorus	mg/kg	-	Calcium > 30 and zinc > 15 or Calcium > 30 and phosphorus > 15											IP 501 or IP 470, IP 500; see 6.17			

<sup>a</sup> 1 mm<sup>2</sup>/s = 1 cSt.

<sup>b</sup> The purchaser shall define the maximum sulfur content in accordance with relevant statutory limitations. See Introduction.

<sup>c</sup> See Annex E.

<sup>d</sup> Purchasers should confirm that this pour point is suitable for the ship's intended area of operation.

Fonte: ISO

Gli oli combustibili pesanti ad alto tenore di zolfo sono oli prodotti attraverso la lavorazione dei residui del processo di gassificazione del petrolio, che hanno un contenuto di zolfo compreso tra l'1% e il 3,5%. Tra questi si possono elencare:

- ✓ Heavy Fuel Oil (HFO)
- ✓ Intermediate Fuel Oil (IFO)

L'Heavy Fuel Oil è il cosiddetto olio residuo puro o quasi puro, carburante tradizionalmente utilizzato dalle navi che dopo il 2020 non sarà più possibile impiegare nell'ambito della propulsione navale a causa del suo elevato contenuto di zolfo (solitamente superiore al 3,5%).

A differenza dell'HFO, IFO è una miscela di combustibili pesanti con un minor contenuto di zolfo, < 3,5%. A seconda della sua viscosità può essere considerato come un distillato o un combustibile residuo. In relazione agli oli combustibili residui a basso tenore di zolfo si possono elencare:

- ✓ Very-Low Sulfur Fuel Oil (VLSFO)
- ✓ Ultra-Low Sulphur Fuel Oil (ULSFO)
- ✓ Marine Diesel Oil (MDO)

Questi oli sono attualmente poco utilizzati sul mercato, dato il prezzo elevato e la scarsa disponibilità sotto il profilo dell'offerta (cfr. capillarità della rete distributiva attuale). Tuttavia,

dall'entrata in vigore della nuova regolamentazione MARPOL prevista per il 1° gennaio 2020, questi saranno gli oli combustibili su cui il mercato punterà maggiormente, almeno nel breve termine, per poter rispettare i limiti di zolfo connessi all'utilizzo dei carburanti marini. Le miscele di olio combustibile pesante e distillati, con un basso tenore di zolfo, frequentemente utilizzati nella pratica odierna sono descritte come olio diesel marino (MDO) o oli combustibili a basso contenuto di zolfo (VLSFO, ULSFO). Nel senso più stretto del termine, "olio diesel marino" si riferisce specificamente alle miscele con una percentuale molto bassa di olio combustibile pesante. Questo tipo di olio diesel marino è quindi anche classificato come distillato in alcune pubblicazioni. Il contenuto di zolfo di questo "distillato" è variabile, ma solitamente si attiene a un percentuale minore dell'1%. Similmente al MDO, il VLSFO e il ULSFO a seconda della loro viscosità possono essere considerati "distillati" nel senso ampio del termine (anche se una percentuale di residui è sempre presente). Il VLSFO, Olio combustibile intermedio a basso contenuto di zolfo, contiene al massimo lo 0,5% di zolfo mentre, il ULSFO, ha un contenuto di zolfo < dello 0,1%. L'unico distillato puro, senza alcuna contaminazione di residui è il MGO, Gasolio marino, che ha solitamente un contenuto di zolfo minore dello 0,5%.

Al fine di poter rispettare le regolamentazioni IMO-MARPOL, le aziende produttrici hanno introdotto sul mercato diverse varianti del gasolio marittimo nel corso dell'ultimo anno (2019), specialmente al fine di rispettare i limiti di zolfo imposti nell'area SECA: rilevanti sotto questo profilo appaiono sia l'LSMGO sia l'ULSMGO. Con l'acronimo LSMGO ci si riferisce al Low Sulphur Marine Gas Oil, ovvero il gasolio marino a basso contenuto di zolfo (<0,1%), caratterizzato da un contenuto di zolfo inferiore allo 0,1%. Quest'ultimo deve essere utilizzato nei porti e negli ancoraggi dell'UE (Direttiva UE sullo zolfo 2005/33/ CE). L' Ultra Low Sulphur Marked Gas Oil (ULSMGO), viene impiegato come gasolio marino a bassissimo tenore di zolfo (zolfo massimo 0,0015%) negli Stati Uniti e come gasolio per autotrazione (zolfo massimo 0,001%) nell'UE. Questo distillato contiene una percentuale di zolfo che è quella massima ammissibile nei territori e nelle acque territoriali statunitensi (interni, marittimi e automobilistici) e nell'UE per uso interno (*inland use*).

Oltre agli oli residui e distillati, è possibile individuare anche nuove opzioni tecnologie come possibili alternative per la propulsione navale. Le tecnologie che appaiono più promettenti a fronte dei recenti sviluppi sul piano tecnologico-produttivo sono quelle relative al gas naturale liquefatto (GNL) e al gas di petrolio liquefatto (GPL). Il GPL e il GNL pur essendo carburanti di origine fossile, sono stati inseriti nella lista dei carburanti alternativi perché, almeno in una prima fase, sostituiranno la benzina ed il diesel nel trasporto marittimo, prima della decarbonizzazione totale del trasporto.

Il vantaggio nell'utilizzo di questi due carburanti è legato alla loro elevata densità energetica ed un più basso impatto ambientale rispetto agli altri carburanti fossili liquidi, presentando una forte riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> e di particolato, assenza di emissioni di SO<sub>x</sub>, ed una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Questi carburanti sono prodotti attualmente a

partire mediante combustibili fossili, ma in futuro potrebbero essere prodotti da biomasse e rifiuti organici per fermentazione anaerobica in maggiori proporzioni rispetto ai valori attuali. In particolare il biometano potrebbe anche essere prodotto per “metanizzazione” di idrogeno (reazione con CO<sub>2</sub>) generato dall’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, contribuendo ulteriormente, pertanto, alla decarbonizzazione del trasporto.

Il GPL, ottenuto essenzialmente dalla raffinazione del petrolio (dalla testa della prima colonna di distillazione ed in minor misura dal gas naturale e dal gas emesso dai pozzi di petrolio), è costituito essenzialmente da propano e butano con tracce di pentano. Viene immagazzinato e trasportato liquido ad una pressione fra 2 e 20 bar.

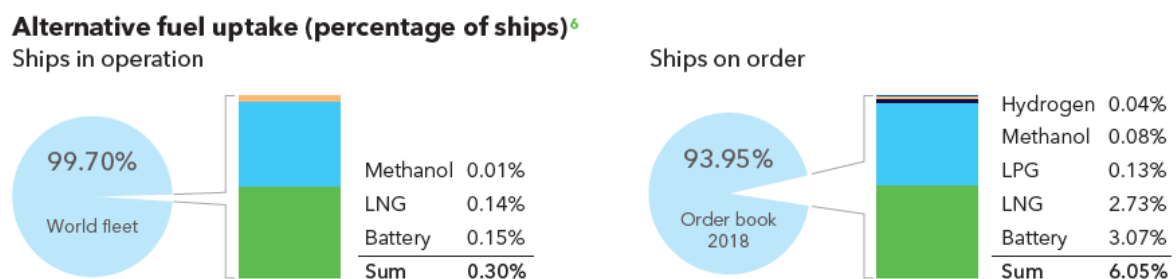
Il GNL è costituito essenzialmente da metano (>90%) con impurezze di paraffine leggere (etano, propano). Si trova in fase liquida a temperatura di -162 °C e 2 bar. Il GNL è destinato in futuro a conseguire un elevato livello di diffusione come carburante a basso impatto ambientale per la navigazione marina a lunga distanza (>1.000 km): in tal senso, infatti, l’elevata densità energetica lo rende particolarmente adatto alle lunghe percorrenze rispetto al GPL. Inoltre, il vantaggio del GNL rispetto al GPL è quello di essere disponibile laddove non ci sono gasdotti. Il GNL infatti, può essere importato mediante trasporto via mare da Paesi per i quali non siano disponibili connessioni e collegamenti diretti con gasdotti: ciò non solo influenza positivamente le dinamiche connesse alla sicurezza della fornitura (aumentando le opzioni di acquisto per l’acquirente) ma determina anche implicazioni positive in relazione al prezzo d’acquisto. Il problema, in questo caso, attiene alla disponibilità di terminal portuali atti all’attracco di navi per il trasporto di GNL e facilities per il bunkering di GNL, capillarmente distribuite sul territorio.

Un’ulteriore alternativa ai più tradizionali carburanti marini è costituita dai biocarburanti quali il biometano, il bioetanolo, il Fatty Acid Methyl Esters (FAME; biodiesel), l’Hydrogenated Vegetable Oil (HVO; biodiesel e biocherosene), i Gas to liquids (GTL) che indicano biodiesel e biocherosene, il Dimethyl ether (DME) che rappresenta un sostituto del diesel, il biobutanolo (alternativo alla benzina e al diesel) ed anche il bioidrogeno. I biocarburanti possono essere miscelati con i combustibili fossili o utilizzati puri con piccole modifiche dei motori e non richiedono, come per tutti gli altri carburanti alternativi, realizzazione di infrastrutture particolari per il loro sviluppo. I biocarburanti da prendere in considerazione per il futuro sono solo quelli ottenuti da biomasse non utilizzate per alimentazione umana ed animale, che non portano alla deforestazione. Queste biomasse possono essere rifiuti organici di attività diverse e/o coltivazioni energetiche ottenute in terreni marginali (non utilizzabili per produzioni alimentari). I biocarburanti portano senz’altro ad una riduzione della produzione di CO<sub>2</sub> e alla riduzione di SO<sub>x</sub> e sono rinnovabili, ma non portano alla eliminazione completa del particolato e di NO<sub>x</sub> (fonte: Federchimica, 2016, i carburanti alternativi per contrastare i cambiamenti climatici e l’inquinamento delle città, sesta conferenza nazionale su chimica&energia).

A livello mondiale, l'adozione di carburanti marini e tecnologie alternative in ambito marittimo-portuale sta accelerando in modo significativo (anno di riferimento 2019), ma costituisce ancora una porzione risibile del tonnellaggio ordinato di nuovi ordini, in ragione del fatto che la maggior parte del naviglio utilizza ancora carburanti tradizionali. Le statistiche attuali mostrano che meno dell'1% delle navi della flotta mondiale utilizza carburanti alternativi (DNV GL, 2019). In particolare, l'impiego di carburanti e tecnologie a “basse” o a “zero” emissioni riguardano il segmento dei trasporti marittimi a corto raggio e le navi dedite al trasporto di persone, con impatti ancora limitati in termini di miglioramento complessivo delle emissioni inquinanti totali riconducibili al settore. Fatta eccezione per l'elettrificazione in corso di oltre 100 traghetti RO-RO nel segmento a corto raggio, i carburanti alternativi già implementati sono principalmente i combustibili fossili e non l'energia elettrica.

Esaminando i dati più approfonditamente, si evince che il GNL come modalità di propulsione navale viene ad oggi impiegato a livello mondiale da 159 navi in funzione (dati relativi a maggio 2019) come indicato nella Figura 1. L'esame dei dati relativi agli ordini ai cantieri di nuove navi consente di verificare il significativo aumento delle navi a propulsione GNL atteso nei prossimi anni a livello globale. Dall'osservazione dei dati riportati in figura appare anche evidente l'interesse per gli operatori del settore nei confronti di soluzioni basate sull'impiego di batterie per la piena energia elettrica o di soluzioni ibride, specie in relazione alle tipologie di asset nave impiegate a corto raggio.

Figura 1. Distribuzione fuel alternativi (percentuale di navi)



Fonte: DNV GL 2019

### 3. Principi normativi che incentivano utilizzo di energie sostenibili

Prima di analizzare nel dettaglio i combustibili marini conformi e le soluzioni tecnologiche alternative, appare necessario richiamare brevemente il quadro normativo di riferimento a livello internazionale, comunitario e nazionale (Figura 2). Questi, infatti, pongono rilevanti vincoli giuridici alla selezione delle soluzioni tecnologiche da adottare e costituiscono driver fondamentale rispetto ai trend che stanno caratterizzando il settore.

A questo scopo, dopo aver sinteticamente richiamato il contesto internazionale e comunitario, nella Sezione 3.3 del report si procede a illustrare l'attuale impianto normativo



caratterizzante il contesto nazionale anche in considerazione dei pilastri previsti nel Quadro Strategico di sviluppo per le energie e i carburanti alternativi. Sotto questo profilo, invero, preme segnalare che all'interno dell'Area Obiettivo del Programma INTERREG Marittimo, che coinvolge territori sia italiani che francesi, la disciplina nazionale di recepimento delle direttive comunitarie appare a oggi almeno in parte differente. L'Italia ha infatti recepito la Direttiva DAFI con il Dlgs 257/2016 "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi" mentre la Francia si è adeguata al disposto comunitario nel corso del 2016 con il Decreto n° 2017-1673 del 8 dicembre 2017, "Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes" (CANCA).

Attualmente, dunque, in relazione ai territori inclusi nell'area di Cooperazione del Programma, coesistono elementi di convergenza e profili di disomogeneità sotto il profilo normativo ma soprattutto con riferimento ai profili di pianificazione e di programmazione strategica nazionale. Ciò è almeno in parte riconducibile alle diverse interpretazioni date dal legislatore italiano e da quello francese nei rispettivi quadri strategici nazionali in merito al differente approccio utilizzato per la stima e lo sviluppo delle reti di distribuzione dei carburanti alternativi. Si precisa che, il presente report come richiesto da Capofila P1 (Regione Autonoma della Sardegna), intende esaminare nel dettaglio la sola normativa italiana in ragione del coordinamento e dell'integrazione del presente documento rispetto agli output scientifici prodotti dagli altri partner del progetto.

*Figura 2. Fonti giuridiche nell'Area di cooperazione del Programma Marittimo Interreg per l'utilizzo di energie sostenibili*



*Fonte: ns. elaborazione.*

### 3.1. Quadro normativo internazionale.

Per porre rimedio alla grave preoccupazione ambientale determinata dai sempre maggiori livelli di inquinamento prodotti dal settore dei trasporti marittimi su scala mondiale, sono state adottate nel tempo da parte degli organismi internazionali e delle autorità competenti una serie di misure e provvedimenti normativi volti alla riduzione delle emissioni di sostanze inquinanti<sup>11</sup> che determinano impatti negativi sull'aria, sulla salute umana e sul clima. Gli innegabili impatti degli inquinanti atmosferici hanno innescato un processo di regolamentazione che, a partire dagli anni '70, è stato finalizzato in modo crescente per mitigare le suddette problematiche, determinando, allo stesso tempo, una progressiva sensibilizzazione dell'opinione pubblica circa il controllo e il monitoraggio dell'inquinamento atmosferico. In quest'ottica, l'IMO<sup>12</sup> ha introdotto nel 1973 la "Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi", nota come MARPOL 73/78. In base a tale accordo internazionale si disciplina la prevenzione dell'inquinamento in 2mare<sup>13</sup>. La convenzione complessivamente è composta da VI allegati che nel tempo sono andati a novellare e aggiornare le disposizioni in materia di inquinamento marino come dettagliato nella Tabella 3.

*Tabella 3. Allegati MARPOL 73/78.*

<b>Annex</b>	<b>Titolo</b>	<b>Anno</b>
<b>I</b>	Norme per l'inquinamento da oli minerali	2.10.1982
<b>II</b>	Norme per la prevenzione dell'inquinamento da sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa	6.04.1987
<b>III</b>	Norme per la prevenzione dell'inquinamento da sostanze dannose trasportate in colli	1.07.1992
<b>IV</b>	Norme per la prevenzione dell'inquinamento da acque di scolo delle navi	23.09.2003
<b>V</b>	Norme per la prevenzione dell'inquinamento da rifiuti solidi scaricati dalle navi;	31.12.1988
<b>VI</b>	Norme per la prevenzione dell'inquinamento atmosferico da SOx e da NOx da scarico dei motori	19.05.2005

*Fonte: ns. elaborazione.*

L'allegato VI della Convenzione MARPOL, entrato in vigore nel maggio 2005, si applica a tutte le navi di stazza lorda pari o superiore a 400 tonnellate, le quali devono essere munite

<sup>11</sup> Le principali fonti di emissione nell'aria per il settore del trasporto marittimo sono: biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>), composti organici volatili (COV), particolato e sostanze lesive dell'ozono.

<sup>12</sup> International Maritime Organization (IMO) è un'Agenzia specializzate delle Nazioni Unite, istituita a seguito dell'adozione della Convenzione internazionale marittima di Ginevra del 1948, volta a promuovere la cooperazione marittima tra i paesi membri e a garantire la sicurezza della navigazione e la protezione dell'ambiente marino.

<sup>13</sup> La Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi (MARPOL) è stata adottata il 2 novembre 1973 all'IMO e riguardava l'inquinamento da idrocarburi, prodotti chimici e sostanze nocive sotto forma di imballaggi, acque reflue e rifiuti. Il protocollo del 1978 relativo alla convenzione internazionale del 1973 per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi (protocollo MARPOL del 1978) è stato adottato nel febbraio 1978 in occasione di una conferenza sulla sicurezza delle petroliere e la prevenzione dell'inquinamento, tenutasi in seguito a un'ondata di incidenti in mare nel 1976-1977.

di un certificato internazionale per la prevenzione dell'inquinamento atmosferico (certificato IAPP)<sup>14</sup>. Tale allegato rappresenta il riferimento normativo internazionale in merito alla definizione dei limiti vincolanti sulle emissioni delle navi e per la definizione delle aree di rispetto emissioni (Emission Control Areas) azoto (Area NECA) e zolfo (Area SECA).

All'interno dell'area ECA (Figura 3) è previsto il rispetto dei seguenti parametri:

- Zona del Mar Baltico: come definita nell'allegato I della convenzione MARPOL (solo SO<sub>x</sub>);
- Zona del Mare del Nord: come definita nell'allegato V della convenzione MARPOL (solo SO<sub>x</sub>);
- Zona nordamericana: quale definita nell'appendice VII dell'allegato VI della convenzione MARPOL (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> e PM);
- Zona del Mar dei Caraibi degli Stati Uniti: come definita nell'appendice VII dell'allegato VI della convenzione MARPOL (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> e PM).

*Figura 3. International Maritime Organization: Worldmap Emission Control Areas.*



*Fonte: Safety4sea.com*

Le principali norme e regole relative alle emissioni previste nell'allegato VI sono dettagliatamente disciplinate nelle regole 12, 13 e 14 come brevemente discusse e richiamate nel proseguo.

### *Regola 12: Sostanze che riducono lo strato di ozono.*

Per le navi di cui all'allegato VI sono vietate le emissioni deliberate di sostanze che riducono lo strato di ozono. I nuovi impianti contenenti sostanze che riducono lo strato di ozono sono vietati su tutte le navi. Gli impianti contenenti HCFC<sup>15</sup> sono vietati sulle navi costruite a partire dal 1° gennaio 2020.

<sup>14</sup> Le navi di stazza inferiore a 400 tonnellate devono ancora conformarsi alla legislazione, ove applicabile, ma nel loro caso l'amministrazione può stabilire misure appropriate per garantire che l'allegato VI sia rispettato.

<sup>15</sup> Idroclorofluorocarburo (HCFC)

### *Regola 13: Ossidi di azoto.*

La regola 13 dell'allegato VI riguarda le emissioni di NO<sub>x</sub> dei motori diesel. Si applica a vari tipi di motori diesel installati su navi costruite a partire dal 1° gennaio 2000. Il regolamento non si applica ai motori diesel di emergenza, ai motori installati sulle imbarcazioni di salvataggio e ad altre apparecchiature destinate ad essere utilizzate esclusivamente in caso di emergenza. Sono inoltre esclusi dalla normativa i motori utilizzati per l'esplorazione e altre attività connesse. Per soddisfare le riduzioni di emissioni richieste, sono stati programmati 3 livelli di standard relativi alle emissioni stesse.

Il livello I si applica a un motore diesel installato su una nave costruita a partire dal 1° gennaio 2000 e prima del 1° gennaio 2011. Il livello II definisce i livelli di emissione di NO<sub>x</sub> per un motore diesel installato su una nave costruita il 1° gennaio 2011 o dopo tale data. Infine, il livello III fissa i livelli di emissione di NO<sub>x</sub> per un motore diesel installato su una nave costruita il 1° gennaio 2016 o dopo tale data, quando la nave opera nell'area ECA. Al di fuori dell'area ECA, si applicano i limiti di livello II.

### *Regola 14: Ossidi di zolfo e particolato.*

I controlli delle emissioni di SO<sub>x</sub> e di particolato si applicano a tutti gli impianti e dispositivi di combustione di olio combustibile a bordo e quindi comprendono sia i motori principali che i motori ausiliari e altri prodotti quali caldaie e generatori di gas inerte. Questi controlli si dividono tra quelli applicabili all'interno delle aree ECA, istituite per limitare l'emissione di SO<sub>x</sub> e particolato, e quelli applicabili all'esterno di tali aree che limitano il contenuto massimo di zolfo degli oli combustibili caricati, bunkerizzati e successivamente utilizzati a bordo. Il tenore di zolfo dell'olio combustibile utilizzato a bordo delle navi non deve superare i seguenti limiti:

- 4,50% m/m prima del 1° gennaio 2012
- 3,50% m/m a partire dal 1° gennaio 2012
- 0,50% m/m a partire dal 1° gennaio 2020

Se le navi operano in una zona ECA, il tenore di zolfo dell'olio combustibile utilizzato a bordo delle navi non deve superare i seguenti limiti:

- 1,50% m/m prima del 1° luglio 2010
- 1,00% m/m a partire dal 1° luglio 2010
- 0,10% m/m dal 1° gennaio 2015 in poi.

## **3.2. Quadro normativo comunitario**

L'allegato VI della Convenzione MARPOL introduce, come già discusso nella Sezione 3.1, limiti al contenuto di zolfo più rigorosi rispetto al passato in relazione ai combustibili per uso marittimo nelle aree SECA (1,00% dal 1.07.2010 e 0,10% dal 1.01.2015) nonché nelle aree

marittime al di fuori delle SECA (3,50% dal 1.01.2012 e, in linea di principio, 0,50% dal 1.01.2020). Al fine di assicurare la coerenza con il diritto internazionale nonché la corretta applicazione nell'Unione delle norme sul tenore di zolfo stabilite a livello internazionale, la Direttiva 2016/802 dell'11 maggio 2016 risulta conforme all'allegato VI della convenzione MARPOL. Scopo della Direttiva 2016/802 è quello di ridurre le emissioni di anidride solforosa derivanti dalla combustione di alcuni tipi di combustibili liquidi, diminuendo così gli effetti nocivi di tali emissioni per le persone e l'ambiente, coerentemente con le politiche europee sulla tutela del clima.

La riduzione delle emissioni di anidride solforosa riconducibili all'impiego di alcuni combustibili liquidi derivati dal petrolio viene perseguita a livello europeo mediante la definizione di nuovi e più stringenti limiti al tenore di zolfo di questi combustibili come condizione per il loro utilizzo nel territorio, nelle acque territoriali e nelle zone economiche esclusive o zone di controllo dell'inquinamento degli Stati membri. Secondo quanto previsto nell'articolo 3 della Direttiva pocanzi richiamata, gli Stati membri provvedono affinché non siano utilizzati nel loro territorio oli combustibili pesanti con un tenore di zolfo superiore all'1,00 % in massa.

In aggiunta, l'articolo 4 della predetta Direttiva stabilisce il tenore massimo di zolfo nel gasolio e prevede che gli Stati membri si adoperino affinché non siano utilizzati nel loro territorio gasoli con un tenore di zolfo superiore allo 0,10 % in massa. L'articolo 5 stabilisce il tenore massimo di zolfo del combustibile per uso marittimo e stabilisce che gli Stati membri provvedano affinché non siano utilizzati nel loro territorio combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore al 3,50 % in massa.

L'articolo 6 prevede che gli Stati membri adottino tutte le misure necessarie affinché, nelle rispettive acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento, non siano utilizzati combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore in massa a:

- a) 3,50 % a partire dal 18 giugno 2014;
- b) 0,50 % a partire dal 1° gennaio 2020.

Gli Stati membri adottano tutte le misure necessarie affinché, nelle rispettive acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento che rientrano nelle SECA, non siano utilizzati combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore in massa a:

- a) 1,00 % fino al 31 dicembre 2014;
- b) 0,10 % a partire dal 1° gennaio 2015.

Gli Stati membri adottano tutte le misure necessarie affinché, nelle rispettive acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento non comprese nelle SECA, e dalle navi passeggeri che effettuano servizi di linea da o verso porti dell'Unione,

non siano utilizzati combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore all'1,50 % in massa fino al 1° gennaio 2020.

L'articolo 7 stabilisce che gli Stati membri adottino tutte le misure necessarie per garantire che le navi all'ormeggio nei porti dell'Unione non utilizzino combustibili per uso marittimo con tenore di zolfo superiore allo 0,10 % in massa, accordando all'equipaggio tempo sufficiente per completare le necessarie operazioni per il cambio del combustibile il più presto possibile dopo l'arrivo all'ormeggio e il più tardi possibile prima della partenza.

Infine, l'articolo 8 della direttiva prevede che gli Stati membri autorizzano l'uso di metodi di riduzione delle emissioni da parte di navi battenti qualsiasi bandiera nei rispettivi porti, nelle rispettive acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento, in alternativa all'utilizzo di combustibili per uso marittimo conformi ai requisiti di cui agli articoli 6 e 7 a patto di garantire riduzioni delle emissioni di anidride solforosa equivalente. In particolare, l'Allegato II della Direttiva stabilisce i criteri d'uso dei metodi di riduzione delle emissioni (Figura 4).

Figura 4. Allegato II della Direttiva 2016/802: "Criteri d'uso dei metodi di riduzione delle emissioni di cui all'articolo 8, paragrafo 4".

Metodo di riduzione delle emissioni	Criteri d'uso
Mix di combustibile per uso marittimo e gas di evaporazione	Decisione 2010/769/UE della Commissione (1).
Sistemi di depurazione dei gas di scarico	Risoluzione MEPC.184(59) adottata il 17 luglio 2009 Le acque di lavaggio risultanti dai sistemi di depurazione dei gas di scarico che fanno uso di prodotti chimici, additivi e dei prodotti chimici creati in loco di cui al punto 10.1.6.1 della risoluzione MEPC.184(59) non sono scaricate in mare, ivi inclusi baie, porti ed estuari, a meno che non sia dimostrato dall'operatore della nave che gli scarichi di tali acque di lavaggio non hanno impatti negativi rilevanti e non presentano rischi per la salute umana e per l'ambiente. Se il prodotto chimico utilizzato è la soda caustica è sufficiente che le acque di lavaggio rispettino i criteri stabiliti nella risoluzione MEPC.184(59) e che il suo pH non sia superiore a 8,0.
Biocarburanti	Uso di biocarburanti quali definiti nella direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (2) che rispettano le pertinenti norme CEN e ISO. Le miscele di biocarburanti e combustibili per uso marittimo rispettano le norme relative al tenore di zolfo di cui all'articolo 5, all'articolo 6, paragrafi 1, 2 e 5, e all'articolo 7 della presente direttiva.

Fonte: Direttiva UE 2016/802

All'interno del quadro normativo comunitario un'ulteriore norma rilevante per l'analisi della strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva, per migliorare la competitività e garantire la sicurezza energetica mediante un uso più efficiente dell'energia e delle risorse è la Direttiva 2014/94/UE (DAFI) del 22 ottobre 2014 relativa alla realizzazione di un sistema infrastrutturale a supporto della diffusione dei combustibili alternativi.

La Direttiva richiamata stabilisce un quadro comune di misure per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi nell'Unione per ridurre al minimo la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti. La direttiva stabilisce requisiti minimi per la costruzione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, inclusi i punti di ricarica per veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale liquefatto e compresso (GNL e GNC) nonché di idrogeno, da attuarsi mediante i quadri strategici nazionali degli Stati membri. Vengono inoltre stabilite le specifiche tecniche comuni per tali punti di ricarica e di rifornimento e i requisiti concernenti le informazioni agli utenti. Secondo quanto stabilito nella Direttiva, gli Stati Membri attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, assicurano che:

- entro il 31 dicembre 2025, nei porti marittimi sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la circolazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T (Trans-European Transport Network),
- entro il 31 dicembre 2030, nei porti della navigazione interna sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la circolazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Gli Stati membri cooperano se del caso con gli Stati membri confinanti per assicurare l'adeguata copertura della rete centrale della TEN-T,
- entro il 31 dicembre 2025, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TEN-T per assicurare la circolazione in tutta l'Unione dei veicoli pesanti alimentati a GNL.

La Direttiva DAFI, recepita nella legge di delegazione Europea nell'anno 2014, crea le condizioni in chiave europea per lo sviluppo di un mercato unico e di economie di scala nella realizzazione di un sistema infrastrutturale per la diffusione dei carburanti alternativi. La Direttiva contribuisce a:

- Ridurre la dipendenza dal petrolio del settore dei trasporti in UE;
- Costruire un sistema di trasporto nella UE competitivo, efficiente e sostenibile dal punto di vista delle risorse;
- Incoraggiare gli investimenti con normative chiare e stabili di medio periodo, in particolare con le previsioni delle infrastrutture minime;
- Ridurre le barriere tecnologiche e regolatorie tra gli Stati membri (attraverso standard comuni e la interoperatività);
- Facilitare lo sviluppo di un mercato unico delle infrastrutture per i carburanti alternativi e per i veicoli con alimentazione alternativa;
- Informare i consumatori (tipi di carburanti e compatibilità dei veicoli).

Per la Direttiva DAFI i "Carburanti alternativi" sono quelli utilizzati almeno parzialmente per la sostituzione dei carburanti fossili nel settore dei trasporti e che hanno una potenzialità di

contribuire alla decarbonizzazione ed al miglioramento delle prestazioni ambientali di questo settore, ed includono:

- Elettricità,
- Idrogeno,
- Biocarburanti (come definiti nella Direttiva 2009/28/EC),
- Gas naturale, incluso il biometano, nella forma gassosa (Compressed Natural Gas – CNG) e liquida (Liquefied Natural Gas –LNG),
- Gas di petrolio liquefatto (GPL).

Per quanto riguarda l'utilizzo del GNL, l'Agenzia Europea per la Sicurezza Marittima (EMSA) ha pubblicato le linee Guida a supporto delle Autorità ed Amministrazioni portuali (PAA) relativamente ai processi di pianificazione, gestione e autorizzazione delle operazioni di bunkeraggio del GNL<sup>16</sup>. Le linee guida EMSA sono un documento molto articolato che fornisce indicazioni puntuali in materia di sicurezza delle operazioni di rifornimento.

### 3.3. Quadro normativo nazionale italiano.

L'Italia ha recepito la Direttiva 2014/94/UE (DAFI) del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi con il Dlgs 257/2016, al fine di ridurre la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti. Il Dlgs 257/2016 stabilisce i requisiti minimi per la costruzione di infrastrutture per i combustibili alternativi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale liquefatto e compresso, idrogeno e gas di petrolio liquefatto, da attuarsi mediante il Quadro Strategico Nazionale. Il Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura prevede i seguenti elementi:

- una valutazione dello stato attuale e degli sviluppi futuri del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti,
- gli obiettivi nazionali per la realizzazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi,
- la valutazione della necessità di installare punti di rifornimento per il gas naturale liquefatto-GNL nei porti all'esterno della rete centrale della TEN-T,
- la valutazione della necessità di installare sistemi di fornitura di elettricità negli aeroporti per l'utilizzo da parte degli aerei in stazionamento.

La sezione di cui al comma 2, lettera c) del Quadro Strategico Nazionale, di cui allegato III, si compone di due sottosezioni. La prima sottosezione riguarda lo sviluppo del GNL per la navigazione marittima e interna, nonché per il trasporto stradale e per altri usi. La seconda

---

<sup>16</sup> La Guida EMSA, copre otto principali aree d'interesse: 1) regolamenti, 2) operazioni, 3) permessi, 4) rischi e sicurezza, 5) emergenza, 6) gestione della qualità, 7) certificazione e 8) formazione.



sottosezione riguarda lo sviluppo del GNC per il trasporto stradale. Stando a quanto stabilito nel testo della Direttiva DAFI il Dlgs 257/2016 stabilisce che entro il 31 dicembre 2025, nei porti marittimi sarà realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la navigazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T<sup>17</sup>. Entro il 31 dicembre 2030, nei porti della navigazione interna sarà realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la navigazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Inoltre, entro il 31 dicembre 2025, sarà realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL, anche abbinati a punti di rifornimento di GNC, accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale della TEN-T per assicurare la circolazione in connessione con la rete dell'Unione europea dei veicoli pesanti alimentati a GNL, con sviluppo graduale avuto riguardo alla domanda attuale e al suo sviluppo a breve termine, tranne nel caso in cui i costi non siano sproporzionati rispetto ai benefici, inclusi i benefici per l'ambiente.

A sostegno della realizzazione degli obiettivi del Quadro Strategico Nazionale nelle sue varie articolazioni, sono adottate misure per la semplificazione delle procedure amministrative, dettagliate nel Titolo IV, per promuovere la diffusione dei combustibili alternativi, come previste nel Titolo V.

---

<sup>17</sup> Possono essere previste forme di cooperazione con gli Stati membri confinanti per assicurare l'adeguata copertura della rete centrale della TEN-T.

#### 4. Il mercato dei combustibili marini diversi dal GNL.

Al fine di rispettare le limitazioni imposte dall'imminente nuova regolamentazione IMO sull'emissione di zolfo (MARPOL Annex VI, 2020) gli armatori hanno la facoltà di scegliere diverse opzioni oltre all'utilizzo del GNL, che consistono essenzialmente negli "alternative fuels" (e-fuels quali metanolo e etanolo, o dei b-fuels, bioetanolo, biometanolo, biodiesel), o nell'installazione di batterie elettriche o di alimentatori ad idrogeno per i quali è necessario il refit dell'unità navale.

Tra le possibili opzioni, l'armatore può scegliere di utilizzare diversi tipi di bunker oil (oli combustibili) conformi alle nuove regolamentazioni ( $SO_x < 0,5\%$  o  $0,1\%$ ) o di continuare a utilizzare oli combustibili più pesanti, con un contenuto di zolfo maggiore, attraverso l'installazione dei filtri scrubber. Con il termine "scrubber", come noto si indica un'apparecchiatura che consente di abbattere la concentrazione di sostanze presenti in una corrente gassosa, solitamente polveri e microinquinanti acidi. Uno scrubber è composto principalmente da due parti:

- un tubo di Venturi, nel quale vengono introdotti la corrente gassosa da lavare ed il liquido assorbitore;
- una colonna a riempimento, nella quale i gas in risalita si liberano dal liquido trascinato.

Il funzionamento dello scrubber è il seguente: i gas vengono introdotti insieme al liquido assorbitore attraverso un tubo di Venturi, che è costituito da un tubo che presenta una strozzatura. In prossimità di tale restringimento si ha una diminuzione della sezione del tubo, e quindi un aumento della velocità di attraversamento; siccome le perdite di carico aumentano all'aumentare della velocità, si hanno delle perdite di carico localizzate, generate dalle turbolenze nel flusso. Tali turbolenze migliorano la miscelazione tra gas e liquido, il quale assorbe in questa fase i componenti da eliminare. La base del tubo di Venturi è collegata alla camera di demiscelazione in senso radiale, facendo sì che la miscela gas-liquido la attraversi con un moto spiraliforme, dal basso verso l'alto. Essendo la camera riempita con apposito materiale, il liquido condensa sulla superficie dei corpi di riempimento e si dirige verso il fondo, mentre i gas salgono nella testa della colonna. Generalmente i gas vengono aspirati da una soffiante. Lo schema di funzionamento descritto sopra è quello di un particolare tipo di scrubber, ma esistono altre tipologie costruttive; ad esempio il liquido di lavaggio può essere spruzzato dall'alto tramite un unico ugello (*ejector venturi scrubber*) oppure a diverse altezze della colonna (*spray tower*).

Oltre all'utilizzo di sistemi scrubber, le soluzioni perseguite maggiormente dagli armatori sono:

- l'utilizzo di batterie elettriche
- l'utilizzo dell'idrogeno
- consumo di oli combustibili leggeri

Le prime due opzioni comportano un totale cambiamento nell'assetto meccanico della nave, mentre la terza opzione non prevede operazioni di refitting delle unità navali.

Tutte le navi elettriche e ibride con accumulo di energia in grandi batterie agli ioni di litio possono offrire riduzioni significative dei costi del carburante, della manutenzione e delle emissioni, nonché una migliore reattività, regolarità e sicurezza. L'obiettivo è quello di poter generare una fornitura di elettricità stabile e sicura da solo (sistema elettrico puro) o in combinazione con uno o più generatori diesel (sistema ibrido). Tuttavia, l'uso dell'elettricità generata a terra non è sempre la ragione primaria che determina l'installazione delle batterie. In molte situazioni, le batterie vengono caricate utilizzando unicamente i generatori di bordo che richiedono di immagazzinare elevati quantitativi di energia. Le batterie consentono di utilizzare l'elettricità generata a terra anziché il diesel. Questa soluzione, nella pratica, non sarà utilizzabile per tutte le navi. Tuttavia, anche solo utilizzando l'energia elettrica prodotta dai generatori nave si prevede una notevole riduzione delle emissioni e dei costi energetici. Ad esempio, in Norvegia l'energia elettrica è meno costosa (per kWh) di quella generata dal diesel a bordo. Se ciò comporterà anche una riduzione dei costi complessivi varierà a seconda della nave in questione, del tipo di operazioni che effettua e di eventuali oneri sulle emissioni. La totalità delle navi elettriche esistenti ad oggi sul mercato sono di tipo ibrido e raccolgono elettricità attraverso la combustione del motore diesel principale e attraverso i generatori. Al fine di una completa autonomia elettrica di queste navi sarebbe necessario un miglioramento della tecnologia delle batterie e un rinnovamento infrastrutturale dei porti, i quali dovrebbero dotarsi di pilotine elettriche per provvedere a ricariche le navi dotate di tecnologia di tipo all-electric.

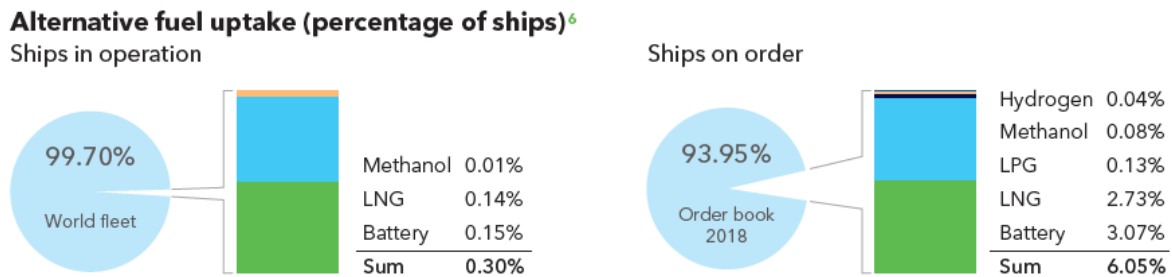
Un'altra opzione realistica nel segmento del trasporto marittimo a corto raggio e già messa in atto da alcuni armatori, tra i quali Grimaldi, leader nel trasporto ferry e ro-pax in Italia e Europa, è l'uso dell'idrogeno (H<sub>2</sub>) compresso o liquefatto. L'idrogeno è prodotto da risorse energetiche a emissioni zero, come l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili. In alternativa, l'idrogeno neutro in termini di carbonio può essere prodotto da gas naturale (con cattura e stoccaggio del carbonio) o da energia nucleare. L'idrogeno può essere esso stesso la base per diversi elettrofuels. Gli elettrofuels, a volte indicati come e-fuel, sono un termine generico per i carburanti sintetici come diesel, metano e metanolo quando sono prodotti da H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> (carburanti a base di carbonio) o da H<sub>2</sub> e azoto (carburanti a base di azoto) quando l'elettricità rinnovabile alimenta la produzione. I biocarburanti e gli elettrofuels a base di carbonio sono carburanti "drop-in" che richiedono solo modifiche limitate (o addirittura non richiedono alcuna modifica) ai motori e ai sistemi di alimentazione per sostituire o miscelare i carburanti tradizionali utilizzati dai classici motori diesel. Elettrofuel a base di azoto come l'ammoniaca possono anche essere prodotti da H<sub>2</sub>, tuttavia, in questo caso, richiedono modifiche ai motori e ai sistemi di stoccaggio e di rifornimento per sostituire i carburanti tradizionali. Mentre gli elettrofuels presentano chiari vantaggi per quanto riguarda l'applicazione tecnica e l'impronta di GHG, la loro produzione è attualmente costosa e ad alta intensità energetica.

Oltre ad energie alternative al GNL quali l'energia elettrica e l'idrogeno, l'alternativa più fattibile e sostenibile nel breve termine è quella di bruciare olio combustibile marino (bunker) a basso tenore di zolfo. Con il termine "bunker oil<sup>18</sup>" ci si riferisce a qualsiasi tipo di olio combustibile impiegato per la locomozione delle navi. Tra i possibili oli combustibili che potranno essere utilizzati al fine di rispettare il limite dello 0,5% di SO<sub>x</sub> si possono elencare i gasoli marittimi, quindi l'MDO (marine diesel oil) o l'MGO (marine gas oil) e altri tipi di oli meno raffinati quali il VLSFO (*very light sulphur fuel oil*) e l'ULSFO (*ultralight sulphur fuel oil*).

A livello mondiale, alla data di maggio 2019, l'adozione di carburanti e tecnologie alternative sta accelerando, ma è ancora a un livello in cui la stragrande maggioranza del tonnellaggio ordinato utilizza carburanti tradizionali. Il barometro mostra che meno dell'1% delle navi della flotta mondiale utilizza carburanti alternativi. Gli attuali assorbimenti di carburanti e tecnologie a basse e zero emissioni sono dominati dal segmento dei trasporti marittimi a corto raggio e dalle navi non cargo e hanno un impatto limitato sulle emissioni marittime totali.

Fatta eccezione per l'elettrificazione in corso di oltre 100 traghetti per automobili nel segmento a corto raggio, i carburanti alternativi già implementati si basano principalmente sui combustibili fossili. Il GNL viene utilizzato da 159 navi in funzione a maggio 2019 (Figura 5 e Figura 6). Osservando gli ordini per le navi di nuova costruzione nei prossimi anni, scopriamo che ci sarà un aumento delle navi a GNL a livello globale e delle batterie per la piena energia elettrica o ibrido-operazioni elettriche nel segmento a corto raggio.

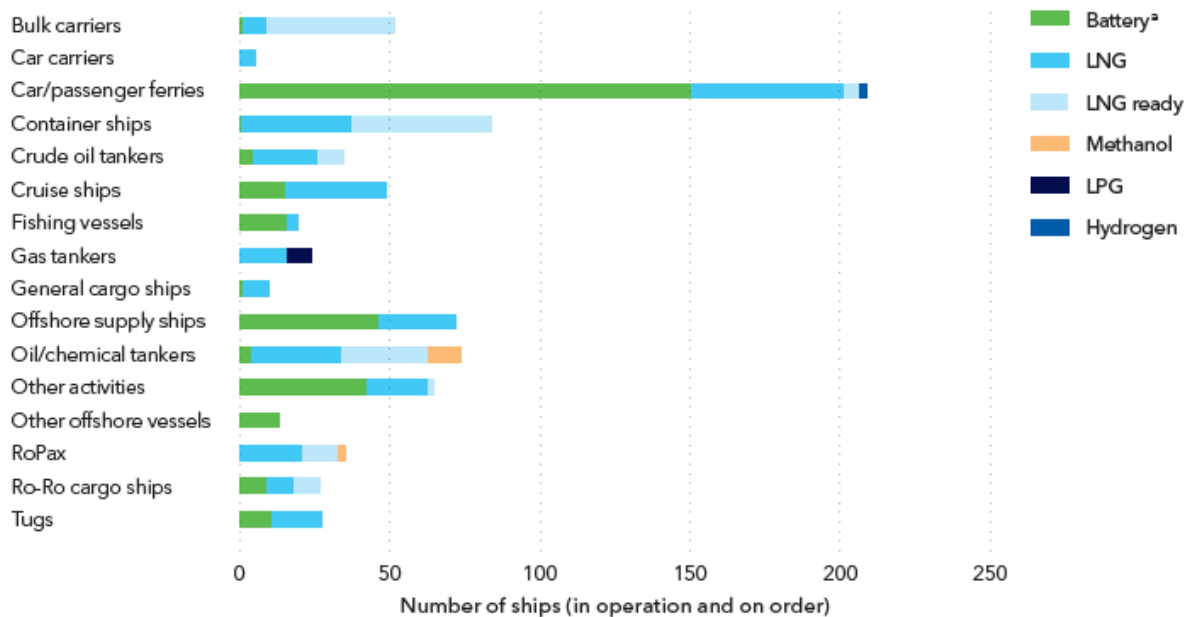
Figura 5. Distribuzione fuel alternativi (percentuale di navi)



Fonte: DNV GL 2019

<sup>18</sup> Il termine "bunker" deriva dal nome inglese dei contenitori nei quali è immagazzinato, in particolare i bunker tank delle imbarcazioni e i bunker nei siti portuali. Inoltre, un'altra origine del nome può essere trovata dai bunker di carbone, dove il carburante era originariamente immagazzinato.

Figura 6. Stato distribuzione fuel alternativo per categoria di nave, maggio 2019.



<sup>2)</sup> Includes fully electric vessels, and chargeable and non-chargeable hybrids.

Fonte: AFI, DNV GL 2019

#### 4.1. Oli combustibili conformi.

Gli oli combustibili conformi dal 2020 saranno solo gli oli cosiddetti “dolci”, almeno che non si proceda all’installazione di un sistema di scrubber che permette l’utilizzo di un carburante sour<sup>19</sup>. Qui di seguito sono elencate le qualità principali di tutti i tipi di oli combustibili pesanti e distillati ad oggi utilizzati sul mercato; di questi solo quelli con contenuto di zolfo minore dello 0,5% saranno ritenuti conformi alle limitazioni di zolfo contenuto e imposte dalla MARPOL.

Unica eccezione, è il caso dell’HFO e IFO nel caso in cui questi carburanti siano bruciati e allo stesso tempo purificati da un sistema di filtraggio scrubber.

<sup>19</sup> Il New York Mercantile Exchange designa il petrolio con meno dello 0,5% di zolfo come dolce. Il petrolio greggio dolce contiene piccole quantità di idrogeno solforato e anidride carbonica. Il petrolio greggio di alta qualità a basso contenuto di zolfo viene comunemente utilizzato per la trasformazione in benzina ed è molto richiesto, in particolare nelle nazioni industrializzate. Il greggio dolce leggero è la versione più ricercata del greggio in quanto contiene una frazione sproporzionatamente grande che viene direttamente trasformata (frazionamento) in benzina (nafta), cherosene e diesel di alta qualità (gasolio). I barili di tale greggio guadagnano la designazione se il livello totale di zolfo dell’olio è superiore allo 0,5 per cento. Il greggio acido può anche riferirsi ad olio che non soddisfa i requisiti di contenuto relativi ai livelli di idrogeno solforato e anidride carbonica. Lo zolfo è un’impurità che prima della raffinazione deve essere rimossa. Questa necessità aumenta i costi associati all’elaborazione. Spesso, il greggio acido viene trasformato in olio pesante come diesel e olio combustibile, anziché benzina, per ridurre le spese di lavorazione.

I carburanti marittimi che rientrano nella categoria degli oli pesanti sono:

- HFO (olio combustibile pesante): Olio residuo puro o quasi puro, con una viscosità massima di 380 centistoke<sup>20</sup> e minima di 180 centistoke. Contenuto di zolfo di 3,5% o più.
- IFO (olio combustibile intermedio): Una miscela di gasolio e olio combustibile pesante, con meno gasolio dell'olio diesel marino (a seconda della sua viscosità può essere considerato come un distillato o residuo).
- IFO 380: Olio combustibile intermedio con una viscosità massima di 380 centistoke (<3,5% di zolfo).
- IFO 180: Olio combustibile intermedio con una viscosità massima di 180 centistoke (<3,5% di zolfo).
- VLSFO 380: Olio combustibile intermedio a basso contenuto di zolfo (<0,5%) con una viscosità massima di 380 centistoke.
- VLSFO 180: Olio combustibile intermedio a basso contenuto di zolfo (<0,5%) con una viscosità massima di 180 centistoke.
- ULSFO 380 - Olio combustibile intermedio a basso contenuto di zolfo (<0,1%) con una viscosità massima di 380 centistoke.
- ULSFO 180 - Olio combustibile intermedio a basso contenuto di zolfo (<0,1%) con una viscosità massima di 180 centistoke.

Di questi il VLSFO e l'ULSFO sono carburanti conformi alle nuove regolamentazioni. Di questi, solo il ULSFO è permesso nell'area SECA<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> Centistoke è l'unità di misura della viscosità di un bunker. La viscosità è il primo parametro che si prende in considerazione dato che è legato sia alla possibilità di movimentare il combustibile sia alle specifiche di invio al motore. Sebbene un tempo bassa viscosità fosse indice di qualità degli idrocarburi, le moderne tecniche di raffinazione e miscelazione consentono di realizzare combustibili a bassa viscosità ma di scarsa qualità, soprattutto in termini di contaminanti e di stabilità. La viscosità dipende moltissimo dalla temperatura per cui tutte le misure sono riferite ad una temperatura di prova. La viscosità dinamica ha le dimensioni di una pressione per unità di tempo (Poise, Pa/s) Vi sono varie unità di misura, St (Stokes, cm<sup>2</sup>/s) per il sistema internazionale, ma anche Redwood e gradi Engler. Generalmente si considera la viscosità cinematica ottenuta da quella dinamica dividendo per la densità del materiale. Il valore di viscosità dei combustibili residuali può arrivare anche a 700 cSt, essendo 380 cSt un valore comune al giorno d'oggi.

<sup>21</sup> Le Aree di controllo delle emissioni (ECA) o Aree di controllo delle emissioni di zolfo (SECA) sono aree marine in cui sono stati istituiti controlli più severi per ridurre al minimo le emissioni nell'atmosfera delle navi come definito dall'allegato VI del protocollo MARPOL del 1997. Le emissioni comprendono in particolare SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, ODS e COV e le normative sono entrate in vigore nel maggio 2005. L'allegato VI contiene disposizioni per due serie di requisiti in materia di emissioni e qualità del carburante per quanto riguarda SO<sub>x</sub> e PM, o NO<sub>x</sub>, un requisito globale e controlli più rigorosi nelle aree speciali di controllo delle emissioni (ECA). Le normative derivano da preoccupazioni relative a "inquinamento atmosferico locale e globale e problemi ambientali" per quanto riguarda il contributo del settore marittimo. Nel luglio 2010, è stato applicato un allegato VI più rigoroso rivisto nelle zone

I carburanti marittimi che rientrano nella categoria degli oli distillati sono:

- MDO: Olio diesel marino, una miscela di gasolio pesante che può contenere quantità molto ridotte di residui di raffinazione e ha una bassa viscosità fino a 12 cSt, quindi non deve essere riscaldato per l'uso nei motori a combustione interna. L'olio diesel marino contiene un po' di olio combustibile pesante, a differenza dei diesel normali. Solitamente il contenuto di zolfo è minore del 1%.
- MGO: Gasolio marino, prodotto esclusivamente con distillato, con un contenuto di zolfo minore dello 0,5%.
- LSMGO: Gasolio marino a basso contenuto di zolfo (<0,1%), questo carburante deve essere utilizzato nei porti e negli ancoraggi dell'UE (Direttiva UE sullo zolfo 2005/33/CE)
- ULSMGO: Gasolio marino a bassissimo tenore di zolfo, indicato come diesel a bassissimo tenore di zolfo (zolfo massimo 0,0015%) negli Stati Uniti e gasolio per autotrazione (zolfo massimo 0,001%) nell'UE. Contenuto di zolfo massimo ammissibile nei territori e nelle acque territoriali statunitensi (interni, marittimi e automobilistici) e nell'UE per uso interno (*inland use*).

Di questi distillati, tutti possono essere utilizzati a partire dal 2020. Tra questi l'LSMGO e l'ULSMGO possono essere utilizzati nell'area SECA, mentre nel caso dell'MDO e dell'MGO, l'impiego in questo tipo di aree dipende dalla specifica qualità del gasolio bruciato.

#### ***4.1.1. VLSFO e ULSFO: Descrizione della tecnologia, proprietà, composizione e caratteristiche.***

Tra gli oli combustibili residui conformi alle nuove regolamentazioni MARPOL rientrano il VLSFO (*very low sulphur fuel oil*) e il ULSFO (*ultra low sulphur fuel oil*). Il *very light sulphur fuel oil* (VLSFO), in particolare, è un olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo (< 0,50% in massa) con una viscosità di 180 Cks o 380cks. Solitamente il contenuto di zolfo del VLSFO è maggiore dello 0,1% ed è quindi non adatto per la navigazione in area SECA, dove è necessario l'utilizzo di bunker più puliti quali IMGO (Marine Gas Oil) o il ULSFO. La famiglia VLSFO max. 0,50% SO<sub>x</sub> è una gamma di tipi di carburanti misti tra distillati (DM) e residui (RM). Le caratteristiche del carburante possono variare entro lo 0,50% di SO<sub>x</sub> sono la viscosità, densità, punto di scorrimento e contenuto di materiale catalitico. Questi parametri sono tutti importanti da considerare poiché influiscono su molti dei sistemi di bordo.

---

di controllo delle emissioni con limiti di emissione significativamente ridotti. A partire dal 2011 esistono quattro ECA esistenti: il Mar Baltico, il Mare del Nord, l'ECA nordamericana, compresa la maggior parte degli Stati Uniti e della costa canadese e gli Stati Uniti Caraibi ECA. Anche altre aree possono essere aggiunte tramite protocollo definito nell'Allegato VI. Le ECA con soglie di ossidi di azoto sono indicate come aree di controllo delle emissioni di ossido di azoto (NECA).

Si presume che i tipi VLSFO S 0,50% saranno classificati all'interno della ISO 8217, lo standard dei bunker ad ora esistente. Le caratteristiche del carburante entro un certo grado ISO 8217 potrebbero differire maggiormente in futuro, poiché si prevedono maggiori variazioni nei flussi di raffinati usati. Il gruppo di lavoro della ISO 8217 sta preparando una specifica disponibile al pubblico (PAS) che fornirà una guida all'applicazione dei Combustibili VLSFO coerenti allo standard ISO 8217 allo 0,50%. È previsto che l'ISO / PAS 23263 sarà pubblicato a fine 2019.

La Tabella 4 mostra alcune caratteristiche di alcuni di questi campioni di VSLO compatibili con gli standard ISO.

Tabella 4. Caratteristiche di diverse tipologie di VLSFO

PARAMETRO	SANTOS	SANTOS/ROTTERDAM	FOS	AVILES	ST. PETE 1	ST. PETE 2
VISC_50 C (CST)	12,1	30,9	5,5	19,4	15,3	10,8
DENS_15 C (KG/M <sup>3</sup> )	911,1	940,6	877,4	918,1	910,6	892,8
SULPHUR (% m/m)	0,51	0,51	0,49	0,43	0,49	0,49
TSA (% m/m)	0,01	0,01	0,13	0,01	0,01	0,01
TSP (% m/m)	0,01	0,01	0,11	0,01	0,01	0,01
ASH (% m/m)	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01
VANADIUM (mg/kg)	13	16	25	12	14	14
soDIUM (mg/kg)	3	3	14	44	7	7
AL+SI (mg/kg)	6	9	21	9	6	6
POUR POINT °C	0	-6	-15	0	-15	-9
CCAI	824	835	810	821	818	808
NSE (MJ/Kg)	42,11	41,73	42,54	42,05	42,12	42,35
HFO RATIO (% m/m)	41	57	20	54	41	37

Fonte: ISO 8217

Lo scopo principale di questi carburanti sarà quello di fornire un'alternativa meno costosa al MGO 0,5% SO<sub>x</sub>.

Dal punto di vista del soggetto armatore e focalizzandosi sui profili gestionali connessi alle operations, durante la conversione da HFO/IFO a VLSFO sarà necessario assicurarsi che la tecnologia del motore sia compatibile con VLSFO e che non si creino problemi di stabilità del carburante.

La stabilità di un combustibile residuo è definita dalla sua resistenza a fluire e a creare fanghi asfaltenici anche se sottoposto a forze come riscaldamento e lunghi tempi di conservazione. Nel ISO 8217: 2017, la stabilità del carburante viene misurata mediante il metodo dei sedimenti totali. Maggiore è la quantità di sedimento misurato, maggiore è il sedimento previsto cadere dal carburante, causando così fanghi. La compatibilità del carburante è una misura della stabilità di un carburante se miscelato con un altro carburante e la tendenza della miscela a formare fanghi e depositi. Questo processo può avvenire immediatamente dopo la miscelazione o successivamente a seconda del grado di stabilità del carburante e il processo non è reversibile. I problemi che ne derivano sono problemi nel sistema di pulizia del



carburante con fanghi nei serbatoi e nel sistema di alimentazione, che può provocare filtri bloccati. I problemi di incompatibilità sono sempre stati presenti in relazione alla gestione di impianti motore quali quelli impiegati su navi commerciali ma le problematiche connesse all'incompatibilità potrebbero diventare più frequenti, poiché verranno utilizzati nuovi flussi di raffineria per produrre VLSFO allo 0,50%.

Si prevede che la composizione di VLSFO varierà significativamente tra regioni: si prevede che i volumi europei contengano significativi volumi di residui atmosferici a basso contenuto di zolfo, mentre i volumi asiatici/americani conterranno porzioni significative di residui ad alto contenuto di zolfo. Queste differenze destano serie preoccupazioni di incompatibilità; e non solo incompatibilità tra prodotti diversi ma anche tra i lotti dello stesso prodotto.

Individualmente, i prodotti VLSFO possono superare i criteri di stabilità della ISO 8217 ma diventano instabili se miscelati insieme, determinando quindi una condizione di incompatibilità. Le raccomandazioni per il mescolamento del carburante (mescolando due diversi lotti di carburante nel serbatoio) sono le seguenti:

1. Evitare di mescolare diversi lotti di carburante.
2. Svuotare i serbatoi il più possibile prima del bunkeraggio a nuovo lotto di carburante
3. Se non è possibile evitare la miscelazione: ridurre la quantità di carburante nel serbatoio tanto quanto possibile prima del rifornimento di carburante nuovo.

Per ridurre al minimo il rischio di incompatibilità, la soluzione ottimale consiste nel separare completamente lo stoccaggio e la gestione di i carburanti a bordo della nave, con linee separate di bunker, serbatoi separati di stoccaggio, insediamento e manutenzione. Combustibili con viscosità, densità e punto di scorrimento simili spesso mostrano una compatibilità accettabile. Durante la transizione da un combustibile residuo ad alta viscosità a un carburante a bassa viscosità e viceversa, per ridurre il rischio che il carburante sfregghi all'interno delle pompe, occorre prestare attenzione per garantire che il tasso della variazione di temperatura nelle pompe del carburante non è maggiore di massimo raccomandato dal produttore del motore, in genere 2° C al minuto. Gli armatori dovrebbero assicurarsi che la centrifuga di bordo e i sistemi di purificazione possano gestire con successo la densità dei carburanti forniti. Questi sistemi potrebbero richiedere una regolazione quando viene modificata la qualità del carburante impiegato.

In relazione all'utilizzo dell'ULSFO, questo è invece un olio combustibile con residui di zolfo ultra-bassi (ULSFO) con un contenuto zolfo inferiore allo 0,1% e con viscosità tra 180 cks e 380 cks, adatto alla navigazione in area SECA. L'ULSFO è una miscela di un combustibile distillato con una piccola quantità di olio combustibile residuo (tipo DMB). Questo carburante presenta viscosità e densità inferiori, migliori proprietà di accensione e combustione rispetto ai combustibili marini residui convenzionali.

Ogni nuovo combustibile allo zolfo allo 0,10% ha una sua formulazione unica. Pertanto, i nuovi carburanti allo zolfo allo 0,10% hanno le loro specifiche in termini di conservazione, manipolazione e utilizzo. Alcune caratteristiche comuni dei nuovi carburanti allo zolfo allo 0,10% sono:

- **Compatibilità e stabilità:** Gli ULSFO sono più paraffinici e aumentano il rischio di incompatibilità con i convenzionali combustibili residui, come il DMA miscelato con combustibili residui convenzionali.
- **Viscosità:** la viscosità è inferiore ai combustibili residui convenzionali ma superiore al DMA. Potrebbe richiedere il riscaldamento.
- Potrebbe esserci un rischio ridotto di shock termico durante la commutazione.
- **Densità:** la densità è inferiore rispetto ai carburanti residui convenzionali; ciò può richiedere la regolazione delle centrifughe a assicurare un'adeguata pulizia del carburante.
- I nuovi carburanti hanno generalmente un'eccellente qualità di accensione.
- **Punto di scorrimento:** i carburanti ULSFO devono essere conservati ad almeno 10 °C sopra il punto di scorrimento. Questi carburanti possono avere diverse caratteristiche di flusso freddo rispetto ai carburanti convenzionali e considerando solo il punto di scorrimento non è sufficiente per garantire funzionamento senza problemi.

Come per il caso del VLSFO le principali considerazioni tecniche per armatori e operatori sono:

- **Configurazione del serbatoio della nave e sistema di alimentazione:** si consiglia un sistema di alimentazione completamente separato per evitare incompatibilità e formazione di fanghi durante la commutazione dal combustibile residuo convenzionale. Inoltre, la pulizia del serbatoio è consigliata quando si riforniscono questi carburanti.
- **Requisiti di riscaldamento:** A causa delle loro proprietà di flusso freddo, potrebbe essere necessario il riscaldamento permanente del combustibile minimizzare il rischio di formazione di cera, anche in deposito (specialmente nelle regioni più fredde).
- **Sistema di trattamento del carburante:** Seguire le raccomandazioni dell'OEM e del fornitore del carburante. Evitare il surriscaldamento.
- **Procedure di sostituzione del carburante HFO - ULSFO** non sono diverse rispetto a DMA - HFO; cambio controllato minimizza il rischio di shock termico del componente e incompatibilità del carburante.

Ogni nuovo combustibile allo zolfo allo 0,10% ha una sua formulazione unica, qui di seguito un esempio di possibili miscele di ULSFO (Tabella 5):

Tabella 5. Caratteristiche di diverse tipologie di ULSFO

	SUPPLIER A	SUPPLIER B	SUPPLIER C	SUPPLIER D	SUPPLIER E	SUPPLIER F	SUPPLIER G	SUPPLIER H	SUPPLIER I
DENSITY (Kg/M <sup>3</sup> _15 C)	895-915	910	857	868	932	845	868	928	870-930
VISCOSITY (CST_40 o 50 C)	40-75	65	17,6	8,8	22,6	8,8	8,5	45-65	8-25
SULPHUR (% m/m)	0,1	0,095	0,08	0,05	0,1	0,03	0,09	0,1	0,1
POUR POINT (C)	15-30	20	<-12	-12	30	21	27	20-25	18-21
FLASH POINT (C)	>70	60	>200	72	90	>70	>70	70	60-80
WATER (% v/v)	0,05	0,1	>0,2	0,004	<0,05	0,01	0,05	0,2	0,05-0,1
ACID NUMBER (mg koh/g)	<0,1	2,5	0,3	0,27	0,06	0,04	-	2,5	0,1-0,2
AL+SI (ppm m/m)	<0,3	17	<15	-	34	<1	<3	10-20	12-15
LUBRICITY	<320	520	-	410	-	326	-	-	-
CCAI	795-810	860	762	-	-	765	789	790-800	790-810

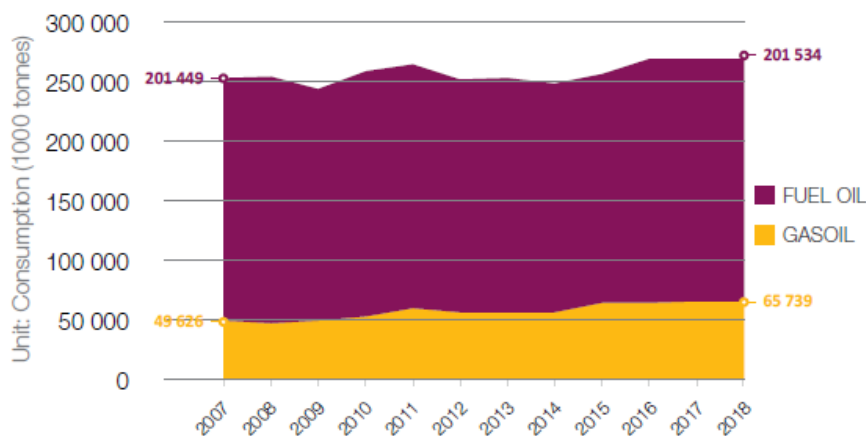
Fonte: ISO 8217

#### 4.1.2. Utilizzo degli oli combustibili conformi: trend a livello mondiale.

A livello mondiale, non sono ancora disponibili ad oggi dati ufficiali completi in relazione ai consumi di oli combustibili conformi alla regolamentazione MARPOL. Ciò è riconducibile al fatto che i fornitori di questo tipo di prodotti energetici hanno iniziato a rifornire i porti e le navi solo a metà dell'anno corrente (2019). Gli unici dati disponibili sono quelli riferiti al consumo di fuel oil e gasoil senza distinzione tra i vari tipi di bunker (ad es. IFO, HFO, MDO, MGO).

Inoltre, di pubblica conoscenza sono i dati puntuali sul consumo di HSFO e MGO, i combustibili marini fino ad oggi utilizzati nella normale pratica marinaresca. A fine 2018, il consumo di fuel oil da parte del settore marittimo era di 201 milioni di tonnellate all'anno (Figura 7).

Figura 7. Consumi annui mondiali di Fuel oil e Gasoil come carburante marino (anni 2007-2018), dati in migliaia di tonnellate

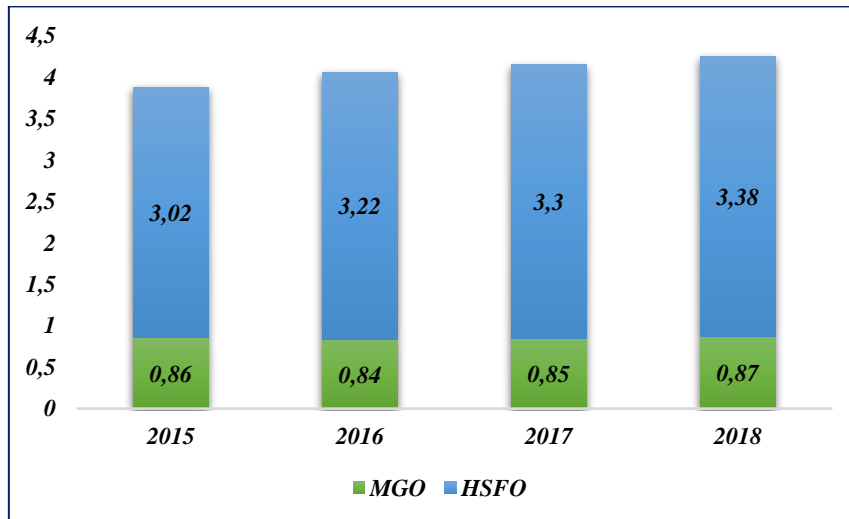


Fonte: FuelsEurope 2019

La domanda globale di carburante marino è principalmente soddisfatta dall'olio combustibile (75,5%) mentre l'MGO rappresenta solo il 24,5% del mercato (65 milioni di tonnellate). Dal 2015 a fine 2018, i livelli di consumo di MGO sono rimasti stabili, nell'ordine

dei 0,87 Milioni di barili al giorno. Il consumo di HSFO invece è aumentato dal 2015 del 12% arrivando nel 2018 a 3,38 Milioni di barili al giorno (Figura 8).

Figura 8. Consumi giornalieri mondiali di MGO/HSFO come carburante marino (anni 2015-2018), dati in Mio Barili



Fonte: IAE, international energy agency

Nel corso del 2019, diversi suppliers e traders hanno incominciato a rifornire di VLSFO e ULSFO diversi porti e a siglare accordi di fornitura con diversi operatori di mercato. GP Global, commerciante di petrolio e fornitore di bunker, ha consegnato la sua prima chiatta di olio combustibile a basso contenuto di zolfo conforme alle normative IMO sulle emissioni di zolfo nel Fujairah negli Emirati Arabi Uniti. La compagnia ha consegnato una chiatta bunker da 6.000 tonnellate al porto, un hub principale nella regione del Golfo del Medio Oriente per le operazioni di bunker.

La Royal Dutch Shell ha caricato il primo carico di olio combustibile a basso contenuto di zolfo (LSFO) dal suo sito di raffinazione di Pulau Bukom a Singapore. Freepoint Commodities Singapore afferma che inizierà a fornire olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo (VLSFO) nel quarto trimestre del 2019 nel porto di bunkeraggio più grande del mondo, Singapore. La società commerciale statunitense di materie prime sta inoltre rinnovando un terminal di proprietà della società energetica statale indonesiana Pertamina, dove i commercianti possono fondere il petrolio in VLSFO e fornire il carburante alla vicina Singapore. Un'altra grande compagnia di shipping, la COSCO Shipping Lines, ha siglato il 28 marzo 2019, un accordo con Double Rich limited per la fornitura di olio combustibile con un contenuto di zolfo non superiore allo 0,5% per le sue navi.

#### **4.1.3. Utilizzo degli oli combustibili conformi: il caso italiano.**

A livello italiano, come a livello mondiale, non sono ancora presenti dati sui consumi degli oli combustibili conformi, dato il fatto che i primi supplier di questi prodotti hanno iniziato a rifornire le navi solo a metà dell'anno corrente. In Italia, i casi di nuovi rifornimenti LSFO sono il caso Saras e il caso Bunker energy Spa che riforniranno rispettivamente i porti Sardi di Sarroch e Cagliari e il porto Siciliano di Augusta. Inoltre, anche l'ENI e la Exxon hanno dichiarato di essere interessati a rifornire il sistema portuale italiano dei nuovi carburanti leggeri, puntando principalmente sul porto di Genova.

La raffineria italiana Saras sta procedendo per aprire un terminal di bunkeraggio nel porto sardo di Cagliari e di Sarroch. L'impianto fornirà olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo (VLSFO) prodotto nella raffineria Sarroch (produzione pari a 300.000 barili al giorno, 15 milioni di tonnellate all'anno). La compagnia ha affermato che il servizio è stato offerto per soddisfare le esigenze delle navi in arrivo/partenza dai porti sopra menzionati, nonché per offrire ulteriori opzioni di fornitura alle navi che attraversano il Canale di Sicilia e il Mar Tirreno.

Il rifornimento sarà effettuato con la nave cisterna Atlantic da 5.142 cbm<sup>22</sup>, mentre l'attività commerciale sarà svolta dalla Saras Trading SA, fondata nel 2015, una società con sede a Ginevra interamente controllata da Saras. Secondo un rapporto di Reuters, la società sta anche costruendo un terminal per il rifornimento di navi nel suo stabilimento in Sardegna, da cui verrà fornito il combustibile per l'attuale servizio di bunkeraggio.

Oltre al progetto pocanzi richiamato, Bunker Energy Spa ha annunciato di essere nella fase di finalizzazione della logistica con chiatte e terminal per garantire coerenza di disponibilità e consegne di carburanti conformi prima della scadenza del 1° gennaio 2020 fissata dall' IMO.

Il prodotto è gestito direttamente da una raffineria nel nord Italia. Il primo lotto di LSFO 0,5 PCT è già stato introdotto, ma non sarà presto disponibile per la vendita, in quanto sarà prima necessario che tutte le linee e le pompe vengano adeguatamente lavate per evitare qualsiasi contaminazione da altri combustibili a più alto contenuto di zolfo. L'obiettivo di Bunker Energy è quella di promuovere il ruolo di Augusta quale porto di bunkeraggio per le navi che attraversano il Mediterraneo. Misure analoghe sono state assunte anche da Civitavecchia, dove esiste una situazione paragonabile ad Augusta in termini di volume di serbatoi, circa 50.000 cbm contro 57.000 cbm in Sicilia e dove la società sta cercando di penetrare.

Anche le 7 sorelle hanno comunicato pubblicamente i rispettivi progetti per il territorio nazionale italiano. In particolare, la corporation americana ExxonMobil, attiva in Italia con il marchio Esso, a breve inizierà a rendere disponibile in una serie di porti la sua nuova linea di

---

<sup>22</sup> Cubic meter, metro cubo

carburanti navali EMF.5, bunker LSFO (Low Sulphur Fuel Oil) conforme ai nuovi limiti stabiliti dall'IMO che entreranno in vigore a partire dal 1° gennaio 2020.

Presto, il carburante a basso contenuto di zolfo prodotto e distribuito dalla Esso sarà disponibile anche nel porto di Genova. Secondo quanto comunicato dal Dott. Luca Volta, Marine Fuels Venture Manager di ExxonMobil, Genova sarà rifornita a partire dal settembre del 2019 mediante il bunker EMF.5 prodotto nella raffineria SARPOM di San Martino di Trecate (di cui Esso Italiana è socio di maggioranza). La gestione delle relative operations prevede lo stoccaggio sotto la Lanterna, dove l'impresa dispone di un deposito per il carburante: il deposito può essere approvvigionato sia via autobotte che via treno. Inoltre, in caso poi di necessità sarà comunque possibile rifornire Genova con la produzione proveniente dalla raffineria di ExxonMobil di Fos.

Anche la raffineria Iplom di Busalla (Genova) e il gruppo ENI hanno recentemente dichiarato di essere interessati a rifornire il mercato navale con carburante a basso tenore di zolfo, nel rispetto dei requisiti imposti delle nuove normative destinate a entrare in vigore dal 1° gennaio 2020. Nel caso di ENI ciò sarà possibile grazie al ricorso in via primaria della raffineria di Sannazzaro (Pavia) la cui produzione verrà integrata con quella proveniente da altri siti dell'impresa. ENI stima di approntare una capacità produttiva per il nuovo tipo di carburante pari a circa 1 milione di tonnellate all'anno.

#### ***4.1.4. Marine diesel oil (MDO) e marine gas oil (MGO): Descrizione della tecnologia, proprietà, composizione e caratteristiche.***

Il termine marine diesel oil (MDO) generalmente descrive i carburanti marini che sono composti da varie miscele di distillati (chiamati anche gasolio marino) e olio combustibile pesante. A differenza dei carburanti diesel utilizzati a terra per auto e camion, il gasolio per uso marittimo non è un distillato puro. I diversi rapporti di miscelazione dell'olio diesel marino possono essere controllati direttamente mediante processi nella raffineria o miscelando carburanti marini già pronti. Il diesel marino è simile al gasolio, ma ha una densità maggiore. A differenza dell'olio combustibile pesante (*heavy fuel oil*, HFO), l'olio diesel marino non deve essere riscaldato durante il rifornimento.

L'olio diesel marino è talvolta usato anche come sinonimo del termine "olio combustibile intermedio" (IFO). In senso stretto, il termine diesel marino si riferisce principalmente alle miscele con una percentuale molto piccola di olio combustibile pesante. Questo tipo di olio diesel marino è quindi classificato anche come distillato in alcuni libri di testo, il che significa che è anche classificato come distillato medio. Gli oli combustibili intermedi, d'altra parte, hanno una percentuale maggiore di olio combustibile pesante. Di conseguenza, i tipi IFO con proporzioni particolarmente elevate di olio combustibile pesante sono talvolta classificati come oli combustibili pesanti in alcuni libri di testo, standard / norme e pubblicazioni. Ciò si traduce nelle seguenti brevi descrizioni:

- Olio diesel marino in generale: una miscela di distillati e olio combustibile pesante.
- Olio diesel marino in senso stretto: miscela di distillati e olio combustibile pesante, ma con bassissimo contenuto di olio combustibile pesante.
- Olio combustibile intermedio (IFO): diesel marino con proporzioni più elevate di olio combustibile pesante.

Secondo lo standard internazionale ISO 8217 "Petroleum Products - Fuel (class F)", il gasolio per uso marittimo diesel con una percentuale inferiore di olio combustibile pesante comprende i carburanti DMB e RMA 10. I componenti dell'olio combustibile denso nell'olio diesel marino DMB - classificato come distillato secondo ISO 8217 - provengono principalmente da residui di olio combustibile pesante dei serbatoi in cui è immagazzinato DMB. A causa di questo inquinamento da olio combustibile pesante, i suoi cambi di colore possono variare dal marrone chiaro al nero. Poiché i limiti di emissione per le zone di controllo delle emissioni (ECA) diventano sempre più severi, la DMB con il suo contenuto di zolfo relativamente elevato di circa il 2% viene utilizzata meno frequentemente.

Secondo la norma ISO 8217, l'olio diesel marino RMA 10 conta già come combustibile residuo. Ha una viscosità contenuta e con valori prossimi al DMB, ma un contenuto di zolfo massimo consentito del 3,5% e anche una percentuale più elevata di olio combustibile pesante. Pertanto, questo tipo di carburante è generalmente più scuro del DMB. Il suo spettro di colori inizia dal marrone scuro e termina allo stesso modo in nero.

Gli oli combustibili intermedi sono neri a causa della loro maggiore percentuale di olio combustibile pesante. Nella norma ISO 8217, i carburanti IFO con designazioni RME, RMG e RMK e viscosità di 180 mm<sup>2</sup>/s o di 380 mm<sup>2</sup>/s sono considerati combustibili residui. Questi oli diesel marini sono già così viscosi che devono essere riscaldati in modo da poter essere pompati.

L'olio diesel marino è venduto con diversi livelli di zolfo. Ad esempio, IFO 180 e IFO 380 possono avere un contenuto massimo di zolfo del 3,5% secondo ISO 8217. Sono anche venduti in una variante a basso contenuto di zolfo, che ha un contenuto di zolfo inferiore all'1%. Le navi potrebbero persino entrare in un'area di controllo delle emissioni (ECA) impiegando questo tipo di soluzione. Tuttavia, se gli armatori utilizzano una combinazione motore-carburante con un elevato contenuto di zolfo, i valori limite di emissione possono essere raggiunti anche utilizzando una tecnologia aggiuntiva (sistemi di filtraggio, impianti di lavaggio). I loro diversi rapporti di miscelazione consentono di utilizzare olio diesel marino in molti motori diversi. Versioni più leggere come DMB e RMA 10 vengono utilizzate per alimentare motori marini e unità ausiliarie più piccoli di media e alta velocità, nonché motori ausiliari su navi molto grandi, mentre il più viscoso IFO 380 è utilizzato principalmente per alimentare i motori principali di unità di grande dimensione. L'olio diesel marino leggero e a basso contenuto di zolfo viene talvolta bruciato anche nei motori più grandi, ogni volta che

viene attraversata un'area con limiti di emissione più severi. Una volta fuori dall'area, la nave tornerà a un combustibile per uso marittimo con emissioni più elevate.

Il gasolio marino (MGO), a differenza del MDO, descrive i carburanti marini costituiti esclusivamente da distillati. I distillati sono tutti quei componenti del petrolio greggio che evaporano nella distillazione frazionata e vengono quindi condensati dalla fase gassosa in frazioni liquide. Il gasolio marino di solito consiste in una miscela di vari distillati. Il gasolio marino è simile al gasolio, ma ha una densità maggiore. A differenza dell'olio combustibile pesante (HFO), il gasolio marino non deve essere riscaldato durante lo stoccaggio, analogamente a quanto indicato in relazione all'MDO.

Il gasolio marino (MGO) può essere utilizzato in macchine e generatori a quattro tempi. Questo carburante soddisfa le specifiche ISO-F DMA e il limite di zolfo richiesto per tutti i porti europei. Il gasolio per mare e l'olio per riscaldamento standard condividono in gran parte le stesse proprietà. Pertanto, l'olio per riscaldamento viene talvolta fornito come combustibile per uso marittimo in caso di carenza di gasolio per uso marittimo secondo la designazione DMA ISO 8217. Tuttavia, in questo caso il punto di infiammabilità dell'olio riscaldante rietichettato deve essere superiore a 60 °C, come di solito accade. Inoltre, è necessario garantire che la tecnologia del motore o eventuali sistemi di filtro di scarico installati sulle navi siano compatibili con il contenuto di zolfo relativamente basso dell'olio da riscaldamento.

L'MGO ha un colore che varia dal trasparente al chiaro. Se il carburante per uso marittimo viene utilizzato nelle spedizioni per vie navigabili interne, come l'olio per riscaldamento, deve essere contrassegnato con un colorante giallo solvente. Inoltre, il gasolio marino è colorato di rosso. Queste misure hanno lo scopo di prevenire - o consentire il rilevamento - dell'uso improprio di olio combustibile o gasolio marino a basso regime fiscale e relativamente economico (che di fatto è spesso lo stesso carburante) nella navigazione interna.

I requisiti di base per i carburanti marini sono definiti nella norma ISO 8217. I gradi di qualità DMX, DMA, DMB e DMZ secondo ISO 8217 "Prodotti petroliferi - Carburante (classe F)" sono anche comunemente chiamati gasolio per uso marittimo. Ma poiché il combustibile per uso marittimo DMB può contenere anche una piccola percentuale di olio combustibile pesante, non è un distillato puro e quindi non un "vero" gasolio marino. Anche il gasolio marino è prodotto con vari gradi di contenuto di zolfo, sebbene il contenuto massimo consentito di zolfo del gasolio marino sia inferiore a quello dell'olio combustibile pesante. Il marchio di qualità ISO 8217 DMA ha un valore massimo consentito dell'1,5%. Il gasolio marino a basso contenuto di zolfo (LS-MGO) ha un contenuto di zolfo inferiore allo 0,1%. Questo combustibile per uso marittimo può essere utilizzato nei porti dell'UE o nelle aree di controllo delle emissioni (ECA), che tra l'altro impongono un limite di emissioni di zolfo corrispondente a quello di LS-MGO. Per questo motivo, la maggior parte delle compagnie di navigazione utilizza in questi luoghi una varietà di gasolio marino a basso contenuto di zolfo. In alternativa, questo limite può anche essere raggiunto per mezzo di attrezzature adeguate (sistemi di filtraggio, scrubber).



Rispetto ai carburanti marini con una proporzione più o meno grande di olio combustibile pesante, le emissioni dal gasolio marino contengono significativamente meno particolato e fuliggine. Poiché il contenuto di zolfo del combustibile distillato può essere mantenuto in proporzioni molto basse, e le raffinerie stanno ottimizzando i processi al fine di produrre sempre meno carburante residuo (olio combustibile pesante) a fronte del calo del prezzo dell'olio combustibile pesante, gli esperti del settore prevedono che il gasolio per uso marittimo verrà utilizzato più frequentemente in futuro e, di conseguenza, la tecnologia dei motori marini sarà destinata ad adattarsi a questi nuovi trend. L'MGO e l'MDO, tuttavia, sono significativamente più costosi dell'olio combustibile pesante, quindi l'olio combustibile pesante viene ancora utilizzato prevalentemente nelle spedizioni commerciali. All'inizio di aprile 2016, il prezzo del gasolio per uso marittimo, ad esempio, era più del doppio di quello del gasolio pesante.

#### ***4.1.5. Utilizzo dei combustibili marini residui o distillati: trend a livello mondiale.***

A livello mondiale, è disponibile il dato riferito al consumo di fuel oil e gasoil senza distinzione tra i vari tipi di bunker (ad es. IFO, HFO, MDO, MGO), come riportato nella precedente sezione 4.2. Dati sui consumi di LSMGO non sono ancora disponibili in quanto il mercato inizierà ad essere quantitativamente analizzabile dal 2020.

A livello mondiale, il più grande porto di bunkeraggio del mondo, Singapore, ha riportato 127.600 tonnellate (mt) di vendite di gasolio marino a basso contenuto di zolfo (LSMGO) durante aprile 2019, 40.000 tonnellate in più rispetto alle 87.600 registrate a marzo. In crescita anche le vendite di gasolio per uso marittimo (MGO). L'Autorità marittima e portuale di Singapore (MPA) ha registrato circa 91.000 tonnellate di MGO venduto ad aprile, 12.800 tonnellate in più rispetto ai 78.200 tonnellate di marzo.

Un altro caso di nuovi investimenti nel rifornimento LSMGO è quello di Ocean Bunkers, società di trading, fondata nel 1994 dal CEO Muhammad Yousuf che rifornisce i porti di Karachi e Bin Qasim. La compagnia gestisce attualmente una flotta di quattro chiatte nel mercato pakistano. La società sta inizialmente fornendo di LSMGO e MGO i porti della Arabia Saudita via camion. Nei progetti della società rientra il noleggio di una chiatta al fine di rifornire i terminal via nave.




#### ***4.1.6. Utilizzo dei combustibili marini residui o distillati: il caso italiano.***

A livello italiano, non sono disponibili dati sul consumo esatto di MDO e MGO e non risulta che, come a differenza del caso dei carburanti residui leggeri, vi siano nuovi investimenti per aumentare la capacità dei porti di rifornire le navi con questa soluzione. Il sistema italiano sembra più orientato verso il rifornimento di carburanti residui leggeri e non di distillati.

#### 4.2. Olio combustibile pesante abbinato a sistemi di depurazione dei gas di scarico (EGCS)/scrubber.

L'alternativa all'uso di carburanti marini con un contenuto di zolfo molto ridotto nelle ECA è costituita dall'uso degli scrubber. Questa tecnologia prevede l'iniezione di acqua nel flusso di scarico per ridurre lo zolfo e altre emissioni. Tuttavia, il refitting di una nave già esistente mediante l'introduzione di questa tecnologia determina investimenti significativi da parte dell'armatore (diversi milioni di euro a seconda della tipologia di asset nave e del tipo di scrubber installato). Inoltre, la necessità di mettere in carenaggio la nave per le operazioni di intervento per periodi di tempo non brevi comporta anche la riduzione dei ricavi e dei flussi di cassa positivi originati dalla gestione dell'asset nave, con ulteriori implicazioni finanziarie negative per armatori e shipowners. D'altra parte, l'introduzione dello scrubber consente l'utilizzo di carburanti marini ad alto contenuto di zolfo, che notoriamente presentano prezzi più contenuti rispetto ai nuovi carburanti conformi. In questo contesto, tali oli combustibili pesanti sono designati come oli combustibili ad alto contenuto di zolfo (HSFO), che hanno un contenuto massimo di zolfo del 3,5% come consentito dalla norma ISO 8217. Utilizzando lo scrubber, non sarà necessario un investimento in refitting del motore nave come nel caso dell'energie alternative e degli oli combustibili con contenuto SO<sub>x</sub> minori di 0,5%.

Figura 9. Utilizzo degli scrubber e impatto sulla meccanica nave

Compliant fuel		High-Sulphur fuel
<p>MC/ME/-C engine Single Fuel: 0.1%S fuel, 0.5%S fuel</p>  <p>COMBUSTION CHAMBER: WILL BE DESIGNED WITH A FULL CERMET RING PACK</p>	<p>ME-GI / ME-LGI engine Dual Fuel: LNG, Ethane, LPG, MeOH .....</p>  <p>COMBUSTION CHAMBER: ALREADY NOW DESIGNED WITH A FULL CERMET RING PACK</p>	<p>MC/ME/-C engine 0-5%S fuels: HFO/MDO + Scrubber</p>  <p>COMBUSTION CHAMBER: NO CHANGES AS COMPARED TO TODAY</p>

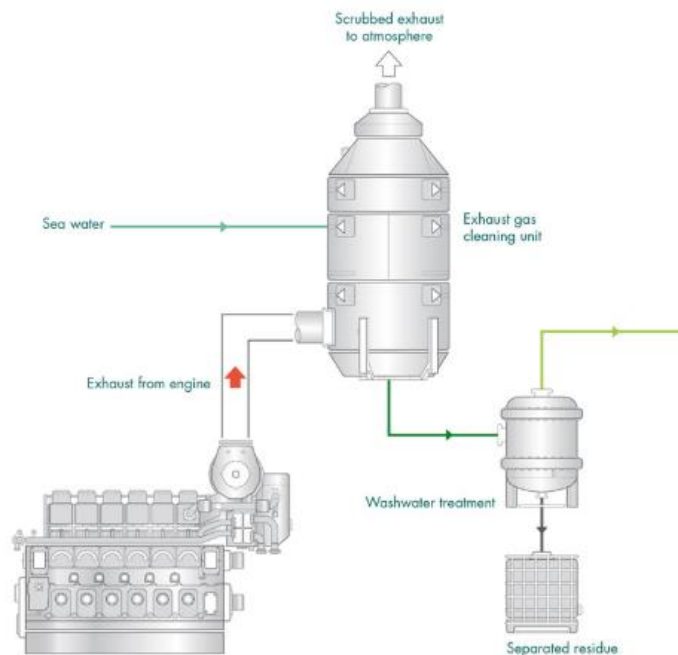
Fonte: EGCSA

#### 4.2.1. *Olio combustibile pesante (HFO) con scrubber (EGCS): descrizione della tecnologia e caratteristiche.*

Esistono diversi modelli di sistemi di depurazione dei gas di scarico marini che rimuovono gli ossidi di zolfo dal motore della nave e dai gas di scarico della caldaia. Tuttavia, la maggior parte dei sistemi "a umido"<sup>23</sup> ha 3 componenti di base (Figura 10):

- Una nave che consente di miscelare il flusso di scarico di un motore o di una caldaia con acqua di mare o di acqua dolce (o entrambi). Per motivi di spazio disponibile e di accesso alle unità di depurazione dei gas di scarico, si trovano in alto nella nave all'interno o intorno all'area dell'imbuto.
- Un impianto di trattamento per rimuovere le sostanze inquinanti dall'acqua di "lavaggio" dopo il processo di lavaggio.
- Strutture per la gestione dei fanghi: i fanghi rimossi dall'impianto di trattamento delle acque di lavaggio devono essere conservati a bordo per lo smaltimento a terra e non possono essere bruciati negli inceneritori della nave.

*Figura 10. Elementi costitutivi di un impianto di scrubber*

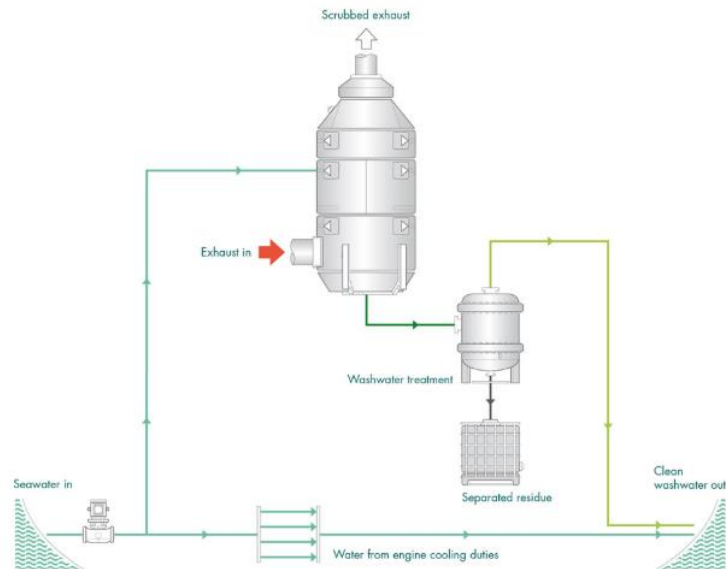


*Fonte: EGCSA*

<sup>23</sup> Gli scrubber a umido rimuovono le polveri attraverso il meccanismo meccanico di cattura nelle gocce di liquido di lavaggio e abbattano i gas inquinanti attraverso un meccanismo di dissoluzione o assorbimento. Sono la maggioranza nel settore dello shipping.

Il sistema può essere di tipo "aperto" (Figura 11), in base al quale l'acqua viene prelevata dal mare, utilizzata per il lavaggio, trattata e scaricata nel mare, con la composizione chimica naturale dell'acqua di mare utilizzata per neutralizzare i risultati della rimozione di SO<sub>x</sub>. In genere i sistemi di acqua di mare aperti utilizzano 45m<sup>3</sup>/MWh per il lavaggio.

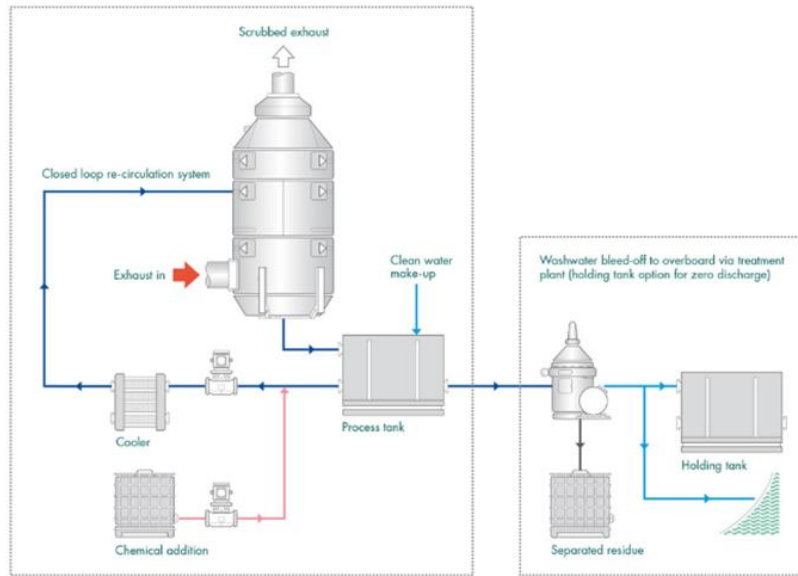
Figura 11. Sistema di scrubber a circuito aperto



Fonte: EGCSA

Oppure, il sistema può essere di tipo "chiuso" (Figura 12), nel caso in cui l'acqua dolce trattata con una sostanza chimica alcalina come la soda caustica venga utilizzata per la neutralizzazione e il lavaggio. L'acqua di lavaggio viene ricircolata e le eventuali perdite vengono compensate con acqua dolce aggiuntiva. Una piccola quantità di acqua di lavaggio viene scaricata in un impianto di trattamento prima di essere scaricata in mare.

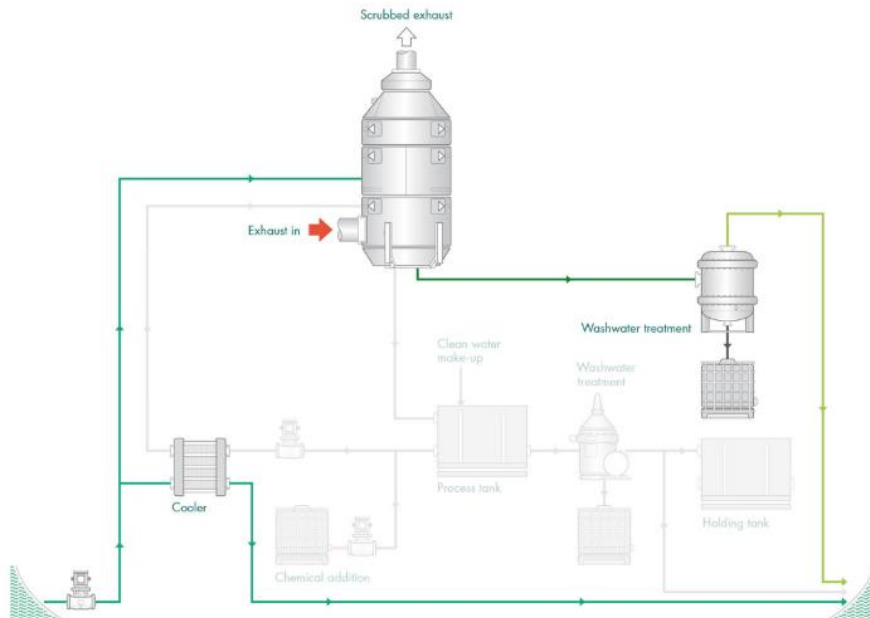
Figura 12. Sistema di scrubber a circuito chiuso



Fonte: EGCSA

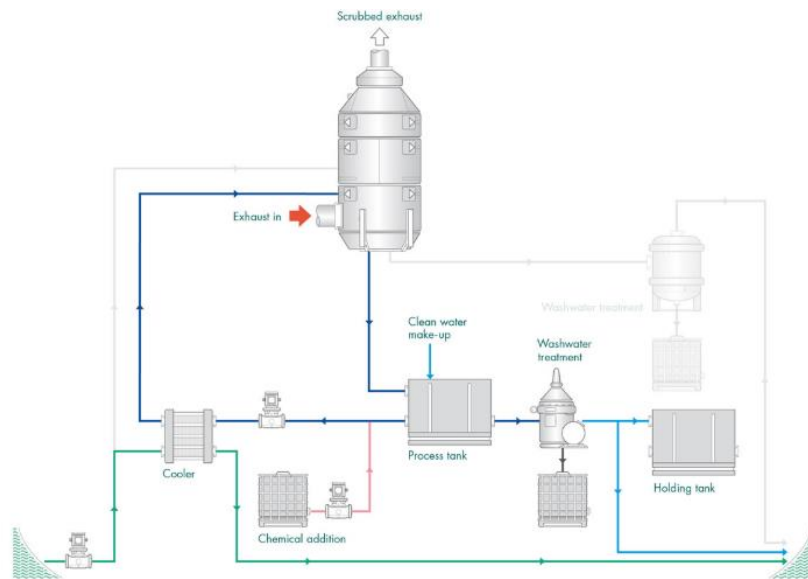
I sistemi di acqua dolce normalmente chiusi hanno una velocità di scarico di 0,1- 0,3 m<sup>3</sup> / MWh sebbene il sistema mostrato possa funzionare con scarico zero per periodi limitati. I sistemi ibridi (Figura 13; Figura 14), infine, possono funzionare in modalità ad anello aperto o chiuso e, a seconda della progettazione, possono funzionare sia in acqua dolce che in acqua di mare in modalità ad anello chiuso.

Figura 13. Sistema scrubber ibrido a circuito aperto



Fonte: EGCSA

Figura 14. Sistema scrubber ibrido a circuito chiuso



Fonte: EGCSA

#### 4.2.2. Utilizzo dei HFO con l'EGCS: trend a livello mondiale.

Un sondaggio tra i membri dell'EGCSA<sup>24</sup>, svolto a maggio del 2018, ha rivelato che l'implementazione di scrubber sta rapidamente accelerando. L'indagine empirica condotta a tal proposito ha infatti consentito di individuare un totale di 983 installazioni già effettuate al 31 maggio 2018. Se si considerano anche gli scrubber ordinati per le nuove costruzioni il numero sale a 1.561. Ciò segue una serie di recenti rapporti di ricerca secondo cui i principali operatori navali, di piccole e grandi dimensioni, dal settore tanker a quello container, tra cui Spliethoff, Frontline, DHT e Star Bulk, hanno optato per i sistemi scrubber. Una delle "grandi" società di container, Alphaliner, ha confermato che utilizzerà lo scrubbing come parte del suo portafoglio di conformità 2020.

Quasi il 60% di tutte le modifiche e dei lavori di installazione su nuove navi si svolgono nei cantieri asiatici. Non sorprende che il peso salga all'85% del totale se si considerano le sole installazioni su costruzioni. EGCSA ritiene che, sebbene si sia registrata una crescita significativa della domanda proveniente dal settore armatoriale mondiale nei confronti di questo tipo di soluzione, la capacità dell'offerta (settore cantieristico) non dovrebbe costituire il principale problema futuro in termini di possibili sbilanciamenti domanda/offerta. Ciononostante, potrebbero presentarsi ulteriori vincoli e problematiche atte a determinare l'incapacità dei cantieri di rispondere alle richieste provenienti dai clienti armatoriali per

<sup>24</sup> L'EGCSA (exhaust gas cleaning systems association) è un'organizzazione internazionale aperta a tutte le compagnie armatoriali, il cui scopo è la raccolta e elaborazione di dati relativi ai nuovi sistemi di depurazione dei gas, scrubber.

questioni connesse per esempio di figure professionali specializzate (disponibilità di specialisti della scansione laser e team di esperti nell'installazione).

Nel 2015, pronti per il passaggio allo 0,10% di carburante allo zolfo, un certo numero di operatori di Ro-Ro e di traghetti hanno aperto la strada e hanno scelto con successo gli scrubber quale soluzione per adeguarsi al mutato contesto normativo. L'industria delle crociere è arrivata dopo e ora con il 2020 in arrivo, anche le navi portarinfuse hanno selezionato in modo massiccio questo tipo di soluzione, seguite come numerosità dalle navi petroliere. In ciascuno di questi settori predominano le installazioni di scrubber a circuito aperto.

Il sondaggio di EGCSA mostra che il 63% di tutte le navi in cui siano stati installati impianti di lavaggio scrubber sono operative, mentre il 37% sono nuove costruzioni. In particolare, 988 delle 1561 torri di lavaggio installate o su ordinazione sono per lavaggio a circuito aperto; confermandolo come il sistema di pulizia dei gas di scarico più popolare.

Prevalentemente sembra ad oggi preferita la soluzione di scrubbing a circuito aperto. È il sistema di lavaggio più semplice e preferito dagli equipaggi delle navi. Molti dei primi ad adottare i sistemi ibridi montati nel Mare del Nord e nel Baltico, funzionano per la maggior parte del tempo a circuito aperto. Lo scrubbing a circuito aperto è stato utilizzato per anni anche dalle centrali elettriche costiere e dai sistemi di gas inerte delle petroliere durante la sosta in porto, senza comportare rilevanti impatti ambientali negativi. Mentre sono disponibili sistemi a circuito chiuso e ibridi per corpi idrici chiusi con poco scambio d'acqua o dove gli scarichi sono limitati dalle normative locali, l'EGCSA suggerisce l'alternativa di passare al combustibile a basso contenuto di zolfo per il porto dove non è possibile il funzionamento ad anello aperto. L'impatto economico-finanziario (in termini di costi) di questo tipo di soluzione appare limitato, poiché oltre il 90% del consumo di carburante avviene in mare, dove si realizzano i benefici finanziari di questa soluzione rispetto all'impiego di carburanti conformi.

Nel periodo tra aprile 2018 e ottobre 2018, la seconda ondata di ordinativi di sistemi scrubber ha visto oltre 1.000 progetti confermati secondo i dati di DNV GL.

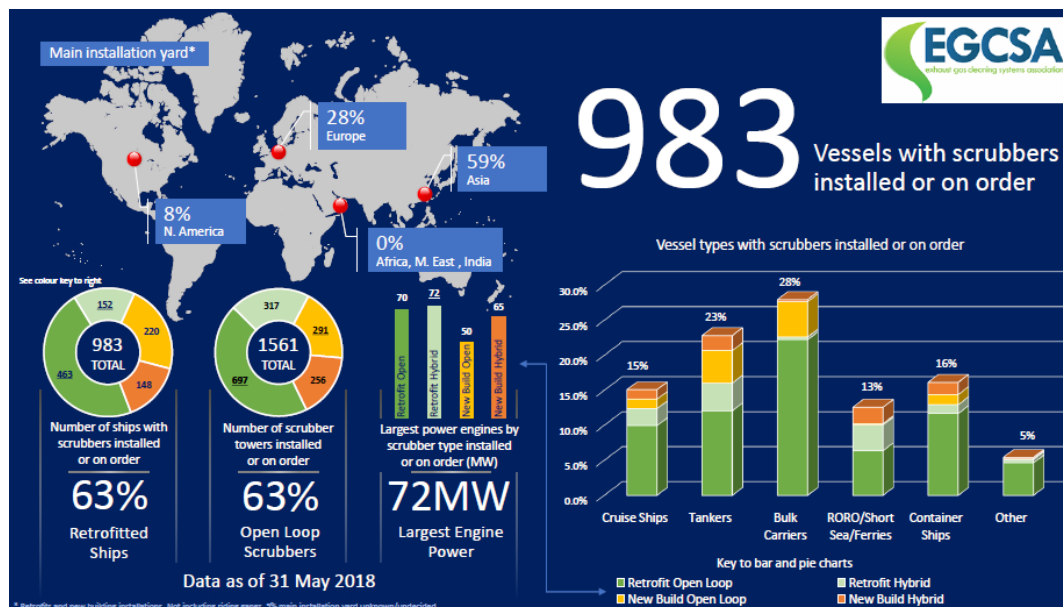
La maggior parte degli ordini effettuati è destinata al retrofit, seguita dall'adozione su nuove navi, specialmente in Cina e Corea. Nell'ottobre 2018, risultavano 1.850 navi con installazioni di sistemi di lavaggio installate o confermate. DNV GL stima che 2.500 navi saranno dotate di sistemi scrubber entro il 2020, una previsione un meno ottimistica rispetto a quanto inizialmente stimato dall'IMO (circa 4.000 navi).

I dati provenienti dalla società di classificazione mostrano che, ad ottobre 2018, il 72% dei sistemi installati sono sistemi a circuito aperto, la maggior parte dei quali prevede però anche la predisposizione al passaggio "a circuito chiuso": ciò significa che questi ultimi possono essere convertiti in sistema chiuso in una fase successiva.

Gli scrubber ibridi rappresentano il 22% del totale, mentre gli scrubber chiusi rappresentano solo il 2% del totale. L'adozione dei sistemi a circuito chiuso è stata ostacolata

da una maggiore complessità nell'installazione e nella manutenzione del sistema rispetto all'opzione a circuito aperto.

Figura 15. Livello di adozione di soluzioni scrubber a livello mondiale (dati al 31 maggio 2018)



Fonte: EGCSA

Tuttavia, il futuro dei sistemi a circuito aperto è incerto, soprattutto tenendo presente che alcune autorità portuali e Stati costieri hanno imposto restrizioni allo scarico delle acque di lavaggio o stanno pianificando di farlo in un futuro non distante. In particolare, il Connecticut, il Belgio e alcuni porti tedeschi hanno vietato lo scarico di acqua di lavaggio e anche la Svezia, i fiordi norvegesi e alcune altre regioni stanno prendendo in considerazione il divieto. Inoltre, la California e l'Antartide hanno vietato l'uso di carburanti ad alto contenuto di zolfo.

Gli ultimi dati riportati da DNV GL nell'aprile 2019, evidenziano come il numero di navi in esercizio o in ordine con impianti di lavaggio installati sia salito a 3.229 superando le previsioni espresse dalla stessa DNV GL l'anno precedente. Di queste 3.229 navi, 2.372 sono state adattate con scrubber mentre 857 navi sono nuove costruzioni.

Al 2019, la distribuzione degli impianti scrubber per tipologia appare parzialmente differente da quanto era emerso l'anno precedente (nel 2018). Infatti, secondo i nuovi dati di DNV GL, circa l'80% degli scrubber installati o da montare sulle navi sono oggi "a circuito aperto" mentre il 17% sono "scrubber ibridi" che consentono alle navi di operare sia a circuito aperto che chiuso.

Gli armatori operanti flotte per il trasporto di rinfuse esprimono la maggior parte delle navi dotate di impianti di scrubber, 35% del totale degli impianti di scrubber, di cui il 27% è formato da armatori di flotte per il trasporto di rinfuse liquide (petrolio e derivati). Le navi da crociera, le navi da carico Ro-Ro, le navi cisterna per gas, RoPax, le navi da carico generali, i traghetti



per auto / passeggeri rappresentano il resto delle navi su cui sono installati impianti di lavaggio scrubber.

Tra le società che hanno deciso di investire in questa nuova tecnologia spiccano la Brittany Ferries (circa 500 milioni di dollari investiti), Carnival Corporation (400 milioni di dollari per 70 navi), DFDS (oltre 150 milioni di dollari) e Royal Caribbean (15 navi). I fornitori sono stati Alfa Laval, Wartsila, Belco Marine e Yara Marine (la ex Green Tech Marine).

Il gruppo Scorpio rimane il più grande utente della tecnologia scrubber a livello globale, posizionandosi davanti a Star Bulk di Petros Pappas, MSC della famiglia Aponte e la galassia guidata da John Angelicoussis, come evidenziato nell'ultimo report disponibile pubblicato da Clarksons. Scorpio Tankers ha annunciato che acquisterà sistemi di depurazione dei gas di scarico per 42 delle sue navi nel 2019 e per 10 nel 2020. Il valore di questi accordi è stimato a \$ 79,6 milioni, ma i produttori coinvolti non sono stati rivelati. I sistemi di lavaggio pronti per l'ibrido che saranno installati potranno essere aggiornati a una configurazione a circuito chiuso in una data futura. Come parte dello stesso accordo, Scorpio Tankers ha anche un'opzione per l'acquisto di sistemi di depurazione dei gas di scarico per un massimo di 28 navi aggiuntive nel 2020.

In relazione al comparto container, la compagnia di spedizioni coreana Hyundai Merchant Marine (HMM) ha firmato un protocollo d'intesa per istituire un fondo vantaggioso per l'installazione di impianti di lavaggio scrubber. HMM prevede di completare l'installazione dell'impianto di lavaggio sulle sue 19 navi portacontainer attualmente gestite entro la prima metà del 2020. L'importo totale dell'investimento sarà di 153,3 miliardi di KRW (135,8 milioni di USD)<sup>25</sup>.

Nel comparto chemicals, invece, Stolt Tankers<sup>26</sup> ha selezionato, assieme al cantiere Hudong-Zhonghua Shipbuilding il partner norvegese Clean Marine nel ruolo di fornitore di tecnologia di lavaggio scrubber per due petroliere chimiche (38.000 DWT).

Il gruppo di navigazione olandese multiuso, a corto raggio e ro-ro, Spliethoff<sup>27</sup>, ha annunciato una significativa espansione del suo programma di lavaggio, promettendo di installare sistemi di depurazione dei gas di scarico su altre 30 navi entro il 2020 quando entrerà in vigore il limite globale dello 0,5% di zolfo sui carburanti marini. Queste installazioni pianificate si aggiungono a 24 scrubber che sono già in funzione in tutta la sua flotta.

---

<sup>25</sup> Di questi HMM fornirà direttamente 46 miliardi di KRW, mentre la parte restante (107,3 miliardi di KRW) comprende il prestito garantito della Korea Ocean Business Corporation (62,3 miliardi di KRW) e un investimento da parte di un fondo "win-win" (per un importo di circa 45 miliardi di KRW) che vede la presenza di cinque società (Hyundai Corporation, SKTI, Hyundai Global Service, DSEC e PANASIA).

<sup>26</sup> Stolt Tankers opera con una flotta avanzata di varie navi in tutto il mondo, tra cui molte petroliere chimiche. La flotta è composta da oltre 150 navi.

<sup>27</sup> Spliethoff, che ha sede ad Amsterdam e una delle più grandi compagnie di navigazione nei Paesi Bassi, gestisce una flotta di oltre 100 navi per il trasporto di merci alla rinfusa, progetti e merci ro-ro.

#### **4.2.3. Utilizzo dei HFO con l'EGCS: il caso italiano.**

Il numero totale di scrubber ad oggi installati sulla flotta italiana non è ancora oggi noto. Tuttavia, è noto che i maggiori operatori nazionali, specie nell'ambito del trasporto passeggeri (ferry, cruise, ecc.) hanno già effettuato investimenti significativi in questo tipo di tecnologia. In particolare, MSC (Aponte), che Moby-Tirrenia (Onorato) e Grimaldi group (Grimaldi) hanno optato per questa soluzione al fine di affrontare le nuove restrizioni derivanti dall'applicazione delle regolamentazioni IMO-MARPOL. MSC, in particolare, ha finalizzato il finanziamento di 439 milioni di dollari per equipaggiare con 86 scrubber la propria flotta di navi portacontainer e di navi crociere.

MSC ha deciso di affidare all'azienda triestina Fincantieri il piano d'installazione degli scrubber su tutte le unità della flotta, mentre le nuove costruzioni saranno già dotate di questa tecnologia che rende più "verdi" i viaggi per mare

In relazione al gruppo Onorato, ad agosto 2018, ha preso il mare la Maria Grazia Onorato, la nave definita più "green" nel contesto del Mediterraneo. Questo ro-ro cargo ha la maggiore capacità di carico del Mediterraneo, è lunga 4.076 metri lineari e può trasportare sino a 283 container. Sotto il profilo tecnologico questa nave abbina l'adozione di scrubber di ultima generazione con un'eccezionale efficienza energetica garantita dai due motori Man.

Oltre al gruppo Onorato e al gruppo Aponte, anche Grimaldi ha già da tempo comunicato di aver messo in atto azioni finalizzate al contenimento delle emissioni attraverso una politica di investimento di oltre 100 milioni di euro volta all'installazione di scrubber sulle navi gestite attraverso il brand "Finnlines". Il gruppo napoletano Grimaldi, inoltre, ha battezzato, con una breve cerimonia nel porto di New York, la Grande New York<sup>28</sup>, una nuova unità Pure Car & Truck Carrier specializzata nel trasporto di veicoli e merce rotabile impegnata nella rotta tra il Mediterraneo e il Nord America. La Grande New York è altamente efficiente dal punto di vista ambientale poiché il suo motore principale a controllo elettronico permette di rispettare le nuove normative per la riduzione delle emissioni di ossido di azoto (NO<sub>x</sub>), mentre lo scrubber installato a bordo abbate le emissioni di ossido di zolfo (SO<sub>x</sub>).

## **5. Il GNL come combustibile marino alternativo.**

Il principale utilizzo del Gas Naturale Liquefatto (GNL) è strettamente legato alla fase midstream, che riguarda il trasporto del GNL tramite navi metaniere: queste ultime percorrono le rotte marittime internazionali, dirigendosi dagli impianti di liquefazione presso le aree estrattive verso gli stoccaggi dei terminali di rigassificazione, in corrispondenza dei punti di

---

<sup>28</sup> La Grande New York, seconda di una serie di tre gemelle, è lunga 199,90 metri e larga 32,26 metri, è munita di quattro ponti mobili che la rendono estremamente flessibile e capace di imbarcare qualsiasi tipo di carico rotabile (auto, furgoni, camion, trattori, autobus, scavatrici, ecc.) fino a 5,2 metri di altezza. Battente bandiera italiana, è in grado di trasportare 6.700 CEU (Car Equivalent Unit) o in alternativa 4.000 metri lineari di merce rotabile e 2.500 CEU.

accesso alle reti di metanodotti nelle principali aree di utilizzo del gas naturale. Ciò è reso possibile dal processo di liquefazione che riduce il volume del gas naturale, che permette il trasporto sulle grandi distanze a costi competitivi. Il trattamento in oggetto prevede la depurazione e disidratazione del gas metano e, successivamente, fasi alternate di compressione e raffreddamento dello stesso. Durante il processo di condensazione il suo volume si riduce di 600 volte consentendo di immagazzinare una notevole quantità di energia in poco spazio.

Il potere calorifico del GNL, ossia la quantità di energia che sprigiona un combustibile, è più elevato rispetto a quello del GPL. Per mantenere il gas naturale allo stato liquido, esso deve essere contenuto all'interno di serbatoi criogenici alla temperatura di circa  $-160^{\circ}\text{C}$ . I serbatoi per il GNL possono essere ad asse orizzontale e verticale con diverse capacità di stoccaggio in base alle esigenze (Figura 16). Il serbatoio criogenico è formato da due involucri, uno contenuto dentro l'altro. L'involucro esterno è costituito da acciaio al carbonio mentre quello interno da materiale resiliente, resistente a basse temperature. Tra gli involucri deve essere eliminata l'aria ed inserito un materiale come la perlite, che serve ad aumentare l'isolamento e diminuire la trasmissione del calore all'interno (Luce-gas.it). Il vaporizzatore posto vicino al serbatoio criogenico, fa sì che il GNL torni alla fase gassosa utilizzando il calore atmosferico per essere poi utilizzato.

Sono molte le opportunità offerte dalla filiera tecnologica del GNL. Può essere infatti utilizzata anche nella fase del downstream, attraverso mezzi che sono dotati, come citato in precedenza, di serbatoi criogenici per il trasporto presso impianti di stoccaggio intermedio o depositi satellite a servizio degli usi finali del gas naturale in forma liquida o rigassificata.

Nel settore del trasporto navale si sta cercando di incrementare l'utilizzo di questo possibile combustibile, fin ora marginale rispetto agli usi che questa fonte di energia fornisce nei settori industriali (energia elettrica) e domestici (riscaldamento).

*Figura 16. Serbatoio criogenico e vaporizzatore*



*Fonte: Luce-Gas.it.*

Ad oggi il settore dei trasporti navale è marginale all'utilizzo del GNL nell'ambito trasportistico terrestre, anche se la sua crescita attualmente risulta essere di considerevole importanza. Le attività che coinvolgono il GNL nel settore marittimo hanno avuto già sviluppi importanti nelle realtà dove vi è un significativo consumo energetico di tale risorsa. I vari processi e le infrastrutture necessarie per la fase del downstream possono essere visti anche come una rete: tale rete consente il collegamento tra i punti di stoccaggio del GNL e di terminali di carico per i mezzi di trasporto dotati di serbatoi criogenici e da questi verso i depositi a servizio degli usi finali, attraverso i diversi mezzi utilizzabili per il trasporto, quali autocisterne, navi o altri mezzi adibiti per il trasporto del GNL (vagoni treno dotati di serbatoi criogenici).

I punti di stoccaggio del GNL sono tradizionalmente dotati di impianti di rigassificazione, che consentono di disporre del gas naturale nelle modalità consuete per la fornitura di: utenze singole per attività produttive, reti isolate di distribuzione locale o stazioni di rifornimento per autoveicoli alimentati a Gas Naturale Compresso (CNG).

Quando i punti di stoccaggio possono essere utilizzati per rifornire direttamente di GNL mezzi di trasporto dotati di serbatoi criogenici che consentono l'alimentazione di propulsori a gas naturale, in questo caso si parla di punti di stoccaggio satellite. Ciò consente quindi, di utilizzare il gas naturale come combustibile per mezzi di trasporto merci su grandi distanze, sia tramite veicoli terrestri pesanti sia tramite appunto navi alimentate a GNL. Nel caso del rifornimento di navi e imbarcazioni alimentate a GNL presso depositi costieri, tale attività si configura come bunkeraggio (*bunkering*) o rifornimento per la navigazione interna o internazionale, a seconda della tipologia di imbarcazione rifornita.

Nel caso invece del rifornimento di mezzi per il trasporto terrestre pesante (autocisterne) è necessario che le stazioni di rifornimento si dotino delle tecnologie per rifornire direttamente di GNL i serbatoi criogenici dei veicoli. Gli sviluppi della filiera tecnologica del GNL hanno la possibilità di allargare la gamma dei mezzi di trasporto che utilizzano il gas naturale come combustibile e quindi di usufruire dei benefici offerti dal punto di vista economico, energetico e ambientali.

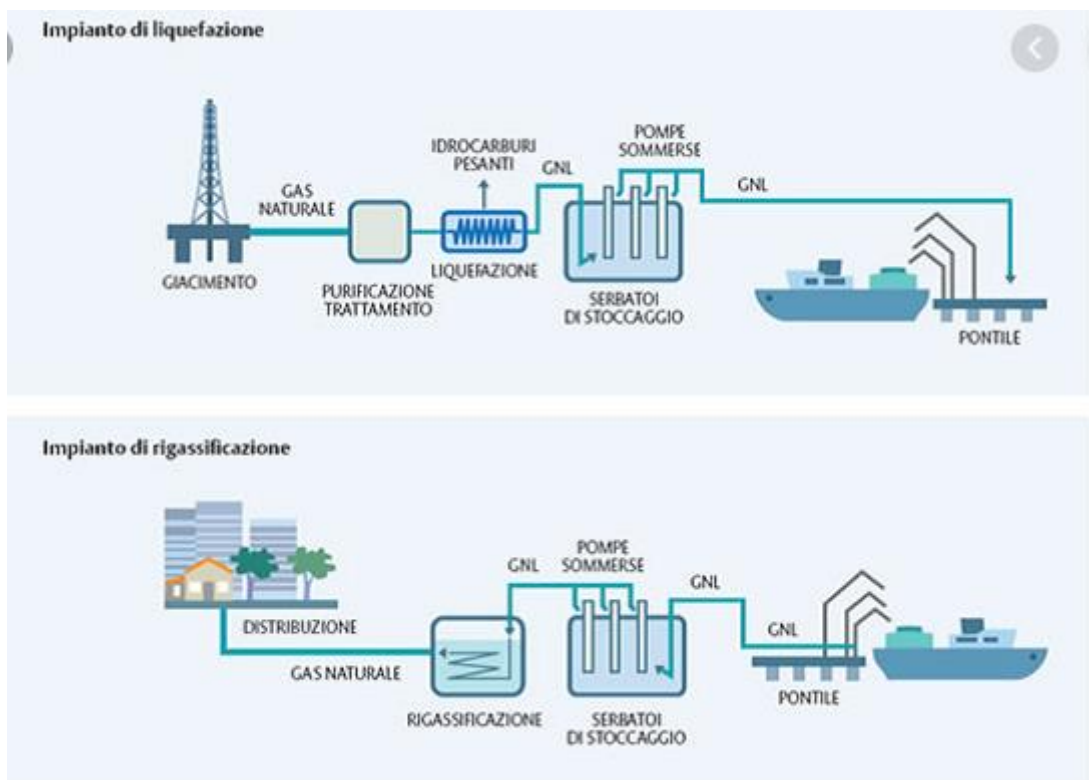
La diffusione del GNL come combustibile per i mezzi di trasporto in modo generalizzato richiede lo sviluppo di specifiche dotazioni infrastrutturali. Si tratta invero di infrastrutture *capital intensive*, che risultano essere complesse nella loro realizzazione sotto diversi aspetti: economico, normativo e strategico. La catena logistica della distribuzione del GNL può essere sviluppata anche in presenza di impianti di liquefazione del gas naturale e non solamente attraverso l'utilizzo di impianti di rigassificazione. Ciò può avvenire presso i grandi impianti di liquefazione per l'esportazione del GNL localizzati nelle aree di estrazione del gas naturale in cui è presente questo tipo di infrastruttura. In determinate condizioni, quando risultano essere problematiche le distanze che devono essere percorse, per costituire una catena logistica vengono utilizzati anche impianti di liquefazione di piccola scala.

La catena logistica del GNL: la catena del GNL può essere suddivisa concettualmente in 5 fasi:

- Produzione del gas
- Liquefazione
- Trasporto
- Rigassificazione
- Distribuzione

L'intero processo di trasporto del gas (Figura 17), come già indicato si svolge ad una temperatura di  $-160^{\circ}$  a pressione atmosferica, fino al passaggio alla fase gassosa attuato presso l'impianto dell'utente. La fase di produzione del gas possiede le caratteristiche del tutto analoghe alla fase di produzione nel caso di trasporto mediante metanodotto. Il gas prodotto viene trasportato all'impianto di liquefazione tramite *pipeline*, ovvero tramite condutture che sono costituite in modo tale da favorire il trasporto del gas nelle apposite infrastrutture, In funzione delle caratteristiche del gas estratto e della distanza tra giacimento e impianto di liquefazione potrebbero essere richieste delle apposite infrastrutture per il trattamento del gas (purificazione/trattamento).

Figura 17. Filiera tecnologico produttiva



Fonte: Iris GNL.

Il terminale di liquefazione può essere teoricamente suddiviso in tre sezioni:

- la parte principale dell'impianto all'interno della quale vi è la sezione di liquefazione vera e propria;
- i serbatoi di stoccaggio del GNL prodotto;
- le infrastrutture portuali e i sistemi di carico delle navi.

Il GNL viene scaricato dalle navi ed inviato ai serbatoi di stoccaggio, per essere poi rigassificato tramite i vaporizzatori ed infine il gas viene inviato alla resa di distribuzione domestica, intesa come nazionale, oppure viene collegata a livello internazionale con altri gasdotti. Questa fase si può configurare in modi diversi a partire dal tipo di localizzazione dei vari terminali. Per esempio, nel caso di terminali off-shore privi di collegamenti con la rete stradale o ferroviaria, il primo anello della catena logistica è rappresentato dal punto di carico per navi cisterne destinate a rifornire un'area di stoccaggio intermedio (per esempio un deposito costiero). Nel caso invece di terminali costieri collegati con la rete stradale o ferroviaria può essere predisposto un punto di carico per le autocisterne o i vagoni-cisterna, da utilizzare per le fasi successive di distribuzione agli utenti finali.

La prima fase della catena logistica del GNL è il presupposto per le successive fasi di distribuzione. Dette fasi della catena logistica si configurano con proprie specificità a seconda dei diversi usi finali cui il GNL è destinato: mezzi stradali pesanti, navi, utenze off-grid (civili, industriali) che possono essere alimentate, per esempio, attraverso impianti GNL satellite<sup>29</sup>.

L'Europa nel corso degli ultimi anni ha cercato sempre più di armonizzare il concetto di sostenibilità ambientale con il meccanismo economico-finanziario che lega il settore dei trasporti. Molte normative sono state poste in atto con l'obiettivo di ridurre le emissioni (Direttiva Unione Europea "Sulphur Emission Control Area inerente alla riduzione della percentuale di zolfo inferiore a 0.1%). Una delle principali soluzioni che sono in atto da dover ampliare è inerente all'utilizzo del GNL come soluzione di bunkering in ambito marittimo portuale.

Il bunkeraggio di GNL è un particolare tipo di operazioni in cui il combustibile GNL viene trasferito da una specifica fonte di distribuzione ad una nave che risulta essere alimentata a GNL. Tale attività coinvolge la partecipazione di diverse parti interessate, tra cui:

- nave a propulsione GNL,
- fornitore di GNL,
- porto in cui avviene l'attività di bunkeraggio,
- personale a bordo della nave e personale portuale addetto alla sicurezza,
- amministrazioni e responsabili politici,

Come si può dedurre, nell'utilizzo di questa fonte di energia come possibile carburante alternativo per le navi sono coinvolti numerosi player. La catena logistica che risulta essere strettamente collegata alla possibilità di utilizzare il GNL come combustibile alternativo, e quindi connesse alle attività di bunkeraggio e rifornimento delle imbarcazioni navali si può articolare in diversi modi. A seconda delle condizioni in cui avviene la fase di approvvigionamento presso le aree di stoccaggio, sarà diversa la modalità di rifornimento delle navi a GNL. È importante sottolineare come la diversa complessità della catena logistica per il

---

<sup>29</sup> Per un più puntuale approfondimento delle suddette tematiche si veda il prodotto T.2.1.2 del Progetto TDI RETE-GNL facente parte del Cluster Progetti GNL cui SIGNAL appartiene.

rifornimento di navi alimentate a GNL fa variare di conseguenza gli investimenti che devono essere effettuati per realizzarla.

Per effettuare una valutazione in merito alla competitività del GNL come soluzione tecnologica alternativa per la propulsione navale è necessario confrontare questa opzione con i combustibili tradizionalmente impiegati nell'ambito del trasporto marittimo, considerando puntualmente i profili connessi ai costi di bunkering per l'armatore che impieghi la suddetta soluzione, rispetto ai costi tradizionalmente sostenuti.

Dal punto di vista normativo sono stati effettuati numerosi passi in avanti. L'EMSA, ovvero l'agenzia per la sicurezza marittima Europea nel 2018 ha pubblicato quelle che sono le linee guida che ciascuna Autorità Portuale a livello Europeo può consultare in merito alle possibilità di utilizzare il GNL come soluzione di *bunkering* per il settore Marittimo-portuale. Se dal punto di vista normativo sono stati effettuati notevoli passi in avanti, sotto il punto di vista economico-finanziario vi sono ad oggi alcuni elementi che costituiscono un freno alla diffusione del GNL come combustibile marino alternativo. Dal punto di vista dell'armatore, infatti le principali problematiche connesse all'impiego di questa soluzione tecnologica possono essere principalmente ricondotte a:

- incertezze nella reperibilità della materia prima;
- incertezze nella volatilità del prezzo;
- incertezze legate ai problemi di sostenimento dell'investimento, variabile molto importante che influenza l'entrata sul mercato dei potenziali operatori

Dette incertezze dovrebbero attenuarsi nel momento in cui si raggiungerà la garanzia della reperibilità della materia prima, e verranno approntate adeguate infrastrutture per la distribuzione capillare del GNL come già successo in molti porti del Nord-Europa. Sotto questo profilo appare rilevante il ruolo giocato da incentivi e agevolazioni che favoriscano gli investimenti sullo sviluppo di un mercato che offre elevata potenzialità dal punto di vista economico, finanziario e ambientale.

## 5.1. Descrizione della tecnologia, proprietà, composizione e caratteristiche.

Per meglio comprendere le opportunità di diffusione del GNL come carburante alternativo per il futuro, è opportuno analizzare con chiarezza quelle che sono le diverse modalità tecnico e operative attraverso le quali le navi possono essere rifornite. Le principali tecnologie per il bunkering attualmente adottate dai diversi porti ove questa soluzione è disponibile, possono essere ricondotte a quattro soluzioni principali:

- i. **Truck-to-ship:** il bunkeraggio di GNL da camion a nave (TTS) è stato un metodo largamente adottato inizialmente per l'implementazione del bunkeraggio di GNL. Infatti, le navi con domanda di GNL avevano una dimensione che variava da piccola a moderata, con necessità di poche centinaia di metri cubi di gas. Questa specifica

tecnologia ha fornito un'opzione molto flessibile, rispondendo a una domanda notevolmente limitata. Le operazioni TTS per il bunkeraggio di GNL vengono effettuate da autocarri GNL standard. Con una crescente necessità di GNL, specialmente per le navi con maggiore capacità di carburante, potrebbe essere necessario più di un singolo camion per bunkerare una singola nave, a seconda del volume di bunker richiesto (EMSA, 2018). Dal punto di vista tecnico, il camion GNL è collegato alla nave ricevente sulla banchina, utilizzando un tubo flessibile, assistito solitamente da una gru a sbalzo manuale per la movimentazione di tubi. I vantaggi connessi a questa tipologia di tecnologia derivano dalla possibilità di consegnare in maniera molto vicina il GNL alla nave, riducendo al minimo i rischi. Inoltre, vi è la possibilità di adeguare le esigenze del GNL a seconda del carico che può essere fornito al cliente. Tuttavia, esso può presentare delle limitazioni, come quella inerente alla limitazione di movimenti sul lato del molo, per lo più resi complesse dalla presenza dei camion bunker.

- ii. **Ship-to-Ship:** il bunkeraggio Ship-to-Ship è un'opzione operativa molto rilevante, soprattutto per affrontare l'aumento delle richieste di bunkeraggio di GNL in termini di frequenze e portata. Il bunkeraggio di questo tipo rappresenta una sfida particolare dal punto di vista delle attività di bunkering (EMSA, 2018). Ciò consentirà non solo di scegliere la migliore posizione di bunkeraggio di GNL, ma contribuirà anche a determinare il miglior percorso di navigazione per la nave bunker, evitando le acque soggette a restrizioni. La tecnologia Ship-to-Ship permettere la consegna del bunker alle navi direttamente da un'altra nave, o chiatta, ormeggiata di fianco al lato opposto della banchina. Il tubo di consegna del GNL è gestito dal bunker. Generalmente questa tecnologia non interferisce con le operazioni di movimentazione merci/passeggeri. Si tratta di un'opzione molto più vantaggiosa della precedente quando sia necessario assicurare tempi di bunkering più contenuti. Questa soluzione consente infatti di gestire volumi di bunkering molto più significativi. Inoltre, presenta una maggiore flessibilità operativa: il bunkeraggio infatti può avvenire con la nave ricevente ormeggiata, su un fianco.
- iii. **Port-To-Ship:** Attraverso questa opzione, il GNL è isolato direttamente in una unità di stoccaggio (serbatoio) di combustibile GNL, in una piccola stazione o in un terminale d'importazione o esportazione presente all'interno del porto stesso. I volumi gestiti possono variare tra i 500 ed i 20.000 mc (EMSA, 2018). Senza dubbio, questa tecnologia rispetto alle precedenti ha la possibilità di consegnare volumi di GNL maggiori. Si tratta di un'opzione valida per i porti caratterizzati da una domanda di bunkeraggio stabile e in crescita nel lungo termine. Presenta tuttavia evidentemente problematiche localizzative all'interno delle aree portuali, soprattutto, in nazioni come L'italia tipicamente caratterizzate da scarsità di aree portuali disponibili.



- iv. **Mobile fuel tank:** La soluzione tecnologica Mobile-Fuel-tank consiste in “*serbatoio di stoccaggio GNL tipo IMO con isolamento a doppia parete o in poliuretano a parete singola. In questa configurazione tecnologica, la procedura di bunkeraggio avviene dalla stazione di bunkeraggio al serbatoio GNL attraverso un tubo isolato*” (Wärtsilä website, 2019). Alcuni operatori marittimi stanno prendendo in considerazione l'utilizzo di serbatoi di GNL portatili (cioè serbatoi ISO) come serbatoi di carburante per navi. In questo concetto, questi serbatoi di carburante, quando vuoti, sarebbero stati sostituiti da serbatoi precaricati allestiti in qualsiasi struttura che consenta il rifornimento di GNL, in grado di trasferire contenitori a una nave ormeggiata al molo. Questi serbatoi sono modulari e possono essere spostati efficientemente via camion o ferrovia (Bunkering of liquefied Natural Gas fueled Marine Vessels in North America, 2014). Questo approccio può semplificare l'avvio del progetto di un impianto di bunkeraggio sfruttando la capacità di trasporto intermodale e non richiedendo serbatoi di stoccaggio terrestri di grandi dimensioni e costosi. Oltre alle attività di carico/scarico dei serbatoi, tale tecnologia garantirebbe un maggiore sviluppo dei collegamenti intermodali, creando quindi realtà portuali molto più estese e diversificate. Inoltre, la soluzione tecnologica Mobile-Fuel-Tank consentirebbe di eliminare tutte le operazioni che si interfacciano al bunkering onshore, in quanto non verrebbero utilizzati tubi, connettori, o qualsiasi infrastruttura collegata alle operazioni di bunkering. L'utilizzo di Mobile-Fuel-Tank non è adatto per navi con necessità volumetriche elevate di GNL, ma viste le previsioni che sono state effettuate per gli anni successivi, questa tecnologia può risultare essere vantaggiosa e quindi presa in particolare considerazione per il rifornimento di piccole imbarcazioni che necessitano di 30-100mc di GNL. La soluzione “Mobile-fuel-Tank” consente anche una significativa riduzione dei tempi di bunkering, che risultano essere molto più contenuti rispetto ad altre tecniche. Inoltre, questo tipo di soluzione permette di svolgere simultaneamente altre operazioni (SIMOPs). La possibilità di far avvenire l'operazione nello stesso luogo in cui vengono eseguite le attività di handling (carico e scarico) delle merci rende tale opzione molto attrattiva nel caso in cui si utilizzino navi operanti con gru oppure navi container. Si tratta di una soluzione anche flessibile sotto il profilo operativo, dal momento che favorisce la capillarità e semplicità della distribuzione.

## 5.2. Utilizzo del GNL come combustibile marino: trend a livello mondiale.

L'utilizzo del GNL come combustibile marino in questa sezione verrà analizzato tenendo in considerazione sia il lato della domanda, sia il lato dell'offerta, esaminando la capacità infrastrutturale che possiedono i porti a livello internazionale di erogare servizi di bunkeraggio di GNL per alimentare una catena logistica efficiente. Con domanda marittima di GNL si intendono la richiesta di servizi di bunkeraggio a favore di:

- Navi commerciali (ferry, cruise, container),
- Imbarcazioni, servizi ancillari,
- Nautica di porto,
- Altri mezzi (Capitaneria, ecc.).

La misurazione della domanda marittima (attuale) di servizi di bunkering e di stoccaggio di GNL in ambito marittimo-portuale e la stima di quella futura, in relazione appaiono particolarmente complesse in ragione delle molteplici variabili rilevanti.

La prima è sicuramente l'analisi della domanda in relazione a investimenti infrastrutturali (a reti e complessi): gli investimenti e i progetti infrastrutturali, in particolare, presentano specificità riconducibili ai concetti di indivisibilità di scala e tecniche, indivisibilità di tempo e finanziarie, nonché indivisibilità di "minimo quanto misto" (Bellandi e Petretto, 2002; Ponti, 2006). Dall'indivisibilità di minimo quanto misto, in particolare, deriva la conseguenza che queste opere infrastrutturali producono pienamente gli effetti e i benefici per cui sono realizzate solo se inserite in un sistema di infrastrutture lineari e puntuali interconnesse. Da ciò deriva che, nelle relative scelte di investimento, non può prescindere dal considerare il livello di accessibilità della infrastruttura, il suo posizionamento nel network logistico-transportistico complessivo (Gutiérrez et al., 2010), nonché la pianificazione e programmazione della supply chain complessiva del GNL che viene svolta dai diversi soggetti pubblici e privati aventi interessi e responsabilità collegati.

Come seconda variabile troviamo le metodologie di misurazione, stima e forecasting a breve e a medio/lungo termine: la domanda marittima deve essere esaminata sia con riferimento alla sua attuale consistenza, sia con riferimento alla prevedibile evoluzione futura della stessa. La quantificazione della domanda marittima, infatti, non può limitarsi allo studio dello stato attuale della domanda di servizi di bunkering secondo un orizzonte temporale di breve termine, ma deve estendersi a considerare orizzonti temporali più estesi in quanto dette previsioni sono finalizzate a supportare il processo decisionale relativo a investimenti infrastrutturali a rete. Ciò impone l'adozione congiunta di modelli di misurazione della domanda attuale e di tecniche di forecasting in relazione alla domanda futura.

Infine, dobbiamo tenere in considerazione la compresenza di una pluralità di soggetti pubblici e privati: nel settore esistono una pluralità di soggetti sia pubblici che privati interessati e coinvolti in questa tematica e le scelte connesse alla pianificazione e alla programmazione degli investimenti infrastrutturali devono necessariamente riuscire a contemperare interessi pubblici e privati (Wang e Notteboom, 2015). Conseguentemente, nell'assumere decisioni connesse alla localizzazione e al dimensionamento degli investimenti, è necessario impiegare strumenti di analisi e criteri di valutazione spesso eterogenei.

Dalle considerazioni precedentemente svolte appare evidente la necessità di sviluppare un modello concettuale per lo studio della domanda marittima di GNL che consenta di misurare/stimare sia lo stato attuale della flotta (2019) sia le sue prospettive di evoluzione futura nel breve (2021/2022), nel medio (2025/2026) e nel lungo termine (2030). La mappatura

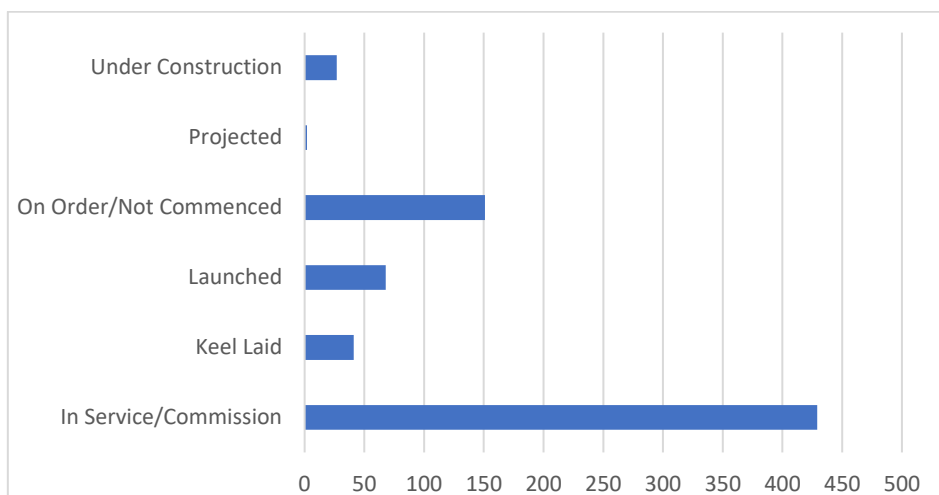
della domanda marittima di bunkering di GNL, nelle sue dimensioni attuali e prospettiche, richiede l'esame congiunto dei seguenti profili fondamentali:

- La dimensione complessiva della domanda marittima intesa come flotta a GNL (Dimensione della domanda/Flotta a GNL).
- Le caratteristiche dei diversi segmenti di domanda marittima (Segmenti di domanda marittima).
- I driver che guidano le scelte armatoriali connesse al bunkering del GNL (Scelte armatoriali di bunkering).

Per comprendere la domanda potenziale di servizi di bunkering di GNL in ambito marittimo-portuale, occorre partire dallo stato attuale e prospettico della flotta a propulsione GNL a livello globale<sup>30</sup>.

La Figura 18 , è stato suddiviso lo stato della flotta attuale di GNL, prendendo come riferimento la flotta navale che risulta essere già operativa, confrontandola con quella commissionata.

*Figura 18. Flotta a propulsione GNL a livello mondiale*



*Fonte: Ns. elaborazione su dati Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T.2.1.2 (2019).*

L'analisi della domanda rileva un totale complessivo di 718 navi che utilizzano come fonte di propulsione il GNL. Sono 429 le navi che risultano essere già operative o commissionate, mentre altre attualmente, sono in fase di progettazione. Alla data odierna risultano poi “*under construction*” ben 27 navi, mentre le navi che si trovano in una situazione “*keel laid*” sono 41.

Esaminata la consistenza complessiva della flotta a GNL a livello globale, è opportuno concentrarsi adesso sull'individuazione delle principali rotte internazionali di riferimento che queste navi adottano per effettuare le loro relative attività.

<sup>30</sup> I dati qui riportati sono stati raccolti nell'ambito di uno specifico Database realizzato da UNIGE-CIELI nell'ambito del Progetto TDI RETE-GNL (Prodotto T.2.1.2), integrati all'interno del progetto SIGNAL in una logica di capitalizzazione dei risultati dei diversi progetti di cui al Cluster Progetti GNL.

Per l'analisi successiva sono state prese come riferimento le principali 10 rotte commerciali che vedono un impiego di flotta navale a GNL. A livello internazionale, nelle principali rotte percorse da navi a GNL, il Mediterraneo presenta un peso meno rilevante rispetto alle rotte commerciali nel Regno Unito e Baltico, come era lecito attendersi. In tali località, il GNL come carburante alternativo è molto più utilizzato in quanto tali rotte commerciali prevedono l'attraversamento di aree ECA (Emission Control Area).

Sebbene il mercato del bunkeraggio di GNL si sia sviluppato all'inizio del 2002 a livello regionale in Norvegia, per consegnare questo nuovo combustibile per bunker alle piccole navi, come navi di supporto piattaforme, pescherecci e traghetti costieri, le normative ambientali stabilite da enti internazionali ed enti regolatori locali stanno guidando gli armatori a costruire nuove navi o convertire quelli esistenti in carburante GNL, sostituendo altri carburanti per bunker (IGU 2019).

Focalizzandosi invece sul continente americano, gli USA giocano un ruolo di primo piano. I porti Americani che forniscono una fornitura di servizi di bunkering di GNL sono rispettivamente: Porto di Jacksonville (FL), Porto Fourchon (LA), Porto, Porto Tacome (WA), ed infine il Porto Canaveral (FL). Le attività di bunkeraggio del GNL negli Stati Uniti finora sono state limitate ad una cerchia limitata di porti, più focalizzati nel commercio interno e nel turismo.

Come in Europa e in Asia, i porti nazionali situati vicino ai principali terminali di importazione o esportazione di GNL possono servire da ancoraggio per estendere l'utilizzo del GNL in merito alle operazioni di bunkeraggio. La figura mostra i terminali di importazione ed esportazione di GNL esistenti nel Nord America che potranno essere adattati per i servizi di bunkeraggio del GNL. Il GNL può essere liquefatto direttamente nella condotta e immagazzinato grandi quantità in queste strutture. Il GNL può quindi essere bunkerato sul posto o trasportato in strutture di bunkeraggio in altre parti della regione in camion, ferrovia o chiatte.

Focalizzandosi invece sul Mediterraneo (Figura 20), la localizzazione delle infrastrutture GNL attualmente esistenti, mostra come Spagna e alcuni paesi dell'area MENA appaiano particolarmente avanti dal punto di vista della dotazione infrastrutturale per il GNL in ambito marittimo portuale.

Figura 19. Porti USA con servizi di bunkeraggio GNL



Fonte: Congressional research service 2019

In Spagna, le infrastrutture sono specificamente collegate attraverso una serie di gasdotti nazionali. Le prime operazioni ispaniche relative al bunkeraggio di GNL sono state compiute nel terminal di Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva (dove vige il progetto CORE LNGas cofinanziato dall' UE).

Figura 20. Mappatura offerta Mediterraneo e area Mena



Fonte: Ns elaborazione.

L'area Mena risulta essere ancora la principale area di esportazione di GNL al mondo, tenuto conto del ruolo (si consideri in tal senso il ruolo fondamentale giocato da Qatar e Algeria). La sua crescente popolazione e l'espansione economica hanno creato uno dei mercati d'importazione di GNL più estesi. Tradizionalmente un esportatore di gas quindi, il Medio Oriente sta emergendo anche come uno dei mercati di importazione di GNL più interessanti da

osservare. I dati dell'International Gas Union suggeriscono che l'area Mena nel 2016 ha importato circa 22 milioni di tonnellate di GNL. Tra loro, cinque esportatori regionali (Qatar, Algeria, UAE, Oman ed Egitto) hanno inviato quasi 103 milioni di tonnellate negli stessi 12 mesi. A seconda della nazione in cui ci si trova e a seconda delle facilities, le tipologie di tecnologie impiegate sono differenti. È importante considerare però, che l'area Mena è una delle aree dove sono presenti molteplici terminal di stoccaggio e di rigassificazione galleggianti: la principale tecnologia che viene adoperata è quindi quella STS.

### **5.3. Il mercato del GNL come combustibile marino: il caso italiano.**

Dal punto di vista della dotazione infrastrutturale a supporto dell'impiego del GNL in ambito marittimo portuale non essendo ad oggi già operativi impianti per il bunkering di GNL, si è proceduto a considerare gli impianti per la rigassificazione, i depositi costieri, e le ipotesi progettuali che prevedono la possibilità di offrire servizi di bunkering di GNL per il rifornimento di navi transanti nei predetti porti.

Con specifico riferimento alle regioni di cui all'Area Obiettivo è possibile esaminare i seguenti impianti/ipotesi progettuali:

1. Terminal di Rigassificazione di Panigaglia (La Spezia, Liguria),
2. Ipotesi progettuale di Fratelli Cosulich (Liguria),
3. Ipotesi progettuale di Ottonello Novella (Liguria),
4. Ipotesi progettuale di A.O.C. Srl (Genova, Liguria),
5. Terminal di Rigassificazione "FSRU Toscana" (Livorno, Toscana),
6. Deposito costiero nel porto di Livorno (Signal) (Livorno, Toscana),
7. Deposito costiero "Terminal Higas di Oristano" di Higas (Oristano, Sardegna),
8. Deposito costiero "Marine Terminal Oristano" di Edison (Oristano, Sardegna),
9. Deposito costiero di IVI Petrolifera (Oristano, Sardegna),
10. Deposito costiero di ISGAS ENERGIT Multiutilities (Cagliari, Sardegna),
11. Deposito costiero del Consorzio industriale provincia di Sassari (Porto Torres, Sardegna).

I terminali di rigassificazione presenti in Italia risultano essere 3:

- Panigaglia (La Spezia – Liguria), gestito da GNL Italia Spa (Gruppo Snam), con una capacità di rigassificazione pari a 4 miliardi di m<sup>3</sup>.
- FSRU Toscana (Livorno – Toscana), gestito da OLT Offshore LNG Toscana, con una capacità di rigassificazione massima pari a 3,75 miliardi di m<sup>3</sup>.
- Adriatic LNG (Porto Levante, Rovigo – Veneto), gestito da Terminal GNL Adriatico, con una capacità di rigassificazione massima pari a 8 miliardi di m<sup>3</sup>.

Figura 21. Impianti e ipotesi progettuali per la fornitura di servizi di bunkering di GNL



Fonte: Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T.2.1.2 (2019).

In relazione a ciascuna delle tre infrastrutture sopra richiamate sono stati effettuati anche studi di fattibilità in relazione all'approntamento di bettoline finalizzate a poter erogare servizi di bunkering di GNL. Lo studio di fattibilità relativo a Panigaglia è stato concluso nel 2017, quello relativo a FSRU Toscana nel 2015, ed è in corso di realizzazione la progettazione di dettaglio, per quello di cui ad Adriatic LNG, lo studio di fattibilità preliminare tecnica si è invece concluso nel 2015.

Nonostante siano già operativi questi terminali di rigassificazione, è opportuno considerare come, secondo dati forniti da Assocostieri, siano tutt'ora in fase autorizzativa la realizzazione di terminali di rigassificazione che abbiano la possibilità di offrire servizi di SSLNG e questi sono:

- Falconara Marittima LNG Terminal (Ancona – Marche), gestito da API-Nova Energia, con una capacità di rigassificazione annua pari a 4 miliardi di m<sup>3</sup>.
- Progetto Rosignano (Rosignano – Toscana), gestito da Edison, con una capacità di rigassificazione annua pari a 8 miliardi di m<sup>3</sup>.
- Trieste Monfalcone LNG Terminal (Monfalcone – Friuli Venezia Giulia), gestito da Smart Gas.
- Porto Empedocle LNG Terminal (Porto Empedocle – Sicilia), gestito da Nuove Energie, con una capacità di rigassificazione annua pari a 8 miliardi di m<sup>3</sup>.
- LNG Medgas Terminal (Gioia Tauro – Calabria), gestito da LNG Medgas Terminal Srl (joint venture tra Iren Group e Sorgenia), con una capacità di rigassificazione annua pari a 12 miliardi di m<sup>3</sup>.

## 6. Conclusioni: scenari di futuro utilizzo dei combustibili alternativi.

Sebbene le industrie di navigazione e raffinazione si stiano preparando per le nuove regole IMO da diversi anni, gli scenari circa il futuro utilizzo di combustibili marini alternativi per i prossimi anni restano ad oggi molto complessi da stimare e prevedere, benché sia certo che la domanda di bunker è destinata a cambiare radicalmente a partire dal 2020.

La domanda di HSFO, il principale carburante per navi dagli anni '60, è atteso scendere da 3,5 mb/d a 1,4 mb/d (Milioni di barili al giorno) in un solo anno. Si stima inoltre che entro la fine del 2020 saranno installati 4.000 scrubber su grandi navi, con un consumo di 700 kb giorno (migliaia di barili) di olio combustibile.

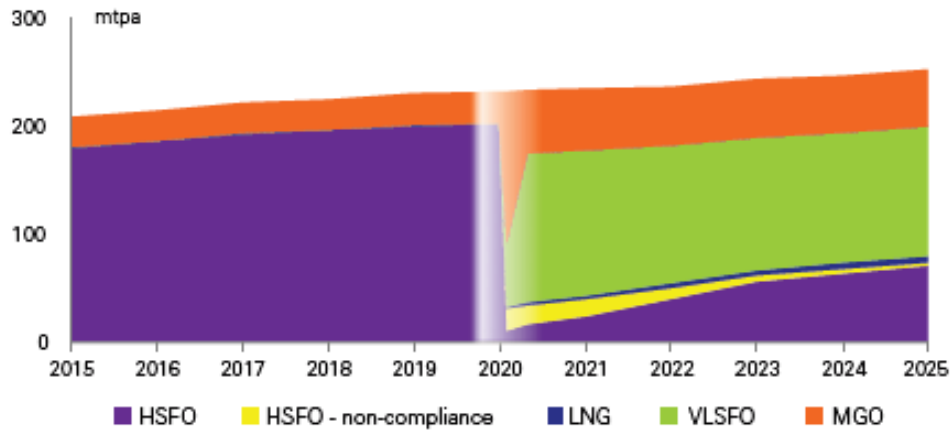
Molte compagnie di navigazione preferiranno utilizzare il gasolio per uso marittimo (MGO) anziché un nuovo olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo (VLSFO)/ULSFO), nonostante il suo prezzo più elevato. La quantità di VLSFO prodotta sarà inizialmente limitata a 1 mb/d a causa della ridotta disponibilità di materiali di miscelazione a basso contenuto di zolfo (fonte: IEA, international energy agency, 2019). Alcune compagnie di navigazione potrebbero anche essere riluttanti ad adottare immediatamente un nuovo carburante e preferirebbero utilizzare MGO fino a quando non avranno la certezza che VLSFO sarà facilmente disponibile nei porti e stabile e compatibile con gradi simili.

Gli ordini di depuratori da installare sulle navi sono aumentati e, man mano che la domanda di olio combustibile ad alto contenuto di zolfo precipita, ci sarà abbastanza gasolio marino e un nuovo olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo disponibile per colmare il divario. Le previsioni vedono un incremento molto rilevante nell'utilizzo del MGO a partire dal 2020 e del VLSFO a partire dall'anno successivo (2021). L'utilizzo di navi a scrubber aumenterà a partire dal 2020 ma in maniera meno esponenziale rispetto all'utilizzo dei carburanti più leggeri, in quanto l'installazione di scrubber ha un costo di installazione in genere compreso tra 3 e 12 milioni di dollari per nave. CAPEX così elevati spingono ad interrogarsi se tutte le compagnie di navigazione saranno in grado di sostenere gli investimenti richiesti, anche in considerazione delle problematiche che numerosi armatori stanno affrontando dal punto di vista dell'accesso al credito. Sussistono poi significative problematiche connesse alle tempistiche richieste per l'installazione degli scrubber.

L'intensità dello switch nell'impiego di nuovi combustibili o soluzioni alternative rispetto a quelle tradizionali dipenderà comunque sia dal prezzo del petrolio sia dal differenziale tra nuovi e vecchi bunker. In particolare, BP petroleum (Figura 22), stima un differenziale di prezzo tra MGO, HFO e VLSFO diverso da quello stimato da MCKinsey (Figura 23); secondo MCKinsey si verificherà uno switch di oltre 2 milioni di barili al giorno da HFO a MGO/VLSFO mentre per british petroleum lo switch sarà di almeno 100 Milioni di tonnellate per anno (3-4 Mio barili al giorno).

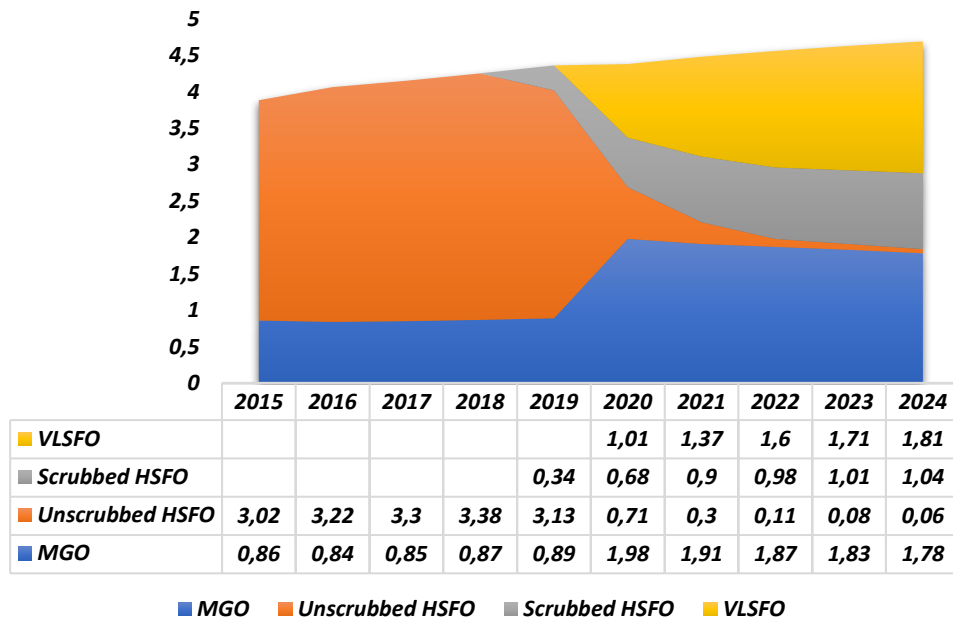


Figura 22. Domanda prevista dei bunker conformi: Stime BP.



Fonte: BP petroleum

Figura 23. Domanda prevista dei bunker conformi: Stime McKinsey.



Fonte: IAE, international energy agency

## Bibliografia

- ABS (2014). *Bunkering of liquefied natural gas fuelled marine vessels in north American*.
- Assocostieri (2018). *L'utilizzo del GNL come combustibile per il bunkeraggio marino*.
- Burel F., Taccani R. and Zuliani N. (2013). Improving sustainability of maritime transport through utilization of Liquefied Natural Gas (LNG) for propulsion, *Energy*, pp. 412-420;
- Cames M., Cook V., Graichen J., Siemons A. (2015). Emission Reduction Targets for International Aviation and Shipping.
- Decreto 8 dicembre 2017, n. 1673 "Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes".
- Decreto Legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi".
- Direttiva (UE) 2016/802 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 maggio 2016, relativa alla riduzione del tenore di zolfo di alcuni combustibili liquidi.
- Direttiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi.
- DNA (2015). *Linee guida ISO 14001:2015*.
- EMSA (2018). *Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations*.
- IGU (2019). *World LNG Report*.
- International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL) Adoption: 1973 (Convention), 1978 (1978 Protocol), 1997 (Protocol - Annex VI); Entry into force: 2 October 1983 (Annexes I and II).

## Sitografia

- <http://www.shippingherald.com/scrubber-uptake-orders-nearly-double-in-six-months-to-april-dnv-gl/>
- <http://www.shippingherald.com/scrubber-uptake-orders-nearly-double-in-six-months-to-april-dnv-gl/>
- <https://luce-gas.it/gpl/gnl>
- <https://worldmaritimeneews.com/archives/262585/over-1000-scrubber-installations-booked-in-the-past-six-months/>
- [https://www.assocostieri.it/presentazioni/Green%20Logistics\\_DS18\\_03.pdf](https://www.assocostieri.it/presentazioni/Green%20Logistics_DS18_03.pdf)
- <https://www.iea.org/oil2019/>
- [https://www.igu.org/sites/default/files/node-news\\_item\\_field\\_file/IGU%20Annual%20Report%202019\\_23%20loresfinal.pdf](https://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item_field_file/IGU%20Annual%20Report%202019_23%20loresfinal.pdf)

<https://www.marquard-bahls.com/en/news-info/glossary/detail/term/marine-gasoil-mgo.html>

<https://www.oiltanking.com/en/news-info/glossary/details/term/marine-diesel-oil-mdo.html>

<https://www.parismou.org/sites/default/files/EMSA%20Guidance%20on%20LNG%20Bunkering.pdf>

Progetto Signal – Programma Italia Francia Marittimo 2014-2020

# Report Attività T1.1.1

## SOMMARIO

SOMMARIO.....	2
1. PREMESSA.....	3
2. INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION E CONVENZIONE MARPOL.....	4
2.1 IMO per la sostenibilità .....	4
2.2 La Convenzione MARPOL.....	6
Regola 13 “Ossidi di AZOTO (NO <sub>x</sub> )” .....	8
Regola 14 “Ossidi di Zolfo (SO <sub>x</sub> )” .....	9
3. NORMATIVA EUROPEA .....	11
3.1 Le politiche europee per la riduzione del tenore di zolfo .....	11
3.2 La strategia energetica dell’Unione Europea ed il GNL.....	14
3.3 Linee guida EMSA.....	18
Il Quadro Normativo.....	20
Alcune delle raccomandazioni e buone pratiche suggerite dalla Guida EMSA.....	23
Profili di rischio e sicurezza.....	25
Le Zone di controllo .....	33
4. I QUADRI STRATEGICI NELL’AREA DI COOPERAZIONE .....	37
4.1 Il Quadro Strategico Nazionale in Italia.....	37
4.2 Il Quadro Strategico Nazionale in Francia.....	43
4.3 Alcune considerazioni sul recepimento della Direttiva DAFI nell’area di cooperazione	49

## 1. PREMESSA

Il presente documento rappresenta il contributo al prodotto T1.1.1 del Progetto Signal - Programma Italia Francia Marittimo 2014-2020 e contiene il quadro normativo di rango comunitario e statale che crea le condizioni per il ricorso ai combustibili alternativi nell'area del partenariato.

La normativa viene trattata con specifico riferimento ai combustibili marini ed al Gas Naturale Liquefatto, ma riporta anche alcuni aspetti relativi ai carburanti alternativi per l'uso autotrazione, essendo esso complementare per le regioni dell'area di cooperazione.

Il report è articolato in tre sezioni principali:

- Il Capitolo 2 relativo alla normativa internazionale ed in particolare alla Convenzione Marpol;
- il Capitolo 3 dedicato alla normativa europea ed alle Linee Guida EMSA
- il Capitolo 4 contenente alcuni aspetti del recepimento della direttiva 2014/94/EU nell'area di cooperazione

## 2. INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION E CONVENZIONE MARPOL

L'International Maritime Organization (IMO), l'agenzia delle Nazioni Unite istituita nel 1948 a seguito della Convenzione internazionale marittima di Ginevra, promuove la cooperazione marittima tra i paesi membri e nasce dall'esigenza di regolare con standard internazionali il trasporto marittimo. L'IMO rappresenta pertanto l'ente primario di riferimento in tema di **sicurezza della navigazione e della protezione dell'ambiente marino**.

L'Organizzazione, che conta attualmente 172 Paesi membri, vigila sull'applicazione e sull'aggiornamento dell'originaria Convenzione ed elabora nuovi atti internazionali (Convenzioni, Codici, Risoluzioni e Circolari) che riflettono l'evoluzione del trasporto marittimo, dell'industria cantieristica, delle rotte e della tecnologia.

I gruppi tematici in cui si suddivide la normativa originata in ambito IMO sono "Sicurezza in mare", "Inquinamento marino", "Responsabilità e Risarcimenti", "Altri oggetti" e trattati dai seguenti comitati: **Maritime Safety Committee (MSC)**, **Marine Environment Protection Committee (MEPC)**, Legal Committee, Technical Co-operation Committee e Facilitation Committee.

Il Comitato per la Sicurezza Marittima (MSC) e il Comitato per la Protezione dell'Ambiente Marino (MEPC) rappresentano il principale riferimento circa l'aspetto normativo relativo ai combustibili marini, oggetto del presente report.

### 2.1 IMO per la sostenibilità

Nel settembre del 2015, i 193 membri delle Nazioni Unite hanno adottato all'unanimità l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile con i relativi 17 *Sustainable Development Goals* (SDGs), impegnandosi a mettere in campo risorse per combattere tutte le forme di povertà e di disuguaglianza, affrontando le sfide poste dal cambiamento climatico in una logica di inclusione sociale, riconoscendo ugualmente importanti le tre dimensioni, sociale, economica ed ambientale, dello sviluppo sostenibile.



Figura 1 – Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) dell'Agenda 2030

L'IMO riveste un ruolo attivo nel perseguimento degli obiettivi dell'Agenda 2030: il trasporto marittimo è infatti una componente essenziale della crescita economica e rappresenta la modalità di trasporto maggiormente sostenibile dal punto di vista ambientale (minima impronta di carbonio per unità di carico trasportata).

La sostenibilità del trasporto marittimo è una tematica trasversale che si interfaccia con la maggior parte degli SDG ed in particolare con il numero 14 "Life below Water - Conservazione e utilizzo sostenibile degli oceani, dei mari e delle risorse marine per uno sviluppo sostenibile" e con il numero 13 "Climate Action - Lotta contro il cambiamento climatico".

Il contributo dell'IMO, in quanto soggetto responsabile per la definizione di misure globali volte alla sicurezza del trasporto marittimo internazionale e alla prevenzione dell'inquinamento atmosferico dalle navi, è inoltre significativo nell'ambito della lotta al cambiamento climatico: l'inquinamento atmosferico e le emissioni di gas serra dalle navi sono infatti regolati dalla Convenzione Internazionale per la prevenzione dell'inquinamento dalle navi (**Convenzione MARPOL - MARitime POLLution 73-78**) ed in particolare dal relativo Annex VI "Prevenzione dell'inquinamento atmosferico dalle navi", per la cui trattazione si rimanda al successivo paragrafo.

Sempre in riferimento alle tematiche dell'inquinamento atmosferico connesso ai combustibili marini, si evidenzia la recente adozione da parte dei Paesi membri dell'IMO del Codice di Sicurezza Internazionale per le navi che utilizzano gas o altri combustibili a basso punto di infiammabilità (**Codice IGF**), entrato in vigore il 1 gennaio 2017. Lo scopo del Codice è quello



di fornire criteri obbligatori per la sistemazione e l'installazione di macchinari, attrezzature e sistemi per navi che funzionano a gas o altri combustibili a basso punto di infiammabilità, al fine di ridurre al minimo i rischi per la nave, l'equipaggio e l'ambiente.

L'attuale versione del Codice include i regolamenti per soddisfare i requisiti funzionali di combustibile a gas naturale; i regolamenti per gli altri combustibili a basso punto di infiammabilità sono in corso di definizione da parte dell'IMO.

## 2.2 La Convenzione MARPOL

La **Convenzione MARPOL** rappresenta il principale riferimento normativo a livello internazionale sul tema della prevenzione dell'inquinamento marino derivante sia dalla normale attività operativa delle navi che da eventi eccezionali quali il versamento in mare di idrocarburi.

La Convenzione MARPOL, entrata in vigore il 2 ottobre 1983, è la combinazione di 2 trattati internazionali:

- la Convenzione del 1973, che ha incorporato la precedente Convenzione Internazionale per la Prevenzione dell'Inquinamento delle Acque Marine da Idrocarburi (OILPOL), firmata a Londra il 12 maggio 1954;
- il Protocollo del 1978, firmato durante la conferenza TSP (Tanker Safety Pollution Prevention) organizzata in seguito ai disastri ambientali causati da petroliere negli anni '75-'78.

Tutte le navi battenti bandiera dei paesi firmatari della Convenzione e costruite successivamente alla sua entrata in vigore, sono soggette alle relative prescrizioni, a prescindere dal luogo in cui navigano, ed i singoli paesi membri sono responsabili per le navi iscritte nei propri porti.

La MARPOL è costituita da 20 articoli (disposizioni generali, definizioni, ispezioni, campo di applicazione) e 6 Allegati tecnici. Uno Stato che aderisce alla Convenzione MARPOL accetta le norme degli Allegati I e II; le norme di cui agli Allegati III, IV, V e VI hanno invece carattere volontario.

Oltre alle norme per la prevenzione dall'inquinamento da sostanze di vario tipo, gli Allegati stabiliscono l'esistenza di zone speciali nelle quali, a causa delle loro caratteristiche (scarsa circolazione, mari chiusi, etc...), si richiede l'applicazione di metodi obbligatori per prevenirne l'inquinamento.

Si riporta di seguito una breve panoramica dei sei Allegati alla Convenzione MARPOL.

- **Allegato I** - Norme per la prevenzione dell'inquinamento da idrocarburi (in vigore dal 2 ottobre 1983). Regola la prevenzione dell'inquinamento da prodotti petroliferi legato ad attività operative o eventi eccezionali; nel 1992 alcuni emendamenti all'Allegato I hanno stabilito che le nuove petroliere fossero costruite con doppio scafo e che quelle esistenti fossero soggette ad un piano di adeguamento, poi revisionato nel 2001 e nel 2003.
- **Allegato II** - Norme per il controllo dell'inquinamento da sostanze liquide nocive alla rinfusa (in vigore dal 2 ottobre 1983). Fornisce i criteri, in termini di condizioni e

concentrazioni, di fuoriuscita per il controllo dell'inquinamento da sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa; in ogni caso non è permesso il rilascio di residui contenenti sostanze nocive entro 12 miglia dalla terraferma più vicina.

- **Allegato III** - Norme per la prevenzione dell'inquinamento da sostanze pericolose trasportate per mare in imballaggi (in vigore dal 1 luglio 1992). Riporta i requisiti generali per la definizione di standard in termini di imballaggio, classificazione, documentazione, stivaggio, quantità consentite, eccezioni e notifiche con riferimento alle sostanze che sono identificate quali inquinanti marini dal Codice Internazionale delle sostanze marine pericolose (Codice IMDG).
- **Allegato IV** - Norme per la prevenzione dell'inquinamento da liquami scaricati dalle navi (in vigore dal 2003). Contiene le indicazioni per il controllo dell'inquinamento da acque di scarico; il rilascio di liquami in mare è proibito, eccetto quando la nave è fornita di un sistema di trattamento delle acque di scarico o in caso di rilascio di scarichi disinfettati attraverso impianti dedicati ed entro una distanza di tre miglia nautiche dalla terraferma più vicina; in caso di liquami non disinfettati tale distanza deve essere di almeno 12 miglia nautiche.
- **Allegato V** - Norme per la prevenzione dell'inquinamento da rifiuti solidi scaricati dalle navi (in vigore dal 1988). Definisce per differenti tipologie di rifiuti le distanze specifiche e le modalità di smaltimento; impone il divieto assoluto di smaltimento in mare di tutte le forme di plastica.
- **Allegato VI** - Norme per la prevenzione dell'inquinamento atmosferico dalle navi (in vigore dal 2005). Impone limiti vincolanti sulle emissioni di zolfo e di azoto dalle navi, fissando limiti ancora più stringenti per alcuni spazi marittimi detti "Aree di controllo delle emissioni", e proibisce la deliberata emissione di sostanze che impoveriscono l'ozono.

L'Allegato VI<sup>1</sup> in particolare riveste un ruolo centrale nella normativa internazionale sul contenimento e la prevenzione dell'inquinamento atmosferico prodotto dalle navi; è stato adottato con Protocollo 1997 ed è entrato poi in vigore il 19 maggio 2005, dodici mesi dopo la ratifica di almeno 15 stati che rappresentassero almeno il 50% della stazza lorda mondiale.

L'Allegato si applica alle navi il cui paese di bandiera abbia ratificato il Protocollo del 1997 e a tutte le navi che, pur battendo bandiera di paesi che non sono firmatari, operano in acque la cui competenza è di paesi aderenti a tale Protocollo.

Le emissioni che vengono regolamentate sono:

- sostanze che influenzano lo strato di ozono nell'atmosfera (gas refrigeranti e/o antincendio);
- ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>) e ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) presenti nei gas di scarico dei motori delle navi a combustione interna;
- componenti organici volatili (VOC) provenienti dalla zona del carico di navi cisterna;
- emissioni da inceneritori.

---

<sup>1</sup> Ai fini del presente rapporto si è utilizzato "Marpol Annex VI and NTC 2008 with Guidelines for implementation", 2017 Edition

Nel luglio del 2005, dopo due mesi dalla sua entrata in vigore, l'Allegato VI è stato sottoposto a revisione da parte del MEPC, al fine di analizzare e definire strategie e limiti per ridurre ulteriormente le emissioni e migliorare contemporaneamente i sistemi operativi, dal momento che il volume di traffico marino stava progressivamente aumentando e per contro, il comparto industriale terrestre si stava impegnando per la riduzione delle proprie emissioni.

Tale processo di revisione ha portato alla definizione di una serie di emendamenti, adottati ad ottobre 2008 con Risoluzione MEPC.176 entrata in vigore il 1 luglio 2010, relativamente alle emissioni di NO<sub>x</sub> e di SO<sub>x</sub> (aggiornamento Regole 13 e 14) e alle sostanze che impoveriscono l'ozono (aggiornamento Regola 12).

Inoltre, in linea con le dichiarazioni dall'IMO sulla continua evoluzione dello scopo dell'Allegato VI, nel 2011 sono stati adottati 2 nuovi capitoli, il Capitolo 4 "Requisiti di Efficienza Energetica per le navi", che introduce misure obbligatorie di efficienza energetica allo scopo di ridurre emissioni di gas serra dalle navi, il Capitolo 5 "Verifica di conformità alle disposizioni del presente allegato".

Come già anticipato, l'Allegato VI della Convenzione MARPOL costituisce il riferimento normativo a livello internazionale circa i limiti vincolanti sulle emissioni di zolfo e di azoto dalle navi e introduce le nozioni di **NECA** (*Nitrogen Emission Control Areas*) e **SECA** (*Sulphur Emission Control Areas*) che rappresentano quegli spazi marittimi soggetti al controllo delle emissioni rispettivamente di azoto e di zolfo.

Si riporta pertanto un focus sulla Regola 13 "**Ossidi di Azoto (NO<sub>x</sub>)**" e sulla Regola 14 "**Ossidi di Zolfo (SO<sub>x</sub>)**" del Capitolo 3, dove vengono definiti nel dettaglio tali limiti vincolanti in funzione delle caratteristiche dei motori (potenza, n= giri del motore) e della data di costruzione della nave in oggetto.

---

#### REGOLA 13 "OSSIDI DI AZOTO (NO<sub>x</sub>)"

Si applica ai motori diesel con potenza maggiore di 130 kW con la distinzione per motori installati su navi costruite a partire dal 1 gennaio 2000 ("post 2000") e quelli precedenti a tale data.

Per la categoria di **motori "post 2000"** oltre ai limiti già prefissati dalla norma precedente, denominati TIER I, è stata stabilita un'ulteriore diminuzione di circa il 20% a partire dal 1 gennaio 2011 (TIER II).

Per le aree NECA inoltre, i valori dei limiti scendono ulteriormente (TIER III) a partire dal 1 gennaio 2016, ammettendo un ristretto numero di eccezioni quali: "*Motori diesel di emergenza e motori installati su navi che intraprendono esclusivamente viaggi in acque soggette alla giurisdizione dello Stato in cui la nave ha diritto di battere bandiera, purché tali motori siano soggetti a misura di controllo alternativa NO<sub>x</sub> approvata dall'Amministrazione*".

LIMITI OSSIDI di AZOTO (NO <sub>x</sub> )			
Motori installati su navi costruite a partire dal 1 gennaio 2000			
	1/1/2000-31/12/2010	1/1/2011-31/12/2015	Dal 1/1/2016
All'esterno di NECA	TIER I	TIER II	
All'interno di NECA	N.A.		TIER III

Tabella 1 - Quadro sintetico limiti NO<sub>x</sub> Allegato VI Convenzione MARPOL

Dove:

TIER I	TIER II	TIER III
<ul style="list-style-type: none"> <li>17 g/kWh per valori di n &lt;130</li> <li>45 · n<sup>(-0.2)</sup> g/kWh per 130 ≤ n &lt; 2000</li> <li>9,8 g/kWh per valori di n ≥ 2000</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>14,4 g/kWh per valori di n &lt;130</li> <li>44 · n<sup>(-0.23)</sup> g/kWh per 130 ≤ n &lt; 2000</li> <li>7,7 g/kWh per valori di n ≥ 2000</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>3,4 g/kWh per valori di n &lt;130</li> <li>9 · n<sup>(-0.2)</sup> g/kWh per 130 ≤ n &lt; 2000</li> <li>2,0 g/kWh per valori di n ≥ 2000</li> </ul>
n= giri del motore		

Tabella 2 - Dettaglio dei valori limite di NO<sub>x</sub> per Livelli TIER I, TIER II e TIER III

Allo scopo della Regola 13 per aree NECA si intendono:

- Area Nord America (coordinate dettagliate all'Appendice VII "Aree di controllo delle emissioni" dell'Allegato VI);
- Area Mar dei Caraibi statunitense (coordinate dettagliate all'Appendice VII "Aree di controllo delle emissioni" dell'Allegato VI);
- Qualsiasi altra area, incluse aree portuali, individuate dall'Organizzazione secondo criteri indicati all'Appendice III "Criteri e procedure per la proposta di designazione delle aree per il controllo delle emissioni" dell'Allegato VI).

Per la categoria di motori "pre 2000", in particolare quelli installati tra il 1 gennaio 1990 e il 31 dicembre 1999, aventi potenza maggiore di 5000 kW e cilindrata unitaria maggiore di 90 litri, la norma richiede il rispetto dei valori del TIER I, subordinatamente però dalle seguenti condizioni:

- esistenza di un sistema di retrofitting certificato da un'Amministrazione;
- disponibilità di tale sistema sul mercato;
- buon rapporto costi-benefici.

L'adeguamento della nave ai valori del Livello I dovrà avvenire al massimo entro 12 mesi dall'ultima ispezione dopo il raggiungimento delle condizioni suddette.

#### REGOLA 14 "OSSIDI DI ZOLFO (SO<sub>x</sub>)"

Si applica al contenuto di zolfo di qualsiasi carburante utilizzato a bordo di navi e impone che, al di fuori delle aree SECA, esso non sia superiore al 4,5% fino al 1 gennaio 2012, 3,5% fino al 1 gennaio 2020 e 0,5% successivamente.

Entro le aree SECA inoltre, la percentuale dell'1,5% viene consentita fino al 1 luglio 2010, per scendere poi all'1,0% e ridursi ulteriormente allo 0,1% a partire dal 1 gennaio 2015.

Allo scopo della Regola 14 per aree SECA si intendono:

- Area del Mar Baltico e Mare del Nord;
- Area Nord America (coordinate dettagliate all'Appendice VII "Aree di controllo delle emissioni" dell'Allegato VI);
- Area Mar dei Caraibi statunitense (coordinate dettagliate all'Appendice VII "Aree di controllo delle emissioni" dell'Allegato VI);

- Qualsiasi altra area, incluse aree portuali, individuate dall'Organizzazione secondo criteri indicati all'Appendice III "Criteri e procedure per la proposta di designazione delle aree per il controllo delle emissioni" dell'Allegato VI).

<b>LIMITI OSSIDI di ZOLFO (SO<sub>x</sub>)</b>					
	<b>1/1/2008-30/6/2010</b>	<b>1/7/2010-31/12/2011</b>	<b>1/1/2012-31/12/2014</b>	<b>1/1/2015-31/12/2019</b>	<b>Dal 1/1/2020</b>
All'esterno di SECA	4,5% (Contenuto zolfo nel carburante)		3,5%		0,5%
All'interno di SECA	1,5%	1%		0,1%	

Tabella 3 - Quadro sintetico limiti SO<sub>x</sub> Allegato VI Convenzione MARPOL

Questi limiti sono molto restrittivi, ed, a parte i costi molto elevati per produrre combustibili a così basso tenore di zolfo, l'industria petrolifera ha già espresso dubbi sulla reale possibilità di poter fornire, per le date suddette, quantitativi di olio combustibile BTZ tali da soddisfare le esigenze del trasporto marittimo. Per tale ragione lo stesso IMO ha istituito un apposito Expert Group con lo scopo di valutare la concreta fattibilità di quanto imposto dalla nuova Regola 14, in particolare per quanto riguarda la percentuale dello 0,5 %.

A questo punto è importante sottolineare quanto espressamente indicato nella Regola 4, che permette alle Amministrazioni di Stati firmatari della convenzione, di consentire l'utilizzo di qualsiasi tipologia di materiali, installazioni, attrezzature, procedure e combustibili alternativi, purché queste risultino efficaci in termini di riduzione delle emissioni almeno tanto quanto gli standard contenuti nelle varie regole dell'Allegato VI.

Risultato di tale possibilità, fatti salvi i principi di efficienza e di convenienza economica, sono in particolare due possibili dispositivi di abbattimento delle emissioni, gli SCR (Selective Catalytic Reduction) per gli NO<sub>x</sub>, e gli Scrubber per gli SO<sub>x</sub>, vista anche la necessità di intervenire anche su motori esistenti.

### 3. NORMATIVA EUROPEA

#### 3.1 Le politiche europee per la riduzione del tenore di zolfo

La **riduzione del tenore di zolfo dei combustibili liquidi** è stata fin dalla Direttiva 75/716/CEE del Consiglio un tema di notevole rilievo per le politiche europee, vista la significativa incidenza sulla salute pubblica e sull'ambiente naturale, nonché la difficoltà da parte delle società petrolifere, costrette a modificare i prodotti in relazione allo Stato Membro al quale erano destinati.

La Commissione Europea con le successive revisioni alla normativa ha provveduto ad estenderne il campo di applicazione e a ridurne i limiti superiori, adeguandosi parallelamente alle previsioni della normativa internazionale ed in particolare della Convenzione MARPOL (Allegato VI).

La più recente **Direttiva (UE) 2016/802** consiste nella codificazione della normativa relativa alla riduzione del tenore di zolfo di alcuni combustibili liquidi e stabilisce il tenore massimo di zolfo consentito per l'olio combustibile pesante, il gasolio, il gasolio marino e l'olio diesel marino utilizzati nell'Unione.

La Direttiva richiama, tra le altre, le seguenti considerazioni:

- a. La politica ambientale dell'Unione Europea si pone obiettivi di miglioramento dei livelli di qualità dell'aria;
- b. L'utilizzo di combustibili per uso marittimo ad alto tenore di zolfo contribuiscono all'inquinamento atmosferico sotto forma di anidride solforosa e particolato;
- c. I vantaggi derivanti dalla riduzione del tenore di zolfo sono superiori ai costi per l'industria e la relativa tecnologia è ben consolidata;
- d. L'Allegato VI della Convenzione MARPOL prevede limiti al contenuto di zolfo del combustibile marittimo diversificati all'interno o al di fuori delle zone di controllo delle emissioni di SO<sub>x</sub> (SECA) da attuarsi con diverse cadenze temporali.

La Direttiva evidenzia la necessità di assicurare la coerenza con il diritto internazionale nonché la corretta applicazione nell'Unione delle nuove norme sullo zolfo stabilite a livello internazionale, garantendo la rispondenza all'Allegato VI riveduto della Convenzione MARPOL. Viene inoltre sottolineata la necessità di un regime di monitoraggio e applicazione rigoroso, accompagnato da un sistema di sanzioni efficaci, proporzionate e dissuasive.

Scopo della Direttiva è la riduzione delle emissioni di anidride solforosa derivanti dalla combustione di alcuni tipi di combustibili liquidi. La riduzione delle emissioni è conseguita imponendo limiti al tenore di zolfo dei combustibili come condizione per il loro utilizzo nel territorio, nelle acque territoriali e nelle zone economiche esclusive o zone di controllo dell'inquinamento degli Stati membri.

In particolare la Direttiva riporta:

Combustibile	Articolo	Limiti al tenore di zolfo	Esclusioni
OLIO COMBUSTIBILE PESANTE	art. 3 - Tenore massimo di zolfo dell'olio combustibile pesante	1% in massa	paragrafi 2 e 3 art 3
GASOLIO	art. 4 - Tenore massimo di zolfo nel gasolio	0,1% in massa	
COMBUSTIBILE PER USO MARITTIMO	art. 5 - Tenore massimo di zolfo del combustibile per uso marittimo	3,5% in massa	combustibili destinati all'approvvigionamento delle navi che utilizzano i metodi di riduzione delle emissioni di cui all'articolo 8 con sistemi a circuito chiuso
	art. 6 - Tenore massimo di zolfo dei combustibili per uso marittimo utilizzati nelle acque territoriali, nelle zone economiche esclusive e nelle zone di controllo dell'inquinamento degli Stati membri, incluse le SECA, e dalle navi passeggeri che effettuano servizi di linea da o verso porti dell'Unione	nelle acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento:  a. 3,50 % a partire dal 18 giugno 2014; b. 0,50 % a partire dal 1 gennaio 2020.	limiti per navi all'ormeggio (art 7)
		nelle acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento che rientrano nelle SECA:  a. 1,00 % fino al 31 dicembre 2014; b. 0,10 % a partire dal 1 gennaio 2015.	
art. 7 - Tenore massimo di zolfo dei combustibili per uso marittimo utilizzati dalle navi all'ormeggio nei porti dell'Unione	0,1% in massa	paragrafo 2 art 7	

Tabella 4 - Quadro sintetico limiti tenore di zolfo Direttiva (UE) 2016/802

L'art. 6 della Direttiva inoltre richiama esplicitamente la necessità di aggiornamenti al fine di adeguarsi ad eventuali future modifiche dell'Allegato VI della Convenzione MARPOL ed impegna gli Stati membri agli adempimenti previsti dalla Regola 18 del suddetto Allegato relativi alla disponibilità e qualità del carburante.

La Direttiva prevede inoltre (art. 8) che gli Stati membri possano fare ricorso a metodi di riduzione delle emissioni in alternativa all'utilizzo di combustibili per uso marittimo conformi ai requisiti di cui agli artt 6 e 7, a patto di garantire riduzioni delle emissioni di anidride solforosa equivalenti.

Vengono pertanto definiti in Allegato I e II alla Direttiva rispettivamente i valori di emissione equivalenti ed i criteri d'uso dei metodi di riduzione delle emissioni:

Metodo di riduzione delle emissioni	Criteri d'uso
Mix di combustibile per uso marittimo e gas di evaporazione	Decisione 2010/769/UE della Commissione <sup>(1)</sup> .
Sistemi di depurazione dei gas di scarico	Risoluzione MEPC.184(59) adottata il 17 luglio 2009 Le acque di lavaggio risultanti dai sistemi di depurazione dei gas di scarico che fanno uso di prodotti chimici, additivi e dei prodotti chimici creati in loco di cui al punto 10.1.6.1 della risoluzione MEPC.184(59) non sono scaricate in mare, ivi inclusi baie, porti ed estuari, a meno che non sia dimostrato dall'operatore della nave che gli scarichi di tali acque di lavaggio non hanno impatti negativi rilevanti e non presentano rischi per la salute umana e per l'ambiente. Se il prodotto chimico utilizzato è la soda caustica è sufficiente che le acque di lavaggio rispettino i criteri stabiliti nella risoluzione MEPC.184(59) e che il suo pH non sia superiore a 8,0.
Biocarburanti	Uso di biocarburanti quali definiti nella direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(2)</sup> che rispettano le pertinenti norme CEN e ISO. Le miscele di biocarburanti e combustibili per uso marittimo rispettano le norme relative al tenore di zolfo di cui all'articolo 5, all'articolo 6, paragrafi 1, 2 e 5, e all'articolo 7 della presente direttiva.

<sup>(1)</sup> Decisione 2010/769/UE della Commissione, del 13 dicembre 2010, relativa alla definizione dei criteri per l'uso da parte delle navi da trasporto di gas naturale liquefatto di metodi tecnologici alternativi all'utilizzo di combustibili per uso marittimo a basso tenore di zolfo conformi all'articolo 4 *ter* della direttiva 1999/32/CE del Consiglio relativa alla riduzione del tenore di zolfo di alcuni combustibili liquidi, modificata dalla direttiva 2005/33/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo (GU L 328 del 14.12.2010, pag. 15).

<sup>(2)</sup> Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (GU L 140 del 5.6.2009, pag. 16).

Tabella 5 - Criteri d'uso dei metodi di riduzione delle emissioni. Allegato II Direttiva (UE) 2016/802

La Direttiva riporta inoltre le condizioni per l'approvazione dei metodi di riduzione delle emissioni e loro sperimentazione (artt 9, 10).

Gli Stati membri (artt 13 e 18) sono tenuti ad adottare misure per verificare mediante campionamento l'adempimento dei limiti relativi al tenore di zolfo ed a stabilire sanzioni applicabili alle violazioni delle disposizioni nazionali. Vengono previsti meccanismi di valutazione dell'attuazione della Direttiva e di riesame, oltre che il conferimento del potere alla Commissione Europea di adottare atti delegati anche al fine di adeguarsi al progresso tecnico e scientifico.



### 3.2 La strategia energetica dell'Unione Europea ed il GNL

Il GNL è un tema di notevole interesse per le politiche energetiche dell'Unione Europea fin dalla **Comunicazione della Commissione del 24/01/2013 “Energia pulita per i trasporti: una strategia europea in materia di combustibili alternativi”**.

La Comunicazione evidenzia come il sistema dei trasporti europeo sia largamente dipendente dai prodotti petroliferi e come il conseguimento degli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti e di decarbonizzazione del settore renda fondamentale il ricorso ad una gamma completa di combustibili alternativi a basso tenore di CO<sub>2</sub>, in grado di rispondere alle diverse esigenze di ciascun modo di trasporto.

In tale contesto, che mira a mantenere la neutralità tra le varie opzioni tecnologiche disponibili per i combustibili alternativi, la Commissione Europea identifica il GNL come “un’alternativa efficiente, sotto il profilo dei costi, al gasolio nelle attività su vie navigabili (trasporti, servizi in mare e pesca), su gomma e su rotaia, in quanto ha bassi livelli di emissione di sostanze inquinanti e di CO<sub>2</sub> e una maggiore efficienza energetica”.

La Comunicazione in particolare lo riconosce come “un’opzione interessante” per le navi, al fine di rispettare i nuovi limiti di tenore di zolfo nei combustibili per uso marittimo e rileva come nell’UE i prezzi del GNL siano notevolmente inferiori a quelli dell’olio combustibile pesante e del gasolio marino a basso tenore di zolfo.

La mancanza di infrastrutture di rifornimento e di specifiche tecniche comuni concernenti il materiale di rifornimento e le norme di sicurezza per il rifornimento di combustibile viene identificata come un significativo ostacolo allo sviluppo del mercato.

Con la **Direttiva 2014/94/UE** l’Unione Europea affronta il tema della realizzazione dell’infrastruttura per i combustibili alternativi.

La Direttiva definisce come “alternativi” i combustibili o le fonti di energia che sostituiscono almeno in parte i prodotti petroliferi nel settore dei trasporti:

- elettricità,
- idrogeno, biocarburanti
- combustibili sintetici e paraffinici,
- gas naturale, compreso il biometano, in forma gassosa (gas naturale compresso — GNC) e liquefatta (gas naturale liquefatto — GNL)
- gas di petrolio liquefatto (GPL).

Viene stabilito un quadro comune di misure per la realizzazione di un’infrastruttura per tali combustibili ed in particolare:

- i requisiti minimi per la costruzione dell’infrastruttura per i combustibili alternativi, da attuarsi mediante i quadri strategici nazionali degli Stati membri,
- le specifiche tecniche comuni per i punti di ricarica per veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale (GNL e GNC) e idrogeno,

- i requisiti concernenti le informazioni agli utenti.

Ciascuno Stato membro (art 3) è tenuto ad adottare un Quadro Strategico Nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi e la realizzazione della relativa infrastruttura, contenente:

- l'analisi dello stato attuale e degli sviluppi futuri del mercato;
- gli obiettivi nazionali (oggetto di aggiornamenti successivi) e le misure per la realizzazione e la promozione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi;
- la designazione degli agglomerati urbani/suburbani, delle altre zone densamente popolate e delle reti che saranno dotati di punti di ricarica accessibili al pubblico e di punti di rifornimento per il GNC;
- la valutazione della necessità di installare punti di rifornimento per il GNL nei porti all'esterno della rete centrale della TEN-T e forniture di elettricità negli aeroporti per l'utilizzo da parte degli aerei in stazionamento.

Per quanto riguarda il GNL l'art. 6 della Direttiva stabilisce che attraverso i propri Quadri Strategici Nazionali gli Stati membri:

1. assicurino un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL:
  - nei porti marittimi - entro il 31/12/2025;
  - nei porti della navigazione interna - entro il 31/12/2030;

per consentire la circolazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T;

2. designino i porti marittimi ed i porti della navigazione interna che garantiscono l'accesso ai punti di rifornimento per il GNL;
3. assicurino un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TEN-T per assicurare la circolazione in tutta l'Unione dei veicoli pesanti alimentati a GNL entro il 31/12/2025;
4. garantiscano un sistema di distribuzione adeguato per la fornitura del GNL, comprese le strutture di carico per i veicoli cisterna del GNL, al fine di rifornire i punti di rifornimento di cui ai punti precedenti.

La Direttiva deve essere recepita dagli Stati membri entro il 18/11/2016.

Viene inoltre prevista l'elaborazione di norme, incluse specifiche tecniche dettagliate, per i punti di rifornimento di GNL per il trasporto marittimo e per vie navigabili interne e per i veicoli a motore.

L'attuazione della Direttiva è soggetta a meccanismi di monitoraggio:

TERMINI	MECCANISMO	PRINCIPALI CONTENUTI
18/11/2017	La Commissione Europea trasmette al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione di valutazione dei quadri strategici nazionali	
31/12/2018	La Commissione può adottare un piano d'azione per l'attuazione della strategia illustrata nella comunicazione intitolata «Energia pulita per il trasporto, una strategia europea in materia di combustibili alternativi»	Il Piano d'Azione mira a pervenire al più ampio uso possibile di combustibili alternativi per i trasporti, garantendo al contempo la neutralità tecnologica, ed a promuovere una mobilità elettrica sostenibile in tutta l'Unione
18/11/2019 (cadenza triennale)	Gli Stati membri presentano alla Commissione una relazione sull'attuazione del quadro strategico nazionale	La relazione contiene la descrizione delle misure adottate per la creazione a sostegno della creazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi (misure legislative, regolamentari, amministrative, incentivi), il livello di conseguimento degli obiettivi nazionali e la descrizione dell'evoluzione della domanda e dell'offerta dell'infrastruttura, oltre alla stima dei veicoli alimentati da combustibili alternativi al 2020, 2025 e 2030
18/11/2020 (cadenza triennale)	La Commissione Europea trasmette al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione sull'applicazione della Direttiva	La relazione contiene una valutazione degli interventi attuati dagli Stati membri, degli effetti della Direttiva sullo sviluppo del mercato e del suo impatto sull'economia e l'ambiente, informazioni sul progresso tecnico e lo sviluppo del mercato. La relazione verifica anche i requisiti e le date in relazione alla realizzazione dell'infrastruttura e può essere corredata da una proposta legislativa.
31/12/2020	La Commissione riesamina l'attuazione della Direttiva e, se del caso, presenta una proposta intesa a modificarla mediante nuove specifiche tecniche comuni	

Tabella 6 - Meccanismi di monitoraggio della Direttiva 2014/94/UE

In data 8/11/2017 la Commissione Europea pubblica la **Comunicazione “Verso l'uso più ampio possibile di combustibili alternativi: un piano d'azione sulle infrastrutture per i**

**combustibili alternativi a norma dell'articolo 10, paragrafo 6, della direttiva 2014/94/UE, compresa la valutazione di quadri strategici a norma dell'articolo 10, paragrafo 2, della direttiva 2014/94/UE”.**

La parte introduttiva della Comunicazione delinea il quadro generale di attuazione del processo di decarbonizzazione del settore dei trasporti<sup>2</sup>, evidenziando come il numero di veicoli stradali alimentati da combustibili alternativi sia ancora troppo basso a causa di barriere di mercato e come sia necessario definire un quadro strategico comune.

Occorre che l’Unione Europea agisca in due settori:

- la realizzazione di un’infrastruttura portante per la rete centrale (TEN-T, rete transeuropea dei trasporti) al più tardi entro il 2025;
- lo sviluppo dell’infrastruttura nelle aree urbane e suburbane.

L’analisi dei Quadri Strategici Nazionali (QSN) evidenzia differenze notevoli tra i vari Stati membri in termini di completezza, coerenza e livello di ambizione ed emerge che, in mancanza di ulteriori interventi, permarranno per l’UE alcune carenze infrastrutturali, in particolare per quanto riguarda i veicoli elettrici leggeri e pesanti, i punti di rifornimento per i veicoli pesanti e le navi alimentati a GNL e l’idrogeno.

Occorre una collaborazione transfrontaliera e intersettoriale fra tutte le parti interessate (pubbliche e private), le infrastrutture per i combustibili alternativi e i loro servizi devono essere aperti, trasparenti e interoperabili e gli utenti devono essere in grado di utilizzare l'intera rete dei trasporti in modo rapido e facile.

La Commissione intende sostenere tale processo mediante una serie di interventi e propone con la presente Comunicazione alcune di azioni per pervenire ad un uso più ampio possibile dei combustibili alternativi:

PROPOSTA		AZIONI
1	<i>Stimolare il completamento e l'attuazione dei QSN</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• trasmissione/rafforzamento dei QSN</li> <li>• priorità dei QSN per l’assegnazione di finanziamenti UE</li> <li>• dialogo pubblico-privato per l’adeguamento dei QSN</li> </ul>
2	<i>Sostenere gli investimenti</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• sfruttamento dell’approccio alla TEN-T per costruire al più tardi entro il 2025 la spina dorsale dell’infrastruttura di ricarica e di rifornimento a livello UE</li> <li>• aumento della portata e dell’impatto dei finanziamenti</li> <li>• miglior sfruttamento del sostegno finanziario UE</li> <li>• sviluppo delle capacità di autorità pubbliche, aziende ed istituzioni di finanziamento</li> </ul>

<sup>2</sup> si veda anche la Direttiva 2009/33/EC relativa alla promozione di veicoli puliti e a basso consumo energetico nel trasporto su strada

PROPOSTA		AZIONI
3	<i>Favorire interventi nelle aree urbane</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• adattamento dei piani di mobilità urbana sostenibile (PUMS)</li> <li>• esame ed adeguamento del finanziamento per i combustibili alternativi nei nodi urbani, comprese le soluzioni per il parco veicoli</li> </ul>
4	<i>Aumentare l'adesione dei consumatori</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• procedure di identificazione univoca degli attori coinvolti nell'elettromobilità (designazione autorità competente per la registrazione di codici identificativi)</li> <li>• consultazione pubblica sull'elettromobilità e monitoraggio degli sviluppi di mercato</li> <li>• atto di esecuzione relativo al confronto tra i prezzi dei combustibili</li> </ul>
5	<i>Integrare i veicoli elettrici nel sistema elettrico</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• pieno recepimento da parte degli Stati membri della Direttiva 2012/27/UE per rendere possibile la gestione della domanda</li> <li>• promozione diffusione punti di ricarica e pre-cablaggio delle aree per il parcheggio</li> <li>• introduzione tecnologie ricarica intelligente e applicazione relative norme tecniche</li> <li>• considerazione dell'elettromobilità nella programmazione di Orizzonte 2020 e nel processo del piano strategico per le tecnologie energetiche (SET Plan)</li> <li>• raccomandazioni dal Forum per i trasporti sostenibili sull'integrazione tra stazioni di ricarica e rete elettrica</li> </ul>

Tabella 7 - Proposta di azioni, COM(2017) 652 final

### 3.3 Linee guida EMSA

L'Agenzia Europea per la Sicurezza Marittima (EMSA) ha recentemente pubblicato una Guida a supporto delle Autorità ed Amministrazioni Portuali (PAA) nell'ambito dell'utilizzo del GNL come combustibile marittimo. La Guida, pubblicata nella sua versione finale e consolidata a febbraio 2018, è stata elaborata in collaborazione con la Direzione Generale Mobilità e Trasporti (DG MOVE) della Commissione europea, degli Stati membri e dell'Industria nel contesto del Forum Europeo sulla Navigazione Sostenibile (ESSF).

L'esigenza condivisa dai vari attori coinvolti è stata quella di definire una Guida comune e armonizzata a livello Europeo, specificamente rivolta alle Autorità Portuali relativamente ai processi di gestione, pianificazione e autorizzazione delle operazioni di bunkeraggio del GNL.

L'Agenzia, nell'elaborazione del lavoro, ha evidenziato come il processo di adozione del GNL come combustibile alternativo per la navigazione marittima prenda piede sempre più velocemente e coinvolga un sempre più ampio spettro di soggetti, quali operatori del trasporto e della logistica, armatori, cantieri navali, società di classifica e le diverse autorità nazionali competenti.

La definizione della Guida è avvenuta attraverso un processo integrato di consultazione con tutte le parti interessate (autorità portuali, le amministrazioni marittime, i terminalisti, i fornitori

di gas, i rappresentanti dei governi, il sottogruppo di esperti del GNL del Forum europeo sulla navigazione sostenibile ESSF) ed ha incluso anche un sondaggio online che ha consentito a tutti i soggetti interessati di contribuire direttamente.

La struttura della Guida segue la sequenza naturale del processo di bunkeraggio del GNL e copre le seguenti otto principali aree tematiche:

- **Regolamenti** (Standards, Linee Guida, Best Practices, etc.),
- **Operazioni** (Zone di Controllo, Distanze, Chek-lists, etc.),
- **Permessi** (Pianificazione spaziale, approvazione delle posizioni, etc),
- **Rischi e Sicurezza** (Valutazione del rischio, criteri di accettazione del rischio,etc.),
- **Emergenza** (Piani di risposta, Best practices, etc.),
- **Gestione della Qualità** (Segnalazione degli incidenti, Regolamento dei Porti, Etc.),
- **Certificazione** (Accreditamento, qualificazione,etc.),
- **Formazione** (Competenze, qualifiche, certificazione etc.).

La Guida EMSA ha come obiettivo quello di supportare le Autorità e le Amministrazioni Portuali attraverso:

- l'identificazione degli elementi chiave tesi allo sviluppo di una procedura armonizzata per la valutazione, il controllo e supervisione delle operazioni di bunkeraggio del GNL;
- la definizione di un insieme unificato di principi cardine relativi all'autorizzazione e all'approvazione delle procedure di bunkeraggio di GNL in ambito portuale, ivi comprese le valutazioni e analisi del rischio;
- L'attuazione di procedure di bunkeraggio armonizzate nei porti europei per rendere omogeneo un sistema che attualmente prevede regolamentazioni e normative differenti di porto in porto;
- La definizione e attribuzione delle responsabilità dei diversi soggetti coinvolti;
- La definizione di una procedura per consentire la valutazione, il controllo e l'autorizzazione di operazioni simultanee al bunkeraggio di GNL;
- La proposta di un approccio armonizzato per la definizione e l'approvazione delle zone di controllo in diversi scenari di bunkeraggio.

La Guida EMSA si applica per natura alle Autorità e Amministrazioni Portuali (PAA) quando coinvolte in operazioni di bunkeraggio GNL all'interno delle aree di giurisdizione portuale, sia durante le fasi di pianificazione, che di implementazione e sviluppo. *La Guida EMSA è da intendersi come applicabile in modo complementare agli esistenti strumenti (Standard, Linee Guida, best practice) di settore.* La Guida EMSA è applicabile alle operazioni di bunkeraggio di GNL nei porti europei e ovunque viga la legislazione europea.

La Guida trova applicazione per le diverse tipologie di bunkeraggio, per i diversi tipi di nave e per le varie possibili localizzazioni (in porto, in mare aperto, in banchina).

L'immagine sottostante descrive in maniera sintetica il perimetro di applicabilità delle Linee Guida EMSA.

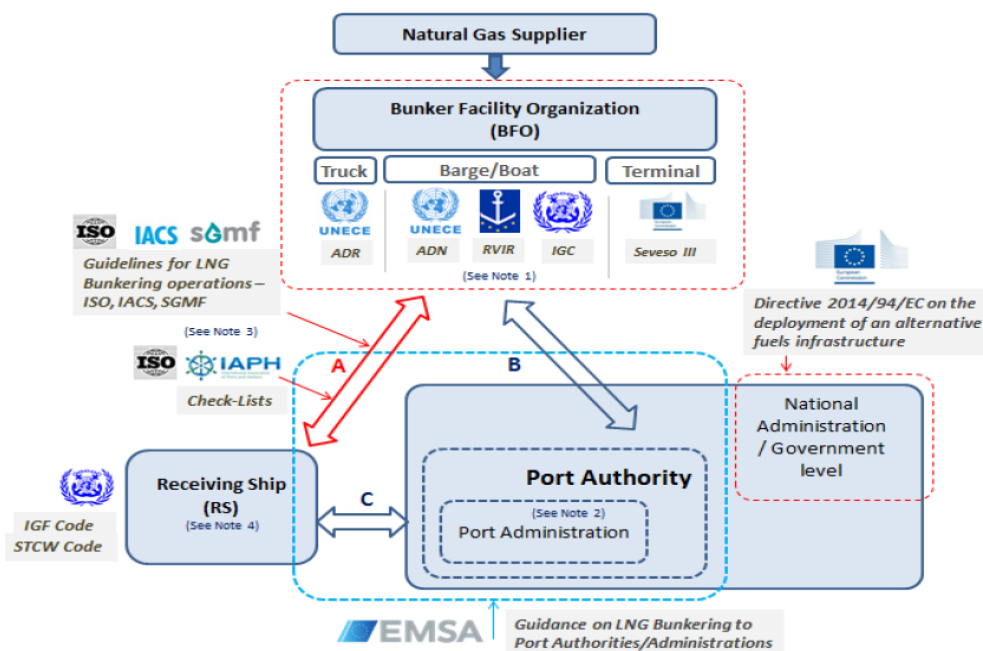


Figura 2 – Il perimetro di applicabilità delle Linee Guida EMSA

## IL QUADRO NORMATIVO

La Guida EMSA analizza il quadro normativo applicabile al bunkeraggio di GNL, identificando 4 principali livelli di carattere globale/internazionale, cui si affianca un quinto livello di carattere locale/regionale. I principali riferimenti normativi e di buona pratica per ogni livello sono sintetizzati nella seguente tabella.

In particolare, le Amministrazioni Portuali dovrebbero considerare le diverse linee guida per il bunkeraggio del GNL come documenti di riferimento in cui si riflettono le best practice frutto dell'esperienza e del coinvolgimento dei numerosi stakeholder del settore.

Le PAA dovrebbero tuttavia tenere in considerazione il fatto che tali documenti non hanno carattere di obbligatorietà, e dovrebbero, nel contesto del quadro giuridico di competenza, essere presi a riferimento ed incorporati nella regolamentazione di carattere locale/portuale in qualità di utili contributi ai fini dell'armonizzazione e della condivisione delle responsabilità in materia di sicurezza. Le disposizioni stabilite dai regolamenti portuali dovrebbero essere conformi alle indicazioni di carattere tecnico indicate dalle Linee guida, facendo riferimento, in primo luogo, agli standard internazionali e, in secondo luogo, alle guide del settore.

<b>Livello Superiore</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Codice IGF/ SOLAS/ STCW</li> <li>➤ MARPOL - MARPOL ALLEGATO VI</li> <li>➤ Direttiva Europea sullo zolfo</li> <li>➤ Direttiva sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi</li> </ul>	<p>Per la definizione dei principali driver necessari per l'adozione del GNL sono rilevanti gli strumenti di livello superiore legati in particolar modo ad aspetti ambientali vincolanti sia a livello globale sia a livello locale.</p>
<b>Standard</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Specifiche tecniche ISO e standard internazionali</li> <li>➤ Standard EN</li> <li>➤ Standardizzazione delle apparecchiature</li> </ul>	<p>Gli standard tecnici sono rilevanti per le operazioni di bunkeraggio di GNL, per le attrezzature, incluso lo stoccaggio GNL di piccole dimensioni. Essi sono vincolanti nel momento in cui risultano applicativi di normativa cogente.</p>
<b>Regole della bandiera</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ IACS UR / Rec</li> <li>➤ Regole della bandiera per la costruzione</li> <li>➤ Note di orientamento</li> <li>➤ Linee Guida</li> </ul>	<p>Le regole di bandiera sono strumenti rilevanti per le Società di classificazione in quanto consentono di garantire sicurezza, qualità e conformità nell'applicazione dei Regolamenti internazionali</p>
<b>Guide settoriali</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Linee guida SGMF</li> <li>➤ Orientamenti industriali/settoriale</li> <li>➤ Note di orientamento</li> <li>➤ "check-list" sul bunkeraggio GNL</li> </ul>	<p>I riferimenti di settore costituiscono una documentazione fondamentale nella definizione di <i>best practice</i> per il bunkeraggio di GNL, per l'individuazione delle attrezzature, per le operazioni inerenti la sicurezza. Non hanno carattere di obbligatorietà ma rappresentano una sorta di "<i>pacchetto di best-practice</i>" importante per gli Operatori.</p>
<b>Regolamenti locali portuali</b>		<p>I porti possono impostare le loro regole in autonomia, affrontando aspetti operativi specifici a seconda del contesto di riferimento.</p> <p>I regolamenti dei porti spesso riflettono la natura dei principi cardine sui cui si basa il processo di gestione di ogni rispettiva Autorità di Sistema Portuale. Si tratta di regolamenti locali e, come tali, limitati nella loro applicabilità a livello territoriale, salva la conformità alla normativa di rango superiore.</p>

Tabella 8 - Il quadro normativo applicabile al bunkeraggio di GNL

La tabella di seguito riportata fornisce una sintesi del **quadro informativo degli strumenti normativi applicabili, degli standard e delle linee guida** in materia di bunkeraggio di GNL. Tale schema può essere preso come riferimento dalle Amministrazioni portuali quando si trovino a dover decidere rapidamente sull'ambito di applicazione delle diverse casistiche e tipologie di configurazione di un'operazione di bunkeraggio di GNL.








	 Autocisterna GNL	 Chiatta-Nave di rifornimento	 Stoccaggio GNL di piccola taglia	 Interfaccia di bunkeraggio	 Lato Nave
Codice IGF					V
Codice IGC		V			
STCW Codice		V			V
Direttiva 2014/94	V	V	V	V	
Regolamento UE Porti 2017/352	V	V	V	V	
Seveso III	V	V	V	V	
ADR	V				
EN 1473:2014			V		
EN 1474-2				V	
EN 1474-3				V	
EN 12065	V	V	V	V	V
EN 12066	V	V	V	V	V
EN 12308	V	V	V	V	V
EN 13645			V		
EN 13766:2010				V	
EN14620:2006			V		
ISO/DTS 16901				V	
EN ISO 16903	V	V	V	V	V
EN ISO 16904				V	
ISO/TS 18683				V	
EN ISO 20088-1	V	V	V	V	V
EN ISO 20519				V	
ISO/TS 17177				V	
ISO 17776:2016			V	V	
ISO 18132-1:2011	V	V	V		V
ISO 23251:2006	V	V	V	V	V
IEC 60079-10-1:2015	V	V	V	V	V
IACS Rec.142				V	
Linee Guida SGMF				V	
IAPH Check-lists				V	
DNVGL-RP-G105				V	

Tabella 9 - Quadro informativo degli strumenti normativi applicabili, degli standard e delle linee guida in materia di bunkeraggio di GNL

---

## ALCUNE DELLE RACCOMANDAZIONI E BUONE PRATICHE SUGGERITE DALLA GUIDA EMSA

- Le Autorità e Amministrazioni Portuali dovrebbero creare le condizioni per facilitare da un punto di vista amministrativo lo sviluppo di progetti di bunkeraggio di GNL in ambito portuale. Dovrebbero consentire agli Operatori di essere a conoscenza dei requisiti minimi e degli standard qualitativi da rispettare per lo svolgimento di tali operazioni.
- Un elemento che deve essere considerato da parte degli operatori che forniscono servizi di bunkeraggio GNL e delle PAA è quello di ridurre il più possibile interferenze con “terze parti” che rappresentano statisticamente una delle maggiori cause di incidentalità.
- In caso si verifichi un incidente è necessario implementare un Sistema informativo integrato che comprenda informazioni sulla posizione geografica degli impianti e delle operazioni di bunkeraggio GNL, sulle necessarie norme comportamentali e sulle misure di sicurezza che vanno condivise col pubblico e gli operatori.
- Le PAA hanno il compito generale di garantire una buona governance dei processi legati allo svolgimento in sicurezza delle operazioni di GNL e devono tenere conto delle esigenze e delle raccomandazioni degli stakeholders.
- In aggiunta alle specifiche e dettagliate analisi relative alla possibile localizzazione di impianti e operazioni di bunkeraggio di GNL, al fine di minimizzare il rischio derivante da una possibile collisione durante la fase di bunkeraggio, queste dovrebbero idealmente essere ubicati non in prossimità di specchi acquei ad alta intensità di traffico navale o in situazioni nautiche complicate, ad esempio in prossimità di bacini dedicati alla manovra delle navi in transito.
- I requisiti e le valutazioni in merito allo svolgimento delle operazioni di bunkeraggio di GNL dovrebbero basarsi su analisi del rischio effettuate in anticipo e condivisa nell’ambito della fase iniziale di coinvolgimento delle parti interessate (stakeholder).

La tabella seguente sintetizza le principali (9) caratteristiche che devono essere rispettate per garantire una buona governance nella gestione delle operazioni di bunkeraggio di GNL in ambito portuale.

**Principio**
**Buona governance per lo sviluppo del bunkeraggio di GNL nei porti**

1	<b>Adeguatezza normativa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il quadro normativo internazionale è costituito da:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- codice IGF</li> <li>- codice IGC</li> <li>- regolamenti e direttive UE</li> </ul> </li> <li>• particolare attenzione deve essere prestata alle direttive UE come recepite dall'ordinamento di ciascuno Stato Membro;</li> <li>• è necessario sviluppare adeguati regolamenti portuali/statuti, comprensivi del bunkeraggio di GNL;</li> <li>• è necessario garantire un livello adeguato di informazione a tutte le parti interessate relativamente al quadro normativo applicabile al bunkeraggio GNL;</li> <li>• è necessario assicurare che tutte le autorità competenti per il bunkeraggio di GNL siano coinvolte.</li> </ul>
2	<b>Chiarezza</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il quadro per l'applicazione della legge dovrebbe essere chiaro e comprensibile a tutti gli <i>stakeholder</i> di settore, in particolare agli operatori;</li> <li>• l'ambito e l'applicabilità dei regolamenti dovrebbe essere chiaro, in particolare per le previsioni relative alle diverse modalità connesse al bunkeraggio del GNL.</li> </ul>
3	<b>Trasparenza</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• E' fondamentale che l'accesso all'insieme delle regole e la descrizione dei requisiti necessari per le operazioni di bunkeraggio sia facile e l'applicazione non presenti difficoltà interpretative;</li> <li>• l'accesso alle informazioni via Web dovrebbe essere privilegiato rispetto ad altri mezzi di comunicazione.</li> </ul>
4	<b>Reattività</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La capacità di rispondere ai bisogni degli operatori, in un lasso di tempo adeguato, è fondamentale per aumentare e/o consolidare la fiducia nei processi e nelle competenze del porto;</li> <li>• il bunkeraggio di GNL (come per altre operazioni di bunkeraggio di combustibili petroliferi) è un'attività strettamente dipendente dal rispetto di adeguate tempistiche: il GNL deve essere consegnato alle navi nel rispetto dei tempi concordati;</li> <li>• il Permesso/Autorizzazione costituisce un altro aspetto per cui il rispetto delle tempistiche diventa di cruciale importanza.</li> </ul>
5	<b>Orientamento al consenso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Raggiungere il consenso e l'intesa comune nel bunkeraggio di GNL è essenziale per il successo dei progetti, la loro implementazione e la corretta esecuzione delle operazioni;</li> <li>• il riscontro del consenso dovrebbe essere adeguato alla complessità della soluzione di bunkeraggio di GNL e all'impatto di tale progetto su altri operatori all'interno dell'area del Terminale o del Porto;</li> <li>• anche il consenso pubblico è fondamentale e non dovrebbe essere limitato alle consultazioni pubbliche richieste dalla normativa applicabile;</li> <li>• sarebbe opportuno prevedere una piattaforma permanente per il dialogo con tutte le parti interessate.</li> </ul>
6	<b>Equità ed inclusione</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dovrebbero essere garantite pari opportunità per gli operatori che desiderano avviare progetti di bunkeraggio di GNL, nel particolare contesto del porto, con la debita considerazione delle limitazioni operative e spaziali;</li> <li>• nell'accesso alle informazioni dovrebbero essere esercitate, in via prioritaria, equità ed inclusione;</li> </ul>

Principio		Buona governance per lo sviluppo del bunkeraggio di GNL nei porti
		<ul style="list-style-type: none"> <li>tutti gli operatori dovrebbero ricevere le stesse informazioni, avere le medesime opportunità per dimostrare i progetti di massima e i progetti di fattibilità di un determinato sviluppo di bunkeraggio di GNL.</li> </ul>
7	<b>Efficacia ed efficienza</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>I processi dovrebbero essere mappati. Dovrebbero essere definiti i criteri e gli indicatori chiave di prestazione al fine di effettuare una adeguata misurazione dell'efficacia e dell'efficienza;</li> <li>tutto il ciclo di vita di un progetto di bunkeraggio di GNL dovrebbe essere sottoposto a misure adeguate di efficacia ed efficienza (per quanto riguarda l'azione del PAA):               <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Concept del Progetto</li> <li>✓ Permesso</li> <li>✓ Implementazione</li> <li>✓ In –service</li> <li>✓ Sondaggio</li> <li>✓ Modifiche</li> <li>✓ Cessazione temporanea</li> <li>✓ Decommissionamento</li> </ul> </li> </ul>
8	<b>Responsabilità</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le PAA sono responsabili per gli operatori nella misura prevista dalla legislazione applicabile;</li> <li>ai fini della buona governance, all'interno di un sistema di gestione per la qualità, dovrebbero essere individuati canali adeguati per proporre eventuali reclami, ricorsi e suggerimenti;</li> <li>dovrebbe essere assicurata un'indagine indipendente sugli incidenti.</li> </ul>
9	<b>Partecipazione</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nell'interesse di un ambiente operativo portuale sano, a tutte le parti interessate dovrebbe essere data l'opportunità di partecipare, commentare ed interagire.</li> </ul>

Tabella 10 - Caratteristiche per una buona governance per il bunkeraggio di GNL in ambito portuale

## PROFILI DI RISCHIO E SICUREZZA

Le Linee Guida EMSA analizzano e passano in rassegna tutti gli aspetti rilevanti per assistere le autorità e le amministrazioni portuali nel contesto degli aspetti di rischio e sicurezza del GNL, non solo dal punto di vista della valutazione del rischio, ma anche dalla comprensione degli aspetti di sicurezza del GNL. In particolare, la Guida analizza i seguenti elementi:

- Principi di rischio e sicurezza del GNL,
- Valutazione del rischio nella pianificazione dell'uso del suolo,
- Valutazione del rischio nelle operazioni di bunkeraggio di GNL,
- Criteri di rischio - quadro e soglie,
- Valutazioni di fattibilità per il bunkeraggio di GNL in porto basata sui fattori di rischio,
- Buone pratiche per la valutazione del rischio per i porti.

Nella presente sezione vengono riassunte le principali indicazioni fornite da EMSA in materia di sicurezza delle operazioni di rifornimento di GNL in ambito portuale, con particolare riferimento alle raccomandazioni ed alle buone pratiche suggerite alle amministrazioni

competenti nell'ottica dell'armonizzazione e dell'uniformità di applicazione delle diverse possibili analisi di rischio e delle relative misure di sicurezza.

A livello europeo sono stati adottati dai Paesi Membri diversi approcci e criteri normativi di valutazione e accettazione del rischio in riferimento alle infrastrutture di GNL di piccola taglia (vale a dire soprattutto gli impianti che rientrano nella direttiva Seveso). Diverse tecniche, metodologie, linee guida e strumenti sono stati identificati e utilizzati per lo sviluppo di analisi generali sulla valutazione dei rischi legati all'utilizzo di sostanze pericolose, ivi compreso l'utilizzo del GNL. Questi strumenti sono comunemente usati all'interno del processo di pianificazione di utilizzo del suolo pubblico (*Land-Use Planning - LUP*) per determinare le distanze di sicurezza tra i principali impianti industriali (o le attività) e le aree e attività circostanti (ad esempio in riferimento a elementi maggiormente vulnerabili, come aree residenziali ecc.).

Gli approcci metodologici esistenti per la LUP nei paesi europei sono stati riassunti e descritti in letteratura. In generale, le metodologie possono essere suddivise nelle seguenti quattro categorie:

- I. *Approccio basato sulla valutazione delle conseguenze degli incidenti* (concreti e credibili), senza quantificare esplicitamente la relativa probabilità incidentale. Le conseguenze degli incidenti sono per lo più valutate calcolando la distanza in cui si raggiungono gli impatti fisici e/o sulla salute umana, per un dato periodo di esposizione e per un valore soglia (ad esempio individuato in un effetto irreversibile sulla salute, danno o decesso). La zona di sicurezza esterna viene quindi definita in ragione delle restrizioni previste dal processo di pianificazione di utilizzo del suolo pubblico (LUP). La Guida EMSA indica come tale metodo sia generalmente utilizzato in Lussemburgo e in Austria.
- II. *Approccio deterministico con giudizio implicito del rischio*. Rappresenta una forma semplificata dell'approccio basato sulla valutazione delle conseguenze, caratterizzato dall'adozione di distanze di separazione "generiche" e standard. Queste distanze sono generalmente derivate da scenari selezionati e sviluppati su una base conservativa. Nella loro forma più semplice, derivano dal giudizio di esperti, dalla valutazione dei dati storici o dall'esperienza derivante da operazioni di impianti simili. Tale approccio è per esempio utilizzato in Germania.
- III. *Approcci basati sulla valutazione del rischio* (o "probabilistici"). Tale approccio definisce il rischio come una combinazione delle conseguenze derivanti da una serie di possibili incidenti e dalla relativa probabilità incidentale. I risultati sono rappresentati come rischio individuale e/o rischio sociale. I criteri di LUP si basano su specifici criteri di accettabilità rispetto al livello di rischio calcolato. In generale, l'approccio è simile alla metodologia "QRA" descritta nel prossimo paragrafo. Questo approccio è seguito ad esempio da Regno Unito, Belgio (Fiandre) e Paesi Bassi.
- IV. *Approcci ibridi*. Gli approcci ibridi (o semi-quantitativi) combinano l'approccio basato sulla valutazione del rischio con quello basato sulla valutazione delle conseguenze. Tale approccio è stato sviluppato e ampiamente utilizzato in Francia ed in Italia. Secondo tale metodologia, uno degli elementi (di solito la frequenza) viene valutato in modo più qualitativo, ossia utilizzando classi di valori piuttosto che valori continui (l'utilizzo di una matrice di rischio ne è un tipico esempio). Ad esempio, un approccio

ibrido può combinare l'approccio basato sulla valutazione delle conseguenze per la determinazione delle zone che corrispondono alle soglie di danno ed un approccio basato sulla valutazione del rischio per la determinazione degli scenari degli incidenti considerati, ovvero può tenere conto delle frequenze come fattore di mitigazione per le zone danneggiate, identificate utilizzando un approccio basato sulla valutazione delle conseguenze degli incidenti.

Per quanto riguarda specificamente **la valutazione del rischio per le operazioni legate all'utilizzo del GNL**, la Linea Guida EMSA prende a riferimento le linee guida internazionali recentemente pubblicate dagli organismi internazionali, ed in particolare:

- ISO/TS 18683: 2015. Linee guida e specifica tecnica per sistemi e impianti per la fornitura di GNL come combustibile alle navi.
- ISO / DIS 20519: 2016. Specifiche per il bunkeraggio di navi alimentate a gas.
- Raccomandazioni IACS n. 142, Linee guida per il bunkeraggio GNL, 2016.
- Society for Gas as a Marine Fuel (SGMF) (2017) - Gas come combustibile marino, linee guida sulla sicurezza e sul bunkeraggio
- DNVGL-RP-G105 Edizione Ottobre 2015 – Pratica raccomandata per lo sviluppo e la gestione di impianti di bunkeraggio di gas naturale liquefatto.

**Tutte le sopracitate linee guida devono essere prese in considerazione complementariamente alle Linee Guida EMSA nei processi di valutazione ed autorizzazione relativi alle operazioni di bunkering GNL nei contesti nazionali e territoriali di riferimento.**

Nella presente sezione vengono riportati i principali riferimenti ed elementi strettamente pertinenti alla valutazione del rischio relativo a operazioni di bunkeraggio di GNL, evidenziando le disposizioni delle ISO/TS 18683 e ISO 20519.

*In particolare, quando è necessario elaborare una valutazione del rischio relativa alle operazioni di bunkeraggio GNL, tale valutazione dovrebbe essere intrapresa **in conformità con la ISO/TS 18683**. Questa norma tecnica è specifica per fornitura di GNL come combustibile alle navi e si riferisce a standard riconosciuti che forniscono una guida dettagliata sull'uso e sull'applicazione delle relative valutazioni del rischio.*

La norma ISO/TS 18683 indica già un punto importante che anticipa una delle raccomandazioni di buone pratiche più importanti in termini di valutazione del rischio: l'analisi del rischio deve essere effettuata con un "team" che assicuri una **valutazione obiettiva e indipendente**.

La norma ISO /TS 18683 indica inoltre che, come minimo, una valutazione qualitativa del rischio debba essere eseguita per impianti di bunkeraggio conformi agli scenari individuati (camion-nave, terminal-nave, nave-nave, ovvero TTS, PTS, STS). Per gli impianti di

bunkeraggio che si discostano dagli scenari standard individuati o che non soddisfano tutti i requisiti, la valutazione qualitativa del rischio deve essere completata da una valutazione dettagliata degli scostamenti concordati con il regolatore. Normalmente, ciò include una valutazione quantitativa completa del rischio per dimostrare che i criteri generali di accettabilità sono soddisfatti e che le salvaguardie implementate compensano il mancato rispetto dei requisiti.

Di seguito viene riportato lo schema che rappresenta il processo standard di valutazione del rischio così come raccomandato dalla Linea Guida EMSA, ripreso dalle indicazioni contenute nella ISO/TS 18683.

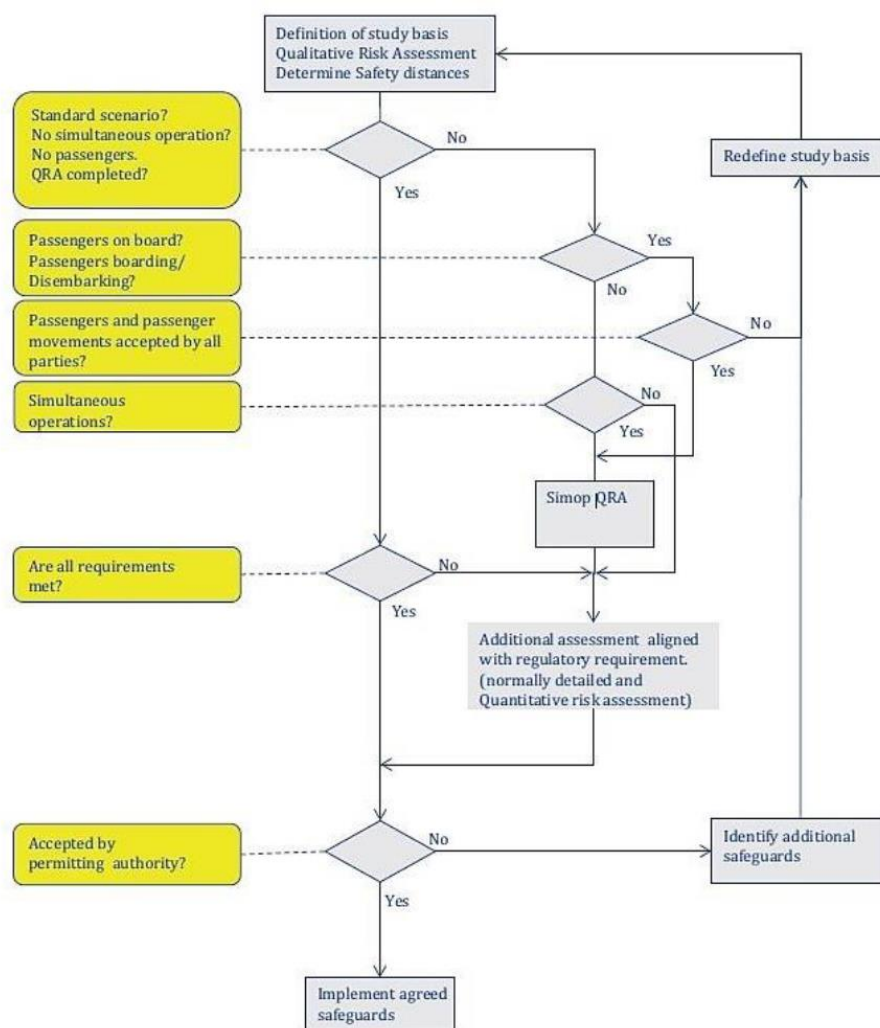


Figura 3 – Il processo di valutazione del rischio

Per quanto riguarda la **valutazione del rischio di tipo qualitativo** (HAZID), le Linee Guida EMSA riprendono la matrice identificata dalla ISO/TS 18683 che ha lo scopo di identificare i pericoli e valutarne i rischi, identificando le misure di riduzione del rischio per tutti i casi che rappresentano rischi medi o elevati. Tale approccio determina inoltre gli scenari di rilascio credibili massimi come base per la determinazione delle zone di sicurezza (che potranno

essere poi successivamente aggiustate e modificate sulla base delle eventuali analisi quantitative QRA).

*La **MATRICE DEL RISCHIO** è uno strumento efficace per la valutazione e lo screening del rischio qualitativo. Può essere utilizzato per identificare i pericoli che saranno ulteriormente esaminati nella successiva analisi quantitativa. In particolare, la matrice del rischio consente di riportare nella matrice i risultati dell'analisi dettagliata in termini di frequenza e conseguenze. Ciò consente di tracciare e ottimizzare l'efficienza delle misure di riduzione del rischio, qualificare le ipotesi iniziali e confermare la valutazione dello scenario iniziale.*

**La ISO / TS 18683 definisce una matrice di rischio, con categorie di classificazione del rischio che possono essere utilizzate nelle more dell'applicabilità di uno specifico quadro nazionale.**

In riferimento alle **valutazioni di rischio di tipo quantitativo** (QRA), Le Linee Guida EMSA raccomandano i casi in cui queste debbano essere prodotte:

- I. Il bunkeraggio non è di tipo standard (PTS, TTS o STS), in configurazione standard semplice, come definito nella ISO/TS 18683;
- II. La progettazione, le disposizioni e le operazioni differiscono dalle indicazioni fornite dalla ISO/TS 18683 o dalle raccomandazioni IACS (Rec.142);
- III. Operazioni simultanee (**SIMOPS**) sono pianificate per essere eseguite in contemporanea al bunkeraggio di GNL;
- IV. Vengono introdotti elementi di automazione per ridurre significativamente l'intervento umano nelle operazioni;
- V. È necessaria una riduzione della zona di sicurezza, per la specifica localizzazione delle operazioni di bunkeraggio di GNL;
- VI. È necessario un calcolo numerico del rischio per la verifica dei criteri di rischio.

Nell'ambito dell'utilizzo delle **analisi quantitative**, i criteri di soglia limite (*threshold*) sono utilizzati per valutare i rischi di accettabilità e sono necessari per stabilire le distanze di sicurezza esterne nel processo di pianificazione dell'uso del territorio. I criteri di soglia possono essere utilizzati come valori vincolanti non legali (vale a dire valori obiettivo) o rigidi (obbligatori). Il tipo di criteri applicati dipenderà dal tipo di approccio metodologico prescritto nei diversi contesti locali di riferimento.

Ai fini della pianificazione territoriale, il rischio individuale specifico (*Local Specific Individual Risk* - LSIR) viene spesso utilizzato per determinare le distanze di sicurezza esterne dagli oggetti vulnerabili e, in alcuni casi, per determinare se il rischio per la società soddisfa i criteri normativi (linee guida locali e nazionali ove applicabili). Il rischio sociale in tal caso è definito come la frequenza (cumulativa) annuale di mortalità relativa ad un determinato gruppo di persone in concomitanza o in seguito agli incidenti previsti.

Le Linee Guida EMSA, riprendendo la raccomandazione IACS, sottolineano che laddove un numero significativo di persone sia esposto alle operazioni di bunkeraggio, è necessario



valutare sia il rischio individuale, sia il rischio sociale: "... il rischio per qualsiasi individuo può essere "basso", tuttavia il rischio di danneggiare molte persone in un singolo incidente potrebbe essere sufficiente a perseguire la riduzione del rischio. Le parti interessate dovrebbero definire le fattispecie che configurano un numero significativo di persone; a seconda dei casi, potrebbe essere l'esposizione di dieci o più persone".

Le tabelle seguenti riportano le categorie di classificazione del rischio e le soglie individuali di rischio suggerite dalla ISO/TS 18683 e riportate dalle Linee Guida EMSA.

È importante notare che i criteri sono tipicamente espressi su base annua. Per pericoli che sono presenti per un periodo relativamente breve i criteri per anno potrebbero non essere appropriati. Questo perché il rischio non è distribuito uniformemente durante l'anno, ma presenta picchi intermittenti e per lunghi periodi di tempo non si presenta. Pertanto, le misure di mitigazione del rischio potrebbero non offrire una adeguata protezione.

*Come raccomandazione le Linee Guida EMSA sottolineano come i criteri espressi su base annua potrebbero non essere appropriati per quelle fattispecie che, come nel caso del bunkeraggio di GNL, sono poco frequenti e si verificano durante brevi periodi durante l'anno. Stabilire criteri probabilistici "per operazione" fornirebbe probabilmente un risultato più rappresentativo.*

Consequence (Severity)	Multiple fatalities C									HIGH
	Single fatality or multiple major injuries B									MEDIUM
	Major injury A									LOW
		1 Remote 10 <sup>-6</sup> /y	2 Ext. Unlikely 10 <sup>-5</sup> /y	3 V. Unlikely 10 <sup>-4</sup> /y	4 Unlikely 10 <sup>-3</sup> /y	5 Likely	Likelihood (Chance per year)			

	Acceptance criteria	Comment
Individual risk first party personnel	IR < 10 <sup>-5</sup>	Applies to crew and bunkering personnel directly involved in the activity.
Individual risk second party personnel	IR < 5·10 <sup>-6</sup>	Port personnel and terminal personnel.
Individual risk third-party personnel with intermittent risk exposure	Risk contour for IR < 5·10 <sup>-6</sup>	Third-party personnel should not have access for prolonged period.
Individual risk third-party personnel with prolonged risk exposure	Risk contour for IR < 10 <sup>-6</sup>	General public without involvement in the activity. No residential areas, schools, hospitals, etc. inside this risk contour.

Figura 4 – La matrice di rischio proposta dalla ISO/TS 18683

La tabella sottostante riassume le raccomandazioni che EMSA ha fornito alle PAA in merito all'opportunità di effettuare analisi e valutazioni aggiuntive di tipo quantitativo (QRA) rispetto alle normali e minime valutazioni di tipo qualitativo, rispetto alle diverse casistiche che è possibile configurare nei diversi scenari di bunkering ipotizzabili in ambito portuale. La tabella rappresenta uno strumento particolarmente utile per le Autorità Portuali ed le Amministrazioni coinvolte per effettuare un'analisi preliminare sulle valutazioni di rischio che si rendono necessarie caso per caso.

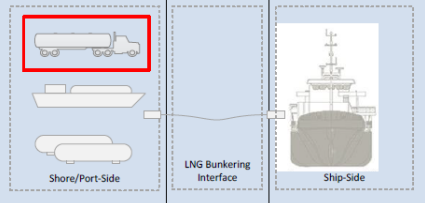
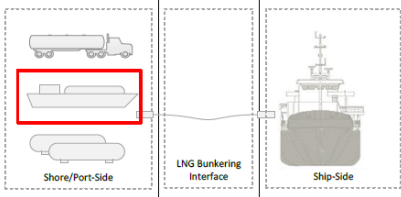
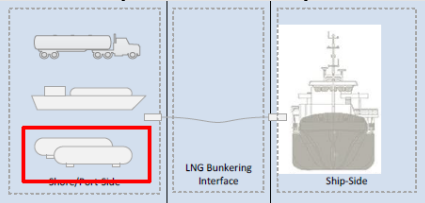
Tipologia di operazione	Volumi e portata tipici di bunkeraggio	Scenari che richiedono analisi aggiuntive (QRA) rispetto alla valutazione del rischio minima qualitativa
<p><b>TRUCK-TO-SHIP (CAMION-NAVE)</b></p> 	<p> <math>V \approx 50-100m^3</math>  <math>Q \approx 40-60m^3/h</math> </p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Combinazione simultanea di più autocisterne GNL in modalità bunkeraggio tramite collettore comune</li> <li>➤ Valore di portata più elevato della media</li> <li>➤ Uso di tecnologie automatizzate o semi-automatizzate per la gestione dei tubi flessibili</li> <li>➤ Casi in cui il camion è incustodito (ad es. durante l'intera permanenza della nave all'ormeggio)</li> <li>➤ Casi in cui vengono imposti dalle PAA limiti quantitativi relativi alle soglie di rischio</li> <li>➤ Casi in cui le procedure di spurgo e di inertizzazione sono soggette a considerazioni speciali, come richieste di esenzione dalle procedure di inertizzazione</li> </ul>
<p><b>SHIP-TO-SHIP (NAVE-NAVE)</b></p> 	<p> <math>V \approx 100-6.500m^3</math>  <math>Q \approx 500-1.000m^3/h</math> </p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Casi in cui la valutazione del rischio nautico identifica particolari situazioni critiche (es. manovrabilità, intensità del traffico nautico, etc.)</li> <li>➤ Valore di portata più elevato della media</li> <li>➤ Chiatte per il rifornimento di GNL non propulse (es. usando rimorchiatori per manovre e propulsione)</li> <li>➤ Casi in cui vengono imposti dalle PAA limiti quantitativi relativi alle soglie di rischio</li> <li>➤ Casi in cui le procedure di spurgo e di inertizzazione sono soggette a considerazioni speciali, come richieste di esenzione dalle procedure di inertizzazione</li> <li>➤ Casi in cui la gestione del BOG e del ritorno dei vapori non sono presi in considerazione</li> </ul>
<p><b>TERMINAL (PORT) -TO-SHIP (PORTO-NAVE)</b></p> 	<p> <math>V \approx 500-20.000m^3</math>  <math>Q \approx 1.000-2.000m^3/h</math> </p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Tutte le situazioni PTS, al fine di valutare correttamente il posizionamento degli stoccaggi e l'instradamento delle tubazioni all'interno dell'area portuale.</li> <li>➤ Valore di portata più elevato della media</li> <li>➤ Casi in cui vengono imposti dalle PAA limiti quantitativi relativi alle soglie di rischio</li> <li>➤ Casi in cui le procedure di spurgo e di inertizzazione sono soggette a considerazioni speciali, come richieste di esenzione dalle procedure di inertizzazione</li> <li>➤ Casi in cui la gestione del BOG e del ritorno dei vapori non sono presi in considerazione</li> </ul>

Tabella 11 - Raccomandazioni EMSA per analisi e valutazioni aggiuntive di tipo quantitativo (QRA)

## LE ZONE DI CONTROLLO

La necessità di stabilire zone di controllo è stata uno delle più importanti misure sviluppate per mitigare i rischi derivanti da potenziali rilasci di GNL o da possibili danni esterni indotti verso operazioni o installazioni di GNL di piccola taglia.

Il Capitolo 9 delle Linee Guida EMSA affronta e definisce diverse tipologie di zone di controllo, mirando all'armonizzazione tra gli standard internazionali esistenti e le linee guida del settore attualmente pubblicate. Sia la norma ISO/TS 18683 che la ISO 20519 includono una specifica sezione sulle zone di sicurezza, collegata alle pertinenti disposizioni sulla valutazione dei rischi.

*È importante tenere in considerazione che, per quanto riguarda la definizione, il calcolo, l'implementazione e l'applicazione della zona di sicurezza, la Guida EMSA non prescrive determinati valori di distanza per gli specifici scenari di bunkeraggio. Il percorso seguito dalla Guida è quello di consigliare una buona prassi in merito alla valutazione e all'approvazione delle distanze di sicurezza.*

***L'esigenza fondamentale di armonizzazione e orientamento perseguita dalla Guida, non è relativa ai valori delle distanze della zona di sicurezza, bensì ad una procedura armonizzata per la sua valutazione e approvazione.***

Facendo propria la definizione del SGMF, la Guida EMSA definisce la “**zona di sicurezza**” in generale come uno spazio tridimensionale in cui il GNL può essere presente come risultato di una perdita o di un incidente occorso durante le operazioni di bunkeraggio. Viene dunque riconosciuto un potenziale rischio di danneggiamento per la vita o per le apparecchiature/infrastruttura in seguito ad una perdita di GNL e alla sua successiva potenziale accensione. La zona è di natura temporanea, essendo presente solo durante le operazioni di bunkeraggio. Questa zona può estendersi oltre la nave o veicolo alimentato a GNL, le cisterne, le tubazioni di interconnessione, i contenitori ISO, ecc. ed è più estesa della “zona di pericolo”.

Si possono identificare 5 principali tipologie di zone di sicurezza (le prime 3 comuni alle norme ISO/TS 18683 e ISO 20519, le ultime due aggiunte dal SGMF):

1. **Zona di pericolo:** spazio tridimensionale in cui in qualsiasi momento può esistere un'atmosfera infiammabile;
2. **Zona di sicurezza:** area tridimensionale attorno al sistema di trasferimento del GNL determinata dal risultato di una perdita o di uno scarico di emergenza di GNL o di un ritorno di vapore. Esiste solo durante il bunkeraggio;
3. **Zona di monitoraggio e messa in sicurezza:** area intorno alle attrezzature atte al trasferimento del GNL che deve essere monitorata come misura precauzionale per evitare interferenze con l'operazione di trasferimento di GNL;

4. **Zona marittima:** zona di dimensioni sufficienti per impedire che le navi di passaggio impattino sull'operazione di trasferimento del GNL;
5. **Zona esterna:** zona connessa a definiti livelli di rischio previsti in alcuni casi da specifici regimi normativi, es. luoghi aperti al pubblico.

Le zone di controllo fungono da livelli di difesa e dovrebbero essere considerate non come un mero esercizio numerico/geometrico, bensì come un esercizio di protezione critica, alla ricerca di potenziali scenari di rischio e problematiche legate alla sicurezza, in grado di essere pianificato e attuato con un insieme ragionevole di risorse.

Un esercizio iterativo dovrebbe aiutare la determinazione delle relative zone di controllo:

- 1) Definisci la zona di controllo → 2) Controlla il livello di protezione → 3) Implementa → 4) Valuta e, se, necessario → 5) Ridefinisci.**

Le raccomandazioni più significative sottolineate dalle Linee Guida in merito alle definizioni delle zone di sicurezza sono le seguenti:

- Non esiste una gerarchia tra le diverse zone di sicurezza/controllo. Le zone di pericolo non sono più importanti delle aree di monitoraggio e sicurezza e viceversa. Solo attraverso un approccio integrato, in un unico piano di attuazione, tutte le zone di controllo pertinenti contribuiranno a fornire una protezione completa e significativa.
- La zona di sicurezza deve essere più grande della zona di pericolo in tutte e tre le dimensioni.
- L'area di monitoraggio e sicurezza deve essere più grande della zona di sicurezza.
- Le zone pericolose sono presenti in ogni momento e non dipendono dall'effettuazione delle operazioni di rifornimento. Dipendono dalle apparecchiature, dall'architettura del sistema e dalle caratteristiche della progettazione.
- Le zone di sicurezza e le aree di monitoraggio sono presenti solo durante le operazioni di bunkeraggio.
- Non esistono zone di controllo adatte a tutte le situazioni/condizioni. La determinazione delle zone di controllo può essere specifica del porto, della nave, dell'attracco, con diversi fattori condizionanti, di natura tecnica o operativa.
- Non esiste un'unica corretta distanza di sicurezza, indipendentemente dalla metodologia seguita per calcolarla. L'unica misura della qualità della distanza di sicurezza è l'efficace protezione fornita dalla sua adeguata attuazione e applicazione.
- Le zone di controllo sono efficaci solo se applicate e controllate effettivamente. La protezione derivante da una zona di sicurezza è efficace solo se la zona di controllo viene applicata adeguatamente.

*Per quanto riguarda le Zone di pericolo, in assenza di una metodologia di calcolo obbligatoria in merito al bunkeraggio di GNL, la Linea Guida EMSA suggerisce come buona pratica l'adozione del codice IGF/IGC in riferimento alle specifiche disposizioni di seguito elencate.*

In particolare, per il codice IGF, le dimensioni minime delle zone di pericolo includono:

- Aree sul ponte aperto o spazi semichiusi sul ponte della nave, entro 3 m da qualsiasi uscita/connessione del serbatoio, delle valvole, del collettore, delle flange ecc.;
- Aree sul ponte aperto che circondano le valvole del collettore di alimentazione per 3 m oltre queste, fino a un'altezza di 2,4 m sopra il ponte;
- Stazioni di bunkeraggio semichiusi;
- Aree entro 1,5 m circostanti le zone sopra elencate;
- L'estensione della zona di pericolo, seguendo l'approccio di cui sopra, non sarà superiore a circa 4,5 m, essendo sempre inferiore alla Zona di sicurezza.

Il vantaggio di seguire i riferimenti utilizzati per il codice IGF/IGC risiede nel fatto che grazie a questa armonizzazione e semplificazione, può essere stabilito un terreno comune che deve essere seguito e rispettato da tutti i soggetti coinvolti nell'operazione di bunkeraggio di GNL.

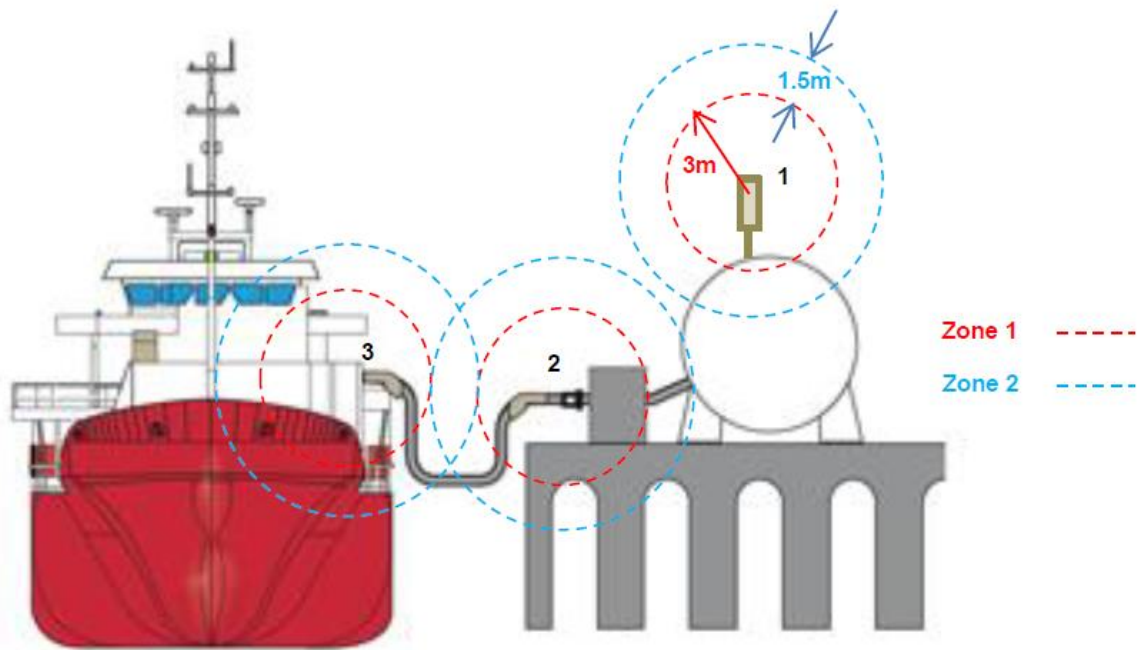


Figura 5 – Le dimensioni minime delle zone di pericolo indicate dal Codice IGF

Gli obiettivi principali che portano all'implementazione delle Zone di sicurezza sono i seguenti:

- Controllare le fonti di ignizione al fine di ridurre la probabilità di innescare una nube di gas infiammabile che si è dispersa in seguito a un rilascio accidentale di GNL durante il bunkeraggio;

- Limitare l'esposizione al personale non strettamente necessario in caso di potenziali pericoli (ad esempio incendi) che possono verificarsi per incidenti occorsi durante il bunkeraggio;
- Valutare l'infrastruttura locale in merito al rischio di eventuali potenziali punti di intrappolamento del gas, che possono produrre atmosfere esplosive.

L'istituzione di una zona di sicurezza consentirà, in particolare, l'applicazione strutturata delle restrizioni di sicurezza e operative che sono intese, collettivamente, a contribuire al raggiungimento degli obiettivi sopra evidenziati. Tali restrizioni saranno inevitabilmente specifiche in riferimento all'ambito portuale di riferimento, riflettendo le specifiche condizioni locali.

Collettivamente, le restrizioni poste all'interno della Zona di sicurezza contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi propri della zona stessa. Le misure di restrizione da applicare all'interno delle Zone di sicurezza dovrebbero essere adeguate e proporzionate al livello di protezione necessario per le persone, le infrastrutture e altre operazioni presenti all'interno dell'area portuale.

Le seguenti **restrizioni** si applicano in genere all'interno delle Zone di sicurezza:

- Non è permesso fumare.
- Luci, telefoni cellulari, macchine fotografiche e altri dispositivi elettronici portatili non certificati sono severamente vietati.
- gru e altri apparecchi di sollevamento e movimentazione non essenziali per il bunkeraggio non devono essere utilizzati.
- Nessun veicolo (eccetto l'autocisterna GNL) deve essere presente nella zona di sicurezza.
- Nessuna nave o imbarcazione dovrebbe di norma entrare nella zona di sicurezza, tranne se debitamente autorizzata
- Ulteriori possibili fonti di ignizione dovrebbero essere eliminate.
- L'accesso alla zona di sicurezza è limitato al personale autorizzato, a condizione che siano dotati di rilevatore di gas portatile e dispositivi di protezione individuale (DPI) con proprietà antistatiche.
- Le prese di ventilazione in tutta la zona di sicurezza devono essere limitate, con la politica di tag-out applicata ogni volta che il bunkeraggio di GNL è in corso.

Tutte le restrizioni devono essere chiaramente indicate nei regolamenti portuali o in avvisi informativi inviati con largo anticipo agli operatori. L'eventuale eliminazione di una qualsiasi delle restrizioni sopra esposte dovrebbe sempre essere basata su una specifica ed approfondita valutazione del rischio.

## 4. I QUADRI STRATEGICI NELL'AREA DI COOPERAZIONE

### 4.1 Il Quadro Strategico Nazionale in Italia

La Direttiva 2014/94/UE è stata recepita in Italia con il **D. Lgs 16 dicembre 2016, n. 257** “Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi”.

Il Decreto, in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 6 della Direttiva, riporta in Allegato III il **Quadro Strategico Nazionale (QSN)** per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura.

Esso è articolato nelle seguenti sezioni:

- a. “fornitura di elettricità per il trasporto”;
- b. “fornitura di idrogeno per il trasporto stradale”;
- c. “fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi”;
- d. “fornitura di gas di petrolio liquefatto - GPL per il trasporto”.

In particolare la Prima sottosezione della sezione c riporta “fornitura di gas naturale liquefatto (GNL) per la navigazione marittima e interna, per il trasporto stradale e per altri usi”. Essa, dopo aver richiamato le politiche europee nel settore dei trasporti ed alcune caratteristiche tecnologiche del GNL, delinea alcuni aspetti del mercato internazionale e fornisce un quadro delle principali esperienze di Small Scale LNG (SSLNG). L'analisi di tali esperienze consente di evidenziarne i principali fattori di successo:

- disponibilità delle norme tecniche applicabili alla costruzione delle navi a gas;
- disponibilità di chiare procedure autorizzative per la costruzione e il funzionamento delle installazioni infrastrutturali terrestri per il rifornimento (sia esso da terminale a nave, da autocisterna a nave, da nave a nave);
- disponibilità sul territorio di infrastrutture di stoccaggio di GNL;
- scelta della tecnologia per applicazioni navali, terrestri e di trasferimento del combustibile da terra a nave e da nave a nave e da nave a terra che assicuri la sicurezza in tutte le fasi del processo, dallo stoccaggio, al rifornimento, dallo stoccaggio a bordo all'utilizzo finale;
- sostenibilità finanziaria dei progetti e sostenibilità economico-sociale e ambientale del sistema GNL;
- accettazione sociale del GNL e delle relative infrastrutture.

Vengono pertanto riconosciute come di fondamentale importanza la **semplificazione dei processi autorizzativi, l'esistenza di meccanismi di incentivazione ed agevolazione fiscale e la disponibilità di norme di regolazione e di sicurezza.**

Il Quadro Strategico Nazionale fornisce inoltre il quadro di dimensionamento della rete di stazioni di rifornimento.



Viene ipotizzato al **2030** uno **sviluppo dell'infrastruttura** tale da coprire un volume globale di mercato di 3,2 Mton (4 Mtep), così caratterizzato:

- 5 depositi costieri di GNL da 30.000 – 50.000 m<sup>3</sup>;
- 3 navi di cabotaggio da 25.000 – 30.000 m<sup>3</sup>;
- 4 bettoline;
- circa 800 stazioni di servizio GNL, anche con L-CNG.

I principali fattori critici sono da identificarsi in:

- esistenza di una normativa su terminali costieri di piccola e media taglia;
- disponibilità di aree ben collocate, in seno ad insediamenti industriali;
- costi di realizzazione;
- propensione degli operatori industriali a investire in infrastrutture SSLNG;
- fiducia nella permanenza dell'attuale assetto fiscale dei carburanti gassosi;
- collocazione razionale dei distributori di GNL ed L-CNG;
- sinergie tra i diversi sistemi modali e operativi (es. interporti: opzione ferro +gomma; opzione distributori pubblici-privati);
- aumento dei modelli di veicoli offerti al mercato.

Relativamente alla **rete di rifornimento del GNL per uso autotrazione** il QSN richiama l'obbligo della Direttiva DAFI di assicurare un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TEN-T entro il 31/12/2025 e l'ipotesi di autonomia minima per veicoli pesanti a GNL pari a circa 400 km.

Secondo tali presupposti, considerando che in Italia la rete TEN-T conta circa 3.300 km, viene ipotizzando uno sviluppo della rete di distribuzione di primo livello non inferiore a 10 punti vendita, da raddoppiarsi per garantire un livello di servizio adeguato. Lo sviluppo della rete è tuttavia da subordinarsi alle scelte imprenditoriali, che dipendono da fattori sia tecnici che economici.

Per quel che riguarda la **rete di distribuzione del GNL nel settore marittimo e portuale** il QSN evidenzia come lo sviluppo dell'intera filiera legata al GNL in termini di approvvigionamento, stoccaggio, distribuzione primaria e secondaria presupponga un'analisi di alcuni fattori:

- la tipologia di traffico: i servizi di linea, soprattutto quelli point-to-point nei quali una nave scala a brevi intervalli il medesimo porto, sono avvantaggiati nell'utilizzo del GNL (la distanza tra due porti infatti influisce sulla preferenza del GNL perché incide sull'autonomia della nave), così come i servizi svolti in ambito portuale come rimorchio e bunkeraggio (anche se in misura minore in quanto meno continuativi);
- età della nave: al crescere dell'età della nave può essere preferibile la sua sostituzione rispetto ad operazioni di adeguamento alle nuove normative, che possono risultare poco convenienti;

- area di traffico: alcune aree, quali porti limitrofi ad aree densamente popolate e già densamente inquinate, possono presentare maggiore sensibilità sociale verso i livelli di emissione.

Il QSN ipotizza due possibili scenari legati domanda di GNL per uso marittimo, uno di breve periodo e uno di medio-lungo. Nel primo caso (fino al 2020) la domanda di GNL potrebbe essere piuttosto limitata sia quantitativamente che geograficamente, e potrebbe collocarsi in aree a forte traffico passeggeri con breve percorrenza e con rotte e scali definiti (essendo la quantità di combustibile necessaria ridotta ed il punto di rifornimento facilmente individuabile); in particolare i punti di rifornimento di GNL dovrebbero in questa fase essere idonei a servire anche il traffico pesante su gomma che transita nelle vicinanze dello scalo marittimo.

Nello scenario di medio-lungo periodo (dal 2020 in poi) potrebbero verificarsi dinamiche non più legate alla sola domanda nazionale e ad uno specifico tipo di navigazione; da qui scaturisce la predisposizione di procedure semplificate per la realizzazione di impianti di piccole dimensioni e per l'adeguamento delle infrastrutture esistenti (es. terminali di rigassificazione off-shore).

In termini di **proposta di reti nazionali** si evidenzia una duplice necessità:

- configurare una rete che tenga conto delle varie soluzioni intermodali di rifornimento delle navi (vale a dire “nave-nave”, “terra-nave”, “camion-nave” e imbarco/sbarco di serbatoi mobili);
- creare reti di dimensioni geografiche ridotte che, basate su standard comuni, possano concorrere alla formazione di una rete nazionale che a sua volta si interfacci con il panorama internazionale del GNL.

Un'ipotesi di questo tipo è individuabile nelle tre macro aree: mar Tirreno e mar Ligure, mari sud Italia e mar Adriatico. Esse potranno far parte di una rete nazionale di distribuzione del GNL costituita da porti della rete TEN-T e da altri porti che potrebbero favorire il completamento della rete di rifornimento (eventualmente anche a servizio del trasporto pesante su strada dove i raccordi stradali lo consentano).

Viene inoltre effettuata una **stima della domanda di GNL** per il trasporto navale per i porti “Core” delle tre macro aree sopra descritte, assumendo il 25% (in virtù di considerazioni circa il mercato, l'età delle navi, la possibile presenza di nuove navi alimentate a GNL) come valore massimo teorico potenziale di bunkeraggio al 2025.

CORE PORTS	Max theoretical value of LNG consumption m <sup>3</sup> /year	% Maximum Bunkering Potential	Potential LNG Bunkering Demand 2025 (m <sup>3</sup> /year)
GENOVA	1.295.803	25%	323.951
LIVORNO	816.237	25%	204.059
NAPOLI	700.786	25%	175.196
ANCONA	688.438	25%	172.109
PALERMO	654.691	25%	163.673
TRIESTE	622.262	25%	155.566
VENEZIA	584.914	25%	146.229
RAVENNA	502.535	25%	125.634
LA SPEZIA	365.464	25%	91.366
GIOIA TAURO	315.606	25%	78.901
BARI	152.418	25%	38.104
TARANTO	43.946	25%	10.987

Tabella 12 – Stima della domanda di GNL per il trasporto navale – Progetto COSTA

Dal punto di vista del tema della **sicurezza dello stoccaggio e della distribuzione**, al fine di garantire una crescita coerente del settore è necessario tenere conto sia dello specifico quadro normativo esistente, sia degli aspetti legati alla diffusione di una corretta formazione, informazione e addestramento del personale addetto all’esercizio ed alla manutenzione dei depositi di GNL, oltre che delle persone che lo utilizzano per esempio come carburante.

Anche l’**accettabilità sociale** delle infrastrutture energetiche da parte delle comunità locali e dell’opinione pubblica rappresenta un fattore condizionante la loro realizzazione: questo determina che un possibile uso preventivo degli strumenti di comunicazione e partecipazione, anche quando non previsti dalle normative in materia di tutela ambientale, può costituire un supporto nello sviluppo della filiera del GNL per usi finali.

Sotto il profilo dell’**accettabilità sociale** la principale tematica, su cui concentrare le attività preventive di comunicazione, è quella del rischio incidentale in connessione alle dinamiche di conflitto ambientale relative ai procedimenti autorizzativi dei terminali di rigassificazione del GNL. Anche a questo proposito è intenzione del Ministero dello Sviluppo Economico attivare un sito web dedicato alla filiera del GNL per assicurare una corretta informazione sul prodotto e sulle infrastrutture di stoccaggio e distribuzione.

In termini di **mercato potenziale** del GNL il QSN fornisce poi alcune previsioni (Tabella 9) sullo sviluppo del mercato Small Scale GNL attraverso scenari al 2020, 2025 e 2030, elaborati sulla base di studi già eseguiti da operatori del settore, da cui è possibile evincere il contributo significativo a breve-medio termine del GNL sia per il trasporto su strada che per quello marittimo.

Applicazione	Previsioni 2020	Previsioni 2025	Previsioni 2030	Note
Impianti di stoccaggio (primari) di GNL presso terminali di rigassificazione e/o terminali di ricezione	3	4	5	depositi da 30.000-50.000 mc
Impianti di stoccaggio (secondari) di GNL	5	15	30	per una taglia da 1.500 mc liquidi fino a 10.000 mc liquidi
Impianti di rifornimento di metano integrati con GNL	2%	10%	800	
Mezzi di trasporto pesante su strada a GNL Veicoli nuovi		0	12-15% (ovvero 30.000 - 35.000 mezzi)	percentuale sul parco circolante sia mono fuel che dual fuel
Domanda di GNL per trasporto pesante (tonnellate/anno)	400.000	1.250.000	2.500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) - MIN			500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) - MAX			1.000.000	
Domanda di GNL nel mercato OFF-GRID (tonnellate/anno)			Industria: 1.000.000 - 2.000.000 Case: 300.000 - 600.000	
domanda GNL bunker (tonnellate)		800.000	1.000.000	
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 sistema di GNL	5	7	10	
Numero di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TENTA-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti a GNL	3	5	7	
Punti di rifornimento del GNL per le navi che operano nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna	10	12	20	

Tabella 13 – Previsioni di installazioni per il 2020, 2025 e 2030

Dal punto di vista del **mercato potenziale del trasporto merci stradale** alimentato con GNL è stato sviluppato un modello<sup>3</sup> che ha quantificato e localizzato gli spostamenti esercitabili con mezzi alimentati a GNL, dal quale si evince che circa un quarto del totale degli spostamenti sulla rete stradale primaria italiana (pari a 311.300 viaggi/giorno) per movimentazioni merci può essere effettuato con mezzi a GNL, con conseguenti significativi benefici ambientali connessi alle minori emissioni di inquinanti e gas serra.

Vengono inoltre fornite alcune considerazioni rispetto ad altri usi del GNL, in particolare la domanda energetica dei mercati off-grid e il relativo potenziale di penetrazione del GNL: il GNL può infatti rispondere alle esigenze delle utenze non raggiunte dalla rete di distribuzione del gas naturale e a questo proposito è il settore industriale quello di maggiore interesse visti i volumi interessati (la penetrazione nel mercato domestico e nel terziario appare infatti ad oggi poco attraente per il GNL nel caso di utenze di piccola e media taglia).

Nell'ambito del mercato degli altri usi industriali off-grid, lo sviluppo dell'impiego del GNL può essere favorito dai vantaggi ambientali dell'impiego dei combustibili gassosi rispetto a quelli solidi e liquidi e le politiche comunitarie verso la decarbonizzazione dell'Europa; in un orizzonte temporale al 2030 si ipotizza dunque come realistica una penetrazione del 20% del GNL, restando ferma la necessità di predisporre, anche per gli impieghi off-grid, una struttura distributiva adeguata, con infrastrutture di stoccaggio per un capacità stimata pari a circa 3,5 milioni di metri cubi di GNL.

Il QSN riporta infine alcuni elementi di interoperabilità a livello europeo evidenziando come, laddove la realizzazione di una nuova infrastruttura in prossimità di confini lo richieda, sarebbe opportuna una collaborazione tra gli Stati Membri per garantire la continuità transfrontaliera

<sup>3</sup> basato su alcune ipotesi specifiche relativamente alla rete stradale, all'autonomia dei veicoli commerciali pesanti a GNL, domanda potenziale dei viaggi, volume dei traffici merci nazionale al 2013, presenza e distanza dei punti di rifornimento GNL..etc

delle infrastrutture per i combustibili alternativi, ponendo particolare attenzione ai punti di rifornimento lungo i collegamenti stradali transfrontalieri.

Il D Lgs n. 257/2016 fornisce inoltre, secondo quanto previsto dalla Direttiva 2014/94/UE misure per la realizzazione e la promozione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi. In particolare vengono adottate (Titolo IV) alcune **misure per la semplificazione delle procedure amministrative**.

Per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di interesse nazionale, connesse alla rete di trasporto del gas naturale, viene stabilito che esse siano da considerarsi quali infrastrutture ed insediamenti strategici, di pubblica utilità nonché indifferibili ed urgenti ai sensi del DPR 8 giugno 2001, n. 327. I gestori di tali impianti ed infrastrutture sono soggetti agli obblighi di servizio pubblico e le autorizzazioni degli impianti sono rilasciate dal Ministero dello sviluppo economico (MISE) di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (MIT), d'intesa con le regioni interessate, al termine di un procedimento unico svolto ai sensi della Legge n. 241/1990.

Le disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL non destinate all'alimentazione di reti di trasporto di gas naturale vengono distinte in tre casi, a seconda della capacità (C) dell'infrastruttura di stoccaggio del GNL:

1.  $C \geq 200t$ : le opere e le infrastrutture sono da ritenersi strategiche e sono soggette ad una autorizzazione unica, rilasciata dal MISE di concerto con il MIT e d'intesa con le regioni interessate;
2.  $50 \leq C < 200t$ : le opere e le infrastrutture sono soggette ad una autorizzazione unica rilasciata dalla regione o dall'ente delegato dalla regione;
3.  $C < 50t$ : le opere e le infrastrutture sono eseguite a conclusione di una procedura amministrativa semplificata, che prevede la trasmissione al comune di una dichiarazione accompagnata da una dettagliata relazione e dagli opportuni elaborati progettuali, che attestino il rispetto delle norme in materia ambientale, sanitaria e di sicurezza. Alla predetta dichiarazione è allegato il parere dell'Ufficio delle dogane competente per territorio relativo all'idoneità del progetto al rispetto delle normative vigenti in materia di accisa. Al termine dell'esecuzione dell'intervento viene trasmesso un certificato di collaudo finale all'amministrazione comunale e all'ufficio delle dogane territorialmente competente, nonché la dichiarazione dell'eventuale avvenuta presentazione della variazione catastale.

Nel caso la realizzazione degli impianti e delle infrastrutture comportino modifiche sostanziali del piano regolatore di sistema portuale, l'autorizzazione unica di cui agli articoli 9 e 10, previa acquisizione del parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici, costituisce anche approvazione di variante al piano regolatore di sistema portuale.

Il Decreto (Titolo V) indica inoltre alcune **misure per promuovere la diffusione dei combustibili alternativi**.

Esso prevede per il trasporto stradale, fatte salve documentate impossibilità tecniche, i seguenti obblighi riferiti alle varie casistiche di impianti:

TIPOLOGIA DI CASO	OBBLIGO	
realizzazione di nuovi impianti e ristrutturazione totale degli impianti di distribuzione carburanti esistenti	dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica di potenza elevata almeno veloce, nonché di rifornimento di GNC o GNL anche in esclusiva modalità self service	
impianti di distribuzione di carburanti stradali esistenti al 31 dicembre 2015, che hanno erogato nel 2015 un quantitativo di benzina e gasolio superiore a 10 milioni di litri e ubicati nelle province in Allegato IV (superamento valori PM <sub>10</sub> )	presentare entro il 31 dicembre 2018 un progetto, al fine di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di distribuzione di GNC o GNL, da realizzare nei successivi 24 mesi dalla data di presentazione del progetto	i concessionari autostradali entro il 31 dicembre 2018 presentano al concedente un piano di diffusione dei servizi di ricarica elettrica, di GNC e GNL garantendo un numero adeguato di punti di ricarica e di rifornimento lungo la rete autostradale e la tutela del principio di neutralità tecnologica degli impianti
impianti di distribuzione di carburanti stradali esistenti al 31 dicembre 2017, che hanno erogato nel 2017 un quantitativo di benzina e gasolio superiore a 5 milioni di litri e ubicati nelle province in Allegato IV (superamento valori PM <sub>10</sub> )	presentare entro il 31 dicembre 2020 un progetto, al fine di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di distribuzione di GNC o GNL, da realizzare nei successivi 24 mesi dalla data di presentazione del progetto	

Tabella 14 – Quadro sintetico delle previsioni di cui all’art. 18 del D Lgs n. 257/2016

Nel caso di sostituzione del parco autoveicoli, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, i soggetti pubblici e le società controllate nelle province in Allegato IV (soggette al superamento dei valori di PM<sub>10</sub>) sono inoltre tenuti all’acquisto di almeno il 25% di veicoli alimentati a GNL/GNC/elettrici/ibridi.

Parallelamente il decreto prevede che gli enti territoriali consentano, con propri provvedimenti, la circolazione di veicoli alimentati da combustibili alternativi nelle aree a traffico limitato.

## 4.2 Il Quadro Strategico Nazionale in Francia

In recepimento della Direttiva 2014/94/UE la Francia ha provveduto alla redazione del proprio Quadro Strategico Nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura con il **“Cadre d’action national pour le développement des carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes”** (CANCA).

Esso è articolato nelle seguenti macrosezioni:

- “Stato dell’arte dei carburanti alternativi nel settore dei trasporti”
- “Misure ed Obiettivi per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per carburanti alternativi”

- Allegati tecnici sulla metodologia per il dimensionamento delle reti di ricarica elettrica e di rifornimento del gas naturale per il trasporto e per altri usi e sulla stima della domanda annuale futura di GNL marino e fluviale

Ogni sezione affronta la relativa tematica declinandola per i vari combustibili alternativi (alimentazione elettrica, gas naturale per trasporti, GNL per il trasporto marittimo e fluviale, idrogeno e biocarburanti).

Per quanto riguarda il **GNL per il trasporto marittimo e fluviale**, il CANCA evidenzia come lo sviluppo di questo combustibile rappresenti una priorità per la Francia fin dal 2011, in qualità di principale soluzione tecnologica per far fronte alle esigenze ambientali attuali e future.

I primi potenziali utenti di GNL per uso marittimo vengono individuati nelle navi da crociera in relazione ad operazioni di “cold ironing”, che consentirebbero alle navi di utilizzare solo motori ausiliari a GNL durante le soste in porto. Anche le navi porta container e le navi traghetto, presentano un forte potenziale per il mercato del GNL.

Nel settore fluviale, pur essendo accertato il suo interesse dal punto di vista ambientale, il GNL non rappresenta una priorità, in quanto questa modalità di trasporto utilizza già un carburante a basso tenore di zolfo e presenta un tasso di rinnovo più debole della sua flotta.

Al fine di operare un dimensionamento attendibile dei punti di rifornimento di GNL sulla rete centrale TEN-T per i porti marittimi entro il 2025 e per i porti interni entro il 2030, così come richiesto dalla Direttiva 2014/94/UE, si è reso necessario uno studio previsionale di valutazione della domanda di GNL che è stato condotto dall’Associazione Francese del Gas coinvolgendo diversi attori del settore (Autorità portuali, armatori, operatori dei terminali di rigassificazione, fornitori di gas..).

Lo studio ha preso in considerazione i seguenti cinque parametri principali:

1. il traffico attuale e previsionale per ogni porto;
2. la capacità di rifornimento attuale in ogni porto;
3. i consumi attuali annuali di benzina per tipo di navi e le quantità imbarcate per ogni operazioni di approvvigionamento;
4. le procedure operative degli armatori (contratti coi fornitori di energia, il riempimento di uno o più depositi di stoccaggio, ecc.);
5. il tasso di conversione delle navi a GNL correlato alle pratiche di rinnovo delle flotte degli armatori.

Altri fattori considerati determinanti nell’evoluzione del mercato del GNL sono inoltre:

- presenza di terminali di rigassificazione e loro localizzazione geografica (si veda Tabella 15)

Zona marittima	Porto	Terminale metaniere	Capacità di rigassificazione (Gm <sup>3</sup> /anno)	Capacità di stoccaggio (m <sup>3</sup> )	Operatore
----------------	-------	---------------------	--	--	-----------

Atlantica	Nantes-Saint Nazaire	Montoir-de-Bretagne	10	360 000	Elengy
Mediterranea	Marseille	Fos-Tonkin	3	80 000	Elengy
		Fos-Cavaou	8,25	330 000	Elengy
Manica – Mare del Nord	Dunkerque	Dunkerque	13	570 000	Dunkerque LNG

Tabella 15 – Terminali di Rigassificazione sul territorio francese al 2017

- densità del trasporto marittimo Short Sea Shipping (SSS);
- iscrizione di un porto alla rete centrale TEN-T;
- la messa in opera di strumenti incentivanti di iniziativa pubblica o privata e l'accesso a finanziamenti europei.

Lo studio della domanda futura di GNL ha elaborato due scenari: il primo detto “base-progressivo”, quale base di partenza, e il secondo detto “ottimista” che prevedono la diffusione progressiva del GNL sulle tre zone marittime (al 2025) e sui cinque corridoi fluviali (al 2030).

Per quanto riguarda la stima nazionale della **domanda di GNL per il trasporto marittimo**, alla fine del 2025 questa varia tra circa 150 kt per lo scenario progressivo e circa 500 kt per quello ottimista, secondo la ripartizione riportata alla seguente tabella:

Zona marittima	Scenario progressivo (kt)	Scenario ottimista (kt)
Atlantica	60	220
Mediterranea	30	50
Manica – Mare del Nord	60	220
<b>Totale GNL marino</b>	<b>150</b>	<b>490</b>

Tabella 16 – Scenari sulla domanda di GNL per il trasporto marittimo al 2025

La Francia intende migliorare l'attuale offerta di rifornimento, mirando all'incremento della rete in almeno un porto per ognuna delle tre aree marittime al 2025:

- area Manica-Mare del Nord: presenta un forte potenziale per la sua posizione geografica, la sua appartenenza alla zona SECA e la presenza del terminale di rigassificazione di Dunkerque. Dal 2016 è attivo un servizio di approvvigionamento presso il porto di Havre ed entro il 2025 questo potrà essere assicurato, attraverso autocisterne, anche negli altri grandi porti marittimi delle zone di Rouen e Dunkerque;
- area del Mediterraneo: è l'area dove si concentrano maggiormente gli obiettivi di sviluppo al 2025 dell'offerta di GNL sia marittimo che fluviale, grazie alla presenza di due terminali di rigassificazione (Fos Tonkin e Fos Cavaou), la densità di trasporto del tipo SSS ed all'opportunità di captare il mercato, in pieno sviluppo, dell'approvvigionamento delle navi da crociera. La presenza congiunta dei suddetti fattori favorirà l'aumento della capacità di rifornimento del Porto di Marsiglia.
- Area Atlantica: offre già un servizio di approvvigionamento attraverso autocisterne a partire dal terminale di rigassificazione di Montoir, la cui capacità di carico è prevista in



aumento al fine di rinforzare la distribuzione di GNL anche per usi diversi quali le stazioni di rifornimento per i mezzi pesanti e gli usi industriali.

Lo studio evidenzia come la soluzione di approvvigionamento attraverso autocisterne sia la più semplice e veloce da mettere in opera, ma potrebbe rivelarsi limitata per i bisogni di mercato potenzialmente avviati dalle navi da crociera o da porta container che necessitano di importanti volumi di GNL. Si stima che a partire da 700 m<sup>3</sup> sia necessario adottare un modo di approvvigionamento per nave o per canalizzazione da una stazione terrestre.

Tenuto conto delle previsioni di domanda, la messa in opera di una soluzione di rifornimento di capacità superiore alle autocisterne potrebbe rivelarsi necessaria nel breve termine per i porti di Le Havre e di Marsiglia.

Per quanto riguarda la stima nazionale della **domanda di GNL per il trasporto fluviale**, alla fine del 2030 questa varia tra circa 20 kt per lo scenario progressivo e circa 50 kt per quello ottimista (in entrambi gli scenari più del 70% è attribuito al solo bacino del Reno che presenta imbarcazioni dalla taglia maggiore), secondo la ripartizione riportata alla seguente tabella:

Bacino	Scenario progressivo	Scenario ottimista
Nord-Pas-de-Calais	1	2
Nord-Est	2	2
Rhin	12	35
Seine	3	5
Rhone	1	2
<b>Totale GNL fluviale</b>	<b>20</b>	<b>50</b>

Tabella 17 – Scenari sulla domanda di GNL per il trasporto fluviale al 2030

Le incertezze più forti riguardo la domanda futura di GNL fluviale, già espresse in precedenza, non hanno consentito di stabilire precisamente le future localizzazioni di infrastrutture e/o di servizi di approvvigionamento in GNL necessari al 2030 per rispondere alla domanda stimata.

Il CANCA propone inoltre alcune considerazioni sull'utilizzo sul territorio nazionale del **gas naturale per il trasporto stradale**, detto Gas Naturale Veicolo (GNV), sia nella sua forma compressa (GNC) che **nella forma liquefatta (GNL)**.

Alla fine del 2015 in Francia la rete di rifornimento di GNV era costituita da 43 stazioni in totale, 42 stazioni per il GNC (12 accessibili anche ai mezzi pesanti) e **1 stazione per il GNL** (accessibile anche ai mezzi pesanti).

La Direttiva 2014/94/UE mira allo sviluppo della rete di distribuzione del GNV sia in prossimità degli agglomerati urbani e altre zone densamente popolate al 2020 (per il GNC), sia lungo la TEN-T al 2025 (per il GNC ed il GNL).

Ai fini della stima di un numero adeguato di punti di rifornimento (unico scenario “base”) per rispondere alle richieste della Direttiva, è stato condotto uno studio specifico che si è focalizzato inizialmente sugli assi e sui nodi principali della rete stradale francese, dove la domanda di GNV è ritenuta maggiormente significativa (rete TEN-T e 9 grandi aree urbane

francesi (Parigi, Lione Marsiglia, Aix en Provence, Tolosa, Lille, Bordeaux, Nizza, Nantes e Strasburgo).

L'approccio dello studio, detto "discendente", è indipendente della domanda futura di carburante e si fonda unicamente su criteri di accessibilità fisica alle stazioni e distanza chilometrica tra due stazioni, basati sui seguenti principi:

- Lungo le infrastrutture della rete TEN-T, l'interdistanza tra due stazioni è considerata pari alla metà dell'autonomia media attuale dei veicoli a seconda del tipo di alimentazione;
- In aree urbane, l'interdistanza tra due stazioni si traduce in un tempo di accesso massimo ad una stazione di rifornimento, in base alle tipologie di approvvigionamento.

In particolare si riportano in Tabella 14 i criteri di accessibilità considerati:

	Aree urbane	Lungo la Rete TEN-T centrale
<b>GNC</b>	- Interdistanza di 30 km tra due stazioni (pari a 30 minuti al massimo di tempo di spostamento del veicolo)	- Densità delle stazioni dei grandi agglomerati della rete - Interdistanza di 200 km tra due stazioni - Stazioni situate nella aree urbane con più di 100.000 abitanti e a meno di 10 km dalla rete centrale TEN-T - Inoltre, i porti della rete centrale TEN-T sono anche equipaggiati con una stazione a GNC per il rifornimento di veicoli
<b>GNL</b>		- Interdistanza di 400 km tra due stazioni - Stazioni situate a meno di 10 km dalla rete centrale TEN-T - Inoltre, i porti della rete centrale TEN-T sono anche equipaggiati con una stazione a GNL per il rifornimento di veicoli

Tabella 18 – Criteri di accessibilità per la stima del numero di punti di rifornimento a GNC e GNL – scenario base

Sulla base di questi criteri lo studio ha fornito i risultati dello scenario base:

- 79 punti di rifornimento a GNC al 31 dicembre 2020 tenendo conto delle stazioni esistenti;
- 116 punti di rifornimento a GNC al 31 dicembre 2025, di cui circa 70 lungo gli assi o nelle aree urbane della TEN-T;
- **25 punti di rifornimento di GNL** al 31 dicembre 2025 lungo la rete TEN-T.

Si evidenzia che l'approccio discendente consente di fornire un primo dimensionamento per i punti di rifornimento di GNC e GNL, volto allo sviluppo iniziale di tali carburanti, minimizzando il rischio di sotto utilizzazione delle stazioni; occorrerà poi un affinamento dei risultati per tenere conto delle specificità locali del territorio e del dialogo con gli attori coinvolti, in primis le comunità locali.

Inoltre, una volta che la domanda sarà sufficientemente forte da saturare questa iniziale rete o giustificare la presenza di ulteriori stazioni al di là degli agglomerati urbani e degli assi di trasporto inizialmente considerati, la rete potrà essere intensificata sulla base di ulteriori analisi socioeconomiche.

Infine, il CANCA presenta una sezione in Allegato 6.6 dedicata alle "Misure adottate per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica/rifornimento per i combustibili alternativi" che riporta le misure già intraprese e quelle di prossimo avvio, raggruppate per le seguenti categorie:

1. Quadro legislativo e misure normative – comprende le misure di natura legislativa relative ai mezzi di trasporto su assi viari, aerei e marittimi, con particolare attenzione al settore della mobilità elettrica. Relativamente al GNL si evidenzia la misura “Evoluzione dei regolamenti nazionali e portuali per un uso sicuro ed economicamente sostenibile del GNL come combustibile marittimo” che mira all’adeguamento del quadro normativo per la sicurezza dell’emergente filiera del GNL. Attualmente infatti le operazioni di bunkeraggio di GNL nei porti francesi rispondono ai Regolamenti nazionali (RPM) e locali (RLDM) per il trasporto e la movimentazione di merci pericolose e si rende necessario uno studio specifico del rischio per ogni porto.
2. Informazione, supporto e competenze – riguarda misure di informazione e supporto (Linee Guida) per autorità locali e altri stakeholder. Relativamente al GNL si evidenzia la misura “Schema nazionale di orientamento per la distribuzione del GNL come carburante marittimo” approvato nel 2016, che presenta, tra i molteplici obiettivi, la definizione di un quadro regolatorio e di finanziamenti pubblici necessari allo sviluppo del GNL marittimo. Viene inoltre riportata la misura “Azioni per la formazione di operatori del settore del GNL marittimo” relativamente alle operazioni di stoccaggio e movimentazione sia terrestri che portuali.
3. Incentivi – riunisce misure incentivanti sia per l’implementazione delle infrastrutture sia per l’acquisto e l’utilizzo di veicoli che utilizzano combustibili alternativi. Relativamente al GNL si evidenzia la misura “Assistenza finanziaria per la conversione e la costruzione di navi alimentate a GNL” che istituisce il programma “Investimenti per il Futuro” per finanziare progetti di ricerca nel settore delle costruzioni navali e sostenere gli armatori nell’adeguamento delle navi ai nuovi limiti di emissioni di zolfo e azoto.
4. Progetti – comprende le proposte progettuali sviluppate a livello nazionale sul tema dei combustibili alternativi, sia relativamente alle infrastrutture che ai mezzi di trasporto stradali e marittimi. Relativamente al GNL si evidenzia la misura “Creazione di porti energetici esemplari in termini di efficienza, fornitura e distribuzione di energia alternativa” che sostiene la progettazione e lo sviluppo di una catena logistica innovativa per il rifornimento, lo stoccaggio e la distribuzione di GNL nei porti.
5. Ricerca, sviluppo e innovazione – comprende alcuni progetti di ricerca e sviluppo portati avanti sul territorio francese, come il riutilizzo delle batterie dei veicoli elettrici e lo sviluppo di infrastrutture per i veicoli a idrogeno.
6. Progetti coordinati transfrontalieri – riunisce i progetti, le misure e le iniziative europee a cui la Francia partecipa con altri Stati membri per lo sviluppo di una mobilità transfrontaliera basata sull’uso di carburanti alternativi. Relativamente al GNL si evidenzia il progetto europeo “GAINN4MOS” che sviluppa azioni pilota innovative volte a sostenere l’uso del GNL marittimo per le navi nelle aree atlantiche e mediterranee e riunisce 6 Stati membri (Spagna, Francia, Croazia, Italia, Portogallo e Slovenia).

#### 4.3 Alcune considerazioni sul recepimento della Direttiva DAFI nell'area di cooperazione

Le analisi condotte ai Capitoli 4.1 e 4.2 evidenziano la strategia per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura nell'area di cooperazione.

Il recepimento della Direttiva 2014/94/UE in Italia e in Francia presenta alcuni **elementi di disomogeneità** nell'approccio utilizzato per la stima dello sviluppo della rete di distribuzione del GNL.

Riguardo il GNL per il trasporto marittimo il D Lgs n. 257/2016 fornisce previsioni di breve termine (al 2020) e di medio-lungo termine (dal 2020 al 2030) basate sulla stima di una potenziale domanda tenendo conto di fattori quali la tipologia di traffico, l'età della nave e l'area di traffico; il CANCA elabora invece due tipi di scenari, uno "base" ed uno "ottimista" entrambi con orizzonte temporale al 2025, tenuto conto di alcune incertezze, quali l'effettiva captazione del nuovo segmento di mercato delle navi da crociera e la messa in opera di strumenti incentivanti di iniziativa pubblica o privata e l'accesso a finanziamenti europei.

Dal punto di vista del GNL per il trasporto interno, solo la Francia fornisce due scenari (base e ottimista entrambi al 2030) per lo sviluppo della rete relativamente al trasporto fluviale che, con 5 principali corridoi fluviali, tra cui quello del Reno; rappresenta un'importante modalità di trasporto sul territorio francese; si evidenzia però che il GNL come combustibile alternativo non rappresenta una priorità in quanto questa modalità di trasporto utilizza già un carburante a basso tenore di zolfo e presenta un tasso di rinnovo più debole della sua flotta.

Riguardo il GNL per il trasporto stradale, in Italia l'utilizzo di un modello ha consentito la quantificazione degli spostamenti esercitabili con mezzi alimentati a GNL, mentre in Francia è stato adottato un approccio non basato sulla domanda futura di carburante, ma fondato unicamente su criteri di accessibilità fisica alle stazioni e distanza chilometrica tra due stazioni; si evidenzia inoltre come la normativa francese consideri sempre uno scenario congiunto (scenario base) di sviluppo del GNC e del GNL.

E' altresì possibile individuare alcuni **elementi di convergenza** nel recepimento della Direttiva DAFI da parte di Italia e Francia.

In entrambi i testi normativi analizzati si riscontra un'attenzione specifica al tema della sicurezza dello stoccaggio e della distribuzione del GNL, sia in relazione alla definizione di un quadro regolatorio relativo ai rischi connessi all'utilizzo di tale combustibile, che in relazione alla formazione del personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione dei depositi di GNL, oltre che delle persone che lo utilizzano come carburante.

Rispetto al tema delle procedure autorizzative, sia l'Italia che la Francia ne evidenziano la centralità, fornendo misure volte alla loro semplificazione per un'effettiva promozione dell'infrastruttura per il GNL. Il CANCA, a differenza del D Lgs n. 257/2016 non tratta la tematica direttamente nel corpo del decreto, ma presenta alcuni riferimenti normativi alle misure presentate in forma sintetica all'Allegato 6.6 ("Schema nazionale di orientamento per la distribuzione del GNL come carburante marittimo").

Infine, entrambi gli Stati membri sostengono l'assoluta necessità della messa in opera di misure e strumenti incentivanti per lo sviluppo di una rete infrastrutturale per la distribuzione del GNL (sia marittimo che per il trasporto stradale) e per favorire la politica di adeguamento delle navi ai nuovi limiti sulle emissioni di zolfo e di azoto.

# LOTTO 1: Progetto GNL SIGNAL rapporto T 1.1.1 Stato dell'arte del consumo di vari combustibili marini e dell'uso del GNL come fonte di energia sostenibile in Francia

**Report per:** Studi tecnici e normativi nell'ambito della creazione di un settore GNL in zona portuale e marittima – Progetto di consulenza

**Nome del cliente:** CCI VAR France

**Report n.:** 1906-0031-1

**N. di progetto:** 1906-0031

**N. di revisione:** 1

 Lloyd's  
Giugno 2019 Register



---

# Riepilogo

**LOTTO 1: Progetto GNL SIGNAL rapporto T 1.1.1 Stato dell'arte del consumo di vari combustibili marini e dell'uso del GNL come fonte di energia sostenibile in Francia**

**Classificazione di sicurezza del presente report:** commerciale confidenziale

---

**Report n.:**  
1906-0031-1

**N. di revisione:**  
1

**Data del report:**  
Giugno 2019

---

**Preparato da:**  
Anna Apostolopoulou, Projects  
Leader UE  
Thanos Koliopoulos, Global Special  
Projects Manager

**Esaminato da:**  
Thanos Koliopoulos, Global Special  
Projects Manager  
Titolo del revisore.

**Approvato da:**  
Tariq Berdai, Business  
Development Manager Francia  
Titolo dell'approvatore.

---

**Nome registrato:** Lloyd's Register EMEA

**Numero registrato:** Numero registrato

**Dipartimento:** Marine & Offshore

**Indirizzo registrato:** 71 Fenchurch Str, Londra, EC3M 4BS, Regno  
Unito

**Indirizzo di  
corrispondenza:** Lloyd's Register EMEA  
Indirizzo di corrispondenza  
Paese

**Contatto:** Tariq Berdai  
Tel.: +33607416140  
Cell.: Numero di cellulare di contatto  
E-mail: tariq.Berdai@lr.org

---

**Nome e indirizzo del cliente:**

CCI VAR France  
Indirizzo del cliente  
Paese del cliente

---

**Contatto del cliente:**

Nome del contatto del cliente  
Tel.: Telefono di contatto del  
cliente  
E-mail: E-mail di contatto del  
cliente

---

---

# Controllo dei documenti

## Cronologia delle revisioni

Revisione n.	Data	Revisione
1.0	21.06.19	Rilasciata per i commenti dei clienti



# Elenco delle abbreviazioni

Abbreviazione
<b>Codice IGC – Codice internazionale per la costruzione e l’equipaggiamento di navi che trasportano gas liquefatti alla rinfusa (codice di trasporto gas)</b>
<b>Codice IGF – Codice di sicurezza internazionale per le navi che utilizzano gas o altri combustibili a basso punto di infiammabilità (entrato in vigore il 1° gennaio 2017)</b>
<b>EGCS – Sistema di depurazione dei gas di scarico</b>
<b>ESD – Arresto di emergenza</b>
<b>GNL – Gas naturale liquefatto</b>
<b>HAZID – Identificazione dei pericoli</b>
<b>ISM – Codice internazionale per la gestione della sicurezza</b>
<b>LFL – Limite inferiore di infiammabilità</b>
<b>MTPA – Milioni di tonnellate all’anno</b>
<b>PERC – Accoppiatore di rilascio di emergenza</b>
<b>PIC – Persona responsabile</b>
<b>QRA – Valutazione quantitativa del rischio</b>
<b>RPT – Transizione di fase rapida</b>
<b>SIMOPS – Operazioni simultanee</b>
<b>SMS – Sistema di gestione della sicurezza</b>
<b>STS – Da nave a nave</b>
<b>TTS – Da camion a nave</b>
<b>VCE – Esplosione di nube di vapori</b>

---

# Riepilogo generale

Il report attuale rappresenta il risultato atteso del Lotto 1 relativo allo stato dell'arte del consumo di vari combustibili marini e dell'uso del GNL come fonte di energia sostenibile in Francia.

Al fine di esaminare l'applicabilità del GNL come combustibile in Francia e nella relativa catena di distribuzione, questo studio:

- affronta i principi di base della catena di distribuzione del GNL;
- fornisce una panoramica dello stato attuale del mercato del GNL come combustibile;
- descrive le caratteristiche del GNL nell'ambito della navigazione;
- delinea i requisiti per le navi affinché possano utilizzare il GNL come combustibile;
- affronta questioni relative alla sicurezza marittima del GNL;
- mette in risalto le migliori pratiche sulle operazioni di bunkeraggio del GNL;
- offre una panoramica di altre opzioni alternative di combustibile.

Statistiche globali e tendenze per il combustibile GNL come presentato nel Lotto 3, insieme alla previsione della penetrazione del GNL come combustibile nella flotta globale.

# Indice

<b>1.</b>	<b>Introduzione.....</b>	<b>8</b>
<b>2.</b>	<b>Principi di base: gas naturale (GN) e gas naturale liquefatto (GNL) .....</b>	<b>9</b>
2.1	Catene di distribuzione Upstream, Midstream e Downstream del gas e del GNL .	9
2.1.1	Estrazione e storia .....	9
2.1.2	Impianto di liquefazione del gas naturale.....	10
2.1.3	Trasporto .....	11
2.1.4	Impianti di ricezione e rigassificazione.....	12
2.1.5	Scarico .....	12
<b>3.</b>	<b>Mercato del combustibile GNL.....</b>	<b>13</b>
3.1	Utilizzo del GNL come combustibile .....	13
3.2	Previsioni della domanda di carburante.....	14
<b>4.</b>	<b>Il GNL nell'ambito della navigazione.....</b>	<b>17</b>
4.1	Caratteristiche delle navi che utilizzano il GNL come combustibile .....	17
4.1.1	Considerazioni.....	17
4.1.2	Spazi e disposizioni principali delle navi alimentate a GNL .....	18
4.1.3	Quadro normativo sul GNL come combustibile.....	21
<b>5.</b>	<b>Proprietà chimiche e rischi del GNL .....</b>	<b>22</b>
5.1	Proprietà, caratteristiche tecniche e fisiche dell'NG e del GNL.....	22
5.2	Pericoli del gas naturale e del gas naturale liquefatto.....	24
5.2.1	Pericoli di incendio ed esplosione .....	24
5.2.2	Jet fire .....	24
5.2.3	Flash fire.....	24
5.2.4	Pool fire.....	25
5.2.5	Esplosioni di nubi di vapore.....	25
5.2.6	Ustioni criogeniche.....	25
5.2.7	Transizione di fase rapida .....	25
<b>6.</b>	<b>Migliori pratiche del GNL: sicurezza e operatività .....</b>	<b>26</b>
6.1	Requisiti di sicurezza.....	26
6.1.1	Obiettivi di sicurezza - Operazioni di bunkeraggio .....	26
6.1.2	Ambito di valutazione del rischio .....	26
6.1.3	Zone di sicurezza .....	27
6.2	Requisiti operativi di bunkeraggio .....	27
6.2.1	Generale.....	27
6.2.2	Metodi delle operazioni di bunkeraggio del GNL.....	28
6.2.3	Principali aree di interesse delle operazioni di bunkeraggio .....	28
6.2.4	Uso di liste di controllo.....	29
<b>7.</b>	<b>GNL e altri combustibili .....</b>	<b>30</b>

7.1	Opzioni di carburante .....	30
7.1.1	GNL.....	30
7.1.2	Olio combustibile pesante .....	30
7.1.3	Combustibili conformi.....	30
7.1.4	GPL .....	30
7.2	Confronto tra il GNL e i combustibili convenzionali.....	31
7.3	GNL e carburanti a zero emissioni: il futuro.....	32
<b>8.</b>	<b>Conclusioni .....</b>	<b>34</b>
8.1	Verso l'era del GNL come combustibile .....	34
8.2	Verso il 2050: il futuro dei combustibili.....	35
	<b>Riferimenti .....</b>	<b>36</b>

## **Appendice A Previsioni della domanda di mercato**

# Capitolo 1

## 1. Introduzione

Il gas naturale liquefatto (GNL) è oggi un'opzione tecnicamente fattibile di combustibile alternativo per la navigazione. Il numero di navi che ha adottato quest'opzione è in crescita, lo stesso vale per il numero di nuove costruzioni. Le previsioni di mercato prospettano un interessante utilizzo in tutti i principali tipi di nave. La domanda di GNL come combustibile dovrebbe quindi aumentare in tutto il mondo e si prevede che le operazioni di bunkeraggio diventino sempre più disponibili in tutti i porti francesi. La Figura 1 offre una panoramica delle caratteristiche chiave del GNL e dei vantaggi per il trasporto marittimo.

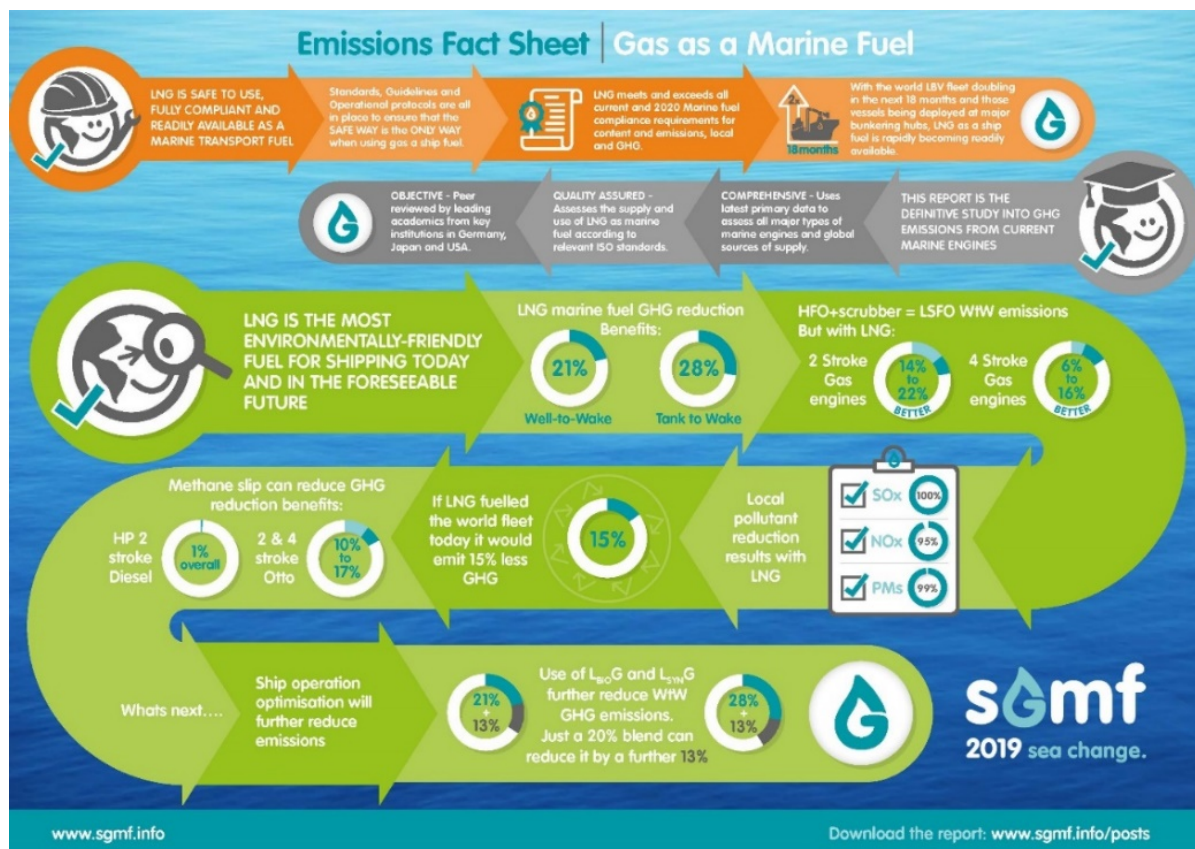


Figura 1 - Scheda informativa della SGMF sul gas come combustibile marino

# Capitolo 2

## 2. Principi di base: gas naturale (GN) e gas naturale liquefatto (GNL)

### 2.1 Catene di distribuzione Upstream, Midstream e Downstream del gas e del GNL

Dal 1964, la produzione, l'esportazione, l'importazione e la distribuzione del GNL hanno seguito un processo simile a quello illustrato nella Figura 2.

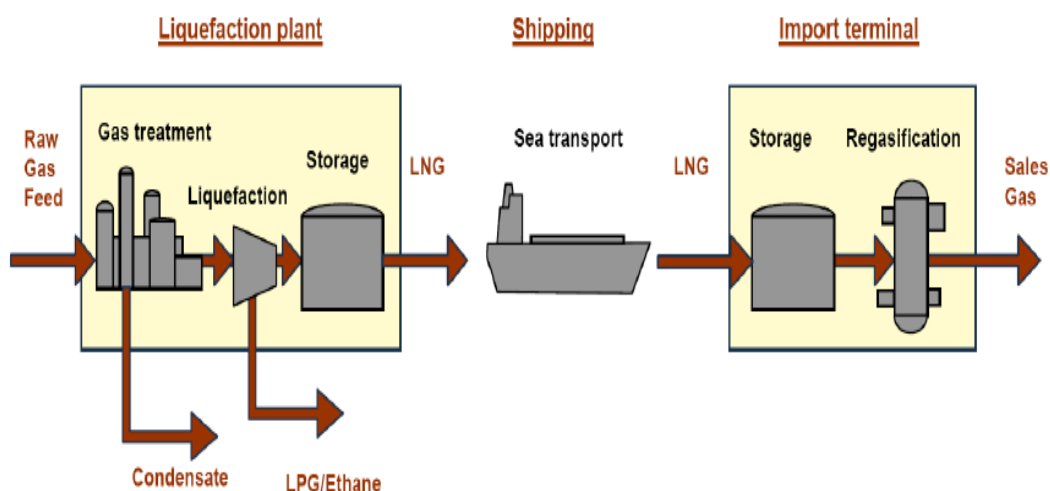


Figura 2 - Catena di processo del GNL

#### 2.1.1 Estrazione e storia

L'estrazione del gas naturale dalla superficie terrestre è la prima fase lungo la catena di processo.

La maggior parte della fornitura mondiale di GNL viene esportata da Paesi con grandi riserve di gas naturale (più di 15 Paesi possiedono in totale più di 25 impianti di liquefazione del gas naturale). Alcuni di questi Paesi includono Qatar, Algeria, Australia, Indonesia, Malesia, Nigeria, Trinidad, Brunei, Norvegia, EAU, Egitto, Russia, ecc.

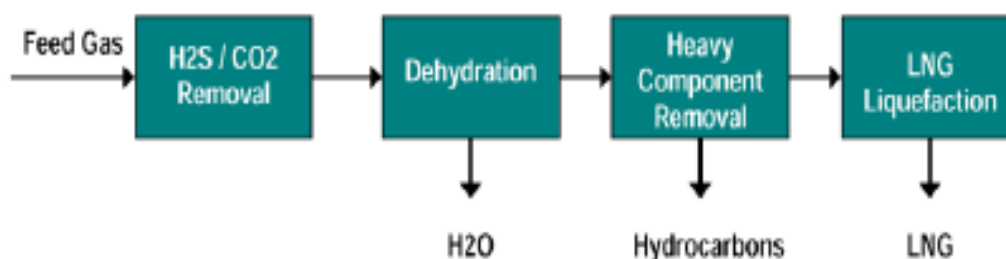
Altri Paesi possono produrre gas naturale per uso domestico, come gli Stati Uniti, ma mancano di un'offerta adeguata per esportare su larga scala. In situazioni in cui la fornitura di gas domestico è inadeguata a soddisfare la domanda interna, il gas viene importato come GNL.

È importante sottolineare che il gas naturale di estrazione deve essere purificato prima che possa essere utilizzato a livello commerciale. Il gas naturale utilizzato dai consumatori è quasi interamente metano, sebbene il gas di estrazione sia associato a una varietà di altri composti e gas (ad esempio, etano, propano, butano, pentani, idrogeno solforato [H<sub>2</sub>S], biossido di carbonio [CO<sub>2</sub>], elio e azoto), condensato e acqua, che devono essere rimossi durante la produzione prima della liquefazione.

## 2.1.2 Impianto di liquefazione del gas naturale

La seconda fase della catena di processo è la depurazione del gas naturale presso l'impianto di liquefazione. Una serie di fasi di lavorazione consente la separazione e la rimozione di vari composti estranei dal gas naturale prima della liquefazione.

Uno degli scopi principali dell'impianto di liquefazione è quello di fornire una composizione e caratteristiche di combustione uniformi, attraverso il raffreddamento e la condensazione del gas naturale, in modo che possa essere caricato come GNL su cisterne (navi o camion) e consegnato all'utente finale. Le caratteristiche di combustione e l'uniformità del contenuto sono di fondamentale importanza per ottenere un gas qualitativamente idoneo al trasporto in gasdotto. Il gas naturale di questo tipo contiene in genere l'85-99% di metano. Contiene anche gli idrocarburi più pesanti e altre sostanze che non vengono rimosse durante la lavorazione. La Figura 3 fornisce una sintesi del processo di strippaggio che viene utilizzato per rimuovere molti dei composti presenti nel gas di estrazione, prima di iniziare il processo di liquefazione. Più specificamente, l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) e l'acqua vengono estratte Upstream della liquefazione o causerebbero danni agli impianti di liquefazione a causa del congelamento. Gli idrocarburi più pesanti del metano sono talvolta anche separati e venduti come materie prime all'industria petrolchimica o utilizzati come combustibile.



**Figura 3 - Flusso del processo di produzione prima della liquefazione del GNL**

A seguito della rimozione della maggior parte dei contaminanti e degli idrocarburi pesanti dal gas di estrazione, il gas naturale avanza all'interno dell'impianto per sottoporsi al processo di liquefazione. A questo punto, il gas naturale convertito in forma liquefatta è quasi interamente metano. Per ottenere la massima riduzione di volume, il gas deve essere liquefatto attraverso l'applicazione della tecnologia di refrigerazione, che consente di raffreddare il gas fino a circa -162° C (-256° F), temperatura alla quale diventa liquido.

A quel punto, il GNL è un liquido non corrosivo trasparente e incolore come l'acqua, ma pesa circa la metà dello stesso volume d'acqua. Un volume di GNL è pari a circa 600 volumi di gas naturale a temperatura (15,6° C/60° F) e pressione atmosferica standard.

Alla data del mese di gennaio 2016, la capacità nominale di liquefazione del GNL era di 301,5 MTPA (milioni di tonnellate all'anno) e la capacità di liquefazione in costruzione era di 142 MTPA. La maggior parte di questi treni utilizza la tecnologia APCI AP-C3MR o Cascade per il processo di liquefazione. Gli altri processi, utilizzati in una piccola minoranza di alcuni impianti di liquefazione, comprendono la tecnologia DMR (double-mixed refrigerant) di Shell e la tecnologia Linde. La tecnologia APCI è il processo di liquefazione più utilizzato negli impianti di GNL: su 100 treni di liquefazione operativi o in costruzione, 86 treni con una capacità totale di 243 MMTPA sono stati progettati sulla base del processo APCI. Il processo Philips Cascade è il secondo più utilizzato, adottato su 10 treni con una capacità totale di 36,16 MMTPA. Il processo Shell DMR è stato utilizzato

in tre treni con una capacità totale di 13,9 MMTPA; e, infine, il processo Linde/Statoil viene utilizzato nel treno singolo di Snohvit da 4,2 MMTPA.

### 2.1.3 Trasporto

La prossima fase nella catena di processo del GNL è il trasporto del gas naturale liquefatto al consumatore. Le modalità primarie sono via mare e via camion e in alcune località su rotaia (Giappone).

#### 2.1.3.1 Via mare

Quando il GNL deve essere trasportato a grandi distanze, viene spesso trasportato via mare su vettori di GNL specializzati. I sistemi di sicurezza sui vettori di GNL e l'addestramento degli equipaggi che gestiscono le navi si sono evoluti nel corso degli anni e grazie a un miglioramento continuo sono ora solidi. Sono stati completati oltre 45.000 viaggi senza incidenti che causino una perdita di carico. Oggi il GNL è trasportato su navi a doppio scafo specificamente progettate per contenere il carico alla, o vicino alla, pressione atmosferica a una temperatura criogenica di circa -162° C (-259° F). I vettori di GNL fondono un design navale convenzionale con materiali specializzati e sistemi avanzati per la gestione dei carichi criogenici.

I serbatoi di contenimento sono dotati di strati isolanti che isolano il carico del GNL dallo scafo garantendo una distanza minima dai lati e dal fondo dello scafo secondo il Codice IGC (Codice internazionale sul gas dell'Organizzazione marittima internazionale [IMO]) e aggiungono strati di protezione in caso di arenamento o collisione. Inoltre, questo sistema di isolamento limita la quantità di GNL che si vaporizza o va in "boil off" durante i viaggi. Su molte navi di GNL, il gas che evapora viene utilizzato per integrare il combustibile durante il viaggio.



**Figura 4 - Vettore di GNL/Yokogawa Electric Corporation**

#### 2.1.3.2 Via camion

Nelle aree di tutto il mondo in cui un impianto di liquefazione si trova in prossimità di impianti di rigassificazione, il mezzo di trasporto più economico per il GNL è l'autocisterna. Utilizzando autocisterne specializzate a doppia parete, il gas naturale liquefatto può essere trasportato in un impianto di rigassificazione in modo rapido ed efficace. In molte parti del mondo, il trasporto di GNL viene effettuato per mezzo di autocarri dal 1968. L'autotrasporto di GNL è ormai un'industria matura, che utilizza autocisterne da 6 a 20 tonnellate che soddisfano i requisiti del settore.

Il GNL viene regolarmente trasportato mediante autocisterne in diversi Paesi, inclusi, a titolo esemplificativo ma non esaustivo, Stati Uniti, Giappone, Corea, Regno Unito, Norvegia, Germania, Belgio, Spagna, Portogallo, Cina, Brasile, Turchia e Australia.



#### **2.1.4 Impianti di ricezione e rigassificazione**

La quarta fase nella catena di processo del GNL riguarda i terminal di importazione, che sono strutture marittime o costiere. I vettori di GNL consegnano il GNL a un terminal marittimo dove viene immagazzinato prima di essere sottoposto a rigassificazione, che riconverte il GNL nella sua forma gassosa.

#### **2.1.5 Scarico**

Le operazioni di scarico del GNL utilizzano bracci articolati appositamente progettati per trasferire il carico in sicurezza dalla nave al terminal. Questi bracci articolati sono chiamati “bracci rigidi” e sono la connessione tra il sistema di collettori della nave (connessione delle tubazioni) e il terminal.

Una volta che il vettore GNL è ormeggiato, i bracci di carico subiscono un raffreddamento fino a -162° C (-259° F) prima dell’inizio delle operazioni di scarico del GNL. I bracci di scarico sono in grado di sopportare l’espansione e la contrazione causate dalle variazioni di temperatura.

Un rischio durante lo scarico è la potenziale estensione e rottura dei bracci di scarico a causa dei movimenti della nave. Di conseguenza, questi bracci sono dotati di sistemi di disconnessione di emergenza. Per proteggere sia la connessione del collettore della nave che i bracci rigidi del terminal, un accoppiatore di rilascio di emergenza (PERC) viene montato nella maggior parte delle installazioni con braccio rigido.

Questo sistema consente la disconnessione rapida del vettore di GNL dal terminal limitando la quantità di GNL rilasciato. Ci sono anche rilevatori di posizione per verificare che la nave non si muova troppo energicamente (in un modo che potrebbe rompere i bracci). Questi rilevatori possono attivare il sistema di disconnessione di emergenza. Il PERC è composto da due valvole a sfera e un accoppiatore di rilascio di emergenza. Se la nave si muove al di fuori del normale intervallo operativo per i bracci rigidi, verrà attivato automaticamente un ESD (arresto di emergenza) e il trasferimento del carico verrà interrotto. L’ulteriore movimento della nave al di fuori dell’intervallo operativo attiverà il sistema di rilascio di emergenza. Le valvole a sfera si chiuderanno e si azionerà l’accoppiatore di rilascio di emergenza. Una valvola a sfera rimane attaccata alla nave e l’altra rimane attaccata al braccio rigido. Il sistema PERC può anche essere attivato da un operatore. Questo sistema è progettato per bloccare la minima quantità tra le valvole che potrebbe fuoriuscire al momento del rilascio.

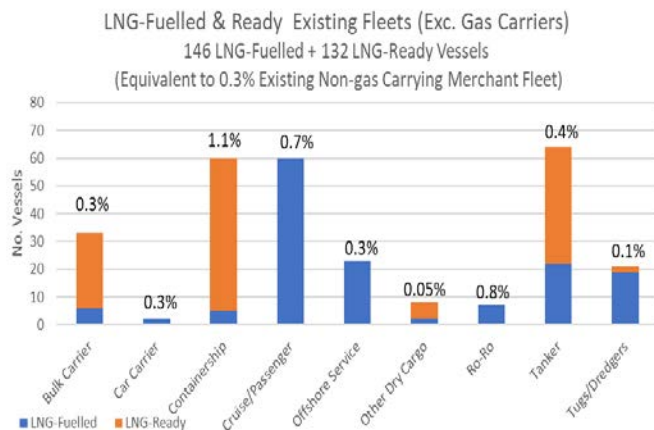
# Capitolo 3

## 3. Mercato del combustibile GNL

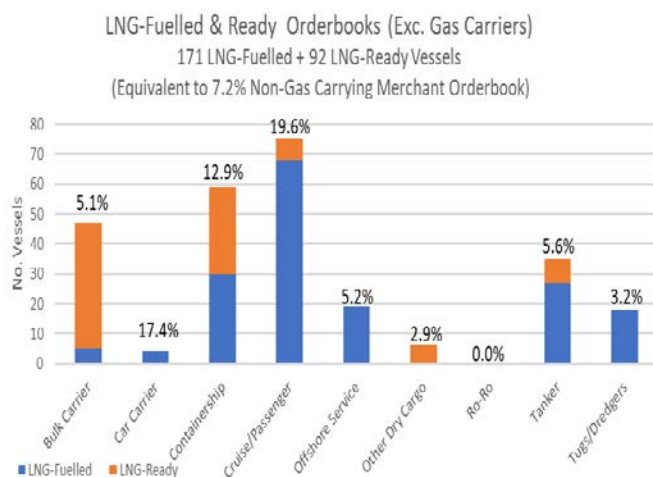
### 3.1 Utilizzo del GNL come combustibile

L'utilizzo del GNL come combustibile nell'industria marittima ha una storia decennale nell'ambito della navigazione dei vettori di GNL. La prima nave non destinata al trasporto di GNL, il traghetto GLUTRA alimentato a GNL, è entrata in servizio nel 2000 in Norvegia. Oggi, il GNL come combustibile marino è sempre più operativo con l'espansione dei punti di bunkeraggio per il GNL e l'aumento del numero di navi alimentate a GNL. In tale ambito, il Nord Europa e l'industria delle crociere assumono il ruolo principale. A marzo 2019, delle 94 navi da crociera sul portafoglio ordini globale, 18 in costruzione erano alimentate a GNL. La prima nave da crociera completamente alimentata a GNL, l'AIDAnova di Carnival è entrata in servizio a dicembre 2018. Inoltre, altre sette navi da crociera alimentate a GNL commissionate da Carnival saranno operative entro la fine del 2022<sup>1</sup>.

Complessivamente, la flotta alimentata a GNL è cresciuta a livello globale da 118 navi alimentate a GNL in funzione nel 2017 a 146 navi alimentate a GNL (escluse Navi GNL) e 132 navi pronte all'utilizzo del GNL in funzione, con altre 171 navi alimentate a GNL e 92 navi pronte all'utilizzo del GNL già ordinate. La flotta del GNL ha una varietà di tipi di navi, dalle navi da crociera ai rimorchiatori, come illustrato nella Figura 5 e nella Figura 6.








**Figura 5 - Flotta esistente alimentata a GNL/pronta all'utilizzo del GNL**



**Figura 6 - Ordine di navi alimentate a GNL/pronte all'utilizzo del GNL<sup>2</sup>**

### 3.2 Previsioni della domanda di carburante

La riduzione del contenuto di zolfo nell'olio combustibile provocherà inevitabilmente un cambiamento nella formulazione del carburante, rispetto alle condizioni attuali. Oggi gli armatori hanno essenzialmente la possibilità di utilizzare un olio combustibile conforme per rispettare il regolamento, oppure di usare un olio combustibile ad alto tenore di zolfo (HSFO) in combinazione con sistemi di depurazione dei gas di scarico (EGCS) per ottenere una riduzione equivalente di SO<sub>x</sub>, a condizione che la disposizione sia stata approvata dallo stato di bandiera della nave. La tabella 1 illustra le previsioni del settore della navigazione entro il 2020.

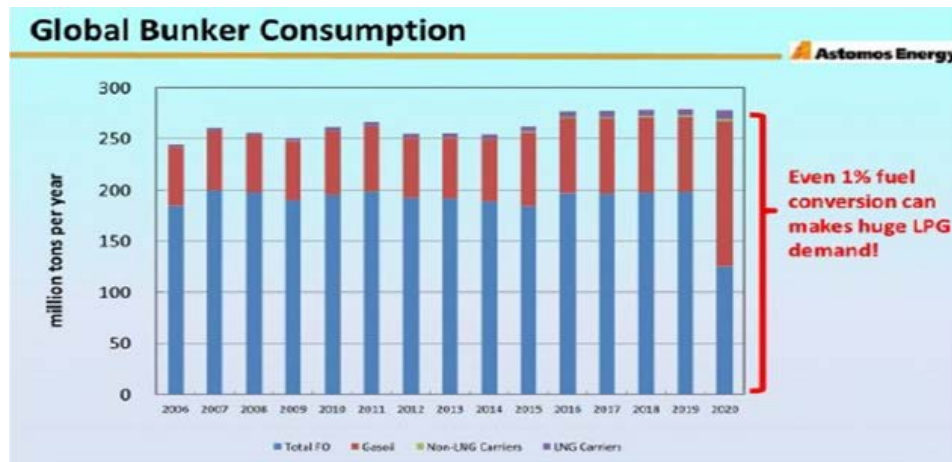
<b>Olio combustibile conforme (combustibile distillato, VLSFO, ULSFO)</b>	58.000 navi nel commercio internazionale	
<b>Olio combustibile ad alto tenore di zolfo (HSFO) + EGCS (sistemi di depurazione dei gas di scarico)</b>	400-600 con installazioni EGCS	
<b>Carburante senza zolfo GNL</b>	146 in funzione e 171 ordinate	
<b>Carburante senza zolfo Metanolo</b>	8 in funzione e 4 ordinate	
<b>Carburante senza zolfo Batteria</b>	55 navi a batteria e 71 ordinate	

**Tabella 1 – Previsto assorbimento del mercato per la conformità SO<sub>x</sub> del 2020**

In termini di domanda di carburante, secondo il confronto tra oggi e il 2020 di IHS Markit (febbraio 2018), la conformità allo zolfo comporterà un forte spostamento verso i componenti di qualità del diesel (dal 26% al 53%), riducendo la richiesta di nafta pesanti. Si prevede che l'olio combustibile a basso tenore di zolfo (LSFO), che include lo 0,5% di zolfo residuo e ibrido, entri nel mercato con una

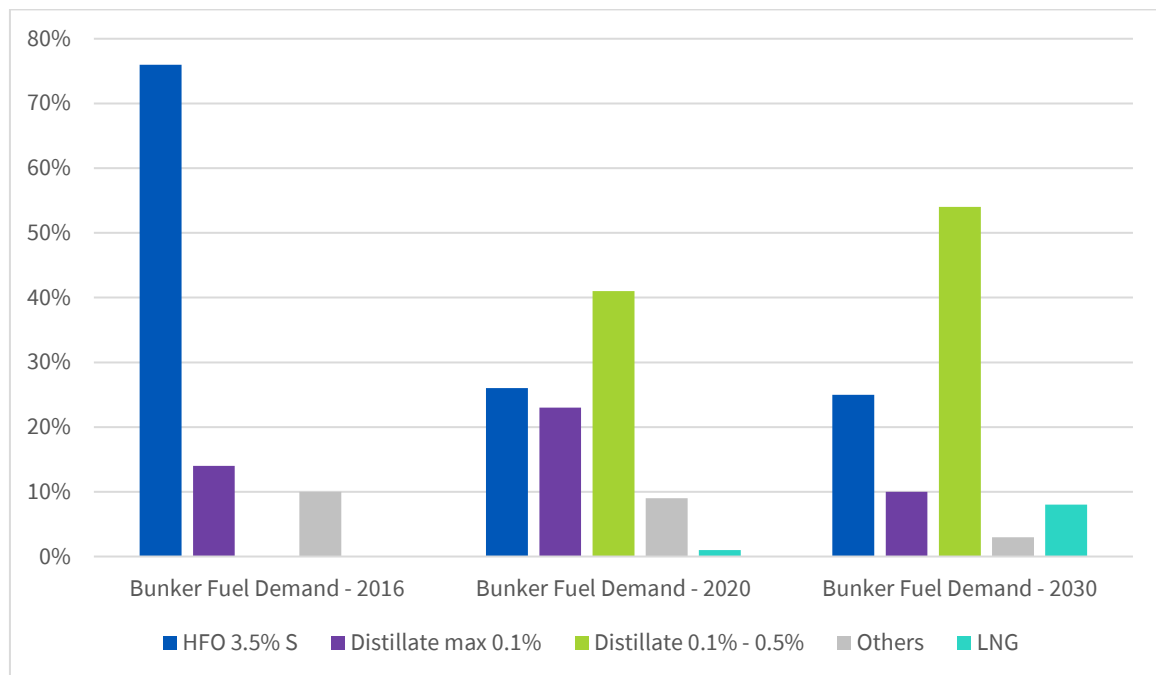
quota del 27% nel 2020. Per quanto riguarda il GNL, la stima della domanda di combustibile per rifornimento, secondo lo studio IHS, aumenterà fino al 3% nel 2020.

Una panoramica del consumo globale di combustibile per rifornimento del 2006 con previsioni per il 2020 da parte di Astomos Energy, afferma che 6,5 tonnellate sono attualmente utilizzate come combustibile (vedere Figura 7).



**Figura 7 – Astomos Energy, consumo globale di combustibile per rifornimento (fonte: Clarksons Research, marzo 2018)**

Una revisione delle recenti previsioni per il 2030 suggerisce che la domanda globale sarà dell'ordine dell'8% del GNL entro il 2030, come mostrato nella Figura 8, che, secondo Total on 2020 (maggio 2018), è stimata a circa 10 MT entro il 2025.



**Figura 8 – La domanda mutevole dei combustibili<sup>3</sup>**

In appendice, abbiamo incluso previsioni da varie fonti sulla domanda di combustibile per rifornimento globale.



# Capitolo 4

## 4. Il GNL nell'ambito della navigazione

### 4.1 Caratteristiche delle navi che utilizzano il GNL come combustibile

#### 4.1.1 Considerazioni

Prima che possa essere utilizzato come combustibile, il GNL deve essere fatto evaporare e riscaldare per garantire un'erogazione monofase (solo gas), la temperatura e la pressione di erogazione dipendono dal consumatore. Il GNL presenta diverse sfide rispetto ai tradizionali combustibili petroliferi, sia in qualità di liquido criogenico sia come gas infiammabile. In quanto liquido, tali sfide sono principalmente associate ai rischi criogenici di un liquido conservato a  $-163^{\circ}\text{C}$ , come presentato nella Sezione 5.2. I rischi di incendio ed esplosione correlati a qualsiasi gas combustibile saranno principalmente dovuti a:

- Il punto di infiammabilità è la più bassa temperatura del liquido alla quale, in determinate condizioni standardizzate, un liquido emette vapori in quantità tale da essere in grado di formare una miscela esplosiva/d'aria. Per il gas naturale si tratta di circa  $-175^{\circ}\text{C}$ .
- La temperatura di autoignizione (AIT) è la temperatura più bassa (di una superficie calda) alla quale, nelle condizioni di prova specificate, un gas o un vapore infiammabile miscelati con aria o aria/gas inerte inizia a bruciare. Per il gas naturale è compreso tra  $580^{\circ}\text{C}$  e  $600^{\circ}\text{C}$ .

La sfida principale è lo spazio richiesto per lo stoccaggio. Il GNL ha una densità del combustibile inferiore di circa il 30-40% rispetto alle tipologie attuali di olio combustibile, ciò significa che è necessario un volume di combustibile maggiore del 60% per lo stesso stoccaggio di energia. Attualmente la maggior parte dei sistemi GNL utilizza serbatoi di stoccaggio pressurizzati di tipo C, i requisiti di spazio per lo stoccaggio di serbatoi cilindrici indipendenti e la riduzione della densità di energia significano che il GNL può richiedere fino a tre volte lo spazio di stoccaggio di una quantità equivalente di combustibile. Sono stati sviluppati anche progetti concettuali con serbatoi di tipo B che ridurrebbero in qualche modo questo requisito di spazio, così come le tecnologie rilevanti per la GazTransport-TechniGaz (GTT).

Le regole che riguardano la progettazione e la costruzione di navi che utilizzano GNL come combustibile sono descritte nei Lotti 2 e 6. Un elenco completo delle aree critiche per l'uso del gas naturale come combustibile comprende:

- Se del caso, analisi di sicurezza e principi di valutazione del rischio
- Disposizione delle aree pericolose
- Motori e sistemi alimentati a gas
- Disposizioni per il deposito di gas e il bunkeraggio
- Sistemi di tubazioni del gas
- Accesso, camera d'equilibrio e pressurizzazione
- Sistemi di ventilazione
- Sistemi di controllo
- Materiale elettrico
- Sistemi di rilevamento del gas
- Test ed esperimenti

#### 4.1.2 Spazi e disposizioni principali delle navi alimentate a GNL

Per la disposizione principale degli spazi in tali navi è possibile evidenziare e fare riferimento ai seguenti esempi, utilizzando esempi con serbatoi di tipo C e una o più stazioni di bunkeraggio:

- Stazione/i di bunkeraggio: la/e stazione/i di bunkeraggio è/sono considerata/e zona pericolosa di tipo 1. L'operatore del bunker può gestire e monitorare l'attività del bunker da una cabina di controllo del bunker stesso, dove è posizionata una schermata di controllo, nonché il pulsante di arresto di emergenza. La cabina di controllo del bunker è considerata un'area non pericolosa. La stazione di bunkeraggio e la cabina di controllo del bunker sono separate da una camera d'equilibrio. La cabina di controllo del bunker è accessibile dal ponte auto, il cui accesso è limitato tramite una chiave.
- Ubicazione del serbatoio di stoccaggio del gas: ciò deve tenere conto dei rischi di collisione e arenamento, nonché dei rischi diretti associati al danneggiamento del serbatoio di stoccaggio. Questi potrebbero includere danni criogenici alla struttura circostante e al personale, nonché il rischio di incendio ed esplosione se viene rilasciato un vapore infiammabile. I vincoli fisici dell'ubicazione dei serbatoi, nell'ambito delle regole statutarie, sono stati rivisti in seguito agli studi sui rischi dei progetti attuali. Le regole riviste richiedono che i serbatoi di stoccaggio del gas si trovino il più vicino possibile alla linea centrale della nave e ad almeno 2 metri dal fondo della nave. Nessuna parte del rivestimento esterno del serbatoio e della valvola di isolamento principale del serbatoio deve essere inferiore a una distanza di  $B/5$  dal fianco della nave al livello della marca di bordo libero estiva. In qualsiasi altro punto la distanza dal fianco della nave non deve essere inferiore a 2 m per le navi passeggeri e le navi con serbatoi situati al di sotto degli alloggi, e 0,8 m per altri tipi di nave. B è l'ampiezza massima fuori ossatura della nave e  $B/5$  è misurata a bordo dal fianco della nave ad angolo retto rispetto alla linea centrale a livello della marca di bordo libero estiva. La Figura 7 mostra soluzioni alternative per l'ubicazione dei serbatoi di combustibile per diversi tipi di navi cargo.



**Figura 9 - Serbatoi di tipo C sul ponte di poppa della Viking Grace e sul ponte di prua di una nave cisterna**

- Spazio di stoccaggio del combustibile: la camera del serbatoio è considerata un'area non pericolosa. Per quanto riguarda i serbatoi di tipo C, questi ultimi sono posizionati all'interno di quest'area, a cui è collegato lo spazio di collegamento del serbatoio, in cui tutte le tubazioni collegate al sistema GNL lo attraversano. Il TCS è un'area pericolosa.
- Spazio di collegamento del serbatoio: tutti gli strumenti relativi al gas e le apparecchiature di processo si trovano all'interno dello spazio di collegamento del serbatoio (TCS). Il TCS è parte integrante del serbatoio, saldato su di esso. Durante il normale funzionamento è chiuso, a tenuta di gas, tranne che per i tubi di ingresso e di uscita della ventilazione dell'aria

richiesti. Il TCS è contrassegnato come zona pericolosa di tipo 1. Quando si verifica una perdita, il gas rilasciato attiva un allarme gas che chiude automaticamente le valvole del serbatoio per arrestare la perdita e spurgare le tubazioni associate con gas inerte. Il TCS funge anche da raccogliitore per le perdite, con una capacità sufficiente a contenere tutto il contenuto liquido delle tubazioni e delle apparecchiature di processo, oltre al contenuto che potrebbe fuoriuscire dal serbatoio, durante il periodo tra l'inizio della perdita e la chiusura delle valvole del serbatoio automatiche. L'accesso al TCS avviene attraverso uno spazio di servizio del serbatoio (TSS). Il TSS non contiene apparecchiature o tubazioni, è uno spazio vuoto.

- Sistema di trattamento ed erogazione del gas: la valvola di isolamento principale del serbatoio e le valvole di isolamento indipendenti per ciascun utente devono avere sia valvole di arresto manuali che automatiche. Il condotto del combustibile per ogni parte dei macchinari alimentati a gas deve essere dotato di un sistema di valvole a blocco e sfiato che consenta di chiudere l'erogazione di gas e di scaricarlo nell'atmosfera in un luogo sicuro. La chiusura automatica delle valvole viene attivata in caso di perdita di gas, rilevamento di incendi, perdita della ventilazione richiesta dal condotto o dal rivestimento, oppure perdita di pressurizzazione delle tubazioni a doppia parete. Le valvole di arresto e le apparecchiature di regolazione della pressione non sono consentite nello spazio del macchinario. Questi componenti sono spesso contenuti nello spazio di collegamento del serbatoio. Questa disposizione riduce al minimo la possibile esposizione a perdite di liquidi e gas.

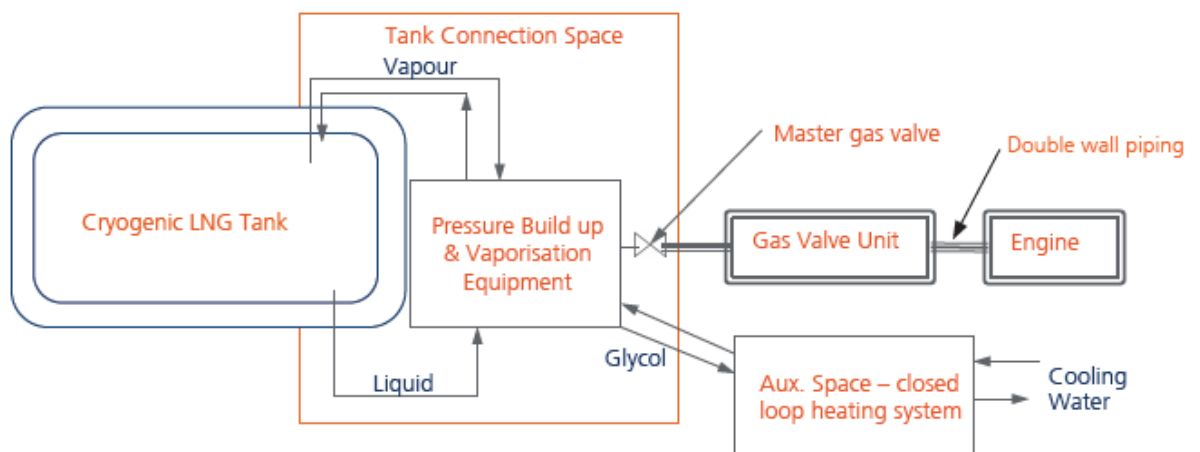


**Figura 10 - Struttura del sistema del gas combustibile della Viking Grace**

- Tubazioni:
  - Linea del bunker: la linea del bunker funziona da entrambe (se due) le stazioni di bunkeraggio al serbatoio. Per evitare che le fuoriuscite di liquidi penetrino gli spazi che lo attraversano, il tubo è a doppia parete. Il tubo interno e quello esterno sono classificati per la pressione operativa e l'intervallo della temperatura. Il tubo esterno è isolato per la sicurezza delle persone qualora diventi freddo a causa della perdita di liquido dal tubo interno. Lo spazio tra i tubi è pressurizzato mediante il monitoraggio della pressione, in modo che venga rilevata un'eventuale perdita e che vengano adottate le misure necessarie.
  - Tubazioni TCS: le tubazioni all'interno del TCS sono generalmente tubazioni in acciaio inossidabile a parete singola classificate per l'uso medio criogenico.



- Tubazioni del gas caldo: le tubazioni del gas caldo, che inviano il gas dal serbatoio ai motori, attraversano la camera del serbatoio fino alla sala macchine. È un tubo ventilato a doppia parete. I tubi interni ed esterni sono in acciaio al carbonio, lo spazio tra i tubi viene ventilato attraverso il sistema di ventilazione GVU.
- Ausiliari:
  - Azoto: per le operazioni di bunkeraggio è necessario gas di azoto per lo spurgo del collettore. Prima del bunkeraggio, l'aria deve essere sostituita con gas di azoto inerte. La miscela può essere inviata all'atmosfera. Dopo il bunkeraggio, il liquido rimanente deve essere spinto fuori dal collettore nella linea del bunker e, successivamente, il gas rimanente deve essere spinto verso l'albero di ventilazione, prima di scollegarlo. Per questo, il gas di azoto deve essere disponibile con una pressione di estrazione superiore alla pressione del serbatoio. Il generatore di azoto è disponibile a bordo. L'azoto deve inoltre essere disponibile presso il TCS. Quando si verifica un ESD, il serbatoio viene isolato e le tubazioni nel TCS sono inerte. Dopo questo ciclo di spurgo, il TCS può essere aperto per l'ispezione.
  - Aria strumentale: le valvole comandate a distanza hanno una chiusura a molla e sono alimentate pneumaticamente. Per questo motivo, è necessaria un'erogazione fissa di aria strumentale. L'aria verrà fornita dalla nave.
  - Acqua: il calore per la vaporizzazione e il riscaldamento del gas naturale viene prelevato dal sistema di raffreddamento ad acqua dolce esistente. Per evitare possibili perdite di gas nel sistema di raffreddamento ad acqua dolce, verrà installato un circuito intermedio di acqua glicolata.
- Ventilazione: segue un diagramma di flusso del processo. Gli spazi di collegamento del serbatoio (TCS) devono essere ventilati 30 volte all'ora. Anche gli spazi di servizio del serbatoio (TSS) necessitano di ventilazione. L'aria per questa ventilazione sarà presa da un ingresso comune. Ogni TCS e TSS avrà una ventilazione individuale e indipendente, per mezzo di ventilatori individuali, che estraggono aria dal TCS/TSS, per creare una pressione subatmosferica. La linea del bunker è un tubo a doppia parete. A causa della bassa temperatura durante il bunkeraggio, lo spazio anulare non è ventilato, ma riempito di azoto e soggetto al monitoraggio della pressione.



**Figura 11 - Struttura schematica del sistema del gas combustibile che mostra il contenimento a doppia parete**

### **4.1.3 Quadro normativo sul GNL come combustibile**

Il Lotto 6 dal titolo “Stato dell’arte della distribuzione del GNL in Europa, con particolare attenzione a Francia e Italia” presenta l’attuale regime normativo sull’uso del GNL come combustibile nei trasporti marittimi a livello internazionale, europeo e nazionale.

# Capitolo 5

## 5. Proprietà chimiche e rischi del GNL

### 5.1 Proprietà, caratteristiche tecniche e fisiche dell'NG e del GNL

Il gas naturale (GN) è una miscela di metano (il costituente principale) e altri idrocarburi a basso peso molecolare (come l'etano e il propano). Il GNL è un gas naturale che viene mantenuto in forma liquida a temperature estremamente basse e pressioni prossime all'atmosfera. Il GNL è inodore, incolore, non corrosivo, non infiammabile e non tossico.

Il GNL è prevalentemente metano (circa l'87%-99%), ma la sua composizione include anche piccole quantità di altri idrocarburi. La composizione chimica specifica del gas naturale dipende dalla fonte di gas e dal tipo di trattamento. La composizione chimica del gas naturale e le proprietà dei suoi componenti idrocarburici determinano come si comporta il GNL, influenzano le previsioni sui suoi comportamenti e influenzano come valutare e gestire i rischi per la sicurezza. Le stesse proprietà che rendono il GNL una buona fonte di energia possono anche renderlo pericoloso, se non adeguatamente conservato. Per comprendere fino in fondo e prevedere il comportamento del GNL, è necessario distinguere le sue proprietà come liquido dalle sue proprietà come gas o vapore.

La temperatura estremamente bassa del GNL lo rende un liquido criogenico. Generalmente, le sostanze che sono  $-100^{\circ}\text{C}$  ( $-48^{\circ}\text{F}$  o meno) sono considerate criogeniche e coinvolgono tecnologie speciali per la loro gestione. A confronto, le temperature più fredde naturali registrate sulla terra sono  $-89,4^{\circ}\text{C}$  ( $-129^{\circ}\text{F}$ ), al culmine dell'inverno in Antartide e la temperatura più fredda riportata in una città è stata registrata in Oymyakon (Repubblica di Sacha) durante l'inverno siberiano ( $-71,2^{\circ}\text{C}$ ;  $-96,16^{\circ}\text{F}$ ).

Per rimanere liquido, il GNL deve essere conservato in contenitori che funzionano come i termos: mantengono il freddo all'interno e il calore all'esterno. La temperatura criogenica del GNL significa che congelerà qualsiasi tessuto (vegetale o animale) al contatto e può causare la friabilità di altri materiali e la perdita della loro forza o funzionalità. Questo è il motivo per cui la selezione dei materiali utilizzati per contenere il GNL è così importante.

Le principali proprietà di liquidi e gas per il GNL sono:

- composizione chimica,
- punto di ebollizione,
- densità e gravità specifica,
- infiammabilità e
- temperature di ignizione e fiamma.

La Tabella 1 e la Tabella 2 indicano la composizione e le proprietà tipiche del GNL.

Chemical	Chemical Formula	Low	High
Methane	CH <sub>4</sub>	87%	99%
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<1%	10%
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	>1%	5%
Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	>1%	>1%
Nitrogen	N <sub>2</sub>	0.1%	1%
Other Hydrocarbons	Various	Trace	Trace

**Tabella 2 – Composizione tipica del GNL**

		Methane	Ethane	Propane	Butane	Pentane	Nitrogen
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>
Molecular Weight		16.042	30.068	44.094	58.120	72.150	28.016
Boiling Point at 1 bar absolute	°C	-161.5	-88.6	-42.5	-5	36.1	-196
Liquid Density at Boiling Point	Kg/m <sup>3</sup>	426.0	544.1	580.7	601.8	610.2	808.6
Vapour SG at 15°C and 1 bar absolute		0.554	1.046	1.540	2.07	2.49	0.97
Gas Volume/Liquid volume Ratio at Boiling Point and 1 bar absolute			619	413	311	311	205
Flammable Limits in air by Volume	%	5.3 to 14	3 to 12.5	2.1 to 9.5	2 to 9.5	3 to 12.4	Non-flammable
Auto- Ignition Temperature	°C	595	510	510/583	510/583		
Gross Heating Value at 15°C							
Normal-	KJ/kg	55559	51916	50367	49530	49069	
Iso-					49404	48944	
Vaporization Heat at Boiling Point	KJ/kg	510.4	489.9	426.2	385.2	357.5	199.3

**Tabella 3 – Proprietà fisiche del GNL**

La mancata competenza sul GNL non è rara e spesso è causata da informazioni confuse, incomplete o imprecise sulle proprietà del GNL. Poiché le proprietà determinano il comportamento e influenzano il modo in cui gestiamo i potenziali rischi e pericoli per la sicurezza, è fondamentale avere una comprensione accurata. Alcune compagnie di GNL hanno preso l'impegno di educare il pubblico sul loro prodotto. Ad esempio, le aziende in Giappone e Corea del Sud hanno fatto il possibile per condividere le informazioni sui loro impianti con le comunità locali e per educarle sul GNL.

Mentre il gas naturale è infiammabile, il GNL non lo è. I limiti di infiammabilità del metano sono tali che qualsiasi piccola perdita di vapore del GNL da un serbatoio in un'area ben ventilata è probabile che si mescoli rapidamente con l'aria e si disperda velocemente. Fondamentalmente, si preclude la possibilità di grandi perdite e fuoriuscite grazie a una pletera di sistemi di rilevamento delle perdite e di salvaguardia simili. È particolarmente importante analizzare a fondo il modo in cui il GNL si comporterebbe in caso di rilascio accidentale o intenzionale, poiché il risultato sarebbe profondamente influenzato dalla situazione reale e dalle condizioni specifiche del sito.

In sintesi, le proprietà e i comportamenti di base del GNL garantiscono che possa essere considerato un'opzione auspicabile che può essere gestita in sicurezza durante la valutazione del mix di fonti energetiche.

Il processo di liquefazione richiede che vengano rimossi contaminanti come acqua e anidride carbonica, in modo che la concentrazione di tali contaminanti nel GNL, e nel gas naturale prodotto dalla vaporizzazione del GNL, sia estremamente bassa.

I pericoli del gas naturale derivano dalle sue proprietà di infiammabilità e dispersione del vapore. Il GNL presenta un ulteriore pericolo correlato alla necessità di essere conservato a temperature di freddo estremo (circa -162° C).

## **5.2 Pericoli del gas naturale e del gas naturale liquefatto**

### **5.2.1 Pericoli di incendio ed esplosione**

Il gas naturale, quando viene rilasciato dal contenimento come gas, o quando viene generato dalla vaporizzazione di un rilascio di GNL, forma miscele infiammabili in aria tra le concentrazioni di 5 e 15% vol/vol. Sebbene il gas naturale a temperatura ambiente sia meno denso dell'aria, il vapore del gas naturale generato dal GNL a -162° C è circa 1,5 volte più denso dell'aria a 25° C.

Quindi il gas naturale, in quanto gas sotto pressione a temperatura ambiente, diventa rapidamente galleggiante al momento del rilascio. Tuttavia, il vapore freddo generato dalla vaporizzazione del GNL si comporta come una nube densa. Sebbene il vapore freddo mescolandosi con l'aria diventi più caldo e meno denso, la nube tenderà ad avere una forza di galleggiamento negativa fino a quando non si sarà dispersa al di sotto del limite inferiore di infiammabilità (LFL).

Potrebbero presentarsi diversi tipi di rischio d'incendio, a seconda che si tratti del rilascio di gas naturale gassoso o GNL. Questi rischi di incendio includono fiamme da getto turbolento (jet fire), incendi di una nube di vapori (flash fire) e incendi da pozza (pool fire). In determinate circostanze possono verificarsi anche esplosioni di nubi di vapore (VCE).

### **5.2.2 Jet fire**

Una fiamma da getto turbolento, jet fire, è una fiamma fortemente direzionale causata dalla combustione di un rilascio continuo di gas infiammabile pressurizzato (in questo caso gas naturale) vicino al punto di rilascio. L'ignizione può verificarsi subito dopo l'inizio del rilascio, o può essere ritardata, con la fiamma che brucia propagandosi attraverso la nube (cioè come flash fire, vedere la Sezione 5.2.3) in direzione della fonte. I jet fire possono derivare da perdite incendiate da una sorgente provenienti da apparecchiature di processo (serbatoi, tubi, guarnizioni ecc.) e gasdotti.

Un jet fire può essere diretto orizzontalmente o verticalmente (o a una certa angolazione tra i due). Un jet fire può avere un impatto sulle strutture o su altre apparecchiature di processo, provocando un aggravamento dell'incidente in questione. L'intensità della radiazione termica emessa dai jet fire può essere sufficiente a causare danni alle persone esposte.

### **5.2.3 Flash fire**

Gli incendi di una nube di vapori, flash fire, sono il risultato dell'ignizione di una nube di gas o vapore infiammabili, quando la concentrazione di gas all'interno della nube è entro i limiti di infiammabilità. In questo caso, la nube infiammabile può essere generata da:

- un rilascio di gas infiammabile pressurizzato (cioè gas naturale); o,
- una vaporizzazione di un insieme di liquidi infiammabili volatili (cioè GNL).

Tipicamente, un flash fire si verifica a seguito di un'ignizione ritardata, una volta che la nube infiammabile ha avuto il tempo di crescere e raggiungere una fonte di ignizione. In assenza di confinamento o congestione, la combustione all'interno della nube avviene in modo relativamente lento, senza una significativa sovrappressione. Si presume che gli effetti termici siano generalmente limitati all'interno dell'involucro della fiamma dove c'è un'alta probabilità di morte.

#### **5.2.4 Pool fire**

Il rilascio incendiato di liquidi infiammabili (incluso il GNL) tende a provocare incendi da pozza (pool fire). Come per i jet fire, l'ignizione della pozza di liquido può verificarsi poco dopo l'inizio del rilascio o può verificarsi a causa del ritorno di fiamma da una fonte di ignizione remota, se il liquido è sufficientemente volatile da generare una nube di vapore infiammabile.

#### **5.2.5 Esplosioni di nubi di vapore**

Quando una nube di gas infiammabile occupa un'area, che è confinata o congestionata, e prende fuoco, ne risulta un'esplosione di nubi di vapore (VCE). La presenza di confinamento (sotto forma di pareti, pavimenti e/o un tetto) o congestione (come tubi, serbatoi e altri oggetti associati all'impianto di processo) all'interno e intorno alla nube infiammabile provoca l'accelerazione della fiamma dopo l'ignizione. Questa accelerazione della fiamma genera una sovrappressione esplosiva. La forza dell'esplosione dipende da diversi fattori, tra cui:

- la reattività del combustibile;
- il grado di confinamento o congestione;
- la dimensione dell'area congestionata/confinata occupata dalla nube infiammabile;
- la forza della fonte di ignizione.

Va notato che una varietà di oggetti può agire come confinamento/congestione, oltre a quelli normalmente presenti nell'impianto di processo. Le indagini sull'esplosione e sull'incendio del 2005 a Buncefield, Regno Unito, hanno suggerito che le aree di densa vegetazione al confine del sito avevano fornito una congestione sufficiente a provocare l'accelerazione della fiamma e la generazione di livelli di sovrappressione dannosi.

#### **5.2.6 Ustioni criogeniche**

La temperatura estremamente bassa (criogenica) del GNL significa che può causare ustioni se viene a contatto con la pelle esposta. Inoltre, l'inalazione dei vapori freddi generati dal GNL può causare danni ai polmoni.

#### **5.2.7 Transizione di fase rapida**

Se il GNL viene versato sull'acqua, di solito forma una pozza di ebollizione sulla superficie dell'acqua. Tuttavia, in determinate circostanze, il GNL rilasciato nell'acqua può passare da liquido a vapore praticamente istantaneamente. L'effetto è stato osservato in alcuni esperimenti che hanno coinvolto il GNL, ma non è ben compreso. Una RPT può generare una sovrappressione e un "soffio" di vapore disperso. Qualsiasi danno derivante dalla sovrappressione generata tende a essere abbastanza localizzato. Rapidi cambiamenti di fase non hanno portato a incidenti importanti noti che coinvolgono il GNL.

# Capitolo 6

## 6. Migliori pratiche del GNL: sicurezza e operatività

### 6.1 Requisiti di sicurezza

#### 6.1.1 Obiettivi di sicurezza - Operazioni di bunkeraggio

Per tutte le operazioni di bunkeraggio, ogni comandante è, in qualsiasi momento, il responsabile della sicurezza della propria nave, dell'equipaggio, delle merci e delle apparecchiature e non deve permettere che la sicurezza venga compromessa dalle azioni altrui. Ogni comandante deve assicurarsi che vengano seguite le procedure di bunkeraggio stabilite e, inoltre, che vengano mantenuti gli standard di sicurezza accettati a livello internazionale.

È necessario prestare attenzione alle raccomandazioni di una valutazione del rischio che affronta tutti i pericoli e le problematiche di operatività connesse con le specifiche operazioni di bunkeraggio STS in un dato luogo. La valutazione del rischio deve essere documentata e deve considerare l'impatto e la probabilità relativi ai pericoli identificati che si applicano specificamente al punto di bunkeraggio. Inoltre, deve includere una valutazione dei rischi residui a seguito dell'applicazione di adeguate misure di salvaguardia, controllo o mitigazione.

#### 6.1.2 Ambito di valutazione del rischio

Lo scopo della valutazione del rischio consiste nell'esaminare rigorosamente tutti i pericoli identificati relativi alla progettazione e all'operabilità del combustibile GNL e del sistema di bunkeraggio al fine di dimostrare che sono stati considerati tutti gli eventi accidentali attendibili e di raccomandare azioni di mitigazione appropriate per la riduzione del rischio.

La valutazione del rischio può identificare i requisiti delle misure di sicurezza oltre a quelle espressamente indicate nelle normative.

Nel dimostrare che è stato raggiunto un adeguato livello di sicurezza, si deve cercare un piano intrinsecamente più sicuro rispetto ai controlli operativi/procedurali.

Un piano intrinsecamente più sicuro deve concentrarsi sulla prevenzione ingegnerizzata del fallimento (ad esempio un numero ridotto di connessioni, maggiore affidabilità e ridondanza). Laddove questo non possa essere raggiunto o sia insufficiente, la protezione delle persone e delle apparecchiature essenziali dovrebbe concentrarsi su:

- in primo luogo, mezzi passivi (ad esempio barriere fisiche, separazione e assenza di fonti di ignizione);
- in secondo luogo, mezzi attivi (ad esempio rilevamento, isolamento, ventilazione ed estinzione).

In genere, saranno necessari sia mezzi passivi che mezzi attivi per dimostrare un livello appropriato di sicurezza.

La valutazione del rischio dovrebbe essere effettuata da individui debitamente qualificati ed esperti secondo uno standard riconosciuto (ad esempio, come indicato in ISO 31010, Gestione del rischio - Tecniche di valutazione del rischio).

Quanto meno, lo scopo generale del lavoro per la valutazione del rischio deve comprendere quanto segue:

- Sistema del combustibile GNL e stazione di bunkeraggio a bordo della nave ricevente.
- Sistema di bunkeraggio e postazione di scarico a bordo della nave cisterna.
- Operazioni di bunkeraggio STS in loco.
- Revisione critica dei manuali operativi.

### **6.1.3 Zone di sicurezza**

Deve essere istituita una zona di sicurezza per consentire un controllo sicuro delle operazioni all'interno di un'area definita e per mitigare potenziali pericoli originati da:

- Operazioni di bunkeraggio del GNL a fianco o all'ancoraggio con un impatto su terze parti e navi passanti o ormeggiate in loco.
- Potenziale impatto sulle operazioni di bunkeraggio dovute al traffico navale o il rischio di incidenti derivanti da terze parti in un luogo vicino.

Lo scopo delle zone di sicurezza è quello di ridurre la frequenza di ignizione escludendo le fonti di ignizione controllate e incontrollate dalla zona (eccetto quelle necessarie e correlate all'operazione di bunkeraggio).

Normalmente, l'esposizione al rischio e il controllo marittimo devono definire l'estensione della protezione richiesta e l'area dedicata alle attività di risposta alle emergenze.

Si raccomanda che l'estensione della zona di sicurezza sia stabilita mediante una metodologia basata sul rischio che includa la considerazione esplicita della probabilità degli eventi. Tale metodologia si basa sulla definizione delle conseguenze del rilascio e delle probabilità delle quantità del rilascio, della posizione del rilascio e del potenziale di ignizione in un ambiente prevalente nell'area delle operazioni.

Generalmente, la valutazione seguirà una metodologia QRA e deve comprendere l'identificazione dei pericoli, la definizione degli scenari di rilascio e l'analisi delle conseguenze.

## **6.2 Requisiti operativi di bunkeraggio**

### **6.2.1 Generale**

Considerato che la sicurezza occupa una posizione di rilievo, il bunkeraggio del GNL come combustibile è al centro della ricerca e dello sviluppo in tutto il mondo. Attualmente esiste una normativa internazionale limitata, quindi le autorità portuali, le amministrazioni di bandiera, le società di classificazione e i produttori stanno collaborando per sviluppare tecnologie e procedure per il bunkeraggio sicuro del GNL.

Questo capitolo fornirà una panoramica dei bunkeraggi, presenterà una procedura delineata per il bunkeraggio sicuro del GNL come combustibile e identificherà alcuni aspetti importanti che devono essere considerati durante il bunkeraggio. L'attenzione si concentra solitamente sulle operazioni STS di bunkeraggio del GNL effettuate da navi cisterna operative a livello commerciale insieme alle navi riceventi.

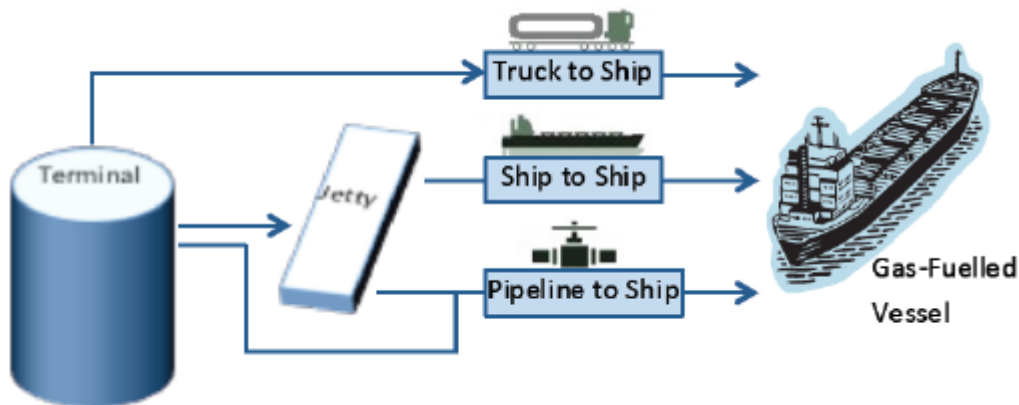


Le procedure di bunkeraggio del GNL saranno conformi a tutta la documentazione orientativa attinente, presentata nel Lotto 2.

### 6.2.2 Metodi delle operazioni di bunkeraggio del GNL

Il GNL è fornito alla rinfusa a un terminal; ci sono tre metodi principali attualmente in uso per consegnare il GNL a una nave come combustibile. Ogni metodo è adatto a situazioni diverse a seconda del tipo di nave e del profilo operativo, ed è presentato analiticamente nel Lotto 2:

- Da camion a nave (TTS)
- Da nave a nave (STS)
- Da gasdotto a nave (PTS)



**Figura 12 – Metodi di bunkeraggio**

### 6.2.3 Principali aree di interesse delle operazioni di bunkeraggio

Per le operazioni di bunkeraggio, le aree principali su cui le parti interessate devono concentrarsi sono le seguenti:

- Sistemi/procedure di sicurezza
- Sicurezza antincendio
- Durata delle operazioni di bunkeraggio del GNL
- Preparazione per le operazioni di bunkeraggio del GNL
- Le operazioni di bunkeraggio del GNL
- Completamento delle operazioni di bunkeraggio del GNL
- Operazioni simultanee (SIMOPS)
- Manuale delle operazioni per la nave ricevente, il porto/terminal e il fornitore di servizi
- Formazione delle parti coinvolte
- Documentazione generale
- Liste di controllo

- Valutazione del rischio e conformità
- Zone controllate
- Navigazione e ormeggio
- Quantità e controllo di qualità
- Sistemi di gestione: licenze, autorizzazioni, permessi e sistema di gestione ambientale (EMS)
- Specifiche tecniche dell'apparecchiatura
- Procedure di emergenza
- Ruoli e responsabilità

ISO 20519 e le linee guida dell'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) alle autorità portuali per il bunkeraggio del GNL, che sono due dei principali documenti che forniscono indicazioni pertinenti, contengono informazioni su tutte queste aree.

#### **6.2.4 Uso di liste di controllo**

A causa della varietà di navi riceventi e di un certo numero di navi cisterna che partecipano alle operazioni nel porto, si ritiene che le liste di controllo forniscano l'unico importante strumento di gestione del rischio che garantisce che le operazioni siano condotte in modo sicuro.

Le liste di controllo tipiche possono essere le seguenti:

- Lista di controllo: fase di pianificazione
- Lista di controllo: pre-bunkeraggio
- Lista di controllo: trasferimento pre-carburante
- Lista di controllo post-bunkeraggio

È consigliabile che le copie controllate di queste liste di controllo siano disponibili almeno nelle stazioni di controllo del bunker e nel ponte. Anche ISO 20519 promuove l'uso di liste di controllo e include quelle rilevanti.

Complessivamente, comunicazione, cooperazione e pianificazione sono tre parole che sono considerate vitali. Anche la nozione di valutazione e monitoraggio del rischio è posta al centro di queste operazioni, e i ruoli e le responsabilità devono essere chiari, in modo che i processi siano seguiti di conseguenza. E ciò deve essere applicabile a tutte le parti interessate.

# Capitolo 7

## 7. GNL e altri combustibili

### 7.1 Opzioni di carburante

#### 7.1.1 GNL

Il gas naturale liquefatto (GNL) si è distinto come alternativa ai carburanti tradizionali a base di petrolio, ma la conversione di una nave alimentata a petrolio a una alimentata a GNL è costosa e le infrastrutture di rifornimento di GNL a sinistra nave sono scarse. Pertanto, le navi alimentate a GNL tendenzialmente sono vettori di GNL (che utilizzano il loro carico come combustibile), o navi di nuova costruzione che sono progettate per funzionare con il GNL.

#### 7.1.2 Olio combustibile pesante

È l'opzione più comune. Ha un alto contenuto di zolfo e di livelli di NOx. Da gennaio 2020 questa opzione sarà incompatibile se non assistita. L'installazione del sistema di depurazione dei gas di scarico (EGCS) è necessaria per rispettare i limiti delle aree di controllo di emissioni (ECA). L'uso di olio combustibile pesante (HFO) con l'EGCS consente di utilizzare il carburante tradizionale, tuttavia esistono problemi normativi in merito allo scarico e alle considerazioni operative nel ciclo di vita

#### 7.1.3 Combustibili conformi

I combustibili conformi alla combustione variano dal combustibile a tenore di zolfo molto basso (VLSF) con <0,5% di zolfo, al combustibile a tenore di zolfo estremamente basso (ULSF) con <0,1% di zolfo.

Sotto questa categoria ci possono essere altri combustibili marini residui o distillati (MGO) o miscele degli stessi. I combustibili distillati, come il marine diesel oil (MDO) e il marine gas oil (MGO), sono più raffinati e di qualità superiore rispetto all'HFO. Le navi alimentate a HFO possono utilizzare i combustibili distillati e le modifiche al sistema di alimentazione necessarie per una nave per funzionare con MDO o MGO, anziché con HFO, sono minime. In effetti, le navi passano abitualmente da HFO a MGO quando entrano nelle acque europee e nordamericane designate come aree di controllo delle emissioni di zolfo (SECA). Un ulteriore vantaggio dei combustibili distillati rispetto all'HFO è che le fuoriuscite di combustibile distillato spesso richiedono poca o nessuna depurazione, poiché tendono a evaporare o dissolversi dall'area in cui c'è stata la perdita prima che i soccorritori raggiungano la posizione (Etkin, 2000).

Diversità di carburante, miscele e miscele hanno sollevato preoccupazioni operative. Comprendere la composizione del carburante, tra cui compatibilità, combustione e punto di infiammabilità, è fondamentale per la sicurezza.

#### 7.1.4 GPL

Le alternative al carburante tradizionale includono anche il GPL. Il GPL ha un'infrastruttura locale disponibile. Nonostante possa essere un'opzione praticabile per i nuovi edifici, l'elevato esborso delle spese in conto capitale (CAPEX) e le modifiche operative sono tra le considerazioni principali.

## 7.2 Confronto tra il GNL e i combustibili convenzionali

Secondo il report introduttivo della Society for Gas as a Marine Fuel (SGMF) sul GNL come combustibile (settembre 2014), e sul confronto dei livelli di emissione dei combustibili, le emissioni di SO<sub>x</sub> dipendono dalla quantità di zolfo nel carburante. Il gas utilizzato per la produzione di GNL viene depurato prima della liquefazione. Le specifiche tipiche dello zolfo nel GNL sono inferiori a 30 parti per milione (ppm) di zolfo totale. Questo rappresenta circa lo 0,004% dello zolfo in massa. I livelli di zolfo del GNL sono quindi 1/875° dei limiti attuali di olio combustibile pesante (HFO) e 1/25° dei futuri limiti ECA.

In confronto, il marine diesel oil (MDO) contiene circa l'1% di zolfo e il marine gas oil (MGO) lo 0,1% di zolfo. Il diesel EN 590 (carburante diesel per uso stradale utilizzato dalle navi nelle vie d'acqua interne in Europa) ha solo lo 0,001% di zolfo. MDO e HFO avrebbero bisogno della tecnologia degli scrubber per rispettare i limiti ECA.

Le emissioni di NO<sub>x</sub> dipendono molto dal carico del motore e dalla tecnologia. Nessuna delle opzioni a olio combustibile è in grado di soddisfare i limiti del Livello III senza ausilio. L'HFO ha livelli di NO<sub>x</sub> marginalmente più alti, ma generalmente paragonabili, rispetto al MDO. I sistemi a olio combustibile dovranno essere equipaggiati con la tecnologia di riduzione selettiva catalitica (SCR) o di ricircolo dei gas di scarico (EGR) per ridurre le emissioni di NO<sub>x</sub> a livelli paragonabili ai motori alimentati a GNL. Alcuni motori GNL possono anche necessitare di SCR.

Il GNL produce quantità minime di particolato ma i motori a doppia alimentazione che utilizzano GNL e diesel produrranno materia particolata (PM).

L'utilizzo del GNL riduce le emissioni di PM di circa il 90% rispetto ai motori HFO. Il MDO è anche meglio dell'HFO per quanto riguarda la PM. La Figura 13 riassume le varie opzioni conformi con pro e contro



**Figura 13 - Punti di vista della British Petroleum (BP) sulle opzioni di conformità**

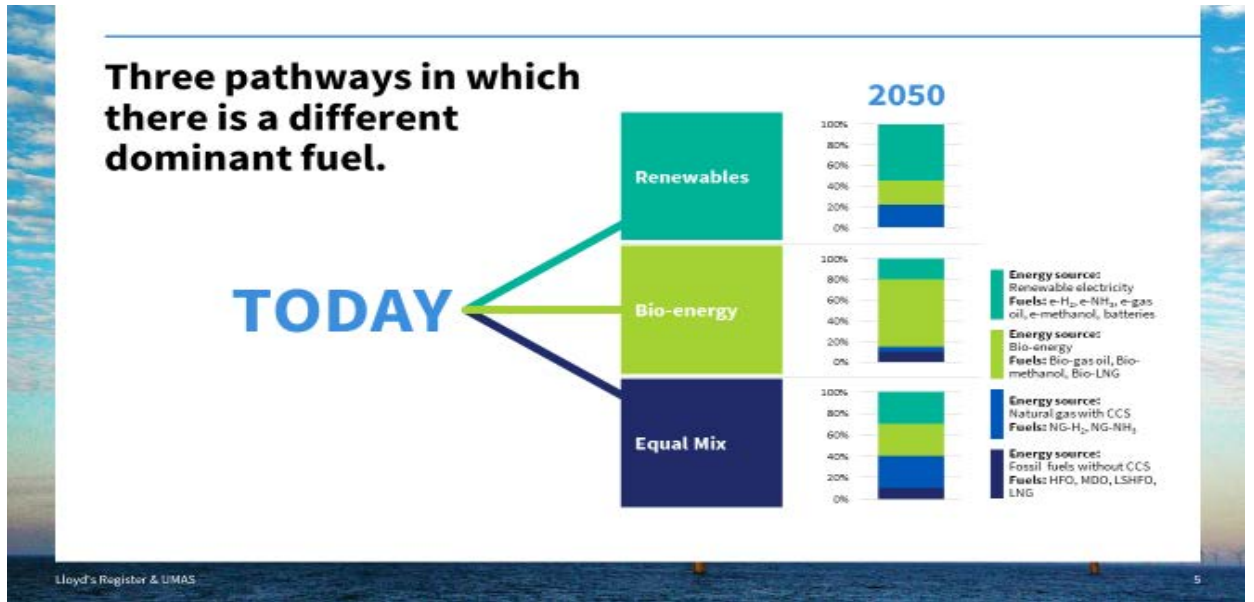
### 7.3 GNL e carburanti a zero emissioni: il futuro

Oltre al regolamento sullo zolfo del 2020, l'IMO ha fissato una vision per ridurre il 50% delle emissioni di gas serra prodotte dalle navi entro il 2020. Secondo lo studio UMAS (Maritime Advisory Services) di Lloyd's Register & University, tre potenziali percorsi potrebbero consentire questa transizione (vedere la Figura 14). Questi includono fonti rinnovabili, bioenergia e miscele omogenee di combustibili alternativi.

Nel settore delle energie rinnovabili, le batterie nei mercati a corto raggio o utilizzate come ibridi e l'alimentazione a terra svolgeranno un ruolo importante nel ridurre la dipendenza dai combustibili fossili. Lo stoccaggio facile dei carburanti senza o a basso tenore di carbonio (ad esempio biocombustibili sostenibili e metanolo) può anche essere una soluzione allettante in quanto è possibile utilizzare le infrastrutture e i macchinari esistenti per facilitare la transizione.

Il percorso verso la bioenergia include biogas, bio-GNL e bio-metanolo. La capacità della bioenergia deve crescere in modo significativo e la sua produzione e distribuzione devono essere sostenibili.

Il percorso omogeneo si basa sulle risorse di gas naturale con cattura e stoccaggio del carbonio (CCS). La disponibilità di gas naturale porterà alla produzione di idrogeno e ammoniaca.



**Figura 14 - Navi a emissioni zero: percorsi di transizione, LR & UMAS, 2019**

# Capitolo 8

## 8. Conclusioni

### 8.1 Verso l'era del GNL come combustibile

Il GNL è a basso contenuto di zolfo e facilmente combustibile in motori e caldaie che utilizzano una tecnologia matura e affidabile. I prezzi all'ingrosso del GNL sono generalmente inferiori ai prezzi dell'olio combustibile residuo e le riserve di gas conosciute sono aumentate costantemente, rendendo i prezzi del gas molto interessanti in alcuni mercati a causa di questa abbondanza. Laddove è presente un'infrastruttura per l'erogazione di GNL, si prevede che il GNL diventi molto interessante dal punto di vista finanziario come combustibile marino nel breve-medio termine.

Tutte le parti interessate, come autorità, operatori, regolatori, rappresentanti dei Paesi, specialisti e autorità portuali devono essere consapevoli in anticipo delle questioni fondamentali e di base che rendono il GNL diverso dai combustibili convenzionali, in particolare per quanto riguarda il bunkeraggio e le attività operative. Questi sono i fondamenti per comprendere ed esaminare il GNL, le sue caratteristiche, il suo comportamento, nonché le sue proprietà chimiche e fisiche.

Il GNL oggi è:

- Tecnologia sicura e collaudata: utilizzo, stoccaggio e trasporto sicuri
- Ecologico: minori emissioni di CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> e PM
- Soluzione praticabile e sostenibile
- Disponibile oggi

Nel complesso e per quanto riguarda i benefici del GNL, il suo utilizzo oggi ha benefici in vari aspetti della vita socio-economica e per l'ambiente, in particolare relativamente alle società locali. Di seguito si evidenziano degli esempi.

Sociale:

- Nuove opportunità di lavoro
- Riduzione degli impatti negativi sulla salute delle emissioni delle navi sulle aree portuali e costiere abitate
- Riduzione al minimo del degrado del paesaggio, grazie a un'aria più pulita e a livelli di rumore ridotti

Economico:

- Miglioramento della competitività dei porti
- Spinta delle economie locali grazie alle opportunità che derivano dall'uso del GNL
- Opportunità di investimento attraverso l'adozione della tecnologia GNL
- Conformità alle normative internazionali ed europee nell'ambito della navigazione

Ambientale:

Rispetto ai combustibili marini tradizionali, il GNL consente di ridurre:

- Le emissioni di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) fino al 25%
- Le emissioni di ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>) fino al 100%
- Le emissioni di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) fino al 95%
- La materia particolata (PM) di circa il 99%



**Figura 15 - Viking Grace – Nave della Viking Line LR consegnata nel 2013**

## **8.2 Verso il 2050: il futuro dei combustibili**

Il carburante senza carbonio entro il 2050 è possibile. Esistono percorsi, tra cui le energie rinnovabili, la bioenergia o miscele omogenee con il gas naturale come fonte principale di ammoniaca o idrogeno, che potrebbero raggiungere l'obiettivo ambizioso dell'IMO di ridurre i gas a effetto serra (GHG) del 50%. Tuttavia, c'è ancora incertezza quando si tratta di scegliere un combustibile, una tecnologia e una direzione e quindi c'è bisogno di vedere studi pilota e prototipi su vasta scala, lo sviluppo di politiche, standard e regole, e tutto ciò sarà caratterizzato dai pionieri di tali scelte, che saranno guidati dalle pressioni dei consumatori.

L'evoluzione delle miscele di combustibili nell'ambito della navigazione è strettamente legata all'evoluzione del più ampio sistema energetico. Fino al 2050, potremmo riscontrare più di un cambiamento del tipo di combustibile utilizzato. Ad esempio, una quota crescente di biocombustibili negli anni 2020 con gli sforzi in corso per lo sviluppo di combustibili prodotti da elettricità rinnovabile, denominati elettro-combustibili, che determineranno un importante spostamento verso gli elettro-combustibili negli anni 2040 e 2050.



## Riferimenti

1. Lot 2 Report – All List of Guidance, Regulations, Standards and Documentation included have been also used as References
2. DESFA S.A., REVITHOUSSA LNG TERMINAL, LNG VESSEL APPROVAL PROCEDURE DOCUMENT, “LNG VESSEL TECHNICAL AND OPERATIONAL COMPATIBILITY WITH REVITHOUSSA LNG TERMINAL”, 9/12/2014, Rev02
3. BP Interchangeability report
4. Fuel production cost estimates and assumptions (part of Zero-Emission Vessels: Transition Pathways), Lloyd’s Register & UMAS, January 2019. ([https://www.lr.org/en/insights/global-marine-trends-2030/zero-emission-vessels-transition-pathways/?utm\\_source=brochure&utm\\_medium=brochure&utm\\_campaign=ZEV+transition+pathways](https://www.lr.org/en/insights/global-marine-trends-2030/zero-emission-vessels-transition-pathways/?utm_source=brochure&utm_medium=brochure&utm_campaign=ZEV+transition+pathways))
5. Paper: ‘LNG Ageing during ship transportation’, Angel Benito
6. SGMF, Introductory Report on LNG as fuel (September 2014)
7. Poseidon Med II Project Deliverables (up to March 2019)
8. Clarkson’s Research, March 2018
9. Website: <https://www.wartsila.com>
10. <sup>1</sup> <https://sea-lng.org/if-2018-was-the-tipping-point-for-lng-as-a-marine-fuel-2019-will-be-the-year-of-acceleration/>
11. <sup>1</sup> Based on Clarkson’s World Fleet Register, April 2019
12. <https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/sgmf-live/ml/data/3e0ac9c4ea83d644e25fcfe93c2cd709.pdf>
13. IHS Market (Feb 2018) (copyright limitations)
14. <sup>1</sup>VPS Presentation, Feb 2018
15. Lloyd’s Register Guidance Document “Sulphur 2020 : What’s your plan?” [http://info.lr.org/l/12702/2018-06-04/4yx18k/12702/188510/mo\\_sulphur\\_2020\\_guidance\\_document\\_201805.pdf](http://info.lr.org/l/12702/2018-06-04/4yx18k/12702/188510/mo_sulphur_2020_guidance_document_201805.pdf)
16. Total on 2020, May 2018
17. MSI, 2018
18. BP, “MARPOL 2020 and Beyond 2020

## Appendix A Previsioni della domanda di mercato

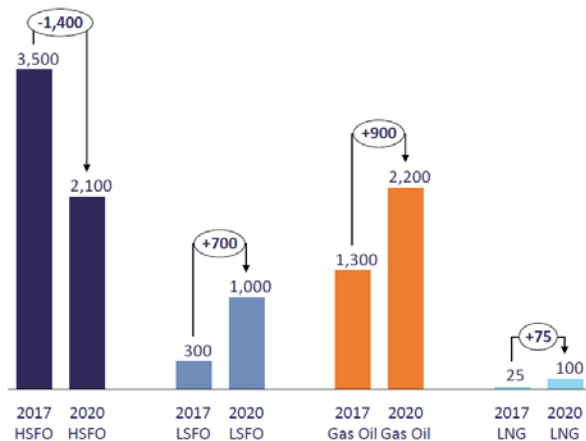
### A.1 Bunker Demand – Impact on price

#### IMO 2020 0.5% sulphur cap; the changes in demand are likely to have a major impact on pricing



##### Bunker demand

000 b/d



There is no major proactive move to install scrubbers

Cost estimates of scrubbers vary widely

Some people are talking about the IMO possibly delaying implementation; there is no evidence of this happening

New shipbuilding orders are including scrubbers

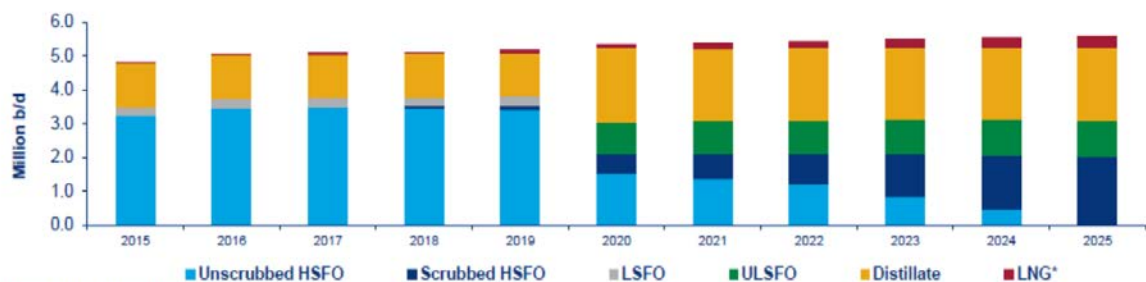
Indications that the refining industry can meet fuel requirements, but it will be strained

(Source: Navig8 Chemical Tankers, Sep 2017)

### A.2 Volume of marine bunkers per fuel type, Wood Mackenzie Study

#### Wood Mackenzie study - 2020: Low ULSFO production (20% of Demand)

Volume of marine bunkers by fuel type (including international and domestic sales), 2015 - 2025



\* volume of LNG displaced by oil

Source: Wood Mackenzie Product Market Service – more detailed data is available through a subscription to this product

•EU, switch to compliant fuel more expensive than in other regions [Demand met with only 25% ULSFO (Heavy fuel) and 75% MGO (Distillate) ; North America, having the opposite ratios].

•“Un-scrubbed” HSFO [non compliant MF] expected to disappear as the scrubber penetration ramp up (ships: 5% 2020 -> 17% 2025)

© Concawe

18

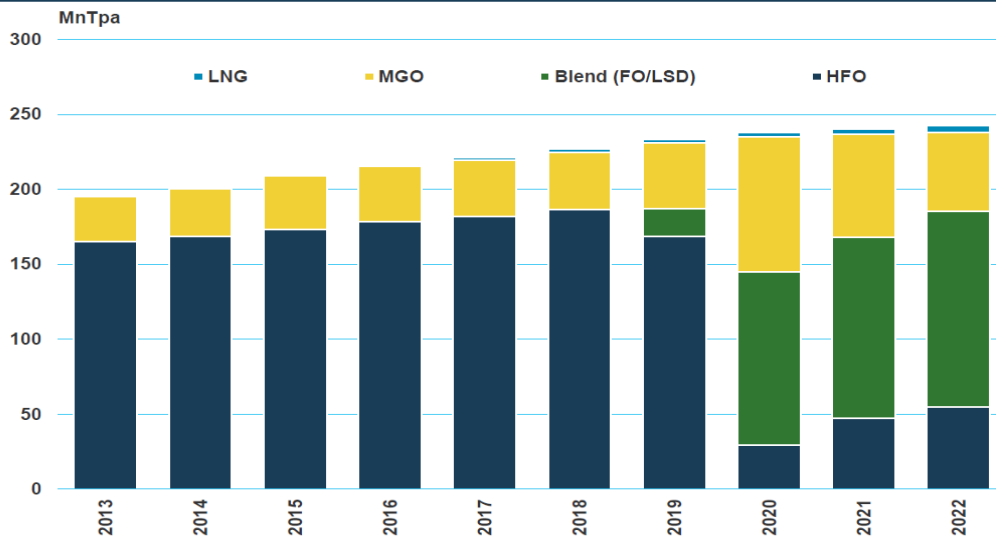


(Source: Concawe, May 2018)

### A.3 Bunker consumption, by MSI



## Bunker Consumption



Source: IEA, MSI

- Forecast for bunker consumption based on cargo growth and ship demand
- LNG a small component of future consumption
- Blended fuel (low sulphur diesel/fuel oil) and MGO assumed to comprise majority of switch – around 3 Mn b/d

(Source: MSI, May 2018)

**Referente**

Tariq Berdai

Marine & Offshore

Il nostro indirizzo

Il nostro Paese.

Nome registrato    Lloyd's Register EMEA

Tel.:    +33607416140

E-mail: [tariq.Berdai@lr.org](mailto:tariq.Berdai@lr.org)

w: [lr.org](http://lr.org)/**Fare clic qui per inserire l'estensione.**

Lloyd's Register Group Limited, le sue sussidiarie e affiliate e i suoi rispettivi funzionari, dipendenti o agenti sono, individualmente e collettivamente, menzionati in questa clausola come "Lloyd's Register". Lloyd's Register non si assume alcuna responsabilità e non sarà responsabile nei confronti di alcuna persona per eventuali perdite, danni o spese causati dall'affidamento delle informazioni o notizie nel presente documento, o in qualsiasi modo fornite, a meno che tale persona non abbia firmato un accordo con l'entità Lloyd's Register pertinente per la fornitura di tali informazioni o notizie. In tal caso, qualsiasi responsabilità si riferisce esclusivamente ai termini e alle condizioni stabilite in tale accordo.

Ad eccezione di quanto consentito dalla legislazione vigente, nessuna parte di questo lavoro può essere fotocopiata, archiviata in un sistema di recupero, pubblicata, rappresentata in pubblico, adattata, diffusa, trasmessa, registrata o riprodotta in qualsiasi forma o con qualsiasi mezzo, senza la previa autorizzazione del proprietario del copyright.

Le richieste devono essere indirizzate a Lloyd's Register, 71 Fenchurch Street, Londra, EC3M 4BS, Regno Unito.

©Lloyd's Register Giugno 2019.