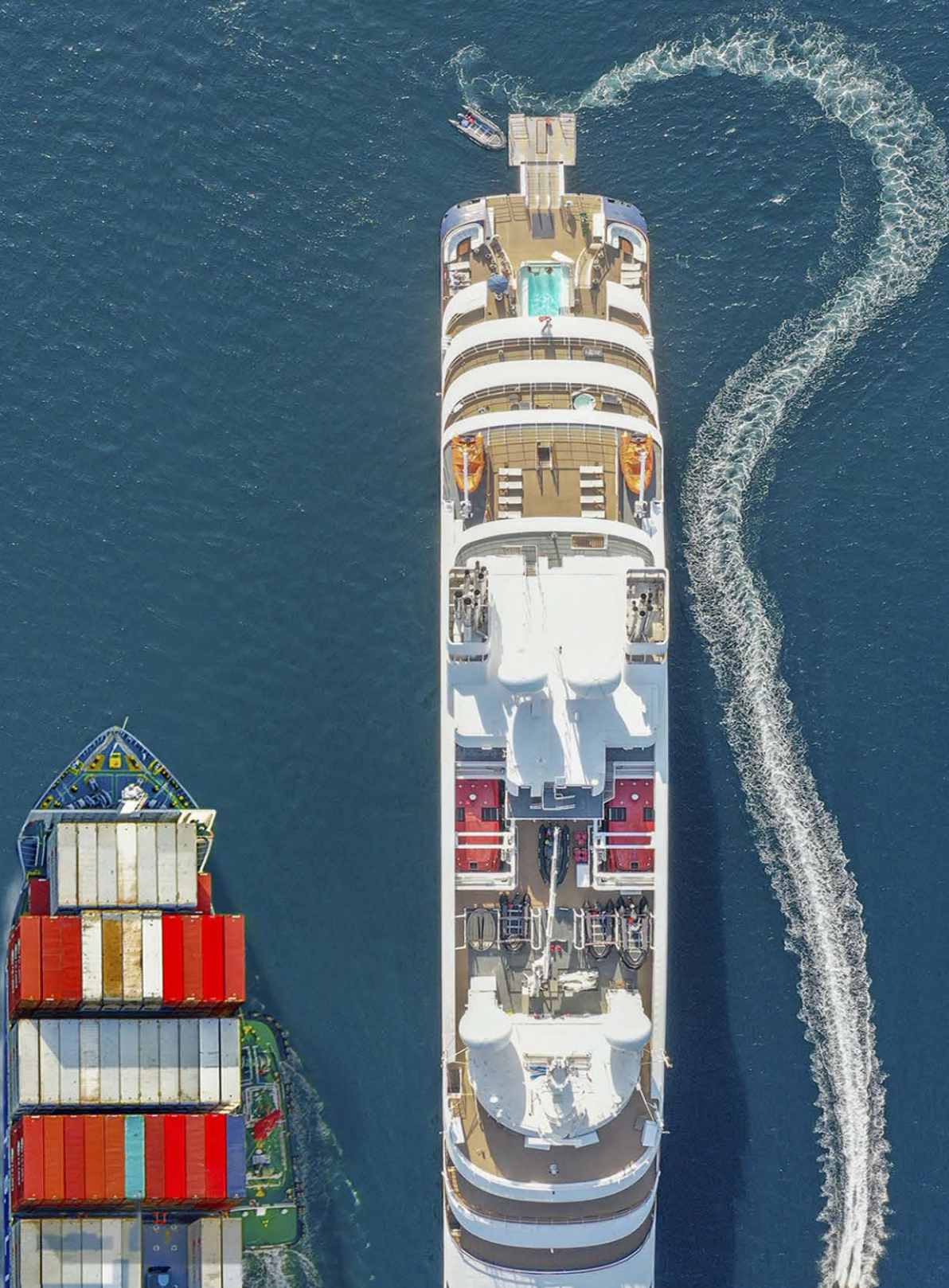


LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO.



LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

REV.01_ Gennaio 2024

Il documento è stato aggiornato in relazione alla pubblicazione di nuovi report o con dati e informazioni di recente emissione.

INDICE

EXECUTIVE SUMMARY	3
CAPITOLO 1 - NORMATIVA.....	8
HIGHLIGHTS	9
1.1 La decarbonizzazione del settore marittimo	10
1.2 Contesto normativo e regolatorio internazionale.....	12
1.3 Contesto normativo e regolatorio europeo	12
1.4 Il framework normativo nazionale	15
1.4.1 Disciplina ambientale	17
1.5 Simulazione dell’impatto economico della normativa Europea	17
1.6 Evoluzione ed effetti della normativa.....	20
CAPITOLO 2 - NAVI.....	21
HIGHLIGHTS	22
2.1 Flotta globale	23
2.2 Flotta italiana.....	28
2.3 Flotta italiana classificata RINA.....	33
2.4 Impatto normative internazionali su flotta italiana traghetti.....	36
2.5 Impatto della transizione energetica sul naviglio.....	37
2.5.1 Prospettive breve-medio periodo (5 anni)	37
CAPITOLO 3 - MOTORI.....	39
HIGHLIGHTS	40
3.1 Stato dell’arte tecnologico	41
3.1.1 Tipologie dei fuels.....	42
3.1.2 Tipologie di motori principali (2t e 4t) e motori ausiliari (4t)	42
3.1.3 Soluzioni alternative	47
3.1.4 Progetti di cattura di CO2 a bordo	48
3.2 Supply Chain (potenzialità di tasso di sostituzione)	51
3.2.1 Nuove costruzioni	51
3.2.2 Retrofitting	53
3.2.3 Competitività cross industry.....	54
3.3 Roadmap della R&S	55
3.3.1 Tempi di reazione dei produttori motori.....	55
3.4 Fattori sicurezza	61
3.5 Disponibilità di personale altamente specializzato.....	63

CAPITOLO 4 - FUELS	66
HIGHLIGHTS	67
4.1 Opzioni di alimentazione per il trasporto marittimo del futuro.....	68
4.2 Schede di approfondimento per singola fonte energetica.....	73
4.2.1 GNL – BIO GNL	73
4.2.2 GPL – BIO GPL – rDME	75
4.2.3 BIODIESEL.....	77
4.2.4 HYDROTREATED VEGETABLE OIL (HVO).....	79
4.2.5 BUNKER VLSFO - MDO	81
4.2.6 E-FUELS	83
4.2.7 IDROGENO.....	85
4.2.8 AMMONIACA	90
4.2.9 METANOLO.....	93
CAPITOLO 5 - INFRASTRUTTURE	96
HIGHLIGHTS	97
5.1 Il sistema infrastrutturale	98
5.1.1 Carburanti tradizionali e loro sviluppi bio	98
5.1.2 GNL/bioGNL	105
5.1.3 Metanolo, Ammoniac, Idrogeno	112
5.2 I corridoi verdi.....	117
NOTA METODOLOGICA	119
BIBLIOGRAFIA	121
SITOGRAFIA	122
AUTORI	124

EXECUTIVE SUMMARY

Il settore marittimo, che ha conosciuto negli anni una crescita rilevante, è la spina dorsale dell'economia globale dato che il 90% delle merci è trasportato via acqua, generando circa il 3% del totale mondiale delle emissioni climalteranti.

Eni insieme alle associazioni degli armatori (Assarmatori e Confitarma) ha promosso il progetto "La rotta verso il net zero. Insieme per decarbonizzare il settore marittimo", al quale hanno partecipato insieme alle tre più grandi aziende produttrici di motori navali (Wärtsilä, Man Energy Solutions e WinGD), Federchimica/Assogasliquidi, Unem e Assocostieri. La supervisione del documento è stata curata da RINA.

Il Kick off Meeting è avvenuto il 16 marzo 2023 e l'11 luglio 2023 è stata presentata la roadmap di decarbonizzazione, ottimizzando le curve di costo, con obiettivi di breve e medio termine per consentire agli armatori di rispondere ai target del Regolamento FuelEU Maritime, all'International Maritime Organization (IMO), all'Emission Trading System (ETS) e agli altri ulteriori adempimenti.

Per rispettare i target della UE e dell'IMO è richiesta una forte accelerazione, ma al contempo lungimiranza nell'adozione delle scelte più idonee. Le soluzioni saranno determinate dagli investimenti in tecnologie e dalle infrastrutture, nonché dalle opportunità delle aree regionali connesse alle tipologie di trasporto e alla diversa accettabilità del rischio. Il grande potenziale del settore marittimo trova una risposta concreta nel principio della neutralità tecnologica, evidenziando che non esiste una effettiva concorrenza fra i diversi vettori energetici, ma che tutti possono contribuire a sostituire il bunker fossile che alimenta il 99% dei mezzi navali (il 95% del tonnellaggio) della flotta mondiale, rispettando la tipologia dei traffici, le caratteristiche dei motori, il refitting, ecc..

Per rispondere a questa domanda di decarbonizzazione nel breve periodo i biofuel (in particolare liquidi) costituiranno un contributo sostanziale. Nel medio e lungo periodo sarà necessario potenziare la produzione anche degli altri fuel.

Gli interventi regolatori della Commissione Europea abilitano la competitività dei vettori energetici low carbon e l'efficacia di tali interventi sarà garantita dall'armonizzazione del mercato interno alla UE e dal creare le condizioni per essere competitivi nelle aree extra UE. In particolare, si segnala una analisi previsionale realizzata da RINA che mostra che, soprattutto a partire dal 2026, quando la restituzione delle quote corrisponderà al totale delle emissioni di gas serra e sarà in vigore il regolamento Fuel EU Maritime, i costi dovuti ai requisiti dell'UE non saranno trascurabili.

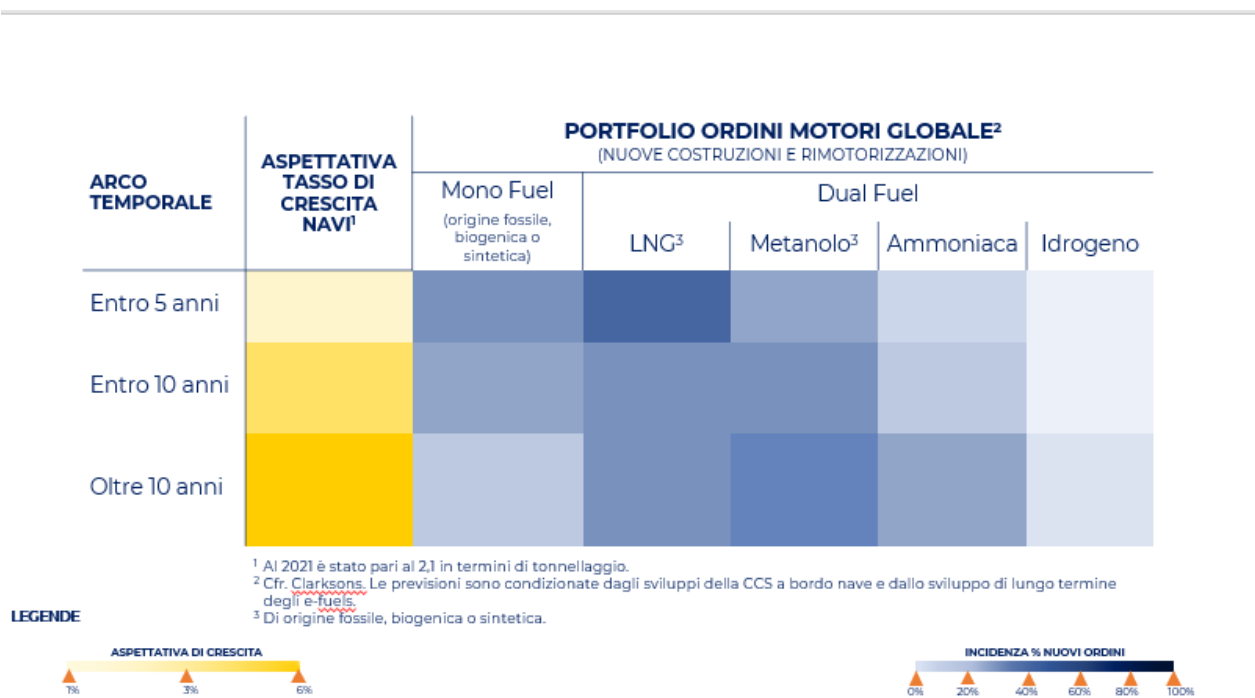
La maturità delle tecnologie dei motori navali ha evidenziato una capacità di risposta immediata verso le esigenze degli armatori. In particolare, lo ship on order è orientato verso la soluzione dei motori dual fuel che rendono più flessibile il rifornimento e l'adeguamento alle dinamiche di mercato.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

I motori Mono Fuel, assistiti da Carbon Capture & Storage (CCS), potrebbero giocare un ruolo importante anche nel medio/lungo termine. La soluzione incrementale è la Dual Fuel a LNG che progressivamente sarà affiancata da metanolo e ammoniaca, soluzioni preferite in aree geografiche diverse dall'Europa che, per alcuni aspetti di sicurezza e di compatibilità ambientale, sono considerate meno critiche (accettabilità tecnologica).

Gli scenari più plausibili prevedono poi una crescita sostanziale delle flotte equipaggiate con motori a metanolo e ad ammoniaca, una volta risolti gli ostacoli relativi alla disponibilità di tali carburanti più sostenibili ed alla realizzazione delle necessarie infrastrutture.

Figura: Evoluzione del settore navale (in operation – on order)



Elaborato del GDL "La rotta verso il net zero. Insieme per decarbonizzare il settore marittimo", per la cui metodologia si rimanda alla Nota Metodologica in calce al documento.

Nei processi di decarbonizzazione occorre tener conto delle caratteristiche della flotta ed è necessario prevedere un processo a doppio binario (Figura: Disponibilità e Prestazioni – AS IS):

- garantire il rifornimento della flotta esistente con carburanti low carbon (drop in) man mano che questa sarà progressivamente sostituita (attualmente il tasso di sostituzione delle flotte è stimabile nell'ordine del 2% annuo),
- sostenere i nuovi mezzi navali con motori dual fuel o dual fuel ready con una logistica in grado di soddisfarne le esigenze di rifornimento lungo le tratte.

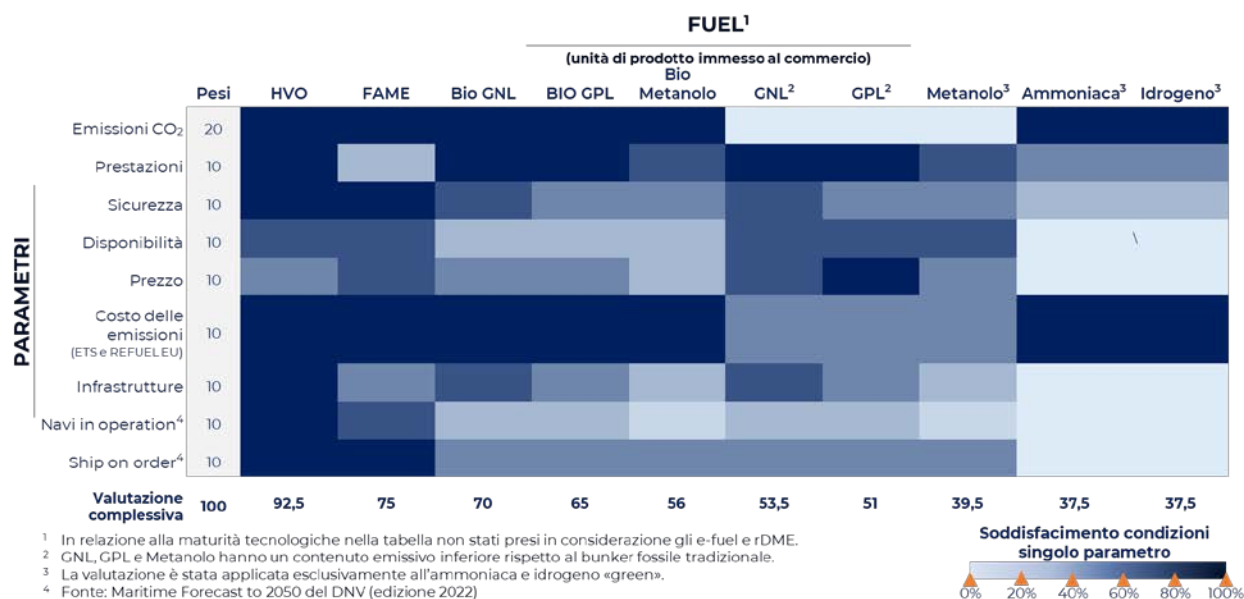
LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

Lo scenario AS IS evidenzia il ruolo fondamentale dei biofuels sia liquidi che gassosi che presentano un diverso livello di disponibilità; HVO e FAME con produzioni più consistenti hanno tuttavia prestazioni differenti con una conseguente propensione del mondo armatoriale ad adottare biofuels idrogenati.

Nel breve periodo lo sviluppo delle infrastrutture per il GNL ne favorirebbe la penetrazione; la mancanza di infrastrutture ed investimenti penalizza la competitività di metanolo, idrogeno e ammoniaca.

In tale scenario la distribuzione delle “navi in operation” condiziona la scelta dei vettori energetici utilizzabili per raggiungere i target di decarbonizzazione garantendone la continuità tecnologia e riducendo gli eventuali costi di refitting. L’andamento del parametro “ship on order” ha consentito di valorizzare il posizionamento dei nuovi vettori energetici (a titolo esemplificativo, dallo studio Maritime Forecast to 2050 del DNV, emerge che nel 2022 a fronte di 11 navi a metanolo in operation 35 sono in ordine).

Figura: Disponibilità e Prestazioni – AS IS



Elaborato del GDL “La rotta verso il net zero. Insieme per decarbonizzare il settore marittimo”, per la cui metodologia si rimanda alla Nota Metodologica in calce al documento.

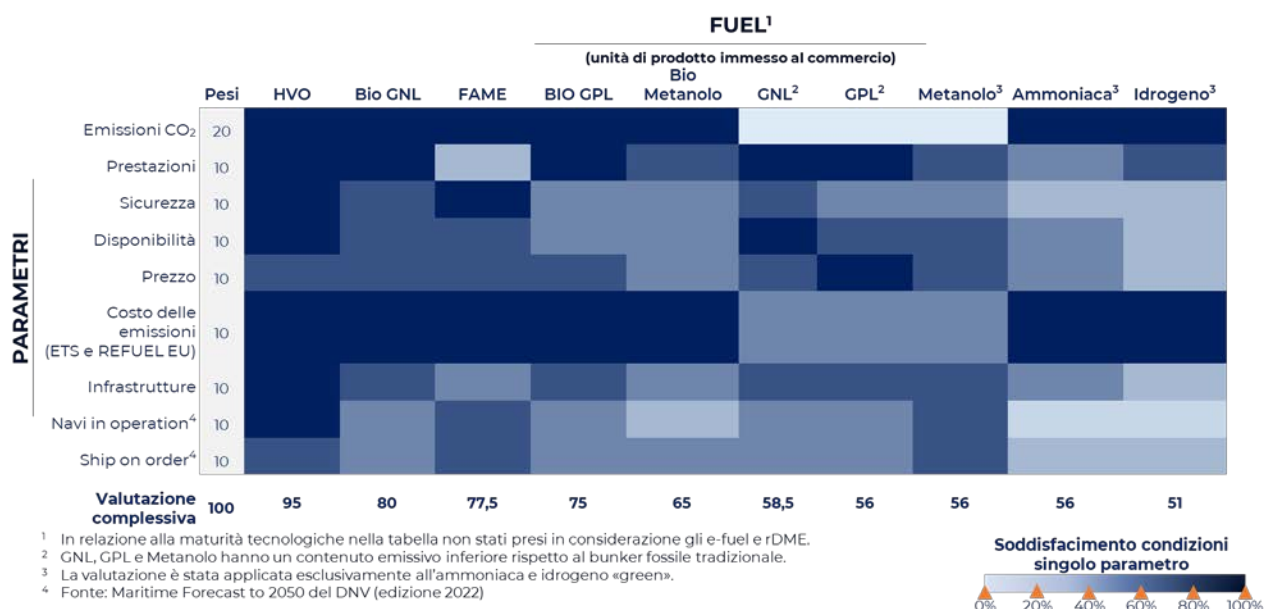
Per la definizione dello scenario TO BE il GDL ha individuato dei criteri abilitanti che potrebbero condizionare il mercato dei motori navali e dei fuel, ossia:

- trend di sostituzione della flotta in linea con l’andamento attuale;
- entrata in vigore del disposto regolatorio UE e IMO;
- costi per gli interventi di adeguamento per rispondere ai target UE e IMO;
- incremento progressivo dei motori dual fuel;

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

- incidenza del costo delle quote di CO2 in ambito European Union Emissions Trading System e delle sanzioni individuate nel Regolamento marina per ogni vantaggio economico della non conformità;
- accelerazione degli investimenti dei produttori di vettori energetici bio, green e sintetici;
- implementazione della tecnologia CCS a bordo delle navi con effetto positivo sui bunker fossili;
- la dinamica di mercato domanda/offerta dei fuel bio, green e sintetici;
- realizzazione delle infrastrutture e potenziamento della logistica a supporto delle rotte.

Figura: Disponibilità e Prestazioni – TO BE (10 anni)



Elaborato del GDL "La rotta verso il net zero. Insieme per decarbonizzare il settore marittimo", per la cui metodologia si rimanda alla Nota Metodologica in calce al documento.

Lo scenario TO BE evidenzia delle linee di tendenza da cui emerge che i biofuel, in tutte le sue specificità vettoriali, continuano a rappresentare la soluzione più vantaggiosa per la decarbonizzazione a patto che la distribuzione dei costi avvenga equamente e non penalizzi i segmenti più fragili.

Per completare l'analisi in termini di competitività nazionale, è indispensabile disporre di una strategia energetica che renda i porti italiani hub energetici in grado di rifornire le navi con le diverse tipologie di fuel disponibili in futuro.

Il sistema logistico nazionale, adeguatamente potenziato, potrebbe far diventare attrattiva e strategica l'Italia grazie alla sinergia tra i porti nazionali e i siti di produzione dei biocarburanti idrogenati, che possono fornire un effettivo vantaggio competitivo per la distribuzione di questo vettore energetico.

I volumi di bunker movimentati in Italia non sono commisurati ai traffici marittimi dei propri porti che avrebbero pertanto grandi potenzialità per sviluppare ulteriormente questo settore, recuperando quote di mercato, vista anche la centralità geografica del nostro Paese nel bacino mediterraneo.

È importante ricordare, inoltre, che i biofuel possono offrire una possibilità di ridurre le emissioni di CO₂ non solo in fase di navigazione ma anche in fase di stazionamento in porto, almeno fino a quando non saranno realizzate le infrastrutture di cold ironing alimentate da fonti rinnovabili e adeguati punti di connessione delle navi.

La domanda in forte crescita di nuovi vettori, come conseguenza degli interventi di policy e regolamentazione, e al contempo il livello di maturità del settore motoristico (elemento di forza emerso anche da questo studio) determineranno la rapidità con la quale i nuovi vettori si diffonderanno. Questa dinamica, come abbiamo visto, sarà condizionata da una serie di fattori, quali:

- il costo atteso per la riduzione di gas serra (€/tCO₂_saved);
- il livello di sostenibilità delle filiere di produzione;
- la disponibilità di materie prime (feedstock);
- la maturità tecnologica e commerciale delle alternative;
- la necessità di adeguare/costruire nuovi mezzi navali in un comparto molto diversificato dove le disponibilità economiche sono anche diversamente distribuite;
- lo sviluppo di tecnologie capaci di incrementare l'efficienza energetica;
- la formazione degli operatori del settore specialmente per ciò che riguarda la sicurezza;
- la competitività con altri settori (e.g. aviazione);
- lo sviluppo della sinergia intermodale, una delle principali vie per contribuire alla transizione ecologica dei trasporti.

CAPITOLO 1

-

NORMATIVA

HIGHLIGHTS

- La strategia IMO adottata il 7 luglio 2023 nel confermare il target di riduzione dell'intensità carbonica del 40% al 2030 e del 70% al 2050, ha rafforzando gli obiettivi di riduzione delle emissioni di GHG in termini assoluti prevedendo il raggiungimento della neutralità climatica al 2050
- L'Unione Europea ha adottato una serie di misure legislative che avranno un impatto sul trasporto marittimo, quali la revisione della Direttiva ETS e il nuovo Regolamento FuelEU Maritime¹. Entrambi i requisiti si applicheranno a navi di 5.000 GT ed oltre, indipendentemente dalla loro bandiera, per i viaggi tra i porti EU/SEE, nei porti EU/SEE e per i viaggi da e per porti EU/SEE, per e da porti non-EU/SEE – quest'ultimi contati al 50%
- Il Regolamento FuelEU Maritime richiede che a partire dal 2025 per ciascuna nave sia calcolato un indice di intensità dei gas serra (GHG) medio annuo che non dovrà superare un valore di target e che si ridurrà significativamente nel corso degli anni (dal 2% nel 2025 all'80% nel 2050 rispetto al benchmark di riferimento di 91,16 grCO₂/MJ)
- Ulteriori disposizioni in ambito energy dettata dal cosiddetto Pacchetto Fit for 55 quali quelle in capo ai *fuel supplier* vedono un maggior favore per l'immissione in consumo di carburanti cosiddetti «sostenibili» nel settore marittimo anche attraverso la conferma dell'uso di moltiplicatori all'energia fornita in fase di quantificazione degli obiettivi
- L'attuale assetto normativo UE-RED, recepito in Italia ad aprile scorso, consente già dal 2023 di traguardare degli obiettivi nazionali anche attraverso il consumo di biocarburanti, ad uso nel settore marittimo costituendo un'opportunità di decarbonizzazione del settore
- La revisione della Direttiva europea 96/2003 sulla tassazione dei prodotti energetici ('**Energy Taxation Directive**' - ETD) prevede che ai carburanti tradizionali usati nel trasporto navale sia applicato lo stesso trattamento fiscale previsto per il trasporto su strada, incrementando progressivamente il livello dell'aliquota minima – attualmente nullo – nel corso di periodo di transizione di 10 anni

¹ Direttiva 2023/959 e Regolamento 2023/1805

1.1 La decarbonizzazione del settore marittimo

L'impegno globale per la riduzione dei gas ad effetto serra (GHG) ha portato sia l'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO) – a livello internazionale – che l'Unione Europea a fissare ambiziosi obiettivi climatici per il 2030 e il 2050, sanciti rispettivamente nella Strategia IMO (attualmente in revisione) e nella legge climatica Europea (Reg. 2021/1119).

Al fine di raggiungere i target fissati per il 2030 - sebbene il settore marittimo rappresenti il 2% delle emissioni globali di CO₂ (Fourth IMO GHG study – 2020) - sono state adottate misure internazionali e un pacchetto di norme Europee (il cosiddetto “pacchetto Fit for 55”) che mirano alla riduzione delle emissioni entro il 2030 e che avranno nel breve e medio termine un impatto significativo sul settore.

Le norme di decarbonizzazione dell'IMO e dell'UE - sia quelle già adottate che quelle in fase di sviluppo - si basano su due diversi approcci:

- L'IMO richiede che le navi abbiano a bordo certificati validi, che attestino la conformità ai requisiti obbligatori della Convenzione MARPOL e, in caso contrario, le navi non sono autorizzate a navigare perché prive di tutti i certificati necessari;
- L'UE impone alle navi di pagare sanzioni in caso di inadempienza, sulla base del principio “chi inquina paga” (“polluter pays principle”)².

Alle misure menzionate, si aggiungono inoltre normative nazionali che fissano ulteriori target per l'Italia e implementano le norme europee, laddove necessario (come nel caso delle Direttive Europee che devono essere trasposte nelle legislazioni nazionali).

A fronte di questo quadro regolamentare particolarmente ambizioso, rappresentato nei prossimi paragrafi, le soluzioni che gli armatori prenderanno in considerazione per la flotta esistente dovranno tener conto del valore della sanzione, del costo di approvvigionamento dei carburanti a basso impatto emissivo e contestualmente della loro disponibilità nei porti di bunkeraggio.

Altrettanto, in caso di obsolescenza del naviglio gli operatori per rispettare gli obblighi normativi dovranno valutare le alternative maggiormente *cost-efficient* tenendo conto sia degli investimenti sia dei costi operativi associati, nonché dei sistemi logistici e delle infrastrutture disponibili.

² Il regolamento FuelEU Maritime definisce in ogni caso il principio di quantificazione e gli Stati membri stabiliscono le norme relative alle sanzioni da applicare in caso di violazione e adottano tutte le misure necessarie per assicurarne l'applicazione. Le sanzioni previste devono essere effettive, proporzionate e dissuasive. Gli Stati membri notificano tali norme e misure alla Commissione e provvedono poi a dare immediata notifica delle eventuali modifiche successive.

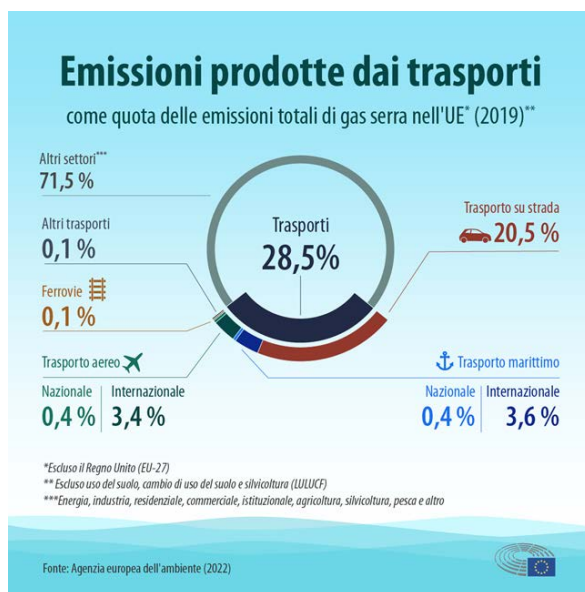
LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

Il settore marittimo internazionale, come rappresentato nella tabella a seguire³, è responsabile di circa il 2% delle emissioni di CO₂ secondo il report 2021 sulle emissioni di gas serra mondiali del Joint Research Centre (JRC)⁴.

Table 2. Share in global emissions (2020) for countries contributing more than 1% to global fossil CO₂ emissions and annual emission change (2019-2020). The average annual change in the 2015-2019 period (%) representing the recent trend before COVID-19 crisis is also reported (countries ranked by their emissions share in global).

Top emitters	Share in global	Change between 2019 and 2020	Average year-to-year change, 2015-2019
China	32.5%	1.5%	1.8%
United States	12.6%	-9.9%	-0.7%
EU27	7.3%	-10.6%	-1.3%
India	6.7%	-5.9%	3.4%
Russia	4.7%	-5.8%	0.7%
Japan	3.0%	-6.8%	-2.2%
Iran	1.9%	0.6%	2.3%
South Korea	1.7%	-6.3%	0.8%
Indonesia	1.6%	-12.0%	5.9%
Saudi Arabia	1.6%	-0.8%	-0.8%
Canada	1.5%	-8.8%	0.0%
Brazil	1.3%	-5.3%	-2.3%
South Africa	1.2%	-7.0%	0.6%
Mexico	1.1%	-16.4%	-0.2%
Australia	1.1%	-6.6%	1.0%
Turkey	1.1%	-2.0%	3.3%
International aviation	0.9%	-45.3%	3.8%
International shipping	2.1%	-1.2%	4.1%

Source: JRC, 2021.



Considerando il solo panorama europeo, che contribuisce per il 7,3% delle emissioni globali di CO₂, il trasporto marittimo internazionale impatta, secondo l'agenzia europea dell'ambiente, per un 3,6% sul totale delle emissioni di gas serra della UE (0,26% delle emissioni globali -Fig. 1 – Emissioni prodotte dai trasporti).

³ Nel testo sono riportate figure e immagini nella versione originale al fine di garantire il rispetto della relativa proprietà intellettuale.

⁴ Il JRC fornisce scienza e conoscenza indipendenti e basate su dati concreti, sostenendo le politiche dell'UE per avere un impatto positivo sulla società.

1.2 Contesto normativo e regolatorio internazionale

Nel 2021, l'Organizzazione Marittima Internazionale ha adottato alcune misure a breve termine per il raggiungimento degli obiettivi delineati dalla strategia iniziale per la riduzione dei gas serra, ovvero quelle misure in grado di permettere all'intero comparto marittimo internazionale di raggiungere la riduzione dell'intensità di emissioni di CO₂ relative ai trasporti marittimi entro il 2030 di almeno il 40% rispetto ai livelli del 2008. A luglio 2023 l'IMO ha aggiornato la strategia rafforzando la riduzione assoluta delle emissioni GHG fissata inizialmente pari al 50% al 2050 e portandola al 100%. Altrettanto prevede l'uso di carburanti low carbon a copertura del 5% dei consumi al 2030.

Il tema dei combustibili non convenzionali è un altro argomento oggetto di discussione in ambito internazionale: se da un lato alcuni vettori energetici rappresentano la soluzione ottimale per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al contempo introducono problemi di sicurezza per il loro stoccaggio (basse temperature, alte pressioni, composti) e utilizzo (segregazione degli impianti, basso punto di infiammabilità, stabilità delle miscele, tossicità) che richiedono l'adozione di una disciplina tecnica⁵ che, se rispettata, ne consentirà l'utilizzo a bordo.

Tra le misure adottate dall'IMO vi è anche l'introduzione di un indice di efficienza energetica delle navi esistenti sopra le 5.000 GT (Energy Efficiency Existing Ship - Index EEXI), di un indice sull'efficienza della progettazione per le navi nuove (Energy Efficiency Design Index - EEDI) e per le navi sopra le 5.000 GT il potenziamento del manuale di gestione di efficienza energetica della nave (Ship Energy Efficiency Management Plan – SEEMP Part III) ed un indice per verificare l'intensità di emissioni di CO₂ (carbon intensity indicator - CII) con un meccanismo di classificazione delle performance di emissioni della nave, via via sempre più stringente anno dopo anno.

Il buon esito della verifica degli indici fa sì che i relativi certificati e dichiarazioni di conformità possano essere rilasciati alla nave. In caso contrario, la nave non può continuare ad operare.

1.3 Contesto normativo e regolatorio europeo

Per raggiungere l'obiettivo climatico del 2030, la Commissione Europea ha presentato nel 2021 il cosiddetto '**Pacchetto Fit for 55**', una serie di misure interconnesse e complementari (comprendenti di aggiornamenti di normative vigenti e nuove proposte legislative) con impatto sulla produzione e consumo di biocarburanti. Le proposte legislative contenute nel

⁵ Attività di competenza del comitato IMO MSC (*Maritime Safety Committee*) che tratta i temi di sicurezza navale.

“Pacchetto Fit for 55” hanno riguardato tutto il settore energetico e i trasporti in particolare. Per il segmento navale le disposizioni più impattanti sono:

- la revisione della Direttiva ETS che istituisce un sistema di scambio di quote di emissioni di GHG;
- il nuovo Regolamento FuelEU Maritime;
- la revisione della Direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili (RED);
- il nuovo Regolamento AFIR (*Alternative Fuel Infrastructure Regulation*);
- la Direttiva sulla tassazione dell'energia (ETD).

Tra le misure citate, le norme che avranno un maggior impatto sul trasporto marittimo sono la Direttiva ETS, le cui modifiche sono state già pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale Europea (Dir. EU 2023/959), e il nuovo Regolamento FuelEU Maritime 2023/1805. Entrambi i requisiti si applicheranno a navi di 5.000 GT ed oltre, indipendentemente dalla loro bandiera, per i viaggi tra i porti EU/SEE, nei porti EU/SEE e per i viaggi da e per porti EU/SEE, per e da porti non-EU/SEE – quest'ultimi contati al 50%.

La **revisione della Direttiva ETS** - che istituisce un sistema di scambio di quote di emissioni di GHG - si applica a partire dal 1° gennaio 2024 anche ai trasporti marittimi e richiede di monitorare le emissioni (CO₂, CH₄ e N₂O), acquistare le quote europee (EUA) e restituire un numero di EUA pari al totale delle emissioni, con l'eccezione dei primi due anni per i quali la restituzione delle quote corrisponde rispettivamente al 40% e 70% del totale delle emissioni.

Il **Regolamento FuelEU Maritime** richiede che a partire dal 2025 per ciascuna nave sia calcolato un indice di intensità dei gas serra (GHG) medio annuo che non dovrà superare un valore di target che si ridurrà significativamente nel corso degli anni (dal 2% nel 2025 all'80% nel 2050 rispetto ad un benchmark di 91,16 grCO₂/MJ). Il calcolo dell'indice di intensità di GHG prevede che le emissioni totali di CO₂, CH₄ e N₂O siano divise per l'energia utilizzata dalla nave durante l'anno di riferimento. Nel caso in cui l'indice di intensità di GHG superi il target, la Compagnia dovrà pagare una sanzione proporzionale al costo dei combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio che la nave avrebbe dovuto utilizzare per soddisfare il Regolamento. Tuttavia, il Regolamento consente di prendere a prestito o accumulare eccedenze di conformità della nave tra due periodi di riferimento e di mettere in comune due o più navi, anche di compagnie diverse, facendo un pool. Le navi conformi al Regolamento (i.e. con indice di intensità di GHG inferiore al target o sanzione pagata) dovranno avere a bordo un Documento di Conformità FuelEU.

Inoltre, a partire dal 2030 il regolamento richiede che le navi portacontenitori e le navi passeggeri ormeggiate nei porti UE/SEE ai quali si applicherà il “Regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi” (AFIR) si colleghino alle strutture di alimentazione elettrica da terra (OPS) e le utilizzino per soddisfare tutte le esigenze di

energia durante l'ormeggio, a meno che: stiano in banchina meno di 2 ore; o utilizzino una tecnologia a emissioni zero; o non siano in grado di connettersi per incompatibilità/indisponibilità dei punti di connessione; o debbano effettuare manutenzioni/test funzionali; o vi siano motivi di sicurezza/emergenza.

Anche in questo caso, se il requisito non è soddisfatto, la Compagnia è tenuta a pagare una sanzione calcolata in base alle ore trascorse in porto e al fabbisogno totale di energia elettrica della nave all'ormeggio.

La **Direttiva energie rinnovabili** di recente pubblicata in G.U.⁶ che modifica la UE 2018/2001 e cosiddetta **REDIII** prevede che al 2030 le energie rinnovabili dovranno coprire il 42,5% dei consumi energetici finali e definisce un obiettivo specifico per i trasporti che, per la prima volta viene quantificato considerando, oltre al segmento stradale e ferroviario, anche quello marittimo e aereo. Gli Stati membri (SM) potranno scegliere tra un target energetico di penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore pari ad almeno il 29% del consumo finale oppure di ridurre del 14,5% l'intensità dei gas a effetto serra dei carburanti immessi in consumo, inclusa l'energia elettrica destinata al trasporto stradale e ferroviario. Le rinnovabili dovranno, inoltre, contribuire ai consumi del settore con almeno il 5,5% tra biocarburanti avanzati e carburanti rinnovabili di origine non biologica (RFNBO). A quest'ultimo è assegnato un target minimo dell'1%. In caso lo SM opti per il target energetico, è confermato l'utilizzo dei moltiplicatori per le matrici ricomprese nell'Allegato IX, inclusa l'energia elettrica destinata al trasporto stradale e ferroviario, la limitazione dell'impiego di quelle inserite nella parte B (1,7%), in linea con il quadro già definito dalla Direttiva in vigore. Rispetto ai *feedstock* di origine alimentare e foraggera, non risultano modifiche all'impostazione della RED II. Viene mantenuta la flessibilità del +1% rispetto alla quota 2020 entro il limite del 7% e ai valori del 2019 per quanto riguarda i carburanti prodotti da *feedstock high ILUC risk*. Inoltre, per i carburanti avanzati e gli RFNBO utilizzati nella marina, così come nell'aviazione, sarà applicato un moltiplicatore rispettivamente per le due tipologie di fuel di 1,2 volte e 1,5 volte il loro contenuto energetico.

In questo ambito l'immissione in consumo di carburanti cosiddetti «sostenibili» nel settore marittimo rappresenta un'ulteriore leva di compliance a favore dei fuel supplier per il quale la quantificazione degli obiettivi avverrà tenendo conto di tutti i settori del trasporto: stradale, ferroviario, marittimo e aereo per il settore stradale. In fase di quantificazione del raggiungimento degli obiettivi della RED II va considerato che l'impiego di biofuel nel settore marina è premiato grazie all'applicazione di moltiplicatori del loro contenuto energetico.

⁶ Direttiva 2023/2413

Il **Regolamento AFIR**⁷ prevede che gli Stati Membri garantiscano dal 2025 un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL nei principali (porti TEN-T) e dal 2030 l'installazione di fornitura di energia elettrica da terra, almeno i principali porti europei toccati dalle navi da passeggeri e dalle portacontenitori.

Infine, la revisione della Direttiva europea 96/2003 sulla tassazione dei prodotti energetici (**'Energy Taxation Directive' - ETD**), prevede che ai carburanti tradizionali usati nel trasporto navale sia applicato lo stesso trattamento fiscale previsto per il trasporto su strada, incrementando progressivamente il livello dell'aliquota minima – attualmente nullo – nel corso di periodo di transizione di 10 anni. Nello specifico, sulla base delle ultime bozze di accordo negoziale delle istituzioni comunitarie è previsto un livello minimo nullo per cinque anni, poi incrementato al 50% di quello previsto per il trasporto su strada per i cinque anni successivi. I carburanti di origine rinnovabile o decarbonizzata godrebbero invece di un'aliquota nulla per 10 anni, sostituita da un'aliquota finale che sembrerebbe comunque molto vantaggiosa. Per i biogas e i biocarburanti avanzati, nonché per gli RFNBO, l'aliquota minima resterebbe nulla anche al termine del periodo di transizione. Infine, dovrebbe essere prevista un'esenzione per i carburanti usati nel settore della pesca.

1.4 Il framework normativo nazionale

In ambito nazionale, le modalità attuative per il raggiungimento degli obblighi di penetrazione delle fonti rinnovabili negli usi energetici sono ora disciplinate dal D. Lgs. 199/2021, con cui è stata recepita la RED II.

L'Italia si è posta al 2030 un obiettivo minimo del 30% come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo rispetto al 32% previsto dalla direttiva per l'Unione nel suo complesso.

In particolare, per il settore dei trasporti, il D.Lgs 199/2021 fissa al 16% il target al 2030 (vs il 14% della RED II) posto in capo ai fornitori di carburante e calcolato rispetto al contenuto energetico dei fuel immessi in consumo. Questo obiettivo è al momento coerente con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) in corso di revisione - che prevede per i trasporti un contributo del 22%, il 6% coperto da energia elettrica di fonte rinnovabile⁸. In Italia è stato inoltre introdotto un obbligo aggiuntivo di immissione in consumo di una quota di biocarburanti liquidi utilizzati in purezza pari a 300 kton per il 2023 con incremento di 100 kton/anno fino al raggiungimento di 1 mln/ton dal 2030 in poi.

⁷ Regolamento 2023/1804.

⁸ Il PNIEC è in fase di revisione per il suo adeguamento agli obiettivi di decarbonizzazione fissati dalla Legge sul Clima

L'obbligo energetico del 16%, secondo la nuova metodologia Eurostat, si calcola considerando il rapporto tra tutti i biocarburanti, i carburanti di origine non biologica (RFNBO) e i carburanti da carbonio riciclato (RCF) immessi in consumo in tutte le forme di trasporto e tutti i combustibili fossili (benzina, diesel e metano), i biocarburanti e il biometano immessi in consumo nel trasporto stradale e ferroviario.

Pertanto, rispetto all'impostazione previgente concorrono al denominatore anche i biocarburanti e il gas naturale; al numeratore sono presi in considerazione oltre ai biofuel gli RFNBO (*Renewable Fuels of Non Biological Origin*), anche quando utilizzati come intermedi nella produzione di carburanti convenzionali, e gli RCF (*Recycled Carbon Fuel*)⁹, consumati nei settori stradali, ferroviario, aereo e marittimo.

La novità di consentire il traguardo degli obiettivi nazionali anche attraverso il consumo di biocarburanti, RFNBO e RCF ad uso settore marittimo costituisce un'opportunità di decarbonizzazione del settore in considerazione del fatto che è prevista l'applicazione di alcuni moltiplicatori¹⁰. Per questo settore si tratta di conteggiare:

- 2 volte (cd. *double counting*) il contenuto energetico dei biofuel prodotti da materie prime listate all'interno dell'Annex IX della direttiva [che si distingue in Parte A (feedstock avanzati) e Parte B (olio da cucina usato e grassi animali)]
- 1,2 volte il contenuto energetico ai biofuel forniti ai settori dell'aviazione e del trasporto marittimo (ad eccezione di combustibili prodotti a partire da colture alimentari e foraggere). I biocarburanti prodotti dalle matrici dell'Annex IX e utilizzati in questi settori saranno pertanto conteggiati 2,4 volte il loro contenuto energetico.

In attuazione del DLgs 199/2021, il DM 107/2023 disciplina criteri, condizioni e modalità per l'attuazione degli obblighi di immissione in consumo dei biocarburanti, RFNBO e RCF nell'orizzonte temporale 2023-2030 da parte dei soggetti obbligati, con particolare riferimento:

- **all'obbligo tradizionale:** determina quindi anche le traiettorie relative alle quote minime per le diverse tipologie di biocarburanti (standard, avanzati, bio benzina);
- all'obbligo nazionale relativo all'immissione in consumo di **biocarburanti liquidi in purezza**, con conversione in energia degli obblighi espressi in volume nella normativa primaria. Anche tale obbligo può essere assolto con l'immissione in consumo di uno o più bio in purezza (biodiesel, bioGPL, biometano liquefatto e HVO) e/o con l'acquisto dei corrispondenti CIC rilasciati ai soggetti obbligati che li immettono in consumo.

⁹ Gli RCF non sono conteggiati fino al momento dell'adozione dell'Atto Delegato UE che identifica la metodologia di calcolo (tema trattato nel capitolo successivo)

¹⁰ Il contributo dell'energia elettrica da FER (compresi i bioliquidi) rispetto all'energia elettrica complessiva è pari a: 4 volte il suo contenuto energetico se fornita a veicoli stradali; 1,5 volte il suo contenuto energetico se fornita al trasporto ferroviario.

1.4.1 Disciplina ambientale

In linea con le indicazioni IMO e in attuazione della relativa disciplina europea (direttiva 1999/32/CE, come modificata dalla direttiva 2012/33/UE), il Codice Ambientale (articolo 295 DLgs 152/2006) disciplina il tenore massimo di zolfo dei combustibili per uso marino prodotti, importati ed utilizzati in Italia. In particolare:

- vieta l'utilizzo di combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore allo 0,50% in massa nelle acque territoriali, nelle zone economiche esclusive e nelle zone di protezione ecologica, appartenenti all'Italia, a bordo di navi di qualsiasi bandiera e fissa un tenore massimo di zolfo pari allo 0,10% in massa ove gli SM della Ue prospicienti le stesse zone di mare abbiano previsto l'applicazione di tenori di zolfo uguali o inferiori;
- vieta l'immissione sul mercato di gasoli marini con tenore di zolfo superiore allo 0,10% in massa e di oli diesel marini con tenore di zolfo superiore all'1,50% in massa;
- nelle acque territoriali - nelle zone economiche esclusive e nelle zone di protezione ecologica - ricadenti all'interno di aree di controllo delle emissioni di SO_x, ovunque ubicate, vieta alle navi battenti bandiera italiana l'utilizzo di combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore allo 0,10% in massa. Il divieto vale anche per le navi non battenti bandiera italiana che hanno attraversato una di tali aree inclusa nel territorio italiano o con esso confinante e che si trovano in un porto italiano. Stesso divieto viene esteso anche alle aree del Mar Baltico e del Mare del Nord, nonché, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore della relativa designazione, alle ulteriori aree designate (il Mediterraneo sarà area SECA da Maggio 2025);
- vieta l'utilizzo di combustibili per uso marittimo con tenore di zolfo superiore allo 0,10% in massa su navi all'ormeggio. Il divieto si applica anche ai periodi di carico, scarico e stazionamento.

1.5 Simulazione dell'impatto economico della normativa Europea¹¹

Rina ha sviluppato uno studio per valutare gli impatti economici derivanti dagli adempimenti normativi applicandolo su varie tipologie di mezzi navali. Sulla base dei dati 2022 sono state formulate le seguenti ipotesi:

- Stessi viaggi, consumi e costi nel 2024, 2025 e 2026;
- Calcolo dell'ETS inclusivo delle emissioni di CH₄ e N₂O per il 2026;
- Utilizzo dei fattori indicati dalla direttiva RED per il biocarburante;

¹¹ Analisi elaborata da RINA nel 2Q 2023

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

- Prezzo dell'EUA: 90 EUR/12;
- Prezzo medio dei combustibili fossili: 550 EUR/ton;
- Prezzo del biodiesel da rifiuti: 1300 EUR/ton;
- Prezzo dell'HVO dai rifiuti: 2000 EUR/ton.

Si riporta a titolo esemplificativo un estratto dello studio relativo a una Containership con le seguenti caratteristiche:

Total yearly consumption	Yearly consumption within EU and to/from EU	Yearly Consumption subject to EU requirements (50% of voyages to/from non-EU ports)	Calls in transshipment ports as defined by Commission Impl. Reg. (EU) 2023/2297
30291 ton	12762 ton (4632)	7625 ton	YES

Tabella: Cost estimation for ship

	2024	2025	2026
ETS Costs (EUR)	855.265	1.496.713	2.171.855
FuelEU costs (EUR)	NA	443.281	443.281
Fuel costs (EUR)	7.018.963	7.018.963	7.018.963
Total costs (EUR)	7.874.227	8.958.957	9.634.098

Figura: Costs impact of EU requirements for 2024, 2025, 2026

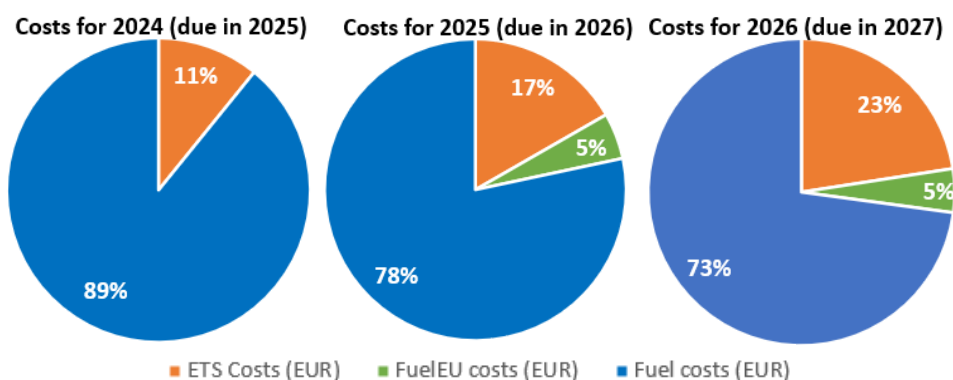
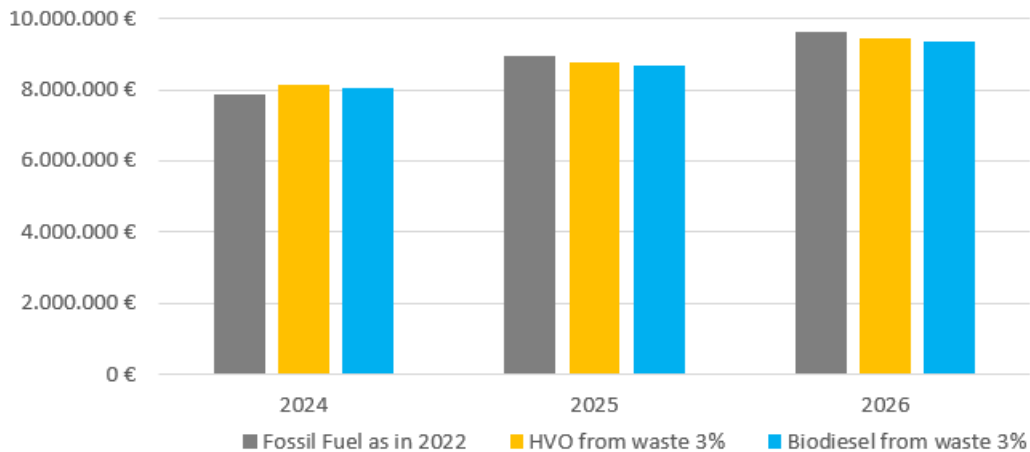


Figura: Comparison of total cost of ship using different fuels

¹² A metà dicembre 2023 l'EUA è scesa a 70 € come effetto del conflitto ad Israele, nel periodo estivo si attestava tra 89€ e 92€.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO



Come evidenziato dall'analisi sopra riportata, un elemento comune emerso dall'applicazione della metrica è che i nuovi requisiti UE avranno un grande impatto sulla compagnia di navigazione. Le stime sono state effettuate relativamente agli anni 2024, 2025 e 2026, tenendo conto che a lungo termine è difficile prevedere i viaggi, i consumi e porti di scalo. Per gli stessi motivi ed essendo applicabile dal 1° gennaio 2030, non sono stati effettuati calcoli sulle sanzioni relative all'OPS.

Sulla base delle ipotesi formulate e i pochi dati disponibili, i calcoli effettuati mostrano che, soprattutto a partire dal 2026, quando la restituzione delle quote corrisponderà al totale delle emissioni di gas serra e sarà anche in vigore il regolamento Fuel EU Maritime, i costi dovuti ai requisiti dell'UE non saranno trascurabili. Per le emissioni del 2026, infatti, si può dedurre che tale costo rappresenterà in media circa il 30% del costo totale di carburante, quote CO₂ e "penalties" dovute alla Fuel EU Maritime.

Per quanto riguarda le navi portacontainer, è da notare che il costo connesso all'impiego di carburante fossile potrebbe aumentare in modo significativo. È indubbio, comunque, che l'utilizzo di biocarburanti certificati rappresenti una soluzione a breve/medio termine per ridurre le sanzioni FuelEU e l'ammontare delle quote da restituire.

Tuttavia, è da rilevare che per effettuare un'analisi complessiva sull'impiego dei biocarburanti devono essere considerati altri aspetti, come la disponibilità e il prezzo, la sicurezza della nave ed eventuali requisiti aggiuntivi individuati da parte dell'amministrazione di bandiera per il loro utilizzo.

1.6 Evoluzione ed effetti della normativa¹³

L'IMO e la UE hanno approcci differenti, entrambi finalizzati a promuovere una strategia di mitigazione degli effetti connessi ai cambiamenti climatici.

In particolare, l'IMO richiede che le navi debbano essere conformi ai requisiti obbligatori della Convenzione MARPOL Annesso VI, che definisce i seguenti requisiti:

- il calcolo e la verifica del nuovo indice di Efficienza Energetica per le navi esistenti (EEXI);
- un rafforzamento del Piano per la Gestione dell'Efficienza Energetica (SEEMP);
- un meccanismo di valutazione dell'efficienza energetica legato al nuovo indicatore operativo di intensità di carbonio (CII) che, come evidenziato, una metrica semplice e con pochi elementi non riesce a descrivere correttamente l'efficienza nave rispetto a: nave in rada, nave in porto, nave ai lavori, nave in manovra, navigazione in zavorra rispetto a navigazione con carico e carico realmente trasportato.

L'UE, come evidenziato nei paragrafi precedenti, pone dei target emissivi di CO₂ che nel caso non fossero rispettati possono dar luogo a delle sanzioni secondo il principio che chi inquina paga in ambito regionale, interessando solo i traffici in/da e per l'Europa.

Questa differenza di impostazione rende difficile agli operatori del settore (in particolare costruttori e armatori) rispondere adeguatamente a tali istanze, producendo un effetto diretto sui processi di decarbonizzazione in mancanza di un'univoca indicazione e un effetto distorsivo sulla competitività del settore marittimo europeo, per l'industria e per l'indotto a queste associate.

Come indicato nello studio "Da oggi al 2050" è di assoluta importanza che nel caso in cui si raggiunga un accordo internazionale (IMO) su questioni già disciplinate a livello regionale dell'UE, le norme europee siano riviste al fine di essere adeguate per evitare una duplicazione degli obblighi e degli oneri amministrativi per le navi che viaggiano in Europa.

Se non fosse raggiunta una uniformità di impostazione, questa situazione delineerebbe un quadro d'incertezza che potrebbe rallentare gli investimenti, anche se è opportuno ricordare che nelle bozze degli atti delegati la Commissione europea ha previsto che una parte dell'Innovation fund, finanziato con i proventi derivanti dall'EU ETS, sia destinato a supportare la decarbonizzazione del settore marittimo.

¹³ Studio "Da oggi al 2050, tra sfide e opportunità per l'industria marittima". Svolto da RINA, Assarmatori e Confitarma, 2023

CAPITOLO 2

-

NAVI

HIGHLIGHTS

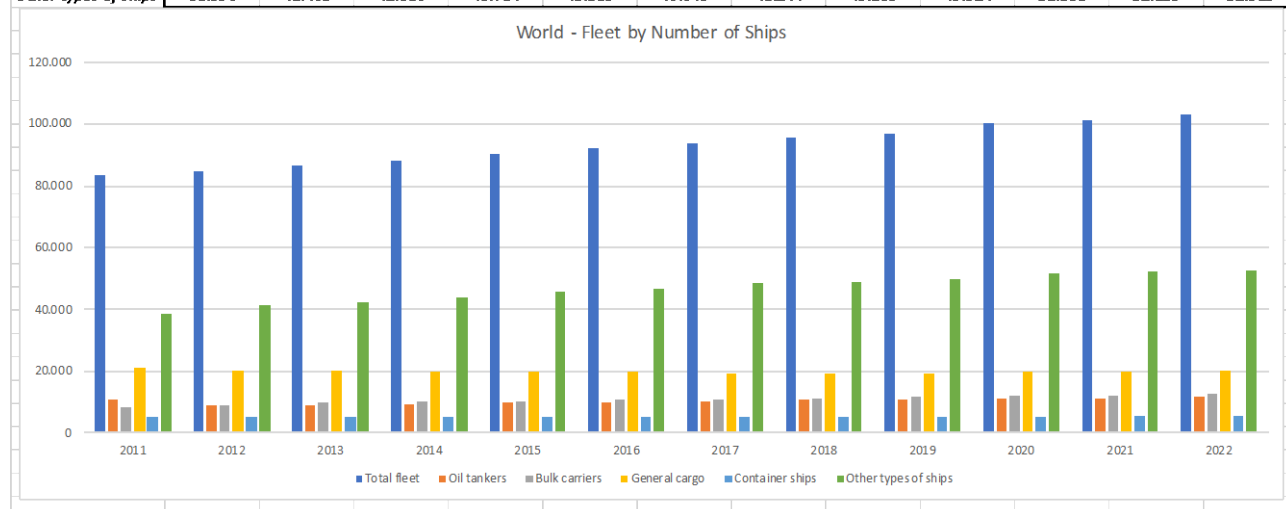
- La flotta mondiale sta crescendo in termini di unità e in una misura più che doppia anche in termini di tonnellaggio. Solo le navi *General Cargo* sono in diminuzione in numero e pressoché costanti in termini di tonnellaggio globale, confermando l'evoluzione ormai in atto da decenni del traffico "bulk" e "non-specializzato" verso il container.
- I dati sull'età della flotta mondiale mostrano un'età media di poco inferiore a 22 anni; si segnala che l'età media della flotta portacontenitori negli ultimi anni sta salendo, in quanto le nuove costruzioni si stanno concentrando nella fascia alta del tonnellaggio, a fronte di una quantità relativamente modesta di demolizioni.
- Ogni anno la quantità di tonnellaggio demolito – e quindi sostituito con nuovo naviglio - è una quota minima di quello esistente: si va dal 2,0% del 2014 all'1,1% del 2021; durante il periodo considerato (2014-2021), il tasso di demolizione è stato pari all'1,6%, indicando che i tempi di sostituzione delle flotte sono attualmente piuttosto lunghi e che devono essere accelerati. L'incidenza dell'industria cantieristica europea di costruzione e di demolizione navale è marginale rispetto all'industria cantieristica mondiale: in Asia è costruito il 96% del nuovo tonnellaggio globale e demolito oltre il 98% del tonnellaggio.
- In Italia il tonnellaggio è passato da 16.298 tonnellate di stazza lorda del 2011 a 14.185 tonnellate di stazza lorda del 2022 e il numero di navi è in diminuzione passando da 1.467 unità del 2021 a 1.266 unità del 2022.
- L'età media della flotta italiana è piuttosto elevata, passando dai 22,0 anni del 2011 ai 28,9 anni del 2022; l'età media del settore Oil tankers è sostanzialmente raddoppiata seguita dal settore trasporto passeggeri (trasferimento locale passeggeri), mentre si evidenzia una flotta in linea con il dato medio mondiale nel mondo dei traghetti Ro/Ro pax e molto giovane in quello delle crociere.
- Il Carbon Intensity Indicator (CII) definito in sede IMO evidenzia che solo il 37% del naviglio sarebbe in grado di rispettare i requisiti del CII senza ulteriori misure. Essendo poi il CII una norma sempre più stringente per ogni anno a partire dal 2023, le analisi mettono in evidenza come, a parità di profilo di emissioni, la situazione si delinea chiaramente sempre più critica fino ad arrivare, dopo il 2025, ad avere ipoteticamente più del 73% delle unità non autorizzabili a navigare; per queste ultime unità la transizione nei prossimi anni appare come una "scelta obbligata".
- Per il settore delle navi ro-ro passeggeri, come per le altre tipologie di navi, è evidente l'esigenza di avere a disposizione fin da subito tecnologie e combustibili alternativi, per poter ottemperare alle norme e per poter raggiungere una reale e assoluta diminuzione delle emissioni di gas serra.
- Dalle informazioni disponibili emerge l'inizio di un cambiamento di orientamento in merito alle richieste degli armatori, ossia: unità dual-fuel, in grado di operare fin da subito sia con i fuel tradizionali che con fuel alternativi (gas naturale liquefatto e metanolo), ed unità dual-fuel-ready (ad esempio ammonia ready) dotate di tutti gli accorgimenti progettuali per poter essere trasformate ed alimentate con il secondo fuel.

2.1 Flotta globale

L'UNCTAD (United Nations Conference on Trade and Development)¹⁴ fornisce annualmente un'ampia gamma di statistiche e indicatori rilevanti per l'analisi del commercio internazionale, dell'economia, degli investimenti, del trasporto marittimo e dello sviluppo in generale. Tra i dati disponibili vi sono quelli relativi alla flotta mondiale dai quali è possibile estrarre informazioni preziose sulla tipologia delle navi, così come sulla loro bandiera.

La tabella “Merchant fleet by flag of registration and by type of ship” fornisce i dati relativi alle navi mercantili a propulsione meccanica di stazza lorda pari o superiore a 100 tonnellate¹⁵ mostrati nella tabella e nel grafico seguenti.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total fleet	83.283	84.709	86.668	87.950	90.470	92.095	93.521	95.653	97.136	100.151	101.419	102.899
Oil tankers	10.609	8.838	9.100	9.239	9.695	9.884	10.187	10.852	10.996	11.354	11.506	11.565
Bulk carriers	8.228	9.001	9.688	10.162	10.509	10.729	10.895	11.384	11.623	11.987	12.336	12.714
General cargo	21.090	20.309	20.421	19.664	19.566	19.613	19.045	19.080	19.288	19.888	19.976	20.112
Container ships	4.966	5.096	5.079	5.101	5.111	5.226	5.150	5.198	5.305	5.384	5.442	5.589
Other types of ships	38.390	41.465	42.380	43.784	45.589	46.643	48.244	49.139	49.924	51.538	52.159	52.919



Il grafico mostra una costante crescita del numero di navi, che sono passate da 83.283 unità del 2011 a 102.899 unità del 2022, con una crescita media di oltre il 2,1% annuo (23,6% nel periodo).

Sempre con riferimento alla flotta mondiale, ma questa volta analizzata in termini di tonnellaggio, i dati ed i relativi grafici mostrati di seguito vedono una crescita del tonnellaggio da 959.551 migliaia di tonnellate di stazza lorda del 2011 a 1.485.638 migliaia di

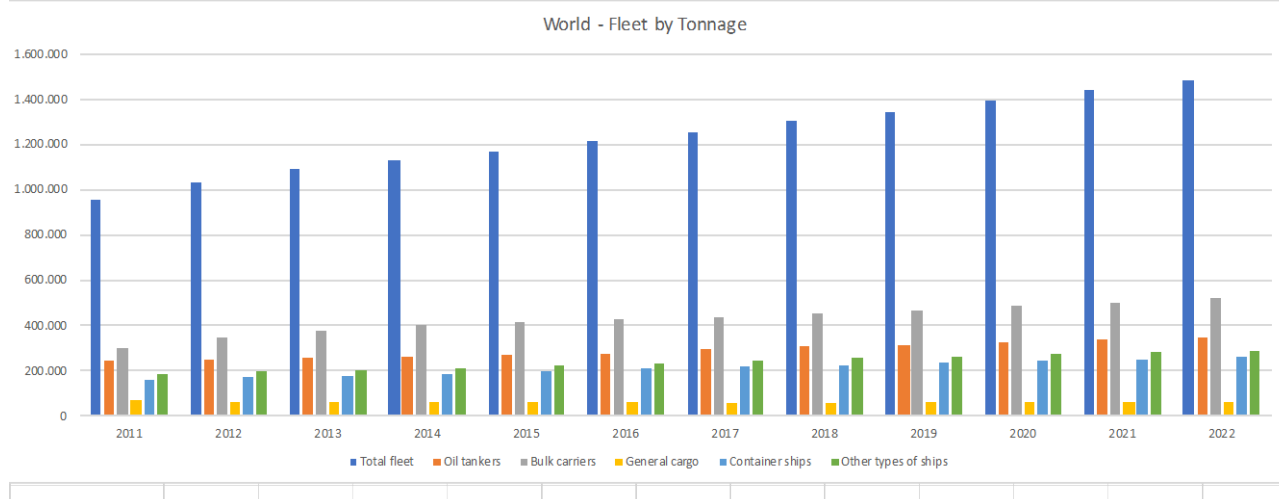
¹⁴ <https://unctad.org/>

¹⁵ Sono escluse le navi per la navigazione interna, i pescherecci (solo dal 2011 in poi), le navi militari, gli yacht, le piattaforme fisse e mobili offshore e le chiatte (ad eccezione di FPSO - navi galleggianti di produzione, navi di stoccaggio e sbarco - e navi di perforazione).

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

tonnellate di stazza lorda del 2022, quindi con un incremento del 5,0% annuo (54,8% nel periodo).

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total fleet	959.551	1.033.929	1.093.863	1.132.698	1.175.110	1.219.817	1.257.941	1.305.340	1.345.428	1.400.127	1.439.863	1.485.638
<i>Oil tankers</i>	244.445	250.079	260.375	264.470	270.007	278.249	294.300	309.683	312.318	330.385	339.979	345.139
<i>Bulk carriers</i>	303.827	345.695	381.385	403.728	421.346	431.024	440.040	455.358	468.192	486.312	504.316	522.583
<i>General cargo</i>	67.310	65.784	65.159	62.149	61.789	62.406	60.248	60.588	61.202	62.471	62.557	63.519
<i>Container ships</i>	158.117	170.356	179.522	188.603	200.031	215.203	217.119	224.986	237.100	246.023	252.525	263.253
<i>Other types of ships</i>	185.853	202.015	207.422	213.748	221.937	232.933	246.234	254.726	266.617	274.936	280.486	291.144

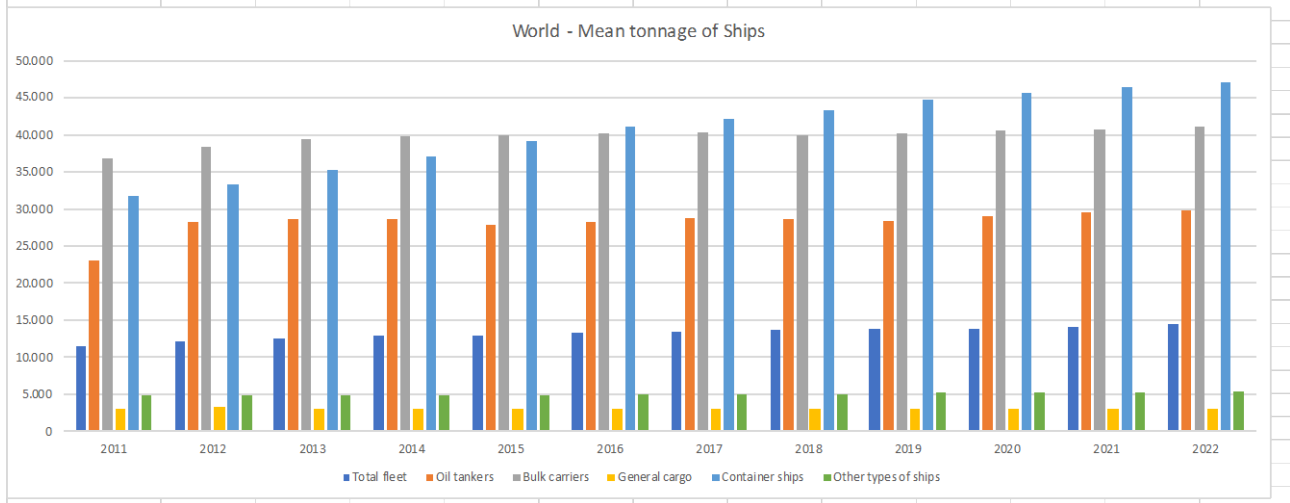


Ciò indica che la flotta mondiale sta crescendo in termini di unità ed in una misura più che doppia anche in termini di tonnellaggio. Solo le navi *General Cargo* sono in diminuzione in numero e pressoché costanti in termini di tonnellaggio globale e questo dato, assieme alla crescita del numero e del tonnellaggio complessivo delle navi portacontainer, conferma l'evoluzione ormai in atto da decenni del traffico "non-bulk" e "non-specializzato" verso il container.

La tabella ed il grafico che seguono mostrano l'andamento del tonnellaggio medio delle navi ed anche in questo caso si nota un incremento del tonnellaggio medio da 11.522 tonnellate di stazza lorda nel 2011 a 14.438 tonnellate di stazza lorda del 2022, con un incremento annuo del 2,3% annuo e del 25,3% nel periodo considerato.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total fleet	11.522	12.206	12.621	12.879	12.989	13.245	13.451	13.647	13.851	13.980	14.197	14.438
Oil tankers	23.041	28.296	28.613	28.625	27.850	28.152	28.890	28.537	28.403	29.099	29.548	29.843
Bulk carriers	36.926	38.406	39.367	39.729	40.094	40.174	40.389	40.000	40.282	40.570	40.882	41.103
General cargo	3.192	3.239	3.191	3.161	3.158	3.182	3.163	3.175	3.173	3.141	3.132	3.158
Container ships	31.840	33.429	35.346	36.974	39.137	41.179	42.159	43.283	44.694	45.695	46.403	47.102
Other types of ships	4.841	4.872	4.894	4.882	4.868	4.994	5.104	5.184	5.340	5.335	5.378	5.502



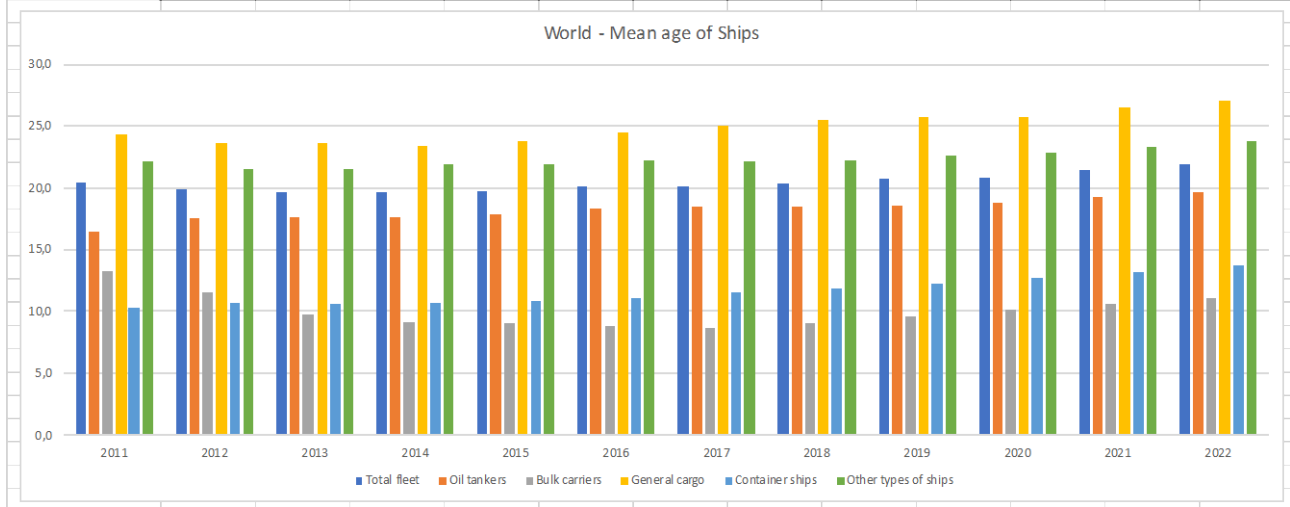
L'incremento del tonnellaggio medio è trainato soprattutto dalle *Container ships* (4,4% annuo e 47,9% nel periodo) ed in misura minore dalle *Oil tankers* (2,7% annuo e 29,5% nel periodo), anche le *Bulk carriers* e le *Other types of ships* crescono nelle loro dimensioni mentre le *General cargo* sono stabili e, mediamente, significativamente più piccole delle altre tipologie di navi¹⁶.

I dati sull'età della flotta, riportati nella tabella e nei grafici seguenti, mostrano un'età media della flotta mondiale di poco sotto ai 22 anni e sostanzialmente stabile nel corso degli ultimi anni. L'età media delle flotte è spinta in alto dalle *General Cargo* e dalle *Other types of Ships*, ed in misura minore dalle *Oil tankers*, mentre la flotta più giovane è costituita dalle *Bulk carriers* e dalle *Container ships*.

¹⁶ Parlare di tonnellaggio medio nelle *Other types of ships* è privo di significato, perché in questo gruppo la statistica UNCTAD mette assieme navi di tipologia e dimensioni assolutamente inconfondibili, dalle grandi navi da crociera, ai traghetti ro-ro e ropax, alle car carriers, alle piccole unità per il trasporto in cabotaggio di passeggeri.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total fleet	20,4	19,9	19,7	19,6	19,7	20,1	20,1	20,3	20,7	20,9	21,4	21,9
Oil tankers	16,4	17,6	17,6	17,6	17,9	18,4	18,5	18,4	18,6	18,8	19,3	19,7
Bulk carriers	13,3	11,5	9,8	9,1	9,0	8,8	8,8	9,0	9,7	10,2	10,6	11,1
General cargo	24,4	23,6	23,7	23,4	23,7	24,4	25,0	25,6	25,7	25,8	26,5	27,1
Container ships	10,3	10,7	10,6	10,7	10,8	11,1	11,5	11,8	12,3	12,7	13,2	13,7
Other types of ships	22,2	21,6	21,6	21,8	21,9	22,2	22,1	22,3	22,6	22,8	23,3	23,8



In particolare, come evidenziano la tabella e il grafico, la flotta adibita al trasporto prodotti alla rinfusa ha subito un significativo rinnovamento nel corso degli ultimi anni, un rinnovamento partito attorno al 2000 con una diversificazione legata alle dimensioni a seconda dei traffici (*Aframax, Suezmax, Panamax, Handysize, Handymax*, eccetera) ed alla necessità di un naturale svecchiamento della flotta; negli anni 2016/2017 la flotta delle portarinfuse, quanto ad età media, ha toccato il minimo, con un'età inferiore ai 9 anni.

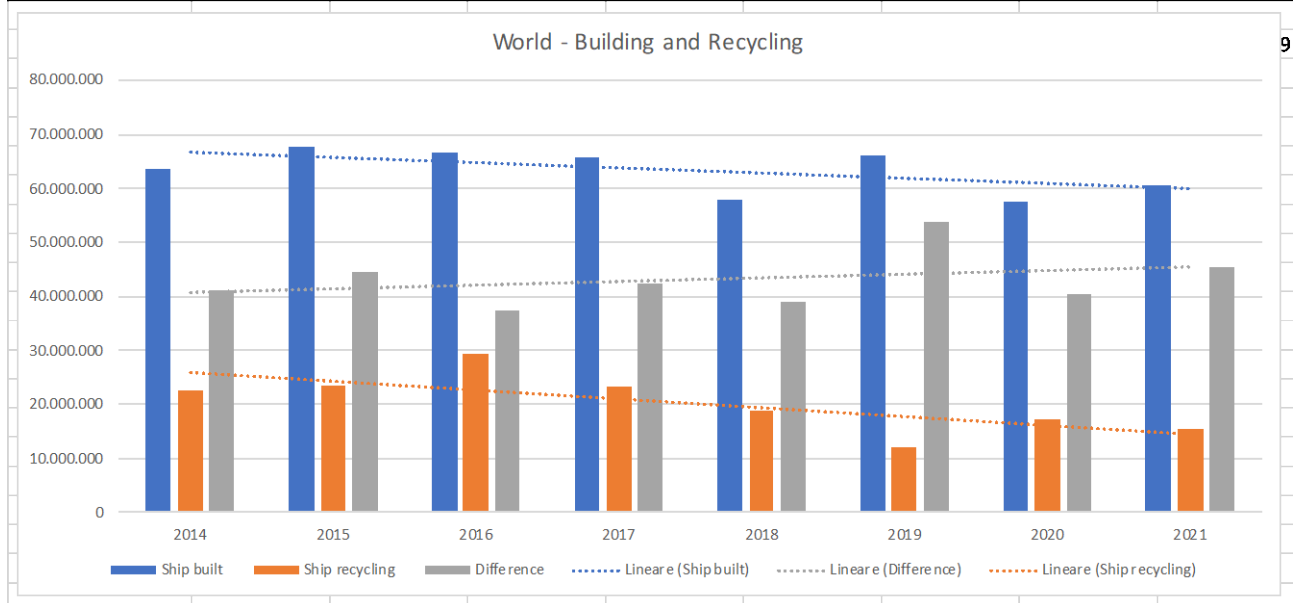
Le navi portacontenitori - e lo stesso si può dire delle navi da crociera, anche se questo dato è mascherato nella statistica UNCTAD che non identifica direttamente queste navi, ma le ingloba nella categoria *Other types of ships* - hanno invece iniziato una corsa al gigantismo che sembra non fermarsi. L'età media della flotta portacontenitori negli ultimi anni sta salendo, infatti, le nuove costruzioni si stanno concentrando nella fascia alta del tonnellaggio, a fronte di una quantità relativamente modesta di demolizioni.

Il rinnovo della flotta traghetti - anche questo dato non emerge dalla statistica UNCTAD - procede invece in modo più lento, per una serie di ragioni, non ultimo il costo significativo della tipologia di nave e la notevole "vita media" di queste unità.

Le statistiche UNCTAD riportano anche il tonnellaggio costruito e demolito a partire dal 2014 sino al 2021 (vedi tabella e grafico seguente).

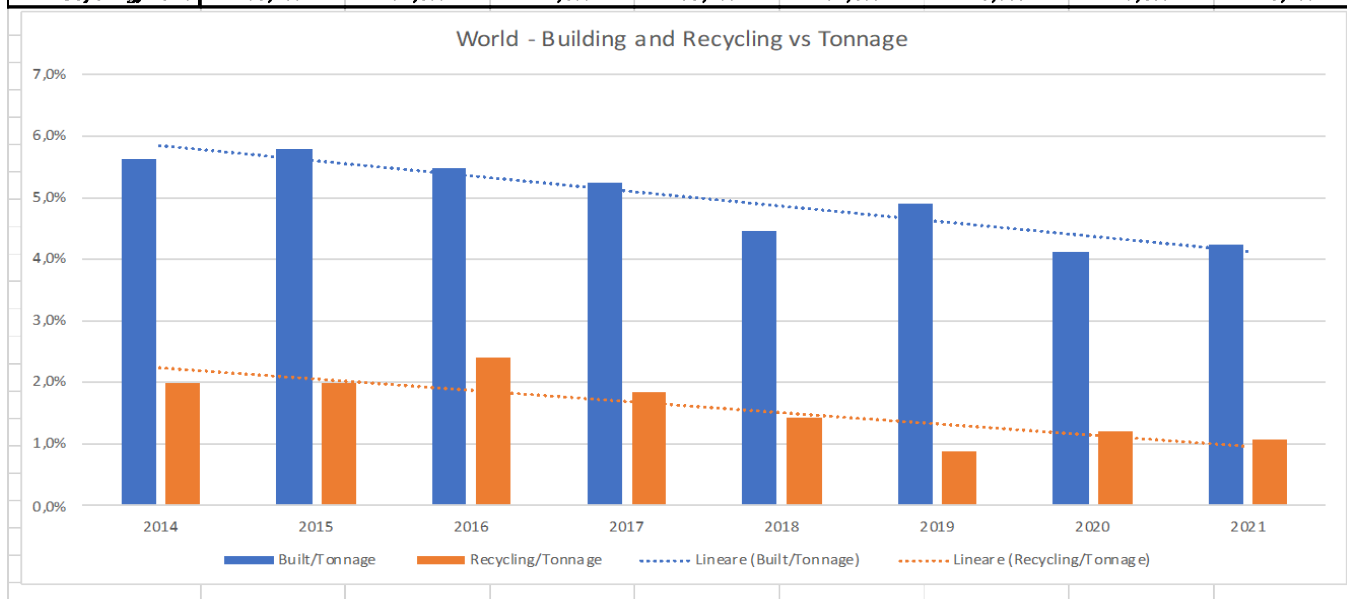
LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ship built	63.662.235	67.876.902	66.782.739	65.712.437	58.045.134	65.910.572	57.764.893	60.779.648
Ship recycling	22.561.239	23.487.269	29.403.219	23.137.868	18.944.582	12.031.309	17.207.838	15.328.713
Difference	41.100.996	44.389.633	37.379.520	42.574.569	39.100.552	53.879.263	40.557.055	45.450.935



Questi dati mostrano, seppur nel contesto di dati oscillanti, un andamento discendente sia del nuovo tonnellaggio che del tonnellaggio demolito; la differenza tra il nuovo tonnellaggio ed il tonnellaggio demolito tende ad aumentare, questo significa che il tonnellaggio mondiale continua, comunque, ad aumentare e che le navi demolite sono costantemente rimpiazzate da nuove costruzioni. Osservando anno per anno i valori del nuovo tonnellaggio e del tonnellaggio demolito in rapporto al tonnellaggio esistente, si hanno delle utili indicazioni sul ritmo di sostituzione della flotta mondiale.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Built/Tonnage	5,6%	5,8%	5,5%	5,2%	4,4%	4,9%	4,1%	4,2%
Recycling/Tonnage	2,0%	2,0%	2,4%	1,8%	1,5%	0,9%	1,2%	1,1%
Recycling/Built	35,4%	34,6%	44,0%	35,2%	32,6%	18,3%	29,8%	25,2%



Un dato particolarmente significativo è quello che mostra che ogni anno la quantità di tonnellaggio demolito – e quindi sostituito con nuovo naviglio - è una quota minima di quello esistente: si va dall'2,0% del 2014 all'1,1% del 2021; quindi, durante il periodo considerato (2014-2021), il tasso di demolizione è stato pari a 1,6%.

Questo significa che, proseguendo con questo ritmo, per altro in marcata discesa negli ultimi anni, il tempo necessario per la sostituzione integrale della flotta è superiore ai 62 anni.

Sempre attraverso le statistiche UNCTAD è particolarmente significativo constatare come oltre il 96% del nuovo tonnellaggio globale sia costruito in Asia e come oltre il 98% del tonnellaggio demolito sia demolito in Asia. L'industria europea¹⁷ nel suo complesso contribuisce alle nuove costruzioni poco più del 3% del tonnellaggio ed alle demolizioni per meno dello 0,5%.

Il tonnellaggio mondiale che naviga con bandiera europea - nel suo complesso e non solo come EU - non è significativo¹⁸ e non particolarmente elevato; altrettanto lo sono i volumi di traffico che interessano l'Europa stessa¹⁹. L'incidenza dell'industria cantieristica europea di costruzione e di demolizione navale è marginale rispetto all'industria cantieristica mondiale; quindi, gran parte del processo di decarbonizzazione che già interessa lo shipping e che continuerà ad interessarlo per molti anni a venire, dipende da industrie (trasporto marittimo e cantieristica) al di fuori dal diretto controllo dell'Unione Europea.

2.2 Flotta italiana

Per quanto riguarda l'Italia i dati del tonnellaggio sono significativamente in controtendenza rispetto al livello europeo, come mostrato dalla tabella e dal grafico seguente.

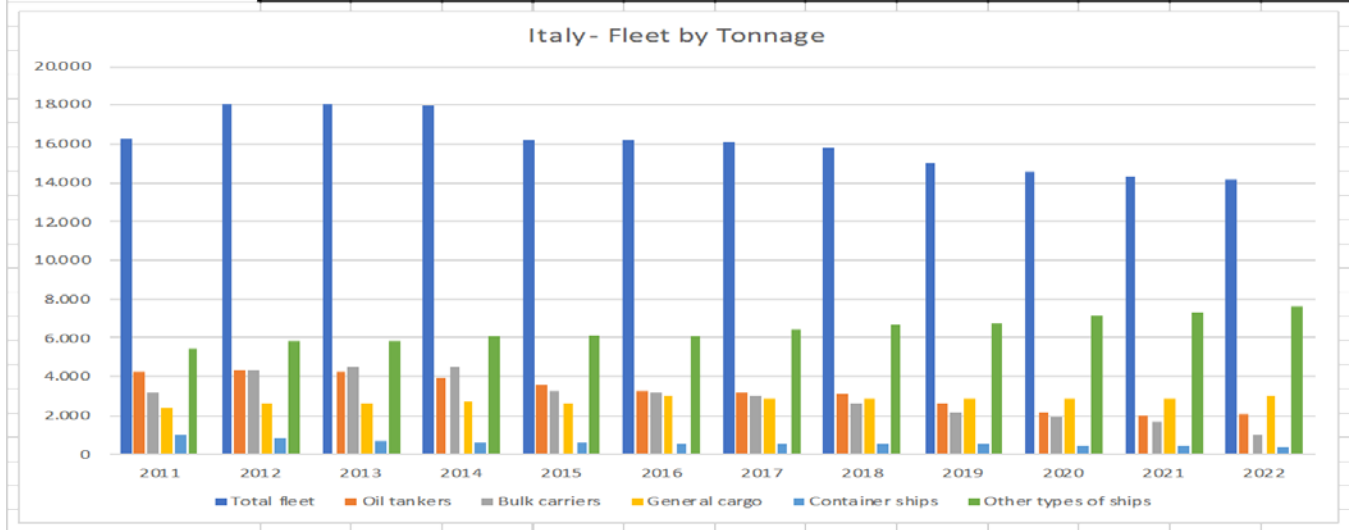
¹⁷ Nella classificazione UNCTAD negli stati europei sono compresi tutti gli stati che hanno la loro collocazione geografica in Europa e non solo quelli appartenenti all'Unione Europea.

¹⁸ Il tonnellaggio battente bandiera europea – secondo la classificazione UNCTAD – nel 2022 è riportato uguale a pari a 291.074 migliaia di tonnellate di stazza lorda su un totale mondiale di 1.485.638 migliaia di tonnellate di stazza lorda, pari al 19,6% del totale.

¹⁹ Per il 2021 le tabelle UNCTAD riportano in ambito globale 10.985 milioni di tonnellate di merci caricate e 10.975 milioni di tonnellate di merci scaricate; nello stesso anno in Europa sono state caricate 1.568 milioni di tonnellate (14,2%) e scaricate 1.722 milioni di tonnellate (15,7%).

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total fleet	16.298	18.053	18.054	17.991	16.214	16.161	16.090	15.835	15.052	14.568	14.355	14.185
Oil tankers	4.243	4.391	4.264	4.002	3.572	3.297	3.211	3.091	2.678	2.150	2.045	2.080
Bulk carriers	3.209	4.322	4.541	4.515	3.264	3.205	3.010	2.625	2.175	1.960	1.725	1.022
General cargo	2.438	2.649	2.672	2.743	2.642	3.020	2.866	2.842	2.907	2.867	2.870	3.056
Container ships	992	841	711	649	623	550	550	550	508	424	424	370
Other types of ships	5.416	5.849	5.865	6.081	6.114	6.089	6.453	6.727	6.785	7.168	7.290	7.657



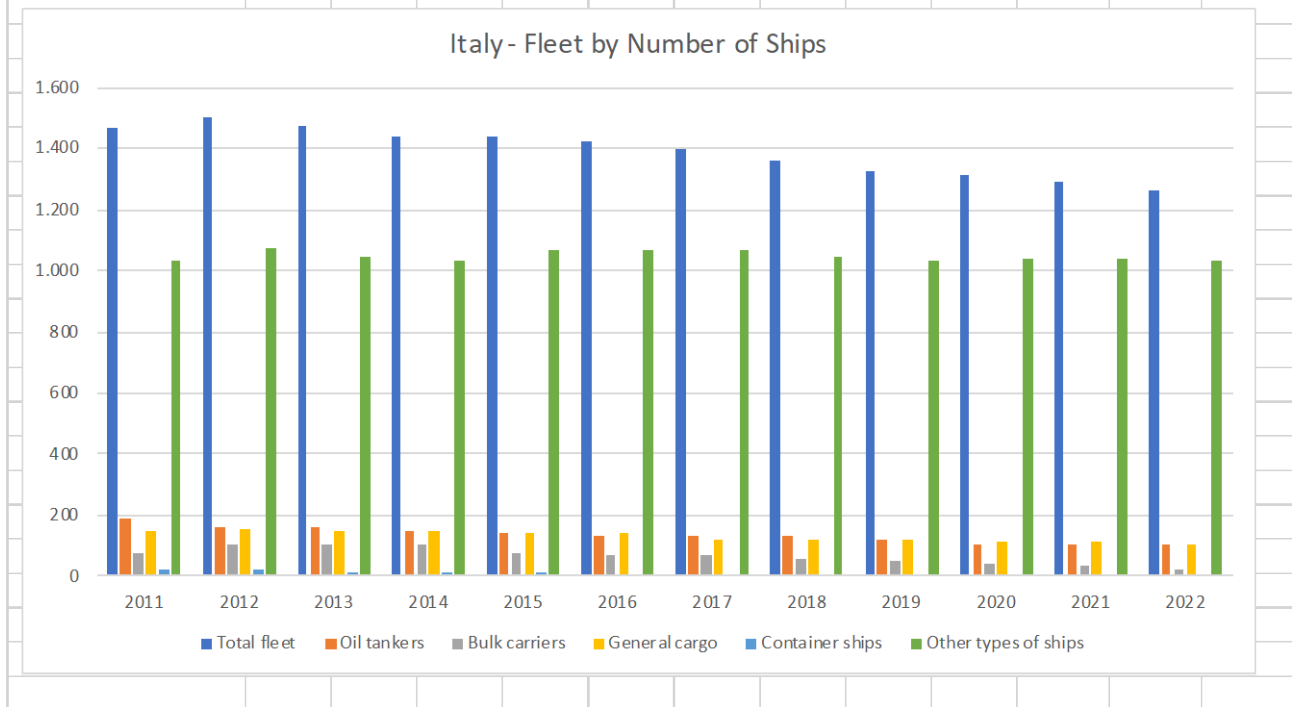
In termini di tonnellaggio l'Italia è passata da 16.298 tonnellate di stazza lorda del 2011 a 14.185 tonnellate di stazza lorda del 2022, con una diminuzione media annua dell'1,2% e del 13% nel periodo considerato, dopo aver superato le 18.000 tonnellate di stazza lorda nel 2012 e nel 2013.

Tutte le tipologie di navi vedono delle drastiche diminuzioni di tonnellaggio, a parte le *General cargo* (anche qui in controtendenza rispetto a quel che accade in ambito globale) e le *Other types of ships* (dove sono comprese le navi da crociera ed altre navi da passeggeri come le ropax); dal 2011 al 2022 il tonnellaggio totale delle *Oil tankers* italiane si è praticamente dimezzato, quello delle *Bulk carriers* e delle *Container ships* si è ridotto ad un terzo.

I dati non cambiano sostanzialmente se esaminati in termini di numero di navi, come riportato dalla tabella e dal grafico che seguono.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total fleet	1.467	1.505	1.473	1.440	1.441	1.427	1.399	1.362	1.325	1.310	1.295	1.266
Oil tankers	186	162	159	149	143	136	134	130	119	106	103	102
Bulk carriers	78	103	105	104	75	73	67	59	48	42	36	20
General cargo	150	151	150	145	143	142	121	118	116	113	111	107
Container ships	24	18	15	13	12	10	10	10	9	7	7	6
Other types of ships	1.029	1.071	1.044	1.029	1.068	1.066	1.067	1.045	1.033	1.042	1.038	1.031

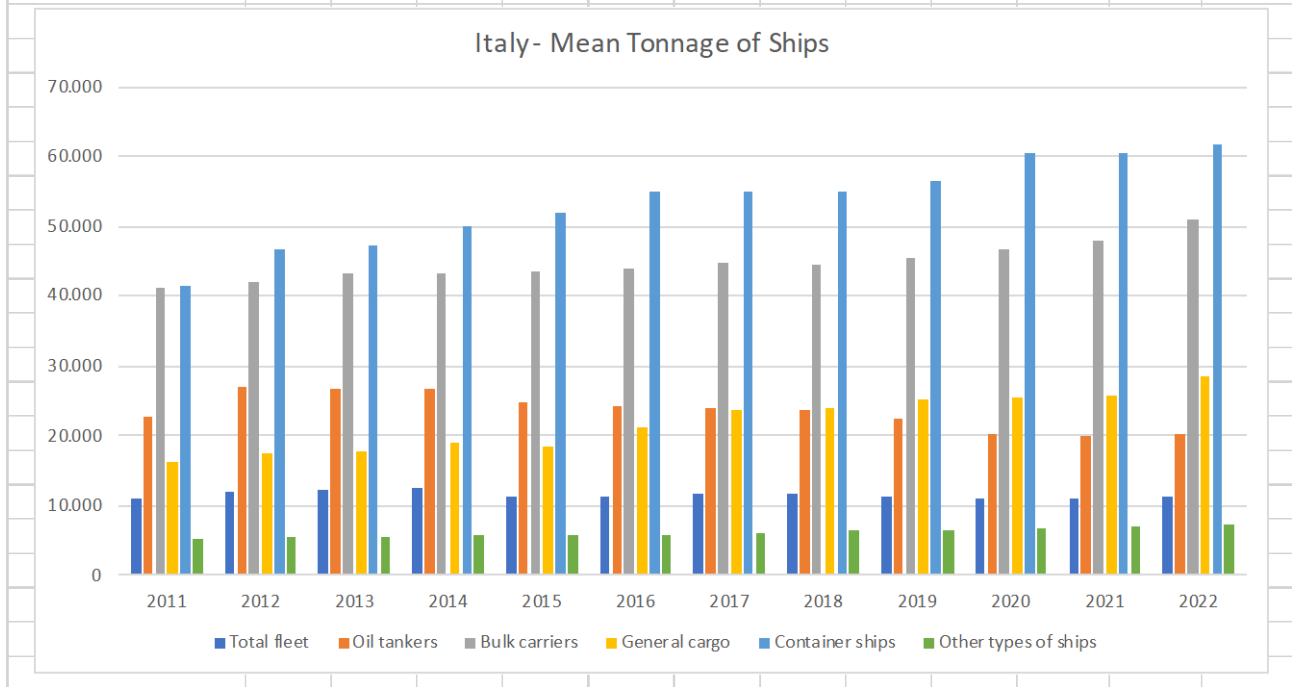


Come si può osservare anche il numero di navi è in diminuzione e si è passati dal 1.467 unità del 2021 a 1.266 unità del 2022. Tutte le tipologie di unità sono diminuite come numero, alcune, come le *Bulk carrier* in modo drammatico, e solo le *Other types of ships* sono leggermente aumentate come numero.

Il tonnellaggio medio della flotta italiana nel suo complesso è sostanzialmente stabile, come si evince dalle tabelle e dei grafici seguenti, dalle quali emerge che questo dato medio costante deriva dall'andamento crescente del tonnellaggio medio di tutte le tipologie di navi a parte le *Oil tankers*, che sono in diminuzione ma che hanno una grande incidenza nella media pesata del dato globale.

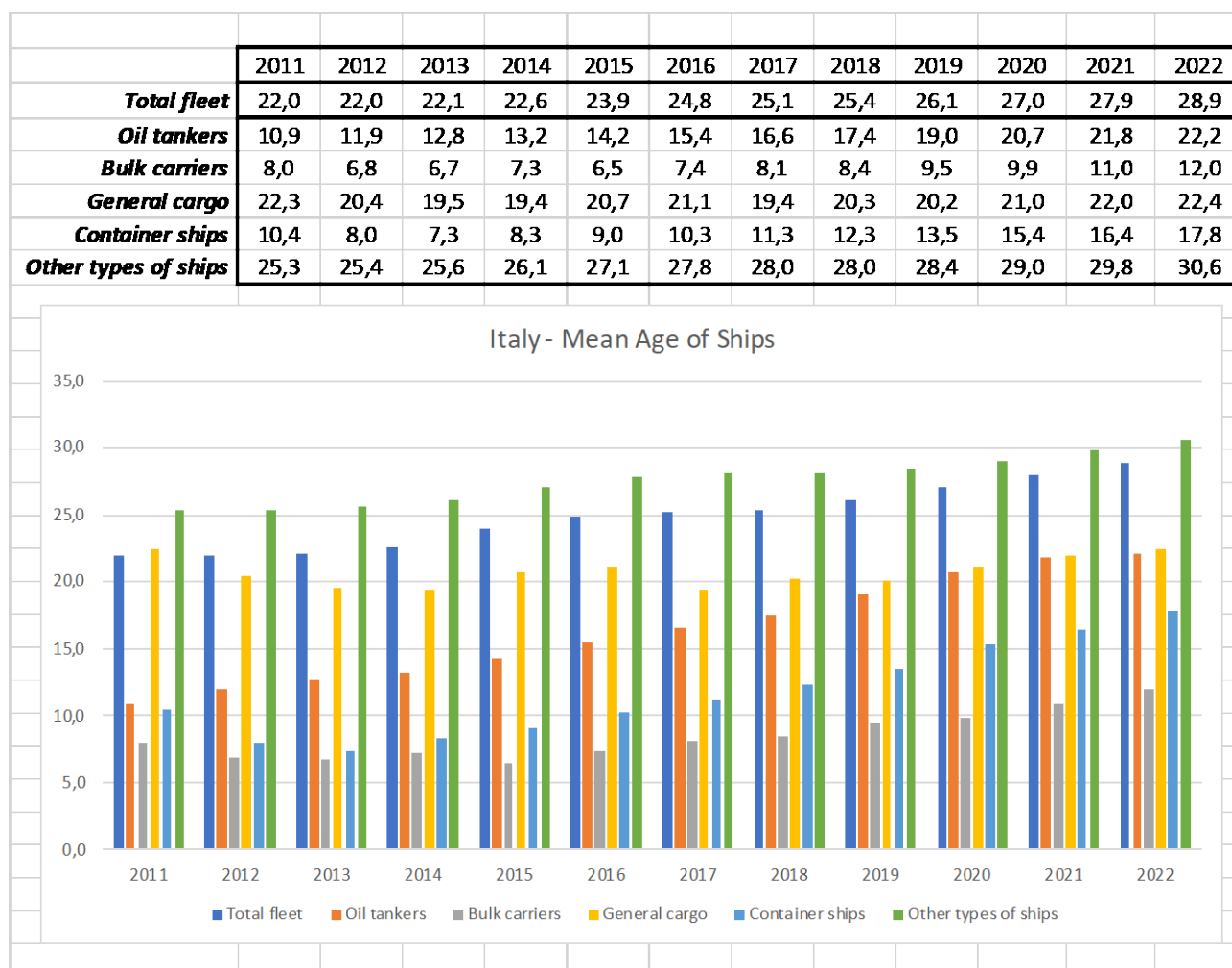
LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total fleet	11.110	11.995	12.256	12.494	11.252	11.325	11.501	11.626	11.360	11.120	11.085	11.204
Oil tankers	22.810	27.107	26.820	26.859	24.977	24.242	23.962	23.779	22.506	20.280	19.858	20.395
Bulk carriers	41.145	41.963	43.245	43.413	43.515	43.905	44.923	44.489	45.302	46.656	47.927	51.095
General cargo	16.252	17.546	17.816	18.920	18.475	21.265	23.689	24.082	25.057	25.371	25.860	28.560
Container ships	41.337	46.705	47.413	49.940	51.918	55.005	55.005	55.005	56.448	60.570	60.570	61.639
Other types of ships	5.263	5.462	5.618	5.910	5.725	5.712	6.047	6.437	6.568	6.879	7.023	7.426



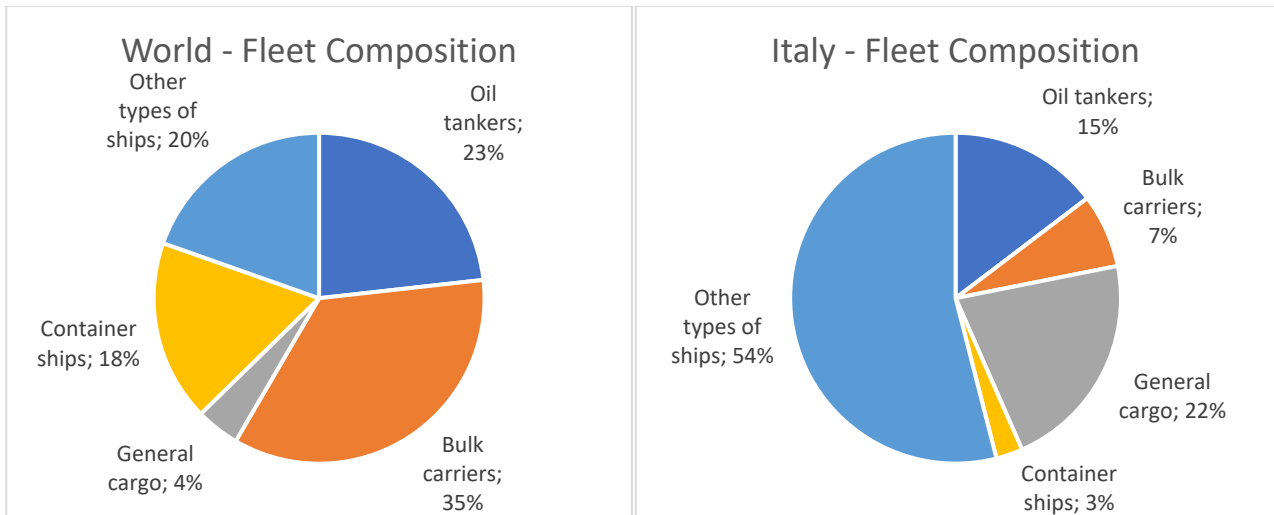
L'età media della flotta italiana è piuttosto elevata ed è salita di 8,9 anni negli ultimi 11 anni, passando dai 22,0 anni del 2011 ai 28,9 anni del 2022, come mostrato dalla tabella e dai grafici seguenti; questo è indice di un rinnovamento molto lento della flotta.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO



Tutte le navi, a parte le *General cargo* che hanno sostanzialmente mantenuto costante la loro età media, hanno visto aumentare la loro età media, quella delle *Oil tankers* è sostanzialmente raddoppiata, indicando che sono state dismesse dalla bandiera le unità più recenti.

Nel complesso i dati relativi alla flotta italiana mostrano una situazione abbastanza diversa rispetto alla flotta mondiale, innanzitutto a partire dalla sua composizione, illustrata dai due grafici seguenti (i dati sono in termini di tonnellaggio e sono relativi al 2022).



Il 78% della flotta mondiale è formato da *Bulk carriers*, *Oil tanker* e *Container ships* e solo il 22% della flotta è fatto dalla *General cargo* e da *Other types of ships*, in Italia la situazione è rovesciata e *General cargo* e da *Other types of ships* costituiscono il 76% del naviglio, mentre gli altri tre tipi dividono il restante 24%.

General cargo e *Other types of ships* di UNCTAD contengono navi come le ro-ro e le ropax in cui l'Italia è leader in ambito mondiale, nonché le navi da crociera che hanno in Italia un peso relativo significativo, queste tipologie di navi sono quasi tutte adibite a traffici di linea, molte a cabotaggio e molte altre a collegamenti di corto raggio.

Si tratta in genere di navi caratterizzate da alti costi di investimento e vita media piuttosto elevata.

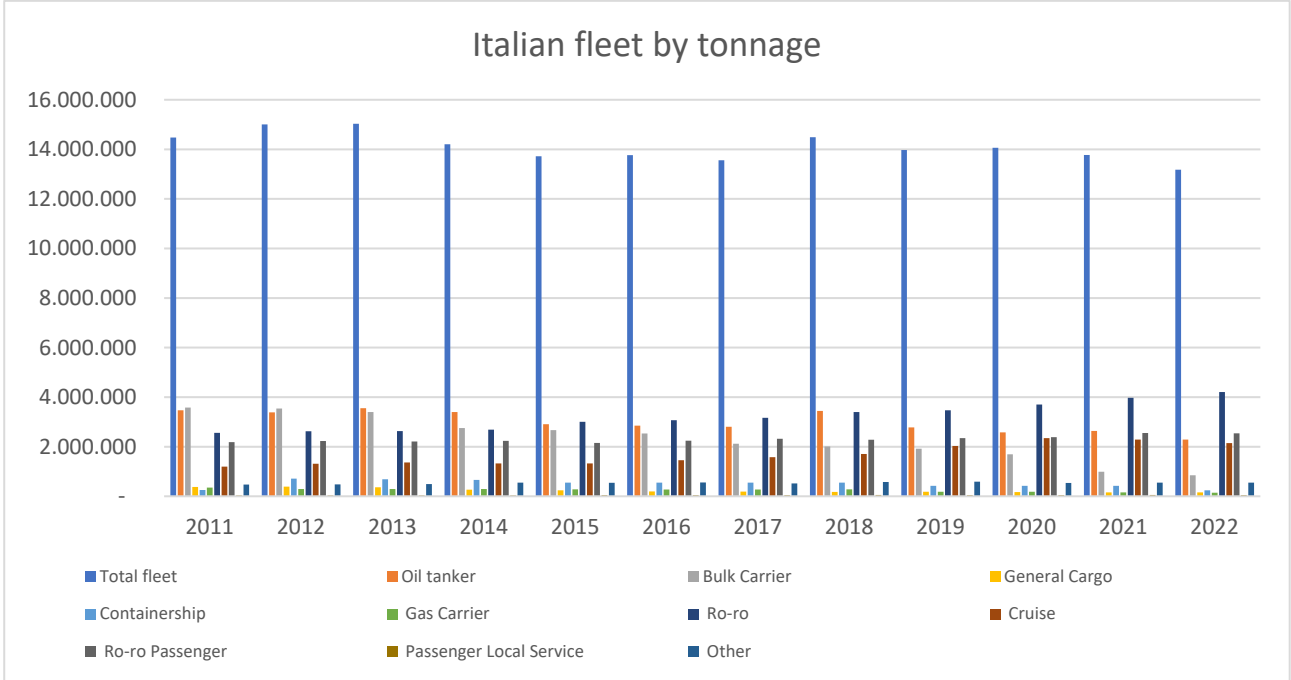
2.3 Flotta italiana classificata RINA

Al fine di avere una maggiore granularità nella definizione delle tipologie di navi, essendo l'Italia caratterizzata da un significativo traffico passeggeri, la medesima analisi è stata effettuata sulla base dei dati delle navi battenti bandiera italiana classificate dal RINA, con una stazza lorda superiore le 100 tonnellate ed escludendo navi da diporto e militari.

In termini di tonnellaggio è confermata la tendenza del tonnellaggio totale mentre si evidenzia un aumento significativo per tutto il settore delle navi passeggeri, sia da crociera che traghetti ed una diminuzione per le navi da carico, ad esclusione delle ro-ro da carico in forte crescita.

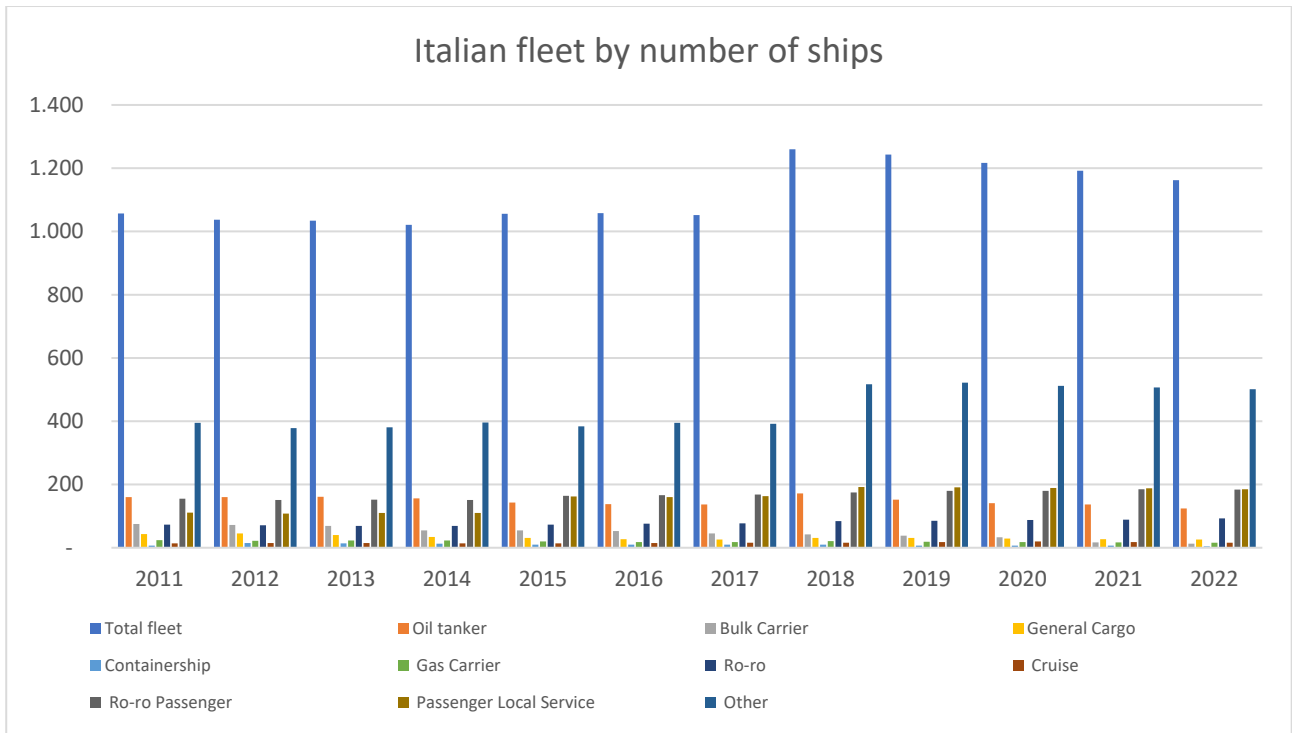
LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total fleet	14.478.571	15.002.846	15.028.773	14.203.651	13.721.393	13.765.495	13.559.042	14.485.672	13.975.171	14.064.803	13.772.375	13.177.026
Oil tanker	3.468.256	3.386.117	3.554.758	3.400.294	2.904.804	2.847.770	2.805.529	3.444.220	2.779.784	2.580.013	2.639.811	2.291.026
Bulk Carrier	3.579.130	3.539.380	3.400.217	2.754.482	2.666.402	2.535.099	2.120.563	2.011.385	1.918.061	1.694.046	991.791	850.748
General Cargo	378.612	390.592	364.514	264.267	243.145	192.420	185.683	177.425	185.350	169.862	155.741	157.669
Containership	253.385	709.941	684.361	658.781	549.332	549.332	549.332	549.332	423.272	423.272	423.272	242.751
Gas Carrier	351.566	293.038	293.087	293.087	281.791	270.557	270.557	277.755	184.645	179.884	154.585	141.785
Ro-ro	2.559.571	2.625.121	2.632.408	2.688.039	3.007.601	3.071.294	3.165.999	3.401.560	3.468.693	3.703.189	3.970.802	4.203.093
Cruise	1.198.769	1.311.982	1.361.722	1.326.361	1.326.603	1.452.348	1.578.231	1.709.074	2.029.232	2.347.588	2.287.880	2.147.037
Ro-ro Passenger	2.182.607	2.231.901	2.212.310	2.235.473	2.151.527	2.244.311	2.317.304	2.283.598	2.348.039	2.382.103	2.550.466	2.541.335
Passenger Local Service	34.469	34.134	33.883	32.902	45.552	45.666	46.974	51.877	49.949	49.395	50.033	49.131
Other	472.206	480.640	491.513	549.965	544.636	556.698	518.870	579.446	588.146	535.451	547.994	552.451



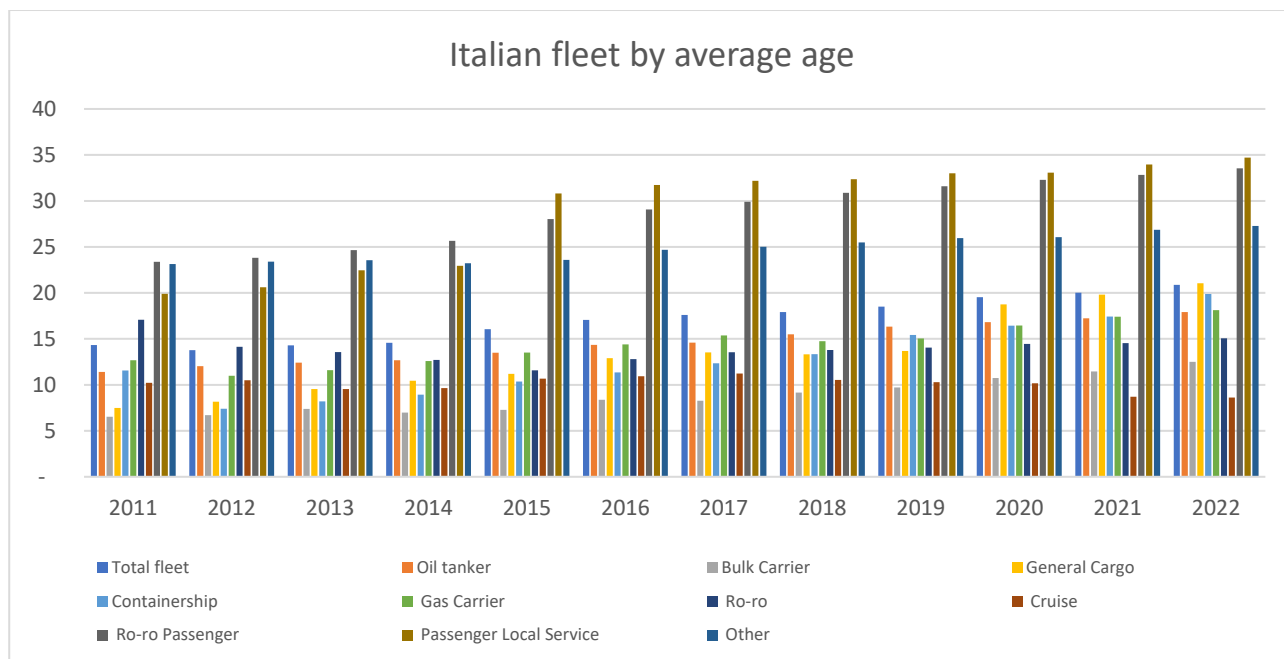
I dati non cambiano sostanzialmente se esaminati in termini di numero di navi, come riportato dalla tabella e dal grafico che seguono.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total fleet	1.057	1.037	1.034	1.021	1.056	1.058	1.052	1.260	1.243	1.217	1.192	1.162
Oil tanker	160	160	161	156	143	138	137	172	152	141	137	124
Bulk Carrier	75	72	69	55	55	53	45	42	38	33	17	13
General Cargo	43	45	40	34	31	27	26	31	31	29	27	26
Containership	7	15	14	13	10	10	10	10	7	7	7	4
Gas Carrier	24	22	23	23	20	18	18	21	19	18	17	16
Ro-ro	73	71	69	69	73	76	77	84	85	88	89	93
Cruise	14	15	15	14	14	15	16	16	18	20	18	16
Ro-ro Passenger	155	151	152	151	164	166	168	175	180	180	185	184
Passenger Local Service	111	108	110	110	162	160	163	192	191	189	188	185
Other	395	378	381	396	384	395	392	517	522	512	507	501



Con una maggior granularità dei dati, l'età media della flotta italiana risulta meno elevata. Il settore trasporto passeggeri (traghetti e trasferimento locale passeggeri) risulta quello con età media più elevata, mentre si evidenzia una flotta molto giovane nel mondo delle crociere grazie al recente rinnovamento delle flotte dei maggiori player nazionali.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total fleet	14	14	14	15	16	17	18	18	19	20	20	21
Oil tanker	11	12	12	13	13	14	15	15	16	17	17	18
Bulk Carrier	7	7	7	7	7	8	8	9	10	11	11	12
General Cargo	7	8	10	10	11	13	14	13	14	19	20	21
Containership	12	7	8	9	10	11	12	13	15	16	17	20
Gas Carrier	13	11	12	13	14	14	15	15	15	16	17	18
Ro-ro	17	14	14	13	12	13	14	14	14	14	15	15
Cruise	10	11	10	10	11	11	11	11	10	10	9	9
Ro-ro Passenger	23	24	25	26	28	29	30	31	32	32	33	34
Passenger Local Service	20	21	22	23	31	32	32	32	33	33	34	35
Other	23	23	24	23	24	25	25	25	26	26	27	27



2.4 Impatto normative internazionali IMO su flotta italiana traghetti

Per avere la percezione circa l'impatto delle strategie per la riduzione dei gas serra sul naviglio nazionale è stato svolto uno studio relativo alla flotta di navi ro-ro passeggeri italiane, come si è detto un settore particolarmente sviluppato nel paese, in particolar modo prendendo come indice di riferimento il Carbon Intensity Indicator CII (si veda documento normativa).

L'analisi evidenzia come già a partire dall'anno 2023, anno di entrata in vigore della misura, più del 23% dei traghetti italiani non risulterebbe ottemperante alla norma sopramenzionata (rating E) e come un addizionale 40% necessiterebbe di migliorare drasticamente la propria efficienza energetica nel breve termine (rating D). Solo il 37 % del naviglio sarebbe in grado di rispettare i requisiti del CII senza ulteriori misure (rating A-B-C). Essendo poi il CII una norma sempre più stringente per ogni anno a partire dal 2023, l'analisi sottolinea come, a parità di profilo di emissioni, la situazione si delinea chiaramente sempre più critica fino ad arrivare, dopo il 2025, ad avere ipoteticamente più del 73% delle unità non autorizzabili a navigare perché non ottemperanti alla norma in oggetto, a meno che nel frattempo non vengano prese misure immediate di efficientamento energetico, cambiamenti drastici nel profilo operativo o sostituzione di combustibili fossili con combustibili cd. «sostenibili».

Si conferma quindi, per il settore delle navi ro-ro passeggeri come per le altre tipologie di navi, l'esigenza di avere a disposizione tecnologie e combustibili alternativi per poter ottemperare alle norme e per poter raggiungere una reale e assoluta diminuzione delle emissioni di gas serra.

Sulla base dei risultati dell'analisi che per i prossimi anni vede solo il 27% della flotta ottemperante alla norma, la mancata introduzione a breve termine di tecnologie di efficientamento energetico e/o di combustibili alternativi potrebbe mettere a rischio l'intero sistema di trasporto passeggeri tra e da/a porti italiani. Sarebbe necessario modificare sostanzialmente l'operatività sulle varie tratte con possibili negative ripercussioni sulla copertura delle rotte e senza un reale beneficio in termini di impronta carbonica del naviglio in termini assoluti.

2.5 Impatto della transizione energetica sul naviglio

La quasi totalità della flotta mondiale è alimentata con combustibili fossili derivati dal petrolio. Infatti, fino a oggi solo una esigua parte delle unità in esercizio utilizza combustibili alternativi quali LNG o metanolo, per e con difficoltà logistiche e, recentemente, incremento dei costi; la prossima entrata in vigore di normative sempre più stringenti evidenzia già una serie di criticità legate all'efficienza energetica e quali saranno le conseguenze è tutto da vedere, benché intuibile.

2.5.1 Prospettive breve-medio periodo (5 anni)

Va premesso che, in campo navale, 5 anni sono pochissimi se si pensa al tempo necessario per progettare e realizzare una nuova costruzione. "Pensare" una nave oggi significa vederla realizzata entro 4-5 anni, sempre che non ci siano contrattempi.

Ci sono due possibilità relativamente a nuove costruzioni e adeguamento delle unità esistenti. In entrambi i casi un punto critico è costituito dalla disponibilità/capacità di cantieri e fornitori. A titolo di esempio si richiama un "classico" di alcuni anni fa: i cantieri navali erano pieni di ordini e potevano anche procedere, ma la mancanza di un numero sufficiente di alberi motore rallentò l'intero ciclo. E oggi ci sono già segnali di problemi simili: le nuove norme IMO relative al cosiddetto EEXI (Energy Efficiency eXisting ship Index) richiedono l'installazione di limitatori di potenza e i fornitori non sono in grado di soddisfare la domanda.

Il richiamo iniziale al numero di navi esistenti non è stato casuale: il rinnovamento della flotta mondiale indotto dalla transizione ecologica non potrà non essere condizionato da quanto sopra esposto.

Il gap della cantieristica europea riguardo alla costruzione di unità diverse dalle navi da crociera potrà essere recuperato ma con un certo tempo; per dare un'idea può essere proficuo un parallelismo con la cantieristica militare: si pensi alla costruzione di un sommergibile per quello che concerne materiali e maestranze necessarie alla sua realizzazione.

In Cina, tra l'altro, pare si stia valutando di riaprire cantieri chiusi abbastanza di recente.

Volendo definire un tasso di rinnovamento possono essere certo disponibili dei dati ad oggi e forse delle proiezioni, ma si ritiene che pensare di prevedere quanto accadrà nel breve termine possa quasi costituire un azzardo. Da una analisi dei dati disponibili emergono certamente alcuni elementi che indicano l'inizio di un cambiamento di orientamento:

- Richiesta di unità bi-fuel;
- Richiesta di unità "new" fuel ready (es. ammonia ready);
- Richiesta di unità con accorgimenti progettuali e dispositivi tecnici finalizzati all'ottimizzazione/riduzione dei consumi, ergo delle emissioni.

Attualmente il ciclo di vita di una nave va dai 20-25 fino a 40. Pertanto, la nave del futuro sarà la nave del 2050? Il processo di reshoring (rientro delle aziende che in precedenza avevano delocalizzato) potrebbe forse influenzare la crescita dei traffici marittimi ma le variabili sono ovviamente anche altre, e molte.

Certamente la nave del futuro – come sopra definito – si muoverà ancora nell'acqua e c'è motivo di pensare che i vincoli fisici imposti dall'idrodinamica costituiranno un limite difficilmente superabile. Pertanto, la vera sfida sarà quella nel campo dei vettori energetici e dei sistemi di propulsione dove gli scenari potranno essere i più diversi, compreso, quasi certamente, quello dell'utilizzo del cosiddetto nucleare di quarta generazione.

CAPITOLO 3

-

MOTORI

HIGHLIGHTS

- Gli obiettivi di decarbonizzazione del settore marittimo entro il 2050 saranno dell'ordine dei 4 Triliardi di dollari.
- Nel portafoglio ordini è in aumento la richiesta per motori Dual Fuel (Diesel - LNG) con capacità di essere convertiti a metanolo (la maggior parte) o ammoniaca (in minor parte) durante la vita operativa della nave.
- In qualche segmento (e.g. Navi Porta Container in allegato sotto) si intravede già dal 2023 una forte spinta al metanolo come nuovo combustibile per il trasporto marittimo.
- Il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione entro il 2050 è basato sull'adozione di soluzioni multiple e complementari tra loro, dove nessuna soluzione singola supererebbe 1/3 della domanda globale. Questo scenario tiene in considerazione la realtà della disponibilità futura di nuovi carburanti più sostenibili (ammoniaca, metanolo, idrogeno), che non potrà soddisfare il 100% della domanda e anche dei tempi di rinnovo fisiologici della flotta globale.
- Uno scenario plausibile prevede una crescita sostanziale delle flotte equipaggiate con motori ad ammoniaca e a metanolo, una volta risolti gli ostacoli relativi alla produzione di tali carburanti più sostenibili (costruzione e attivazione di siti produttivi alimentati a elettricità rinnovabile), e alla realizzazione delle necessarie infrastrutture logistiche e distributive, soprattutto per quanto riguarda l'ammoniaca che ad oggi non è ancora normata a livello internazionale per l'utilizzo come carburante.
- Entro il 2025, saranno disponibili da parte di tutti i produttori motori alimentati a metanolo e ammoniaca, ma anche soluzioni per la conversione che consentano ai motori diesel e ai motori -DF a doppia alimentazione di utilizzare questi carburanti.
- Secondo le previsioni dell'IMO, la flotta di navi a LNG continuerà a crescere con un graduale incremento del blending con e-LNG e bio-LNG, che (con la crescita della loro disponibilità sul mercato) permetteranno un forte abbattimento delle emissioni GHG delle navi alimentate con LNG.

3.1 Stato dell'arte tecnologico

Nel giugno 2021 l'IMO ha adottato una serie di misure obbligatorie per la riduzione delle emissioni di CO₂ da parte delle navi²⁰. Di conseguenza gli armatori hanno la necessità di programmare un miglioramento nel tempo delle prestazioni ambientali delle navi operanti e, quindi, la riduzione delle emissioni è da anni un pilastro fondamentale per lo sviluppo tecnologico che guida la ricerca e sviluppo dei maggiori produttori di motori endotermici per l'industria marittima.

In questo capitolo viene illustrato lo stato di avanzamento dello sviluppo di nuovi motori che possono adottare i diversi combustibili a zero emissioni di CO₂ o CO₂ neutrali. Per apprezzare in ogni sfaccettatura la complessità dell'argomento viene fatta una descrizione dei motori endotermici a seconda del loro principio di funzionamento e della rispettiva applicabilità ai numerosi differenti segmenti dell'industria marittima.

Vi sono contributi diretti dei vari produttori che spiegano le rispettive scelte strategiche di medio e lungo periodo legate anche alle proiezioni del mercato derivanti da studi di settore da parte di eminenti istituti di ricerca operanti nell'industria marittima.

Il quadro complessivo mostra un indotto che si sta muovendo chiaramente verso la fornitura di macchinari ed impianti per la propulsione navale capaci di operare con combustibili alternativi (quali metanolo, ammoniaca ed idrogeno) a quelli attualmente in uso, che da soli potranno portare le nuove costruzioni ad operare secondo i limiti imposti da qui al 2030 ed oltre. Emerge chiaramente un periodo transitorio in cui il gas naturale liquefatto e il diesel, saranno i carburanti principalmente in uso per il trasporto marittimo, fino a quando non si sarà delineato in modo concreto il panorama in termini di disponibilità, distribuzione ed "economicità" dei nuovi carburanti.

Consci del fatto che per una efficiente opera di decarbonizzazione non è assolutamente possibile trascurare il naviglio già esistente ed operante, è stata preparata una sezione dedicata agli altri sistemi atti a ridurre le emissioni di gas climalteranti tramite il miglioramento dell'efficienza nave, la cattura della CO₂ ed anche mezzi alternativi alla propulsione tradizionale, quali l'ibridizzazione attraverso batterie, fuel cells, vele rigide, rotor e così via.

²⁰ Tra le principali si possono annoverare l'EEXI (Energy Efficiency Existing Ship Index - una misura standardizzata della CO₂ relativa alla potenza installata a bordo nave, la capacità di trasporto e la velocità della nave stessa, cioè l'efficienza progettuale per le navi in operazione) ed il CII (Carbon Intensity Indicator - il quale descrive quanto efficiente sia la nave nel trasportare beni e passeggeri in termini di emissioni di CO₂ per unità di lavoro, ovvero l'efficienza operativa). Relativamente a quest'ultima, l'IMO ha definito dei limiti per ciascuna tipologia di nave e stazza della stessa. A seconda della stipulata efficienza operativa per la nave in oggetto, si sono così definiti degli intervalli di categorizzazione che vanno da A (nave più ecologica) ad E (nave più inquinante). Le navi che rientrano nel limite definito di accettabilità (categoria C) non devono eseguire interventi obbligatori per ridurre le emissioni di CO₂; quelle che rientrano nelle categorie D ed E invece saranno richiamate ad effettuare degli interventi per soddisfare i criteri minimi della categoria C.

A conclusione dell'analisi vi è un breve excursus sulla sicurezza dei combustibili "alternativi" in relazione alla loro applicazione ai motori endotermici.

Ultimo argomento, ma non meno importante, data la necessità sempre più stringente di elevare il livello di conoscenza e competenza del personale di bordo, è stata redatta una panoramica dei centri di addestramento per il personale delle società armatrici messi a disposizione dai produttori di motori e non solo.

Nel testo sono riportate figure e immagini nella versione originale al fine di garantire il rispetto della relativa proprietà intellettuale.

3.1.1 Tipologie dei fuels

I combustibili utilizzati oggi dalle navi sono principalmente derivanti da fonti fossili quali petrolio e gas naturale. Ad essi, in ragione delle nuove politiche internazionali legate agli obiettivi di decarbonizzazione, si affiancano prodotti simili derivati da fonti biologiche / organiche oppure sintetici con l'utilizzo di energia elettrica di natura rinnovabile e CO₂ catturata da processi industriali e dall'atmosfera. Si possono annoverare tra i combustibili di origine fossile l'Heavy fuel oil, il Diesel ed altri distillati del petrolio, il metano, il propano, l'etano, l'ammoniaca, il metanolo e l'idrogeno (questi ultimi derivanti principalmente dalla trasformazione del metano). Tra i prodotti di origine biologica o sintetica si possono elencare secondi i prodotti con formulazione chimico-fisica analoga ai fossili, ma di natura biologica o di sintesi; si avranno quindi i prodotti liquidi tipo FAME, HVO, il bio metanolo, il diesel sintetico ed il metanolo sintetico; ovvero quelli gassosi quali il bio metano, l'ammoniaca sintetica e l'idrogeno sintetico. Per maggiori dettagli in merito ai combustibili si rimanda alla sezione relativa (vedi capitolo Fuels).

3.1.2 Tipologie di motori principali (2t e 4t) e motori ausiliari (4t)

Una definizione, anche se sommaria e non esaustiva, dei vari macro-segmenti delle navi mercantili è propedeutica alle varie tipologie di motori disponibili per l'industria marittima.

- Grandi navi mercantili (Portacontenitori, carico secco, e cisterne di dimensioni maggiori 20.000 GT²¹)
- Medio/Piccole navi mercantili (Portacontenitori, carico secco, e cisterne di dimensioni minori 20.000 tsl)
- Navi passeggeri (navi da crociera, traghetti, Ro-Pax)

²¹ Gross Tonnage

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

Le grandi navi mercantili impiegano generalmente come motori principali quelli a 2 tempi, mentre come ausiliari i 4 tempi medium speed o high speed.

Le navi mercantili medio piccole adottano invece motori 4 tempi sia per la propulsione principale che per le necessità ausiliarie di produzione di energia elettrica a bordo.

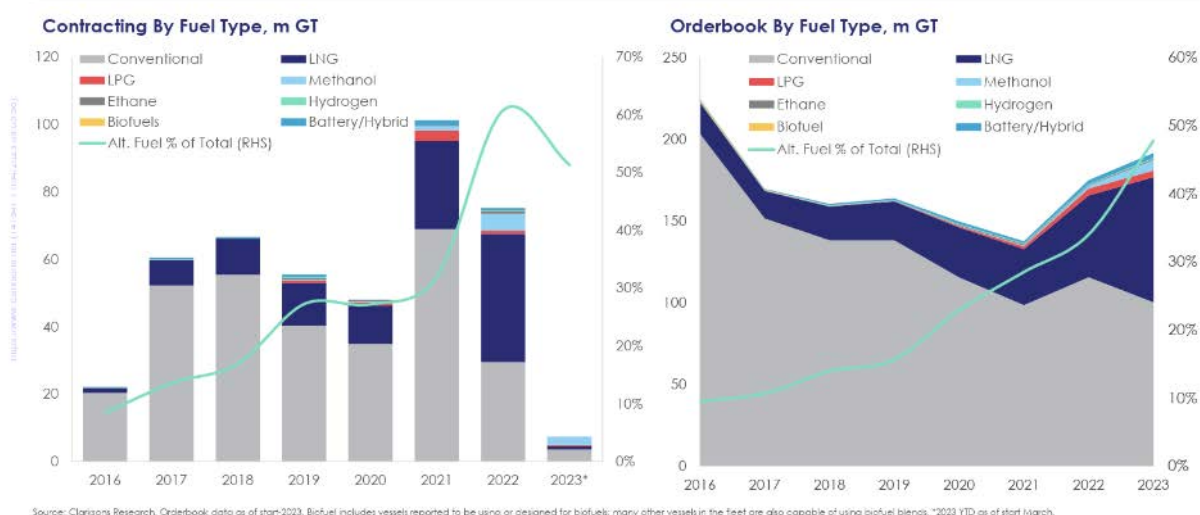
Le navi passeggeri infine prevedono l'impiego di motori 4 tempi medium speed in configurazione diesel-meccanica oppure diesel-elettrica.

Ad oggi circa il 50% dei motori ordinati per il segmento mercantile (60% per motori 2 tempi) è configurato per motorizzazioni dual fuel (capaci di essere alimentati sia a Diesel che a LNG). Dal mercato si nota un aumento della richiesta per motori dual fuel Diesel-LNG con capacità di essere convertiti a metanolo (la maggior parte) o ammoniaca (in minor parte) durante la vita operativa della nave.

In qualche segmento (e.g. Mercantili Porta Container in allegato sotto) si intravede già dal 2023 una forte spinta al metanolo come nuovo combustibile per il trasporto marittimo. Infatti, a marzo 2023, circa il 30% delle navi ordinate durante l'anno (circa 930 navi ordinate), sono equipaggiate per l'utilizzo di combustibili alternativi, valore che sale al 46% se valutiamo la capacità in TEU (47% Gross tonnage). Nello specifico 193 navi alimentate a dual fuel LNG ed altre 70 dual fuel Metanolo; altre 20 navi sono in configurazione "Methanol ready".

Alternative Fuels: Ordering Volumes Increasing

Ordering of alternative fuel capable units continues to gain traction; LNG on top, methanol gaining share



Il grafico evidenzia come dal 2016 la quota di ordini di navi che adottano combustibili non convenzionali sia in aumento. Al momento la crescita maggiore è relativa all'LNG (in blu) mentre aumenta di importanza la quota del Metanolo.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

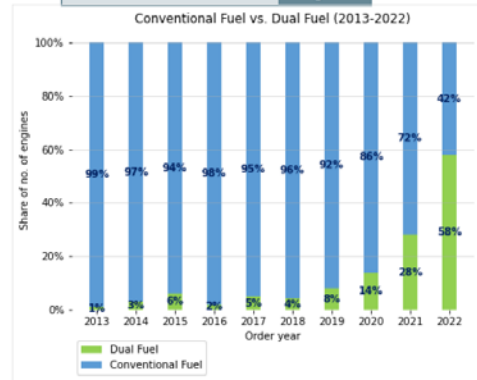
Di seguito vengono riportate alcune illustrazioni significative che mostrano lo sviluppo dei diversi tipi di motori a doppia alimentazione nel corso degli anni.

MAN - 2S Dual fuel engines (on order & in service)

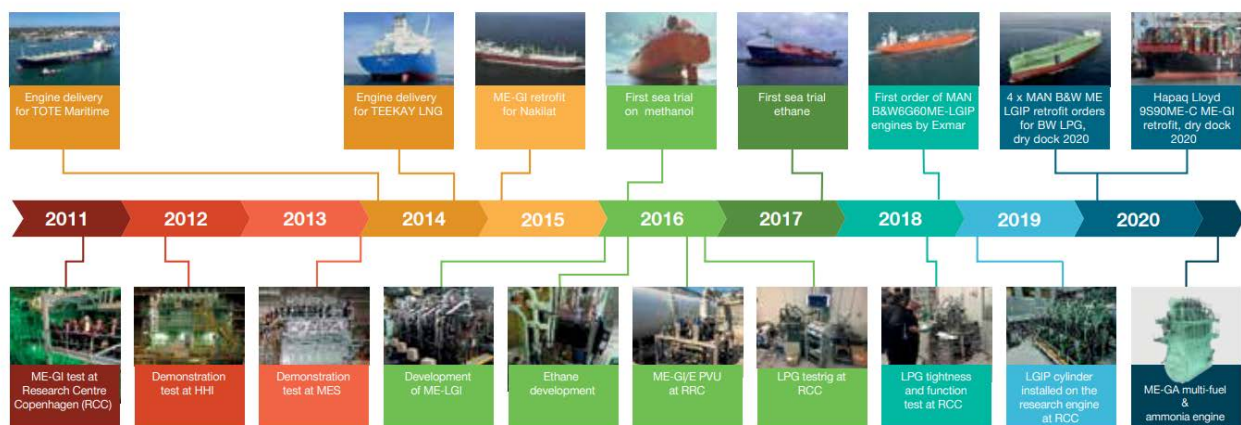
No. of engines	Engine type			Mr.	Methane	
556 191*	2	G	45	ME-C-GI	9,5	Ethane
	7	G	50	ME-C-GI	9,5, 9,6	Methanol
	15	G	60	ME-C-GI	9,5, 10,5	LPG
	232	G	70	ME-C-GI	9,2, 9,5, 10,5	
	78	G	80	ME-C-GI	9,5, 10,5	
	32	G	90	ME-C-GI	9,5, 10,5, 10,6	
	60	G	95	ME-C-GI	10,5	
	2	L	70	ME-C-GI	8,2	
	6	S	35	ME-C-GI	9,7	
	11	S	50	ME-C-GI	8,2, 8,5, 9,5, 9,7	
	95	S	60	ME-C-GI	10,5	
	11	S	70	ME-C-GI	7,0, 8,2, 10,5	
	2	S	80	ME-C-GI	9,5	
	3	S	90	ME-C-GI	10,5	
242	242	G	70	ME-C-GA	10,5	
39 16*	5	G	50	ME-C-GIE	9,5	
	30	G	60	ME-C-GIE	9,5	
	4	S	50	ME-C-GIE	8,2	
92 19*	24	G	50	ME-B/ME-C-LGIM	9,3, 9,5, 9,6	
	48	G	95	ME-C-LGIM	10,5	
	11	S	50	ME-B/ME-C-LGIM	9,3, 9,6	
146 52*	24	G	50	ME-C-LGIP	9,6	
	109	G	60	ME-C-LGIP	9,2, 9,5, 10,5	
	6	S	35	ME-B/ME-C-LGIP	9,7	
	7	S	60	ME-C-LGIP	10,5	

* In service

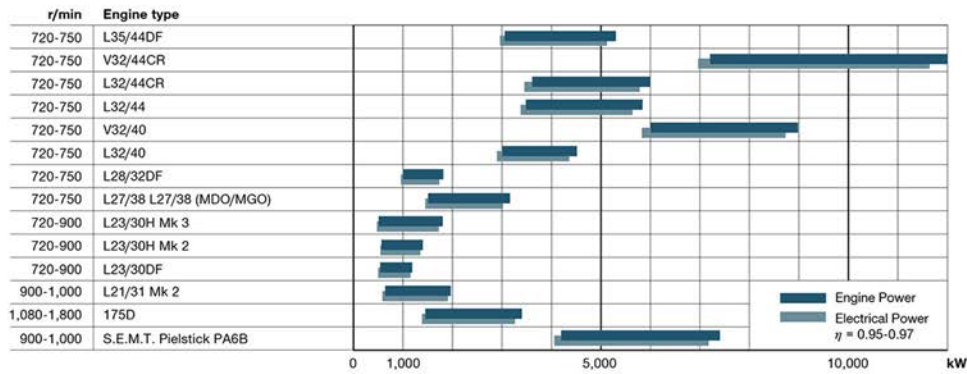
Totals	
Total dual fuel engines	1075 engines
Total power main engine	24.10 GW
Total dual fuel engines in service	278 engines



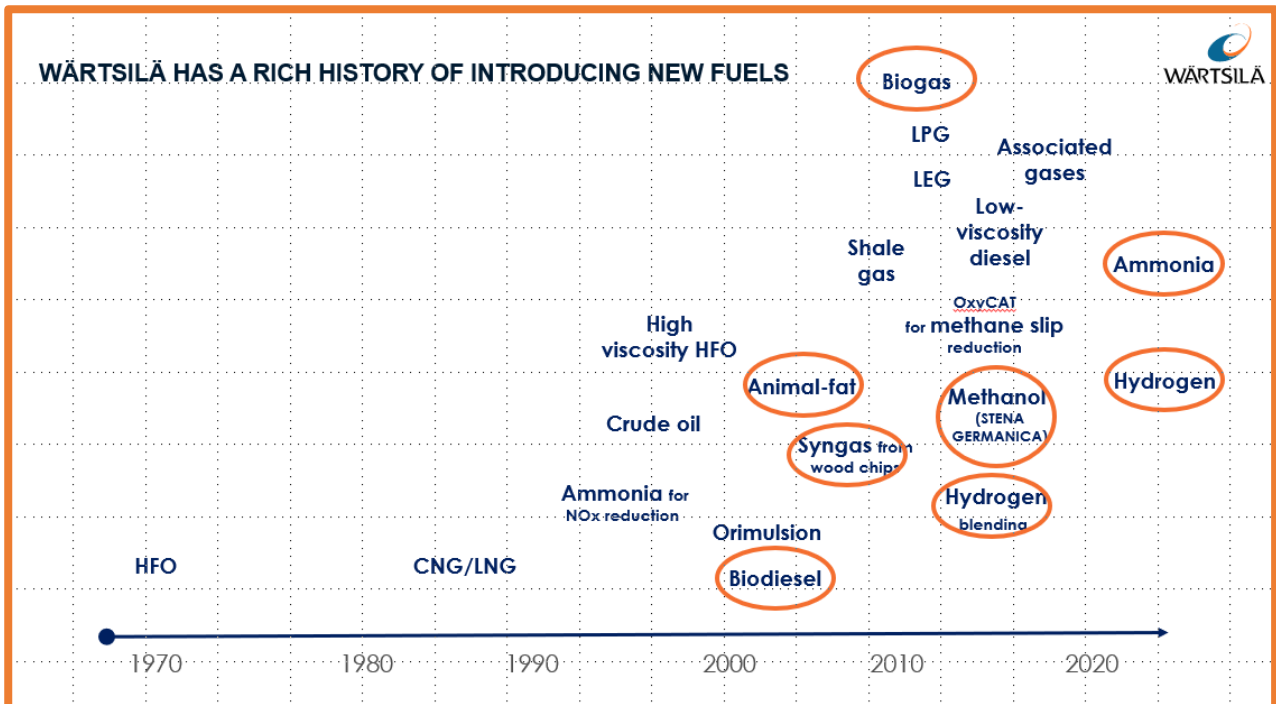
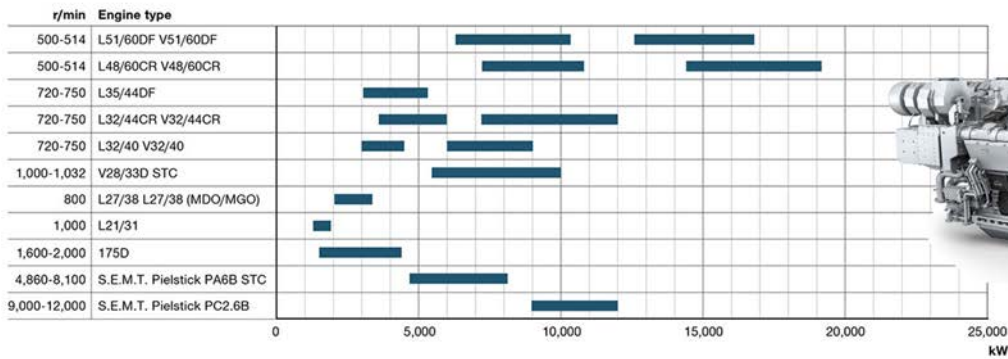
MAN Energy Solutions offre una gamma di motori a doppia alimentazione per applicazioni marine. Questi motori offrono flessibilità ed efficienza, consentendo agli operatori di passare dalla modalità diesel a quella con carburante alternativo a seconda della disponibilità di carburante. Nella lista di referenze oggi MAN può già vantare motori dual fuel alimentati a GNL, GPL, Etano, e Metanolo.

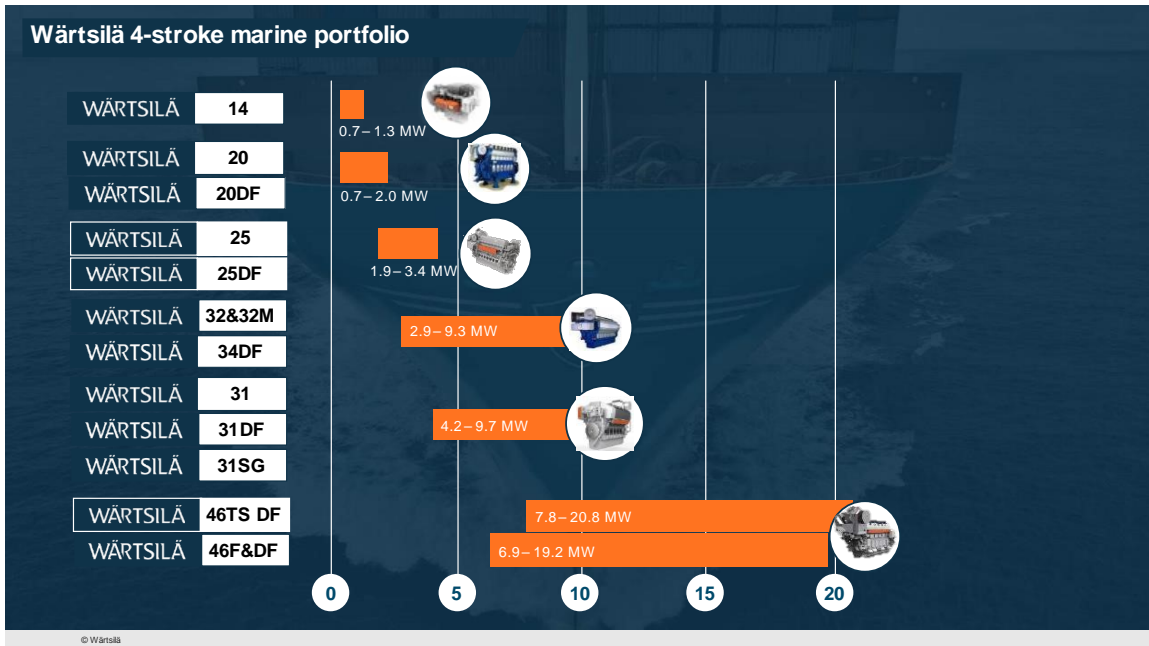


MAN Four-Stroke Marine GenSets



MAN Four-Stroke Propulsion Engines





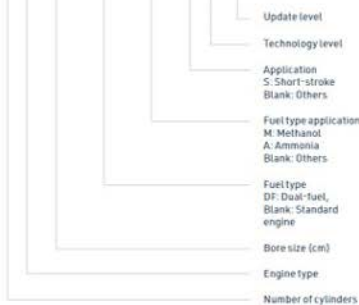
Il portafoglio prodotti di Wärtsilä è stato sviluppato negli anni e continuerà ad essere sviluppato per offrire una completa flessibilità in termini di combustibile utilizzabile e di capacità operativa. Ad oggi, infatti offre una vasta gamma di motori e impianti ausiliari installati e operanti su navi in tutti i segmenti marini e installazioni terrestri (power plants), capaci di operare già oggi con tutte le tipologie di combustibile convenzionali e alternativi in commercio. Un gruppo significativo di motori è attualmente in grado di funzionare con il metanolo (ZA40 dal 2015 e W32 dal 2022) mentre per l'ammoniaca e l'idrogeno, motori di laboratorio di taglia superiore ai 3 MW stanno progredendo con i protocolli di test e saranno rilasciati come da road map illustrata nel capitolo Ricerca e Sviluppo.

WinGD Future Fuels engine portfolio

Engine Portfolio

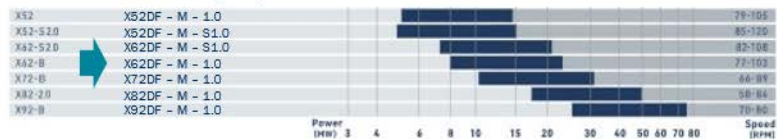
New Engine Designation (from October 2022)

6X52DF-A-S1.0



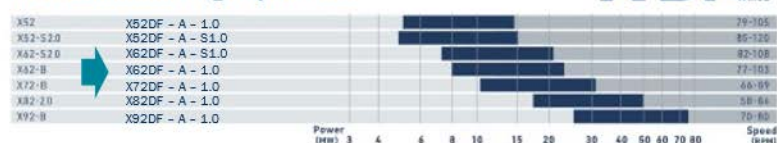
Example engine designation 6X52DF-A-S1.0 representing a WinGD 6 cylinder, short-stroke engine for dual-fuel operation with ammonia and diesel.

Futuremethanoline engine portfolio



X-DFM
by WinGD

Futureammonia engine portfolio



X-DF A
by WinGD

Note: not yet included in the 2023 engine booklet

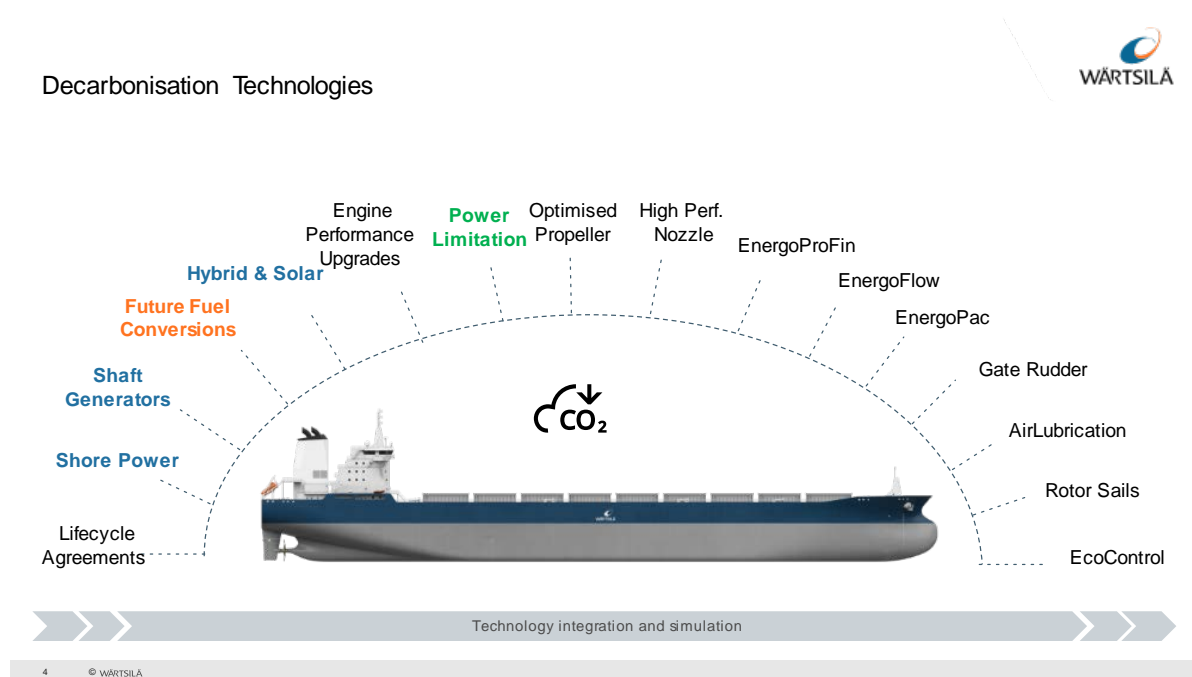
CSSC Zero-Carbon Green Shipping Seminar

WINGD

WinGD sviluppa il portfolio motori due tempi ad ammoniaca e metanolo sulla base dei motori diesel convenzionali, che sono già da oggi compatibili per un upgrade a metanolo e ammoniaca.

3.1.3 Soluzioni alternative

La seguente slide riassume in estrema sintesi le alternative di efficientamento nave con gli “Energy Saving Devices” che riducono conseguentemente l’impatto delle emissioni di CO₂; in nero sono evidenziate tutte le tecnologie che aumentano l’efficienza del sistema nave.



Definire il beneficio dal punto di vista quantitativo delle singole tecnologie in termini di percentuale di combustibile risparmiato rispetto alla nave di riferimento è sempre un’impresa estremamente articolata, essendoci molteplici fattori che intervengono nella valutazione complessiva. Volendo dare però una guida almeno qualitativa della forchetta di risparmio su alcune delle soluzioni riportate nella slide di cui sopra, si potrebbe indicare quanto segue:

- Elicheggiata aggiuntiva sulla flangia elica (ENERGOPROFIN) risparmio 2-3%;
- Nuovo profilo delle pale elica 5-10%;
- Timone con bulbo ad alta efficienza (ENERGOPAC) 4-7%;
- Timone a portale (GATE RUDDER) 6-10%;
- Sistema di lubrificazione ad aria compressa 5-7%;
- Rotori ad effetto Magnus fino al 20%.

Il tema “batterie” per la propulsione navale richiederebbe maggiori approfondimenti che necessitano di un capitolo dedicato. Ad oggi, le batterie, a causa di limitazioni tecnologiche

(ingombri e pesi), sono appannaggio delle navi di taglia medio piccola (sia mercantili che passeggeri) che operano il così detto “short sea shipping (SSS)”, in quanto necessitano della sistematica ricarica attraverso il collegamento a terra (cold ironing / shore power connection). Per tali navi è realizzabile quindi la propulsione definita “pure electric”.

Ciò premesso, le batterie sono un importante ausilio nelle applicazioni ibride con macchine elettriche PTO/PTI per tutte le navi mercantili e passeggeri, in quanto permettono economie di esercizio dei motori a combustione interna riducendone così il complessivo consumo di combustibile. Infatti, l'uso delle batterie permette in talune condizioni di evitare l'accensione di gruppi elettrogeni ausiliari aggiuntivi, supporta la propulsione principale nelle repentine richieste di potenza legate alle condizioni meteo, nella prevenzione del blackout a bordo nave e se, adeguatamente dimensionate, consente la manovra della nave in porto o la sosta in porto della stessa per un periodo definito a zero emissioni dalla ciminiera. Ovviamente, il tutto deve essere previsto in fase di progettazione della nave e del relativo apparato propulsivo.

Fuel cells, rotor sails e perfino la propulsione navale atomica per usi commerciali sono soluzioni sviluppate o in via di sviluppo che traggono orizzonti temporali di medio e lungo periodo in quanto richiedono molto spesso una progettazione specifica della nave con spazi in coperta e delle sale macchine. Il più delle volte, comunque tali tecnologie sono pensate per un utilizzo ibrido in combinazione con produzione a bordo di energia attraverso motori a combustione interna (rotor sails) o batterie (fuel cells).

Per la propulsione atomica, i tempi di applicazione risultano molto in là nel tempo sia per lo sviluppo embrionale dei prototipi sia perché la regolamentazione della navigazione con propulsione nucleare è al momento molto dibattuta in sede internazionale (necessità di una legislazione specifica e rapporti tra stati sono in fase di valutazione). Quindi quest'ultimo paragrafo, seppure preveda alcune interessanti alternative per la decarbonizzazione, riveste al momento un interesse limitato visti gli stringenti obiettivi di decarbonizzazione presentati dall'IMO e la Comunità Europea.

3.1.4 Progetti di cattura di CO₂ a bordo

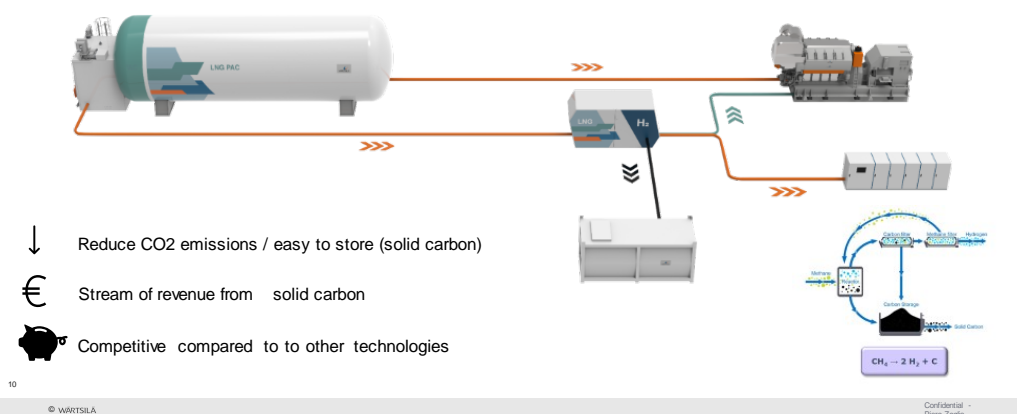
Per la cattura di CO₂ a bordo è necessario fare distinzione tra i sistemi che catturano la CO₂ dai fumi e le tecnologie emergenti che intendono catturare il carbonio in forma solida prima della combustione. In particolare, ci si attende che queste ultime possano essere più efficaci energeticamente e consentano uno stoccaggio e gestione del prodotto secondario (carbonio) migliore.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

Wärtsilä investe nello sviluppo di tecnologie di carbon capture and storage (CCS), post-combustione, così come in tecnologie sperimentali che possano catturare il carbonio in forma solida prima della combustione, direttamente da un flusso di gas naturale, con in aggiunta una generazione di idrogeno gassoso a bordo. Con questo intento si spera di

Wärtsilä partners with cleantech start-up Hycamite to jointly develop technology for onboard production of hydrogen from LNG

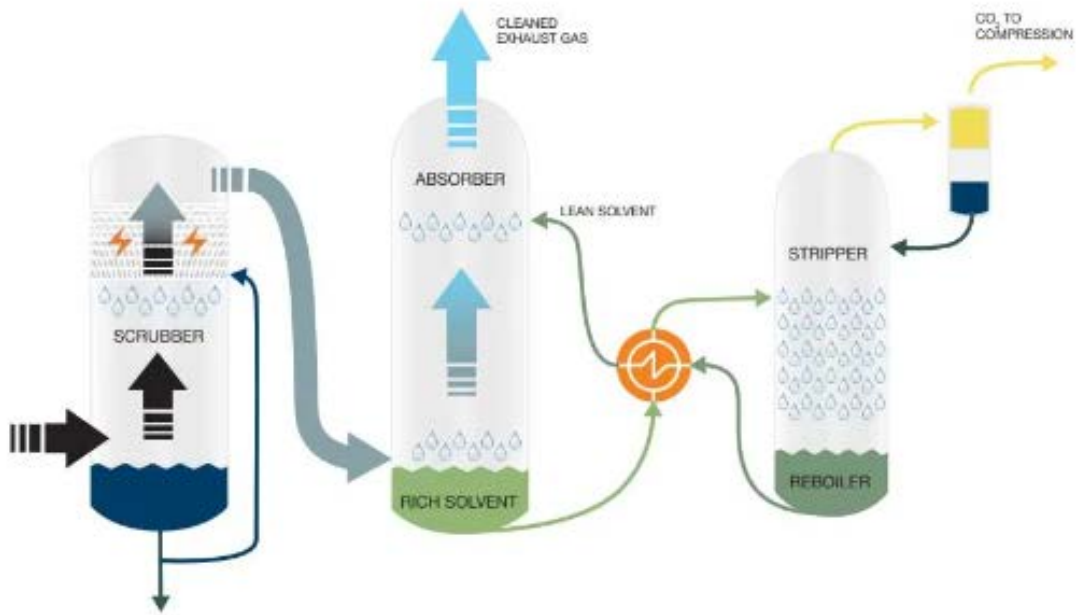
Wärtsilä Corporation, Press release, 28 November 2022 at 12:30 UTC+2



rendere il processo di cattura più efficiente rispetto ad i sistemi CCS postcombustione, con un impatto a bordo nave e logistico inferiore. In aggiunta, lo sviluppo mira a trovare una soluzione alle complicazioni maggiori che i nuovi combustibili comportano quali: la disponibilità, le infrastrutture e la logistica. Catturando il carbonio e generando un flusso di idrogeno a bordo si può ambire ad un costo dell'idrogeno inferiore rispetto a quello potenzialmente disponibile sul mercato.

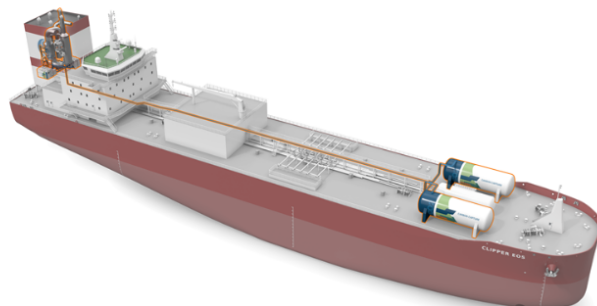
Wärtsilä intende catturare il carbonio in forma solida e generare H₂ per alimentare le utenze nave.

Sull'altro versante invece, relativamente alla cattura della CO₂ post-combustione, Wärtsilä con la linea di business Marine System, sta testando a bordo di una etileniera da 21.000 Tsl un sistema pilota a scala reale in modo da verificarne tutte le potenzialità ed eventuali interventi da apportare durante la fase di industrializzazione del prodotto. Il sistema di scrubbing si basa su di un prodotto di matrice amminica liquida che avrebbe il compito di ripulire i gas di scarico fino al 70% dalla CO₂ in essi contenuta.



Wärtsilä and Solvang to collaborate on retrofitting carbon capture and storage system on Clipper Eos

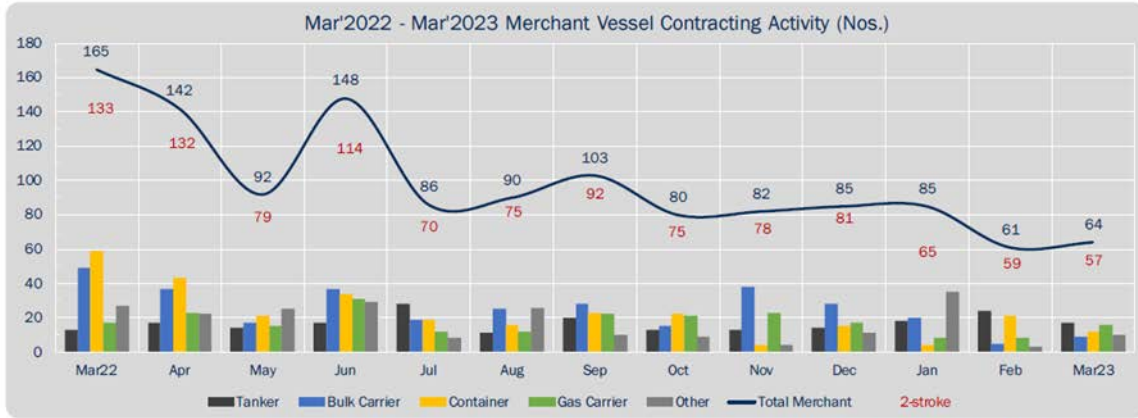
Wärtsilä Corporation, Press release, 20 October 2021 at 09:30 UTC+2



3.2 Supply Chain (potenzialità di tasso di sostituzione)

3.2.1 Nuove costruzioni

Shipbuilding Update – merchant segment

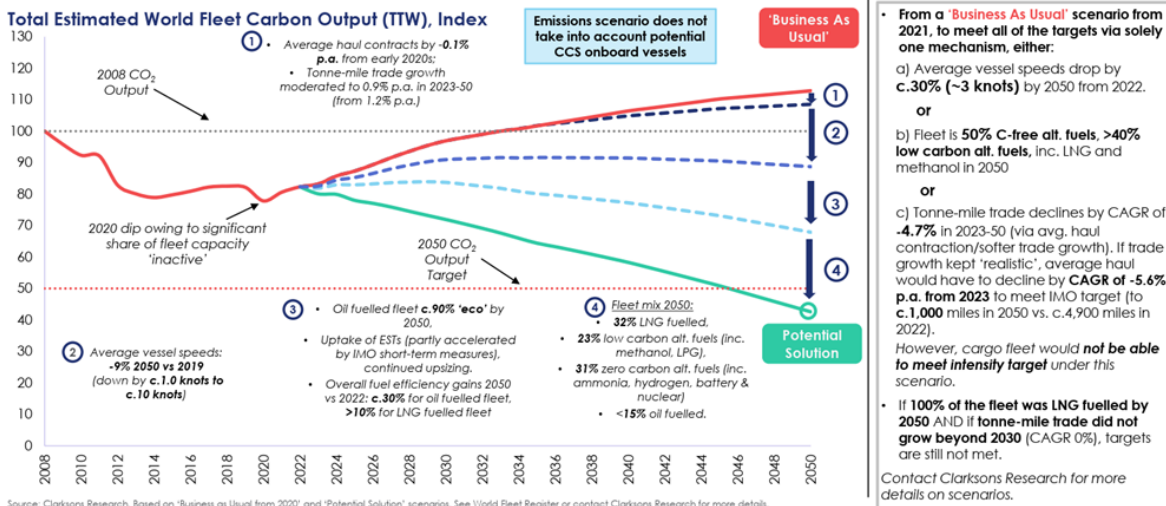


Source: Clarkson Research Services; all merchant vessels (2s/4s) Other include POC, MPP, General and Miscellaneous Cargo

Il grafico mostra il numero di nuove costruzioni 'Merchant vessels' (divise per tipologia di nave) da marzo 2022 a marzo 2023. Include motori 4-Tempi e 2 Tempi. Esso evidenzia la caratteristica curva sinusoidale delle nuove costruzioni, strettamente legata ai cicli economici mondiali. Dopo due anni di ordini molto sostenuti (specialmente il 2021), si nota un raffreddamento del mercato nei primi mesi del 2023, causato principalmente dalla saturazione dei cantieri, con un prolungamento dei tempi di consegna, un incremento dei costi delle navi di nuova costruzione a livelli record. Anche le incertezze riguardo alle tecnologie e alla disponibilità dei futuri carburanti a zero emissioni portano ad un rallentamento degli ordini nella fase attuale di mercato.

IMO 2050: Four Steps To A Potential Solution?

How does changing the key variables impact CO₂ output?

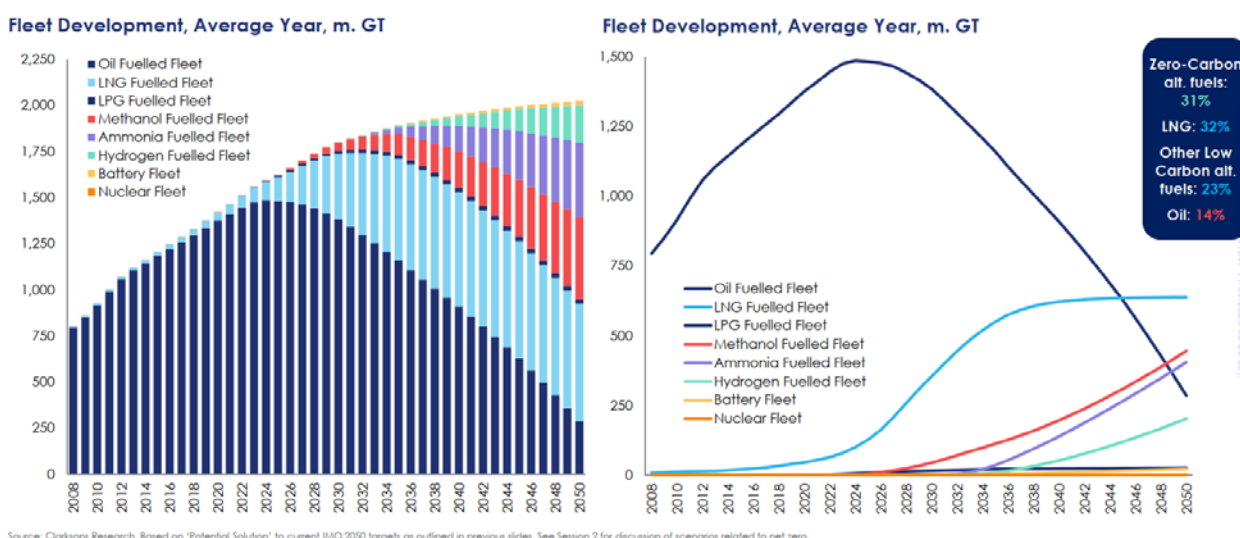


LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

Secondo le stime dell'IMO, lo scenario che permetterebbe di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione entro il 2050 è basato sull'adozione di soluzioni multiple e complementari tra loro, dove nessuna soluzione singola supererebbe 1/3 della domanda globale. Questo scenario tiene in considerazione la realtà della disponibilità futura di nuovi carburanti più sostenibili (ammoniaca, metanolo, idrogeno), che non potrà soddisfare il 100% della domanda e anche dei tempi di rinnovo fisiologici della flotta globale.

Potential Decarbonisation Scenario: Implications For The Fleet (GT)

What is the potential impact of meeting the carbon targets on fleet development and fuelling?

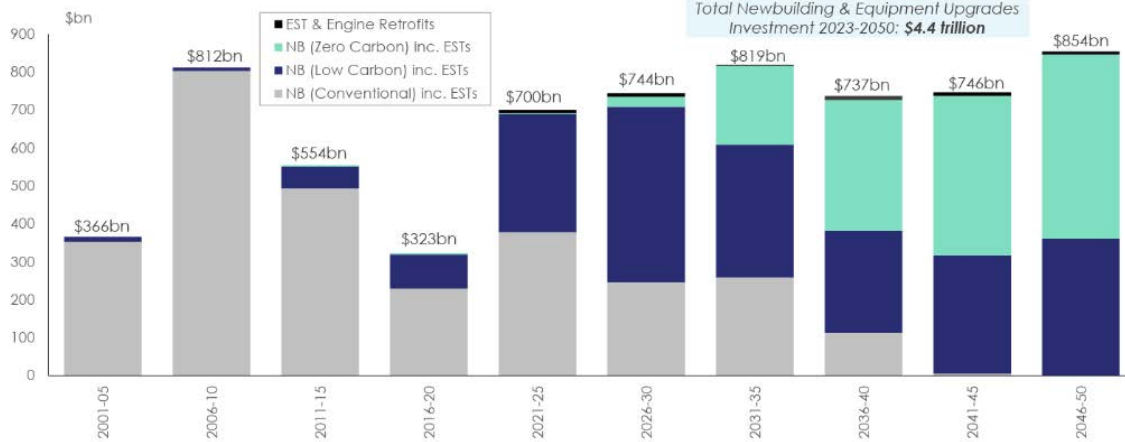


Uno degli scenari più plausibili prevede una crescita sostanziale delle flotte equipaggiate con motori sia ad ammoniaca che a metanolo, una volta risolti gli ostacoli relativi alla disponibilità di tali carburanti più sostenibili (costruzione e attivazione di siti produttivi alimentati a elettricità rinnovabile), e alla realizzazione delle necessarie infrastrutture, soprattutto per quanto riguarda l'ammoniaca che ad oggi non è ancora normata a livello internazionale per l'utilizzo come carburante. Interessante notare come la flotta di nuove costruzioni a LNG rimarrà dominante e supererà per tonnellaggio quella a nafta pesante, destinata a sparire. Secondo la stima di Clarkson Research, gli investimenti necessari per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione del settore marino entro il 2050 saranno dell'ordine dei 4 Triliardi di dollari. Non è chiaro quale percentuale di tali investimenti dovrà essere sostenuta dal settore privato e quanti incentivi o investimenti diretti da parte dei governi saranno necessari per permettere il raggiungimento degli obiettivi prefissi

Long Term Investment Projection: IMO 2050 Scenario (2)

Potential Investment Requirement Under IMO 2050 Target Scenario, Five Year Bands

Total Estimated Contracting and Equipment Upgrades Investment, 1996-2050, \$bn



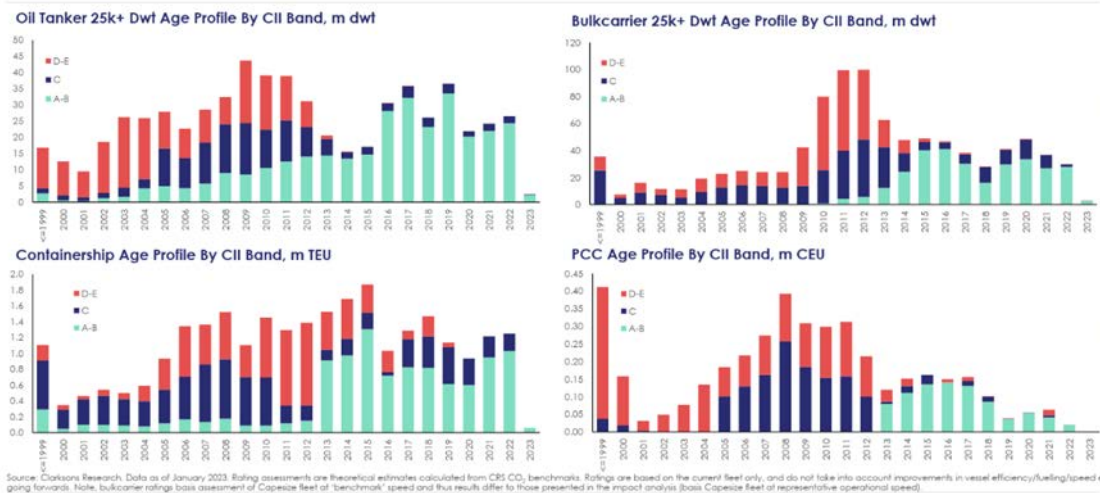
Source: Clarkson Research, 'Low Carbon' = LNG, LPG, Methanol, 'Zero Carbon' = Ammonia, Hydrogen, Battery, Nuclear. 'Conventional' includes biofuels. Basis: 'Potential Solution' scenario. *Includes retrofitting of ESTs and engines, but does not include battery packs on offshore vessels - for more information see Offshore Forecast Club materials.

3.2.2 Retrofitting

L'Impatto della normativa UE e del CII sullo sviluppo della flotta globale è determinante: il rinnovamento viene imposto dal fatto che molte navi diventeranno inoperabili (il rating C e D-E) nei prossimi anni.

Age Profiles By Theoretical 2023 CII Ratings

Assuming speeds and trading patterns of recent years



Source: Clarkson Research. Data as of January 2023. Rating assessments are theoretical estimates calculated from CEI CO₂ benchmarks. Ratings are based on the current fleet only, and do not take into account improvements in vessel efficiency/fueling/speed etc. going forwards. Note: bulker carrier ratings basis assessment of Capesize fleet of 'benchmark' speed and thus results differ to those presented in the report analysis (basis Capesize fleet of representative operational speed).

Le attività di retrofitting sulla parte propulsiva delle navi merita, pertanto, una valutazione estremamente accurata non solo relativamente alla fattibilità tecnica, ma anche a quella economica tenendo presente quelli che sono i limiti via via più stringenti imposti dalle regolamentazioni internazionali. Infatti, l'aspettativa di vita residua della nave gioca come fattore dirimente nella scelta d'esecuzione del tipo di retrofitting e della sua opportunità.

Senz'altro avere a disposizione un piano di aggiornamento dell'apparato propulsivo delle navi, per l'obiettivo della decarbonizzazione, è un qualcosa di assolutamente "vitale" in quanto, nei casi ritenuti opportuni, permette di iniziare un proficuo cammino di decarbonizzazione in tempi relativamente brevi. Riuscire quindi ad aggiornare gli impianti propulsivi efficientando i motori a combustione interna, adeguando il sistema di alimentazione e convertendo gli stessi affinché possano bruciare combustibili a zero carbonio è un qualcosa di cruciale. Stesso dicasi per tutte le potenziali alternative tecnologiche atte ad efficientare le navi per far consumare meno combustibile, qualunque esso sia, per esempio progettazione di nuove eliche aggiornate sul nuovo profilo di velocità della nave, sistemi che riducono la resistenza della carena della nave (nuove vernici a bassa frizione, sistemi a bolle d'aria, timoni di nuova concezione) batterie ausiliarie, connessione elettrica a terra e quant'altro.

3.2.3 Competitività cross industry

I componenti elettronici giocano un ruolo sempre più importante nei moderni motori marini. Possono essere utilizzati per una varietà di funzioni, incluso il controllo dell'iniezione di carburante del motore, la gestione delle sue emissioni e l'ottimizzazione delle sue prestazioni. Pertanto, la qualità e l'affidabilità dei componenti elettronici possono avere un impatto significativo sulle prestazioni complessive e sull'efficienza del motore.

Quando si tratta di competitività, le parti elettroniche possono essere confrontate in base a fattori quali costo, prestazioni, durata e disponibilità. In generale, i componenti elettronici più avanzati e specializzati tendono ad essere più costosi, ma possono offrire prestazioni ed efficienza superiori rispetto ai componenti più basilari. Tuttavia, il costo di questi componenti deve essere valutato rispetto ai potenziali vantaggi che forniscono in termini di maggiore efficienza del carburante, emissioni ridotte e prestazioni complessive del motore.

Infine, la disponibilità di componenti elettronici è importante, soprattutto per le linee di produzione che richiedono una fornitura costante di parti per stare al passo con la domanda. In alcuni casi, i componenti specializzati o realizzati su misura possono avere tempi di consegna più lunghi o essere più difficili da reperire, il che può influire sui programmi di produzione e, in ultima analisi, sulla competitività.

La carenza di chip si riferisce all'attuale carenza globale di semiconduttori o chip per computer. Questa carenza sta colpendo una vasta gamma di industrie, tra cui l'automotive, l'elettronica di consumo e i settori industriali.

La carenza di chip ha colpito anche l'industria dei motori marini, in particolare nella produzione di sistemi di controllo elettronico per i motori. Componenti elettronici come

sensori, controller e altri componenti critici vengono utilizzati per monitorare e ottimizzare il motore.

L'impatto della carenza sulla produzione di motori marini può variare a seconda del motore specifico e dei componenti elettronici utilizzati. In alcuni casi, i produttori di motori potrebbero dover ritardare la produzione o ridurla a causa della mancanza di componenti critici. Inoltre, il costo dei componenti elettronici può aumentare a causa di interruzioni della catena di approvvigionamento, che possono avere un ulteriore impatto sulla competitività della produzione di motori marini.

Per affrontare la carenza, i produttori di motori marini potrebbero dover lavorare a stretto contatto con i loro fornitori e clienti per garantire una fornitura costante di componenti elettronici. Ciò può comportare l'identificazione di fornitori alternativi, l'ottimizzazione della gestione dell'inventario e l'esplorazione di nuove tecnologie che possono ridurre la dipendenza da determinati componenti elettronici.

Si prevede che la carenza di chip continuerà a colpire molti settori nel breve termine, ma sono in corso sforzi per aumentare l'offerta e affrontare i problemi di fondo che contribuiscono alla carenza.

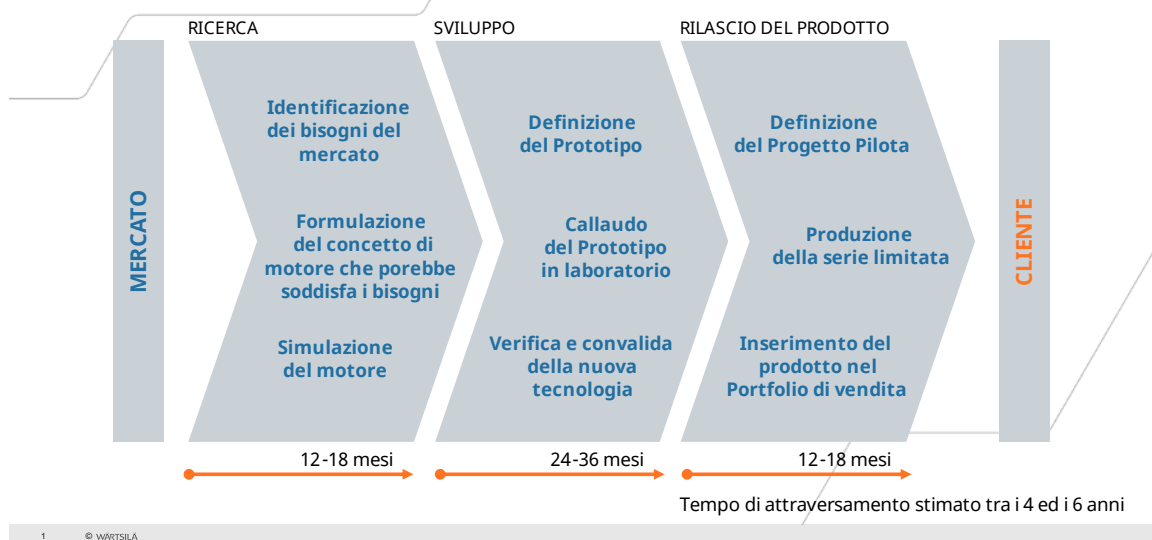
Per affrontare la carenza, i governi e i leader del settore lavorano per aumentare la produzione di chip e investire in nuovi impianti di produzione. Inoltre, alcune aziende esplorano progetti di chip alternativi e si impegnano per ottimizzare l'uso dei chip esistenti per ridurre al minimo l'impatto della carenza.

3.3 Roadmap della R&S

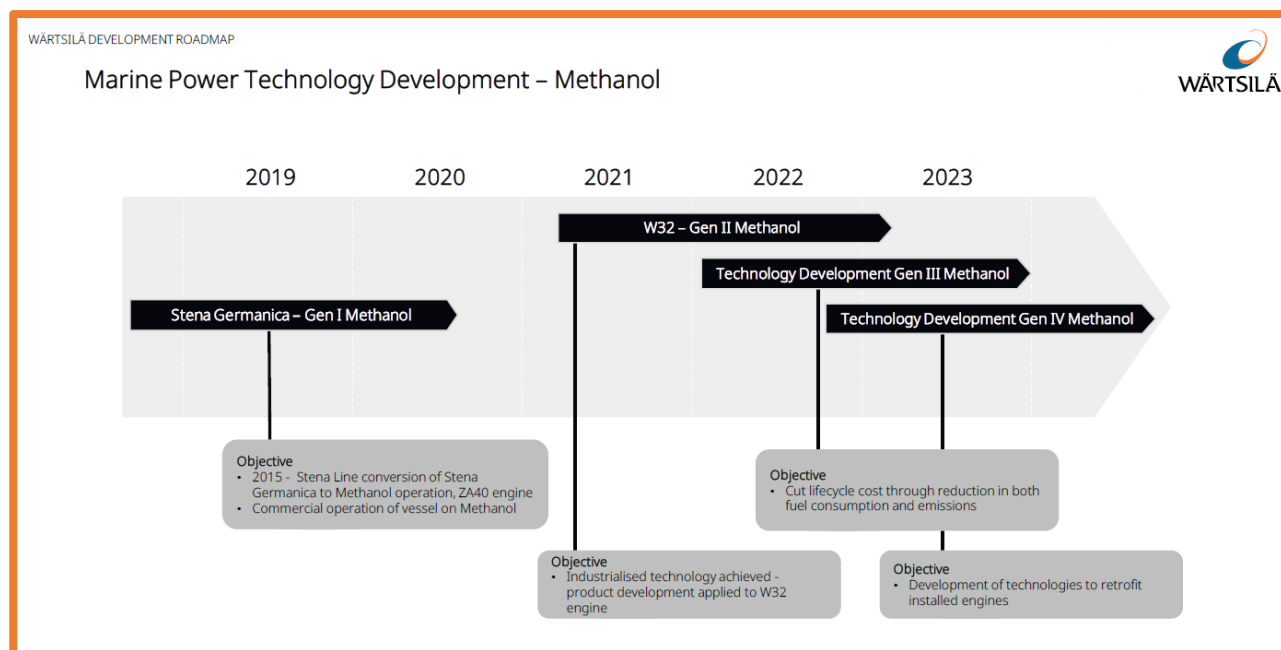
3.3.1 Tempi di reazione dei produttori motori

La ricerca e sviluppo dei produttori di equipaggiamenti e sistemi propulsivi navali è un argomento strategico che, fortunatamente, guarda orizzonti temporali di lungo periodo. Grazie a collaborazioni con istituti di ricerca internazionali, università e centri studi le problematiche relative alle emissioni di gas clima alteranti sono sempre state al centro dei progressi strategici sempre volti a ridurre i consumi di combustibile e la possibile adozione di combustibili alternativi, più competitivi in termini economici nel passato, di minore impatto ambientale nell'ultimo decennio. Di seguito uno schema esemplificativo e sicuramente non esaustivo, data la complessità dell'argomento trattato, del tempo di attraversamento e delle varie fasi costituenti il processo di sviluppo di un prodotto tipo motore a combustione interna.

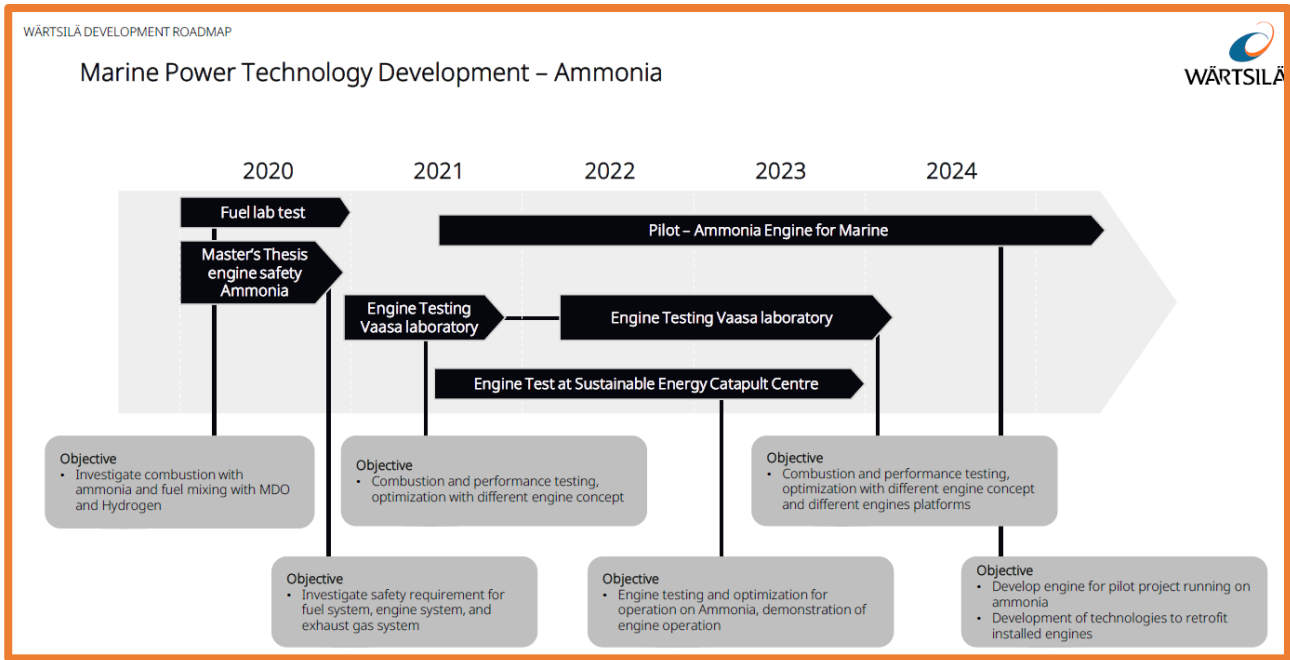
Schema esemplificativo del processo di sviluppo di un motore endotermico dal concetto alla consegna al cliente



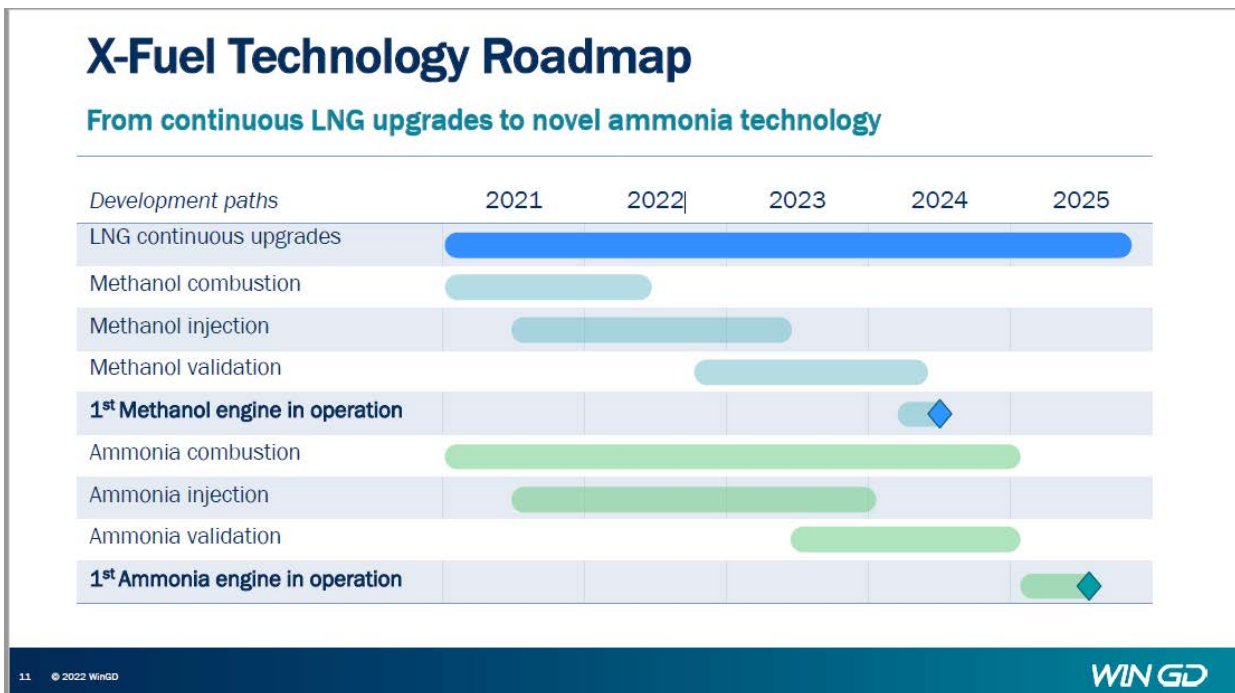
Per fornire uno scenario significativo di quelle che sono le attività di ricerca e sviluppo in atto, di seguito elenchiamo quelle che sono le “roadmap” predisposte dai principali produttori per l’industria marittima:



Tra il 2022 ed il 2027 saranno immessi nel mercato cinque tipologie di motori adatti all’utilizzo del metanolo, senza contare il **motore ZAL40S che è già in esercizio dal 2015** a bordo della nave STENA GERMANICA; medesimo sviluppo è pianificato per i sistemi di stoccaggio e processo del metanolo (MethanolPac).

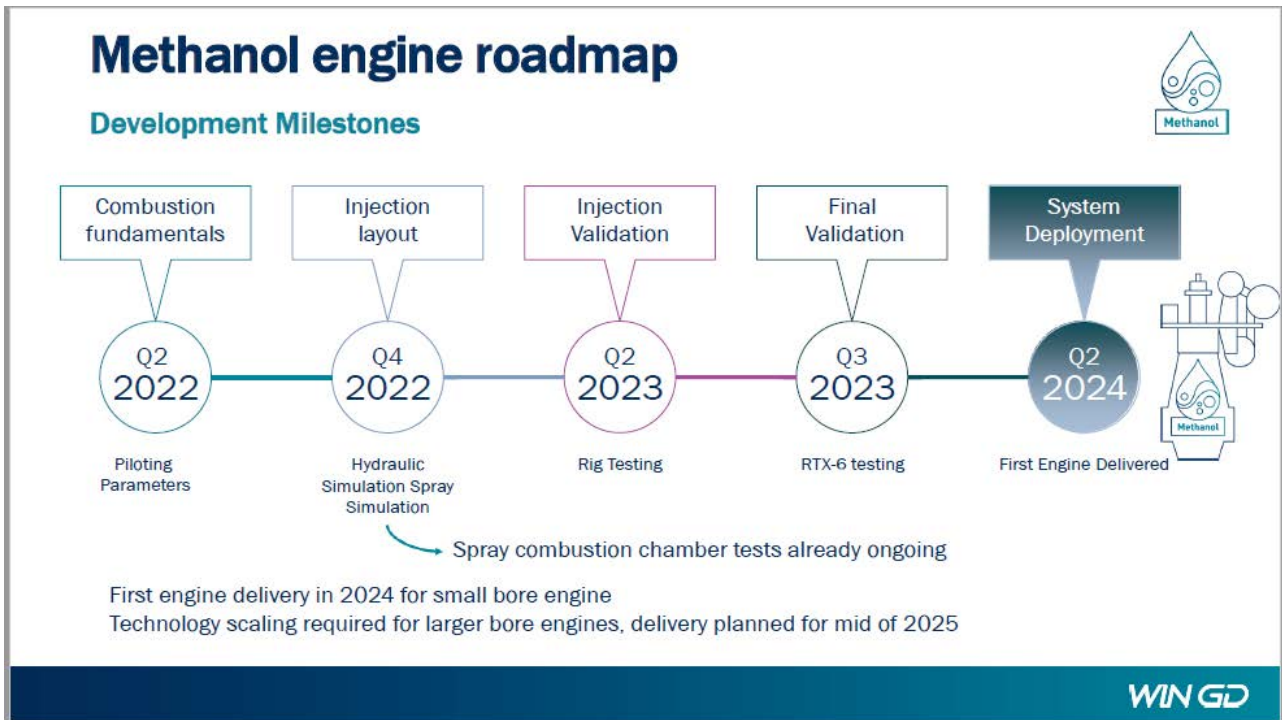


Tra il 2022 ed il 2027 saranno immesse nel mercato tre tipologie di motori adatti all'utilizzo dell'ammoniaca; medesimo sviluppo è pianificato per i sistemi di stoccaggio e processo dell'ammoniaca.

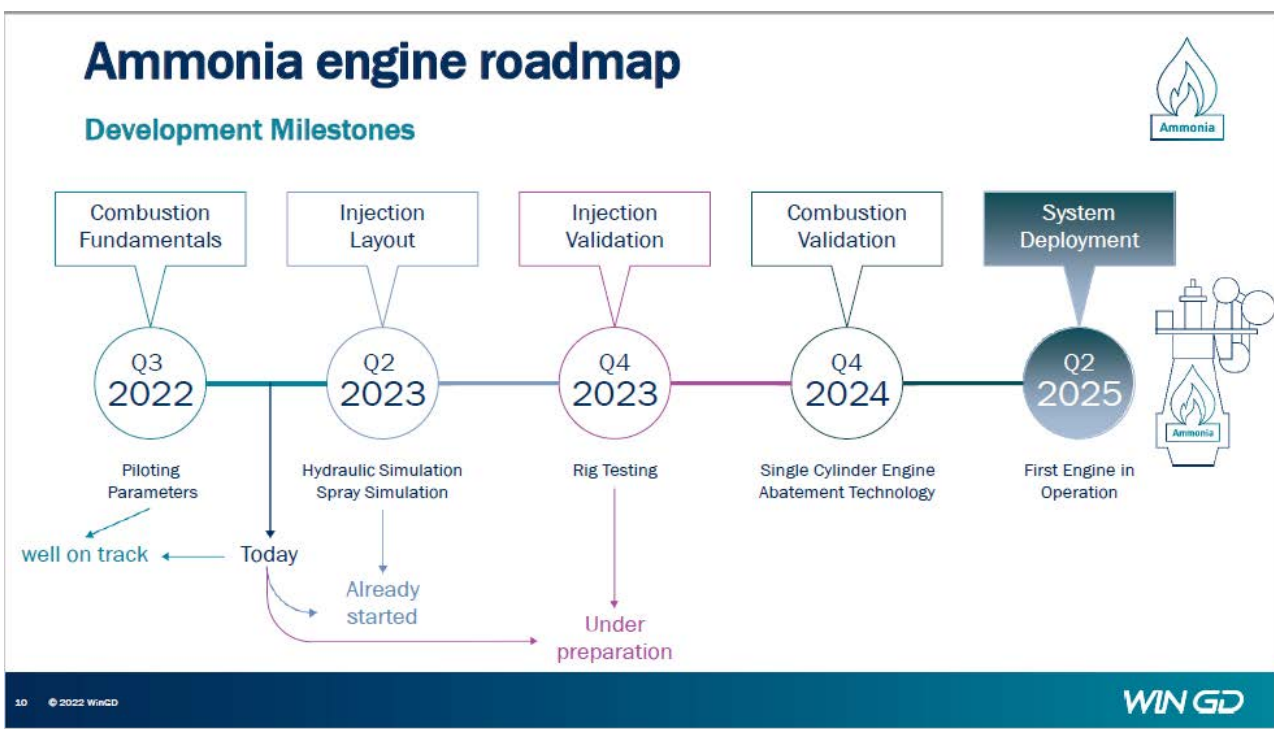


Entro il 2025, WinGD potrà offrire motori alimentati a metanolo e ammoniaca, ma anche soluzioni per la conversione che consentano ai motori diesel X e ai motori X-DF a doppia alimentazione di utilizzare questi carburanti. I motori X-DF possono già utilizzare materiale sintetico o biometano senza modifiche. WinGD ha investito fortemente sull'infrastruttura

di prove e conta su ben 7 motori lenti di prove per poter effettuare tutti i test di validazione per i motori ad ammoniaca e a metanolo.



WinGD fornirà motori 10X92DF-M alimentati a metanolo a quattro navi portacontainer da 16.000 TEU che saranno costruite per COSCO SHIPPING Lines presso COSCO Shipping Heavy Industry (Yangzhou) Co. Ltd. Queste navi saranno consegnate a partire dal 2025 e saranno dotate del primo X92DF-M di WinGD in Cina.

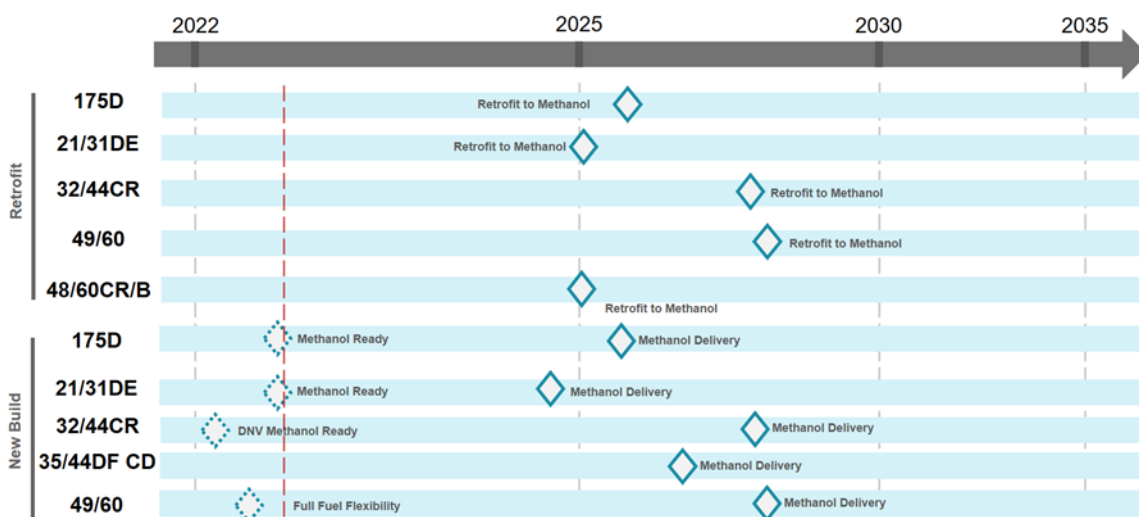


WinGD e il gruppo belga di navigazione CMB.TECH hanno firmato un accordo per lo sviluppo di motori a due tempi alimentati ad ammoniaca. Le società mirano a installare il motore X72DF-A dual-fuel ad ammoniaca su una serie di dieci portarinfuse da 210.000 DWT da costruire in un cantiere navale cinese nel 2025 e nel 2026.

MAN 4 Stroke Methanol Solutions



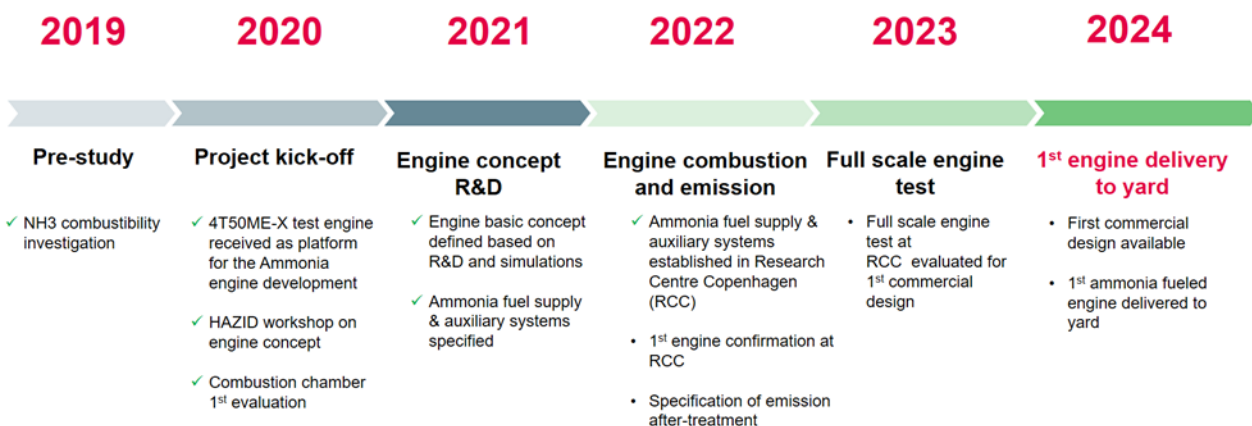
Time Schedule



MAN ha nel suo portafoglio prodotti motori a 2 tempi a metanolo disponibile in una gamma di potenze da 4.500 kW a 82.000 kW. I motori sono progettati per l'uso in grandi navi portacontainer, petroliere, portarinfuse e altre navi mercantili. Il motore ME-LGIM è dotato di un sistema di iniezione di gas liquido che gli consente di funzionare sia a diesel che a metanolo. In modalità metanolo il motore è in grado di funzionare tra il 10% e il 100% del carico del motore con solo il 5% di carburante pilota, necessario per l'accensione della combustione.

Basandosi sull'esperienza dei motori 2 tempi MAN continua lo sviluppo di motori 4 tempi a metanolo, in modo di avere una gamma di prodotti disponibili anche per traghetti, navi passeggeri, pescherecci e altre navi mercantili di stazza minore.

Two-stroke ammonia engine development schedule



Nel 2019 è iniziato il viaggio verso un motore a due tempi funzionante ad ammoniac. MAN ha avviato uno studio preliminare del concetto di alimentazione e iniezione del carburante e ha condotto diversi studi sull'identificazione dei pericoli e sull'operabilità (hazid/hazop) insieme a società di classificazione, armatori, cantieri e fornitori di sistemi. Attualmente, MAN lavora alla verifica del concetto di sviluppo del sistema di iniezione e del design del motore in generale. MAN ha finalizzato il processo di sviluppo del motore ad ammoniac nel 2022 e la verifica del design commerciale è prevista per il 2023. Quando il progetto del motore verrà immesso nel mercato, il primo motore potrà essere testato e ottimizzato al banco di prova per poi essere consegnato al cantiere e installato sulla nave durante il 2024.

MAN Cryo Liquid Hydrogen FGSS

Status:

- First system delivered and installed
- Vessel delivery in H2 2023
- Design approved by Lloyds Register Q1 2021
- Approval in principle by RINA

MAN Cryo Takes Further Step towards Cleaner Shipping in World-First

2018-12-07

First supplier to develop a marine, liquid-hydrogen fuel-gas system



Fuel Gas System

LH₂ Storage Volume of 50-300 m³ for LH₂ and stored at -253° Celsius. Fully equipped with TCS, Bunker station and Re-gasification

Pre-Study to upscale tank size to 600 m³ ongoing. Preliminary results looks promising.

Operation: LH₂ → H₂ → Fuel Cell → Electricity

Design According IGF code (15 days holding time)

Press Release published 07.12.18

Great and massive response with huge interest around the globe

A lot of founded research initiative's by EU and other countries.

MAN Cryo, the wholly owned subsidiary of MAN Energy Solutions, has – in close cooperation with Fjord1 and Multi Maritime in Norway – developed a marine fuel-gas system for liquefied hydrogen.

Multi Maritime's hydrogen vessel design for Fjord1, including the fully integrated MAN Cryo – Hydrogen Fuel Gas System, has been granted preliminary approval in principle, "AP", by the DNV-GL Classification society. The award is significant in that the system is the first marine-system design globally to secure such an approval.



MAN lavora attivamente allo sviluppo di tecnologie come le celle combustibili e motori alimentati a idrogeno per varie applicazioni, compreso il settore marino. Lo svantaggio dell'idrogeno è relativo al volume di stoccaggio a bordo di circa 7 volte più grande paragonato al combustibile convenzionale (Diesel).

Nel complesso, MAN assume un ruolo attivo nello sviluppo dell'idrogeno come carburante per l'industria navale e investe in ricerca e sviluppo per rendere i motori alimentati a idrogeno un'opzione praticabile per le future applicazioni marine.

Oltre allo sviluppo dei motori, MAN ha sviluppato e consegnato nel 2022 il primo serbatoio per idrogeno liquido per uso marino che alimenterà il sistema di celle combustibili.

3.4 Fattori sicurezza

Con riferimento ai ratings della NFPA (National Fire Protection Association) di seguito annotiamo i rischi principali di ciascun combustibile (riferimento a CAMEO Chemicals | NOAA). Si rimanda alla scheda sui combustibili per maggiori dettagli.

Ammoniaca:






Diamond	Hazard	Value	Description
	Health	3	Can cause serious or permanent injury.
	Flammability	1	Must be preheated before ignition can occur.
	Instability	0	Normally stable, even under fire conditions.
	Special		

Per il combustibile ammoniaca è interessante notare che il rischio di infiammabilità è di molto inferiore rispetto agli altri combustibili di seguito riportati; tuttavia, la tossicità del

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO






combustibile richiede particolare attenzione e un approfondito studio a bordo nave per limitarne il pericolo. Dosi molto limitate del gas in atmosfera possono risultare letali per gli operatori quindi qualsiasi rischio di spandimento va contenuto ed arginato e l'utilizzo di dispositivi di protezione sarà sicuramente obbligatorio per qualunque operazione di manutenzione.

Metanolo:

Diamond	Hazard	Value	Description
	 Health	1	Can cause significant irritation.
	 Flammability	3	Can be ignited under almost all ambient temperature conditions.
	 Instability	0	Normally stable, even under fire conditions.
	 Special		






Il metanolo rappresenta un rischio di infiammabilità ben più severo rispetto all'ammoniaca, in particolare a causa del suo peso specifico, che per i vapori di metanolo rimane maggiore di quello dell'aria, e per la caratteristica fiamma invisibile in normali condizione di luce. La tossicità del combustibile rimane tuttavia un rischio sottovalutato: il metanolo è permeabile attraverso la pelle e piccole quantità possono causare danni permanenti agli occhi. Pertanto, il contatto con il combustibile e i suoi spandimenti vanno evitati a tutti i costi. Questo aspetto deve essere tenuto bene a mente quando si selezionano i macchinari di processo, onde evitare spandimenti nelle sale macchina, e nello studio della sicurezza a bordo nave. È opportuno evidenziare che la gestione di un sistema di metanolo a bordo nave richiede grandi quantità di azoto, che rappresentano un rischio di asfissia, in determinate aree a bordo, che va considerato.

Gas Naturale:

Diamond	Hazard	Value	Description
	 Health	2	Can cause temporary incapacitation or residual injury.
	 Flammability	4	Burns readily. Rapidly or completely vaporizes at atmospheric pressure and normal ambient temperature.
	 Instability	0	Normally stable, even under fire conditions.
	 Special		

Il gas naturale è un combustibile ormai conosciuto. I rischi di esplosione e di fuoco rimangono i più evidenti e vanno opportunamente gestiti, come per gli altri gas, con un dedicato sistema di rilevamento ed un sistema di ventilazione delle aree pericolose. Quando stoccato in forma liquida il gas naturale liquefatto rappresenta anche un rischio correlato alle basse temperature in gioco.

Idrogeno

Diamond	Hazard	Value	Description
	 Health	0	No hazard beyond that of ordinary combustible material.
	 Flammability	4	Burns readily. Rapidly or completely vaporizes at atmospheric pressure and normal ambient temperature.
	 Instability	0	Normally stable, even under fire conditions.
	 Special		

Molti esperti sono d'accordo nel sostenere che il rischio di esplosione/fuoco per l'idrogeno è di ben lunga maggiore agli altri gas, incluso il gas naturale. La finestra di infiammabilità è 4 volte maggiore agli altri gas qui discussi. In aggiunta l'energia richiesta per causare una fiamma è di ben lunga inferiore, il che lo rende molto più pericoloso.

L'idrogeno liquido è stoccato a -253 °C, prossimo allo zero assoluto. Questa è una complicazione non indifferente perché va a rompere l'equilibrio con l'ambiente circostante: l'ossigeno nell'aria, a contatto con queste temperature, potrebbe liquefarsi e diventare infiammabile a sua volta. Infine, le operazioni di bunkering dell'idrogeno liquido causano numerose complicazioni che al momento non sono ancora state risolte. L'idrogeno, pertanto, spesso visto come il combustibile ideale, ha vari aspetti irrisolti soprattutto in ambito navale, che ne potrebbero compromettere la fattibilità.

3.5 Disponibilità di personale altamente specializzato

L'aggiornamento del personale tecnico di bordo e di terra riveste sempre un ruolo fondamentale per l'introduzione di nuove tecnologie nell'industria marittima. L'adozione di nuovi combustibili, per i quali sofisticate regolamentazioni specifiche vengono previste, necessita di una formazione aggiuntiva indispensabile.

Di seguito sono indicati i principali centri per la formazione del personale messi a disposizione dagli operatori del settore, con una varietà di corsi di formazione che coprono l'intero portafoglio dei vari tipi di motori, dai corsi teorici in aula, a quelli operativi avanzati e a corsi di specializzazione su argomenti dedicati.

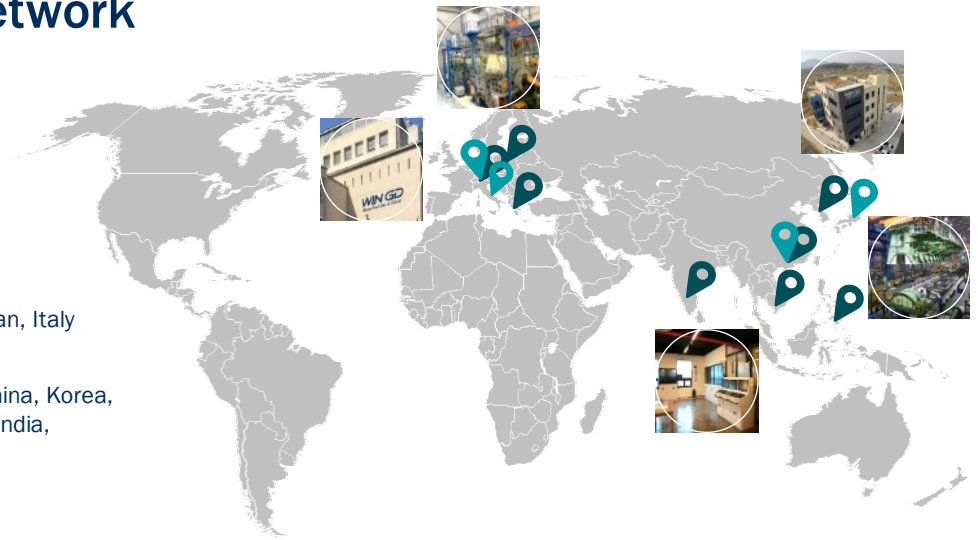
Vengono utilizzati sia materiali di formazione convenzionali in classe sia moderni software di simulazione di sala macchine che coprono gli aspetti operativi dei motori principali, oltre a dimostrare determinate procedure per la risoluzione di eventuali problemi.

Global Network

Headquarters:
Winterthur, Switzerland

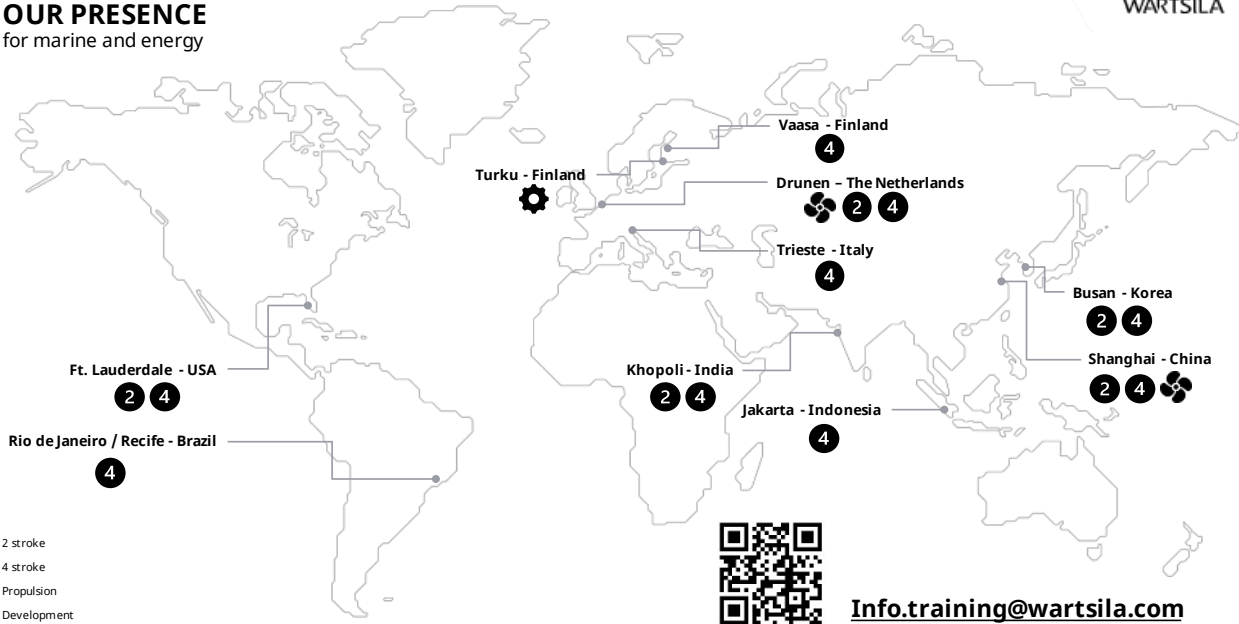
Test facilities:
Switzerland, China, Japan, Italy

Training facilities:
Switzerland, Greece, China, Korea,
Singapore, Philippines, India,
Poland



I centri di training di **Wärtsilä** sono riassunti nella figura riportata di seguito:

OUR PRESENCE for marine and energy



Di seguito alcuni dati sulle potenzialità dei centri di formazione di Wartsila:

Sharing knowledge is our passion

At Wärtsilä, we are passionate about sharing knowledge with personnel who are currently or will be involved in the operation of our systems and solutions.

Our training program is extensive, with (annually*):

- 47K students
- 980 Courses (7% in Italy)
- 30000 Course man days

72 People full time employed over 100 "flex instructors"

Training volume as average: 49% external - 51% internal

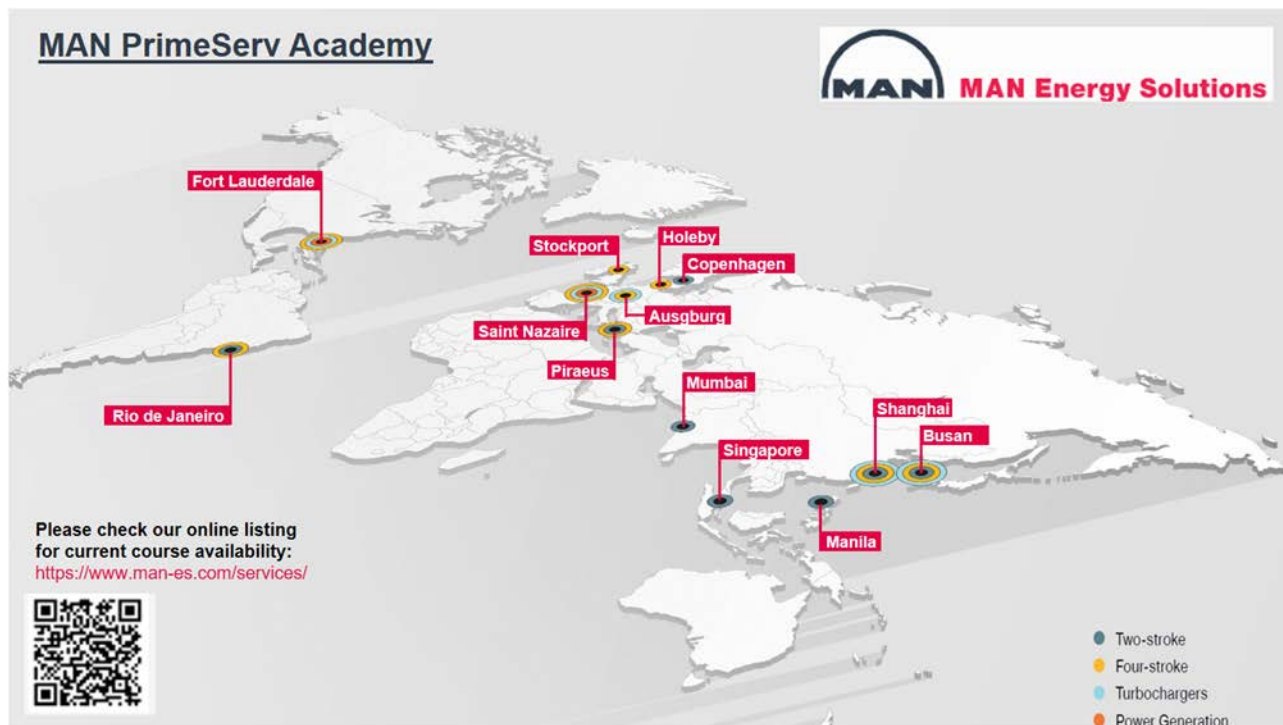
66% Face to Face - 21% eLearning - 13% Virtual

Instructors are certified **IMO Courses 6.09 and 3.12**

*Y2022 figures



I centri di training di **MAN PrimeServ Academy** sono riassunti nella figura riportata di seguito.



CAPITOLO 4

-

FUELS

HIGHLIGHTS

- La normativa internazionale in campo ambientale sul trasporto marittimo si sta sviluppando sia in ambito IMO che in ambito UE per regolamentare le emissioni di CO₂ e per agevolare la produzione e la diffusione di carburanti alternativi cd. «sostenibili» per le navi.
- I fuels in grado di ridurre le emissioni di CO₂ e più facilmente utilizzabili sono riconducibili ai biofuels prodotti ampiamente diffusi sul mercato che non richiedono infrastrutture logistiche diverse da quelle del bunker fossile tradizionale e che possono essere impiegati negli attuali motori marini sia in miscela nei prodotti petroliferi e sia in purezza.
- L'HVO - Olio Vegetale Idrotrattato e il biodiesel – FAME sono quelli più immediatamente disponibili.
- Parallelamente anche il GNL, le cui infrastrutture si stanno sviluppando, può dare da subito un contributo significativo.
- Il GNL nella sua versione fossile abbatte la CO₂ di circa il 25% mentre nella sua versione Bio può raggiungere emissioni prossime allo zero. In un orizzonte temporale di medio lungo termine ci si attende una maggiore diversificazione delle opzioni di alimentazione delle navi.
- Bio-GPL, rDME, Ammoniaca, Metanolo, e-Fuels ed Idrogeno sono le opzioni di medio e lungo periodo con potenzialità di sviluppo a fronte di un adeguamento delle infrastrutture e della logistica (vedi Potential bunkering, fonte Clarksons 2023).
- Nell'ambito di queste valutazioni, un ruolo fondamentale è giocato dal costo del carburante come evidenziato dalla figura Annex Alternative fuel Pricing, redatta da Clarksons con i dati del 2022, da cui si evince che i fuels alternativi ancora presentano costi decisamente elevati rispetto ai combustibili convenzionali (da due a 5-6 volte maggiori) e che, in presenza di un sistema ETS anche nel trasporto marittimo, il vantaggio derivante dalle minori emissioni di CO₂ potrebbe ridurre tale gap.

4.1 Opzioni di alimentazione per il trasporto marittimo del futuro

Il continuo incremento e la rapida crescita dei volumi scambiati via nave registrati nell'ultimo ventennio porta a stimare che le merci trasportate con questa modalità possano raddoppiare nei prossimi anni richiedendo una sempre maggiore attenzione alla sostenibilità e alla decarbonizzazione del settore. Il fuel mix del settore nel medio periodo, in prospettiva 2030, risulta sostanzialmente predeterminato in quanto strettamente connesso all'attuale consistenza del naviglio su cui è difficile ipotizzare modifiche tecniche di rilievo, agli impianti, dotazioni tecnologiche e competenze consolidate, nonché all'esistenza di una rete infrastrutturale di produzione e distribuzione ampia e commisurata alla domanda.

Rispetto al nuovo naviglio alimentato da combustibili alternativi si nota comunque una costante crescita sempre più orientata verso soluzioni low carbon, strettamente connessa però alla presenza di una adeguata infrastruttura logistica in grado di soddisfare la corrispondente domanda di combustibili alternativi. Considerando la forte inerzia che contraddistingue questa modalità di trasporto in termini di vita utile del naviglio (30-35 anni) e il conseguente tasso di ricambio del naviglio esistente, prima che i sistemi di propulsione alternativi determinino concreti effetti sul livello di abbattimento delle emissioni climalteranti del trasporto navale passeranno alcuni decenni mentre molte delle normative di decarbonizzazione in fase di adozione entreranno in vigore già dal prossimo anno (vedi capitolo 1).

Nel lungo periodo invece entreranno in gioco le nuove costruzioni che dovranno operare in un ambito di progressiva decarbonizzazione dei trasporti regolamentata sia su scala europea che internazionale all'orizzonte 2050.

Nel breve-medio termine, la riduzione delle emissioni climalteranti delle navi potrà derivare dall'impiego di fuels a più bassa intensità carbonica grazie alla penetrazione dei biocarburanti e del GNL nei bunkeraggi marini, ai maggiori sforzi in termini di efficienza energetica dei motori e anche con l'avvio di una ibridizzazione del powertrain. Inoltre, si interverrà sull'ottimizzazione delle spedizioni, sulla velocità di navigazione e sull'idrodinamica dello scafo.

Per quanto riguarda i fuels, è necessario valorizzare al massimo la capacità di riduzione della carbon intensity dei combustibili alternativi, favorendo nelle fasi iniziali l'utilizzo di biocarburanti a basso contenuto di carbonio in attuazione di una normativa basata sull'approccio Well-to-Wake. Per favorire lo sviluppo del mercato di tali prodotti è necessario sviluppare specifiche tecniche dettagliate per assicurare prodotti di qualità adeguata. A tal riguardo, in ambito ISO è stata ormai definita la nuova specifica ISO 8217 sulla qualità dei bunker che fissa le caratteristiche dei bunker in conformità con la revisione

nel 2020 della Marpol Annex VI e regola le miscele ad alto contenuto di biocarburanti nei bunker, in modo da assicurare una sempre corretta operabilità dei motori marini.

I biofuels sono una gamma di vettori energetici prodotti convertendo biomassa primaria o residui di biomassa in combustibili liquidi o gassosi. Essi rappresentano una delle poche opzioni disponibili per il trasporto d'altura, in particolare per le navi esistenti, per raggiungere gli obiettivi dell'IMO e dell'UE a breve e medio termine. I biofuels possono essere miscelati con combustibili convenzionali o utilizzati puri come combustibili drop-in come sostituti dei combustibili fossili convenzionali conseguendo sostanziali riduzioni di emissioni di gas serra lungo l'intera catena del valore.

I più diffusi e quelli maggiormente promettenti nel breve periodo, anche per le loro caratteristiche di drop-in fuels, sono l'HVO (olio vegetale idrogenato: è il prodotto di grassi o oli vegetali idrogenati attraverso un processo di idrotrattamento seguito da un processo di isomerizzazione che conferisce al prodotto le specifiche a freddo desiderate) e il FAME (estere metilico di acidi grassi: prodotto da oli vegetali, grassi animali o oli da cucina usati mediante un processo di transesterificazione). Il FAME è il tipo di biofuel oggi più ampiamente disponibile ed è spesso miscelato con il normale diesel marino. Essendo il FAME un composto igroscopico e contenente ossigeno, la qualità del fuel può essere compromessa dalla crescita microbica e dalla degradazione ossidativa. Gli standard internazionali di riferimento sono la norma ISO 8217 e la EN 14214. L'HVO, anche noto come diesel paraffinico e rinnovabile, può essere miscelato a qualunque percentuale con i combustibili marini al di sotto del 50. È un prodotto stabilizzato con idrogeno e quindi meno suscettibile allo sviluppo di cariche microbiche e degradazione ossidativa. Il suo standard di riferimento è la norma EN 15940.

Per quanto attiene al GNL esistono già sul mercato almeno 500 navi alimentate con questo prodotto che nella sua versione fossile abbate la CO₂ tail pipe di circa il 25% rispetto ad un olio combustibile mentre nella sua versione Bio può raggiungere emissioni zero di CO₂ calcolate secondo un approccio Well to Wake. Non esistono quindi limitazioni tecniche all'utilizzo del GNL. Il GNL fossile in ogni caso è considerato un prodotto di transizione che contribuisce a ridurre in modo consistente le emissioni di CO₂ in attesa di disporre di alimentazioni low o zero carbon, basate su un sempre più ampio ricorso al bioGNL.

In analogia al GNL anche il GPL consente importanti abbattimenti delle emissioni di CO₂ tail pipe già nella versione di combustibile fossile. Tuttavia, i maggiori vantaggi in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ sono legati all'utilizzo del bioGPL e dell'rDME. Il livello di abbattimento Well to Wake in questo caso dipende dalla tipologia di feedstock utilizzato per la produzione di tali biofuels e parte da riduzioni dell'ordine dell'60% fino ad oltre 100% rispetto ai carburanti tradizionali.

In un orizzonte temporale molto lungo, qual è il periodo al 2050, è ragionevole attendersi modifiche di rilievo rispetto al fuel mix attuale e a quello ipotizzato per il breve-medio termine, in risposta a possibili e attesi inasprimenti della regolamentazione internazionale sulle emissioni, soprattutto sui gas serra. Target ambientali molto ambiziosi potranno favorire l'emergere e la progressiva diffusione di nuovi combustibili o di vettori energetici atti ad assecondare il contenimento delle emissioni dei gas serra corrispondenti.

Tra i prodotti che maggiormente si candidano ad alimentare le navi in un futuro sempre più decarbonizzato ricordiamo i biocarburanti avanzati, il bioGNL, l'ammoniaca, il metanolo e gli e-fuels.

Nel caso dei biocarburanti avanzati, il bioGNL e gli e-fuels, va rilevato che gli stessi possono essere impiegati nei trasporti senza alcun adattamento alla struttura del motore e sfruttando completamente le infrastrutture di trasporto e stoccaggio esistenti. In sostanza, rappresentano una soluzione tecnologica in grado di abbattere le emissioni di gas serra senza dover rinnovare la flotta.

Per quanto riguarda l'ammoniaca, l'opzione di un powertrain navale che utilizza un motore a combustione interna per ammoniaca sembra rappresentare un'alternativa interessante per il naviglio che opera su lunghe distanze. L'ammoniaca è un composto dell'azoto con formula chimica NH_3 , caratterizzato da un'alta concentrazione di idrogeno e quindi di energia e assenza di carbonio e pertanto di emissioni di CO_2 dal suo impiego. Pur avendo l'idrogeno caratteristiche ancora superiori dal punto di vista ambientale, la spinta verso l'ammoniaca si giustifica con il fatto che il settore marittimo necessita di combustibili facilmente trasportabili e facilmente mantenibili allo stato liquido per lunghi periodi di tempo (40-45 giorni di navigazione). L'ammoniaca, a differenza dell'idrogeno, è stabile a temperatura ambiente in certe condizioni e può essere stoccata in forma liquida in condizioni normali di pressione con la sola azione termica. Se prodotta con idrogeno verde o blu presenta emissioni di CO_2 molto basse o nulle. È necessario però tenere in considerazione il fatto che l'ammoniaca è altamente tossica e introduce quindi molteplici rischi per la sicurezza e l'ambiente.

Anche il metanolo (CH_3OH) avrà un ruolo nella decarbonizzazione dei trasporti marittimi nel lungo termine. È un combustibile liquido con un basso contenuto di carbonio (un solo atomo) e un alto contenuto di idrogeno. È liquido a temperatura e pressioni normali, ed è quindi facile da stoccare e da trasportare, ma è tossico. Il metanolo può essere prodotto a partire da differenti feedstock, principalmente gas naturale e carbone, ma anche da fonti rinnovabili o direttamente dalla CO_2 catturata da impianti industriali o dall'aria (idrogenazione dell'anidride carbonica). La sua combustione in un motore termico riduce le emissioni di CO_2 solo se viene ottenuto a partire da fonti rinnovabili, come ad esempio per l'e-metanolo o per il metanolo da rifiuti (*recycled carbon fuel*). Nel trasporto marittimo,

la domanda di metanolo come carburante è destinata ad una crescita costante e ad un utilizzo, in una prima fase, in motori dual-fuel (diesel- metanolo). La domanda crescente di metanolo sarà supportata da quote sempre maggiori di metanolo rinnovabile. A livello globale si registrano oltre 80 progetti di metanolo rinnovabile e si prevedono produzioni di più di 8 Mton di metanolo rinnovabile entro il 2027.

Tuttavia, il metanolo rinnovabile presenta costi di produzione decisamente più elevati del metanolo tradizionali e pertanto se si volesse accelerare la transizione energetica nel trasporto marittimo sarebbe necessario prevedere misure legislative più stringenti e forti incentivazioni da parte delle istituzioni nazionali e comunitarie.

Di sicuro interesse nel lungo periodo sono gli e-fuels, combustibili di sintesi ottenuti dall'idrogeno ("verde" e "blu") ed anidride carbonica catturata da impianti industriali o direttamente dall'aria. Questa tipologia di combustibili presenta indubbi vantaggi ambientali rispetto al loro equivalente fossile, in quanto consente un abbattimento potenziale della CO₂ lungo l'intero ciclo di oltre il 70% in presenza di energia elettrica da fonti totalmente rinnovabili. Avendo la densità energetica tipica dei combustibili liquidi, ben superiore a qualunque alternativa, possono trovare sicura applicazione nel settore marittimo ed in particolare nelle navi che operano su distanze transoceaniche.

A seguire si riportano le schede di approfondimento di ogni singolo combustibile potenzialmente utilizzabile per l'alimentazione dei motori marini in una prospettiva di breve, medio e lungo termine. È inclusa anche la scheda del bunker marino fossile, sia distillato che residuo, che oggi soddisfa la domanda energetica del trasporto marittimo per il circa il 95%. L'attuale bunker rappresenta quindi la baseline a cui riferirsi per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione di questo comparto al 2030 e al 2050.

Le schede forniscono le principali informazioni tecniche, ambientali e di mercato sui diversi fuels. In particolare, si descrive la filiera dei diversi prodotti, la loro Carbon Intensity e quindi la capacità di abbattimento delle emissioni di gas serra, la loro potenziale disponibilità e, molto importante, le informazioni disponibili sulla loro sicurezza. Con l'introduzione di nuovi combustibili marini, infatti, dovranno essere adeguati molti standard di sicurezza, consolidati sul bunker fossile tradizionale ma ancora scarsi o inesistenti sui vettori energetici allo studio per il futuro. La tossicità del metanolo e dell'ammoniaca e l'estrema infiammabilità dell'idrogeno richiedono lo sviluppo di standard di sicurezza internazionali dai quali dipende anche il loro successo. Questa attività è altrettanto rilevante rispetto alle problematiche di produzione, stoccaggio e distribuzione dei diversi combustibili.

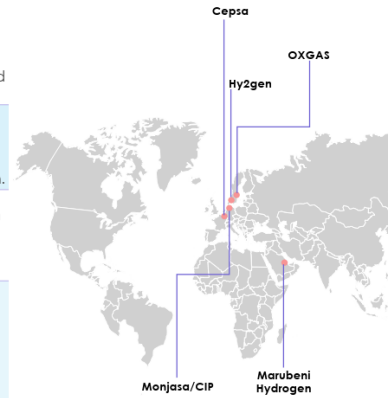
LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

Nella Figura²² Alternative Fuels Production project: bunkering potential?”, redatta da Clarksons relativamente al 2022, sono riportati i principali progetti nel mondo inerenti all’ammoniaca green, all’idrogeno green e Gnl e bio-Gnl.

Alternative Fuels Production Projects – Bunkering Potential?

New alternative fuel production projects related to marine fuels emerging

Company	Location	Fuel Type	Details
Hy2gen AG / Trafigura	Sauda, Norway	Green Ammonia	<ul style="list-style-type: none"> Hy2gen plans to produce green ammonia as a fuel for the maritime sector. The production facility, 'Iverson eFuels', will be jointly owned by Hy2gen, Trafigura and Copenhagen Infrastructure Partners The facility should be able to produce 600t/day of green ammonia and should come online in early 2027.
Cepsa	Rotterdam	Green Ammonia	<ul style="list-style-type: none"> By 2030, Cepsa plans to produce 600,000 tons of green ammonia per year, produced using hydrogen made from renewable energy. Ammonia intended as green marine fuel by 2026, with Cepsa signing deals with 3 companies to supply green ammonia to the ACE terminal at Rotterdam.
Marubeni	Saudi Arabia	Green Hydrogen	<ul style="list-style-type: none"> Agreement to study clean hydrogen production in Saudi Arabia together with the kingdom's sovereign wealth fund. Riyadh exploring cleaner energy to cut its reliance on oil.
OXGAS AB / Avenir LNG	Oxelosund, Sweden	LNG and BioLNG	<ul style="list-style-type: none"> Avenir LNG and Oxelosunds Hamn signed an MOU to jointly develop an LNG and BioLNG terminal in the Port of Oxelosund. Under the agreement, Avenir LNG intends to acquire 100% of the shares in OXGAS AB (dedicated project company set up for the LNG Terminal). Aim is to meet the rising demand for LNG and to operate the terminal as a base to consolidate Avenir LNG's marine bunkering customers in the region
Monjasa / Copenhagen Infrastructure Partners	Esbjerg, Denmark	Green Ammonia	<ul style="list-style-type: none"> Monjasa signed an agreement to provide logistics services enabling distribution of green ammonia from Danish Power-to-X project (capacity 600,000mt/year). First production expected 2028-2030, with Monjasa reserving a share of production to sell as marine fuel.



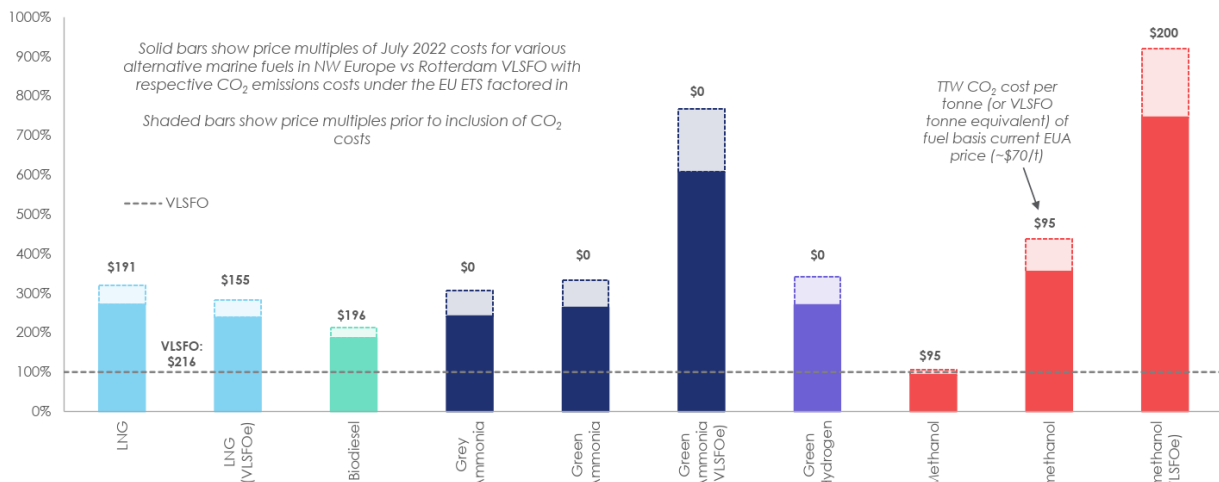
Source: Clarksons Research, March 2023

Infine, le informazioni di carattere economico dei diversi fuels non sono trattate in quanto fortemente variabili nel tempo a causa di molteplici fattori e quindi poco rappresentative se riferite solo allo stato attuale. Per questi aspetti si forniscono solo indicazioni di massima, lasciando ai contatti diretti tra armatori e fornitori di fuels l'acquisizione di tutti gli elementi

Annex: Alternative Fuel Pricing

Significant price multiples can be narrowed somewhat with CO₂ emissions costs factored in, but some way to go before pricing reaches parity with conventional fuel

NW Europe Alternative Fuel Price Multiples vs Rotterdam VLSFO, Before And After Inclusion Of EU CO₂ Emissions Costs



Source: Clarksons Research, industry sources. CRS LNG bunker price estimates calculated basis TTF natural gas price and include delivery cost assumption. VLSFO equivalent prices based on standard energy density conversion factors. Biodiesel price basis \$100 FAHIE minus Netherlands renewable fuel credit. CO₂ emissions costs basis EUA price as of 22nd September 2022.

²² Nel testo sono riportate figure e immagini nella versione originale al fine di garantire il rispetto della relativa proprietà intellettuale.

in campo economico. A titolo esemplificativo, dalla figura "Annex Alternative fuel Pricing", redatta da Clarksons con i dati del 2022, si evince che i fuels alternativi ancora presentano costi decisamente elevati rispetto ai combustibili convenzionali (da 2 a 5-6 volte maggiori).

4.2 Schede di approfondimento per singola fonte energetica²³

4.2.1 GNL – BIO GNL

Normativa Tecnica. In considerazione dell'equivalenza chimico fisica con il prodotto convenzionale, non risulta una norma dedicata al bioGNL, pertanto ci si può riferire alla ISO 23306:2020 "Specification of liquefied natural gas as a fuel for marine applications".

Filiera del bioGNL. Il bioGNL è costituito principalmente da biometano che, attraverso una serie di processi di raffreddamento e condensazione, viene liquefatto. In condizioni di temperatura idonee, circa -160°C, può essere stoccato allo stato liquido in appositi recipienti criogenici e trasportato per essere poi immesso nei diversi canali di utilizzo, sia in ambito civile (usi industriali e domestici per le aree offgrid) che nel settore dei trasporti pesanti marittimi e terrestri.

Le materie prime principalmente impiegate per la produzione di biometano sono colture agricole, rifiuti e sottoprodotti agricoli e zootecnici, frazione organica dei rifiuti solidi urbani FORSU e altri rifiuti e sottoprodotti come ad esempio fanghi di depurazione.

La tecnica di produzione attualmente utilizzata per la produzione di biometano è la digestione anaerobica. Grazie alla degradazione della materia organica ad opera di microrganismi in assenza di ossigeno viene prodotto il biogas, una miscela di CO₂ e metano, che viene trasformato attraverso un processo di upgrading in biometano (finalizzato alla rimozione della CO₂) che può avvenire attraverso diverse tecniche quali, ad esempio, lo Scrubbing ad acqua, lo Scrubbing fisico con composti organici, lo Scrubbing Amminico, il PSA o tecnologia a membrane. La CO₂ rimossa, di natura biogenica, costituisce inoltre componente utile per ulteriori processi di metanazione dell'idrogeno e può concorrere quindi alla produzione di metano sintetico. Il biometano può essere inoltre prodotto da gassificazione termochimica: con questa tecnologia, la biomassa solida (quali scarti forestali o boschivi, ad esempio), in presenza di una quantità "controllata" di ossigeno, viene trasformata dapprima in una miscela di gas definita syngas (CO, H₂ e in quantità minori CO₂ e CH₄) e successivamente, attraverso un processo di metanazione, viene convertita in metano sintetico. Attualmente tale tecnologia è marginale rispetto alla digestione anaerobica e non è ancora disponibile su scala commerciale, anche se molto promettente nel medio-lungo periodo soprattutto a livello economico.

²³ La scheda di ogni fonte energetica è stata predisposta sulla base della documentazione tecnica prodotta e disponibile nelle associazioni Unem e Federchimica - Assogasliquidi

Il bioGNL prodotto ha caratteristiche chimico-fisiche del tutto equivalenti al GNL convenzionale e, pertanto, l'infrastruttura logistica esistente – unitamente agli apparecchi utilizzatori – non necessita di alcun tipo di adattamento.

Caratteristiche prodotto. Il bioGNL può essere utilizzato sia in miscelazione con GNL che al 100%, essendo i due prodotti chimicamente equivalenti. Nel passaggio alla fase liquida, il volume di biometano si riduce di circa 600 volte, così che la densità energetica del GNL (e quindi del bioGNL) risulta particolarmente elevata, pari ad oltre 48 MJ/kg.

Contributo del prodotto. In termini di riduzione delle emissioni di CO₂, i vantaggi nell'utilizzo del bioGNL dipendono dalla tipologia di feedstock utilizzato per la produzione, partendo da riduzioni dell'ordine dell'80% fino al 180% (generando quindi un credito di carbonio) rispetto ai carburanti tradizionali, utilizzando ad esempio rispettivamente gas rinnovabile generato dai rifiuti urbani e da reflui zootecnici.

L'utilizzo del GNL e del bioGNL offre un duplice vantaggio ambientale, essendo contemporaneamente in grado di ridurre le emissioni di CO₂ e di sostanze inquinanti (oltre -90% di PM, SO_x ed NO_x) efficientando sia la fase di navigazione che di stazionamento in porto, con ricadute positive sulle aree portuali e del retroporto.

Le caratteristiche del prodotto, anche in relazione alle crescenti disponibilità di volumi bio, caratterizzano il GNL come soluzione già pronta e disponibile, essendo il relativo utilizzo già in grado di soddisfare i limiti emissivi definiti in sede IMO per le aree ad emissione controllata (ECA) e, inoltre, essendo già regolamentato nell'ambito IGF.

Infrastrutture logistiche. Analoghe a quelle del GNL. Per i dettagli si rimanda alla sezione sulle infrastrutture.

Problematiche operative e di sicurezza. In termini di sicurezza le problematiche sono assimilabili a quelle del GNL. Sotto il profilo operativo si rimanda alla sezione sui motori.

Domanda attuale. La domanda globale del GNL ad uso marittimo viene stimata in oltre 12 milioni di tonnellate, rappresentando circa il 6% dei carburanti utilizzati per il bunkeraggio navale. Le crescenti disponibilità del prodotto sul territorio nazionale - che nel breve periodo (2026) sono stimate in circa 400.000 tonnellate - unitamente ad una rete infrastrutturale di depositi Small Scale in crescita, consentiranno all'Italia di essere in grado di soddisfare l'incremento di domanda di GNL atteso nel bacino Mediterraneo (anche in funzione dell'entrata in vigore dell'area ECA nel 2025).

Potenziale e disponibilità. Per quanto riguarda la disponibilità di GNL, a fine 2022 si stima una capacità di liquefazione globale pari a circa 500 milioni tonnellate annue, con progetti in fase avanzata o di realizzazione atti a raddoppiarne le disponibilità.

Relativamente al biometano (e quindi al bioGNL) il Repower EU ha definito degli obiettivi di sviluppo per la filiera, prevedendo una disponibilità di prodotto in Europa pari a circa 35 miliardi di m³ al 2030, con l'obiettivo di incrementarne la capacità produttiva al 2050: al fine di raggiungere questi obiettivi, una delle azioni chiave proposte è la creazione di un partenariato industriale per promuovere la produzione e l'uso sostenibile del biometano.

4.2.2 GPL – BIO GPL – rDME

Filiera del BIO GPL e rDME. I GPL sono miscele, a composizione variabile, costituite principalmente da propano e butano che, per motivi legati alla logistica di trasporto e distribuzione, vengono liquefatte ed immagazzinate in recipienti a pressione. Relativamente allo sviluppo delle filiere rinnovabili è possibile individuare due macro-filoni: produzione di GPL di origine bio e rinnovabile e produzione di Dimetiletere rinnovabile (rDME).

Per quanto riguarda il primo, esistono diversi processi – caratterizzati da differenti gradi di maturità tecnologica – finalizzati alla produzione sia di bioGPL che di GPL di origine rinnovabile (sia come RCF che come RFNBO). Per quanto riguarda la produzione di bioGPL, i volumi attualmente prodotti sono associati essenzialmente a processi di produzione dell'HVO e nel co-processing di idrogenazione di oli vegetali e carica petrolifera, ma si rilevano anche iniziative volte alla produzione di bioGPL tramite reforming del biogas ed upgrading del gas di sintesi in prodotti intermedi (come, ad esempio, il metanolo) e, successivamente, in bioGPL. Percorsi alternativi prevedono l'utilizzo diretto di biomassa di scarto come feedstock (ad esempio la frazione organica della FORSU) da utilizzare in processi di gasificazione per la produzione di gas di sintesi e successivo upgrading in bioGPL.

Analogamente alla filiera del bioGPL, anche per quanto riguarda la produzione di dimetiletere rinnovabile esistono diversi processi disponibili, come ad esempio la produzione e successiva conversione di biometanolo in rDME, attualmente in uso nel settore degli aerosol. Un'ulteriore soluzione è rappresentata da un processo integrato con sintesi diretta da syngas, e successivo upgrading in prodotti intermedi e DME, la produzione del quale può avvenire attraverso gasificazione di diversi tipi di feedstock, come ad esempio la frazione organica della FORSU, scarti agricoli, reflui zootecnici o rifiuti industriali. Un'ulteriore alternativa è legata a processi di “power-to-X”, nei quali il DME viene prodotto a partire da energia elettrica (convertita in idrogeno) e CO₂ catturata: la combinazione di CO₂ ed H₂ viene poi convertita in rDME.

Caratteristiche prodotto. Il bioGPL può essere utilizzato sia in miscelazione con il GPL che al 100%, essendo i due prodotti chimicamente equivalenti. Nel passaggio alla fase liquida, il

volume di bioGPL si riduce di oltre 270 volte, così che la densità energetica del GPL (e quindi dei corrispettivi prodotti bio e rinnovabili) risulta particolarmente elevata, pari a circa 46 MJ/kg.

Per quanto riguarda l'rDME, questo può essere miscelato fino al 20% in massa con il GPL convenzionale senza la necessità di dover apportare modifiche all'infrastruttura esistente. Rispetto al GPL, il DME è caratterizzato da un potere calorifico inferiore, pari a circa 28 MJ/kg.

Contributo del prodotto. In termini di riduzione delle emissioni di CO₂, i vantaggi legati all'utilizzo del bioGPL e dell'rDME dipendono dalla tipologia di feedstock utilizzato per la produzione, partendo da riduzioni dell'ordine dell'60% fino ad oltre 100% (in caso, ad esempio, di upgrading di biogas ottenuto dalla fermentazione anaerobica di reflui zootecnici) rispetto ai carburanti tradizionali.

L'utilizzo del GPL (e delle relative miscele rinnovabili) offre inoltre un duplice vantaggio ambientale, essendo contemporaneamente in grado di ridurre le emissioni di CO₂ e di sostanze inquinanti (oltre -90% di PM, SO_x e del -20% NO_x) efficientando sia la fase di navigazione che di stazionamento in porto, con ricadute positive sulle aree portuali e del retroporto.

Le caratteristiche del prodotto, anche in relazione alle crescenti disponibilità di volumi bio, caratterizzano il GPL come soluzione già pronta e disponibile, essendo il relativo utilizzo già in grado di soddisfare i limiti emissivi definiti in sede IMO per le aree ad emissione controllata (ECA) e, inoltre, essendo già regolamentato nell'ambito IGF.

Infrastrutture logistiche. Analoghe a quelle del GPL. Per i dettagli si rimanda alla sezione sulle infrastrutture.

Problematiche operative e di sicurezza: In termini di sicurezza le problematiche sono assimilabili a quelle del GPL. Sotto il profilo operativo si rimanda alla sezione sui motori.

Domanda attuale. La domanda globale del GPL ad uso marittimo viene stimata in circa 40.000 tonnellate.

Potenziale e disponibilità: Per quanto riguarda le proiezioni nel medio periodo, al 2040 è prevista una potenziale domanda di GPL per il settore marittimo pari a circa 9 milioni di tonnellate.

Per quanto riguarda la disponibilità del bioGPL, al 2050 è prevista una capacità globale che può raggiungere le 220 milioni di tonnellate annue, riuscendo a soddisfare pienamente la domanda di GPL legata al settore marittimo.

4.2.3 BIODIESEL

Normativa Tecnica. La specifica tecnica di riferimento per l'uso del biodiesel FAME nel bunker è la norma CEN EN 14214 che definisce la qualità del biodiesel per utilizzo puro o per essere utilizzato in miscela in gasolio a qualsiasi percentuale.

Filiera del biodiesel. Il biodiesel di *prima generazione* si ottiene dalle piante oleose come l'olio di palma, colza o soia. Le fonti utilizzate per la produzione di biodiesel di *seconda generazione* sono invece le biomasse derivanti da rifiuti, da residui anche di natura agricola o derivanti da colture energetiche non alimentari, quindi meno soggette alla competizione con l'industria alimentare e agli impatti indiretti derivanti dal cambiamento nell'uso del suolo (ILUC). Si sono inoltre sviluppati biocarburanti la cui materia prima è costituita dal recupero di rifiuti, tra cui gli olii fritti (UCO) rigenerati e grassi animali (AF). Tali filiere operano in accordo con i principi dell'economia circolare, permettendo di convertire in prodotti ad alto valore aggiunto rifiuti e sottoprodotti altrimenti destinati a smaltimento.

Fin tanto che l'olio di palma e la soia rappresentavano, insieme alla colza, le materie prime d'elezione per la produzione di biocarburanti di prima generazione, i principali paesi produttori di materia prima erano Indonesia e Malesia per la palma insieme all'Argentina per la soia. I requisiti di sostenibilità vigenti che i biocombustibili commercializzati nell'UE sono tenuti a rispettare per beneficiare di incentivi e concorrere ai target FER richiedono comunque che le coltivazioni delle materie prime non intacchino serbatoi di carbonio quali le torbiere né si espandano su terreni ad elevata biodiversità. Negli ultimi anni, tuttavia, si è assistito ad una diversificazione delle filiere d'origine grazie all'impiego di "materie prime di seconda generazione" quali l'olio fritto rigenerato che può essere tanto di provenienza europea quanto di importazione (prevalentemente dalla Cina). Analogo ragionamento vale per i grassi di origine animale che possono derivare da filiere locali o di importazione (prevalentemente dal Sud America ma non solo) e più in generale per le frazioni di biomassa corrispondenti ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare. Rimane comunque rilevante il ruolo di Indonesia e Malesia quali paesi d'origine di residui e sottoprodotti della raffinazione della palma, largamente impiegati per la produzione di biocarburanti anche avanzati (POME, PFAD, ecc.).

Processo di produzione del biodiesel (FAME): Il biodiesel (FAME - Fatty Acid Methyl Esters) si ottiene dalla transesterificazione di grassi di origine vegetale o animale con alcol metilico, producendo un composto che può essere utilizzato nei motori diesel, puro o in miscela con il gasolio.

Il biodiesel (FAME) è un combustibile liquido che utilizza sistemi logistici simili a quelli dei prodotti petroliferi, ancorché, di norma, il Biodiesel necessita di uno stoccaggio segregato prima di essere miscelato nel gasolio fossile.

Caratteristiche prodotto. Il biodiesel FAME ha proprietà fisiche simili a quelle del diesel convenzionale, ma è anche atossico e biodegradabile. Ad oggi il biodiesel può essere miscelato al gasolio fossile fino ad un massimo del 7% (normativa ISO 8217:2017/limits for FAME), ma la nuova revisione della normativa, in discussione in questo periodo, ne prevede un utilizzo in miscela sino a percentuali molto elevate, da concordare con l'armatore. Il FAME non è un carburante nativamente "drop in". Il biodiesel FAME è igroscopico e può quindi facilitare la formazione di fanghi e depositi che possono intasare il serbatoio e i filtri del sistema di alimentazione.

Come previsto dalla normativa, il biodiesel tal quale può essere impiegato in sostituzione del bunker fossile solo previo accordo tra venditore ed utilizzatore. La densità energetica del biodiesel (pari a 37,4 MJ/kg e 32,9 MJ/dm³) non è molto diversa da quella dei combustibili fossili per cui, per un suo utilizzo, non sono necessari adeguamenti dei sistemi di stoccaggio a bordo delle navi.

Contributo del prodotto. In termini di decarbonizzazione l'impiego del biodiesel (FAME) consente un livello di abbattimento della CO₂ - Well to Wake – che in funzione della materia prima utilizzata varia dal 60 al 65% se prodotto da oli vegetali tradizionali (Food & Feed) e può raggiungere l'85 – 90% nel caso di impiego di rifiuti e residui.

Infrastrutture logistiche. Assimilabili a quelle dei prodotti petroliferi. Per i dettagli si rimanda alla sezione sulle infrastrutture.

Problematiche operative e di sicurezza. In termini di sicurezza le problematiche sono assimilabili a quelle dei prodotti petroliferi. Sotto il profilo operativo si rimanda alla sezione sui motori.

Domanda attuale. circa 1 milione di tonnellate di biocarburante tra single (prima generazione) e double counting. Ulteriori circa 400.000 tonnellate di biocarburante avanzato impiegato soprattutto nel settore del trasporto stradale. Nel trasporto marittimo la domanda è ancora marginale e limitata ad alcune sperimentazioni.

Potenziale e disponibilità. In termini di disponibilità, dallo Studio dell'Imperial College di Londra²⁴ si evince che sarà possibile soddisfare la domanda crescente di biodiesel sia in prospettiva 2030 che 2050 per tutti i comparti dei trasporti.

²⁴ "Sustainable biomass availability in the EU to 2050".

4.2.4 HYDROTREATED VEGETABLE OIL (HVO)

Normativa Tecnica. Le specifiche tecniche di riferimento per HVO uso marino sono la norma EN 15940 “Combustibili per autotrazione - Gasolio paraffinico ottenuto da sintesi o idrotrattamento” e la norma ISO 8217 “Petroleum products - Fuels (class F) - Specifications of marine fuels.

Filiera di HVO. L'HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) viene prodotto a partire da materie prime rinnovabili, quali gli oli vegetali, i grassi animali e le biomasse derivanti da waste & residue, cioè i rifiuti e i residui di lavorazioni agricole o industriali.

Un esempio di rifiuti sono gli olii fritti rigenerati (RUCO) e i grassi animali (AF). Tali filiere operano in accordo con i principi dell'economia circolare, permettendo di convertire in prodotti ad alto valore aggiunto rifiuti e sottoprodotti altrimenti destinati a smaltimento.

Il processo di produzione si basa sull'idrogenazione delle biomasse: la biomassa è sottoposta ad un processo di idrotrattamento, per rimuovere completamente l'ossigeno in essa presente, ed una fase di isomerizzazione che conferisce al prodotto le caratteristiche a freddo desiderate.

L'HVO è un combustibile liquido che può utilizzare gli stessi sistemi logistici dei prodotti petroliferi senza la necessità di particolari accorgimenti.

I requisiti di sostenibilità vigenti che i biocombustibili commercializzati nell'UE sono tenuti a rispettare per beneficiare di incentivi e concorrere ai target FER richiedono comunque che le coltivazioni delle materie prime non intacchino serbatoi di carbonio quali le torbiere né si espandano su terreni ad elevata biodiversità.

Caratteristiche prodotto. HVO è un idrocarburo privo di ossigeno, zolfo e composti aromatici, ed ha proprietà chimico fisiche simili a quelle del gasolio convenzionale, da cui si differenzia per una minor densità ed un elevato numero di cetano. La sua natura idrocarburica lo rende utilizzabile in miscela con il gasolio marina anche ad elevate percentuali, e può essere utilizzato puro nei motori validati per il suo utilizzo.

È un carburante nativamente “drop in”.

Non essendo igroscopico e non contenendo ossigeno non facilita la formazione di cariche batteriche che, dando luogo a fanghi e depositi, possono intasare i filtri del sistema di alimentazione.

La densità energetica di HVO (pari a 44 MJ/kg) è molto simile a quella del gasolio fossile per cui, per un suo utilizzo, non sono necessari adeguamenti dei sistemi di stoccaggio a bordo delle navi.

Come previsto dalla normativa ISO 8217 attualmente in vigore, l'HVO tal quale può essere impiegato in sostituzione del bunker fossile solo previo accordo tra venditore ed utilizzatore.

Contributo del prodotto. Secondo il criterio convenzionale della Direttiva (UE) 2018/2001 "REDII", la riduzione delle emissioni di CO_{2eq} dell'HVO lungo la filiera logistico-produttiva varia tra il 65% e il 90%, rispetto al mix fossile di riferimento (i.e. 94g CO_{2eq}/MJ), a seconda delle materie prime utilizzate per la sua produzione.

Infrastrutture logistiche. Assimilabili a quelle dei prodotti petroliferi. Per i dettagli si rimanda alla sezione sulle infrastrutture.

Problematiche operative e di sicurezza. In termini di sicurezza le problematiche sono assimilabili a quelle dei prodotti petroliferi. Sotto il profilo operativo si rimanda alla sezione sui motori.

Domanda attuale. Nel trasporto marittimo la domanda è ancora marginale e limitata ad alcune sperimentazioni.

Potenziale e disponibilità. HVO è un prodotto disponibile sul mercato in grossi quantitativi da più di dieci anni. Ad oggi viene prodotto in diverse bioraffinerie in Nord e Sud America, nel Sud Est Asiatico e in Europa. In Italia viene prodotto nelle bioraffinerie Eni di Venezia e Gela. I suoi volumi di produzione sono in crescita ed è stata annunciata la realizzazione di nuove bioraffinerie.

Per quanto concerne la disponibilità delle materie prime, uno studio Concawe ha concluso che ci sarà biomassa a sufficienza per soddisfare la domanda crescente di biocarburanti sia in prospettiva 2030 che 2050 per tutti i comparti dei trasporti, considerando che i volumi totali di carburanti diminuiranno grazie alla penetrazione dei motori elettrici, e che saranno disponibili anche altre tipologie di carburanti liquidi quali i Recycled Carbon Fuels e gli e-fuels²⁵.

Per i quantitativi di biomassa disponibili al 2030 e 2050 si sono utilizzati i dati di uno studio commissionato dal Concawe all'Imperial College di Londra (Biodiversity Impact Assessment of future biomass provision for biofuel production – Phase 1 disponibile al sito <https://www.concawe.eu/publication/biodiversity-impact-assessment-of-future-biomass-provision-for-biofuel-production-phase-1/>)

²⁵ Disponibile al sito <https://www.concawe.eu/publication/sustainable-biomass-availability-in-the-eu-towards-2050-red-ii-annex-ix-parts-a-and-b-concawe-review-30-2/>

4.2.5 BUNKER VLSFO - MDO

Normativa Comunitaria e Internazionale. La normativa dell'International Maritime Organization sul bunker a basso tenore di zolfo, che ha modificato la Convenzione Marpol Annex VI, ha stabilito che dal 1° gennaio 2020 il limite al tenore di zolfo dei bunker è pari allo 0,5% p. È permesso l'utilizzo di bunker ad alto tenore di zolfo (3,5%p max) se le navi sono dotate di un sistema di abbattimento delle emissioni (scrubber). Inoltre, in alcune zone dette ECA (Emission Controlled Area), è consentito solo l'utilizzo di combustibile con zolfo non superiore allo 0,1%p. Il Mar Mediterraneo sarà la prossima zona ECA. Anche le navi che stazionano nei porti devono usare prodotti con tenore di zolfo non superiore allo 0,1%p.

Normativa Tecnica. Il bunker per uso marina deve rispondere alla specifica internazionale ISO 8217 che regola tutte le tipologie di combustibili impiegati nel trasporto navale. La norma ISO 8217 è attualmente in fase di revisione per includervi il nuovo bunker a specifica IMO con tenore di zolfo massimo 0,5%p. e per regolamentare le miscele di bunker con biofuels.

Filiera dei combustibili marini. I bunker fuel (ad alto e basso tenore di zolfo) e l'MDO (Marine Distillate Oil) sono prodotti derivanti dalla raffinazione del greggio formulati in raffineria. I prodotti vengono distribuiti attraverso le usuali infrastrutture petrolifere logistiche esistenti.

Caratteristiche prodotto. Fino al 2020 il bunker marino è stato sempre formulato allo stesso modo degli oli combustibili ponendo particolare attenzione solo ad alcune caratteristiche sensibili per il corretto funzionamento dei motori marini. Con la nuova normativa IMO la formulazione del prodotto a basso tenore di zolfo si complica decisamente e le raffinerie fanno ricorso a molteplici processi per soddisfare la domanda mondiale di bunker. La soluzione più immediata ma anche la più costosa per soddisfare la domanda è costituita dal gasolio marino (MGO), un distillato a bassissimo contenuto di zolfo, inferiore allo 0,1% ed attualmente impiegato solo negli stazionamenti in porto e nelle cosiddette Aree SECA – Sulphur Emissions Control Area.

Una seconda alternativa è quella di impiegare distillati pesanti più difficilmente destinabili alla produzione di gasolio. Si tratta di componenti per blend alternativi come ad esempio il Vacuum Gas Oil (VGO) che presentano contenuti di zolfo nel range 0,15-0,40% e quindi in linea con le nuove specifiche che richiedono un contenuto di zolfo massimo di 0.5% in peso in assenza di scrubber. È una scelta che presenta diversi vantaggi con costi tendenzialmente compresi tra quelli del gasolio e quelli dell'olio combustibile ma difficilmente percorribile in tutte le raffinerie. Solo quelle con un assetto impiantistico a media alta conversione possono disporre di tali componenti.

Esiste infine la possibilità di formulare un Very Low Sulphur Fuel Oil (VLSFO) che benché formulato come il normale bunker presenta un contenuto di zolfo inferiore a 0.5% in peso,

a specifica IMO. Rappresenta l'opzione meno onerosa per la compliance alle nuove regole, con un costo superiore a quello del fuel oil ma a valori più contenuti rispetto alle altre soluzioni. Si tratta comunque di un prodotto abbastanza diverso dall'attuale bunker con potenziali problemi di stabilità e compatibilità che la nuova ISO 8217 dovrebbe comunque risolvere.

Sotto il profilo qualitativo il parametro tecnico più critico che si dovrà affrontare per gestire in modo globale il nuovo prodotto sarà quello della compatibilità. Deve essere infatti assicurato che in qualunque posto del mondo si faccia rifornimento di bunker, il nuovo prodotto acquistato, una volta miscelato con quello ancora presente nei serbatoi della nave, non crei separazioni di fasi, precipitazione di asfalteni o modifiche sostanziali alle proprietà fisiche dei prodotti. Sono aspetti particolarmente rilevanti che possono avere impatti anche sulla sicurezza della navigazione.

Contributo del prodotto a riduzione CO₂. Rappresenta la base di riferimento su cui calcolare le riduzioni delle emissioni climalteranti con i diversi combustibili alternativi.

Infrastrutture logistiche. Una volta prodotto in raffineria il bunker viene trasferito nei depositi di stoccaggio via tubo, via nave o via terra con autocisterne e/o ferrocisterne. Dai depositi attraverso bettoline vengono rifornite le navi.

Problematiche operative e di sicurezza. Quelle tipiche dei prodotti petroliferi gestite ormai da moltissimi decenni

Domanda attuale. Circa 3,5 milioni di tonnellate/anno in Italia e circa 250 milioni di tonnellate/anno nel mondo.

Disponibilità potenziale. In conseguenza del previsto aumento dei traffici marittimi mondiali la domanda di bunker mondiale è destinata a crescere e si prevede possa superare i 300 milioni di tonnellate/anno nel giro di qualche anno. Anche in Italia si avvicinerà alla soglia dei 4 milioni di tonnellate/anno. Nessun problema di disponibilità.

4.2.6 E-FUELS

Normativa Tecnica. Gli e-fuels hanno la caratteristica di poter essere formulati come combustibili liquidi e gassosi del tutto simili ai corrispondenti prodotti convenzionali (benzina, diesel, GPL, GNC, GNL, ecc.). Le specifiche tecniche per gli e-fuels liquidi e gassosi sono pertanto le stesse specifiche del CEN che regolamentano la qualità dei combustibili convenzionali.

Filiera degli e-fuels. Gli e-fuels sono fuels sintetici prodotti a partire da energia elettrica da fonti rinnovabili, acqua e CO₂ che presentano emissioni di CO₂ virtualmente prossime allo zero. La tecnologia per la produzione degli e-fuels è abbastanza matura e già in grado di essere industrializzata. Occorrono ulteriori ottimizzazioni per migliorarne i rendimenti e ridurre i costi. Gli e-fuels non richiedono costi di investimento per la realizzazione di nuove infrastrutture di rifornimento e non richiedono specifici adattamenti motoristici.

Il primo step nella produzione degli e-fuels è la produzione di idrogeno decarbonizzato, tramite l'elettrolisi dell'acqua a partire dall'energia elettrica da fonti rinnovabili o reforming del gas naturale in combinazione con tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS).

Attraverso il processo Fischer-Tropsch l'idrogeno decarbonizzato viene combinato con la CO₂ ricavata dall'atmosfera o molto più convenientemente da sorgenti concentrate producendo idrocarburi sintetici di natura gassosa o liquida del tutto simili a quelli tradizionali.

Anche le tecniche per ricavare la CO₂ dall'atmosfera o da sorgenti concentrate sono sufficientemente sviluppate. Estrarre la CO₂ dall'atmosfera è certamente più complicato e costoso ma del tutto possibile. Ricavarla da sorgenti concentrate è una tecnica comunemente impiegata nei processi di CCS (Carbon Capture and Sequestration) e CCSU (Carbon Capture Sequestration and Utilization). Le grandi centrali a carbone sono sorgenti ideali per la cattura della CO₂, sebbene il loro phase-out sia imminente. Tuttavia, anche settori industriali ad alta intensità energetica quali raffinerie, cementerie, acciaierie, ecc. possono essere valide sorgenti di CO₂.

Altra caratteristica fondamentale nella filiera degli e-fuels è quella relativa al loro stoccaggio e movimentazione in quanto, essendo identici ai prodotti liquidi e gassosi tradizionali, potranno utilizzare senza alcun adattamento, come detto in precedenza, le stesse identiche infrastrutture logistiche e distributive esistenti.

Caratteristiche prodotto. Gli e-fuels, come ricordato sono combustibili liquidi e gassosi le cui caratteristiche merceologiche e prestazionali sono del tutto analoghe a quelle dei combustibili tradizionali. Tutti questi prodotti, pertanto, possono essere immediatamente impiegati su tutto il parco esistente, sia passeggeri che merci senza alcun adattamento tecnico e naturalmente su tutti i nuovi mezzi navali. Gli e-fuels inoltre possono essere

formulati in modo da adattarli alle caratteristiche tecniche dei bunker per il trasporto navale consentendo una drastica decarbonizzazione di questa modalità di trasporto per le quali il ricorso ad alimentazioni alternative a basse emissioni di CO₂ è particolarmente difficoltoso.

Contributo del prodotto a riduzione di CO₂ e altre emissioni inquinanti. In linea teorica i motori alimentati con e-fuels non emettono che la CO₂ assorbita dall'atmosfera nel processo produttivo. Occorre tuttavia considerare le emissioni lungo l'intera catena WTW allo stesso modo con cui vengono valutate le emissioni per tutti gli altri fuels e vettori energetici, energia elettrica inclusa. I recenti atti delegati della Commissione UE richiedono un abbattimento della CO₂ rispetto all'alternativa fossile di almeno il 70%.

Gli e-fuels inoltre sono totalmente privi di zolfo. Tuttavia, la loro combustione produce ossidi di azoto, particolato, nanoparticelle che però possono essere efficacemente controllati dai dispositivi di abbattimento delle emissioni che, proprio per l'assenza di zolfo, funzionano sempre in condizioni ottimali. Gli e-fuels quindi contribuiscono positivamente anche al miglioramento delle emissioni inquinanti non climalteranti.

Infrastrutture logistiche. Del tutto simili a quelle dei prodotti liquidi e gassosi esistenti.

Problematiche operative e di sicurezza. Come più volte ricordato, essendo gli e-fuels idrocarburi rinnovabili del tutto simili a quelli fossili le misure da adottare per assicurare sicurezza ed operatività sono identiche a quelle dell'olio combustibile e del marine diesel.

Domanda attuale. È ancora inesistente anche se progetti dimostrativi sono disponibili in alcuni Paesi. Nel recente dibattito comunitario sul Regolamento CO₂ per auto gli e-fuels sono stati riconosciuti carbon neutral fuels e pertanto la Commissione si è impegnata a predisporre una modifica regolamentare per assicurare che veicoli alimentati da e-fuels possano continuare ad essere immatricolati anche dopo il 2035.

Potenziale disponibilità. Le caratteristiche degli e-fuels consentirebbero di aggredire tutto il mercato potenziale dei combustibili liquidi e gassosi impiegati nel settore dei trasporti. La domanda futura, tuttavia, sarà determinata dal quadro normativo più o meno favorevole e dall'abbattimento dei costi di produzione anche con interventi sulla fiscalità. Le normative attuali e quelle in itinere fissano alcuni obblighi per i combustibili sintetici quali gli e-fuels. La RED III fissa un valore del 5,5% per tutti i low carbon fuels con un minimo dell'1% di e-fuels per i trasporti (almeno 3 Mton. al 2030). FuelEUMaritime fissa un valore del 2% al 2034 sulla base della quota raggiunta nel 2030. A livello mondiale esistono una ventina di impianti pilota o dimostrativi ed il primo impianto industriale da 500.000 ton. è stato preannunciato per il 2026.

4.2.7 IDROGENO

Normativa Tecnica – Indicazioni dalla “Roadmap on Hydrogen Standardization”. Per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione per i diversi sistemi di propulsione nel trasporto marittimo è fondamentale adottare un approccio di standardizzazione globale per l'implementazione di tutte le tecnologie maggiormente promettenti. Le navi con sistemi di propulsione che utilizzano LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) come vettore di H₂ impiegato per la loro alimentazione entreranno in esercizio nella seconda metà del 2020 e pertanto la definizione di un quadro normativo standardizzato rappresenta una priorità assoluta.

Una base normativa solida per i vettori liquidi come LOHC sarà anche fondamentale per garantire certezza nelle importazioni di idrogeno. Nell'ambito del mandato di standardizzazione M/580, il CEN/TC 268 è stato incaricato dello sviluppo di due standard per le navi:

- Uno standard europeo contenente specifiche tecniche con una soluzione unificata per punti di rifornimento di idrogeno compresso (gassoso) e bunkeraggio per navi alimentate a idrogeno sia per la navigazione marittima che per la navigazione nelle acque interne;
- Uno standard europeo contenente le specifiche tecniche con una soluzione unificata per i punti di rifornimento di idrogeno liquefatto e il bunkeraggio per navi alimentate a idrogeno sia per la navigazione marittima che per la navigazione nelle acque interne.

I seguenti aspetti richiedono un'attenzione specifica per consentire una rapida diffusione di propulsori LOHC/celle a combustibile:

- Sviluppo di standard (internazionali) per lo stoccaggio dell'idrogeno a bordo delle navi (350 bar, 500 bar, 700 bar, liquido, ad esempio LOHC) - Sono necessari standard per le diverse tipologie di carburante delle navi che saranno necessari per raggiungere gli obiettivi di Fit For 55. Sono in fase di sviluppo i primi propulsori a celle a combustibile a bordo con unità di rilascio del vettore di idrogeno a partire da liquidi organici a bordo;
- Integrazione sicura dei sistemi di stoccaggio e di propulsione dell'idrogeno a bordo - Saranno necessarie norme per assicurare la sicurezza dei sistemi di stoccaggio e di propulsione dell'H₂ a bordo, compresi i sistemi di produzione dell'idrogeno dai carriers (ad es. deidrogenazione di liquidi come LOHC);
- Integrazione di sistemi ad alta temperatura nelle navi - Fornire un quadro normativo per applicazioni ad alta temperatura (ad es. deidrogenazione, celle a combustibile ad alta temperatura e utilizzo del calore di scarto delle celle a combustibile a bordo) nelle navi interne e marittime;

- Punti di rifornimento e bunkeraggio di LOHC per la produzione di idrogeno a bordo nelle navi marittime e per vie navigabili interne - ISO 8217 "Prodotti petroliferi - Combustibile (classe F)" si applica a LOHC;
- Problemi di sicurezza per il trasporto marittimo, lo stoccaggio e l'uso - Linee guida per l'uso dell'idrogeno nelle sue forme gassose e liquide nonché per il suo stoccaggio in una di queste o altre forme (idruri). LOHC deve essere aggiunto alla norma ISO/TR 15916:2015 "Considerazioni di base per la sicurezza dei sistemi a idrogeno);
- Mancanza di standard per lo stoccaggio di vettori di idrogeno (ad esempio LOHC) che copra sia i terminal esistenti che quelli nuovi. Tali standard diventeranno sempre più importanti per gestire le previste future importazioni di H₂;
- Sono necessarie norme per il trasporto di idrogeno rinnovabile tramite vettori di idrogeno (ad es. LOHC) per diverse vie di trasporto offshore, onshore e per hub interni (strada, ferrovia, navigazione).
- Il trasporto multimodale sarà necessario per garantire una copertura geografica ottimale dell'approvvigionamento di idrogeno.

Filiera dell'idrogeno. La produzione, distribuzione e stoccaggio dell'idrogeno rappresentano processi strategici per permettere all'idrogeno di giocare un ruolo in un futuro a basse emissioni di carbonio.

Ogni anno circa 70 milioni di tonnellate di idrogeno sono prodotte nel Mondo, produzione che attualmente è quasi interamente utilizzata come materia prima all'interno delle industrie di raffinazione, dell'acciaio e della chimica. Attualmente si ottiene principalmente a partire da gas naturale, attraverso la tecnologia ben consolidata del reforming, basata su un processo di conversione termochimica con produzione di CO₂ (cosiddetto **"idrogeno grigio"**). A questa modalità può essere aggiunta la tecnologia di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS) per ottenere idrogeno decarbonizzato (**"idrogeno blu"**).

Un'altra strada per la produzione di idrogeno è tramite elettrolisi dell'acqua, in cui viene utilizzata energia elettrica per "scomporre" l'acqua in idrogeno e ossigeno, senza produzione di CO₂, e ottenere **"idrogeno verde"** a patto che l'energia elettrica utilizzata provenga da fonti rinnovabili, anche da impianti esistenti, e rispetti i requisiti di addizionalità definito nell'atto delegato di recente adottato a livello europeo²⁶. Ad oggi esistono alcuni elementi di incertezza circa l'univoco inquadramento delle diverse fattispecie di idrogeno che dovrebbero essere superate nel corso del 2021.

Sia la fattibilità di progetti di CCS che la realizzazione di nuovi impianti di energia da fonti rinnovabili su larga scala in Italia continuano a presentare problematiche sul fronte del

²⁶ Regolamento delegato (UE) 2023/1184.

permitting e delle relative tempistiche, che dovrebbero essere compatibili con l'orizzonte previsto dall'UE per queste applicazioni

In linea generale sarebbe inoltre opportuno declinare la definizione di “**idrogeno clean**” all'interno del “Hydrogen and Gas markets Decarbonization Package”.

L'idrogeno, infatti, può anche essere prodotto tramite una molteplicità di processi sostenibili basati su fonti di energia rinnovabili, aumentando ulteriormente il grado di penetrazione delle rinnovabili stesse. La tecnologia principale per questo tipo di produzione dell'idrogeno è l'elettrolisi e usa energia elettrica (che può essere da fonte rinnovabile al 100%) e acqua. È una tecnologia facilmente scalabile che può operare efficientemente anche presso siti localizzati, per esempio, dove quantità significative di energia elettrica da rinnovabili vengono prodotte.

Le tecnologie nella filiera dell'idrogeno hanno diversi gradi di maturità tecnologica. L'utilizzo di idrogeno da rinnovabili (così come l'idrogeno di derivazione da fonti fossili, con o senza cattura della CO₂) come valido vettore energetico, dipende fortemente dalla sua competitività economica.

Inoltre, idrogeno più sostenibile può essere prodotto anche tramite il recupero di prodotti di «scarto» e che non comportano emissioni di inquinanti aggiuntivi, in ottica di economia circolare (ad esempio idrogeno prodotto con elettrolizzatori alimentati al 100% da impianti waste to energy e di trattamento di rifiuti biogenici).

Caratteristiche prodotto. L'idrogeno, primo elemento della tavola periodica e il più abbondante nell'universo in forma atomica, tuttavia sostanzialmente assente in forma molecolare nel nostro pianeta, è un gas incolore e inodore. È molto leggero, il suo peso specifico è 0,0899 g/l, ed è 14,4 volte più leggero dell'aria.

L'idrogeno liquido ha un peso specifico di 70,99 g/l. Il punto di ebollizione è -252,77°C. Tra tutti i combustibili e carburanti, l'idrogeno possiede la maggiore densità energetica rispetto al peso: 1 kg di idrogeno contiene la stessa energia di 2,1 kg di gas naturale o di 2,8 kg di benzina. In rapporto al volume, la densità energetica di idrogeno liquido è circa ¼ di quella della benzina e circa 1/3 di quella del gas naturale.

L'idrogeno è presente, combinato con altri elementi, in composti come l'acqua oppure sostanze minerali, idrocarburi e molecole biologiche.

Contributo del prodotto a riduzione CO₂. L'utilizzo dell'idrogeno nel trasporto marittimo può avvenire potenzialmente sia con l'impiego tal quale nelle celle a combustibile e nei motori a combustione interna, sia come input per la produzione di LCF di origine sintetica (e-fuels, e-ammoniaca, e-metanolo). In particolare, la cella a combustibile ha la funzione di alimentare il motore elettrico con un generatore in grado di convertire l'energia chimica dell'idrogeno in elettricità tramite reazione con l'ossigeno. In questa tecnologia, come

nell'uso diretto nei motori a combustione interna, l'unico scarico è costituito da vapore acqueo: la molecola di idrogeno non contiene infatti atomi di carbonio e il suo uso non genera emissioni di gas climalteranti.

La valutazione dei benefici in termini di minor impatto ambientale dell'idrogeno dipende quindi dalle modalità con cui questo vettore energetico è prodotto. Per ogni tonnellata di idrogeno grigio prodotto con gas naturale vengono emesse circa 7-9 tonnellate di CO₂. La produzione con idrogeno verde ridurrebbe in modo significativo tale impatto emissivo. Più controversi sono i risultati della riduzione delle emissioni tramite idrogeno blu. Secondo recenti studi il tasso di cattura della CO₂ durante il processo di produzione può essere compreso tra il 52% e l'85% a seconda della tecnologia adottata.

Infrastruttura logistica – stoccaggio. Attualmente esistono diverse modalità di accumulo dell'idrogeno. Ai sistemi più classici e più diffusi quali idrogeno compresso e liquido, si affiancano nuovi processi ancora in fase di studio o di ingegnerizzazione quali assorbimento chimico (idruri metallici, ammoniaci, idrocarburi) e fisico (nanotubi) dell'idrogeno.

In particolare, l'idrogeno può essere immagazzinato fisicamente come gas compresso (CGH₂) o come liquido criogenico (LH₂). Generalmente, i sistemi di stoccaggio di idrogeno gassoso richiedono serbatoi di gas compresso, cioè serbatoi in grado di resistere a pressioni fino a 1000 bar. Lo stoccaggio dell'idrogeno come liquido richiede temperature estremamente basse perché il suo punto di ebollizione a una pressione di 1 atm è -253°C. L'idrogeno può anche essere immagazzinato nei materiali: sulle superfici dei solidi (per assorbimento) o nei solidi (per assorbimento). L'idrogeno può legarsi chimicamente con diversi metalli e leghe metalliche formando idruri, composti in grado di intrappolare idrogeno a pressioni relativamente basse. Il gas penetra all'interno del reticolo cristallino del metallo, andando ad occupare i siti interstiziali.

Infrastruttura logistica – trasporto. Varie opzioni sono disponibili per il trasporto dell'idrogeno: trasporto gassoso su camion, trasporto liquefatto su camion, pompaggio di idrogeno gassoso in condotte. Esiste un trade-off tra costi fissi di investimento e variabili: mentre la consegna su camion ha il costo di investimento più basso, i costi variabili sono più elevati a causa della capacità di trasporto inferiore. È vero il contrario per le condotte, i costi fissi sono guidati da elevati costi di investimento, mentre i costi variabili sono bassi.

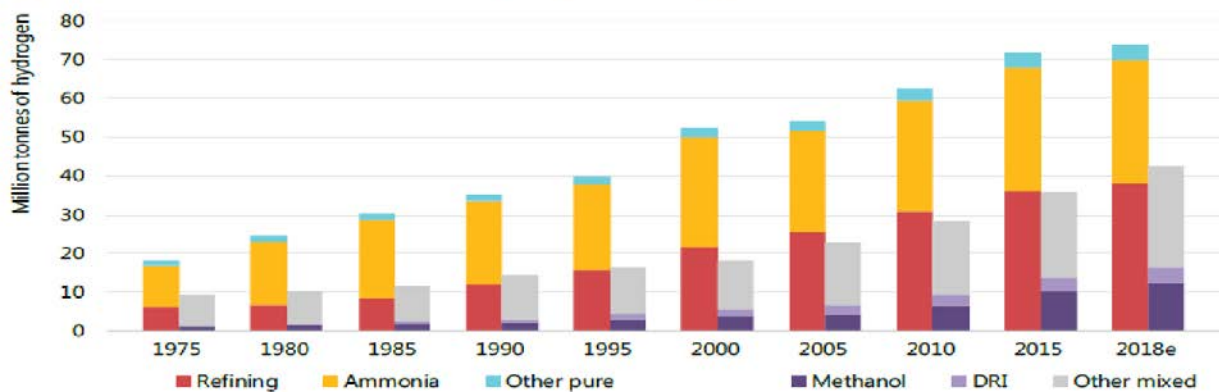
Attualmente quasi tutto l'idrogeno prodotto globalmente è utilizzato in loco, per via delle complessità logistiche e l'onerosità del trasporto. In particolare, le condotte per il trasporto dell'idrogeno richiedono materiali e standard realizzativi che hanno un costo elevato.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

Domanda attuale. A livello mondiale, circa 75 milioni di tonnellate/anno di idrogeno sono oggi utilizzati in forma pura, principalmente per la raffinazione del petrolio e la produzione di ammoniaca. Di seguito l'andamento della domanda mondiale di idrogeno che denota una continua crescita di questo elemento a livello di usi industriali, di fatto quasi globalmente prodotto da fonti fossili.

Disponibilità potenziale. Per ciò che attiene all'idrogeno verde, la sua diffusione nei trasporti dipenderà da una serie di condizioni di non facile realizzabilità: formazione della domanda, riduzione dei costi della tecnologia, prezzi convenienti e ampia disponibilità di elettricità da fonti rinnovabili, efficiente organizzazione della filiera. Risulta anche importante valutare con attenzione le problematiche legate alla grande quantità di potenza elettrica da fonti rinnovabili necessaria per il funzionamento su vasta scala degli elettrolizzatori. Ne consegue l'opportunità di una maggior attenzione all'idrogeno blu, soluzione che comunque comporta anch'essa diverse criticità: incognite sul futuro costo del gas naturale, individuazione dei siti, accettabilità politica e sociale, incertezze dei processi autorizzativi, rischio di creare stranded asset in caso l'UE persegua l'ipotesi di transitorietà di questa soluzione. Complessivamente, molte rimangono le incertezze economiche e regolatorie per un settore che, malgrado le enormi attese, resta ancora quasi tutto da costruire.

Figure 1. Global annual demand for hydrogen since 1975



Notes: DRI = direct reduced iron steel production. Refining, ammonia and "other pure" represent demand for specific applications that require hydrogen with only small levels of additives or contaminants tolerated. Methanol, DRI and "other mixed" represent demand for applications that use hydrogen as part of a mixture of gases, such as synthesis gas, for fuel or feedstock.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

4.2.8 AMMONIACA

Normativa Tecnica. Dal punto di vista normativo, sono presenti alcune preoccupazioni per l'utilizzo dell'ammoniaca come combustibile. Non esiste uno standard per il combustibile ammoniacale (ad esempio sulla purezza) necessario per consentire l'uso dell'ammoniaca. Inoltre, non esiste una quantificazione dei gas serra well-to-wake per l'ammoniaca sviluppata in organismi di regolamentazione appropriati come l'Organizzazione marittima internazionale (IMO) o l'Unione europea (UE). Norme prescrittive dettagliate per l'ammoniaca come combustibile non sono incorporate nel codice IGF, richiedendo un progetto specifico per le navi alimentate ad ammoniaca che lo Stato di bandiera deve approvare. Le società di classificazione hanno rilasciato linee guida per le navi alimentate ad ammoniaca; tuttavia, non sono coerenti o unificati nei loro approcci.

Filiera dell'ammoniaca. L'ammoniaca, una risorsa chimica inestimabile e versatile. È la base essenziale per prodotti chimici, tessili, esplosivi, refrigeranti e fertilizzanti e sta acquisendo un ruolo sempre più interessante nella transizione energetica per la decarbonizzazione del settore marino.

L'attuale produzione di ammoniaca non è un procedimento verde; viene comunemente prodotta da metano, acqua e aria, utilizzando lo Steam methane reforming (SMR) (per produrre l'idrogeno) secondo il processo Haber-Bosch. Circa il 90% dell'anidride carbonica prodotta proviene dal processo SMR che consuma molta energia e produce notevoli emissioni di anidride carbonica (145 g CO₂eq/MJ per l'ammoniaca grigia; il VLSFO emette 94 g CO₂eq/MJ). Quindi, è fondamentale ridurre la quantità di CO₂ emessa durante il processo di produzione dell'ammoniaca per raggiungere gli obiettivi *net-zero*. Il modo migliore per ridurre le emissioni di carbonio durante la produzione di ammoniaca è quello di utilizzare l'idrogeno *low-carbon*. Le opzioni più probabili a breve termine per la produzione di idrogeno *low-carbon* su larga scala sono il *blue hydrogen* e il *green hydrogen*. L'idrogeno blu si ha quando le emissioni di CO₂ del processo SMR vengono catturate e stoccate (CCS). Le pratiche di cattura e stoccaggio della CO₂ sono ben consolidate, ma non sono attualmente una tecnologia applicata diffusamente. Con la cattura e il sequestro della CO₂ in fase di produzione la carbon intensity dell'ammoniaca scende a valori intorno a 20g CO₂eq/MJ.

Per la produzione di ammoniaca *green* è necessario utilizzare idrogeno verde prodotto con l'elettrolisi dell'acqua utilizzando elettricità da fonti rinnovabili. Con idrogeno verde e l'azoto separato dall'aria è possibile produrre ammoniaca green attraverso un processo che li fa reagire ad alte temperature e pressioni. L'ammoniaca prodotta in questo modo è un fuel totalmente carbon neutral.

Caratteristiche prodotto. L'ammoniaca è un gas incolore, di odore caratteristico, irritante; 1 litro di ammoniaca a 0° e 760 mm. pesa gr. 0,771; ha densità 0,597 (aria = 1). Si può

condensare facilmente in un liquido incolore che bolle a $-33^{\circ},5$ a pressione ordinaria, e si solidifica a -75° ; a $+ 10^{\circ}$ l'ammoniaca gassosa può venir liquefatta sottoponendola alla pressione di 6,3 atm.; la sua evaporazione è accompagnata da forte assorbimento di calore (308,6 cal. per kg. a 10°), e conseguente raffreddamento della massa a -40° ; per questa proprietà l'ammoniaca viene usata in macchine frigorifere, soprattutto nella fabbricazione del ghiaccio. Temperatura critica $+ 130^{\circ}$; pressione critica 115 atmosfere. Allo stato liquido ha una forte costante dielettrica, 23; è solvente di molte sostanze e le soluzioni dei sali conducono la corrente elettrica come l'acqua.

Contributo del prodotto a riduzione CO₂. La spinta verso l'ammoniaca (tradizionale ed e-ammoniaca) come bunker per l'alimentazione dei motori marini è data principalmente dal fatto che il settore marittimo necessita di combustibili facilmente trasportabili, con una elevata densità energetica e facilmente mantenibili allo stato liquido per lunghi periodi di tempo (40-45 giorni di navigazione). L'ammoniaca non contiene carbonio, è stabile a temperatura ambiente e può essere stoccata in forma liquida in condizioni normali di pressione con la sola azione termica.

L'ammoniaca può essere bruciata in un motore o utilizzata in celle a combustibile per produrre elettricità. Gli unici sottoprodotti dell'ammoniaca sono acqua e azoto e quindi presenta emissioni di CO₂ pari a zero allo scarico. Tuttavia, l'ammoniaca grigia presenta una carbon intensity maggiore del 50% rispetto ai combustibili fossili mentre quella blu abbatte di oltre il 90% la CO₂ di un combustibile fossile tradizionale: l'ammoniaca green del 100%.

Sono da attenzionare le emissioni di N₂O derivanti dalla combustione di ammoniaca, in quanto N₂O ha un effetto climalterante pari a 298 volte quello della CO₂.

Questi carburanti sono tuttavia meno efficienti rispetto al diesel ad alta intensità energetica e questo significa che le navi alimentate con ammoniaca devono riservare più spazio prezioso per lo stoccaggio del carburante. Per lo stesso motivo l'idrogeno sarebbe troppo voluminoso per alimentare le navi oceaniche.

La conoscenza e l'esperienza relative alle emissioni dei motori a combustione interna ad ammoniaca sono ancora limitate. Pertanto, è necessario effettuare ulteriori sperimentazioni sulle emissioni effettive dei motori ad ammoniaca prima che questo percorso possa giungere a maturazione.

L'ammoniaca al contrario rappresenta un ottimo vettore di idrogeno evitando tutte le numerose problematiche del trasporto e stoccaggio dell'idrogeno gassoso. L'ammoniaca invece è più facile ed economica da stoccare e trasportare e può fornire idrogeno quando necessario senza grosse difficoltà.

Infrastruttura logistica. L'uso estensivo dell'ammoniaca in molti altri settori economici (circa 20 milioni di tonnellate/anno) ha generato una rete globale di porti dove oggi la sostanza chimica viene diffusamente commercializzata o stoccata.

L'ammoniaca può essere facilmente immagazzinata come liquido a pressioni modeste (10 o 15 bar) o refrigerata a -33°C e trasportata in tutto il mondo da condotte, autocisterne e navi. Questo facilita l'utilizzo dell'ammoniaca come carburante zero-carbon ma, tuttavia, le infrastrutture portuali come i terminal e le strutture di bunkeraggio devono essere ampliate in modo significativo per gestire potenzialmente diversi milioni di tonnellate/anno di ammoniaca come fuel.

Problematiche operative e di sicurezza. La sicurezza e le operazioni a bordo sono fondamentali per il funzionamento sicuro delle navi alimentate ad ammoniaca. L'ammoniaca è altamente tossica e introduce quindi molteplici rischi per la sicurezza e l'ambiente. Sebbene i porti e gli operatori gestiscano da sempre l'ammoniaca come merce chimica per scopi commerciali globali, utilizzandola come combustibile espone l'equipaggio delle navi e il personale portuale a rischi maggiori, tra cui l'esposizione a perdite o emissioni di ammoniaca. Di conseguenza, è necessario sviluppare regolamenti, standard e linee guida di sicurezza mentre la tecnologia è ancora in fase di sviluppo.

Domanda attuale. A livello mondiale, l'ammoniaca viene prodotta prevalentemente in paesi che hanno fonti di gas naturale e carbone a basso costo (Cina e Russia rappresentano circa il 40%). La produzione al 2022 risultava di oltre 150 milioni di tonnellate e la sua produzione cresce di pari passo con la popolazione mondiale e col suo tenore di vita medio. Stando alle previsioni della Associazione internazionale per i fertilizzanti, ci si aspetta di superare i 200 milioni di tonnellate nel 2024. Tutta l'ammoniaca oggi prodotta nel mondo è di tipo grigio, mentre sono ancora in fase sperimentale le produzioni di ammoniaca blu e verde.

Disponibilità potenziale. L'ammoniaca in grado di contribuire a decarbonizzare il trasporto marittimo deve essere blu o verde e la sua disponibilità attuale è pressoché marginale. La sua potenziale disponibilità dipende dalla diffusione di impianti di cattura e sequestro della CO₂ per la produzione di idrogeno blu e dall'incremento della produzione di elettricità da fonti rinnovabili per la produzione di idrogeno verde, entrambi indispensabili per la formulazione dell'ammoniaca blu e verde. Si può stimare che in prospettiva 2030 la disponibilità di ammoniaca blu o verde sarà comunque abbastanza limitata.

4.2.9 METANOLO²⁷

Normativa Tecnica. Il metanolo rientra nello scopo dell'IGF²⁸ code che però tratta nel dettaglio il solo gas naturale (GNL), fornendo solo principi di carattere generale per altri combustibili gassosi o liquidi con bassi punti di infiammabilità. Nello specifico, il metanolo è oggetto delle "Interim Guidelines for the safety of ships using Methyl/Ethyl Alcohol as fuel (IMO MSC.1/Circ.1621 del 7 dicembre 2020).

Filiera del metanolo. Il metanolo è il prodotto chimico più diffuso e trasportato al mondo. Più di 95 miliardi di litri sono annualmente prodotti, e da più di 100 anni questo prodotto è trasportato, stoccato e trasferito in maniera sicura secondo modalità consolidate. Il metanolo si presenta liquido a temperatura e pressione ambiente, cosicché l'infrastruttura per l'utilizzo del metanolo può facilmente essere adattata in modo da renderlo diffusamente disponibile quale combustibile per motori endotermici e celle a combustibile.

Il metanolo da fonti rinnovabili è un prodotto con bassissimo contenuto di carbonio prodotto abitualmente da fonti sostenibili di biomasse (bio metanolo) ovvero da CO₂ catturata ed idrogeno prodotto da elettricità da fonti rinnovabili. L'e-metanolo si ottiene utilizzando elettricità da fonti rinnovabili per estrarre l'idrogeno contenuto nell'acqua attraverso un processo di elettrolisi. L'idrogeno gassoso così ottenuto verrà fatto reagire con la CO₂ catturata oppure estratta dall'atmosfera.

Il bio-metanolo invece, viene ottenuto dalla fermentazione o gasificazione di materiale organico per produrre gas sintetico (syngas) il quale viene processato all'interno di reattori in modo da ottenere il bio-metanolo.

Il bio metanolo può così essere prodotto da una vasta selezione di biomasse disponibili, tra cui distinguiamo le MSW (municipality solid waste – rifiuti solidi urbani circa 2,2 miliardi di tonnellate nel 2025), residui agricoli (circa 998 milioni di tonnellate annue di scarti dall'agricoltura sono annualmente disponibili di cui 132 di residui secchi nella sola Europa), residui forestali (circa 760 milioni di tonnellate annue in Europa).

²⁷ "Methanol Institute – Renewable methanol report";

"Wartsila – P. Zoglia Methanol fuel systems"

"The State of Methanol as Marine Fuel 2023 – Sustainable Ships (sustainable-ships.org)"

²⁸ International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels (IGF Code)

Main aspects of the fuel



Properties		
Property	MDO	Methanol (CH3OH)
Boiling temperature (1 bar)	150 °C	65 °C
Vapour pressure (45 °C)		0.13 bar
Liquid density at NPT	840 kg/m ³	792 kg/m ³
Flammability range	0.5-5%	6-36%
Auto ignition temperature		470 °C
Flash Point	>62 °C	12 °C
Lower heating value (or energy per kg)	42.7 MJ/kg	19.9 MJ/kg
Energy in 1 m ³	38430 MJ/m ³	14885 MJ/m ³
Solubility in water (at 20 °C)	50-100 mg/kg	100%
	Irritating to skin and eyes, harmful if swallowed	Harmful to skin and eyes, harmful if swallowed or inhaled
	Flammable	Explosive/flammable
		Corrosive

- Other properties**
- Highly soluble in water
 - Invisible flame
 - Slightly corrosive
 - Permeable through skin
 - Water is not an efficient extinguisher in case of fire
 - Low flashpoint
 - Vapours heavier than air
- Material selection:**
Stainless Steel for:
- piping
 - valves
 - Evaporators
- Handling of methanol and PPE**
- Protective gloves
 - Rubber boots
 - Protective chemical suit
 - Protective glasses or respiratory mask when needed
 - Portable detector

Health aspects

AEGL		10-Minute	
Classification			
AEGL-1 (Nonsabbing)	670 ppm (880 mg/m ³)		
AEGL-2 (Disabling)	11000 ppm (14000 mg/m ³)		
AEGL-3 (Lethal)	#		

NFPA

- Health: 1- Slight
- Flammability: 3 Serious
- Instability: 0- minimal

AEGL-3 is the airborne concentration of a substance above which it is predicted that the general population could experience life-threatening adverse health effects or death.

2 © WÄRTSILÄ

Contributo del prodotto. In termini di decarbonizzazione l'impiego del metanolo da fonti rinnovabili riduce le emissioni dal 65% al 95% a seconda della natura del feedstock e dal processo di conversione. Il metanolo attualmente rappresenta il combustibile con il maggiore potenziale di sostituzione nei confronti dei classici combustibili fossili (benzina, diesel, carbone e metano); in aggiunta alla riduzione della CO₂ (WtW approach) il metanolo puro non emette ossidi di zolfo, contribuisce in piccola parte alle emissioni di ossidi di azoto e non emette polveri sottili.

Infrastrutture logistiche. Assimilabili a quelle dei prodotti petroliferi. Per i dettagli si rimanda alla sezione sulle infrastrutture.

Problematiche operative e di sicurezza. Il metanolo è stoccato liquido a temperatura e pressione ambiente anche se forma rapidamente vapori ad una temperatura > 12°C

Il contatto con il prodotto deve essere evitato ad ogni costo con speciale attenzione agli occhi, i quali devono essere adeguatamente protetti con dedicati DPI.

Tutti gli equipaggiamenti atti al processo e trasferimento del metanolo a bordo nave devono essere del tipo EX proof ed installati in camere dedicate (Hazardous zones 1) con accesso limitato al personale autorizzato che ha ricevuto un training specializzato, ivi compreso quello antincendio.

Tutte le zone nelle vicinanze delle cisterne dedicate al contenimento del metanolo ed i relativi cofferdam sono da considerarsi spazi chiusi con rischio di asfissia a causa del largo utilizzo di azoto adottato per l'inertizzazione dei serbatoi.

Potenziale e disponibilità. La disponibilità del metanolo, quale prodotto per l'industria chimica, è molto vasta a livello mondiale. Al momento la possibilità di rifornimento di piccole unità navali può avvenire attraverso autocisterne, in analogia a quanto avveniva inizialmente con il GNL. Il bunkeraggio di navi mercantili è praticamente non esistente al momento. Attualmente meno del 1% del metanolo prodotto a livello mondiale è "verde" ovvero e-methanol. La capacità produttiva attuale di metanolo è di circa 100 milioni di tonnellate e sono principalmente appannaggio dell'industria chimica; il metanolo usato come combustibile conta meno di 9 milioni di tonnellate ed è miscelato con il normale diesel fossile. Il metanolo è presente come prodotto nei maggiori hubs portuali del mondo, ma "l'ultimo miglio" non è attualmente infrastrutturato adeguatamente ciò significa che ciascun utilizzatore deve organizzare la catena logistica in maniera autonoma con tutte le complicazioni del caso.

CAPITOLO 5

-

INFRASTRUTTURE

HIGHLIGHTS

- L'Italia è dotata di una rete capillare di infrastrutture dedicate anche al servizio di bunkeraggio, compresi anche i mezzi (c.d. bettoline) che effettuano servizio di rifornimento.
- Le infrastrutture (raffinerie e depositi) e la flotta di navi oggi disponibili sul territorio nazionale a servizio del bunkeraggio marittimo di carburanti e prodotti tradizionali sono già pronti e disponibili per accogliere i prodotti di origine bio (biocarburanti liquidi), consentendo così una piena valorizzazione degli assets esistenti razionalizzando i costi del processo di decarbonizzazione.
- L'Italia ha sviluppato negli ultimi 10 anni una rete infrastrutturale di depositi che offrono la possibilità di disporre di GNL, quale carburante alternativo a servizio della propulsione delle navi e, contemporaneamente, come energia per l'alimentazione dei servizi di bordo della nave. In prospettiva saranno disponibili quantità crescenti di bioGNL, sia per il tramite di impianti di liquefazione del biometano che a mezzo del meccanismo della Virtual Liquefaction e delle Garanzie di Origine del Biometano.
- Sono in essere anche progetti di adeguamento di infrastrutture esistenti (in particolar modo i rigassificatori già installati e funzionanti) per poter offrire servizi di bunkeraggio di GNL da nave a nave (ship to ship) o da deposito a nave (shore to ship), così come progetti di nuove infrastrutture per incrementare la disponibilità di GNL e di bioGNL.
- I volumi di bunker movimentati in Italia non sono commisurati ai traffici marittimi dei nostri porti che avrebbero pertanto grandi potenzialità per sviluppare ulteriormente questo settore recuperando quote di mercato vista anche la centralità geografica del nostro paese nel bacino mediterraneo.
- I vettori metanolo ed ammoniaca prodotti da processi bio e/o rinnovabili scontano la sostanziale mancanza sul nostro territorio di disponibilità di infrastrutture pronte a garantire la possibilità di bunkeraggio dei due prodotti. Il quadro internazionale fa emergere una situazione nel medio termine, in cui la disponibilità di questi fuel sarà circoscritta a specifiche aree, pertanto l'utilizzo limitato a quegli operatori che viaggiano su tratte fisse con contratti a lungo termine. È quindi possibile ritenere che gli operatori "spot" avranno grandi difficoltà ad approvvigionare tali carburanti, ancora per parecchi anni.

5.1 Il sistema infrastrutturale

Il sistema infrastrutturale del settore marittimo comprende una serie di componenti fisiche e logistiche che includono tipologie di infrastrutture e servizi in sinergia per consentire il movimento sicuro ed efficiente delle navi, il caricamento e lo scarico delle merci, nonché il supporto alle attività portuali²⁹.

Il presente documento si prefigge l'obiettivo di analizzare il sistema infrastrutturale dei carburanti tradizionali e del GNL (anche in considerazione della crescente disponibilità di soluzioni di natura bio e rinnovabile), nonché dei prodotti ammoniaci e metanolo anch'essi derivanti da processi rinnovabili. E ciò al fine di verificarne lo stato di sviluppo, le necessità di adeguamento o di nuova capacità infrastrutturale in particolar modo sul territorio nazionale, ma con uno sguardo anche sulle dinamiche a livello internazionale in considerazione delle rotte – a volte – mondiali delle navi.

5.1.1 Carburanti tradizionali e loro sviluppi bio

Le infrastrutture esistenti fisse e mobili

L'attività di bunkeraggio marittimo consiste nel rifornimento a mezzo di motocisterne o autobotte dei prodotti petroliferi necessari ai motori delle navi per la propulsione ed ai consumi di bordo delle navi.

Il contratto di acquisto del prodotto combustibile viene stipulato fra il fornitore (generalmente una società petrolifera oppure un trader) e l'armatore della nave da rifornire. In vista di questa transazione, il fornitore stipula preventivamente un contratto di trasporto con l'armatore di bettolina per il trasporto e la consegna a bordo della nave del cliente.

²⁹ Di seguito sono elencati i principali elementi del sistema infrastrutturale del settore marittimo:

- Porti: I porti sono le principali infrastrutture del settore marittimo. Forniscono spazi di ormeggio per le navi, banchine per il caricamento e lo scarico delle merci, nonché strutture di stoccaggio temporaneo. I porti possono essere dotati di terminal container, terminal petroliferi, terminal passeggeri e altre strutture specializzate per gestire specifiche tipologie di traffico marittimo.
- Terminal container: I terminal container sono dedicati alla movimentazione di container. Sono dotati di gru container, attrezzature per la movimentazione delle merci e spazi di stoccaggio per i container. Questi terminal facilitano il trasferimento rapido e efficiente delle merci tra le navi e i mezzi di trasporto terrestri.
- Terminal petroliferi: I terminal petroliferi sono progettati per la movimentazione e lo stoccaggio di petrolio e prodotti petroliferi. Sono dotati di strutture di stoccaggio, sistemi di pompe e tubazioni per consentire il trasferimento sicuro dei carburanti tra le navi e la terraferma.
- Terminal GNL: I terminal GNL (gas naturale liquefatto) sono infrastrutture specializzate nella movimentazione del GNL. Questi terminal consentono la ricezione, lo stoccaggio e la distribuzione del GNL per il rifornimento di navi e altre applicazioni.
- Cantieri navali: I cantieri navali sono le strutture in cui le navi vengono costruite, riparate e mantenute. Queste infrastrutture comprendono bacini di carenaggio, gru, officine, magazzini e altre attrezzature specializzate per lavori di costruzione e manutenzione navale.
- Servizi di logistica e trasporto: Oltre alle infrastrutture fisiche, il sistema infrastrutturale del settore marittimo include una vasta gamma di servizi di logistica e trasporto, come spedizionieri, agenti di navigazione, società di trasporto merci, servizi doganali, servizi di stoccaggio e altro ancora. Questi servizi supportano la movimentazione delle merci e la gestione delle operazioni portuali.
- Servizi ausiliari: Il sistema infrastrutturale marittimo comprende anche servizi ausiliari come stazioni di pilotaggio, rimorchiatori, servizi di ormeggio, servizi di rimozione delle acque di zavorra e altri servizi di supporto che garantiscono la sicurezza e l'efficienza delle operazioni portuali.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

L'Italia è dotata di una rete capillare del servizio di bunkeraggio con una struttura del tutto peculiare rispetto a quelle degli altri Paesi europei. Il mercato è molto parcellizzato a causa dell'elevato numero di porti dove il servizio deve essere offerto, pena l'impossibilità di assicurare i necessari collegamenti tra i porti nazionali (cabotaggio). Parcellizzazione peraltro inevitabile, atteso che la portualità italiana presenta un assetto frazionato per evidenti motivi storici e conformazione geografica. Al riguardo, basti pensare che il primo porto europeo, Rotterdam, movimentata ogni anno un quantitativo di circa 12 milioni di tonnellate, quasi quattro volte l'intero mercato italiano.

Le bettoline riforniscono le navi sia nei porti - e nelle rade antistanti - dove sono presenti depositi costieri di combustibile, sia nei porti limitrofi dove tali depositi non sono presenti.

Attualmente, sono attivi depositi costieri in 12 porti nazionali e il servizio viene effettuato in 22 porti tramite bettolina e in 21 con autobotte. È tuttavia opportuno precisare che, ferme restando le valutazioni in termini di redditività, la capillarità dei depositi costieri sul territorio unita alla flessibilità dei mezzi di trasporto, consentono di poter modificare l'offerta del servizio di bunkeraggio in maniera abbastanza rapida.

Per quanto riguarda le principali infrastrutture mobili, quindici società armatoriali operano circa 40 bettoline nei porti italiani per una capacità complessiva di trasporto pari a 70.000 tonnellate di portata lorda (1.800 tpi medie per unità navale).

La tabella seguente riporta la disponibilità di depositi costieri attivi e del servizio di bunkeraggio con bettolina o autobotte nei principali porti nazionali.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

PORTO	DEPOSITO COSTIERO	BUNKERAGGIO CON BETTOLINA	BUNKERAGGIO CON AUTOBOTTE
Ancona/Falconara	✓	✓	✓
Augusta	✓	✓	✗
Bari	✗	✓	✓
Brindisi	✗	✓	✓
Cagliari	✗	✓	✓
Catania	✗	✓	✓
Chioggia	✓	✓	✓
Civitavecchia	✓	✓	✓
Genova	✓	✓	✓
La Spezia	✗	✓	✓
Livorno	✓	✓	✓
Marina di Carrara	✗	✓	✗
Messina	✗	✗	✓
Monfalcone	✗	✓	✓
Napoli	✓	✓	✓
Palermo	✗	✗	✓
Piombino	✗	✓	✓
Ravenna	✓	✓	✗
Salerno	✗	✓	✓
Sarroch	✓	✓	✗
Savona	✗	✓	✓
Taranto	✓	✓	✓
Trapani	✗	✗	✓
Trieste	✓	✓	✓
Venezia	✓	✓	✓
25	12	22	21

I volumi

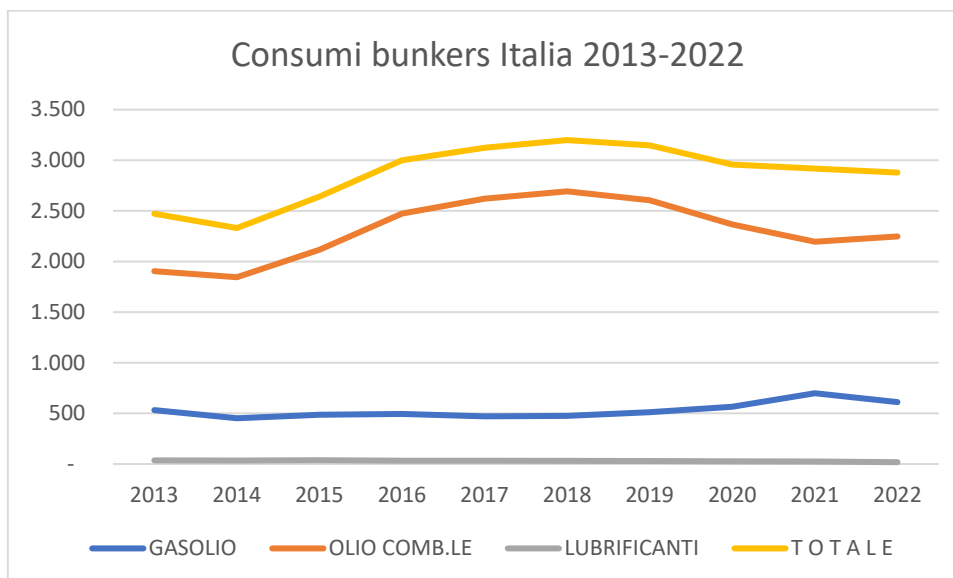
Secondo le statistiche del Ministero del Made In Italy, in Italia i consumi annuali di bunker, suddivisi tra gasolio, olio combustibile e lubrificanti, hanno oscillato negli ultimi anni tra le 2,3 milioni di tonnellate del 2014 e i 3,2 milioni di tonnellate del 2018 con un valore medio di poco inferiore ai 2,9 milioni di tonnellate. Tali valori sono sostanzialmente stabili dagli anni '80 del secolo scorso mentre nel decennio precedente erano addirittura superiori alle 7 milioni di tonnellate.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

Tali volumi, se confrontati con quelli degli altri Paesi e soprattutto se rapportati al numero di navi che scalano ogni anno i porti italiani e a loro tonnellaggio, dimostrano che gran parte dei bunkeraggi in Italia sono funzionali ad un traffico domestico o, comunque, "obbligato". Esistono pertanto grandi potenzialità per sviluppare ulteriormente questo settore e renderlo maggiormente attrattivo anche per i traffici internazionali. Andrebbero tuttavia approfondite le cause che impediscono questo ulteriore sviluppo.

PRODOTTO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
GASOLIO	532	452	487	494	470	475	512	565	699	612
OLIO COMB.LE	1.905	1.845	2.116	2.473	2.621	2.693	2.605	2.367	2.195	2.248
LUBRIFICANTI	36	34	38	33	33	31	30	26	24	18
TOTALE	2.473	2.331	2.641	3.000	3.124	3.199	3.147	2.958	2.918	2.878

Valori in migliaia di tonnellate



Valori in migliaia di tonnellate

Sulla base degli ultimi dati disponibili, ancorché parziali, risulta che nel 2021 i principali porti di rifornimento hanno movimentato circa 2,9 milioni di tonnellate di HFO³⁰, VLSFO³¹ e MGO³². La tabella seguente è il risultato della migliore stima effettuata sulla base dei dati disponibili e sulle informazioni raccolte dal mercato.

³⁰ HFO: Heavy Fuel Oil.

³¹ VLSFO: Very Low Sulphur Fuel Oil.

³² MGO: Marine Gas Oil.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

Porto	Stima volumi Mercato Italia (kton)	di cui			Dettaglio ATB	
		ATB (kton)	Bettolina (kton)	Tubazione (kton)	MGO (kton)	BTZ (kton)
Genova (e limitrofi)	859	6	853		3,0	3,0
Napoli (e limitrofi)	446	6	440		4,0	2,0
Livorno (e limitrofi)	392	6	386		5,0	1,0
Cagliari (e limitrofi)	300	5	295		5,0	
Civitavecchia	250	0	250			
Venezia	180	0	180			
Sicilia	140	50	90		50	
Ravenna	96	8	88		8	
Trieste	90	0	90			
Ancona	54	9	45		9	
Bari	20	20	0		5	15
Brindisi	4	4			2,3	1,2
Altri porti (ca 20) ³³	15,5	15,5			14	1,5
Taranto	14	1		13	1,2	
Totale 2022	2.860	130	2.717	13	107	24

Possibili sviluppi infrastrutture esistenti e nuove realizzazioni

Dal punto di vista infrastrutturale, l'Italia non necessita di potenziare ulteriormente la disponibilità di depositi costieri ma potrebbe sfruttare l'attuale infrastruttura per diversificare l'offerta di prodotti disponibili e in particolare di biocombustibili destinati al settore del trasporto marittimo.

Premesso quanto riportato nel capitolo relativo all'offerta attuale del servizio di bunkeraggio nei porti italiani, con riferimento alle infrastrutture di stoccaggio disponibili in Italia negli ambiti portuali o in prossimità di essi, questa risulta assai capillare come

³³ Lista di porti e volumi ipotizzati in base alle vendite Eni, dunque, non rappresentativi della interezza del mercato di riferimento

evidenziato dalla tabella seguente che illustra per ciascuna località la capacità di stoccaggio, in metri cubi, e le tipologie di prodotto stoccate.

Tabella: Infrastrutture di stoccaggio di combustibili convenzionali

	Benzine	Gasoli	Oli Combustibili	Biocarburanti per il gasolio	Capacità totale (mc)
ARCOLA	X	X			140.000
AUGUSTA		X	X		64.000
BARLETTA		X			12.000
CIVITAVECCHIA	X	X	X		330.000
GAETA	X	X		X	890.000
GENOVA	X	X	X	X	400.000
LIVORNO	X	X	X	X	175.000
MARGHERA	X	X		X	400.000
MUGGIA	X	X			77.000
NAPOLI	X	X	X	X	620.000
ORISTANO	X	X	X		60.000
ORTONA	X	X		X	48.000
PALERMO	X	X		X	75.000
PESCARA	X	X			27.000
POMEZIA	X	X			110.000
RAVENNA	X	X	X	X	290.000
SAVONA	X	X		X	60.000
TARANTO	X	X	X		2.500
VIBO VALENTIA	X	X			17.500

Un discorso diverso deve essere fatto per quanto riguarda la flotta adibita ai servizi di bunkeraggio. Storicamente quest'ultima è sempre stata interamente di bandiera italiana con equipaggi quasi esclusivamente italiani e altamente fidelizzati.

L'ingresso sul mercato domestico di bunkeraggio da parte di navi di altri Paesi dell'unione europea registratosi negli ultimi anni pone un problema di competitività della bandiera italiana rispetto a quella delle altre bandiere europee.

Molti registri europei consentono infatti di beneficiare, nell'ambito del framework degli Aiuti di Stato comunitari, di misure volte al contenimento dei costi alle quali le navi di bandiera italiana che effettuano bunkeraggio all'interno dei porti non possono accedere.

Al fine di garantire alla bandiera italiana un level playing field sul mercato nazionale non solo per quanto riguarda i servizi di bunkeraggio di combustibili tradizionali ma anche dei combustibili futuri, è auspicabile l'adozione di interventi volti ad abbattere i costi di esercizio delle navi di bandiera italiana. Solo in questo modo sarà possibile fare in modo che un servizio a forte valenza strategica oltre che commerciale quale è il bunkeraggio possa continuare ad essere effettuato anche a navi di bandiera italiana.

Panorama internazionale

La seguente tabella riporta la classifica dei dieci principali porti di bunkeraggio a livello mondiale nel 2021³⁴.

PORTO	Mt
Singapore	49.90
Rotterdam	9.59
Fujairah	8.17
Hong Kong	5.79
Zhoushan	5.50
Panama	5.02
Busan	4.8
Anversa	4.51
Gibilterra	4.39
Los Angeles – Long Beach	3.23

Come si può notare, quattro dei primi dieci porti al mondo sono europei e due di questi si trovano nel Mediterraneo: Algeciras e Gibilterra movimentano ognuno più di tutta la portualità italiana. Rotterdam, secondo porto mondiale e primo porto europeo, movimentata da solo quasi quattro volte le tonnellate di bunker dei porti italiani.

Singapore, Panama e Gibilterra possono beneficiare della loro posizione strategica rispetto alle principali rotte di navigazione, mentre gli altri porti sfruttano la loro condizione di porto terminale di traffici consistenti.

³⁴ <https://www.xindemarinenews.com/en/ports/2022/0831/41440.html>.

5.1.2 GNL/bioGNL

Le infrastrutture esistenti fisse e mobili: capacità di stoccaggio, volumi

L'infrastruttura nazionale di approvvigionamento e distribuzione del GNL/bioGNL è caratterizzata da una particolare dinamica, forte dell'interesse di diversi settori energetici nei confronti del prodotto (trasporto, sia stradale sia marittimo, industriale e civile).

Per quanto riguarda la realizzazione di infrastrutture dedicate al GNL ed al bioGNL, va innanzitutto rilevato che a fine dicembre 2022 il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha assegnato circa 138 dei 220 milioni stanziati³⁵ dal Fondo complementare al PNRR. Le risorse finanziano la costruzione di impianti di liquefazione di gas naturale, di punti di rifornimento nei porti di GNL e bioGNL e l'acquisto di navi per consentire le attività di bunkeraggio.

Attualmente sono presenti ed operativi sul territorio nazionale due depositi di GNL: uno situato ad Oristano (capacità di stoccaggio 9.000 m³) ed uno a Ravenna (stoccaggio 20.000 m³).

Come noto, sono poi presenti tre terminali di rigassificazione:

- Rovigo (stoccaggio 250.000 m³)
- Livorno (stoccaggio 137.500 m³)
- Panigaglia (stoccaggio 100.000 m³)

Alla data in cui viene scritto il presente documento i tre terminali di rigassificazione non forniscono ancora servizi di bunkeraggio ma – come si vedrà di seguito – sono in corso progetti avanzati di adeguamento di tali infrastrutture per poter garantire servizi di reloading anche di mezzi navali.

Ai 3 terminali di cui sopra si aggiungerà a stretto giro anche la FSRU che sarà ubicata nel Porto di Piombino, avente capacità di stoccaggio di 170,000 m³; nella seconda metà del 2024 si prevede inoltre l'entrata in esercizio di un secondo rigassificatore offshore Ravenna, avente analoga capacità. Per questi ad oggi non è prevista la possibilità di offrire servizi di bunkeraggio.

Per quanto concerne le disponibilità di volumi di bioGNL, va rilevato che nel corso del 2022 si è registrata l'entrata in funzione di tre nuovi impianti di liquefazione di biometano per la produzione di bioGNL in Italia. In totale sono dieci gli impianti operativi, per una capacità totale di oltre 20.000 t/a. Sono aumentati anche gli impianti in costruzione, che ad oggi risultano essere quindici (con una capacità totale di circa 60.000 t/a) tra cui 9 nuovi, tre dei quali in Sardegna, due in Campania ed uno in Puglia, a testimonianza della flessibilità della logistica del prodotto. Si tratta di prodotto che potrà essere utilizzato per tutti gli impieghi

³⁵ Decreto MIT n. 388 del 12 Ottobre 2022.

del GNL e, quindi, anche per l'utilizzo come carburante per la navigazione essendo facilmente trasportabile con autobotti che potranno (come peraltro già avvenuto in alcuni progetti pilota) svolgere anch'esse servizio di bunkeraggio navi e traghetti, contribuendo quindi agli obiettivi di decarbonizzazione del settore navale tramite una crescente disponibilità di prodotto bio, in linea anche con il recente Regolamento comunitario c.d. "Fuel EU Maritime".

Sviluppi infrastrutture esistenti, nuove realizzazioni e nuovi servizi

L'analisi effettuata consente di fare un quadro anche degli sviluppi delle infrastrutture di GNL/bioGNL in relazione alla costruzione di stoccaggi già autorizzati, agli adeguamenti previsti dei depositi e rigassificatori già in funzione, secondo quanto di seguito riportato, così come di nuove realizzazioni e della messa a disposizione di nuovi servizi.

Iniziative già autorizzate:

- Deposito di Oristano (stoccaggio 10.000 m³): autorizzato dal MISE nel 2018. Concesso nuovo NOF per modifiche impianto e rigassificazione. In corso procedura di esclusione VIA presso MASE;
- Porto Marghera (stoccaggio 32.000 m³): autorizzazione del MITE ottenuta a dicembre 2020. Completate le verifiche di ottemperanza per avvio lavori;
- Brindisi (stoccaggio 20.000 m³): ad agosto 2022 il progetto è stato autorizzato dal MITE, con inclusa l'attività di liquefazione del biometano, mentre è in corso l'ottenimento di un nuovo NOF. Da segnalare che il progetto ha ottenuto una parte dei finanziamenti dal Fondo Complementare al PNRR, per oltre 65 milioni di euro;
- ORISTANO: Deposito di 9.000 mc (con inclusa rigassificazione) con punti di carico sia per autocisterne che per bettoline. Si è conclusa la Conferenza dei servizi presso il MASE, ma ai fini del rilascio dell'autorizzazione si è in attesa della intesa che deve essere rilasciata dalla Regione Sardegna.

Iniziative in corso di autorizzazione:

Si registrano ulteriori 15 progetti per la realizzazione di depositi di stoccaggio GNL (capacità complessiva di stoccaggio stimata pari a circa 300.000 m³), tra i quali, quelli in fase più avanzata e che avranno una rilevanza ai fini del bunkeraggio navale:

- FSRU Sarde: due unità di rigassificazione FSRU previste per la Sardegna ubicate a Porto Torres (per servire il Nord dell'isola) e a Portovesme (per servire il Sud della regione), con l'obiettivo di creare una virtual pipeline sarda. Per quanto riguarda l'area di Portovesme è stato firmato un contratto per la cessione della nave metaniera «Golar Arctic» (con capacità di stoccaggio fino a 140.000 m³), che dovrà essere convertita in una FSRU nel giro di due anni, con entrata in operatività è prevista per il 2024;

- Crotone: è stata avviata la fase di scoping del progetto, che prevede di realizzare un deposito costiero di rigassificazione GNL da 20.000 m³. Il Ministero della Transizione ecologica (ora MASE) aveva infatti già dato il via alla verifica amministrativa del progetto, che prevede in questa fase la definizione dei contenuti dello Studio di impatto ambientale (Sia). L'obiettivo dichiarato dalla società è trasformare il porto di Crotone in un hub di rifornimento per la crescente attività delle navi alimentate a GNL
- Vado Ligure: è stato avviato l'iter autorizzativo del progetto per la realizzazione di un deposito costiero a Vado Ligure, della capacità di 20.000 m³. Il progetto ha finora ottenuto il nulla osta di fattibilità (NOF) della Direzione Regionale dei Vigili del Fuoco della Liguria. Il deposito ligure servirà come punto di rifornimento in Liguria per le navi alimentate a GNL. Anche il progetto ligure ha ricevuto una parte dei finanziamenti dal Fondo Complementare al PNRR per oltre 21 milioni di euro.

Impianti di liquefazione

Ulteriore stimolo alla produzione di volumi di bioGNL verrà dal piano infrastrutturale BioGNL per il trasporto marittimo e terrestre di SNAM, che ha confermato anche la realizzazione di un impianto di microliquefazione SSLNG per la produzione di GNL e bioGNL in Sicilia. L'impianto dovrebbe avere una capacità di 25.000 t/a, raddoppiabile. Tale impianto si andrebbe ad aggiungere al microliquefatore di Caserta (capacità 50.000 t/a) già autorizzato e oggetto anche di risorse del Fondo complementare al PNRR.

Servizio di "Virtual Liquefaction": si tratta di un servizio che potrà essere reso dai Terminali di rigassificazione e che consiste nella liquefazione virtuale di GNL e bioGNL consegnato dall'utente al PSV e nella riconsegna di tali quantitativi anche in forma liquida, tramite caricamento su piccole navi metaniere. Con il servizio di Virtual Liquefaction (che permette lo swap di biometano immesso al PSV e BioGNL riconsegnato al terminale GNL) i volumi di BioGNL sono potenzialmente pari al 100% del GNL ricevuto al terminale. Si tratta quindi di un volano per lo sviluppo della disponibilità del BioGNL anche per il settore marittimo.

Flotta navale a servizio del bunkeraggio GNL nel mediterraneo

Nel caso del GNL ha senso fare riferimento all'intera area del Mediterraneo.

Le navi bunker GNL tendono ad essere unità più grandi e complesse delle controparti per carburanti tradizionali, ed operano anche al di fuori dell'ambito di riferimento. Ad esempio, le prime operazioni di bunkeraggio operate nel porto di La Spezia sono state operate nel 2020-2021 da una nave proveniente dal Nord Europa, con prodotto caricato a Barcellona.

La tabella che si riporta di seguito fornisce il dettaglio delle navi che sono già operative e che offrono servizi di bunkeraggio GNL per altre navi in Italia e nel Mediterraneo.

Nome e Società	Capacità (mc GNL)	Funzionalità	Infrastrutture di riferimento	Data di consegna o esercizio
Coral Methane - Gruppo Shell³⁶	7.500	Metaniera SSLNG e bunkeraggio ship-to-ship	Terminale di Gate (Rotterdam)< - Gibilterra, Porti di Barcellona, Marsiglia e La Spezia	2019
Avenir Aspiration - Avenir LNG³⁷	7.500	Metaniera SSLNG e bunkeraggio ship-to-ship	Deposito Higas - Porto di Santa Giusta - Oristano	2021
Ravenna Knutsen - Edison	30.000	Metaniera SSLNG	Deposito costiero di Depositi Italiani LNG di Ravenna	2021
Total Gas Vitality - Total Energies	18.000	Metaniera SSLNG e bunkeraggio ship-to-ship	Porto di Marsiglia-Fos	2021
Shell	5.000	Metaniera SSLNG e bunkeraggio ship-to-ship	Porto di Barcellona	2022

Fonte: MBS Consulting – SSLNG Watch Rapporto 2022

Di seguito, invece, sono riportate le navi in corso di realizzazione che saranno in grado di offrire il servizio di bunkeraggio GNL.

Nome e Società	Capacità (mc GNL)	Funzionalità	Infrastrutture di riferimento	Data di consegna o esercizio
DEPA	4.000	Metaniera SSLNG e bunkeraggio ship-to-ship	Terminale di rigassificazione di Revithoussa e Porto del Pireo	2023
Probunkers	7.600	Metaniera SSLNG e bunkeraggio ship-to-ship	Porto del Pireo	2023
Rimorchiatori Riuniti Panfido	4.000	Chiatta non motorizzata (abbinata a rimorchiatore)	Porti di Venezia e Marghera	2023
Fratelli Cosulich S.p.A.	7.500	Metaniera SSLNG e bunkeraggio ship-to-ship	Depositi esteri	2023
Fratelli Cosulich S.p.A.	7.500	Metaniera SSLNG e bunkeraggio ship-to-ship	Mar Tirreno Settentrionale	2024
Endesa	12.500	Metaniera SSLNG e bunkeraggio ship-to-ship	Porto di Algeciras (Los Barrios)	2023

³⁶ La Coral Methane e la Avenir Aspiration sono momentaneamente operative altrove (non Mediterraneo)

³⁷ Cfr. nota precedente.

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

Nome e Società	Capacità (mc GNL)	Funzionalità	Infrastrutture di riferimento	Data di consegna o esercizio
DEPA	10.000	Metaniera SSLNG e bunkeraggio ship-to-ship	Terminale di rigassificazione di Revithoussa	n.d.
G&H Shipping S.r.l. - Officine Meccaniche Navali - Fonderie San Giorgio S.p.A.	7.500	Metaniera SSLNG e bunkeraggio ship-to-ship	Napoli	2025

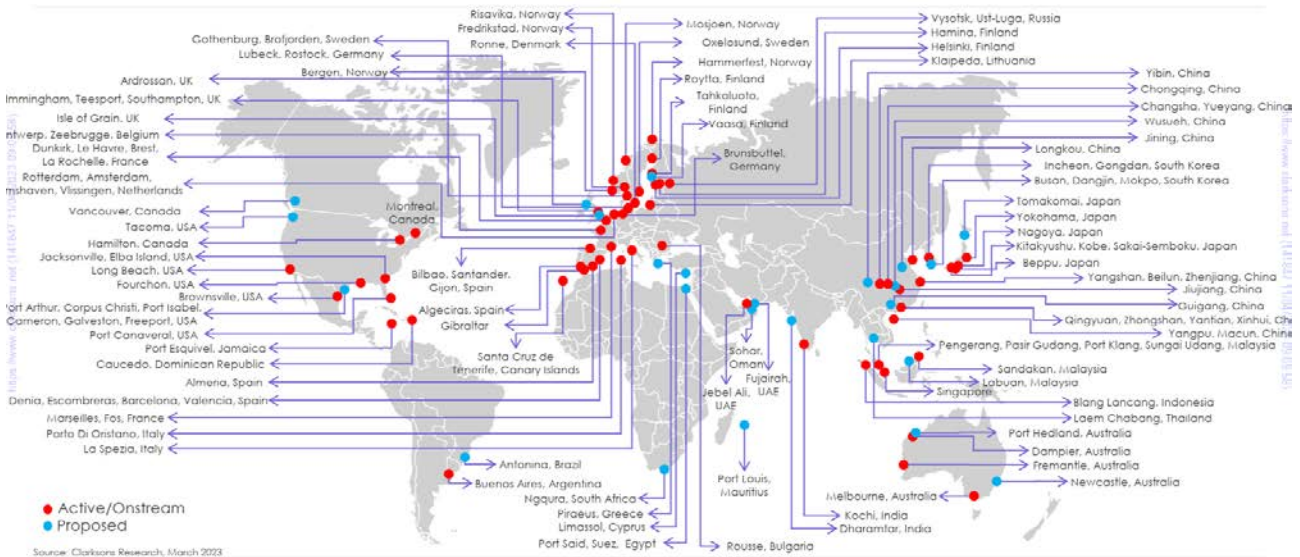
Fonte: MBS Consulting – SSLNG Watch Rapporto 2022

Panorama internazionale

Di seguito, si riporta una tabella che fornisce un overview delle infrastrutture di GNL a livello mondiale. Dalla tabella emerge come i progetti siano concentrati nell'area europea ma che sviluppi sono attesi anche nell'aria asiatica.

LNG: Overview of Selected Bunkering Facilities

Projects still concentrated in Europe but developments in Asia are increasing



LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

La tabella che segue riporta invece un focus sulle facilities di GNL nell'area mediterranea (Italia compresa) con un focus su quelle rilevanti per i servizi che potrebbero garantire anche per il nostro Paese. La tabella riporta infatti l'indicazione dei diversi servizi offerti dalle infrastrutture considerate anche per quanto i servizi di c.d. Small scale LNG e di ship loadings.

Country	Croatia	France	France	France	France	Greece	Italy	Italy	Italy	Portugal	Spain	Spain	Spain	Spain	Spain	Spain	Spain
Company	Croatia LNG	Dunkerque LNG	Eleny	Eleny	Fosmax LNG	DESFA	ADRIATIC LNG	GNL Italia	OLT	REN Atlantico	BBG	Enagas	Enagas	Enagas	Enagas	Reganosa	Saggas
Facility location	Krk	Dunkerque	Montoir de Bretagne	Fos Tonkin	Fos Cavaou	Revithoussa	Porto Levante	Panigaglia	Livorno	Sines	Bilbao	Barcelona	Cartagena	Huelva	El Musel	Mugarodos	Sagunto
Reloading (all size ships)		yes	yes	yes	yes	yes*	no	no	no	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes
min. ship size: m ³ LNG		5.000	20.000	7.500	5.000	30.000				45.000	Any size	2.000	4.000	7.500	65.000	7.500	7.500
comment			5 000 or below under study	5 000 or below under study	below 5000 under study	**Technically feasible...		FID expected by the end of 2022	study could be scheduled subject to market demand	under study for smaller vessels	under study for smaller vessels						
Capacity: (LNG) m ³ /h		8.800	4.000	500	4.000	2.400				1.500	3.500	4.200	7.222	3.600	6.000	2.000	3.000
comment																	
2021	No. m3 LNG	5	-	-	6					0	1	22	7	13		6	6
	m3 LNG	678.300	-	-	870.000					0	136.983	598.532	415.835	745.727		170.136	482.578
Transshipment		no	yes	no	yes	no	no	no	no	no	no	yes	yes	no	no	no	no
min. ship size: m ³ LNG			20.000	under study	5.000							2.000	4.000		under study	under study	under study
Capacity: (LNG) m ³ /h			14.000		4.500								1.800				
comment																	
2021	No. m3 LNG		10		-							-	-				
	m3 LNG		1.600.000		-							-	-				
Small-scale ship loadings		yes	yes	yes	yes	no	no	no	will be available by end of 2022	no	yes	yes	yes	yes	no	yes	yes
min. ship size: m ³ LNG		5.000	20.000	7.500	5.000	1.000			avg. size 7.500		Any size	2.000	4.000	7.500			7.500
comment		Jetty adapted in 2020	5 000 or below under study	5 000 or below under study	below 5000 under study	estimated start-up: 2023		FID expected by end 2022	subject to compatibility process	under study					under study		
Capacity: (LNG) m ³ /h		1.000 / 4.000	4.000	500	4.000				approx. 900		1.500/3.500	4.200	2.000	3.600			
comment											depending on vessel's size	capacity max., depending on vessel and if the operation is carried out with LNG arms or hoses	capacity max., depending on vessel and if the operation is carried out with LNG arms or hoses	capacity max., depending on vessel and if the operation is carried out with LNG arms or hoses			
2021	No. m3 LNG	3	-	-	1						-	18	3	8		-	3
	m3 LNG	49.000	-	-	18.000						-	108.842	1.197	42.002		-	11.508

Fonte: GIE – “Lng new services inventory”

Il quadro normativo di riferimento

Nel presente paragrafo sono riportate le indicazioni circa il quadro normativo che disciplina – per gli aspetti amministrativi e per quelli tecnici – l'installazione e la gestione delle infrastrutture del GNL:

- D.Lgs. 16/12/2006 n° 257 (decreto di recepimento DAFI):
 - art. 9 (*Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di interesse nazionale*)
 - art. 10 (*Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL non destinate all'alimentazione di reti di trasporto di gas naturale*): le opere per la realizzazione di infrastrutture di stoccaggio di GNL di capacità uguale o superiore alle 200 tonnellate sono strategiche e sono soggette ad un'autorizzazione unica,

rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, e d'intesa con le regioni interessate.

I titolari delle autorizzazioni relative a terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto possono chiedere l'autorizzazione a realizzare le modifiche impiantistiche.

finalizzate al carico, allo stoccaggio e al successivo scarico su navi o autobotti di parte di GNL non destinato alla rete nazionale di trasporto di gas naturale.

Le opere per la realizzazione di impianti di stoccaggio di GNL di capacità inferiori alle 200 tonnellate e superiori o uguali a 50 tonnellate, cui non si applicano le disposizioni dell'articolo 9, sono soggette ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dall'ente delegato dalla regione.

Le concessioni demaniali rilasciate nell'ambito delle autorizzazioni per gli impianti e le infrastrutture ricadenti in aree costiere e delle opere necessarie per l'approvvigionamento degli stessi hanno durata almeno decennale.

- iii. art. 11 (*Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di piccole dimensioni*): le opere per la realizzazione di impianti di liquefazione di gas naturale e impianti di stoccaggio di GNL, purché di capacità inferiori a 50 tonnellate, sono eseguite a conclusione di una procedura amministrativa semplificata, nel rispetto delle normative vigenti in materia ambientale, sanitaria, fiscale e di sicurezza
- iv. art. 13 (*Ulteriori disposizioni per i procedimenti amministrativi relativi al GNL*): nel caso in cui gli impianti e le infrastrutture di cui agli articoli 9 e 10 del presente decreto sono ubicati in area portuale o in area terrestre ad essa contigua e la loro realizzazione comporta modifiche sostanziali del piano regolatore di sistema portuale, l'autorizzazione unica di cui agli articoli 9 e 10, previa acquisizione del parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici sui profili di compatibilità del progetto con la pianificazione portuale costituisce anche approvazione di variante al piano regolatore di sistema portuale

- “Guida tecnica di prevenzione incendi per l'analisi dei progetti di impianti di stoccaggio di GNL di capacità superiore a 50 tonnellate” frutto della collaborazione tra il Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco ed esperti delle aziende associate ad Assogasliquidi, con la collaborazione dell'Università di Pisa Dipartimento di Costruzioni Meccaniche e Nucleari;
- “Guida Tecnica per l'individuazione delle misure di safety per il rifornimento in porto delle navi a GNL” a cura del Corpo Nazionale Vigili del Fuoco, Direzione Generale per la Vigilanza sulle Autorità Portuali, le Infrastrutture Portuali ed il Trasporto Marittimo e per le Vie d'Acqua Interne ed il Comando Generale del Corpo delle capitanerie di porto VI Reparto Sicurezza della navigazione e Marittima.

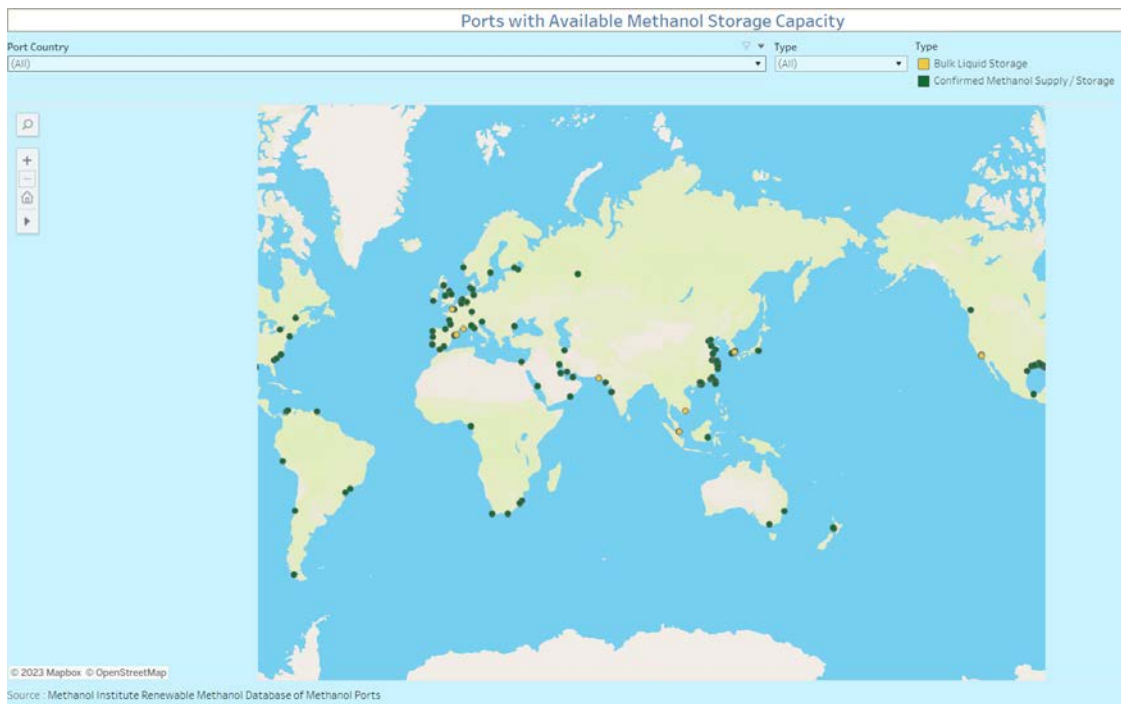
5.1.3 Metanolo, Ammoniaca, Idrogeno

METANOLO

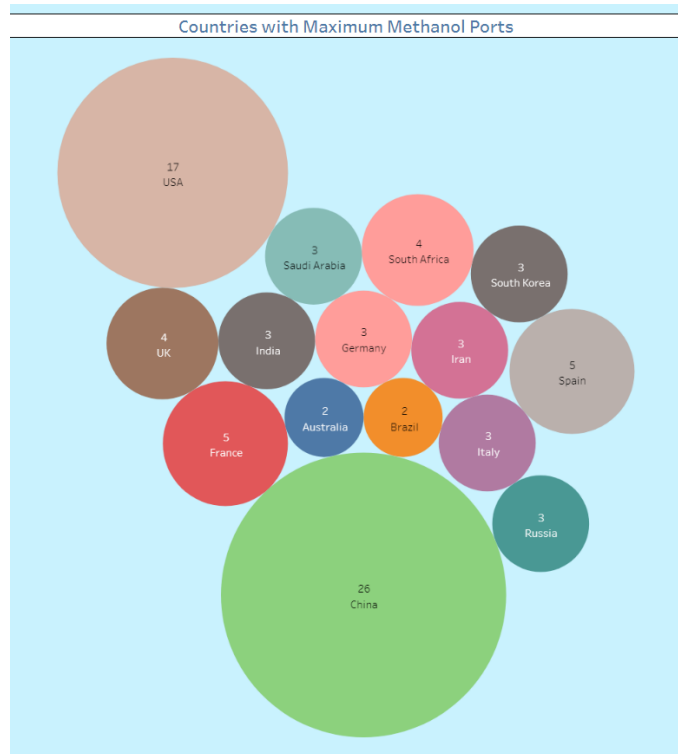
Il metanolo è disponibile in circa 120 porti in tutto il mondo e viene spedito a livello globale. Oggi ci sono più di 90 impianti di produzione di metanolo in tutto il mondo, con una fornitura annuale di quasi 100 milioni di tonnellate di metanolo.

Le stesse infrastrutture utilizzate per lo stoccaggio e il rifornimento dei carburanti marini tradizionali potrebbero essere utilizzate per il metanolo, tramite alcune modifiche.

Di seguito, è riportata la tabella che indica i Porti a livello mondiale in cui è disponibile una capacità di stoccaggio di metanolo.



Fonte: Methanol Institute <https://www.methanol.org/> Documenti pubblicati dal Methanol Institute sul sito di condivisione pubblica: <https://public.tableau.com/app/profile/mi5716/viz/MethanolPorts/Ports>



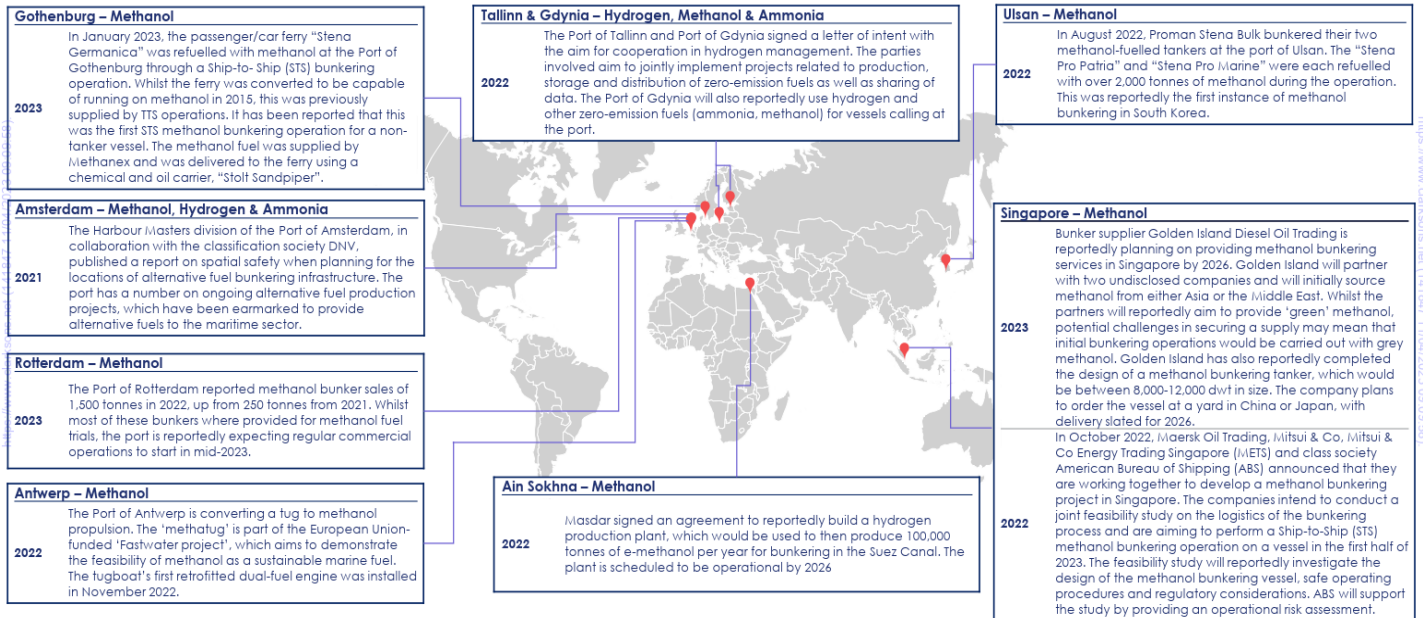
Fonte: Methanol Institute <https://www.methanol.org/> Documenti pubblicati dal Methanol Institute sul sito di condivisione pubblica: <https://public.tableau.com/app/profile/mi5716/viz/MethanolProjects/MethanolStory>

Come riportato nelle immagini di cui sopra, in Italia la disponibilità di prodotto è limitata a Genova (capacità di stoccaggio 80.000 tonn.), Livorno (capacità n.a.) e Trieste (capacità 10.000 tonn.). Si evidenzia che - nonostante la disponibilità di prodotto stoccato - non risulta al momento la possibilità di effettuare bunkeraggio in tali porti.

Di seguito, si riporta invece la tabella che indica i progetti a livello internazionale di infrastrutture dedicate al bunkeraggio di metanolo.

Overview of Selected Methanol Bunkering Projects

Like LNG, largely concentrated in Europe, but expansion into other regions emerging



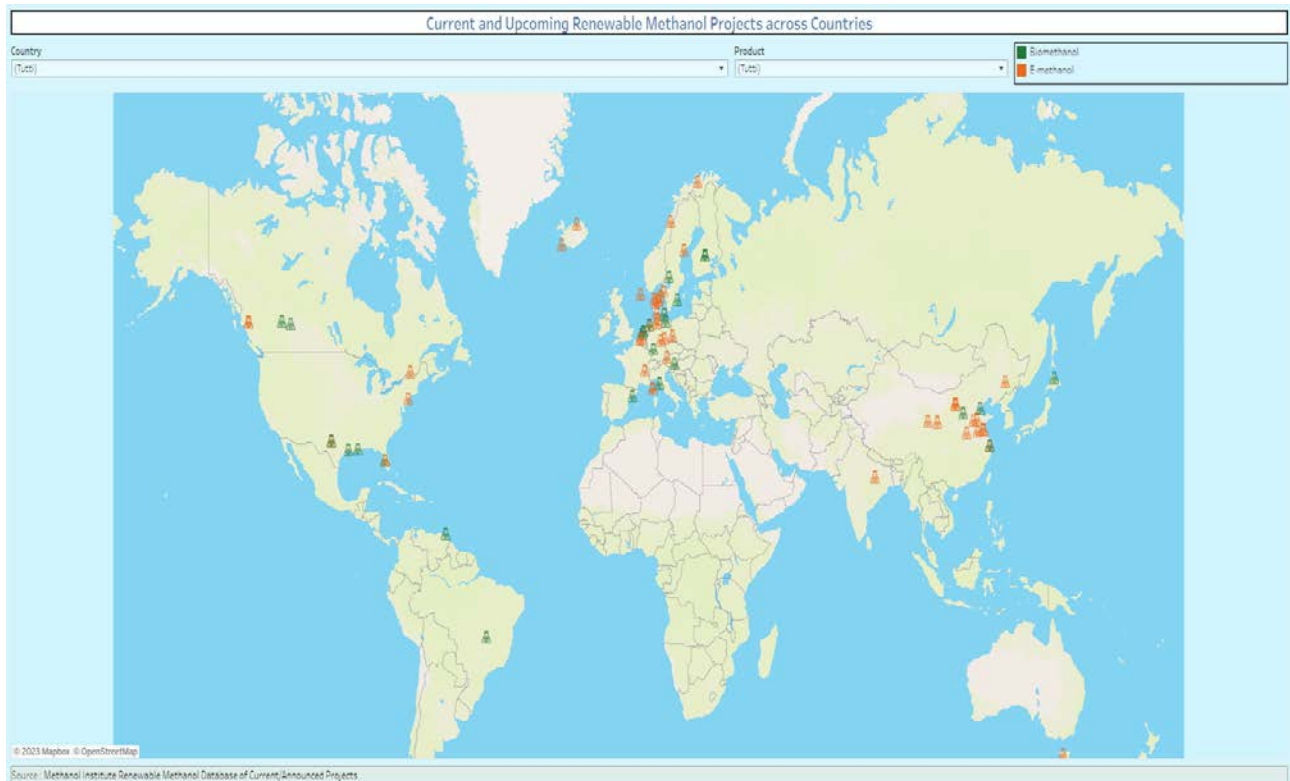
Source: Clarksons Research, basis March 2023 data. Updates available on request.

L'analisi condotta dal gruppo di lavoro si è poi soffermata anche sulla disponibilità di infrastrutture di stoccaggio di metanolo rinnovabile "biometanolo" e di e-metanolo.

A livello mondiale – come riportato nella cartina e nella tabella sotto riportate – sono presenti 18 progetti di infrastrutture che potrebbero garantire la disponibilità di metanolo rinnovabili (biometanolo e e-metanolo).

Di questi 18 progetti, si evidenzia che in Italia la produzione di biometanolo potrebbe essere avviata nel 2024 con un impianto localizzato a Livorno, con feedstock da FORSU (municipal solid waste).

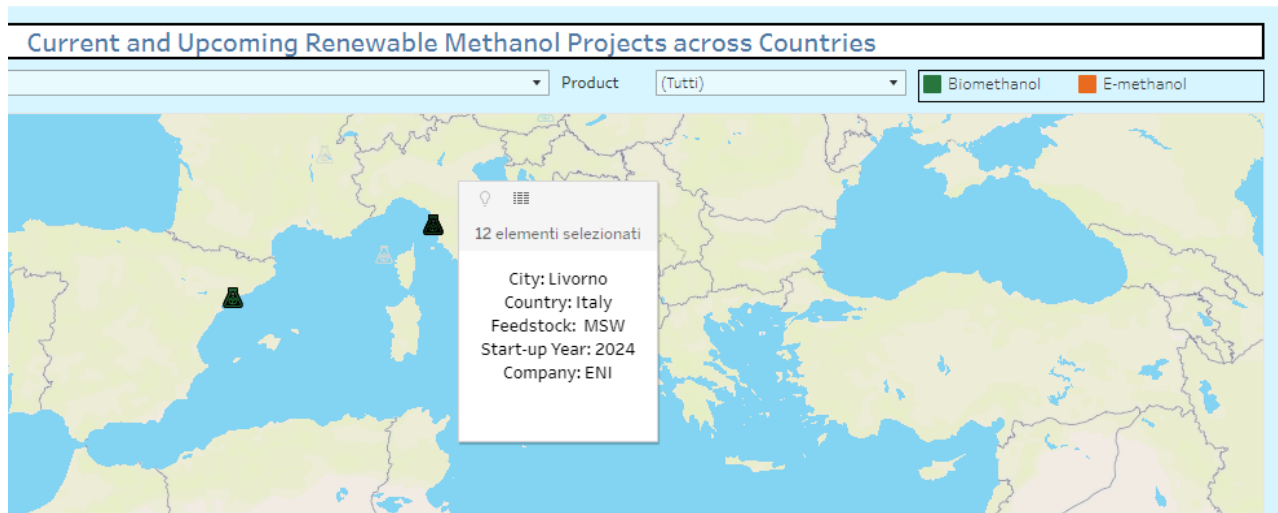
LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO



Fonte: Methanol Institute <https://www.methanol.org/> Documenti pubblicati dal Methanol Institute sul sito di condivisione pubblica: <https://public.tableau.com/app/profile/mi5716/viz/MethanolProjects/MethanolStory>



Fonte: Methanol Institute <https://www.methanol.org/> Documenti pubblicati dal Methanol Institute sul sito di condivisione pubblica: <https://public.tableau.com/app/profile/mi5716/viz/MethanolProjects/MethanolStory>



Fonte: Methanol Institute Renewable Methanol Database of Current/Announced Projects <https://public.tableau.com/app/profile/mi5716/viz/MethanolProjects/MethanolStory>

AMMONIACA E IDROGENO

L'ammoniaca è prodotta principalmente in Asia, che detiene più della metà della capacità produttiva globale di ammoniaca. La regione Asia-Pacifico rappresenta anche più della metà del consumo mondiale di ammoniaca, soprattutto per le attività agricole.

L'ammoniaca viene trasportata su strada, treno, nave e conduttura. In totale, ogni anno vengono trasportati circa 25-30 Mt di ammoniaca. Circa 18-20 Mt di ammoniaca sono trasportati annualmente via nave.

Sono in funzione circa 170 navi che possono trasportare ammoniaca, di cui 40 trasportano ammoniaca in modo continuativo.³⁸

Di seguito è riportata una mappa dell'ammoniaca e delle rotte commerciali dell'ammoniaca.

³⁸ I dati riportati in questi paragrafi sono tratti dalla pubblicazione di IRENA a cui si rimanda per il più ampio approfondimento: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf?rev=50e91f792d3442279fca0d4ee24757ea

Figure 11 Ammonia shipping infrastructure, including a heat map of liquid ammonia carriers, as well as the ammonia loading and unloading facilities



Disclaimer: This map is provided for illustration purposes only. Boundaries and names shown on this map do not imply any endorsement or acceptance by IRENA.

Reproduced from Royal Society (2020).

Come risulta dalla tabella, attualmente in Italia esistono infrastrutture dedicate allo stoccaggio di ammoniacca che arriva da Paesi esteri e non sono presenti facilities che offrono servizi di bunkeraggio.

A livello internazionale sono invece presenti alcuni progetti di infrastrutture che potranno offrire anche i servizi per il bunkeraggio di ammoniacca e di idrogeno, come emerge dalla Figura di seguito riportata in cui sono indicati anche i volumi attesi e le possibili date di entrata in funzione.

Come emerge dalla tabella si tratta di progetti che – ad oggi – non intercettano però l’area del Mediterraneo.

5.2 I corridoi verdi³⁹

La decarbonizzazione può essere indirizzata da cambiamenti regionali, dove pochi specifici attori collaborano per guidare la decarbonizzazione in una particolare geografia.

Compiere i primi passi per mettere in operation i primi corridoi verdi offre una prima prova concreta da estendere poi ad ambiti interregionali.

Un corridoio verde è caratterizzato, in questo contesto, come un percorso geograficamente delineato tra due o più porti, tra i quali diverse misure di decarbonizzazione sono state implementate lungo la supply chain. Le misure specifiche possono variare, ma ci si aspetta che evolvano nel corso del tempo.

Nel prioritizzare quali corridoi verdi possano essere attivati con il maggior impatto – per creare una blueprint per gli sviluppi successivi – si evidenziano qui alcuni principi:

³⁹ Decarbonising Shipping: All Hands on Deck 2.0 – Industry Perspectives | www.shell.com/marine/decarbonising

LA ROTTA VERSO IL NET ZERO. INSIEME PER DECARBONIZZARE IL SETTORE MARITTIMO

- una rotta con alti volumi di traffico ed alte emissioni;
- un segmento di navi con una chiara domanda di soluzioni decarbonizzate;
- una rotta con un numero limitato di attori tra cui collaborare;
- porti con la capacità di facilitare infrastrutture di bunkeraggio;
- rotte e porti che coprono regioni in cui vige una base normativa per la decarbonizzazione.

Nella figura successiva si riporta una tabella matriciale per implementare un corridoio verde (nel caso specifico Singapore-Rotterdam a cura di Shell).

Operational green corridor user journey

Responsibility: ■ Lead role ■ Enabling role

What needs to be true	Shipowners/ operators/ charterers	Cargo owners	Regulators	Financiers	Ports	Fuel suppliers	Shipyards	Crew
1 Establish joint buyer's coalition and long-term contract groupings for the alternative fuel(s)	■					■		
2 Aggregate cargo owner demand via book and claim	■	■						
3 Invest, build and operate dual-fuel capable container vessel(s)	■			■			■	
4 Accommodate and invest in alternative fuel supply and bunkering capacity at both Ports				■	■	■		
5 Implement route and schedule optimisation for just-in time arrival and slow-steaming	■				■			
6 Provide regional regulatory approval for port infrastructure			■		■			
7 Provide preferential berthing rights for low emission vessels			■		■			
8 Train on- and off-board crew according to new operational and safety standards	■		■		■			■

Exhibit 13: Operational green corridor user journey - Singapore-Rotterdam example

NOTA METODOLOGICA

La metodologia adottata è finalizzata a «valorizzare» i vettori energetici secondo nove parametri, con un peso complessivo di 100 per ogni singolo vettore. lo scoring di ciascun parametro va da 0 a 10, ad eccezione delle emissioni di CO₂ con un valore da 0 a 20.

Di seguito una descrizione sintetica dei parametri:

Emissioni CO₂	Valore attribuito in funzione della produzione di anidride carbonica emessa in atmosfera dai fuels, non solo durante la loro combustione, ma lungo l'intera filiera "Well to Wake" ossia dall'intero processo di produzione di carburante, alla consegna, all'utilizzo a bordo delle navi e a tutte le emissioni prodotte in esse.
Prestazioni	Valore attribuito in funzione dell'incidenza del combustibile sulle prestazioni delle navi e sul buon funzionamento dei loro motori.
Sicurezza	Valore attribuito in funzione del punto di infiammabilità del combustibile (PI>60° = verde).
Disponibilità	Valore attribuito in funzione della capacità produttiva del sistema industriale a disposizione e in prospettiva (arco temporale ≥ 10 anni).
Prezzo	Valore attribuito in funzione dell'andamento del prezzo di mercato attuale e previsionale.
Costo delle emissioni (ETS e REFUEL EU)	Valore attribuito in funzione sia del costo di aggiudicazione delle quote di CO ₂ in ambito all'European Union Emissions Trading System, che delle sanzioni individuate in seno alle norme di riferimento per rimuovere ogni vantaggio economico della non conformità.
Infrastrutture	Valore attribuito in funzione della disponibilità attuale e potenziale della rete di asset logistici.
Navi in operation	Numero/tonnellaggio navi in uso.
Ship on order	Numero/tonnellaggio navi nel portfolio ordini ordinate.

L'attribuzione del valore a ciascun parametro è basata su:

- acquisizione delle informazioni da fonti aperte (ad esempio DNV, Clarksons, RINA, andamento prezzi di mercato dei fuels, progetti finanziati dal PNRR)
- contenuti emersi nei lavori dei workstream
- confronto fra esperti (metodo Delphi – Focus group)

È stato, quindi determinato per ogni parametro un valore associato ad una scala cromatica su base percentile per rappresentare il **livello di soddisfacimento delle condizioni ottimali dello stesso**.

È stato definito un **“Scenario AS IS”**, in quanto la somma di tutti parametri associati ad un singolo vettore energetico ha permesso di costruire un posizionamento tendenziale rispetto al potenziale espresso da ogni vettore energetico in merito al raggiungimento dei target di decarbonizzazione.

I vettori sono stati ordinati secondo il potenziale espresso rispetto all'attuale assetto motoristico della flotta mondiale in uso (99% delle navi utilizzano bunker liquido) e agli ordinativi delle navi.

Per la definizione dello **“Scenario TO BE”** (10 ANNI), sono state ipotizzate delle condizioni abilitanti per rappresentare delle linee di tendenza fortemente influenzabili dall'innovazione tecnologica, dall'adeguamento delle infrastrutture e dai relativi investimenti.

Di seguito i criteri abilitanti considerati per lo scenario TO BE:

DISPONIBILITÀ	Entrata in vigore del disposto regolatorio Investimenti dei produttori di vettori energetici bio, green e sintetici
PREZZO	Costo dell'ETS Implementazione della tecnologia CCS a bordo navi Dinamica di mercato domanda / offerta a favore di fuel bio, “green” e sintetici
INFRASTRUTTURE	Realizzazione delle infrastrutture e potenziamento della logistica a supporto
EVOLUZIONE DELLA FLOTTA	Sostituzione della flotta contenuta, con necessari interventi di adeguamento per rispondere ai target UE e IMO Incremento progressivo motori Dual Fuel

BIBLIOGRAFIA

- ABS, Sustainability Whitepaper, Hydrogen as marine fuel whitepaper, June 2021
- Ammonia as a marine fuel safety handbook, green shipping program, 2022
- Basic Considerations for the Safety of Hydrogen Systems, International Standards Organisation (ISO) Technical Committee 197 Hydrogen Technologies ISO/TR 15916: 2015
- Da oggi al 2050 tra sfide e opportunità per l'industria marittima, Assarmatori, Confindustria e Rina
- Decarbonising Shipping- All Hands-on Deck 2.0, Shell in collaboration with Deloitte
- DNV, Handbook for hydrogen fueled vessel, MarHySafe JDP Phase 1 1st Edition (2021 – 06)
- Gas Infrastructure Europe: LNG Database
- Gas Infrastructure Europe: New LNG Services Inventory 2022
- GIE – “Lng new services inventory”
- Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems (G-095A), American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2017
- IMO MSC. 1/Circ. 1621
- International Gas Union: World LNG Report 2022
- Maritime Forecast to 2050 del DNV (edizione 2022)
- MBS Consulting – SSLNG Watch Rapporto 2022
- MBS Consulting: La Filiera Degli Usi Finali Del Gnl In Italia - Rapporto 2022
- Methanol as marine fuel report, Methanol Institute
- Methanol safe handling manual, Methanol Institute
- Safe use of ammonia as ICE fuel, Laura Sariola, University of Vaasa, 2020.
- Safety Standard for Hydrogen and Hydrogen Systems, Guidelines for Hydrogen System Design, Materials Selection, Operations, Storage, and Transportation, National Aeronautics and Space Administration, 1997
- Studio sull’impatto del “Carbon Intensity Indicator” – CII sulla flotta traghetti italiana – RINA Technical Report RRPS 001/22 – per conro mdi Assarmatori (13-03-2022)
- Sustainability whitepaper Ammonia as fuel, October 2020 ABS.
- The carriage of Methanol in Bulk Onboard Offshore Vessels – OCIMF

SITOGRAFIA

- <https://dgsaie.mise.gov.it/consumi-petroliferi>
- https://european-union.europa.eu/index_it
- <https://public.tableau.com/app/profile/mi5716/viz/MethanolPorts/Ports>
- <https://public.tableau.com/app/profile/mi5716/viz/MethanolPorts/Ports>
- <https://public.tableau.com/app/profile/mi5716/viz/MethanolProjects/MethanolStory>
- <https://royalsociety.org/>
- <https://unctad.org/statistics>
- <https://www.clarksons.com/>
- <https://www.iea.org/>
- https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Armonia_2022.pdf?rev=50e91f792d3442279fca0d4ee24757ea
- <https://www.mase.gov.it/>
- <https://www.methanol.org/> Documenti pubblicati dal Methanol Institute sul sito di condivisione pubblica:
- <https://www.mit.gov.it/>
- <https://www.sustainable-ships.org/stories/2023/methanol-marine-fuel>
- <https://www.xindemarinenews.com/en/ports/2022/0831/41440.html>

AUTORI

Hanno collaborato alla stesura del documento:



Stefano Beduschi
Enrico Allieri



Dario Soria
Federico Rossi



Silvia Migliorini
Matteo Lentini



CONFITARMA
Confederazione Italiana Armatori

Fabio Faraone
Francesco Beltrano



Teresita Valentini
Antonella Bovi
Maria Ilde Colasuonno
Stefano Iacovetti
Nataascia Falcucci
Renato De Filippo
Paola Mainetti
Giorgia Bozzini
Federico Mauri
Gabriele Stefanelli
Stefano Grimaldi
Antonio Taranto
Giuseppina Pisaniello
Elena Maria Rebesco
Roberto Cipolletta
Alessia Sacco



Andrea Cogliolo
Maria Garbarini
Giovanna Carosi



Andrej Stopar
Andrea Salemi
Marco Camotti



Marina Barbanti
Franco del Manso



Stefano De Marco
Carlo Contessi
Piero Zoglia
Giulio Pacini



Dino Gravina
Andrea Lazzaro
Carmelo Cartalemi

Si ringrazia la società RINA per aver supervisionato il testo e contribuito alla sua stesura.