

---

**UNIVERSITA' DI UNIGE  
SCUOLA DI SCIENZE SOCIALI  
DIPARTIMENTO DI ECONOMIA**



Tesi di laurea magistrale

in

**[INNOVATION  
MANAGEMENT AND  
TECHNOLOGIES IN  
MARITIME LOGISTICS]**

**Analisi dei combustibili alternativi per la decarbonizzazione  
Del settore marittimo**

Relatori: Nicoletta Buratti e Francesco Vitellaro

Candidato: Giorgio Garibotti

**Anno accademico  
2024/2025**

---

## **Indice**

### **Introduzione**

#### **Capitolo I: Il quadro normativo per la decarbonizzazione del settore marittimo**

- 1.1 Linee IMO
  - 1.1.1 La strategia GHG 2023
  - 1.1.2 Le misure a breve termine: EEXI e CII
    - 1.1.2.1 Energy Efficiency Design Index (EEDI)
    - 1.1.2.2 L'Indice di Efficienza Energetica per Navi Esistenti (EEXI)
    - 1.1.2.3 L'Indicatore di Intensità di Carbonio (CII)
    - 1.1.2.4 Emission Control Area (ECA)
- 1.2 Quadro Europeo
  - 1.2.1 "Fit For 55"
  - 1.2.2 FuelEU Maritime
  - 1.2.3 Emission trading System

#### **Capitolo II: Analisi carburanti alternativi**

- 2.1 Panoramica carburanti alternativi
- 2.2 Analisi carburanti alternativi
  - 2.2.1 LNG
  - 2.2.2 Metanolo
  - 2.2.3 Ammoniaca
  - 2.2.4 Idrogeno
  - 2.2.5 Biofuels
  - 2.2.6 E-fuels

#### **Capitolo III: Fonti di finanziamento**

#### **Capitolo IV: Teorie del Management dell'innovazione applicate ai combustibili alternativi**

#### **Capitolo V: Analisi Multicriteria**

#### **Conclusioni**

### **Abstract**

La tesi analizza la decarbonizzazione del trasporto marittimo, settore vitale per il commercio globale ma fortemente dipendente dai combustibili fossili. In un contesto di crescenti pressioni normative e di mercato, l'elaborato valuta le principali soluzioni energetiche (LNG, Metanolo, Ammoniaca, Idrogeno, Biofuels ed E-fuels) con l'obiettivo di supportare i processi decisionali degli stakeholder.

Il lavoro approfondisce le strategie legate al tempo di entrata nel mercato degli armatori: se da un lato l'adozione anticipata di nuovi carburanti può generare vantaggi competitivi e reputazionali, essa espone le imprese a rischi di lock-in tecnologico e obsolescenza degli asset. La metodologia integra una vasta revisione della letteratura accademica e professionale, i risultati di un tirocinio presso RINA Consulting S.P.A. e un'analisi multi-criterio qualitativa basata su parametri tecnici, economici, normativi e ambientali.

I risultati indicano il Gas Naturale Liquefatto (LNG) e il metanolo come soluzioni di transizione praticabili nel breve termine, mentre i biocarburanti, l'idrogeno e gli e-fuels rappresentano le opzioni a maggior potenziale, seppur caratterizzate da un grado più elevato di incertezza tecnologica e infrastrutturale. Lo studio offre quindi un quadro utile a professionisti e decision-maker per orientare gli investimenti in un contesto tecnologico incerto e in rapida evoluzione.

### **Abstract**

This thesis explores the decarbonization of maritime transport, a sector essential for global trade yet deeply reliant on fossil fuels. Amidst rising regulatory and market pressures, the study evaluates primary energy solutions with the objective of supporting stakeholders' decision-making processes.

The research examines strategies related to market entry timing: while the early adoption of alternative fuels can yield competitive and reputational benefits, it also subjects firms to risks of technological lock-in and asset obsolescence. The methodology incorporates a comprehensive literature review, insights from an internship at RINA Consulting S.P.A., and a qualitative multi-criteria analysis grounded in technical, economic, regulatory, and environmental parameters.

The results suggest that LNG and methanol serve as practical transition fuels for the short term, whereas biofuels and, in the long run, hydrogen and e-fuels offer the

highest potential, despite ongoing infrastructural challenges. Consequently, this study provides a valuable framework for professionals and decision-makers to guide investments through a technological landscape characterized by rapid change and uncertainty.

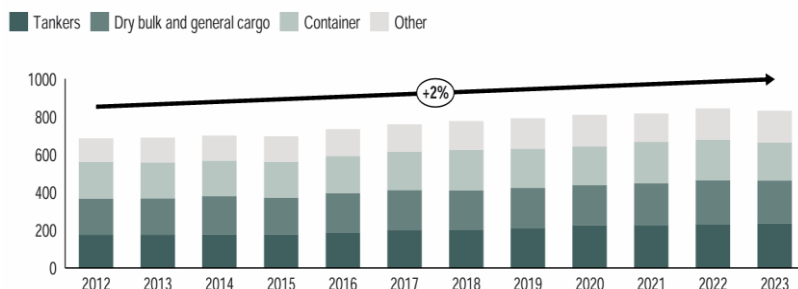
## Introduzione

Il trasporto marittimo ricopre un ruolo fondamentale nel commercio globale ed è un sistema resiliente che ha attraversato e superato molteplici sfide. In un periodo caratterizzato da crisi come le instabilità geopolitiche e il cambiamento climatico, il settore continua ad avere un ruolo centrale nell'economia mondiale. I dati UNCTAD confermano questo trend. Infatti, al di là della contrazione nel 2022, il commercio marittimo è aumentato del 2,8% nel 2023 e del 2,2% nel 2024 continuando a movimentare più dell'80% dei flussi di merci globali, tra cui anche beni essenziali come prodotti energetici e alimentari. Sebbene il settore marittimo abbia una funzione imprescindibile nel commercio globale, lascia un'impronta ambientale sempre più marcata. (Xun Yang et al., 2025).

Questa introduzione ha quindi l'obiettivo di sottolineare l'importanza di individuare soluzioni che permettano di ridurre tale impatto. Le operazioni di navigazione sono responsabili di circa il 3% delle emissioni globali di gas serra e di più di un miliardo di tonnellate annue di emissioni di anidride carbonica (Pengfei Liu et al., 2024; Wahidul Sheikh et al., 2025).

*Figura 1: Global emissions from shipping*

Global carbon dioxide emissions from shipping, by vessel type (million metric tonnes)



Fonte: (Implement, 2025)

Un altro dato poco rassicurante fornito dall'UNCTAD mostra che le emissioni di carbonio nel 2023 sono state superiori di circa il 20% rispetto al 2013, mostrando una deviazione dalla traiettoria prevista per raggiungere gli obiettivi climatici stabiliti. Inoltre, i gas di scarico delle navi legati al consumo di combustibili fossili come l'olio combustibile ad alto tenore di zolfo (HSFO), immettono nell'atmosfera inquinanti

estremamente nocivi per la salute umana e per gli ecosistemi, tra cui: gli ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>), gli ossidi di azoto (Nox) e il particolato (PM) (Xun Yang et al., 2025). Le stime suggeriscono che il settore marittimo rilasci il 13% globale delle emissioni di SO<sub>x</sub> e il 15% di Nox. L'impatto di questi agenti è particolarmente evidente nelle città portuali dove, a causa dell'elevato traffico navale, si assiste a un importante peggioramento nella qualità dell'aria. La ricerca evidenzia una correlazione tra le emissioni navali e la concentrazione di PM<sub>2.5</sub> (polveri sottili) che va dall'1% al 45% nelle aree portuali, questo ha conseguenze sanitarie molto gravi. L'OMS indica proprio l'inquinamento atmosferico come il principale fattore di rischio ambientale per la salute (nel 2019 è stato causa di circa 6,7 milioni di decessi a livello globale).

Diversi attori hanno sviluppato una maggiore consapevolezza del problema e hanno reagito cercando di rafforzare il quadro normativo di riferimento. Questo processo è guidato dall'International Maritime Organization (IMO), agenzia specializzata delle Nazioni Unite che ha l'obiettivo di regolamentare la sicurezza, la protezione e la tutela ambientale del trasporto marittimo internazionale. Per quanto riguarda la tutela ambientale, infatti, l'IMO ha adottato l'allegato VI della convenzione di MARPOL (1997), imponendo dei limiti al contenuto di zolfo nei combustibili e prevedendo delle aree di Controllo delle Emissioni (ECA) in cui sono in vigore norme più stringenti sull'inquinamento. Linee più severe sono poi state adottate a partire dal 2011, in particolare con l'introduzione delle prime misure obbligatorie di efficienza energetica come:

- L'indice di efficienza energetica di progetto per le navi di nuova costruzione (EEDI), che richiede un livello minimo di efficienza energetica al fine di agevolare l'adozione di tecnologie e motori con minori emissioni nella progettazione di nuove navi.
- Il piano di gestione dell'efficienza Energetica della nave per la flotta esistente (SEEMP) (Atanu, R. et al., 2025.; Wahidul, S. et al., 2025).

Tuttavia, solo a partire dal 2018 sono state adottate delle linee più concrete attraverso la strategia GHG, che inizialmente aveva l'obiettivo di ottenere entro il 2050 una riduzione delle emissioni totali di gas serra (GHG) almeno del 50% rispetto ai livelli del 2008. L'obiettivo della strategia è poi stato rivisto in quanto giudicato insufficiente per permettere al settore marittimo di raggiungere gli obiettivi previsti dall'Accordo di

Parigi. Nel 2023, infatti, durante la MEPC 80 (Marine Environment Protection Committee) l'IMO ha disposto una nuova strategia GHG che ha l'obiettivo di raggiungere il "net-zero" entro o intorno al 2050 (Wahidul Sheikh et al., 2025). Per controllare e assicurare il raggiungimento di questo obiettivo sono previsti anche dei punti di controllo intermedi indicativi dell'andamento della strategia:

- Riduzione di almeno il 20% delle emissioni totali di GHG con l'obiettivo di raggiungere il 30% entro il 2030.
- Riduzione del 70% delle emissioni totali di GHG con l'obiettivo dell'80% entro il 2040.

L'anno di riferimento di queste percentuali è sempre il 2008 (XIAOLI MAO et al., 2025). Con questa strategia la decarbonizzazione diventa un vincolo operativo per tutti gli attori del settore marittimo.

Alle linee dell'IMO si sommano anche i regolamenti regionali che aiutano ad accelerare il processo di decarbonizzazione, tra questi sicuramente è molto importante il Sistema di Scambio di Quote Di Emissioni dell'Unione Europea (EU ETS), introdotto il 1° gennaio 2024. Il principio fondamentale di questa misura è "chi inquina paga", per cui obbliga le compagnie marittime a controllare le proprie emissioni e ad acquistare quote per ogni tonnellata in eccesso di CO<sub>2</sub> emessa nei viaggi da e per l'Europa. L'ETS rappresenta quindi un incentivo economico alla riduzione delle emissioni, creando dei costi aggiuntivi per le compagnie che inquinano di più (Xun Yang et al., 2025; Atanu Roy et al., 2025). L'impatto economico che ha questo sistema è tutt'altro che trascurabile, secondo le stime dell'UNCTAD i costi aggiuntivi dovuti all'ETS per una nave portacontainer di grandi dimensioni nella rotta Asia-Europa possono arrivare anche a 400.000 dollari per viaggio (anche a causa delle rotte più lunghe legate alle crisi geopolitiche) (UNCTD 2024). L'ETS rappresenta quindi un importante disincentivo che rende l'efficienza energetica e l'uso di carburanti a basse emissioni non più solo una necessità di conformità normativa, ma anche di efficienza economica.

Per raggiungere gli obiettivi stabiliti dall'IMO, le sfide sono molteplici e riguardano economia, tecnologia e infrastrutture. Un ruolo centrale in questo senso è sicuramente rappresentato dalla transizione dai combustibili fossili convenzionali ai carburanti alternativi a zero o quasi zero emissioni di carbonio (Xun Yang et al., 2025). Il settore marittimo sta valutando le diverse opzioni come: LNG, metanolo, ammoniaca, idrogeno,

biofuels ed e-fuels. Tuttavia, ad oggi nessuno di questi carburanti rappresenta una soluzione ottimale. Infatti, l'uso di questi su larga scala si trova davanti a diverse sfide complesse. Un primo problema, ad esempio, è legato alla complessità del ciclo di vita delle emissioni (well-to-wake). Infatti, un possibile errore nel calcolo delle emissioni può essere quello di considerare solo quelle prodotte dalla combustione del carburante a bordo (tank-to-wake), mentre per fare una stima e una valutazione reale di un carburante è molto importante far rientrare nel calcolo anche la produzione, la lavorazione e il trasporto del carburante. Questa fase del ciclo può arrivare a rappresentare una quota rilevante dell'impronta di carbonio (i dati dicono che può arrivare a rappresentare fino al 20% dell'impronta di carbonio totale) è quindi fondamentale che i carburanti alternativi siano prodotti usando energia pulita. Un altro problema è legato alla necessità di trasformazione della flotta globale. La ricerca stima che per raggiungere gli obiettivi IMO 2050 dovrebbero essere modernizzate circa 35.000 navi esistenti (retrofit) al fine di migliorarne le prestazioni e dovrebbero essere costruite anche circa 55.000 navi "verdi" con tecnologie che, in larga misura, ad oggi hanno un livello di maturità tecnologica basso (Pengfei Liu et al., 2024; Wahidul Sheikh et al., 2025). Per fare tutto questo gli investimenti richiesti sono estremamente elevati.

Il panorama globale poi va a complicare ulteriormente questo percorso. Il rapporto dell'UNCTAD "Review of Maritime Transport 2024" evidenzia la vulnerabilità dei principali punti di snodo del commercio mondiale a causa di tensioni geopolitiche e del cambiamento climatico. Basti pensare alla siccità che ha limitato i transiti nel Canale di Panama e agli attacchi di pirateria nel Mar Rosso che hanno portato le compagnie a impiegare le navi su rotte più lunghe come, ad esempio, la circumnavigazione dell'Africa. Questo chiaramente ha un impatto non solo sui costi del trasporto, ma comporta anche un aumento delle emissioni limitando gli sforzi che si stanno facendo per la decarbonizzazione. L'aumento delle emissioni di GHG porta inevitabilmente ad un peggioramento del cambiamento climatico, con la conseguenza di eventi climatici disastrosi sempre più frequenti che influenzano le scelte delle compagnie (spesso comportano scelte obbligate, come nel caso della siccità del canale di Panama) e rallentano il processo di decarbonizzazione. Questo comporta il rischio della creazione di un ciclo negativo (UNCTAD 2024).

Sebbene la disponibilità di tecnologie innovative e una normativa stringente e chiara siano condizioni imprescindibili per la transizione, un altro fattore critico è quello umano e manageriale. Il successo di questo processo infatti sarà determinato dalla visione e dalle decisioni strategiche adottate dai manager e dai leader delle compagnie di navigazione. La ricerca sottolinea come la “consapevolezza ambientale” (Environmental awarness) e “l’impegno manageriale” (managerial commitment) siano delle variabili chiave. Con consapevolezza si fa riferimento ad una conoscenza profonda da parte dei decisori della normativa, dell’impatto ambientale delle operazioni della compagnia e del potenziale strategico che si può ottenere con l’adozione di pratiche che favoriscono la transizione. L’impegno di questi attori si deve principalmente manifestare nell’allocazione delle risorse finanziarie attraverso investimenti nella formazione del personale, nel favorire una cultura aziendale che includa in tutti i processi decisionali la sostenibilità e soprattutto nelle tecnologie innovative. Gli studi hanno inoltre dimostrato che una maggiore consapevolezza manageriale porta ad una miglior preparazione organizzativa (Organizational awarness), fondamentale per allinearsi con gli obiettivi dell’IMO. Tuttavia, la percezione di costi proibitivi, l’incertezza tecnologica e la mancanza di infrastrutture adeguate rendono più complicata la transizione e rallentano l’adozione di pratiche che riducano l’impatto ambientale del settore (Wahidul, S. et al., 2025).

### **Obiettivi**

A fronte dello scenario appena descritto, questa tesi ha l’obiettivo di analizzare il processo di decarbonizzazione nel settore marittimo, concentrandosi sul ruolo che hanno i carburanti alternativi come una leva tecnologica. Si andranno a valutare le sfide tecniche ed economiche, le potenzialità, lo stato di maturità e l’intero ciclo di vita dei carburanti alternativi. Tutto questo andando a sottolineare l’importanza di un cambiamento culturale e delle strategie delle compagnie di navigazione al fine di raggiungere gli obiettivi dell’IMO.

La tesi sviluppa un quadro dei carburanti alternativi che potrebbero avere un ruolo o comunque essere interessanti per la decarbonizzazione del settore marittimo. La ricerca ambisce ad approfondire tale tematica, andando a rispondere alle seguenti domande:

1. quali sono i carburanti alternativi che presentano un migliore trade off tra maturità tecnologica, sostenibilità ambientale e fattibilità economica?

2. In che modo il quadro normativo europeo e internazionale sviluppato influenza le scelte e la competitività delle compagnie marittime?

3. Quali strumenti finanziari supportano le compagnie nella transizione?

### **Struttura della tesi**

L'elaborato è diviso in 5 capitoli: il capitolo 1 presenta il quadro generale delle linee guida e della normativa a livello internazionale (analizzando le misure dell'IMO e quindi la strategia GHG) ed europeo. Il capitolo 2 analizza le caratteristiche dei vari carburanti alternativi anche sotto l'aspetto economico, sarà inoltre svolta un'analisi usando le linee Life Cycle Assessment (LCA). Il capitolo 3 presenta una mappatura di alcune delle principali fonti di finanziamento a sostegno della decarbonizzazione. Il quarto capitolo svolge un'analisi delle implicazioni teoriche del management dell'innovazione relativamente alla scelta dei carburanti alternativi. Il capitolo 5 svolgerà un confronto tra i vari carburanti attraverso un'analisi multicriteria.

### **La bibliografia di riferimento**

In questa sezione viene spiegata la metodologia di revisione bibliografica suddivisa per i capitoli della tesi. In questa revisione si evidenzia una distinzione tra il capitolo di inquadramento giuridico che presenta un approccio prettamente normativo e i capitoli successivi con un approccio analitico-descrittivo basati sulla revisione della letteratura accademica e professionale, oltre che alle informazioni raccolte durante il tirocinio svolto presso RINA Consulting.

La presente ricerca si basa su un approccio metodologico volto ad integrare il rigore scientifico della teoria con l'evidenza pratica del settore marittimo. L'analisi è stata condotta seguendo tre pilastri fondamentali:

- Letteratura accademica: Revisione sistematica degli articoli scientifici (attraverso il database Scopus) per inquadrare le teorie del management dell'innovazione e i dati sull'impatto ambientale dei carburanti.

- Letteratura professionale: Analisi dei report di settore (UNCTAD, IMO, ClassNK, Implement) per ottenere dati aggiornati su trend di mercato e sugli sviluppi normativi.
- Tirocinio: Il lavoro è stato arricchito dalle informazioni ottenute durante il tirocinio svolto presso RINA Consulting S.p.A., che ha permesso di confrontare le analisi teoriche con la realtà operativa dei progetti di decarbonizzazione.

In particolare, per descrivere il quadro internazionale sono stati analizzati i report della Marine Environment Protection Committee con la MEPC 80 per la strategia GHG 2023 e la MEPC 83 (ottenuti dai documenti dell'IMO), è stato poi analizzato l'annesso VI della convenzione di MARPOL con la quale vengono istituiti le zone ECA e i limiti di zolfo. Infine, attraverso il sito ufficiale dell'IMO è stato possibile analizzare le caratteristiche degli indici EEDI, EEXI e CII.

Per quanto riguarda il quadro europeo, la tesi ne sviluppa l'apparato normativo attraverso i testi di legge pubblicati sulla gazzetta ufficiale e sul sito della Commissione Europea (Eur-Lex). In questo modo è stato analizzato l'European Green Deal (2019) e il pacchetto "Fit for 55", in quest'ultimo caso i testi utilizzati sono nello specifico il regolamento (UE) 2023/1805 per i limiti di intensità GHG e gli OPS e la direttiva (UE) 2023/959 (EUETS) per spiegare il sistema EUETS nel settore marittimo.

Il secondo capitolo integra i report di settore con la letteratura accademica. I report sono risultati utili per descrivere lo stato attuale della tecnologia e i trend futuri. In particolare, i report ottenuti grazie alla collaborazione con RINA hanno permesso di sviluppare la panoramica degli ordini navali evidenziando l'attuale predominanza dell'LNG e l'aumento delle navi "methanol ready". Sempre grazie a tale collaborazione è stato possibile attingere ad altri report come quello di ClassNK (2025) che approfondisce le curve di adozione della tecnologia studiata. Un altro report usato è quello dell'UNCTAD (Review of Maritime Transport 2024) nel quale si sottolineano l'influenza delle crisi geopolitiche sulle rotte percorse e la conseguente influenza sulle strategie di decarbonizzazione adottate.

Per classificare i carburanti e le loro barriere all'entrata viene utilizzata la letteratura accademica attraverso gli articoli più recenti, tra cui la revisione di Wanying Zhang et al.

(2025) che spiega il sistema di classificazione a colori dei carburanti e individua le principali barriere per le tecnologie (costi, infrastrutture e disponibilità), Sheik et al. (2025) che sottolinea l'importanza del fattore manageriale come uno degli elementi fondamentali per la transizione e il paper di Lucci A. (2025) per la suddivisione dei carburanti in tre macrocategorie (fossili, biofuels ed e-fuels).

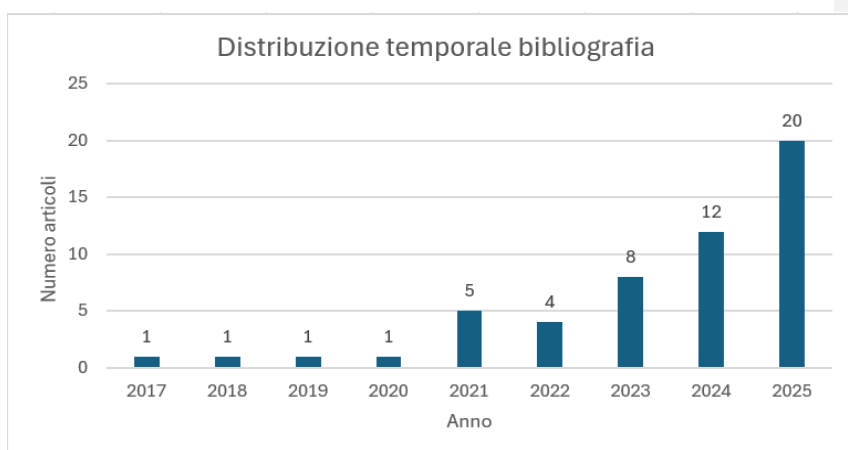
Andando poi ad analizzare i principali paper utilizzati per sviluppare il corpo centrale dell'elaborato, abbiamo il lavoro di Balcombe et al. (2021) che svolge un'analisi critica relativamente all'LNG nella quale vengono mostrati i vantaggi immediati di questo carburante e anche i problemi che questo comporta (come il methane slip). Altri articoli fondamentali sono quello di Kanchiralla et al. (2024) e Quello di Watanabe et al. (2023) che vanno ad utilizzare la metodologia LCA per analizzare gli *alternative fuels* (e-fuels e biofuels). Gli studi di Butarbutar et al. (2023) e Martinic-Cezar et al. (2024) svolgono un'analisi più economica in particolare sui CAPEX e sugli OPEX legati all'LNG. Abbiamo poi i paper di Parris et al. (2024) e Christodoulou et al. (2021) che introducono il metanolo presentandolo come uno sfidante e sottolineandone la natura minimally disruptive. Per quanto riguarda i carburanti con un livello più basso di maturità la letteratura è meno ampia. Alcuni degli articoli rilevanti in tal senso sono stati lo studio di Douglas et al. (2025) che introduce il concetto di green Premium e svolge un'analisi utilizzando il TCO, il paper di Al-Enazi et al. (2021) relativo all'ammoniaca e alle barriere tecniche e di sicurezza del carburante e il paper di Ustolin et al. (2022) relativo all'idrogeno.

La bibliografia di riferimento è stata individuata attraverso una revisione della letteratura al fine di identificare gli articoli più rilevanti relativi alla decarbonizzazione del settore marittimo. Data l'ampiezza e il carattere multidisciplinare dell'argomento è stato necessario svolgere una ricerca suddivisa in più fasi per garantire una maggior copertura della letteratura. La metodologia usata per identificare le fonti principali ha previsto l'interrogazione dei principali database scientifici, tra cui Scopus e Google scholar e dei siti ufficiali del settore.

Al fine della ricerca la stringa è stata impostata individuando le parole chiave della tesi. Il ragionamento dietro la costruzione della stringa può essere suddiviso in tre aree: la prima prevede l'individuazione del settore "Maritime transport" or "shipping" or

“shipping industry” or “marine sector” or “naval sector”. La seconda area identifica l’oggetto “Decarbonization” or “alternative fuels” or “Green shipping”. Infine, la terza area è stata creata per individuare gli aspetti specifici “LCA” or “Well-to-Wake” or “TCO” or “S-LCA” or “emissions” or “LCC”. La seconda fase della revisione è stata svolta attraverso una ricerca specifica per l’analisi dei principali carburanti analizzati nel capitolo 2 (“LNG”, “Methanol”, “Ammonia”, “Hydrogen”, Biofuels”, “e-fuels”).

Un filtro molto importante vista la rapida evoluzione normativa e tecnologica del settore è stato quello temporale. Infatti, la grande maggioranza degli articoli usati per sviluppare la tesi sono compresi nel periodo tra il 2020 e i 2025. Gli articoli antecedenti sono stati usati solo per spiegare teorie consolidate o caratteristiche tecniche. Articoli più datati potrebbero dare uno scenario normativo e tecnologico non attuale. Per selezionare gli articoli più rilevanti per la tesi è stata poi effettuata una scrematura attraverso l’analisi della pertinenza dei titoli e degli abstract. Infine, per avere una bibliografia completa sono state analizzate le bibliografie degli articoli usati per individuare le fonti da cui questi hanno preso i dati. Inoltre, sono stati ricercati gli articoli più recenti che citano gli articoli selezionati al fine di disporre di dati aggiornati (paper come quelli di Douglas et al (2025) o Zhang et al. (2025)).



Il grafico mostra la distribuzione temporale degli articoli presenti in bibliografia. A conferma di quanto detto precedentemente sulla necessità di usare articoli il più recenti possibile si può notare come i paper del 2025 rappresentino il 40% di quelli utilizzati,

seguiti da quelli datati 2024 che rappresentano il 24%. La quota di articoli utilizzati pubblicati nel periodo tra 2023 e 2025 è del 78%.

Dalla revisione della letteratura per il capitolo due (ovvero quello sui carburanti alternativi) si può notare come ci sia stata nel tempo un'evoluzione nel numero degli articoli legata al crescente interesse verso l'argomento (dovuto anche ad una normativa che è diventata concreta e sempre più stringente).



Il grafico mostra il numero di articoli anno per anno contenuti nel CSV sviluppato per scrivere la tesi. Il CSV è un file di testo che raccoglie dati (in questo caso relativi alla letteratura accademica) in una tabella permettendo una più semplice elaborazione delle informazioni in essa contenute.

Nella figura mostrata si nota un'impennata degli articoli che trattano gli argomenti di interesse per la tesi nell'ambito dei carburanti alternativi, ottenuti con la metodologia precedentemente spiegata. In Particolare, la curva cresce rapidamente a partire dal 2020 con un picco (ad oggi) nel 2025 (curva che probabilmente continuerà a crescere anche dopo il 2025). Dalla curva risulta evidente come si sia generato un interesse sempre maggiore verso l'argomento con il passare degli anni. Nell'orizzonte studiato gli articoli pubblicati nel 2025 rappresentano il 27% del totale (che è un'ottima quota vista la lunghezza del periodo preso in considerazione). Un altro dato importante che ci mostra il grafico è che circa il 73% degli articoli del CSV sono stati pubblicati nel periodo tra 2021

e 2025, la quota scende al 66% nel periodo tra 2022 e 2025. Questo significa che circa due terzi degli articoli del CSV si concentrano in quest'ultimo periodo.

La bibliografia così ottenuta risulta quindi essere attuale ed esaustiva per presentare le sfide all'adozione dei carburanti alternativi e l'analisi di quelle che sono le tecnologie più mature e quelle meno mature.

Come già detto la tesi è stata arricchita anche attraverso l'utilizzo di report e in particolare nel terzo capitolo si fa riferimento a quello della Danish Maritime Authority (2025) che consente di fare una panoramica dei fondi di finanziamento per la decarbonizzazione a livello regionale.

## **Capitolo I: Il quadro normativo per la decarbonizzazione del trasporto marittimo**

### **1.1 Linee IMO**

Lo scenario di crisi climatica mette il settore marittimo di fronte alla necessità di seguire un processo di decarbonizzazione. In questo scenario l'attore principale è l'IMO. In quanto Agenzia specializzata delle nazioni unite, consapevole del peso del settore, ha progressivamente abbandonato un approccio incrementale adottando una strategia più radicale e vincolante. Con la Marine Environment Protection Committee (MEPC) 377 (80), ha introdotto la strategia sulla riduzione delle emissioni di GHG dalle navi. Questa strategia rappresenta un punto fisso che va a definire non solo degli obiettivi più ambiziosi rispetto a quelli del 2018 ma anche una serie di misure tecniche, operative ed economiche soggette ad un processo di cooperazione e revisione continua. Nel paragrafo che segue si farà un'analisi di quello che è il quadro normativo IMO, concentrandoci sulla strategia 2023 e i suoi atti esecutivi a breve termine: EEXI e CII. (<https://www.imo.org/>)

#### **1.1.1 La strategia GHG 2023**

La strategia GHG 2023 rappresenta un importante cambiamento rispetto al modello previsto nel 2018, andando a sviluppare una visione in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

La modifica più evidente riguarda sicuramente l'obiettivo, che nell'atto del 2018 prevedeva solo una riduzione delle emissioni, mentre la nuova strategia vuole eliminare gradualmente tutte le emissioni di GHG dal trasporto marittimo internazionale. Il raggiungimento di tale obiettivo deve essere accompagnato da una "transizione giusta ed

equa” e che tenga quindi conto di quelle che sono le differenze economiche e infrastrutturali tra i diversi paesi. Alla base di questo vige il principio per cui esiste una responsabilità comune che però deve essere differenziata sulla base delle rispettive capacità (concetto ereditato dalla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, che prevede di porre attenzione agli impatti delle misure su determinati stati, in particolare quelli meno sviluppati e i piccoli stati insulari in via di sviluppo, il cui benessere dipende spesso dal trasporto marittimo).

Inoltre, la strategia vuole creare un level playing field globale e quindi garantire che le normative si applichino a tutte le navi al di là della bandiera che battono, per questo si impone il rispetto dei principi di non discriminazione e di non trattamento più favorevole. Si pone enfasi anche sulla necessità di un processo decisionale basato sull’evidenza scientifica che sia però bilanciato da un approccio precauzionale.

La struttura della strategia prevede una serie di obiettivi misurabili quantitativamente e delle scadenze precise. L’IMO introduce anche l’approccio well-to-wake per la valutazione dei combustibili, con il quale si vanno a calcolare le emissioni dell’intero ciclo di vita del combustibile. Per svolgere questa valutazione si seguono le linee guida Life Cycle Assessment (LCA). Questo approccio serve per prevenire lo spostamento delle emissioni, ovvero la situazione in cui la riduzione delle emissioni a bordo (Tank-to-Wake) viene annullata o superata dalle emissioni generate durante le fasi di produzione e di distribuzione del combustibile (Well-to-Tank).

La strategia poi presenta una serie di obiettivi a lungo termine che riguardano le emissioni di GHG e l’intensità di carbonio. Per quanto riguarda i gas serra, il target è quello di ottenere emissioni nette pari a zero entro o intorno il 2050. Sono previsti anche dei punti di controllo indicativi utili per delineare un percorso che aiuti a raggiungere il net zero nel 2050, in particolare entro 2030 si vuole raggiungere una riduzione delle emissioni di minimo il 20% con l’obiettivo del 30%. La strategia diventa ancora più stringente se si guarda al 2040, anno in cui la riduzione di emissioni richiesta è del 70%, tendendo all’80%. L’orizzonte temporale a cui si fa riferimento per i confronti è il 2008. In riferimento invece all’intensità di carbonio del trasporto marittimo internazionale, misurata come le emissioni di CO<sub>2</sub> per lavoro di trasporto, l’obiettivo è di ridurla almeno del 40% entro il 2030 rispetto al 2008. Infine, è anche previsto che l’utilizzo di tecnologie, carburanti e/o fonti di energia a zero o quasi zero emissioni di GHG rappresenti minimo

il 5% sforzandosi per il 10% dell'energia totale utilizzata nel trasporto marittimo internazionale entro il 2030. (<https://www.imo.org/>)

### **2.1.2 Le misure a breve termine: EEXI e CII**

Per rispettare gli obiettivi di lungo termine l'IMO ha disposto delle misure di breve termine che dovrebbero aiutare a raggiungerli. Con la MEPC (80) si è andati a modificare l'annesso VI della convenzione di Marpol introducendo l'EEXI (Energy Efficiency Existing Ship Index) e il CII (Carbon Intensity Indicator). Si tratta di due indicatori fondamentali che rappresentano la base per la normativa attuale e che dovrebbero aiutare a migliorare l'efficienza energetica della flotta globale esistente. (<https://www.imo.org/>)

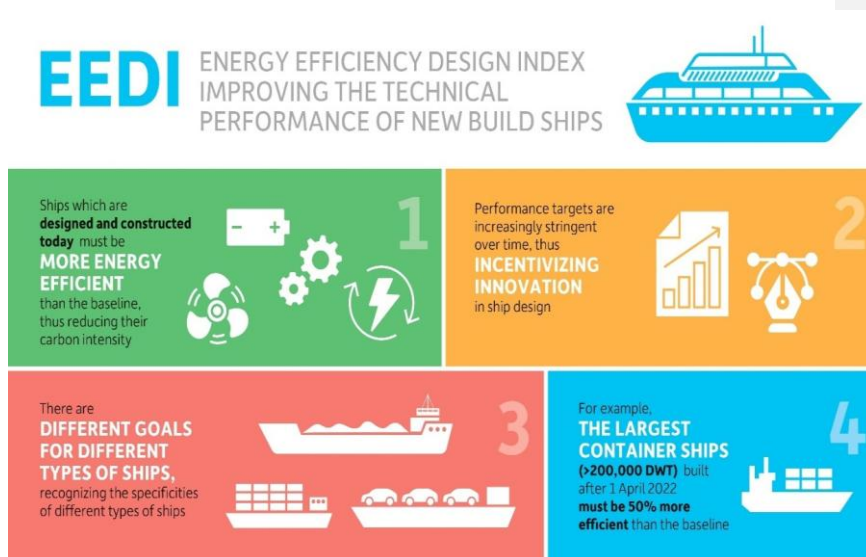
#### **2.1.2.1 Energy Efficiency Design Index (EEDI)**

A partire dal 2013 a livello internazionale viene adottata una nuova misura tecnica definita EEDI che ha come obiettivo quello di stabilire un livello minimo di efficienza energetica delle navi a partire dalla loro fase di progettazione. Il livello di efficienza energetica viene calcolato come miglio di capacità (quindi una misura che si può usare sono ad esempio le tonnellate-miglio) ed ha valore diverso a seconda delle dimensioni e del tipo di nave a cui lo si applica. Quindi in fase di progettazione navale si deve rispettare l'indice di riferimento della nave in questione. L'EEDI fornisce un parametro specifico da rispettare per la progettazione di una determinata nave, espresso in grammi di anidride carbonica per capacità-miglio. Per il calcolo si usano dei parametri tecnici specifici per la nave che si sta progettando. Il valore di riferimento dell'indice si riduce ogni 5 anni con l'obiettivo di favorire l'innovazione e lo sviluppo tecnico attraverso l'adozione di tecnologie (Come ad esempio motori e attrezzature) che siano sempre più efficienti dal punto di vista energetico. L'indice non prevede delle attrezzature specifiche da usare, ma lascia la libertà ai costruttori e ai progettisti di scegliere le tecnologie da utilizzare. Questo significa che il settore può usare anche le tecnologie che valuta più efficienti in termini di costi purché si raggiunga il livello di efficienza energetica conforme a quella richiesta dall'indice. L'obiettivo di questa misura è quello di controllare le emissioni delle nuove navi. L'EEDI, inoltre, si applica solo a determinati segmenti di nave come ad esempio: portacontainer, navi da carico generico, gasiere, portarinfuse, petroliere, metaniere, navi ro-ro e navi da crociera.

Come previsto l'EEDI negli anni è diventato sempre più stringente. In particolare, con l'ultima revisione fatta ("fase 3"), sono stati imposti dei requisiti più stringenti. Dal 2022 per le portacontainer il tasso EEDI richiesto ha subito delle importanti riduzioni:

- Le portacontainer che superano o raggiungono le 200.000 Deadweight Tonnage (DWT) hanno subito una riduzione dell'EEDI del 50%.
- Riduzione del 45% per la portacontainer comprese tra le 120.000 e le 200.000 DWT.
- Riduzione del 40% per quelle tra le 80.000 e 120.000 DWT.
- Riduzione del 35% per quelle tra 40.000 DWT e 80.000 DWT
- Riduzione del 30% per quelle comprese tra 15.000 e 40.000 DWT.

*Schema EEDI (figura 1.1)*



*Fonte: (https://www.imo.org/)*

La figura riportata dal sito dell'IMO aiuta a visualizzare e spiegare i principali punti dell'EEDI:

- 1) l'obiettivo di migliorare efficienza energetica.
- 2) la necessità di rendere sempre più stringente l'indice al fine di stimolare l'innovazione.
- 3) la differenziazione di misure e obiettivi per le diverse tipologie navali.

4) l'esempio della misura specifica presa per le portacontainer costruite dopo il 1° aprile 2022.

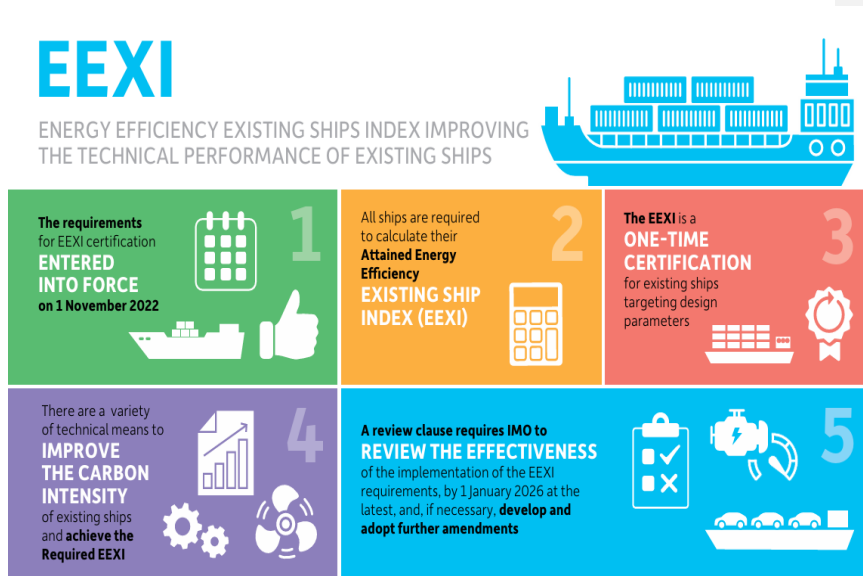
(<https://www.imo.org/>)

#### **2.1.2.2 L'Indice di Efficienza Energetica per Navi Esistenti (EEXI)**

L'EEXI è un indicatore di natura tecnica che deve essere calcolato una tantum da tutte le navi esistenti di stazza lorda uguale o maggiore a 400 GT. Con questa misura si vuole stabilire uno standard minimo di efficienza energetica di progetto. In questo modo sono stati anche estesi i requisiti dell'Energy Efficiency Design Indicator (EEDI).

La misura introdotta nel 2023 dall'IMO ha stabilito una soglia di efficienza minima richiesta (EEXI richiesto) per specifica tipologia e dimensione della nave, questo va confrontato con l'EEXI che ogni nave deve calcolare (EEXI raggiunto) il quale rappresenta un valore che riflette le caratteristiche di progettazione della nave come ad esempio la velocità, la capacità di carico, la potenza del motore e così via. Chiaramente il valore dell'EEXI raggiunto deve essere minore dell'EEXI richiesto. Nel caso in cui non venga rispettata la soglia richiesta la nave verrà considerata non conforme. L'armatore dovrà quindi apportare delle modifiche tecniche che consentano alla nave di ottenere la certificazione necessaria per operare. Alcune delle soluzioni più diffuse prevedono l'installazione di dispositivi che limitano la potenza massima del motore e di conseguenza la velocità della nave, ottenendo così una riduzione del consumo di carburante e quindi delle emissioni. Le tecnologie per il risparmio energetico (Energy Saving Devices) sono svariate ma tra queste le più utilizzate sono il Limitatore di Potenza dell'Albero (Shaft Power Limitation) e il Limitatore di Potenza del Motore (EPL). L'EPL in particolare è diventato uno standard per ottenere la conformità con l'EEXI. Questo indice obbliga quindi le navi più vecchie e meno performanti ad un aggiornamento tecnologico e in generale va ad alzare il livello minimo di efficienza della flotta mondiale.

Schema EEXI, figura 1.2



Fonte: (www.IMO.org)

L'immagine fornito dall'IMO consente di visualizzare schematicamente quelli che sono i punti salienti di tale misura. Viene anche sottolineata la decisione di effettuare una revisione dell'efficienza delle misure del EEXI entro il 1° gennaio 2026 e se necessario verranno adottate ulteriori misure. (<https://www.imo.org/>)

### 2.1.2.3 L'Indicatore di Intensità di Carbonio (CII)

Poiché l'EEXI è una misura che riguarda la capacità tecnica della nave, diventa importante avere anche un indice che vada a misurare l'efficienza operativa reale della nave e per tale proposito è stato costruito il CII. Tale misura viene applicata alle navi con una stazza lorda pari o superiore alle 5000 tonnellate (misura che fa riferimento alla capacità volumetrica totale della nave) (Gross Tonnage, GT) e viene calcolata annualmente. Questa misura viene considerata forse la più innovativa del quadro normativo ed infatti è stata ampiamente discussa.

Con questo indice si va a misurare l'intensità di carbonio operativa della nave, ovvero viene calcolato un indice che va a considerare le emissioni totali di CO2 emesse e i trasporti effettuati (l'orizzonte temporale per il calcolo è l'anno solare). Viene calcolato

come il prodotto tra la stazza lorda della nave e la distanza totale percorsa. In base al valore CII ottenuto la nave verrà classificata (classificazione annuale) su una scala che va da A (miglior classificazione) a E (classe più bassa). Ogni anno vengono poi imposti dei fattori di riduzione dell'intensità di carbonio sempre più stringenti garantendo così degli standard più alti e un miglioramento progressivo dell'efficienza della flotta globale. Non rispettare i parametri previsti dal CII chiaramente ha delle conseguenze: una nave che ottiene classificazione E per un anno o D per tre anni consecutivi, se vuole continuare ad operare come prima, deve redigere un piano di azioni correttive documentato all'interno del Piano di Gestione dell'efficienza Energetica della Nave (SEEMP). Con questo documento si vanno a identificare le cause delle basse performance e le misure da adottare per raggiungere almeno una classificazione di livello C. Tra queste misure ci possono essere l'ottimizzazione della velocità di crociera, l'ottimizzazione delle rotte, il miglioramento della manutenzione dello scafo al fine di ridurre la resistenza idrodinamica, l'installazione di tecnologie per il risparmio energetico e l'ottimizzazione dell'assetto della nave.

Attraverso questo indicatore l'efficienza operativa diventa non più un fattore meramente economico ma anche un elemento di conformità, favorendo così un continuo miglioramento delle navi. Inoltre, il CII può anche essere usato come vantaggio competitivo poiché i vari attori (noleggiatori, caricatori e così via) stanno iniziando ad usare la classificazione CII come un criterio per decisioni commerciali e di investimento, favorendo chiaramente le navi più efficienti (A e B).

Strettamente legato al CII abbiamo le LCA Guidelines ovvero le Linee Guida 2024 sull'intensità dei gas serra nel ciclo di vita dei combustibili marini. Adottate dalla MEPC 81 a sostituzione di quelle adottate nella MEPC 80. Queste linee consentono di svolgere una valutazione di quella che è l'intensità dei gas serra dei vari combustibili e fonti energetiche usate dalle navi, cercando di descrivere tutti i flussi che hanno un impatto ambientale lungo il ciclo di vita delle fonti. In particolare, i gas serra considerati sono il biossido di carbonio, il metano e il protossido di azoto (le emissioni sono calcolate in CO<sub>2</sub>-eq). Questo approccio considera quindi l'intero ciclo di vita del combustibile e viene suddiviso in tre punti: Well-to-Tank (WtT), ovvero le emissioni generate dall'estrazione, produzione e trasporto del carburante fino al luogo di consumo. Tank-to-Wake (TtW), tiene conto delle emissioni di gas serra generate dal consumo del carburante a bordo della

nave e da eventuali perdite (se generano gas serra). Well-to-Wake è la somma di WtT e TtW. Al fine di questa valutazione le linee si compongono di una serie di elementi chiave come il Fuel Lifecycle Label (FLL), ovvero uno strumento tecnico che include informazioni sul tipo di combustibile, il suo processo di produzione, i fattori di emissione di gas serra e così via. In questo modo si riescono ad avere informazioni importanti al fine della valutazione del ciclo di vita del combustibile. Un'altra componente dell'LCA sono i fattori di emissione predefiniti, ovvero esiste un elenco di combustibili per cui le linee forniscono fattori di emissione predeterminati. Tuttavia, se verificati e certificati da terzi è anche possibile usare i fattori di emissione effettivi. Infine, le linee guida definiscono una serie di aspetti particolarmente importanti legati alla sostenibilità da tenere in considerazione nel processo di valutazione. Tra questi ci sono gas serra, fonti di carbonio, conservazione e così via.

Quanto descritto è un quadro normativo estrapolato dalla MEPC che prevede degli sviluppi e degli aggiornamenti sia per quanto riguarda le misure a breve termine sia per quanto riguarda l'adozione di un pacchetto di misure a medio termine. Attraverso la MEPC 83 il progetto di testo giuridico "net-zero framework dell'IMO" adottato in vista della sessione straordinaria MEPC di ottobre 2025 e dovrebbe essere inserito come nuovo capitolo della MARPOL nell'allegato VI, dopo l'adozione si prevede che tali misure dovrebbero entrare in vigore 16 mesi dopo l'adozione di questo schema attraverso una tacita accettazione. Questo capitolo prevede l'introduzione di un elemento tecnico e un elemento economico. Possiamo quindi dividere le misure in: elemento tecnico che prevede uno standard globale per i combustibili, ovvero le compagnie dovranno ridurre l'intensità annuali di gas serra prodotta dalle loro navi. Un elemento economico per cui le navi che superano la soglia prevista devono acquistare delle "unità correttive" per pagare le emissioni in eccesso. Al contrario sono previsti degli incentivi finanziari per le navi che utilizzano tecnologie con gas serra pari a zero o quasi. Con questo schema si crea un duplice livello di conformità, sia con gli obiettivi di intensità di carburante GHG che prevedono il rispetto di un obiettivo base, sia una conformità delle navi grazie alla quale si potranno ottenere delle "unità in eccesso". Questo potenzialmente va a creare un mercato secondario poiché chi non rispetta le soglie stabilite dovrà compensare gli eccessi delle emissioni attraverso l'acquisto di unità da navi che ne hanno in eccedenza. Alternativamente possono anche essere utilizzate unità che sono state accumulate in

precedenza o attraverso l'acquisto di unità correttive con contributi al fondo Net-Zero dell'IMO. Il fondo viene costituito allo scopo di raccogliere risorse attraverso una tariffazione sulle emissioni prodotte dalle navi. Tali risorse avranno diversi utilizzi come, ad esempio, premiare le navi con basse emissioni, finanziare l'innovazione, la ricerca, le infrastrutture e così via.

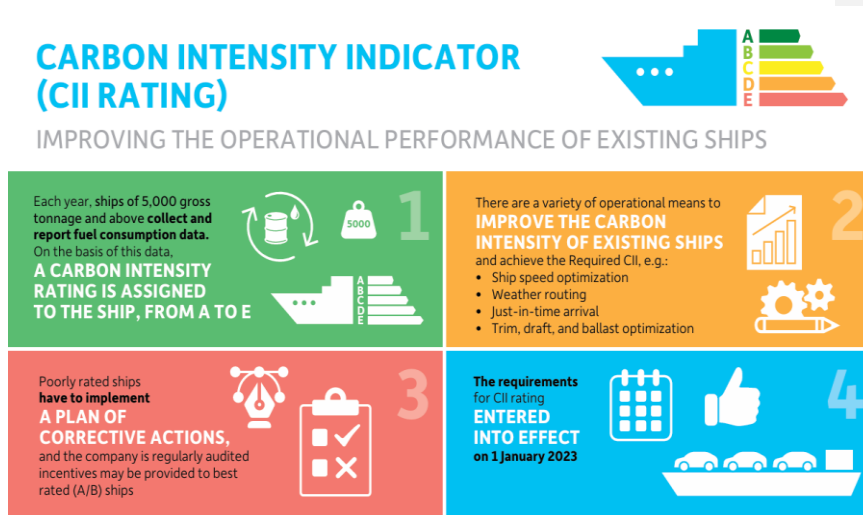
Inoltre, in questa sessione della MEPC sono stati introdotti degli aggiornamenti relativamente al CII e al SEEMP. Per quanto riguarda il CII il comitato ha apportato delle modifiche sulle linee guida relative ai fattori operativi di riduzione dell'intensità di carbonio rispetto alle linee di base, indicando i limiti relativi all'entità dell'intensità di carbonio che devono essere rispettati per raggiungere gli obiettivi previsti. Inoltre, sono stati approvati i progetti di modifica all'annesso VI della MARPOL allo scopo di rendere maggiormente accessibili i dati sul consumo di carburante registrati dall'IMO. Le navi devono quindi registrare i loro consumi di combustibile che poi verranno usati per calcolare il CII. In questo modo si andrà anche a creare un database in forma anonima (non sarà possibile identificare una nave specifica) accessibile al pubblico.

Dopo il 2030 saranno anche sviluppate le misure a lungo termine attraverso l'aggiornamento della strategia GHG programmato per il 2028. Infatti, per garantire un allineamento con i dati dell'IPCC e il progresso tecnologico è previsto che la strategia GHG sia revisionata ogni cinque anni.

Infine, per favorire gli stati membri (soprattutto quelli in via di sviluppo) nella transizione ecologica e nell'attuare la normativa sono stati creati diversi programmi di finanziamento.

In generale il quadro descritto oltre ad avere dei risvolti positivi sotto il punto di vista ambientale apre anche a delle importanti opportunità strategiche ed economiche per le compagnie di navigazione.

Schema CII (figura 1.3)



Fonte: (www.imo.org)

L'immagine presa dal sito dell'IMO serve per avere uno schema generale di quanto descritto e del funzionamento del CII. (<https://www.imo.org/>)

#### 2.1.2.4 Emission Control Area (ECA)

Nell'ambito della regolamentazione internazionale sulla prevenzione dell'inquinamento atmosferico, l'IMO ha previsto anche l'istituzione di aree geografiche specifiche, caratterizzate da una maggiore vulnerabilità. Queste zone sono denominate Emission Control Areas (ECA) e rappresentano aree in cui i controlli sulle emissioni sono significativamente più severi rispetto agli standard globali. Sotto il profilo giuridico, sono sancite dall'Allegato VI della Convenzione MARPOL.

Con l'introduzione delle ECA si vogliono abbattere due principali categorie di inquinanti: gli ossidi di zolfo (SOx) e gli ossidi di azoto (NOx). Nel dettaglio, le aree designate come SECA (Sulphur Emission Control Areas) impongono un limite di zolfo nel combustibile dello 0,10% m/m (massa su massa), una soglia cinque volte inferiore rispetto al limite mondiale dello 0,50% introdotto nel 2020.

L'istituzione di queste zone non avviene direttamente da parte dell'IMO, ma da un complesso processo negoziale. Sono gli Stati costieri dover presentare una proposta

formale, supportata da analisi tecniche che dimostrino come le emissioni navali incidano negativamente sulla salute dei propri cittadini e sull'ambiente. Il Mediterraneo diventa ufficialmente un'area di controllo delle emissioni in data 1° maggio 2025 attraverso l'allegato VI della convenzione MARPOL. Le imprese che operano sia all'interno che all'esterno delle zone ECA hanno la possibilità a seconda della zona in cui stanno operando di usare oli combustibili diversi. Per far ciò prima di entrare in tali aree è obbligatorio essere interamente passati all'uso di combustibili conformi con i limiti dell'ECA. Ogni volta che viene effettuato un cambio di combustibile è richiesto che siano registrati una serie di dati che riguardano: il quantitativo di oli combustibili conformi di cui dispone la nave, la data, l'ora e la posizione della nave nel momento del passaggio da un carburante all'altro.

Le aree di controllo delle emissioni vengono quindi istituite con l'obiettivo di limitare i quantitativi di zolfo contenuti nel bunker e successivamente emessi attraverso il consumo. Gli effetti di questa misura sono evidenti, infatti, con i limiti introdotti nel 2020 sul tenore di zolfo sugli oli combustibili si ottenuta una riduzione del 70% del quantitativo totale di emissione di questi. (<https://www.imo.org/>)

## **1.2 Quadro Europeo**

La commissione Europea l'11 dicembre 2019 ha pubblicato l'European Green Deal. Con questo documento si pone l'obiettivo di affrontare le sfide climatiche e ambientali, in particolare l'obiettivo è quello di azzerare le emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050. Può essere vista come una nuova strategia di crescita che cerca di non essere legata all'uso delle risorse. Questo accordo fa riferimento a tutti i settori economici, ma in questo caso ci concentreremo sul settore marittimo, il quale comunque rappresenta un elemento centrale dell'accordo. Per affrontare la sfida della decarbonizzazione nel settore marittimo il Green Deal individua quattro punti principali:

1. Estensione dell'EU ETS: con questo sistema si vanno ad applicare i meccanismi di prezzo del carbonio al settore marittimo, in modo che il costo del trasporto vada a riflettere l'impatto che esso ha sull'ambiente e sulla salute. L'obiettivo è quello di favorire comportamenti più sostenibili e investimenti in tecnologie a basse emissioni. Inoltre, si vorrebbe estendere l'iniziativa a livello mondiale in modo da impedire una rilocalizzazione delle emissioni di carbonio in paesi in cui il sistema non è applicato.

2. Rivalutazione delle esenzioni fiscali per i carburanti del trasporto marittimo: il Green Deal, infatti, prevede una “attenta revisione delle attuali esenzioni fiscali, anche per i carburanti dell’aviazione e del trasporto marittimo”. Questo è un punto importante perché si vogliono eliminare alcune strutture fiscali che potrebbero sfavorire l’uso di carburanti più sostenibili, cercando quindi di assicurare che i prezzi siano allineati con gli obiettivi climatici.

3. Promozione dei carburanti alternativi e sviluppo delle infrastrutture: per raggiungere gli obiettivi fissati diventa fondamentale rendere disponibili i carburanti alternativi e le infrastrutture necessarie. Con il Green Deal è stata fissata la necessità che la commissione adotti opzioni legislative al fine di promuovere l’adozione e l’uso di combustibili alternativi sostenibili.

4. Riduzione delle emissioni nei porti UE: come sappiamo le emissioni delle navi hanno un grande impatto sulle aree portuali e sulle città costiere. Per questo il Green Deal ha previsto che la Commissione Europea adotti delle norme per regolamentare l’accesso delle navi più inquinanti nei porti europei e per obbligare le navi ormeggiate a usare l’elettricità a terra.

Il Green Deal può essere visto come un percorso da seguire che prevede diversi aggiornamenti e sviluppi normativi relativi agli aspetti sopra descritti. L’accordo, inoltre, individua il settore marittimo come uno dei potenziali protagonisti di questa transizione (Commissione Europea, 2019)

### **1.2.1 “Fit For 55”**

Il Green Deal può essere visto quindi come la visione generale per raggiungere l’obiettivo di neutralità climatica. Per tradurre questa visione in misure concrete nel 2021 la Commissione Europea ha rilasciato un pacchetto legislativo chiamato Fit For 55. Con questo atto l’Unione Europea si impegna a raggiungere una riduzione delle emissioni nette di almeno il 55% entro il 2030. Per l’industria marittima questo comporta dei cambiamenti importantissimi in quanto il settore è molto rilevante anche sotto il profilo delle emissioni. Il testo infatti sottolinea che per ottenere la neutralità climatica è necessario ridurre le emissioni di gas a effetto serra dei trasporti nel complesso del 90% entro il 2050. Con il pacchetto “Fit For 55” la Commissione Europea introduce la fissazione del prezzo del carbonio con leggi specifiche sui combustibili e sulle infrastrutture relativamente al settore marittimo. Questo atto si basa sul principio per cui

la mancata concretizzazione del Green Deal comporterebbe costi più elevati rispetto a quelli necessari per la transizione. Per il nostro settore questo crea la necessità di investimenti pubblici e privati in tecnologie innovative e più pulite.

Inoltre, è fondamentale anche un cambiamento nel comportamento degli operatori e nelle pratiche commerciali. La commissione ha anche sottolineato l'importanza di avere delle politiche che vadano a combinare i prezzi del carbonio, gli obiettivi, la normativa e le misure a sostegno. Questo è necessario poiché la sola imposizione di una normativa rigida senza fissazione di prezzi del carbonio comporterebbe dei costi economici troppo elevati, mentre la fissazione dei prezzi del carbonio senza una regolamentazione specifica porterebbe a fallimenti di mercato.

Per rendere concrete il Green Deal il pacchetto Fit For 55 quindi sviluppa la strategia che si divide in diversi punti principali:

1. La Commissione si propone di estendere l'attuale sistema EU ETS al settore marittimo tra 2023-2025. Punto fondamentale poiché il sistema di scambio di quote di emissione è un meccanismo che consente la riduzione delle emissioni in modo efficiente dal punto di vista dei costi. Inoltre, i proventi possono eventualmente essere usati per sostenere la transizione e l'innovazione (chiaramente il trasporto marittimo oggi fa già parte del sistema EU ETS dal primo gennaio 2025).

2. È stato proposto il FuelEU Maritime, il quale andrà ad imporre un limite massimo al contenuto di gas ad effetto serra generati dall'energia usata dalle navi. Limite che sarà applicato a tutte le navi in partenza o arrivo nei porti dell'UE a prescindere dalla loro bandiera. Tali limiti diventeranno sempre più stringenti con il passare del tempo (anche il FuelEU Maritime è una misura ad oggi già attiva). La combinazione di queste prime due misure va a creare una sorta di sinergia poiché l'ETS fa aumentare il prezzo dei combustibili più inquinanti, mentre il FuelEU Maritime impone limiti diretti sui carburanti che le navi possono usare.

3. Infrastrutture per i combustibili alternativi (AFIR): Il testo non parla specificatamente di infrastrutture marittime, ma fa una menzione generica sull'infrastrutture per i combustibili alternativi "garantirà la necessaria realizzazione di infrastrutture interoperabili e di facile utilizzo per la ricarica e il rifornimento di veicoli più puliti in tutta l'UE". Questo implica anche la realizzazione di infrastrutture necessarie per le navi che usano combustibili alternativi.

4. Revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia: si pone l'obiettivo di adeguare le aliquote minime previste per i combustibili con quelli che sono gli obiettivi ambientali dell'UE. Il testo prevede l'eliminazione delle esenzioni obsolete come quelle nel settore aereo e marittimo. In questo modo si vanno a rendere più attrattivi i combustibili alternativi.

5. Fondo per l'innovazione: è previsto che tale fondo aumenti i finanziamenti per progetti e infrastrutture innovative che favoriscano la decarbonizzazione. Anche in questo caso il testo non fa riferimento specificatamente al settore marittimo, ma risulta chiaro che anch'esso potrà attingere a tale fondo per lo sviluppo e l'adozione di tecnologie e processi produttivi a basse emissioni di carbonio.

Con il pacchetto "Fit For 55" l'UE cerca quindi di allinearsi e rendere concrete le misure citate precedentemente per il Green Deal (Commissione Europea 2021)

### **1.2.2 FuelEU Maritime**

In data 13 settembre 2023 il Parlamento Europeo ha adottato il regolamento 2023/1805 anche conosciuto come FuelEU Maritime. L'obiettivo di questo atto normativo è quello di accelerare il processo di neutralità climatica entro il 2050, garantendo però un elevato standard di performance e certezza giuridica all'interno del settore marittimo. Per raggiungere tale scopo l'atto impone delle norme uniformi che riguardano l'uso dei combustibili rinnovabili, combustibili a basse emissioni di carbonio e sulle fonti di energia sostitutive per tutte le navi che arrivano, sostano o partono dai porti appartenenti agli stati dell'Unione Europea. Il regolamento individua principalmente due punti:

1. Imporre un limite all'intensità media annua di emissioni di GHG derivanti dall'energia usata a bordo della nave. Il limite viene calcolato in un'ottica LCA (usando un approccio Well-to-Wake), promuovendo così le tecnologie e i processi di produzione meno inquinanti.

2. Impone un obbligo per le navi ormeggiate (nei porti di giurisdizione Europea) di usare l'alimentazione elettrica a terra. In questo modo si vanno a ridurre le emissioni causate dalle navi adiacenti alle aree portuali e costiere.

È importante a questo punto spiegare l'ambito di applicazione del regolamento. Infatti, oltre ad avere un'applicabilità limitata all'ambito territoriale, tale regolamento si applica solo alle navi per i trasporti commerciali di passeggeri o merci di stazza lorda

superiore a 5000 tonnellate (sono quindi escluse navi da pesca, ausiliarie, da guerra, governative usate per scopi non commerciali e così via). Questo rende l'atto molto importante poiché i dati confermano che le navi superiori alle 5000 GT rappresentano circa il 90% delle emissioni di CO2 del settore marittimo. Il calcolo viene effettuato sulla base dei porti toccati (vengono quindi stabilite delle regole), ovvero si considera:

1. Tutta l'energia usata dalla nave nel periodo di permanenza nel porto di scalo che si trovi sotto la giurisdizione di uno degli stati membri
2. Tutta l'energia utilizzata per svolgere le tratte tra i porti sotto la giurisdizione degli stati membri (quindi viaggi interni all'Unione Europea)
3. Metà dell'energia usata dalle navi per tratte in arrivo o in partenza da un porto di scalo che si trova in una regione ultraperiferica, ovvero un territorio speciale dell'Unione Europea che non si trova però nel continente europeo.
4. Metà dell'energia usata per tratte in arrivo o in partenza in un porto di scalo di uno degli stati membri se il porto precedente o successivo è sotto la giurisdizione di un paese terzo.

Con questo schema, però, le navi provenienti da paesi extra-UE potrebbero decidere di far scalo in porti non-UE più vicini all'Unione Europea, di modo che il calcolo delle emissioni venga effettuato su una rotta più breve. Per ovviare al problema di questi "scali evasivi", la normativa ha deciso di escludere dal concetto di "porto di scalo" alcuni porti non UE situati nelle vicinanze, che hanno spesso la funzione di principale hub per il trasbordo di container. Inoltre, fino al 31 dicembre 2029 sono previste alcune delle esenzioni temporanee per determinate rotte e porti, come navi passeggeri che operano tra isole e regioni ultraperiferiche (questo è importante per non inficiare negativamente sull'economia di queste regioni).

Per raggiungere gli obiettivi prefissati sono state prese diverse misure. Innanzitutto, dal 1° gennaio 2025 le navi devono rispettare il limite medio annuo di intensità di GHG, che andrà a ridursi gradualmente partendo dal 2% del 2025, al 6% dal 2030, al 14,5% dal 2035, 31% dal 2040, 62% dal 2045 e 80% dal 2050. Calcolo che viene effettuato usando dei fattori di emissioni predefiniti o certificati e che la commissione può aggiornare per integrare le nuove fonti di energia o conformarsi alle norme internazionali.

Un altro aspetto importante del regolamento è quello di incentivare l'uso dei Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RNFBO), ovvero dei carburanti che non

ottengono energia da fonti rinnovabili (ad esempio energia solare o eolica). Per far ciò è stato previsto che nel periodo tra il 1° gennaio 2025 e il 31 dicembre 2033 questi combustibili beneficeranno di particolari incentivi nel calcolo dell'intensità di GHG. La quota di RNFBO usati nel settore marittimo verrà controllata annualmente e se nel 2031 non avrà raggiunto l'1% verrà imposto un sotto-obiettivo che prevede una quota del 2% di RNFBO sulla quota totale di energia annua usata a bordo, questo a partire dal 1° gennaio 2034. Questo punto non sarà applicato nel caso in cui la capacità di produzione sarà insufficiente, se la disponibilità di RNFBO sarà non omogenea o se i prezzi saranno eccessivi.

Un altro requisito del regolamento da approfondire riguarda l'Onshore Power Supply (OPS). È previsto che questa misura entri in vigore a partire dal 1° gennaio 2030, data dalla quale le navi portacontainer e passeggeri ormeggiate nei porti di scalo che rientrano nell'ambito del regolamento saranno obbligate come già detto ad usare l'OPS per tutti i consumi della nave nell'ormeggio. A partire dal 2025 l'obbligo verrà esteso anche a tutti i porti che non rientrano nel regolamento 2023/1804 che dispongono di OPS. Inoltre, per incentivare l'utilizzo dell'alimentazione elettrica a terra questa viene considerata come una tecnologia a zero intensità di carbonio. Ci sono poi delle eccezioni a tale obbligo come, ad esempio, per soste inferiori alle due ore, in caso di utilizzo di altre tecnologie a zero emissioni, circostanze imprevedute e indisponibilità o incompatibilità dell'OPS, per quest'ultimo caso però è previsto che dal 2035 gli ormeggi senza utilizzo dell'OPS saranno limitati ad un massimo del 10% o a 10 degli scali annuali.

Al fine di assicurare il rispetto della normativa il regolamento prevede un rigido sistema di monitoraggio, rendicontazione e verifica (MRV), è stato quindi previsto un piano di monitoraggio che le compagnie dovevano presentare ai verificatori entro il 31 agosto 2024. IL contenuto di tale piano va a descrivere le procedure relative al monitoraggio del consumo di combustibile, delle fonti di energia sostitutiva, dei fattori di emissione (in ottica Well-to-Tank e Tank-to-Wake) e le informazioni relative all'utilizzo di OPS o tecnologie a zero emissioni. Questo piano oltre a dover essere attentamente rispettato è oggetto di revisioni e aggiornamenti periodici.

Un altro aspetto fondamentale è la certificazione dei combustibili, infatti è previsto che i biocarburanti, i biogas, gli RNFBO e i combustibili da carbonio riciclato per essere considerati nel regolamento in questione devono rispettare i criteri stabiliti dalla direttiva

sulle energie rinnovabili (direttiva 2018/2001) ovvero sulla sostenibilità e sulla riduzione delle emissioni che essa stabilisce. I combustibili che non sono in linea con tali criteri o che non rispettano le soglie stabilite di riduzione delle emissioni previste per i carburanti da carbonio riciclato verranno paragonati ai combustibili più inquinanti e quindi avranno i fattori di emissione più sfavorevoli. A tal fine le società devono fornire dati precisi e i certificati sull'intensità di GHG dei combustibili che usano. Come già detto ci si può discostare dai fattori di emissione prestabiliti presentando certificati che attestino i valori effettivi da un sistema riconosciuto o attraverso prove o misurazioni dirette.

Il piano poi dovrà essere controllato da verificatori, ovvero dei soggetti terzi rispetto alle compagnie, che sono responsabili di valutarne i piani di monitoraggio e di verificare la relazione annuale FuelEU che la compagnia marittima deve presentare. Il compito dei verificatori è quindi quello di valutare affidabilità, credibilità, accuratezza e completezza dei dati comunicati relativi alle navi. Sulla base delle verifiche poi calcolano l'intensità annua media di GHG, fanno una relazione di conformità della nave (bilancio per capire se la nave rispetta i limiti) e contano il numero di scali in porti non conformi. I dati così raccolti vengono inseriti nella "banca dati FuelEU" che viene gestita dalla Commissione Europea.

Le navi soggette all'applicazione del regolamento devono presentare entro il 30 giugno del periodo di verifica il "documento di conformità FuelEU" che attesta la conformità ai limiti di intensità GHG e agli obblighi OPS. In caso di mancato rispetto dei requisiti le compagnie vanno incontro a delle sanzioni amministrative definite "sanzioni FuelEU". Queste sono calcolate sulla base del deficit di conformità con i limiti GHG o all'obiettivo RNFB0 e rispetto agli scali che non sono conformi all'obbligo OPS. Le sanzioni sono proporzionate rispetto all'entità del deficit di conformità con il chiaro obiettivo di eliminare tutti i vantaggi economici che potrebbero derivare dalla mancata osservanza dei limiti imposti. Nel caso in cui le compagnie non presentino un documento di conformità valido in maniera ripetuta potrebbero andare incontro a ordini di espulsione dai porti dell'UE se le loro navi battono bandiera di paesi terzi, nel caso in cui invece utilizzino la bandiera di uno stato membro il rischio è quello di ordini di detenzione della nave. È previsto che le risorse finanziarie derivanti da tali sanzioni siano investite per favorire una maggior adozione di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio o per lo sviluppo di infrastrutture utili a tale scopo.

Il regolamento poi introduce tre misure rendendo la normativa più flessibile, agevolando così il rispetto degli obblighi imposti. La prima prende il nome di banking e prevede che le navi con un'eccedenza di conformità in un determinato periodo di riferimento la possono conservare e usare in un periodo successivo per coprire un futuro deficit. La seconda agevolazione prende il nome di Borrowing, in questo caso le navi che presentano un deficit potranno usare (sotto forma di prestito) un'eccedenza che viene anticipata dal periodo successivo, in questo caso sono previste chiaramente delle penalizzazioni e ad ogni modo questo sistema non può essere usato per due periodi consecutivi. Infine, due o più navi possono decidere di unire i bilanci di conformità per ottenere un unico bilancio che rispetti i limiti imposti, questo può essere fatto solo se le navi rispettano certe condizioni e se la conformità complessiva delle navi è positiva (questa facilitazione prende il nome di pooling).

Con il FuelEU Maritime la Commissione ha anche voluto sottolineare l'importanza di una visione non solo europea ma globale per la decarbonizzazione marittima. Con il regolamento è stata anche prevista la condivisione delle informazioni con l'IMO e che nell'evenienza di un accordo globale sulla decarbonizzazione l'UE andrà a revisionare il regolamento per conformarsi alle norme internazionali. (Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, 2023)

### **1.2.3 Emission trading System**

Con la direttiva 2023/959 il Parlamento europeo e il Consiglio vanno a modificare la direttiva 2003/87/CE, con la quale è stato istituito il sistema di scambio di quote di emissioni di gas serra. Inoltre, è stata modificata anche la decisione (UE) 2015/1814 che riguardava la creazione e il funzionamento della riserva stabilizzatrice del mercato in relazione agli ETS. Con questo atto è stato incluso anche il trasporto marittimo nell'Emission Trading System (unico trasporto che non era ancora incluso nel sistema) con l'obiettivo di raggiungere gli obiettivi climatici dell'Unione Europea (riduzione delle emissioni nette dei gas serra del 55% entro il 2030 e neutralità entro 2050). Questa misura introduce nel settore un sistema che impone lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra ed è considerato fondamentale per raggiungere gli obiettivi climatici. I soggetti considerati all'interno del sistema devono prima di tutto ottenere l'autorizzazione per emettere gas ad effetto serra. Una volta che sono autorizzati dovranno restituire ogni

30 settembre un numero di quote che sia uguale alle emissioni totali che hanno prodotto nell'anno precedente. Le quote restituite verranno poi cancellate. La cancellazione delle quote è fondamentale perché così si pone un limite massimo alle emissioni che si possono produrre (con la cancellazione praticamente si va a diminuire la quantità di “permessi sul mercato”), inoltre facendo diminuire gli ETS disponibili se ne fa aumentare il prezzo (questo incentiva sicuramente le imprese a inquinare di meno) e infine serve anche per allinearsi con gli obiettivi climatici, i quali diventano più stringenti andando avanti con gli anni. Per cui le quote usate o ritirate dal mercato verranno cancellate definitivamente. Un altro punto importante della direttiva è che gli obblighi di pagamento delle quote dipendono dalle tratte percorse: le emissioni generate da trasporti effettuati tra porti di stati membri devono essere completamente coperte dagli ETS (100%). Invece per tratte tra un porto di uno stato membro e di uno stato terzo si devono coprire solo il 50% delle emissioni. Infine, bisogna coprire il 100% delle emissioni generate dalle navi all'interno dei porti degli stati membri. Al fine del calcolo delle quote di emissione vengono presi in considerazione anche altri gas ad effetto serra oltre alla CO<sub>2</sub>. In particolare, a partire dal 1° gennaio 2026 vengono inclusi nell'EU ETS anche il Metano e il Protossido di azoto. Il soggetto considerato responsabile del rispetto alla conformità all'EU ETS è la società di navigazione, con questo termine facciamo riferimento all'armatore, all'organizzazione o alla persona che ha assunto l'esercizio della nave. Ogni società di navigazione viene considerata sotto la responsabilità di un'autorità di riferimento, ovvero sotto uno stato membro che viene determinato sulla base di un set regole: se la nave è registrata in uno stato membro allora sarà sotto la responsabilità di tale stato. Se invece la nave batte la bandiera di uno stato terzo verrà considerata sotto la responsabilità dello stato membro con cui si prevede avrà un maggior numero di affari, ovvero nel paese in cui è previsto che farà un maggior numero di scali. Infine, se è registrata in un paese terzo e non ha svolto tratte precedenti in stati membri sarà considerato sotto la responsabilità dello stato membro in cui la nave ha svolto la sua prima tratta.

Il sistema, come molte delle normative Europee, ha previsto un periodo iniziale di introduzione graduale consentendo alle compagnie di prepararsi e iniziare ad abituarsi alla direttiva. Quindi per il 2024 era previsto che venissero restituite solo il 40% delle emissioni totali per poi diventare il 70% nel 2025 e del 100% dal 2026 in poi.

L'attività di monitoraggio, comunicazione e verifica delle emissioni totali generate dalle varie compagnie di navigazione avviene secondo quanto previsto dal regolamento 2015/757 (UE) con la possibilità per le autorità responsabili di ricevere assistenza dall'EMSA (Agenzia europea per la sicurezza marittima) o da altre organizzazioni competenti.

Entro il 30 settembre 2027 le compagnie di navigazione dovranno quindi restituire quote ETS pari al 100% delle emissioni verificate nell'anno precedente (2026). Se tale obbligo non viene rispettato e le misure adottate dall'autorità di riferimento non sono considerate sufficienti, gli altri stati membri possono a loro volta adottare misure e quindi agire solidalmente. Come misura ultima gli stati membri diversi dallo stato di bandiera della nave possono rifiutare l'accesso nei propri porti alle navi della società inadempiente. Mentre lo stato membro di cui la nave batte bandiera può negare le spedizioni alla compagnia non conforme.

La normativa poi vuole garantire il principio secondo cui il soggetto che inquina è anche quello che dovrebbe pagare. Per cui nonostante la compagnia di navigazione venga comunque considerata l'unica responsabile nei confronti dell'autorità di riferimento per l'adempimento degli obblighi derivanti dalla direttiva, gli viene data la possibilità ai sensi del diritto nazionale di chiedere un rimborso per i costi legati alla restituzione delle quote al soggetto le cui decisioni hanno effettivamente inciso sulle emissioni di gas ad effetto serra prodotte dalla nave, si pensi ad esempio all'entità di carico trasportato, alle rotte effettuate o alla velocità della nave.

Il quadro normativo descritto e in particolare gli ETS portano inevitabilmente ad un aumento dei costi per il settore marittimo con il conseguente rischio di scali evasivi da parte delle compagnie di navigazione. Per ridurre tale rischio la direttiva esclude dalla definizione di porto di scalo le attività che riguardano: soste per rifornimento di carburante, cambio di equipaggio, riparazioni e trasbordo di container se il porto si trova ad una distanza minore di 300 miglia nautiche dal porto di uno stato membro e/o se la quantità di trasbordo di container è maggiore del 65% del traffico di container totale. Inoltre, per determinate attività ci sono delle deroghe temporanee (fino alla fine del 2030) relativamente all'obbligo di restituzione delle quote. Alcuni esempi sono: le navi di classe ghiaccio hanno la possibilità di restituire un quantitativo di quote pari al 5% in meno delle emissioni totali. Sono previste deroghe anche per isole con meno di 200.000 residenti per le tratte dall'isola ad un porto dello stesso stato membro se l'isola non ha un collegamento

con la terra ferma, in questi casi lo stato membro può far richiesta per una deroga temporanea in queste tratte. Anche nell'ambito dei servizi pubblici transnazionali, due stati membri possono richiedere deroghe per le tratte effettuate da navi passeggeri o ropax effettuati sulla base di un obbligo o contratto di servizio pubblico. Infine, per le emissioni generate nelle tratte effettuate tra una regione ultraperiferica di uno stato membro e lo stato membro stesso non sussiste l'obbligo di restituzione delle quote.

Con a direttiva che stiamo analizzando inoltre si va a modificare uno degli strumenti introdotti dalla decisione (UE) 2015/1814, ovvero la Riserva Stabilizzatrice di Mercato (RSM). Questo strumento è stato creato con il chiaro obiettivo di porre rimedio ai potenziali squilibri che si possono creare tra la domanda e l'offerta di ETS sul mercato, con l'RSM l'Unione Europea vuole garantire il raggiungimento degli obiettivi climatici in modo più sostenibile sotto il profilo dei costi.

Con questa riserva si vanno quindi a rilasciare (svincolando) o togliere dal mercato (integrando) quote sulla base del Numero Totale di Quote in Circolazione (TNAC). Se il numero di quote in circolazione supera i 1096 milioni allora la riserva integra una parte delle quote. Quindi la principale modifica che la direttiva apporta rispetto alla decisione (UE) 2015/1814 è quella di includere anche i dati sulle emissioni e sulle quote rilasciate dalle società di navigazione nel calcolo del TNAC. La direttiva poi stabilisce tre condizioni legate all'aumento dei prezzi medi che comportano uno svincolo di quote dalla riserva:

1. Si valuta il prezzo medio delle quote nel momento delle aste e se questo è superiore al doppio del prezzo medio delle quote nei sei mesi precedenti, la riserva svincola 50 milioni di quote. Nel periodo 2027 e 2028 perché si applichi questa regola basta che il prezzo medio delle quote sia superiore ad 1,5 volte il prezzo medio delle quote nei sei mesi precedenti.

2. Si vuole cercare di mantenere il prezzo almeno fino al 31 dicembre 2029 pari a 45€, è quindi previsto che, se il prezzo medio degli ETS supera i 45 euro per due mesi, vengano rilasciate 20 milioni di quote. La commissione ad ogni modo si è imposta di valutare e rivedere questo parametro per decidere se mantenerlo anche dopo il 2029.

3. Se il prezzo medio supera il triplo del prezzo medio delle quote nei sei mesi precedenti saranno rilasciate 150 mln di quote dall'RSM.

Infine, con la direttiva la Commissione si impegna anche a rivedere le disposizioni sul trasporto marittimo nel caso di aggiornamenti internazionali (si vorrebbe una misura globale legata al mercato da parte dell'IMO). La commissione però valuterà la possibilità e la necessità di applicare un obbligo di restituzione superiore al 50 % anche per le emissioni generate su tratte con paesi terzi, a meno che l'IMO non adotti una misura globale entro il 2028. (Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, 2023)

## **Capitolo II - analisi carburanti alternativi**

### **2.1 Panoramica carburanti alternativi**

Volendo evidenziare le principali aree di sfida per la decarbonizzazione marittima lo studio Zero emission shipping mission overview (2022) evidenzia tre principali macroaree.

Una prima sfida è legata al costo delle navi. I prezzi delle navi alimentate a combustibili alternativi non sono comparabili a quelli delle navi a combustibili convenzionali. Quindi c'è bisogno di un'accelerazione nello sviluppo tecnologico e anche commerciale di vari elementi quali tecnologie di celle a combustibile, sistemi di misurazione delle emissioni, flessibilità dei motori e sviluppi in infrastrutture e nello stoccaggio di determinati combustibili. In questa area rientra anche l'aspetto legato alla densità energetica dei combustibili alternativi e quindi l'impatto che questo ha sull'ottimizzazione della velocità, gli spazi dedicati al carico e la frequenza di bunkeraggio.

Poi abbiamo sfide dirette sui carburanti alternativi. Si prevede che per una più agevole adozione di combustibili a emissioni zero questi non dovrebbero superare di più del 10/20% il prezzo dei combustibili convenzionali. Inoltre, ci sarebbe la necessità di sviluppi tecnologici al fine di migliorare l'efficienza di conversione delle materie prime, lo stoccaggio (per renderlo sicuro, a basso costo e ad alta capacità) e la garanzia di disponibilità di carburanti alternativi per un approvvigionamento adeguato.

Infine, abbiamo la sfida legata alle infrastrutture per il bunker. Il bunkeraggio è un elemento fondamentale del processo di decarbonizzazione di questo settore. In questo caso il tema è quello di individuare i processi e gli standard per una manipolazione sicura

e la formazione dei lavoratori per la gestione del bunkeraggio nei porti. Inoltre, ai porti dovrebbe essere garantita flessibilità nel pianificare gli investimenti in infrastrutture che assicurino la compatibilità tra i sistemi di rifornimento del porto e i sistemi delle navi. (Mission Innovation, 2022).

La scarsità di infrastrutture adeguate rappresenta sicuramente un grosso limite all'adozione su larga scala dei combustibili alternativi. Questo provoca delle riduzioni nella flessibilità operativa andando a destare preoccupazioni nelle compagnie marittime. Per tale motivo le aziende stanno adottando varie strategie per ridurre il rischio. Un primo approccio prevede la collaborazione delle compagnie con le autorità portuali e con gli operatori dei terminal finalizzati a dei coinvestimenti che garantiscono la disponibilità di fuel alternativi negli hub delle rotte più importanti. Un argomento interessante sono sicuramente i green corridors, ovvero rotte nelle quali le alternative a zero o quasi emissioni di carbonio sono sostenute dal quadro normativo e dalla presenza di infrastrutture adeguate. Sostenere lo sviluppo delle infrastrutture per questi carburanti è fondamentale perché solo in questo modo si può garantire efficienza nelle operazioni. (Wanying Zhang et al., 2025)

Guardando l'orderbook globale delle navi da consegnare nel periodo tra 2025 e 2030 si evince che la transizione ai carburanti alternativi è già iniziata con una quota del 36% di navi ad alimentazione alternativa ordinate sulla quota totale degli ordini. Di questo 36% la maggior parte sono a LNG confermando il suo ruolo di protagonista tra gli *alternative fuels* in questa fase. Inoltre, i dati mostrano come il metanolo sia un combustibile che sta ricevendo attenzioni, anche se la maggior parte di queste sono navi che possono passare dall'alimentazione convenzionale a quella a metanolo (definite "methanol ready") (RINA Consulting S.P.A., 2025).

La società di classificazione giapponese periodicamente rilascia dati sulle tendenze relative all'adozione di navi che possono usare i combustibili alternativi. I dati raccolti e usati riguardano le navi soggette al sistema di raccolta dati dell'IMO (DCS) e alle misurazioni CII, ovvero quelle di stazza uguale o superiore alle 5000 GT. Tra queste non rientrano le navi che trasportano LNG. (ClassNK, 2025)

Dalla fine di giugno 2025 l'orderbook delle navi alimentate a LNG rappresentano una quota che supera la metà (54%) delle navi totali alimentate a fuel alternativi, al

secondo posto con l'orderbook più alto sono le navi alimentate a metanolo con una quota molto più bassa (28%). Nonostante il tasso di nuove costruzioni di navi che usano carburanti alternativi sia elevata per alcuni segmenti, come ad esempio le portacontainer, la quota si sta livellando, quindi non si assiste ad una crescita dei tassi di new building nonostante la quota sia abbastanza alta. In una curva di adozione si assisterebbe ad una fase di appiattimento della curva di new building se si va a fare un confronto per anno. A conferma della tesi espressa possiamo valutare i trend previsti dal ClassNK sia sulle navi di nuova costruzione che sulle navi in servizio. Per quanto riguarda le nuove costruzioni, si è passati dal 2015 in cui le navi a carburanti alternativi erano poche e praticamente la totalità erano LPG (4) e LNG (6) e 1 ad idrogeno. Questo trend si è mantenuto abbastanza costante fino al 2020. Dal 2021 i newbuilding di navi a LPG, LNG e Metanolo hanno subito una rapida crescita raggiungendo picchi nel periodo seguente per poi, come precedentemente descritto, raggiungere una sorta di appiattimento dell'ipotetica curva. Nel periodo successivo al 2025 sono poi previsti dei picchi con nuove costruzioni anche di navi alimentate ad ammoniacca, mentre le navi ad idrogeno continuano a rappresentare una quota molto piccola. Infine, si assiste all'inizio di un declino della curva a partire dal 2028 con un importante riduzione nel 2029. Se fosse una curva di diffusione potremmo vedere il primo periodo descritto come un periodo di incubazione caratterizzato da una tecnologia poco conosciuta e una normativa meno stringente, a partire dal 2018/2020 inizia un periodo di rapida crescita, legata ad una maggior conoscenza delle performance di queste tecnologie e soprattutto ad una normativa diventata sempre più stringente e penalizzante nei confronti delle emissioni di GHG (ad esempio 2018 prime normative più stringenti e poi 2023 strategia GHG). Il declino della curva nel periodo prima del 2030 potrebbe essere spiegato dalla necessità di valutare altre tecnologie ad oggi ancora non pienamente sviluppate come ad esempio altri *alternative fuels* (es. idrogeno). Inoltre, dopo il 2030 l'IMO prevede di sviluppare le misure a lungo termine, mentre i regolamenti europei e le linee IMO prevedono aggiornamenti per rendere le misure più severe man mano che passa il tempo, anche perché l'obiettivo IMO per il 2040 diventa di ridurre le emissioni totali di GHG almeno del 70% con l'obiettivo dell'80%. Questo potrebbe generare incertezza sulle navi e sulle tecnologie migliori o comunque meno penalizzate dopo il 2030 (potrebbe essere rischioso fare un investimento in una nave nel 2029 ad esempio, questo però potrebbe anche aprire spazio manovre speculative).

Per quanto riguarda i trend delle navi in servizio alimentate da combustibili alternativi nel periodo dal 2015 al 2029 si assiste ad una crescita continua con una prevalenza di navi a LNG seguite da quelle a Metanolo e LPG. Infine, piccolissime quote sono occupate da navi alimentate ad ammoniaca e a idrogeno. In questo caso chiaramente non si assiste ad una riduzione poiché le navi di nuova costruzione si sommano con quelle costruite negli anni precedenti. Una riduzione evidenzerebbe una tendenza a rottamare, mandare fuori servizio e non costruire più navi ad alimentazione non convenzionale. Al fine di valutare i trend futuri, ClassNK a partire dal 2025 ha incluso nelle sue valutazioni gli orderbook.

Un'altra valutazione utile al fine della nostra analisi deve essere svolta sulla quota di navi alimentate ad alternative fuels in servizio e ordinate, rispetto alla quota coperta da navi alimentate da fuel tradizionali. Nel 2025 la quota di navi alimentate a carburanti alternativi rispetto a quelle che usano carburanti convenzionali è molto piccola (2,2%). L'aspetto interessante è però che la quota di tonnellaggio lordo sia in proporzione superiore rispetto alla quota calcolata sul numero di navi (3,8%). Per quanto riguarda gli ordini da come si può evincere anche dall'analisi precedente la quota di navi che usano alternative fuels aumenta di molto (23,3%) anche in questo caso il tonnellaggio lordo rappresenta una quota più rilevante in proporzione (38,5%). Il fatto che la quota di GT sia superiore rispetto alla quota del numero di navi potrebbe essere spiegato sia dalla tendenza al gigantismo navale, sia dal fatto che queste navi vanno a sostituire quelle più vecchie alimentata da combustibili convenzionali. La seconda ipotesi è una questione intrinseca. Mentre la prima ipotesi è sostenuta dai dati forniti da ClassNK che mostrano il segmento delle portacontainer come uno di quelli con le quote più alte di navi (alimentate a fuel alternativi) in servizio e ordinate (poiché è il segmento che più di tutti punta al gigantismo navale), inoltre se le portacontainer così alimentate vanno a sostituire quelle di vecchia generazione la quota di GT delle navi che usano alternative fuels aumenta di molto (ClassNK, 2025).

Dall'analisi di ClassNK sui vari tipi nave emerge che i principali segmenti impegnati sull'impiego di navi con carburanti alternativi sono le portacontainer, le vehicle carriers e le LPG carriers. Nonostante ad oggi siano in grande minoranza rispetto a quelle che usano combustibili convenzionali gli ordini mostrano un andamento diverso, con quote di navi a combustibili alternativi per questi segmenti che superano quelli delle navi

a combustibili alimentate a fuel convenzionali. Discorso diverso invece va fatto per le LNG carriers che già ad oggi utilizzano quasi totalmente carburanti alternativi e la totalità degli ordini prevede navi alimentate con tali carburanti. Per quanto riguarda gli altri segmenti navali come ad esempio: bulk carriers, crude oil tankers, product/Chemicals tankers e Bulk carriers si può notare dagli ordini un impegno nella transizione, ma l'alimentazione a combustibili convenzionale rimane predominante. (ClassNK, 2025)

Un'altra considerazione va fatta sulla compatibilità tra l'operatività della nave e le caratteristiche tecniche dei carburanti. Infatti, alcuni carburanti hanno un basso contenuto energetico, il che vuol dire che per impiegarli su rotte più lunghe richiederebbero volumi di spazio eccessivi e quindi diventano più interessanti sulla navigazione di breve raggio come, ad esempio, per i traghetti e per le ship to shore. Un'alternativa interessante applicabile alle navi da carico per ridurre le emissioni potrebbe essere il supporto delle energie rinnovabili (come vento e sole). Risulta evidente che non esiste una soluzione unica per tutte le navi, ma piuttosto bisogna fare delle valutazioni sulla tipologia di nave, la potenza installata e il tipo di navigazione e questo va fatto nell'ottica di una normativa che diventerà sempre più severa sulle emissioni. Ad esempio, le portacontainer di linea che effettuano rotte lunghe e hanno una potenza installata importante hanno bisogno di carburanti che abbiano un contenuto energetico per volume maggiore, discorso simile si può fare per le navi da crociera. (RINA et al., 2023)

L'adozione dei carburanti alternativi fa sorgere quindi diverse criticità legate sia al quantitativo disponibile di combustibili sia sulla rete infrastrutturale (infrastrutture legate all'immagazzinamento, alla distribuzione e per il rifornimento di queste fonti energetiche). Inoltre, ci sono zone del mondo ricche di biomasse, rifiuti e fonti di energia rinnovabile nelle quali vengono prodotti i combustibili alternativi (sintetici e biologici) che però non sono dotate delle infrastrutture più adatte o comunque si trovano in luoghi lontani dalle infrastrutture finali andando a gravare sulla logistica.

Per quanto riguarda le infrastrutture è previsto che i trend di orderbook delle navi alimentate ad alternative fuels dovrebbero stimolare la domanda e quindi la costruzione di adeguate strutture per il rifornimento delle navi. Si prevedono infatti investimenti in progetti legati al bunkeraggio. Un progetto molto interessante in tal senso sono i Green Shipping Corridors, si tratta di rotte nelle quali viene garantita la disponibilità di alcuni

carburanti verdi. In questo senso anche l'Italia ha un ruolo importante e dovrebbe garantire la reperibilità dei carburanti alternativi almeno per le rotte più importanti come ad esempio Far-East-Europa. Determinati carburanti come i biofuels sono già compatibili con le infrastrutture esistenti, mentre per altri sono necessarie nuove infrastrutture di bunkeraggio. (RINA et al., 2023)

Oggi la maggior parte dei motori ordinati per le navi mercantili sono motori dual fuel. In particolare, c'è un aumento nella richiesta di motori bi-fuel diesel-LNG con la possibilità durante la vita della nave di poter passare a metanolo o ammoniaca. Questi motori sono molto interessanti anche strategicamente perché consentono alla compagnia di passare da un carburante all'altro a seconda della disponibilità e della necessità. In particolare, c'è stata una crescita nell'adozione di questa tecnologia a partire all'incirca dal 2016 e con aumenti sempre maggiori anche in relazione ad un quadro normativo che è diventato più stringente. (RINA Consulting S.P.A., 2025)

Per fare una panoramica completa sui carburanti alternativi è fondamentale parlare dei costi ad essi legati e fare un paragone con i carburanti convenzionali. Analizzando quindi i costi legati allo shipbuilding, il costo diretto del carburante e i costi derivanti dal quadro normativo. Gli studi confermano che l'utilizzo dei carburanti alternativi comporterebbe un aumento dei costi nella costruzione delle navi e del costo per il carburante stesso rispetto a quelli legati ai carburanti convenzionali, al contrario il quadro regolamentare cerca di controbilanciare questi maggiori costi favorendo i fuel alternativi. Per quanto riguarda i costi delle costruzioni delle navi, i principali motivi per il maggior costo derivano dalla necessità di serbatoi specifici e diversi sistemi per la fornitura dei carburanti alternativi. Mediamente si stima che i costi vanno dal 20% al 40% in più rispetto alla costruzione di navi convenzionali. Questo significa che, se ipotizziamo che il valore medio di una portacontainer tra 2021 e 2023 si aggirava circa intorno ai 230 mln significa che una nave con carburante alternativo, a seconda del tipo di alimentazione, avrebbe un prezzo finale compreso tra i 276 mln e i 322 mln. Per quanto riguarda i costi legati al quadro normativo le misure adottate e già descritte nel capitolo precedente chiaramente hanno l'obiettivo di favorire l'adozione dei carburanti a zero o comunque basse emissioni. Nonostante queste misure volte a penalizzare l'alimentazione tradizionale il costo medio dei carburanti alternativi potrebbe rimanere più alto di quelli convenzionali anche fino al 2050. Tuttavia, è previsto che questo gap nei prezzi si riduca

grazie alle misure sopracitate, all'aumento della produzione e quindi dell'offerta. L'aumento dell'offerta inciderà positivamente (per le compagnie marittime), ma anche la domanda è destinata a crescere limitando l'effetto dell'aumento dell'offerta sui prezzi. (ClassNK, 2025)

I carburanti alternativi rimarranno più onerosi rispetto ai carburanti convenzionali per cui il settore incontra anche questo limite alla loro adozione, oltre ovviamente ad un elevato livello di incertezza ed elevati investimenti per la loro adozione. La differenza si vede non solo in termini di prezzi ma anche di densità energetica, andando ad esempio a paragonare prezzo e densità energetica del VLSFO (e non è nemmeno il più economico) con gli altri *alternative fuels*, il risultato propende largamente in favore del primo. Anche lo studio EMSA fatto nel 2022 andava a confermare questa tesi. Per riequilibrare ciò interviene la normativa con le misure descritte nel capitolo 1 (es ETS).

Ci sono poi altri costi da considerare oltre al prezzo, per usare tali carburanti sono necessari investimenti diversi come in motori, negli impianti di stoccaggio e così via (CAPEX). (RINA et al., 2023)

Si tratta quindi di una decisione strategica che implica sia costi legati direttamente all'uso del carburante (possiamo definirli come OPEX) sia costi legati alla costruzione di navi nuove e al retrofitting (CAPEX). I dati suggeriscono come le navi compatibili con i carburanti convenzionali come l'HFO sono quelli che presentano i CAPEX più bassi. La conseguenza diretta dei CAPEX più alti sostenuti dalle navi con carburanti alternativi è stata lo sviluppo e la grande adozione del retrofitting attraverso dual-fuel e celle a combustibile.

I costi del bunker nel settore marittimo poi rappresentano mediamente il 40/50% dei costi operativi della nave. Un costo più elevato del carburante rappresenta sicuramente una preoccupazione per gli armatori. Inoltre, i prezzi dei carburanti alternativi a causa della scarsa disponibilità e di limiti infrastrutturali sono soggetti a maggiore volatilità rispetto ai carburanti convenzionali. Questa volatilità potrebbe essere limitata dallo sviluppo tecnologico.

Un ultimo fattore di costo legato ai carburanti alternativi è il bisogno di maggiori volumi di stoccaggio (più bassa densità di energia volumetrica) questo può significare

minori spazi per il carico e quindi minor carico pagante (minori ricavi). (Wanying Zhang et al., 2025)

In questa analisi è importante anche la sicurezza. I carburanti alternativi devono essere gestiti attentamente in questo senso. I principali rischi sono quelli legati all'infiammabilità, alla tossicità, il potenziale impatto legato alle perdite e in generale i rischi legati allo stoccaggio. Diventa fondamentale l'adozione di sistemi di controllo che supervisionino le perdite, prevedano ispezioni regolari e siano definiti dei protocolli per affrontare tempestivamente le emergenze al fine di rendere la movimentazione più sicura. In questo senso le società di classificazione hanno sicuramente un ruolo molto importante attraverso l'applicazione di standard rigidi e il rilascio di certificazioni che attestino la conformità al quadro normativo. Questa analisi va fatta per ogni carburante al fine di una adozione sicura, poiché ognuno presenta profili di sicurezza e delle caratteristiche molto diverse. (Wanying Zhang et al., 2025).

Molti dei nuovi combustibili necessitano quindi di nuovi processi legati alla sicurezza perché alcuni presentano dei livelli di infiammabilità e di tossicità più alti rispetto a quelli convenzionali e questo rappresenta un importante fattore di rischio in caso, ad esempio, di perdite o rilascio di carburante.

Un altro argomento che merita di essere discusso riguarda il contenuto energetico di queste fonti. Infatti, ci sono dei carburanti che presentano livelli di contenuto energetico minori rispetto ad altri e questo significa che per coprire la stessa distanza una nave alimentata con questi combustibili ha bisogno di maggiori spazi in termini di volume (poiché deve bruciare una quantità maggiore di carburante per completare il viaggio). La riduzione degli spazi destinati al carico fa sorgere il bisogno di impiegare tecnologie in grado di ridurre il volume occupato da questi carburanti (ad esempio tecnologie di liquefazione a basse temperature e la compressione ad alta pressione). (RINA et al., 2023)

Gli sviluppi relativi ai combustibili alternativi sono visti come una misura di medio-lungo termine. Fortunatamente esistono diverse altre soluzioni tecnologiche. Tra queste quelle maggiormente considerate in questo periodo sono i sistemi di propulsione attraverso le vele e i sistemi di cattura e immagazzinamento del carbonio a bordo (CCS). (ClassNK, 2025).

I trend suggeriscono un aumento di investimenti in sistemi di cattura del carbonio nel prossimo decennio. Questi sistemi possono essere sfruttati in due fasi distinte del processo. Possono essere utilizzati prima della combustione andando a lavorare direttamente sul trattamento dei carburanti. La cattura della CO<sub>2</sub> alternativamente può essere fatta sui gas di scarico. In questo secondo caso potrebbe essere importante la combinazione con gli scrubber (riducono emissioni di particolato e zolfo) consentendo così a questa tecnologia di operare. Questo tipo di procedimento sui gas di scarico può portare ad una cattura di una quota fino al 90% di CO<sub>2</sub> che poi dovrà essere purificata. Il risultato finale del processo chimico è il calcare (calcare che non è considerato un rifiuto vietato potendo così formare delle sorte di depositi di CO<sub>2</sub> sotto forma di una sostanza inorganica e non nociva). (RINA et al., 2023).

Un'altra alternativa tecnologica interessante che sta ottenendo una buona diffusione sono proprio gli scrubber. Tuttavia, dopo una crescita esponenziale dal 2018, a partire circa dal 2020 le curve mostrano un'importante riduzione di inclinazione e quindi una minor tasso di nuove adozioni. Il motivo per cui gli scrubber hanno un tasso di adozione che va appiattendosi è legato al fatto che la differenza di prezzo tra gli HSFO e i VLSFO è diminuita notevolmente rendendo meno convenienti gli scrubber. Le stime prevedono un appiattimento della curva intorno al 2030. Lo scrubber sostanzialmente è una specie di filtro (di scarico) che consente una riduzione di concentrazione nelle emissioni di microinquinanti come gli ossidi di azoto e gli ossidi di zolfo, permettendo a determinati carburanti come gli HSFO di essere conformi alla regolamentazione IMO e di rispettare i limiti delle ECA. Questo viene fatto per poter usare un carburante meno costoso rispetto al VLSFO. La soluzione risulta abbastanza interessante poiché consente alle navi già in servizio, che operano con combustibili che altrimenti non sarebbero conformi, di poter operare lo stesso senza dover sostenere gli elevati costi di conversione della nave per usare altri carburanti. Tuttavia, questa tecnologia incontra diversi ostacoli nella sua adozione. L'investimento iniziale per la sua installazione può essere molto gravoso, inoltre la manutenzione può avere costi abbastanza elevati e richiedere specialisti e controlli regolari. Gli scrubber poi a seconda delle condizioni operative possono rilasciare acque di scarico negli oceani, questo è un pericolo soprattutto per le aree marine più sensibili. Nel breve termine possono rappresentare una misura efficace, ma nel medio

lungo termine potrebbero perdere di importanza a fronte di un quadro normativo più stringente e allo sviluppo dei fuel alternativi. (RINA Consulting S.P.A., 2025).

Un altro concetto interessante è quello di “nave ready”). Questo concetto nasce dalla difficoltà delle compagnie armatoriali nel definire in quali asset nave investire ed è legato al gap temporale che c'è tra l'ordine e il varo della nave.

Come abbiamo visto sia l'ambito tecnologico che normativo attualmente sono abbastanza incerti e quindi in continuo sviluppo. Per le compagnie armatoriali investire in una determinata nave o tecnologia può risultare molto rischioso nel momento in cui non è sicuro quale sarà la tecnologia o il combustibile che prevarrà in futuro. Quindi le navi ready sono progettate e costruite al fine di consentire una loro facile e rapida transizione ad una nuova tecnologia o sistema che consentano di sfruttare potenzialmente uno dei carburanti alternativi. Si tratta di navi pronte, in caso di necessità, a subire un retrofit che gli permetterà di utilizzare un determinato carburante. Nella costruzione di queste navi gli armatori si trovano di fronte alla decisione tra installare fin da subito le tecnologie che consentono il passaggio ad un altro combustibile (ad esempio motori dual fuel) oppure sostenere l'installazione nel momento del bisogno. La tendenza è quella di rimandare queste installazioni per evitare l'invecchiamento, l'obsolescenza e i costi di manutenzione che si dovrebbero sostenere pur non usando quella tecnologia. Sul piano regolamentare in questo ambito siamo ancora indietro infatti ad oggi l'IMO ha disposto delle linee guida solo relativamente alle navi ready per il metanolo. Negli altri casi è richiesta l'approvazione per il design di queste navi, ma le amministrazioni che hanno il compito di approvazione non sono uniformi rendendo il quadro ancora più complesso. L'approvazione poi è soggetta ad un altro processo di verifica nel momento in cui la nave viene convertita per controllare che sia conforme con le nuove norme statutarie e di classe (RINA et al., 2023).

Nell'analisi dei carburanti alternativi sono valutati anche la loro compatibilità con le navi e il loro stoccaggio, questi limiti si cercano di superare attraverso retrofitting e nuove costruzioni. I principali metodi per rendere compatibili i motori sono i motori dual fuel e le celle a combustione queste ultime permettono una più pulita conversione dell'energia chimica in elettricità. I motori dual fuel sono molto interessanti perché sfruttando entrambi i carburanti ottenendo una combustione quasi completa e riducono i

limiti legati alla scelta della tecnologia e le possibili interruzioni operative a causa della mancanza di disponibilità dei carburanti. Inoltre, il retrofit per i dual fuel è considerata una tecnologia abbastanza matura ed economica. Tuttavia, richiede interventi ingegneristici molto complessi (Rina et al., 2024).

Con la normativa che diventerà sempre più stringente alcune navi diventeranno non più conformi e dovranno uscire dal mercato. Diventa quindi interessante l'attività di retrofitting che consente di aggiornare i motori con lo scopo di adottare combustibili a zero emissioni, lo stesso vale per tutte le tecnologie fuel-saving utili per rendere la nave più performante in termini di emissioni. Queste decisioni chiaramente vengono prese dalle compagnie tenendo conto della fattibilità tecnica, economica e di quella che è la vita residua della nave. Il retrofitting però è molto interessante poiché permette di adeguarsi ad una normativa più stringente e a rispettare gli obiettivi di decarbonizzazione nel breve termine (RINA et al., 2024).

Con il capitolo che segue si vogliono andare ad analizzare i carburanti alternativi. In generale i carburanti possiamo dividerli in tre macrocategorie:

- Carburanti fossili: andremo a svilupparne alcuni anche perché ci saranno utili per fare confronti. In questa categoria rientrano Heavy Fuel Oil (HFO), Low Sulphur fuel Oil (LSFO), Ultra Low Sulphur Fuel Oil (ULSFO), Very Low Sulphur Fuel Oil (VLSFO), Marine Diesel Oil/ Marine Gas Oil (MDO/MGO), LNG, LPG, metano, idrogeno, metanolo, etanolo, etano e ammoniaca.

- Biofuels: Biodiesel, Hydrotreated Vegetable Oil (HVO), Bio-LNG, Bio-Methanol, Bio-Ethanol, Bio-idrogeno, Bio-Gas Naturale.

- E-fuels: e-diesel, e-metanolo, e-LNG, e-ammoniaca, e-idrogeno. (Lucci A., 2025)

## **2.2 Analisi carburanti alternativi**

Questo capitolo entra nello specifico dei vari carburanti andando ad analizzare i più interessanti. In particolare, l'analisi si concentrerà sulle caratteristiche specifiche, sui problemi legati alla sicurezza, sugli impatti ambientali, gli aspetti economici e di mercato, la disponibilità e la compatibilità di infrastrutture e navi, sulla valutazione del carburante in ottica LCA e sullo stato della tecnologia e dei progetti.

### **2.2.1 LNG**

### 2.2.1.1 Caratteristiche tecniche e tecnologiche

L'LNG è un combustibile alternativo composto principalmente da metano (tra il 70% e il 99%), la trasformazione dallo stato gassoso a quello liquido avviene a una temperatura di circa  $-162^{\circ}\text{C}$  e questo consente di ridurre notevolmente il volume occupato dal carburante (fino a 600 volte), garantendo così lo stoccaggio di una maggior quantità di carburante in serbatoi specializzati. Un'altra caratteristica positiva è la sua densità energetica che risulta superiore rispetto ad altri *alternative fuels*, questo consente minori consumi di carburante e una maggior autonomia operativa. Per la transizione marittima è ampiamente utilizzato poiché rispetto all'HFO garantisce riduzioni di emissioni di gas serra (riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> che arrivano al 20/25%). Inoltre, elimina quasi totalmente il particolato, consentendo agli utilizzatori di ottenere la conformità ai limiti delle zone ECA. Tuttavia, quando si valutano gli impatti di un carburante è fondamentale controllare i dati dell'intera supply chain. Una delle principali preoccupazioni legate all'LNG riguarda il rilascio del metano (incombusto) durante le fasi di produzione, trasporto e funzionamento del motore. L'impatto ambientale dipende quindi in larga misura dal tipo di produzione. Per distinguere le modalità di produzione dei carburanti viene usato uno schema a colori. Per quanto riguarda l'LNG non esiste quello marrone in quanto non si può produrre usando come base il carbone, esistono invece LNG grigio, blu e verde.

L'LNG deve essere mantenuto al di sotto di determinate temperature per evitare perdite ed esplosioni. Per garantire maggiore sicurezza vengono usati appositi serbatoi di stoccaggio criogenici dotati di sistemi di isolamento. Questi sistemi sono importanti perché le perdite comportano rischi di incendio, congelamento ed esplosione (esempi di sistemi di sicurezza sono sensori ad infrarossi e manutenzione regolare). Inoltre, L'LNG presenta un punto di infiammabilità particolarmente basso ( $-188^{\circ}$ ) (Zhang W. Et al., 2025)

L'aumento della domanda di LNG e la sua adozione su larga scala da parte degli armatori hanno contribuito a far sviluppare diverse tecnologie ad esso collegate. In particolare, tecnologie legate ai sistemi di propulsione della nave e di gestione dell'energia a bordo, con l'obiettivo di ridurre il consumo energetico e l'impatto ambientale. I principali sviluppi riguardano i motori dual-fuel, i sistemi di recupero energetico, le operazioni di retrofitting e i COGES (sistemi che combinano gas-vapore).

I motori dual-fuel sono in una fase di affermazione e sfruttano dei motori diesel elettrici, che prevedono dei generatori in grado di operare sia con l'LNG sia con altri combustibili come HFO e MDO. Questi motori producono energia a sufficienza per il fabbisogno dei motori di propulsione e degli altri servizi ausiliari della nave (Martinić-Cezar et al., 2024). Avere la possibilità di usare diversi carburanti offre un aumento di flessibilità operativa e strategica. Yuksel & Goksu (2025) hanno svolto uno studio sul potenziale di una ro-pax equipaggiata con un dual-fuel diesel elettrico (in questo caso la gestione dell'energia è particolarmente insidiosa poiché deve soddisfare il fabbisogno di carichi ausiliari importanti e variabili). Lo studio è andato a valutare diverse configurazioni e ha individuato quella che sfruttava anche l'LNG come un'ottima alternativa in quanto, anche nel peggior scenario di consumo energetico, (ovvero quello che prevedeva un carico di veicoli elettrici necessitanti di ricarica) con l'uso di LNG si ottengono delle prestazioni che garantiscono la conformità della nave alle normative vigenti (EEXI e CII). Per quanto riguarda il CII questa configurazione garantisce una classe "A" fino al 2026 (Yuksel & Goksu, 2025).

Sempre nell'ambito delle tecnologie legate all'LNG esiste il COGES (Combined Gas and Steam turbine integrated Electric drive System), esso garantisce un'elevata densità di potenza, un'alta efficienza termica, bassi livelli di vibrazione e di rumore. Il sistema consente di sfruttare il boil-off (ovvero il gas di evaporazione del carico di LNG) come principale combustibile.

Un altro sviluppo tecnologico legato all'LNG riguarda lo sfruttamento del potenziale di "energia fredda" prodotta come conseguenza alla necessità di mantenere il carburante a temperature molto basse (-162°) e che può essere usata per alimentare altre tecnologie. Yi et al. Studia la possibilità di integrare questa energia con i sistemi di cattura del carbonio a bordo. Una corretta integrazione consentirebbe di sfruttare l'energia prodotta dal freddo per alimentare i sistemi di cattura del carbonio a bordo, consentendo un'importante riduzione delle esternalità ambientali provocate dalla nave (Yi et al., 2025).

Fondamentale per la transizione è il retrofitting e possiamo vederlo come una soluzione tecnologica. Al fine di accelerare la transizione questa attività di ammodernamento delle navi è fondamentale. Fortunatamente la tendenza delle compagnie è proprio quella volta all'integrazione di nuove tecnologie.

### 2.2.1.2 Analisi LCA

Per andare a valutare il reale impatto ambientale che hanno i combustibili alternativi è fondamentale superare l'approccio che va a misurare solo le emissioni legate ai consumi della nave e analizzare l'intera supply chain del carburante. Lo strumento che ci consente di fare questa analisi è l'LCA. Metodologia che abbiamo già spiegato nei capitoli precedenti e che consente un calcolo complessivo dell'impronta ambientale del carburante (approccio well-to-wake). Usando l'LCA si previene il problema dello spostamento delle emissioni dalla nave alle fasi della filiera produttiva (Balcombe et.al, 2021).

Per il management delle compagnie l'LCA è diventato uno strumento decisionale e strategico fondamentale e da prendere in considerazione in quanto le emissioni vengono spesso considerate in questo senso dalla normativa (ad esempio FuelEU Maritime).

Nel caso specifico dell'LNG la fase Well-to-Tank calcola le emissioni di tutte le attività che vanno dall'estrazione del gas naturale fino allo stoccaggio nei serbatoi della nave. Usando questo approccio risulta evidente come le decisioni dai manager determinino parzialmente le prestazioni ambientali dell'azienda. Al-Yafei et al. (2022), nel loro studio svolgono un LCSA (analisi composta da LCA, LCC e S-LCA), con l'obiettivo di individuare le fasi di maggiore emissione della catena del valore del carburante. Per svolgere questa analisi viene sfruttato il Global Warming Potential (GWP) come strumento per trasformare le emissioni dei vari gas serra in CO<sub>2</sub>-eq (ogni gas serra ha uno specifico GWP che viene moltiplicato per la quantità di emissioni di quel gas, ottenendo così il corrispettivo valore in termini di CO<sub>2</sub>). Dallo studio è risultato che la fase più impattante è quella di caricamento dell'LNG nel terminal di esportazione (consumo energetico per le operazioni, gestione Boil-Off gas e stoccaggio prodotto). Questo comporta circa il 40,3% dell'impronta di carbonio totale della catena, seguito dalla purificazione del gas che ha un impatto del 24,3% circa e dal processo di liquefazione con il 20,1%. Questo ci fa capire l'importanza per le compagnie di scegliere i fornitori migliori, ovvero quelli che usano tecnologie che consentono di avere un minor impatto ambientale nella catena del carburante. La scelta dei fornitori giusti comporta maggiore conformità alla normativa e minori costi relativi al carbonio (EU ETS).

Roman-White et al. (2021) sottolinea l'importanza strategica della giusta scelta del fornitore. Attraverso il confronto dei dati reali della filiera di Cheniere Energy con le medie nazionali ha individuato un range di riduzione delle emissioni di GHG tra il 30% e il 43%. Da questo studio si capisce come l'impatto dell'LNG possa variare ampiamente a seconda della sua catena. Il management nella scelta dei fornitori deve svolgere delle analisi dettagliate richiedendo anche certificati sulle performance ambientali. Scegliere l'LNG con LCA migliori può anche essere fonte di vantaggio competitivo, attraendo i clienti maggiormente interessati agli aspetti ambientali.

Un altro studio che fornisce dati sull'LCA è quello svolto da Ha et al. (2023) che va a svolgere un'analisi specifica sulla Corea del Sud (paese importatore) nella quale si evince che il solo trasporto di LNG con le metaniere può arrivare ad impattare per le rotte più lunghe fino al 33,3% (dal Qatar) delle emissioni totali della fase WtT, mentre per rotte brevi fino al 12,2% (dalla Malesia). Quindi quando le compagnie scelgono il paese di approvvigionamento non valuteranno più la lunghezza della tratta solo in ottica di costo del trasporto, ma dovranno prendere una decisione di trade-off tra costo del nolo e costo ambientale (costo ambientale che si traduce in costi derivanti dalla normativa).

Abbiamo analizzato la fase WtT e i rischi e le opportunità da essa derivanti, a questo punto per avere un'analisi completa dobbiamo analizzare la fase Tank to Wake legata alla gestione della nave.

Per quanto riguarda LNG il problema principale in questa fase riguarda il methane slip (parte di metano che non completa la combustione e viene disperso) perché il metano ha un impatto sul riscaldamento globale molto superiore rispetto alla CO<sub>2</sub>, soprattutto se si prende in considerazione un breve-medio termine (Balcombe et al., 2021). Diventa fondamentale in questo caso la scelta di investimento tra i diversi motori (è una scelta critica per la compagnia che investe in LNG): da un lato abbiamo motori a 4 tempi e a bassa pressione (anche dual-fuel) che costano di meno, ma espongono l'azienda al rischio di obsolescenza tecnologica e di non conformità alla normativa nel medio termine. Infatti, a causa degli elevati livelli di methane slip che generano possono arrivare ad avere un impatto climatico anche peggiore dei carburanti convenzionali.

Dall'altra parte abbiamo dei motori a 2 tempi, ad alta pressione e iniezione diretta che garantiscono un livello di methane slip pari quasi a zero. In questo caso l'investimento

per la tecnologia è più alto (CAPEX maggiori), tuttavia le migliori performance ambientali garantiscono all'asset maggior durata, una conformità di più lunga durata alla normativa e quindi costi minori di ammodernamento (retrofitting) e legati al quadro normativo (Balcombe et al., 2021).

Inoltre, gli investimenti in LNG accompagnati da elevate emissioni di metano espongono la compagnia ad un rischio reputazionale nei confronti degli stakeholders che potrebbero vederlo come un tentativo di greenwashing.

L'integrazione delle due analisi svolte (WtT e TtW) ci permette di fare una valutazione sull'impatto ambientale complessiva che può avere l'uso dell'LNG come carburante per le navi. L'analisi di Balcombe et al. (2021) mostra come l'uso della miglior tecnologia-motore (questo nel 2021) combinato ad una filiera di approvvigionamento dell'LNG efficiente consente riduzioni delle emissioni in ottica WtW fino al 28% rispetto al HFO. Al contrario l'investimento in una tecnologia che non sia ottimale e lo stesso vale per la filiera di approvvigionamento (ancor peggio se combinati) può portare alla generazione di emissioni WtW anche superiori di quelle generate dai combustibili convenzionali.

Quindi l'investimento in LNG non garantisce necessariamente performance ambientali migliori, ma sicuramente offre delle opportunità legate alle scelte di approvvigionamento e tecnologiche che, se scelte correttamente permettono il miglioramento delle performance ambientali.

Quindi diventa un errore grave per le compagnie fare valutazioni sul bunker guardando solo il costo del carburante inteso come prezzo per tonnellata, significherebbe non tener conto di una parte di costi (ovvero quelli legati alla normativa) e quindi commettere errori nella scelta strategica legata al bunker. La decisione deve quindi tener conto anche del costo del carbonio, soprattutto per quelle compagnie le cui emissioni sono calcolate in un'ottica WtW (ovvero quelle che operano nelle aree soggette all'EU ETS e al FuelEU), questa decisione ovviamente impatterà anche sugli OPEX futuri.

Con l'LCA si va anche ad incentivare la collaborazione tra i player della catena del valore del carburante. L'ottica WtW rende importante per le compagnie marittime ottenere dai fornitori dati certificati e trasparenza sul calcolo delle emissioni WtT, questo

chiaramente ha impatto su tutta la catena, spingendo anche i fornitori ad adottare processi di estrazione/produzione meno impattanti (anche i fornitori, in questo modo, possono ottenere un vantaggio competitivo) (Roman-White et al.,2021).

### 2.2.1.3 Analisi LCC

Come per l'impatto ambientale anche per i costi legati al carburante è importante estendere l'analisi. Infatti, è poco indicativo limitarsi ad analizzare solo il prezzo del carburante. In questo caso diventa utile come strumento di analisi l'LCC (Life Cycle Costing) poiché consente di valutare il costo totale di una nave alimentata a LNG, andando ad analizzare sia l'elevato investimento iniziale (CAPEX) che i costi operativi (OPEX) (Butartbutar, R. et al., 2023; Taghavifar, H. et al., 2023).

Per quanto riguarda i Capex, l'investimento iniziale in una nave a LNG è sicuramente più elevato rispetto a una nave alimentata a combustibili convenzionali. Visto l'elevato costo, una soluzione è quella di svolgere un'attività di ammodernamento (retrofitting), utile anche per intervenire più rapidamente sulla flotta già esistente. Tuttavia, anche in questo caso l'investimento risulta abbastanza importante e composto da varie voci come: modifica dei motori per renderli dual-fuel, l'installazione dei serbatoi criogenici e di sistemi per la gestione del boil-off gas e così via. A queste si aggiungono anche le voci di costo indiretto come quelle relative all'ingegneria e al costo opportunità relativo al mancato guadagno della nave durante il periodo di fermo per il suo ammodernamento. Uno studio di Butartbutar et al. (2023) ha calcolato che l'investimento per il retrofitting su una portacontainer da 600 TEU supererebbe i 3,5 milioni di dollari. I CAPEX rappresentano di fatto il principale ostacolo economico all'adozione di navi alimentate a LNG. Dal punto di vista dei costi operativi (OPEX) invece l'LNG potrebbe avere dei vantaggi. In primo luogo, la convenienza economica dell'LNG dipende dal suo prezzo per il bunkeraggio rispetto ai carburanti convenzionali. Questa voce di costo rappresenta tra il 60% e l'80% degli OPEX, quindi, può determinare la convenienza o meno dell'LNG. Tuttavia, il prezzo dell'LNG è soggetto ad alta volatilità, generando incertezza sull'investimento. Un vantaggio di costo dell'LNG riguarda poi i costi di manutenzione, dei ricambi e per i lubrificanti. L'idea dietro questa tesi è che l'LNG ha una combustione meno sporca rispetto ad altri combustibili, in questo modo si riducono i

depositi che si creano nel motore. Lo studio di Taghavifar, H. et al. (2023) dimostra che nonostante il costo unitario per la manutenzione di un motore a LNG sia leggermente più alto rispetto, ad esempio, ad uno a diesel, l'efficienza energetica superiore dell'LNG porta ad un risparmio annuo di costi di manutenzione che può superare i 50.000 euro.

Infine, un altro vantaggio di costo riguarda quello legato alla normativa che è direttamente correlato al livello di performance ambientale della nave. L'LCC svolta nello studio sempre di Taghavifar et al. (2023) ci suggerisce che l'uso dell'LNG può anche portare ad ottenere dei ricavi legati ai crediti del carbonio. A seconda della riduzione di emissioni ottenuta si possono ottenere delle eccedenze di ETS che portano a dei ricavi compresi tra gli 88.520 e 224.175 euro.

Per andare a valutare la convenienza dell'investimento in LNG è anche utile andare ad analizzare gli indicatori finanziari e in particolare il Payback Period e il Net Present Value (NPV).

Il primo viene analizzato da Taghavifar et al (2023) e ci dimostra come il rischio dell'investimento sia principalmente legato alla qualità del carburante. Quindi l'indicatore è influenzato dalle scelte strategiche e di approvvigionamento delle compagnie. In particolare, è stato confrontato uno scenario che prevedeva il retrofit su una nave con LNG ("LNG ricco") ad alta densità energetica rispetto ad un retrofit con LNG ("LNG povero") a bassa densità energetica. Nel secondo caso il payback period ammonta a 8,2 anni e passa a 1,3 anni nel primo caso. Questo ci fa capire l'importanza nella decisione dell'investimento di considerare la qualità dell'LNG e non solo il suo prezzo. Quindi, questo elemento tecnico diventa un fattore decisionale di grande importanza. Con il payback period quindi andiamo a vedere quando si riesce a rientrare dell'investimento, va quindi analizzato anche l'NPV che ci consente di valutare la redditività dell'investimento ovvero ci consente di capire quale è il valore dell'investimento oggi. Nel caso studio di Butarbutar et al. (2023) viene analizzata la convenienza economica di un investimento per il retrofit di una portacontainer da 600 TEU. I risultati sono molto promettenti, l'orizzonte temporale calcolato è di 10 anni e si dimostra come anche nel caso di tassi di sconto molto elevati (fino al 40%) l'NPV risulti positivo. Si evince quindi come questo investimento sia particolarmente sicuro e anche in un possibile caso di worst case scenario si riesce comunque a produrre valore

(Butarbutar et al. 2023). I paper analizzati poi svolgono un'analisi di quelli che sono i principali fattori di rischio relativi alla convenienza dell'investimento. In particolare, si sottolinea come i CAPEX e i costi di manutenzione in realtà abbiano un'influenza abbastanza marginale rispetto ai prezzi. Infatti, vengono proprio individuati i prezzi come principale elemento che influenza la redditività dell'investimento. In particolare, un aumento del prezzo del diesel ha un impatto positivo e lo stesso vale per la riduzione del prezzo dell'LNG. La conclusione è che l'investimento è direttamente influenzato dal mercato dei combustibili, per cui se si vogliono incentivare gli investimenti in LNG servono misure che riducano la volatilità dei prezzi dei carburanti. Per calcolare la rischiosità dell'investimento poi è stata fatta una simulazione Monte Carlo con la quale si vanno a creare migliaia di scenari con l'obiettivo di creare una distribuzione di probabilità dei risultati dell'NPV. I risultati mostrano che nel caso di investimento in un LNG ad alta intensità energetica la probabilità che l'NPV sia negativo è quasi nulla e che il 95% dei risultati ottenuti è superiore ai 2,26 milioni di euro. Nello scenario di retrofit con LNG a bassa intensità invece i risultati mostrano un'alta probabilità di ottenere un NPV negativo. L'analisi LCC ci fa capire quindi la complessità delle valutazioni su un potenziale investimento in LNG. Il risultato non è quindi garantito, ma dipende dall'abilità del management di considerare l'approvvigionamento in un'ottica strategica, privilegiando un LNG ad alta intensità energetica (anche se più costoso).

#### **2.2.1.4 Analisi delle infrastrutture**

La valutazione dei carburanti alternativi non può prescindere dall'analisi dello stato delle infrastrutture per il bunkeraggio e dalla flotta di navi compatibili, questi due elementi sono fondamentali per capire la fattibilità dell'adozione di un determinato carburante e per trarre conclusioni sulle prospettive future. Per quanto riguarda l'LNG attraverso Bunker navigator viene evidenziata un buon livello di disponibilità (in termini di volumi). I dati ci mostrano che esistono circa 280 siti a livello globale in cui sono presenti impianti di liquefazione e terminali di rigassificazione, inoltre l'infrastruttura è in continua espansione con circa 145 impianti in costruzione. In termini di capacità questo si traduce con circa 480 milioni tonnellate di liquefazione all'anno e più di un miliardo di tonnellate per quanto riguarda la rigassificazione. Inoltre, 24 dei principali 25 porti in termini di volumi di scambio hanno disponibilità di LNG sfuso. Mentre almeno nove dei principali terminal di rifornimento offrono rifornimento di LNG. Per l'adozione su larga

scala dell'LNG sono fondamentali le navi per il bunkeraggio di LNG (ship-to-ship), questo perché offrono la flessibilità e i volumi necessari per le operazioni delle portacontainer, delle navi cisterna e delle navi per rinfuse secche.

L'LNG è il carburante alternativo che presenta la rete infrastrutturale più sviluppata, questo aspetto gli consente di non essere più un carburante usato solo da una nicchia (Zhang et al., 2025).

Attraverso il database "LNG import terminals Map database Feb 2024" è stata svolta un'analisi delle infrastrutture per l'importazione presenti e future nella rete europea. Con infrastrutture di importazione si fa riferimento agli impianti (come le unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione) che ricevono LNG dalle metaniere e lo immettono nelle reti nazionali (queste strutture servono per avere disponibilità di LNG anche per i porti di bunkering). In Europa si dispone di 41 terminal di importazione operativi con una capacità di rigassificazione di circa 315 miliardi di metri cubi all'anno, a questi si andranno ad aggiungere i 7 terminal attualmente in costruzione e i 17 pianificati. Gli operatori più importanti che quindi permettono la disponibilità di questa fonte energetica in Europa sono: la Spagna con Enagàs transporte S.A.U. che gestisce buona parte della rete (la quale ammonta a circa 67 miliardi di metri cubi all'anno di rigassificazione) con terminal a Barcellona, Huelva e Cartagena. Il Regno Unito con capacità che ammonta a circa 48 miliardi di metri cubi all'anno. La Francia con una capacità di circa 40 miliardi. Infine, Olanda e Belgio. Questa prima analisi è importante perché ci aiuta a capire la disponibilità di LNG negli hub europei.

Per un'analisi completa è importante anche vedere i terminal per il bunkering della nave a livello globale. Secondo i dati aggiornati a febbraio 2024 (Zhang et al., 2025) i porti che offrono questo servizio ammontano a 188, ai quali se ne aggiungeranno altri 82 che stanno sviluppando questo servizio. I principali hub sono geograficamente suddivisi come segue:

- Europa: come già detto è il sistema maggiormente sviluppato in termini numerici con 142 terminal di bunkering in servizio. Come ci si può aspettare c'è una connessione tra i principali terminal di importazione e i principali terminal per il rifornimento di navi, i quali infatti si trovano nei porti di Rotterdam, Zeebrugge e i principali porti spagnoli.

- Asia: presenta 66 terminal per il rifornimento e il suo hub di rifornimento più importante a Singapore

- America: dispone di 32 terminal per il rifornimento di LNG

Sebbene tra i carburanti alternativi l'LNG presenti la rete infrastrutturale più sviluppata, dai dati riportati si può notare un'importante concentrazione geografica. Questo è visto come uno dei principali vincoli alla sua adozione su larga scala, limitando la flessibilità delle flotte perché nonostante gli hub più importanti abbiano disponibilità di LNG, potrebbe non essere lo stesso per porti secondari.

Il secondo elemento cruciale di questa analisi è la parte di flotta compatibile con l'LNG e gli sviluppi di essa. I dati riportati da Zhang et al. (2025) indicano che la maggior parte delle navi che usano carburanti alternativi sono alimentate a LNG. Delle navi che bruciano combustibili alternativi più del 90% usa LNG. Come abbiamo già visto in un'analisi precedente anche l'orderbook ci suggerisce che l'LNG è visto come il carburante principale tra quelli alternativi nell'immediato futuro (130 navi ordinate nel 2023 e 222 nel 2022). Per completare l'analisi va anche considerata la possibile concorrenza del metanolo i cui ordini stanno avendo un'importante crescita. Tuttavia, se si vanno a vedere i numeri della flotta sommando flotta esistente e ordini rimane chiaro che al momento l'LNG continuerà a mantenere una leadership forte come combustibile per la transizione. (Zhang et al., 2025).

L'analisi dello stato di infrastrutture e navi per LNG è importante perché lo sviluppo di uno dipende dall'altro, l'investimento in navi compatibili non avrebbe senso per le compagnie se c'è una mancanza di infrastrutture per il bunker di LNG e viceversa. In tal senso alcune delle strategie usate per limitare il rischio sono quelle già viste in precedenza come i motori dual-fuel, i green-corridors e le collaborazioni tra armatori, autorità portuali e terminalisti. Inoltre, lo studio di Parris et al. (2024) individua un aspetto strategico che potrebbe incentivare tali investimenti anche in un'ottica di lungo termine, ovvero la potenziale compatibilità delle infrastrutture per l'LNG con altri carburanti alternativi. Infatti, le aree portuali e le competenze sviluppate per l'LNG possono rappresentare una base di partenza per la gestione futura del metanolo e potenzialmente anche dell'ammoniaca.

#### **2.2.1.5 Analisi di mercato**

La convenienza dell'LNG e la scelta di investimento poi è influenzato dal prezzo del carburante stesso, che però presenta un elevato livello di volatilità (Butarbutar, R. et al., 2023). A conferma di ciò lo studio di Zhang et al. (2025) fa una panoramica dei prezzi considerando un lasso di tempo anche abbastanza corto e usando i dati del mercato europeo (Rotterdam). L'andamento è il seguente:

- Nel periodo compreso tra 2020 e 2021 il prezzo per il rifornimento ha mantenuto una certa stabilità con valori che oscillavano tra i 300 e i 500 dollari per tonnellata. Il prezzo dell'LNG risultava abbastanza prevedibile e più economico rispetto ad altri carburanti (anche convenzionali) come ad esempio il VLSFO.

- Nel 2022 il prezzo subisce una rapida impennata a causa del conflitto tra Russia e Ucraina rendendolo il carburante più costoso e toccando i 4000 dollari per tonnellata. Questo aumento ha eliminato la convenienza economica dell'LNG evidenziando l'esposizione di questo mercato ai rischi geopolitici.

- Tra 2023 e 2024 i prezzi di LNG sono andati poi calando fino a stabilizzarsi in una fascia tra gli 800 e i 1200 dollari per tonnellata, un prezzo comunque più elevato rispetto al periodo prima del conflitto Russo-Ucraino.

Quindi possiamo dire che un primo fattore di influenza dei prezzi dell'LNG è legato ai rischi geopolitici a cui è esposto. Nel caso specifico presentato, l'Europa ha dovuto sostituire l'LNG russo che arrivava attraverso le pipeline con i carichi di gas naturale trasportati via mare, questo ha messo in competizione la domanda di rifornimento delle navi con la domanda di energia terrestre facendo aumentare come abbiamo visto i prezzi. Un altro elemento che influenza i prezzi è la stagionalità. Infatti, nel periodo invernale aumenta la richiesta di LNG per il riscaldamento e questo ha un impatto sui prezzi spot che si riflette anche sul bunkeraggio (Zhang et al., 2025). Infine, il prezzo può essere diverso da regione a regione, i benchmark possono differire, ad esempio il mercato nordamericano usa l'Henry Hub mentre l'Europa usa il TTF o l'NBP (Butarbutar et al., 2023). Si può immaginare come quest'ultimo elemento possa entrare nelle decisioni delle compagnie nella pianificazione dei viaggi e dei relativi costi.

#### **2.2.1.6 Conformità normativa**

Il quadro normativo ed in particolare l'EEDI, l'EEXI, il CII e l'EuETS rappresentano un costo diretto per le compagnie armatoriali, legato alle esternalità

negative prodotte dalle loro operazioni. Questa tesi non può quindi prescindere dall'analisi di come il carburante preso in considerazione si comporta all'interno del quadro. La mancata conformità alle misure tecniche (EEDI e EEXI) per esempio comporta l'impossibilità di operare la nave, il che produce un costo diretto legato al fermo della nave e la perdita del valore del bene stesso. La scelta del carburante diventa per le compagnie una scelta strategica fondamentale. L'LNG si presenta come una soluzione valida per far fronte alla normativa almeno nel breve termine. Per quanto riguarda le navi esistenti uno dei principali costi normativi è rappresentato dalla conformità all'EEXI. Il retrofit per l'adozione dell'LNG si presenta come una prima soluzione concreta a questo costo. Il paper di Yuksel et al. (2025) mostra come l'uso di un motore dual-fuel a LNG sia una soluzione per conformarsi completamente ai requisiti EEXI, senza dover limitare le performance della nave come con un declassamento del motore (limitazione della potenza del motore) o nei casi peggiori senza dover mettere fuori servizio la nave. In questo caso l'adozione dell'LNG risponde bene all'EEXI mantenendo quindi il valore della nave e la sua vita utile.

Per quanto riguarda le navi di nuova costruzione la normativa principale è l'EEDI. Ahn et al. (2021) propongono una soluzione interessante, ovvero l'adozione del sistema COGES alimentato a LNG. Questa tecnologia permette di avere ampia conformità nei confronti dell'EEDI. L'EEDI (come il resto della normativa) è destinato a diventare sempre più stringente, avere delle prestazioni che garantiscano una solida conformità a questa misura consente di non dover individuare altre soluzioni nel breve termine come una riduzione della potenza dei motori. Questo va quindi ad aumentare il valore dell'asset e funge come una sorta di garanzia nel medio-breve termine rispetto ad una nave che raggiunge a fatica i requisiti imposti da tale indice.

Il CII è importante per la competitività della nave sul mercato, ottenere un rating alto comporta dei vantaggi per le compagnie. Attraverso l'uso dell'LNG si può ottenere una valutazione positiva che consente di sfruttare due principali vantaggi. Il principale vantaggio è di tipo economico-normativo, lo studio di Yuksel et al. (2025) ci dimostra come una nave RoPax alimentata a LNG anche nello scenario peggiore riesce ad ottenere un rating CII "A" e a mantenerlo fino al 2026. L'ottenimento di una valutazione di tipo A o B permette di evitare i costi legati alla stesura del SEEMP (Piano di Gestione dell'efficienza Energetica della Nave) che per le classi di valutazione inferiore è

obbligatorio. Inoltre, una nave con un rating CII elevato è più competitiva sul mercato, il quale è sempre più attento agli aspetti legati all'ambiente (criteri ESG: environmental, social and governance) e i cui operatori (in questo caso i noleggiatori) hanno anche un interesse economico nel ridurre l'impronta di carbonio per ridurre i costi legati agli ETS.

L'introduzione dell'EuETS prevede un ulteriore costo e un mercato nel quale ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> emessa dalle compagnie ha un prezzo. Ad incidere sui costi legati a questa misura è quindi la capacità di riduzione delle emissioni dell'LNG. La performance ambientale del carburante deve essere considerata come una variabile finanziaria. Al fine di valutare l'impatto sono state tratte delle conclusioni dallo studio di Balcombe et al. (2021) che fornisce i livelli di emissioni TtW misurati in grammi di CO<sub>2</sub> per Kilowattora di HFO, MDO e LNG. I dati riportati stimano le CO<sub>2</sub> rilasciate dal HFO a 579,4 g/kWh, dai MDO a 557,5 g/kWh e per l'LNG 430,8 g/kWh. Dal confronto di questi dati l'LNG dovrebbe garantire un risparmio di emissioni di CO<sub>2</sub> di circa il 25,6% rispetto all'HFO e del 22,7% rispetto all'MDO, tali risultati possono essere visti come una riduzione di costo per l'acquisto di ETS. Questo potrebbe in parte sopperire al maggior investimento iniziale per una nave alimentata a LNG aumentandone l'attrattiva.

Tuttavia, l'LNG presenta svariati limiti ed infatti è vista come una soluzione immediata non in grado però di assicurare gli stessi livelli di conformità anche solo nel medio termine. Come abbiamo visto il rating CII "A" garantito da questo carburante ha il limite del 2026, Dotto et al. (2023) nel loro studio prevedono che nonostante le ottime performance iniziali, la sua conformità ai limiti imposti dal quadro normativo verrà meno entro il 2028. Entro o dopo tale data l'LNG potrebbe perdere i vantaggi economici ottenuti grazie al rispetto dei limiti della normativa. Risulta evidente che l'LNG rappresenti una soluzione di medio-breve termine e che non è in grado da solo di portare il settore al raggiungimento degli obiettivi IMO 2050 (Balcombe et al., 2021).

## **2.2.2 Metanolo**

### **2.2.2.1 Caratteristiche tecniche e tecnologiche**

Il metanolo (CH<sub>3</sub>OH) o alcol metilico grazie alle sue caratteristiche tecniche e chimiche è riconosciuto dal settore marittimo come un carburante interessante per il processo di decarbonizzazione, inoltre è considerata una tecnologia "minimamente

dirompente” (minimally disruptive) poiché a differenza di altri carburanti come l’LNG che richiede un’infrastruttura ad hoc (infrastruttura criogenica) la sua adozione non necessita di grandi modifiche al sistema infrastrutturale. Le sue caratteristiche chimiche, infatti, gli consentono di poter sfruttare gli impianti già esistenti per i prodotti chimici e petroliferi (Parris, D. et al., 2024; Zhao, J. Et al., 2021).

La qualità principale che gli conferisce il vantaggio di compatibilità con l’infrastruttura esistente e con l’operatività è il suo stato fisico. Il punto di ebollizione a 64,6°C e il punto di fusione a -97,6°C (temperatura che lo trasforma dallo stato liquido a quello solido) gli consentono di mantenere lo stato liquido a temperatura e pressione ambiente, per cui rimane stabile in tutte le condizioni operative normali della nave. Vengono quindi eliminati i costi legati agli investimenti per celle criogeniche (LNG ebollizione a -162°C) e serbatoi ad alta pressione. Le procedure per lo stoccaggio, il trasporto e il bunkeraggio risultano così molto più sicure e compatibili con quelle previste per i carburanti convenzionali (Parris, D. et al.,2024).

Anche dal punto di vista della densità energetica presenta valori importanti (circa 20MJ/kg). Sebbene comunque abbia valori inferiori rispetto ai carburanti convenzionali, grazie alla sua natura liquida ha una densità energetica superiore rispetto ai carburanti gassosi come l’idrogeno. Un’alta densità energetica è molto importante perché significa poter immagazzinare una quantità di energia che assicuri autonomia alle navi, senza richiedere volumi per lo stoccaggio eccessivi che limiterebbero la capacità della nave di ospitare carico pagante (Nunes, L.J.R., 2025).

Chiaramente queste caratteristiche sono utili per una sua adozione su larga scala, ma l’aspetto più importante per considerarlo un carburante per la transizione è il suo impatto ambientale. Anche sotto questo profilo presenta buone prestazioni ed infatti è considerata un’energia pulita ed efficace per tenere sotto controllo le emissioni della nave. In primo luogo, si tratta di un composto chimico puro per cui non è un distillato del petrolio, questo significa che è privo di zolfo e quindi la sua combustione non rilascia ossidi di zolfo. La mancanza di SOx rende questo carburante completamente conforme alla normativa sui limiti di zolfo (0,5% globale e ECA) senza dover sostenere investimenti in tecnologie da affiancargli come gli scrubber. Inoltre, la sua struttura chimica presenta un solo atomo di carbonio eliminando legami carbonio-carbonio, il risultato è il quasi

annullamento di emissioni di particolato (che come già detto è una polvere sottile estremamente dannosa per la salute umana). Infine, anche se è un carburante a base di carbonio, dal confronto con i carburanti convenzionali risulta a minori emissioni di CO<sub>2</sub> per energia prodotta (Parris, D. et al., 2024; Zhao, J. Et al., 2021).

Tutte le caratteristiche descritte a livello fisico, a livello di emissioni e a livello infrastrutturale la rendono una tecnologia potenzialmente matura.

Per quanto riguarda la tecnologia ad esso legata, quella dominante è rappresentata dai motori dual-fuel. Sebbene questa tecnologia venga usata anche con l'LNG, le caratteristiche del metanolo rendono questa combinazione più facile da integrare grazie ad una maggior semplicità e flessibilità. I motori dual-fuel sono largamente disponibili sul mercato e progettati per operare con il metanolo come carburante principale e con altri combustibili convenzionali (di solito MGO/MDO) usati solamente per avviare la combustione del metanolo (poiché presenta una bassa infiammabilità). La differenza principale con il caso dell'LNG riguarda la gestione del carburante a monte del motore. Sono proprio le differenze legate alle reazioni delle due fonti a temperatura e pressione a rendere il metanolo molto più semplice da gestire e adattabile ai sistemi standard che servono per la tecnologia dual-fuel. I vantaggi relativi a questa semplicità sono i minori costi di installazione, la minore complessità e la maggior affidabilità (Christodoulou, A., et al., 2021; dotto, A. et al., 2023).

La flessibilità del metanolo consente anche l'utilizzo di tecnologie per l'alta efficienza come le COGES. Sebbene le abbiamo già viste applicate all'LNG anche in questo caso il loro uso in combinazione con il metanolo risulta molto più semplice espandendo le soluzioni tecnologiche a disposizione di compagnie e progettisti per le navi che hanno elevate richieste di potenza.

Per valutarne la fattibilità Christodoulou et al. (2021) sono andati a documentare la conversione a metanolo di una RoPax (avvenuto nel 2017) con l'obiettivo di dimostrare la maturità tecnologica. Stiamo parlando di un progetto abbastanza datato ma può essere utile per dimostrare la prontezza della tecnologia. La conversione è iniziata con un retrofit che è andato a sostituire uno dei motori principali con un motore dual-fuel Wartsila operante con metanolo e MGO. Sono poi state fatte anche una serie di ulteriori installazioni come nuovi serbatoi dedicati al metanolo. Lo studio riporta che l'operazione

di conversione è durata diversi mesi a causa di una serie di barriere tecniche e normative, ad esempio la necessità di avere l'approvazione dell'IMO per l'uso del metanolo come carburante (nel 2017 non c'erano ancora norme specifiche per usare il metanolo come sistema di alimentazione per le navi). Il progetto poi è andato a buon fine ed è quindi dimostrato che la conversione a metanolo è una soluzione tecnologica già implementata e matura.

Interessante è anche la possibilità di poter integrare il metanolo con i sistemi energetici di bordo soprattutto per navi con alta richiesta energetica. Lo studio di Barone et al. (2025) valuta la possibilità di integrare il metanolo ai sistemi di recupero del calore. L'energia recuperabile in questo caso è derivante solo dal calore degli scarichi della combustione, poiché come abbiamo visto si tratta di un carburante stoccato a temperatura ambiente (con LNG si poteva usare l'energia fredda derivante dallo stoccaggio). Il vapore così raccolto può poi essere usato per produrre energia oppure per soddisfare parte del fabbisogno termico. Il calore in realtà può anche essere recuperato dai sistemi di raffreddamento dei motori e in questo caso essere utilizzato ad esempio per il riscaldamento degli ambienti. Dotto et al. (2023) svolgono un'analisi quantitativa sull'efficienza di questi sistemi. In particolare, si concentrano sull'integrazione tra metanolo e sistemi a ciclo combinato gas-vapore analizzando diverse condizioni operative e configurazioni. I risultati variano da scenario a scenario chiaramente, però viene dimostrato come questa tecnologia riesca ad ottenere ottimi livelli di efficienza, andando a coprire in alcuni casi anche fino al 68% della domanda termica totale della nave. Le tecnologie legate al metanolo non riguardano quindi solo la propulsione ma anche sistemi per la gestione dell'energia (Energy Management System).

#### **2.2.2.2 Analisi LCA**

Come per il capitolo precedente anche per il metanolo andremo a sviluppare l'analisi LCA.

Per quanto riguarda la fase WtT (si va a valutare l'impatto del carburante dall'estrazione della materia prima fino alla sua consegna a bordo della nave) bisogna considerare che la produzione di metanolo si basa principalmente sul gas naturale e questa fase è quella più problematica e impattante.

Il percorso classico di produzione del metanolo prevede lo steam reforming del gas naturale per produrre un gas di sintesi che poi viene convertito in metanolo. Tutto questo processo richiede un'elevata intensità energetica e di conseguenza è considerato ad alta intensità di carbonio (Ha, S. et al., 2023). Grazie al paper di Zhang et al. (2025) abbiamo una quantificazione dell'impatto di questa fase della catena. Le emissioni WtT per il metanolo sono quindi stimate a 31,30 gCO<sub>2</sub>eq/MJ, valore estremamente alto se si pensa che è più del doppio delle emissioni WtT generate dall' Heavy Fuel Oil (HFO) che ammontano a 13,50gCO<sub>2</sub>eq/MJ (Zhang et al., 2025). Balcombe et al. (2021) stima che la fase WtT del metanolo rappresenta il 36% del suo impatto ambientale totale.

Oltre alla fase di produzione a impattare molto sulla fase WtT c'è anche il trasporto del metanolo dai luoghi di produzione a quelli di bunkering. Ha et al. (2023) svolgono un caso di studio su una nave cisterna da 55.000 tonnellate che effettua il trasporto di metanolo dagli Stati Uniti alla Corea del Sud, andando ad evidenziare come anche questa fase impatti in maniera importante sull'impatto di carbonio totale del carburante.

Per quanto riguarda l'analisi delle emissioni derivanti dalla combustione a bordo della nave il metanolo presenta delle ottime statistiche proprio grazie alle sue caratteristiche chimiche. I dati di Zhang et al. (2025) mostrano un valore TtW di 32,20 gCO<sub>2</sub>eq/MJ che è un valore molto più basso di quello stimato per i carburanti tradizionali. In questa fase quindi performance in termini di emissioni di CO<sub>2</sub> sono di gran lunga più promettenti. L'analisi di Balcombe et al. (2021) fornisce i dati legati alla performance del motore in termini di grammi di CO<sub>2</sub> per kilowattora. Mentre un motore alimentato a HFO rilascia 579,4g/kWh di CO<sub>2</sub> e uno a MDO 557,5 g/kWh un motore alimentato a metanolo produce 541,4 g/kWh di CO<sub>2</sub>. Quindi a parità di energia consumata il metanolo riduce le emissioni di CO<sub>2</sub> di circa il 6,6% rispetto all'HFO e del 2,9% rispetto all'MDO.

Il vero vantaggio però del metanolo in questa analisi è di andare quasi ad eliminare le emissioni di altri gas serra e in particolare dei protossidi di azoto. Questo, ad esempio, rispetto ad alcuni motori a LNG che hanno il problema del methane slip rappresenta un grande vantaggio (Balcombe et al., 2021).

A questo punto per valutare l'effettiva sostenibilità del carburante metteremo insieme l'approccio TtW e WtT ottenendo così il WtW. Sommando le due fasi il valore che si ottiene è di 63,50gCO<sub>2</sub>eq/MJ che, se confrontato con altri carburanti sottolinea il

principale problema del metanolo, ovvero che la fase WtT ha un impatto tale da andare ad annullare o addirittura ad invertire i benefici che si ottengono nella fase TtW (Zhang et al., 2025). Dall'analisi di Balcombe et al. (2021) risulta che le emissioni dell'intero ciclo di vita del metanolo sono superiori a quelle dell'HFO e dell'MDO.

Questa analisi è un perfetto esempio del fenomeno dello spostamento delle emissioni. Infatti, sebbene ci siano vantaggi per quanto riguarda l'eliminazione o comunque la riduzione di inquinanti atmosferici localmente come SO<sub>x</sub> e PM, dall'analisi Well-to-Wake risulta che non offre un beneficio climatico complessivo rispetto ai carburanti che dovrebbe sostituire e quindi il metanolo derivante da fonte fossile possiamo dire che non rappresenta una soluzione per la decarbonizzazione. Ad ogni modo viste le sue importanti caratteristiche chimiche anche se non può essere considerato uno dei combustibili del futuro è comunque importante per fare da "apri pista" sia a livello tecnologico che infrastrutturale per le sue varianti (e-metanolo e biometanolo).

### **2.2.2.3 Analisi LCC**

Per valutare questo carburante è utile anche analizzare i costi in un'ottica LCC sull'intero ciclo di vita della nave, andando a valutare sia il costo iniziale di investimento che i costi operativi (CAPEX e OPEX). Come altri carburanti alternativi anche per l'adozione del metanolo è necessario un investimento iniziale per la costruzione di navi compatibili o per il retrofitting. Dotto et al. (2023) fornisce i dati per un investimento nella conversione di una nave per renderla compatibile con il metanolo. Le modifiche principali riguardano generalmente il motore dual-fuel e i sistemi per lo stoccaggio e l'alimentazione a bordo. I CAPEX per questa conversione risultano comunque essere minori rispetto a quelli per una conversione a LNG. Per quanto riguarda gli OPEX questi sono dominati dal prezzo del carburante, il quale risulta su un orizzonte di 25 anni essere abbastanza significativo.

Allora è importante valutare l'andamento storico del prezzo del metanolo fossile che analizzato nel periodo tra 2000 e 2018 ci dà la possibilità di individuare delle tendenze del prezzo del carburante. Un primo elemento è la sua natura volatile e un prezzo che è quasi sempre stato superiore rispetto a quello dell'HFO e dell'LNG. Invece ha mostrato prezzi generalmente più bassi rispetto ai carburanti a basso tenore di zolfo come ad esempio l'MDO. Questo è interessante perché posiziona il metanolo più come un sostituto

dei carburanti con basse emissioni di zolfo e quindi per le navi che operano in zone come le ECA. (Balcombe et al., 2021).

Dall'analisi su OPEX e quella su CAPEX il metanolo risulta comunque essere un carburante efficiente sotto il profilo dei costi. Il caso di studio di Pericic M. et al (2023) fatto su un peschereccio che sfrutta un motore dual-fuel alimentato a metanolo mostra un costo del ciclo di vita inferiore circa del 23% rispetto ai motori a diesel.

#### **2.2.2.4 Analisi infrastrutturale**

La maturità tecnologica e la compatibilità con le infrastrutture esistenti rappresentano i principali motivi per cui si prende in considerazione il metanolo come carburante alternativo per la transizione. Al contrario degli altri carburanti alternativi il metanolo dispone di una rete di approvvigionamento globale ben estesa che era stata creata originariamente per l'industria chimica e farmaceutica. Il metanolo può quindi considerarsi una tecnologia matura la cui industria già nel 2017 aveva raggiunto una capacità di 110 milioni di tonnellate, quantitativo che garantisce una buona disponibilità del prodotto. Gli elevati volumi hanno fatto sì che si sviluppasse anche il trasporto marittimo di metanolo a livello globale attraverso navi cisterna che lo trasportano in tutto il mondo. Questo sviluppo rende il metanolo già largamente accessibile a livello globale e presente nei principali hub mondiali come prodotto chimico. Inoltre, alcuni dei porti più importanti come Rotterdam e Anversa possiedono già strutture su larga scala per lo stoccaggio e la distribuzione del metanolo (Parris, D. et al., 2024). Questo significa che l'adozione del metanolo nel settore marittimo non partirebbe da zero, ma potrebbe andare a usare la base di infrastrutture già esistenti e ampliarle attraverso delle modifiche che consentirebbero di sfruttarlo per il rifornimento delle navi, le modifiche richieste sarebbero minime. Quanto descritto elimina una delle grandi barriere che hanno gli altri carburanti alternativi ovvero l'incertezza relativa alla disponibilità del carburante (Christodoulou, A. et al., 2021).

Entrando nello specifico, per quanto riguarda lo stoccaggio portuale i serbatoi usati per la benzina o altri prodotti derivanti da petrolio possono essere "facilmente e prontamente adattati" per ricevere il metanolo, spesso semplicemente attraverso l'installazione di rivestimenti interni (al contrario dell'LNG che richiede investimenti e installazioni molto più onerosi). Anche per quanto riguarda le operazioni di bunkering la

procedura risulta piuttosto semplice e può sfruttare le tecnologie già esistenti. Si possono infatti usare le stesse opzioni previste per i carburanti tradizionali, ovvero: dalla banchina (terminal-to-ship), da autobotte (truck-to-ship) o con chiatta (ship-to-ship). Va sottolineato che ad oggi non esistono chiatte per il rifornimento di metanolo. Tuttavia, convertirne una esistente prevederebbe un investimento abbastanza contenuto.

Anche per quanto riguarda la compatibilità con le navi esistenti le caratteristiche chimiche del metanolo gli conferiscono una serie di vantaggi. Prima di tutto non necessita di serbatoi a pressione specializzati (al contrario dell'LNG) questo significa che i serbatoi delle navi esistenti possono essere resi compatibili semplicemente con dei rivestimenti (methanol-compatible coatings). Inoltre, il metanolo non è classificato dall'IMO come un inquinante marino per cui per le navi nuove non è previsto l'obbligo del doppio scafo e quindi minori volumi occupati e minori costi di installazione.

#### **2.2.2.5 Conformità normativa**

Dal punto di vista normativo il metanolo deve essere analizzato sotto due profili: il primo riguarda la normativa sulle emissioni inquinanti a livello locale (SO<sub>x</sub>, PM) facendo riferimento quindi alle aree di controllo delle emissioni (ECA). Il secondo aspetto da valutare riguarda la normativa globale relativa alle emissioni di GHG a cui fanno capo indicatori come il CII e l'EEDI.

Per quanto riguarda le ECA come abbiamo già accennato il metanolo grazie all'assenza di zolfo risulta estremamente performante nei confronti di questa misura normativa. Diventa quindi una scelta strategica per quelle navi che operano in queste aree come, ad esempio, i traghetti o le navi che operano nella short sea shipping. Il caso di studio analizzato da Christodoulou et al. (2021) sottolinea come una compagnia abbia scelto di implementare la conversione al metanolo in ragione della necessità di essere conforme alle regole dell'ECA del Mar Baltico e del Mare del Nord. Si capisce da questo caso come la normativa e la necessità di essere conformi ad essa incentivi le compagnie ad investire in tecnologia, quello che era un obbligo normativo viene così trasformato in una decisione strategica (Christodoulou, A. & Cullinane, K., 2021).

Nonostante una performance perfetta per rispondere ai limiti imposti nelle ECA, tale vantaggio viene controbilanciato dalla sua performance nei confronti della normativa

legata ai gas serra. Come abbiamo visto attraverso l'analisi LCA l'impronta di carbonio WtW può arrivare ad essere anche superiore a quella dei carburanti convenzionali, delineando i limiti di questo carburante.

Lo studio di Dotto et al. (2023) va proprio ad analizzare come il metanolo performa nei confronti del CII. Dallo studio emerge che in realtà inizialmente possa rispondere discretamente anche al CII, tuttavia a causa dei fattori di riduzione annuali previsti dall'indicatore la conformità del metanolo al CII è destinata a perdersi e in particolare si pensa che decadrà prima del 2028. Dopo il 2028 il rischio è che le navi che lo adottano otterranno un rating "D" o "E" portando la compagnia a dover sostenere i costi legati alla normativa. Discorso simile può essere fatto anche per le navi di nuova costruzione, per questo lo studio analizzato prevede che il metanolo fossile perda la sua conformità ai limiti dell'EEDI e del CII in un periodo compreso tra il 2025 e il 2031. Nonostante i limiti del metanolo fossile è chiaro che l'integrazione di questo con altre tecnologie come, ad esempio, l'OCCS può migliorare le performance ambientali della nave andando a estenderne la vita utile (in termini anche di conformità (Ha, S. et al., 2023). Questa analisi ci fa capire che anche il metanolo è individuato più come una soluzione di medio breve termine la cui però attrattività e conformità normativa può essere estesa attraverso sviluppi tecnologici.

#### **2.2.2.6 trend del combustibile**

Per quanto riguarda le tendenze nonostante l'elevata impronta di carbonio Well-to-Wake si sta assistendo ad un'importante accelerazione nell'adozione di questo carburante. Questa scelta può sembrare derivi da un'errata valutazione dell'impatto climatico del carburante, ma in realtà ha dietro di sé delle ragioni strategiche che lo rendono l'investimento a minor rischio per alcuni segmenti. La tendenza è chiara ed evidente dall'Oderbook. I dati di Zhang et al. (2025) riportano che nel 2023 ci sono stati diversi diversi ordini di navi nuove pronte per l'uso del metanolo, un quantitativo che supera quasi tutti gli altri carburanti alternativi (ad eccezione dell'LNG). Questi dati sono interessanti perché ci fanno capire come gli armatori, soprattutto nel settore delle portacontainer dove si concentra circa il 70% degli ordini di navi alimentate a metanolo, stanno investendo capitali importanti su questa tecnologia ormai considerata matura.

Dagli orderbook si può capire come il metanolo non sia in una fase di sperimentazione, ma di adozione su larga scala.

Ritornando ai motivi per cui si investe in una tecnologia con impatto WtW così importante è da ricercarsi in una serie di scelte strategiche che portano a vantaggi potenzialmente in grado di superare il problema dell'impronta WtW e che in parte abbiamo già descritto nei paragrafi precedenti. Innanzitutto, i costi di investimento risultano minori grazie alle sue caratteristiche chimiche che lo rendono meno complesso e quindi molto più facile da gestire (minori costi per il design della nave, procedure di bunkering già esistenti, gestione a bordo più semplice e così via). Inoltre, permette alle navi che operano nelle ECA di potersi conformare immediatamente ai limiti previsti. (Zhang, W. Et al., 2025).

Il vero vantaggio strategico per le compagnie però risiede nel fare un investimento su una tecnologia a prova di futuro. Infatti, investire oggi in un motore dual-fuel alimentato a metanolo significa investire in un asset che nel futuro potrà operare con il bio-metanolo o l'e-metanolo senza dover sostenere nuovi investimenti. Questo riduce notevolmente il rischio che la nave diventi obsoleta e non più conforme alla futura normativa che sarà sempre più stringente (Zhou et al.,2025).

Le navi alimentate a metanolo sono quindi viste come una tecnologia promettente soprattutto per le navi d'altura e la cui adozione è in rapida espansione. A livello tecnologico possiamo vederla come una tecnologia che ha superato la fase iniziale ed è in rapida espansione. (Zhou et al.,2025). A tal proposito è interessante l'analisi di Li, W.W. et al. 2025 sulle strategie di decarbonizzazione nelle rotte artiche. Lo studio individua un percorso a fasi che vede nel breve termine l'uso dell'LNG (grazie alla sua maggiore maturità) e in una fase successiva nel medio termine l'uso del metanolo che dovrà poi necessariamente passare a combustibili sintetici.

In conclusione, il metanolo ad oggi ha una traiettoria chiara ed evidenziata dagli ordini di navi dual fuel. L'aspetto cruciale è proprio il suo ruolo di abilitatore tecnologico che nonostante le alte emissioni WtW consentirà un più semplice, rapido e meno costoso passaggio a carburanti rinnovabili come e-metanolo e biometanolo (Zhou et al.,2025 & Li, W.W. et al. 2025).

## **2.2.3 Ammoniaca**

### **2.2.3.1 Caratteristiche tecniche e tecnologiche**

L'ammoniaca (NH<sub>3</sub>) è considerata una delle soluzioni più valide per la decarbonizzazione del settore marittimo. Anche in questo caso i vantaggi derivano proprio dalle sue caratteristiche chimiche e in particolare dall'assenza al suo interno di atomi di carbonio che la rendono una fonte zero-carbon, questo significa che la sua combustione non produce CO<sub>2</sub>, offrendo la possibilità di raggiungere agevolmente gli obiettivi IMO 2050. Tuttavia, presenta delle criticità legate principalmente alla sicurezza (Xing, h. et al, 2020)

Uno dei vantaggi principali riguarda il suo stoccaggio offrendo una duplice possibilità: può essere liquefatta a temperature relativamente moderate ovvero a -33° a pressione atmosferica, oppure mantenuta liquida a temperatura ambiente usando anche in questo caso una pressione moderata (circa 10 bar). Questo si traduce in una maggior semplicità di stoccaggio e gestione a bordo che quindi richiede tecnologie meno complesse e di conseguenza meno costose. Inoltre, nonostante presenti una densità energetica minore rispetto ai combustibili convenzionali, la possibilità di stoccarla agevolmente in forma liquida gli conferisce una densità superiore rispetto a quella ad esempio dell'idrogeno. Questo è un aspetto fondamentale perché significa che occupa un volume sulla nave inferiore senza andare a levare troppi spazi al carico pagante (Al-Enazi, a. et al, 2021; Zhou, Z. et al, 2025).

Una delle sfide che presenta riguarda le sue proprietà di combustione. Infatti, è caratterizzata da una bassa velocità di fiamma e un'alta resistenza all'auto-accensione che limitano la possibilità di avere una combustione stabile. La configurazione individuata per superare questo primo problema risiede ancora una volta nei motori dual-fuel, nei quali l'ammoniaca fa da carburante primario mentre per la sua accensione vengono sfruttati altri carburanti più reattivi come diesel o HFO. Questa tipologia di motore ad oggi è in una fase di sviluppo piuttosto avanzata con i principali produttori che hanno iniziato ad annunciare la disponibilità commerciale dei primi modelli. Sempre relativamente alla combustione dell'ammoniaca, un'altra sfida è rappresentata dalla

formazione di ossidi di azoto (Nox), i quali vanno necessariamente controllati attraverso sistemi di trattamento dei gas di scarico (Zhou, Z. et al., 2025).

#### **2.2.2.2 Sicurezza**

La principale preoccupazione relativa all'ammoniaca riguarda il suo profilo di sicurezza. L'accettazione di questa tecnologia da parte degli stakeholders (autorità portuali, regolatori, opinione pubblica e così via) dipende largamente dall'abilità dell'industria di dimostrare la capacità di gestire i rischi associati.

Il principale rischio per la sicurezza dell'ammoniaca riguarda i suoi livelli di tossicità. I paper di Al-Enazi et al (2021) e Zhou et al. (2025) sottolineano come una perdita a bordo possa avere conseguenze molto gravi sulla salute, ad esempio inalare ammoniaca gassosa anche in piccole quantità può causare gravi problemi all'apparato respiratorio, mentre il contatto con l'ammoniaca liquida può causare ustioni chimiche. Tali rischi portano alla necessità di strutturare nuovi protocolli di sicurezza a bordo e una gestione del carburante che ha bisogno di una preparazione e cautela di molto superiore a quella necessaria per i combustibili fossili. Quindi l'effettiva adozione dell'ammoniaca non dipende solo dai motori ma da come si può capire da questa prima sfida anche dalla capacità di installare sulle navi sistemi di sicurezza come sensori per il gas, sistemi di ventilazione, equipaggiamento di protezione individuale e nuove procedure di emergenza (Al-Enazi, A. et al., 2021).

L'ammoniaca poi risulta anche corrosiva per una serie di materiali usati dalle navi, in particolare è corrosiva per il rame e le leghe di rame. Di conseguenza serve una selezione precisa dei materiali usati per sistemi di alimentazione, serbatoi, tubazioni e così via andando a incidere sulla complessità e potenzialmente sui costi di progettazione (Xing, h. et al., 2020). Zhou et al. (2025) individuano lo stoccaggio come una delle sfide principali. I serbatoi a seconda della modalità di liquefazione devono essere costruiti o per resistere alla pressione o per mantenere basse temperature. Inoltre, devono essere usati materiali resistenti alla corrosione ed essere previsti in fase di progettazione protocolli di sicurezza che prevedano sistemi di contenimento secondario e gestione delle perdite al fine di prevenire il rilascio accidentale.

Al fine dell'adozione dell'ammoniaca come sistema di alimentazione dei motori delle navi le soluzioni tecnologiche principali sono due: motori a combustione interna (internal combusted engines, ICE) e le celle combustibile (fuel cells, FC). La scelta tra queste due opzioni viene fatta sulla base di diversi elementi come efficienza, costi e maturità tecnologica. Dal confronto tra le due alternative alimentate con ammoniaca risulta che l'FC è una tecnologia più avanzata e con un potenziale di efficienza e ambientale maggiore rispetto all'ICE, allo stesso tempo però i motori a combustione interna sono visti come una tecnologia più matura e meno costosa almeno nel breve termine (Douglas et al., 2025).

Una tecnologia molto interessante in fase di studio riguarda le celle a combustibile a ossidi solidi (SOFC) alimentate ad ammoniaca. Si stima come un sistema a propulsione che usa questa tecnologia integrato con turbine a gas recupero del calore possa aumentare di molto il livello di efficienza energetica, abbattendo il costo dell'elettricità che ammonterebbe a 0,145 USD/kWh. L'efficienza così ottenuta può anche impattare sulla convenienza economica di questa tecnologia (Dounq et al., 2025). Allo stesso tempo i motori ICE alimentati ad ammoniaca stanno vedendo un periodo di rapido sviluppo, in questo caso il problema principale è rappresentato dall'emissioni degli ossidi di azoto e quindi la necessità di strumenti come la riduzione catalitica selettiva (Selective Catalytic Reduction, SCR) (Douglas et al., 2025).

### **2.2.3.3 Analisi LCA**

Per valutare l'impatto ambientale dell'ammoniaca è interessante andare a fare un'analisi LCA e in particolare vedremo come il suo impatto è largamente determinato dalla sua produzione e quindi dalla fase WtT.

Il processo di produzione dell'ammoniaca di fonte fossile, infatti, è considerato ad alta intensità energetica. La prima fase è quella di estrazione del gas naturale che serve come materia prima per poi andarlo a trattare attraverso lo steam methane reforming dal quale si ottiene l'idrogeno e un flusso di anidride carbonica (che poi viene catturata e immagazzinata per eliminare parte delle emissioni che altrimenti sarebbero rilasciate nell'atmosfera). L'idrogeno così prodotto viene infine trasformato in ammoniaca attraverso un reattore di sintesi Haber-Bosch. Lo studio di Al-Yafei et al. (2025) si concentra poi sull'individuazione delle principali fasi di emissione della catena

produttiva. La fase più critica in termini di impatto ambientale è stata l'unità del convertitore di ammoniaca che contribuisce a circa il 55,9% delle emissioni totali di CO<sub>2</sub>eq del processo. Altre due fasi molto impattanti sono quella del reforming e l'unità di rimozione della CO<sub>2</sub> che complessivamente hanno un fabbisogno energetico pari all'82% del processo totale. Questa analisi è piuttosto tecnica però lascia trasparire che anche con sistemi di cattura della CO<sub>2</sub> la fase WtT (e per ora abbiamo parlato solo della produzione) è piuttosto impattante a causa dell'alta intensità energetica richiesta (Al-Yafei et al., 2025).

Ad impattare in questa fase non è solo la produzione e quindi l'analisi LCA va a valutare anche la logistica di questo prodotto. In particolare, si va a valutare l'impatto del trasporto marittimo dell'ammoniaca dal luogo di produzione a quello di consumo, cercando di capire quali sono i principali fattori che incidono sulle emissioni di CO<sub>2</sub>eq. Come ci si può immaginare il principale driver di influenza è la rotta scelta (quindi la distanza tra porto di esportazione e importazione), con una quota di quasi il 50% della variabilità del totale delle emissioni. Gli altri driver principali sono rappresentati dal consumo di carburante in rada e dal tempo di sosta nel porto di scarico. Quindi per ridurre l'impatto WtT anche ottimizzare le rotte e le operazioni portuali diventa importante (Al-Yafei et al., 2025).

Per quanto riguarda la fase TtW il vantaggio dell'ammoniaca è quello di non emettere CO<sub>2</sub> durante la combustione. Tuttavia, va tenuto a mente che produce comunque degli inquinanti ovvero gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e i protossidi di azoto (N<sub>2</sub>O). I motori ICE, per esempio, rilasciano quantità significative di No<sub>x</sub> che a livello locale rappresentano un inquinante per la salute umana e per l'ambiente. Questi gas di scarico se non trattati correttamente potrebbero anche far venir meno la conformità di questo carburante alle regole IMO (Douglas et al., 2025). Il problema principale in realtà è rappresentato dal protossido di azoto, che è un gas serra molto più potente della CO<sub>2</sub> in termini di potenziale di riscaldamento globale, con un GWP su 100 anni pari a circa 265 volte quello della CO<sub>2</sub> (Balcombe et al., 2021). Anche piccole emissioni di N<sub>2</sub>O dagli scarichi possono rendere i benefici dell'ammoniaca nulli. La validità dell'ammoniaca come carburante per la decarbonizzazione dipenderà in larga misura anche dalla capacità di abbattimento di queste emissioni (Douglas et al., 2025).

#### 2.2.3.4 Analisi LCC

Come per gli altri carburanti per individuare la competitività e le criticità economiche dell'ammoniaca andremo a svolgere un'analisi LCC. Per quanto riguarda la parte a monte l'aspetto più rilevante riguarda la logistica. In particolare, il trasporto marittimo di ammoniaca viene individuato come il momento economicamente più rilevante e in cui si genera il ricavo operativo lordo maggiore, rendendo questo trasporto ad alto valore aggiunto. La fase a monte presenta però anche delle sfide economiche come, ad esempio, gli elevati costi operativi e di investimento per le unità del convertitore di ammoniaca e per i sistemi di rimozione della CO<sub>2</sub>. I costi di investimento negli impianti sono importanti (Al-Yafei et al., 2025). Questi due elementi della fase a monte rappresentano le principali voci di costo. Nell'analizzare la prospettiva dell'armatore si prende in considerazione il costo totale di proprietà (Total Cost of Ownership-TCO) che tiene conto di tutti i costi associati all'esercizio della nave. L'adozione di un ICE alimentato ad ammoniaca da fonte fossile prevede un importante sovrapprezzo rispetto ad una nave convenzionale, definito come "green premium". L'analisi svolta da Douglas et al. (2025) su una portarinfuse lo ha stimato in un aumento del TCO. Questo aumento è dovuto non tanto all'investimento nella nuova tecnologia (CAPEX) quanto piuttosto dai costi operativi, dei quali il costo del carburante è la voce principale (Douglas et al., 2025).

Questa analisi poi necessita di approfondire la tematica legata ai prezzi del carburante e i fattori di influenza. Come ormai sappiamo l'ammoniaca viene prodotta attraverso la lavorazione del gas naturale, per cui i suoi prezzi saranno direttamente collegati a quelli del gas naturale e varieranno sulla base degli stessi fattori. I cambiamenti nel prezzo del gas naturale derivanti da fattori geopolitici, da squilibri tra domanda e offerta e così via si riflette direttamente in maniera amplificata sul prezzo finale dell'ammoniaca, è proprio questa dipendenza dal prezzo del gas naturale a rappresentare la principale criticità economica dell'ammoniaca (Al-Yafei et al., 2025). Il TCO va a confermare quanto detto dimostrando come il sovrapprezzo stimato del 46% sia fortemente influenzato dal costo del carburante, che a sua volta riflette l'elevato costo per la sua produzione. Questo rappresenta un rischio non trascurabile per l'armatore che avrà una maggior difficoltà a fare previsioni sui costi nel lungo termine e quindi a valutare l'investimento (Douglas et al., 2025).

### 2.2.3.5 Analisi infrastrutturale e compatibilità

L'adozione dell'ammoniaca blu come carburante marino dipende largamente dalla presenza di una catena logistica robusta e che presenti un'adeguata compatibilità delle infrastrutture e delle navi. In particolare, l'analisi si deve concentrare principalmente su due aspetti che sono l'infrastruttura a terra e i sistemi di stoccaggio a bordo.

Il vantaggio dell'ammoniaca blu in questo contesto è quello di sfruttare l'industria dei fertilizzanti che da anni si occupa della produzione e del trasporto di questa fonte ed è considerata un'industria ormai matura e consolidata. In particolare, la produzione dell'ammoniaca blu avviene in grandi impianti che combinano lo steam reforming del gas naturale con le unità di cattura del carbonio (CCS). A questo punto viene liquefatta per poi essere stoccata e trasportata. La liquefazione avviene a  $-33^{\circ}\text{C}$  in grandi serbatoi refrigerati, i quali sono una tecnologia ben consolidata e presente nei principali hub portuali e industriali. Per quanto riguarda il trasporto, questo avviene anche su lunghe distanze attraverso navi specializzate come le gasiere che la possono trasportare in forma pressurizzata, refrigerata o semi-refrigerata con capacità anche superiori agli 85.000 metri cubi (Al-Yafei et al., 2025). L'ammoniaca, in larga parte, dispone già dell'infrastruttura di base per la produzione, lo stoccaggio su larga scala e il trasporto via mare conferendogli un vantaggio rispetto ad altri carburanti alternativi come, ad esempio, l'idrogeno che invece richiede la creazione di una catena logistica nuova. Per la parte a terra la principale sfida dell'ammoniaca è quella di creare una rete di bunkering su scala globale poiché ad oggi non è particolarmente diffusa come lo è per i combustibili convenzionali.

Le modifiche più significative però riguardano la compatibilità della nave. A causa della minor densità energetica dell'ammoniaca rispetto ai carburanti tradizionali, a parità di garanzia in termini di autonomia della nave servono spazi maggiori per lo stoccaggio a bordo e quindi serbatoi più grandi che rubano spazi al carico (sebbene occupi un minor volume rispetto ad altri carburanti alternativi come ad esempio l'idrogeno). Lo studio condotto da Douglas et al. (2025) svolto sulle bulk carriers (limitate generalmente più dal peso piuttosto che dagli spazi) dimostra come questa problematica abbia in realtà un impatto piuttosto ridotto. Le portarinfuse, infatti, hanno grandi spazi inutilizzati nelle stive che possono essere modificati e sfruttati per lo stoccaggio del carburante senza andare ad impattare sulla capacità di carico. Le sfide tecnologiche principali riguardano

lo stoccaggio (criogenico o pressurizzato) e i sistemi di propulsione. (Douglas, et al., 2025).

Si deve garantire una compatibilità dell'ammoniaca con l'intero sistema di propulsione che comprende la gestione del carburante, i motori e il sistema di post trattamento dei gas. Le principali opzioni sono gli ICE e gli FC.

Per quanto riguarda l'ICE la compatibilità deriva da modifiche al sistema di alimentazione e al motore, tendenzialmente dual-fuel ma che comunque deve essere progettato per bruciare l'ammoniaca. Questo tipo di motore deve essere obbligatoriamente accompagnato con un SCR, vista l'elevata emissione di Nox, con l'obiettivo di gestire le emissioni di inquinanti superiori a quelle dei carburanti tradizionali. Accanto all'SCR va installato un serbatoio aggiuntivo per l'agente riducente (douglas et.al, 2025).

Per le celle a combustibile il processo per ottenere la compatibilità è ancora più complesso. Si tratta di sistemi con una sensibilità alle impurità estremamente elevata e quindi non possono usare direttamente l'ammoniaca. Il processo richiede quindi l'installazione a bordo di unità di reforming o cracking, con le quali si va a trasformare la molecola di ammoniaca in idrogeno e azoto prima che il gas entri nella cella di combustione. Inoltre, l'idrogeno deve avere una purezza molto elevata per cui potrebbero essere richiesti altri sistemi per la purificazione a bordo. Questo sistema prende il nome di "ammonia-fulled hydrogen fuel cell" e sostanzialmente si tratta di un impianto chimico che deve essere installato a bordo della nave, aumentando quindi il livello di complessità e la barriera tecnologica. Sebbene a livello di infrastruttura a terra la si possa considerare una tecnologia matura grazie all'adozione di questa da parte dell'industria dei fertilizzanti, se la si considera esclusivamente come carburante marino ci sono ancora diversi investimenti da fare e barriere tecnologiche da superare. Sia gli investimenti che le barriere sono legati al bunkeraggio e soprattutto allo sviluppo di sistemi di stoccaggio e propulsione sicuri e conformi alle normative (Park et al., 2022).

#### **2.2.3.6 conformità normativa**

Per quanto riguarda la risposta dell'ammoniaca al quadro normativo bisogna distinguere la normativa sugli inquinanti locali da quella a lungo termine.

Per quanto riguarda le emissioni locali abbiamo visto come le navi a combustione interna alimentate ad ammoniaca rilascino nell'ambiente ossidi d'azoto (Nox) (come conseguenza della combustione). L'IMO impone dei limiti alle emissioni di NOx, attraverso l'annesso VI della MARPOL, in particolare con il provvedimento Tier II a livello globale e Tier III nelle Aree a Controllo di Emissioni. Questo impone agli armatori la gestione del gas di scarico attraverso sistemi di post-trattamento.

I sistemi individuati per tale scopo sono gli SCR che consentono l'abbattimento dei Nox. L'adozione dell'SCR è considerata efficace, però rappresenta un costo diretto per la nave. Possiamo quindi vederlo come un costo indiretto derivante dalla normativa. Il costo riguarda sia l'investimento iniziale per l'acquisto e l'installazione della tecnologia e dei sistemi ad essa ausiliari (CAPEX), sia in termini di OPEX per l'uso dell'agente riducente e per la manutenzione.

Possiamo considerare la normativa sulle emissioni a livello locale come un costo per le navi alimentate ad ammoniaca, che ne riduce l'attrattiva nel breve termine rispetto ai carburanti convenzionali (Douglas et al., 2025).

Il vantaggio nell'adozione dell'ammoniaca invece risulta evidente se si considerano le normative climatiche a lungo termine. Andando ad esempio a valutare l'EEDI per le navi di nuova costruzione e il CII per la flotta esistente le performance dell'ammoniaca risultano essere molto interessanti. Come sappiamo entrambi gli indici impongono limiti alle emissioni di CO2 con fattori di riduzione annui, il che significa che diventano sempre più stringenti. L'ammoniaca come abbiamo visto è una fonte priva di carbonio, dalla cui combustione non viene prodotta CO2, questo significa che il valore CII e EEDI dell'ammoniaca è pari a zero. L'ammoniaca permette di ottenere e mantenere una classificazione di livello A fino al 2050 e oltre (Dotto et al., 2023).

Questa conformità che potenzialmente può essere mantenuta per l'intera vita delle navi fa sì che l'ammoniaca diventi un carburante molto attrattivo e una potenziale scelta strategica vantaggiosa. Infatti, l'armatore disporrebbe di una nave che non andrà in contro all'obsolescenza a causa della normativa, oltre a non dover sostenere tutti i costi legati ad un rating CII più basso. Inoltre, l'importante investimento iniziale in SCR è ampiamente ripagato dal non dover effettuare retrofitting e da una conformità e operatività nel lungo termine.

### 2.2.3.7 trend del carburante

Per valutare il trend dell'ammoniaca andremo a considerare il principale segnale per comprendere quelli che sono gli orientamenti delle compagnie armatoriali. Il parametro usato sono i nuovi ordini navali che evidenziano come l'ammoniaca sia in una fase meno matura rispetto all'LNG e al metanolo, ma comunque in una fase di sviluppo.

Dall'analisi del portafoglio ordini globale ad agosto del 2024 risulta che nonostante fossero assenti navi in servizio alimentate ad ammoniaca, il numero di navi predisposte ad usare l'ammoniaca ordinate è in crescita e in particolare si contano 15 navi in ordine (DNV, 2024). Tale valore sebbene limitato, soprattutto se confrontato con altri ordini come quelli relativi a navi alimentate a metanolo o LNG, è in realtà un dato molto importante perché ci fa capire che l'adozione dell'ammoniaca non è più una considerazione teorica ma è in una fase di applicazione commerciale. Inoltre, gli ordini al momento si concentrano su segmenti specializzati come quello delle navi gasiere (Zhang et al., 2025). Questo trend può essere spiegato attraverso la diffusione dei motori dual-fuel e in particolare la crescente fiducia in quelli alimentati ad ammoniaca. Nonostante anche per l'ammoniaca la densità energetica rappresenti un punto critico, è considerata la migliore tra quelle a zero emissioni di carbonio per effettuare navigazione d'altura (ha una densità energetica superiore, ad esempio, rispetto all'idrogeno) (Zhou et al., 2025).

Inoltre, a partire dal 2026 è previsto che sei nuove navi dual-fuel alimentate ad ammoniaca saranno registrate nel registro di Singapore, dando quindi un punto di svolta alla creazione di una flotta. Oltre agli ordini poi va considerato anche il retrofitting, possiamo prendere ad esempio la nave "Viking Energy" che dovrebbe essere la prima nave al mondo ad essere riconvertita ad un sistema di celle a combustione che bruciano ammoniaca (Zhang et al., 2025).

Gli ordini sono un segnale estremamente forte perché rappresentano investimenti importanti che definiscono quale sarà l'andamento del mercato futuro dell'ammoniaca inteso come carburante alternativo.

Oltre agli ordini il futuro dell'ammoniaca va valutato analizzando lo sviluppo dei Green Shipping Corridors (GSC), è previsto infatti che il mercato futuro dell'ammoniaca

dipenderà molto da questi corridoi. I GSC ci forniscono delle indicazioni su come potrebbe svilupparsi questo mercato. Quindi non in maniera uniforme, ma si concentrerà su determinate rotte caratterizzate da livelli di sviluppo delle tecnologie e di adozione degli *alternative fuels* elevati, l'ammoniaca risulta centrale in molti di questi progetti. Un corridoio molto interessante è quello del minerale di ferro tra Australia Occidentale e Asia Orientale, il quale individua proprio l'ammoniaca come uno dei principali carburanti, il corridoio potenzialmente potrebbe essere operativo a partire dal 2028 (Douglas et al., 2025). Ci sono poi anche altri progetti di corridoi in fase di sviluppo o di valutazione che vedono l'ammoniaca come principale soluzione, tra cui abbiamo il corridoio del minerale di ferro tra Sud Africa ed Europa (in fase di valutazione). (Zhang et al., 2025).

Considerando un orizzonte di lungo periodo quindi l'ammoniaca e ancor di più le sue varianti possono essere viste come una delle soluzioni per la decarbonizzazione. In particolare, Li & Hu (2025) svolgono un'analisi sulla decarbonizzazione relativamente alla zona artica (ambiente particolarmente fragile) e hanno individuato un percorso di transizione a fasi, dove nella prima fase vi è l'uso di tecnologie più mature come l'LNG e il metanolo per poi passare alle fasi successive ad altri carburanti che consentono il raggiungimento del net-zero come, ad esempio, le versioni sintetiche dell'idrogeno e dell'ammoniaca. Il trend che abbiamo visto e quindi l'inizio dell'adozione o comunque i primi ordini di navi ad ammoniaca confermano le previsioni di medio lungo termine che vedono l'ammoniaca come uno dei carburanti per il raggiungimento degli obiettivi IMO 2050.

## **2.2.4 Idrogeno**

### **2.2.4.1 Caratteristiche tecniche e tecnologiche**

L'idrogeno (H<sub>2</sub>) (e le sue varianti) è il carburante alternativo con il maggiore potenziale in termini di decarbonizzazione nel lungo periodo, poiché la sua combustione produce esclusivamente acqua. L'enorme potenziale di questo carburante però è controbilanciato da una serie di sfide tecnologiche relative alla gestione e allo stoccaggio a bordo della nave.

L'idrogeno infatti è contraddistinto da una bassissima densità energetica a pressione e temperatura ambiente ovvero 0,0883 Kg/metro cubo. Questo significa che gli spazi necessari per stoccarlo nella sua forma gassosa sono incompatibili con l'operatività di qualsiasi nave. Per lo stoccaggio a bordo, l'idrogeno deve essere densificato e si può fare in due modi: stoccando l'idrogeno ad altissima pressione (di solito 700 bar), il che richiede dei serbatoi molto costosi e ingombranti andando ad occupare un volume significativo sulla nave. Alternativamente può essere liquefatto portandolo a -253°C, in questo modo la sua densità energetica arriva circa a 70,9 Kg/metro cubo, il che consente di stoccare una quantità di energia superiore in un volume più piccolo rispetto alla forma compressa.

Lo stoccaggio per liquefazione presenta delle sfide tecnologiche probabilmente ancora più complesse che il processo di pressurizzazione. Infatti, mantenere la temperatura del gas a -253° richiede dei serbatoi con un livello di tecnologia molto avanzata e di conseguenza molto costosa (Ustolin et al., 2022).

Oltre alle difficoltà legate allo stoccaggio anche per quanto riguarda la combustione ha delle caratteristiche uniche che richiedono soluzioni specifiche. Questo carburante si caratterizza per un'alta velocità di fiamma e una bassa energia di innesco, il che lo rende un ottimo combustibile, ma fa anche aumentare i rischi legati alla sicurezza. Le due principali sfide relative al motore riguardano il ritorno di fiamma (si tratta di un fenomeno molto rischioso per la sicurezza e per l'integrità del motore) e lo spegnimento della fiamma (che può causare lo spegnimento del motore).

Queste caratteristiche evidenziano la necessità di dotarsi di sistemi e strategie per la gestione della combustione in modo da garantire la sicurezza e prevenire tali fenomeni, ovviamente con un impatto importante sui CAPEX (Jones et al., 2018).

Le principali tecnologie che riguardano la combustione dell'idrogeno sono gli ICE e gli FC, i quali presentano un livello di maturità tecnologica diversa. Gli ICE alimentati ad idrogeno, infatti, si configurano come l'adattamento di una tecnologia già affermata, lo studio di Douglas et al. (2025) li confronta con gli FC ed evidenzia un importante divario a livello di maturità tecnologica tra gli ICE e gli FC. Il gap tra le due tecnologie fa sì che l'ICE ad idrogeno si affermi tra le due come la tecnologia più pronta per la commercializzazione, anche perché è vista come un'innovazione incrementale e quindi

risulta un investimento più sicuro. Allo stesso tempo però le celle a combustione risultano una soluzione più avanzata seppur meno matura. (Ganjian et al., 2024).

Esistono poi una serie di tecnologie di transizione contraddistinte da un elevato livello di maturità che però non riguardano l'idrogeno puro. Un esempio sono le miscele di LNG e idrogeno (Hythane), che vanno a sfruttare i sistemi COGES. L'obiettivo è quello di andare ad adattare la tecnologia esistente per consumare un carburante a zero emissioni di carbonio. Lo studio di Ahn et al. (2021) ha studiato la configurazione di COGES a Hythane con altre configurazioni sottolineandone la fattibilità tecnologica anche nel breve termine e andando ad evidenziare come potrebbe essere l'unica opzione praticabile tra le altre configurazioni a garantire la conformità in conseguenza dell'inasprimento del quadro normativo.

#### **2.2.4.2 Analisi LCA**

Anche In questo caso per valutare il potenziale climatico dell'idrogeno sfrutteremo l'analisi LCA. Innanzitutto, a differenza dei carburanti tradizionali l'impatto ambientale dell'idrogeno deriva quasi esclusivamente dalla sua filiera produttiva e non dalla combustione. Inoltre, è importante differenziare l'idrogeno grigio da quello blu in questa analisi.

L'idrogeno grigio è il prodotto più tradizionale e diffuso a livello globale, la produzione si basa su un processo chiamato Steam Methane Reforming che produce anche anidride carbonica. In questa produzione non è adottato nessun sistema di abbattimento delle emissioni e quindi tutta la CO<sub>2</sub> prodotta viene rilasciata nell'atmosfera. Tale produzione, quindi, ha un impatto ambientale importante, stimato in termini di Potenziale di Riscaldamento Globale (GWP) che va dai 10,9 ai 18,4 kg di CO<sub>2</sub>-eq per kg di idrogeno prodotto. Il valore preciso poi in termini di GWP dipende dalle perdite di metano durante le fasi di estrazione, trasporto e lavorazione del gas naturale. Quindi da questa analisi risulta che l'idrogeno grigio più che una soluzione per la decarbonizzazione sia uno spostamento delle emissioni.

I limiti in questa fase della produzione dell'idrogeno vengono superati attraverso l'idrogeno blu che si differenzia perché nel processo di produzione vengono usati i sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS), in questo modo la CO<sub>2</sub> generata viene

catturata e stoccata in maniera permanente (Ustolinet al., 2022). L'uso di questa tecnologia permette un importante miglioramento della performance ambientale del carburante riducendo di molto (non del tutto) l'impronta di carbonio. La valutazione LCA evidenzia che l'idrogeno blu (e in generale i blu fuels) possono portare ad una riduzione dei gas serra fino al 62% rispetto all'MGO (Kanchiralla et al., 2024). In particolare, per l'idrogeno blu l'impronta cala tra i 2,6 e i 16,2 kg di CO<sub>2</sub>-eq per KG di idrogeno. L'intervallo risulta piuttosto ampio perché il valore ottenibile dipende da variabili come dall'efficienza delle tecnologie CCS che appunto non catturano il 100% della CO<sub>2</sub> prodotta. Il valore 2,6 Kg di CO<sub>2</sub>-eq, per esempio, è stato fatto sulla base di CCS che hanno livelli di cattura che si aggirano intorno all'85/95%. L'altra variabile riguarda le perdite di metano durante la catena di approvvigionamento del gas naturale. Queste perdite come abbiamo visto possono avere un impatto molto negativo.

Ad ogni modo l'idrogeno blu è considerato come un carburante a basse emissioni di carbonio, per tale ragione può essere interessante andare a confrontarlo con una sua variante ovvero l'idrogeno verde, che è generato da fonte rinnovabile e le cui emissioni residue sono praticamente nulle (Ustolin et al., 2022). Il confronto sul potenziale di riduzione delle emissioni tra l'idrogeno blu e la sua versione verde o anche con i biocarburanti ci fa capire come l'idrogeno blu abbia un ruolo intermedio risultando molto più performante dei combustibili tradizionali, ma limitato se paragonato alle performance dei biocarburanti e degli e-fuels. Può essere visto anch'esso come un carburante di transizione. (Kanchiralla et al., 2024)

#### **2.2.4.3 Analisi LCC**

L'analisi LCC dell'idrogeno è particolarmente utile perché ne evidenzia la principale barriera all'adozione. Si tratta di una barriera economica definita come cost-gap e descrive il differenziale di costo che c'è tra l'adozione dell'idrogeno come carburante per la nave e i combustibili fossili. Andare a quantificare il gap può risultare utile per capire quali sono gli interventi necessari a favorire l'adozione dell'idrogeno rendendolo economicamente più competitivo (Pomaska & Acciaro, 2022).

Un'analisi LCC come quella di Douglas et al. (2025), sebbene focalizzata sull'idrogeno verde, è fondamentale per comprendere la struttura dei costi di una nave a idrogeno. Questa analisi scompone il TCO (Total Cost of Ownership) nelle sue

componenti, evidenziando come, al di là del costo del carburante (OPEX), la voce di costo più impattante sia un CAPEX specifico: l'investimento per i sistemi di stoccaggio criogenico. I serbatoi per l'idrogeno liquido a  $-253^{\circ}\text{C}$  richiedono materiali speciali e tecnologie di super-isolamento che comportano un costo molto elevato. Questo CAPEX per lo stoccaggio è una barriera economica per qualsiasi tecnologia basata su idrogeno liquido, indipendentemente dal suo metodo di produzione (fossile o rinnovabile), e contribuisce in modo determinante al cost-gap complessivo. A questo si aggiunge un OPEX che, anche per la versione da fonte fossile, è intrinsecamente più oneroso dei combustibili convenzionali a causa della complessità del processo produttivo.

Il cost gap per gli armatori rappresenta un rischio poiché devono investire in una tecnologia sul lungo termine che è esposta a un elevato livello di incertezza a causa di: andamento futuro dei prezzi dei carburanti, maturità tecnologica e evoluzione della normativa. In questo contesto di incertezza l'uso degli indicatori tradizionali per la valutazione degli investimenti come l'NPV non risulta utile poiché non sono in grado di considerare la flessibilità manageriale, si usa quindi la ROA (Real Options Analysis) che consente di fare una valutazione più ampia (Pomaska & Acciaro, 2022). Attraverso la ROA si fa un'analisi più che altro sul momento dell'investimento e quindi aiuta a decidere se investire ora o posticipare, nel secondo caso la compagnia attenderà che il grado di incertezza cali, ad esempio, aspettando che i costi dell'idrogeno diminuiscano o che la normativa relativa sia più chiara. In questo modo si limita il rischio che la tecnologia si riveli non competitiva o prematuramente obsoleta. Molto dipende dalla normativa, ad esempio una tassa sul carbonio bassa non genera risparmi legati agli OPEX tali da giustificare l'elevato CAPEX, il che rende la scelta di attendere più vantaggiosa sotto l'aspetto economico (Pomaska & Acciaro, 2022). Questo significa che il mercato da solo difficilmente adotterà l'idrogeno come combustibile e che per la sua adozione su larga scala sono fondamentali incentivi derivanti da interventi normativi e politici.

La leva politica più diretta è stata individuata nella carbon tax sui combustibili fossili, andando così ad aumentarne il prezzo e a renderli meno attraenti. La Real Options Analysis dimostra che all'aumentare di questa tassa il valore della scelta di posticipare l'investimento si riduce a favore dell'opzione di investimento immediato. L'obiettivo è quello di arrivare ad un punto in cui per l'armatore è economicamente più conveniente la decisione di investire nell'idrogeno (Pomaska & Acciaro, 2022). Per capire a quanto

dovrebbe ammontare la carbon tax affinché diventi conveniente investire subito, si può utilizzare il concetto di Costo di Abbattimento del Carbonio (CAC). Questo indicatore quantifica il costo aggiuntivo per evitare l'emissione di una tonnellata di CO<sub>2</sub>-eq. Studi come quello di Douglas et al. (2025) mostrano che, a causa degli elevati costi di investimento, il CAC per le navi a idrogeno è estremamente alto, molto superiore ai livelli di tassazione del carbonio attualmente in vigore. Sebbene il valore dell'idrogeno blu dipenda dalla sua specifica impronta di carbonio, la struttura dei costi suggerisce che anche per esso il CAC rimarrebbe su livelli tali da richiedere interventi politici. Bisogna tenere conto che oggi il valore della carbon tax nei vari settori difficilmente supera i 100\$/tonnellata. (lo strumento concettualmente più simile adottato ad oggi, seppur diverso, è l'EuETS) (Douglas et al., 2025).

#### **2.2.4.4 Analisi infrastrutturale e compatibilità del carburante**

Un'altra difficoltà all'adozione dell'idrogeno come carburante alternativo è probabilmente rappresentata dalla mancanza di infrastrutture dedicate. Tale mancanza rappresenta il principale punto critico alla sua adozione su larga scala in quanto tutta la sua catena, dalla produzione al consumo, necessita della costruzione di nuove e complesse strutture che ad oggi sono praticamente inesistenti. L'ostacolo, quindi, non è rappresentato solo dalla compatibilità con le navi, ma dalla quasi totale mancanza di una catena a terra in grado di produrre, stoccare e rifornire l'idrogeno. In particolare, lato terra una grande difficoltà è legata al bunkering. Infatti, come abbiamo visto l'idrogeno si liquefa a delle temperature estremamente basse, la cui gestione richiede infrastrutture diverse da quelle per i combustibili convenzionali. Il rifornimento di idrogeno risulta particolarmente complesso e a seconda della modalità comporta sfide diverse:

- Il rifornimento attraverso autocisterne criogeniche garantirebbe investimenti iniziali minori e una maggior flessibilità. Tuttavia, ci sarebbe bisogno di tecnologie sulla banchina che garantiscano il trasferimento del liquido criogenico in sicurezza (in particolare il Loading Arm System), inoltre le operazioni con questa modalità risulterebbero piuttosto lente a causa delle varie fasi di raffreddamento delle tubazioni, trasferimento, spurgo e riscaldamento finale che possono richiedere diverse ore.

- Rifornimento attraverso bettolina: anche in questo caso il vantaggio è la flessibilità, però sarebbero necessari investimenti molto importanti per creare una flotta di navi specializzate per il rifornimento.

- Stazione di bunkeraggio: in questo caso ci sarebbe un terminal fisso con serbatoi di stoccaggio criogenico a terra. Questa soluzione è quella che garantisce i maggiori volumi a fronte però di una minor flessibilità e investimenti estremamente elevati in infrastrutture portuali fisse.

La quasi totale assenza di infrastrutture per il bunkering di idrogeno rappresenta un ostacolo nella scelta di investimento in questa tecnologia. Possiamo dire che, se non ci sono navi ad idrogeno non c'è convenienza nell'investire in infrastrutture di rifornimento e se non ci sono queste strutture non c'è convenienza nell'investire in navi ad idrogeno (Ustolin et al., 2022).

I porti passando dall'essere semplici nodi logistici a degli hub energetici per la produzione, lo stoccaggio e il rifornimento di idrogeno possono ricoprire un ruolo fondamentale nella risoluzione di questo problema. Questo passaggio aiuterebbe la decarbonizzazione non solo a livello di trasporto marittimo ma anche a livello di ecosistema portuale. Pivetta et al. (2024) hanno svolto un'analisi di 74 progetti sull'idrogeno in 36 aree portuali (80% in Europa) che evidenzia una tendenza dei porti a creare le condizioni giuste e quindi diventare degli acceleratori per l'adozione dell'idrogeno. L'idrogeno avrà una duplice funzione, la prima all'interno del porto con veicoli come gru e reach stacker alimentati ad idrogeno (Pivetta et al., 2024), mentre la seconda riguarda appunto il bunkering navale.

Tutti questi progetti riguardano sistemi complessi e investimenti elevati, un progetto reale come quello del porto di Valencia ha mostrato come anche solo sviluppo di un trattore portuale ad idrogeno, una reach stacker e una stazione di rifornimento mobile abbia richiesto un investimento di 4 milioni di euro (Pivetta et al., 2024).

Dal punto di vista della compatibilità della nave abbiamo visto dall'analisi LCC che ci sono dei CAPEX molto elevati per i serbatoi criogenici, a questo si aggiunge la bassa densità energetica dell'idrogeno (anche se in forma liquida), che richiede quindi grandi serbatoi criogenici, i quali andranno a rubare spazio al carico pagante, questo si traduce in un costo opportunità per le navi volume-limited come le portacontainer e i traghetti.

Per le navi weighted-Limited, come le portarinfuse, l'impatto sul volume sarà inferiore, tuttavia, avremo il peso dei serbatoi e dei sistemi di propulsione ad incidere sulla capacità di carico (Douglas et al., 2025).

#### **2.2.4.5 Sicurezza**

Un'altra barriera all'adozione dell'idrogeno come combustibile marittimo è rappresentata dalle preoccupazioni relative alla sicurezza. Nonostante abbia alcune proprietà che sono estremamente più positive rispetto ad altri carburanti come l'atossicità, la non corrosività e la galleggiabilità, altre caratteristiche come l'intervallo di infiammabilità ampio e la bassa energia minima di innesco lo rendono facile da incendiare e quindi un rischio per la sicurezza. Ad oggi non è presente una normativa marittima specifica per l'idrogeno, questo ci porta a valutarlo sulla base di un confronto con l'LNG che è l'unico altro carburante criogenico ad oggi sviluppato. L'analisi evidenzia infatti rischi simili tra i due carburanti con però dei livelli di impatto e di probabilità largamente a sfavore dell'idrogeno.

Il principale rischio riguarda i fenomeni esplosivi violenti e in particolare ne esistono due tipi che sono: la Transizione Deflagrazione-Detonazione (DDT) e il Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion (BLEVE). Questi due fenomeni hanno un livello di potenza e probabilità molto più alte rispetto ai pericoli rappresentati dall'LNG.

La sicurezza a bordo per le navi ad idrogeno è quindi legata alla prevenzione delle perdite e al contenimento delle loro conseguenze. Un aspetto importante per la sicurezza, oltre a quelli individuati all'inizio del capitolo sull'idrogeno è la definizione delle zone pericolose attraverso analisi che definiscano le distanze di sicurezza tra i sistemi ad idrogeno e le altre aree della nave. Un'altra fase critica per la sicurezza è quella del rifornimento poiché è uno dei momenti a più alto rischio e in cui sono necessarie procedure e attrezzature specifiche (Ustolin et al., 2022).

#### **2.2.4.6 Conformità normativa**

Per quanto riguarda il quadro normativo l'idrogeno presenta performance diverse a seconda che si consideri la regolamentazione IMO o quella europea a causa della diversità nella modalità di calcolo delle emissioni.

Nel quadro IMO, infatti, i vari indici come EEXI e il CII si basano su un approccio Tank-to-Wake, andando a misurare quindi solo le emissioni di CO<sub>2</sub> originate dalla combustione dell'idrogeno, che produce la maggior parte delle sue emissioni nella fase Well-to-Tank, risultando estremamente performante. Come sappiamo infatti la combustione dell'idrogeno non produce CO<sub>2</sub>, questo significa che avrà un valore CII pari a zero e sarà pienamente conforme ai requisiti EEXI. Questo assicura un importante vantaggio a tale carburante offrendo alla compagnia armatoriale una nave che a differenza degli altri carburanti che vedranno peggiorare o venir meno la conformità alla normativa, potrebbe rappresentare una soluzione definitiva di conformità al quadro IMO o quanto meno garantire una conformità di lungo termine (Dotto et al., 2023).

La situazione è diversa se si va a valutare il quadro europeo dove i regolamenti come il FuelEu Maritime e l'EuETS considerano il ciclo di vita completo del carburante (approccio WtW) (Douglas et al., 2025). In questo contesto l'attrattività dell'idrogeno da fonte fossile diminuisce, abbiamo visto precedentemente come il potenziale di riduzione dell'idrogeno blu (quello grigio è pure peggiore) in un'ottica WtW sia limitato a causa delle perdite di metano, l'estrazione, il trasporto di gas naturale e dalla non perfetta efficienza dei CCS. La conseguenza se si prende ad esempio in considerazione il FuelEu Maritime, che prevede fattori di riduzione delle emissioni GHG in ottica WtW sempre più stringenti, è che l'idrogeno potrebbe non essere una soluzione di conformità nel lungo periodo (potrebbe esserlo ad esempio l'e-idrogeno) (Kanchiralla et al., 2024). Le elevate emissioni WtT dell'idrogeno si possono tradurre in un costo operativo diretto legato all'EuETS.

Quindi la perfetta conformità ai regolamenti IMO viene controbilanciata dalla normativa europea che penalizza le emissioni WtT dell'idrogeno. Per una compagnia che opera nella giurisdizione europea investire in questa tecnologia potrebbe risultare rischioso se preso un orizzonte temporale di lungo termine (Kanchiralla et al., 2024)

#### **2.2.4.7 Trend carburante**

Ad oggi l'idrogeno, insieme all'ammoniaca e al metanolo, è visto come una delle soluzioni low carbon intensive prese in considerazione per la decarbonizzazione del settore marittimo (Mandegari et al., 2023). Le tecnologie legate alla propulsione ad idrogeno sono considerate promettenti e stanno attraversando un periodo di sviluppo

tecnologico, il che dimostra l'interesse del mercato (Zhou et al., 2025). Allo stesso tempo il mercato ha ben chiare le barriere infrastrutturali e di costo per questa tecnologia, per cui i forecast di medio termine definiscono una transizione a fasi. In particolare, come abbiamo visto per il caso di studio dell'Artico si è delineato un percorso che vede LNG e metanolo come carburanti per la fase iniziale e intermedia, mentre l'idrogeno e soprattutto i suoi derivati sintetici sono visti come una soluzione per le fasi finali della transizione (Li & Hu, 2025).

Inoltre, risulta una chiara tendenza nella creazione di grandi hub regionali per la produzione e l'esportazione dell'idrogeno, un esempio sono i paesi del Consiglio di Cooperazione del Golfo (GCC) che essendo ricchi di fonti rinnovabili si stanno muovendo per diventare protagonisti nel futuro mercato dell'idrogeno e hanno annunciato infatti dei progetti sulla produzione di idrogeno verde e blu. Questi progetti ci danno indicazioni utili sulla presenza di attori che stanno operando per creare una catena di approvvigionamento dell'idrogeno. La presenza di nuovi terminal e la possibile conversione dei terminal LNG in terminal per l'idrogeno è una chiara indicazione dell'inizio dello sviluppo di infrastrutture che in futuro supporteranno il bunkering di idrogeno (Alshawaf et al., 2025). Per concludere possiamo dire che, sebbene l'LNG e il metanolo siano viste come le soluzioni più mature nel breve-medio termine sono considerate come transitorie, poiché l'idrogeno e più precisamente i suoi derivati sono considerati le uniche soluzioni a emissioni zero nell'approccio WtW (Mandegari et al., 2023).

## **2.2.5 Biofuels**

### **2.2.5.1 Caratteristiche tecniche e tecnologiche**

I biocarburanti derivano dalle biomasse e grazie alle loro caratteristiche sono considerati una delle strategie più immediate per la decarbonizzazione del settore marittimo. Il beneficio ambientale che apportano è legato al fatto che il carbonio emesso durante la combustione è di origine biogenica, ovvero durante la crescita della biomassa un quantitativo di carbonio viene assorbito dall'atmosfera, il che rende questa tecnologia a basse o potenzialmente nulle emissioni nette. L'analisi di Kanchiralla et al. (2024) stima

un potenziale di riduzione dei gas serra fino al 78% rispetto ai combustibili fossili (Kanchiralla et al., 2024).

Inoltre, i biocarburanti possono essere usati nei sistemi di propulsione delle navi e nelle infrastrutture già esistenti senza doverli modificare o comunque con modifiche minime. Tale livello di compatibilità favorisce una più agevole adozione, un'integrazione più rapida e minori costi rispetto agli altri carburanti alternativi che necessitano di infrastrutture e motori nuovi (Arias, A. et al., 2024).

Questa tecnologia poi può essere divisa in 3 generazioni individuate sulla base della maturità tecnologica e della materia prima utilizzata.

I biocarburanti di prima generazione derivano da materie prime edibili come oli vegetali e colture zuccherine. Presentano uno stato di maturità tecnologica avanzato, tuttavia sono in competizione con il settore alimentare e usano grandi quantitativi di terreno e acqua, questo potrebbe essere un punto critico se si va ad analizzare la sostenibilità sia sociale che ambientale di questa generazione di biocarburanti (Arias, A. et al., 2024).

I biocarburanti di seconda generazione sono considerati più sostenibili perché non utilizzano come materie prime prodotti alimentari, ma piuttosto resti agricoli e forestali, rifiuti organici e oli da cucina usati. Sono considerati avanzati ovvero più puliti e quindi con un impatto ambientale minore e una maggior efficienza. Dal punto di vista tecnologico però sono meno maturi di quelli di prima generazione e infatti la loro produzione richiede lo sviluppo di tecnologie emergenti e investimenti maggiori. Le principali modalità di produzione sono il trattamento termochimico (ad esempio gassificazione per produrre syngas) e il processo di idrotrattamento per produrre l'HVO (Hydrodate Vegetable Oil) (Arias et al., 2024).

Infine, ci sono i biocarburanti di terza generazione che, come materia prima sfruttano le alghe. Rappresentano la tecnologia più promettente per il futuro sia perché offrono una produttività di molto superiore rispetto alle colture tradizionali, sia perché potendo usare acque reflue e crescere in terreni non agricoli, non entrano in competizione con il settore alimentare. Se si va a vedere la maturità tecnologica siamo ancora in una fase embrionale e quindi di sviluppo iniziale (Arias, A. et al., 2024).

A questo punto possiamo entrare nello specifico delle varie tipologie di biocarburanti, poiché hanno caratteristiche diverse che ne possono influenzare adozione e benefici ambientali. Una prima categoria è il biodiesel definito come FAME (Fatty Acid Methyl Ester) che presenta caratteristiche molto simili al diesel con il quale infatti può essere miscelato, ma può anche essere usato puro in motori specifici (Arias, A. et al., 2024). La caratteristica distintiva è la presenza di ossigeno nella struttura molecolare, questo gli permette di avere una combustione più completa e quindi l'abbattimento di emissioni di particolato (PM), monossido di carbonio (CO) e idrocarburi incombusti (HC). Questa stessa caratteristica però unita a temperature di combustione più elevate e determinate condizioni operative potrebbe causare un aumento delle emissioni di Nox, a seconda quindi delle condizioni operative potrebbe essere necessario l'uso di additivi o tecnologie post-trattamento (Zhao et al., 2021).

Un'altra categoria considerata come tecnicamente superiore di biocarburanti è l'HVO. Al contrario di quanto previsto per il Biodiesel durante la produzione dell'HVO viene rimosso l'ossigeno dalla molecola, questo permette una miglior qualità di accensione e una maggior stabilità in termini di ossidazione e stoccaggio. Inoltre, l'assenza di ossigeno riduce di molto il rischio di emissioni di ossidi di azoto (Zhao et al., 2021).

Infine, abbiamo i biocruudi che sono ottenuti da processi termochimici e sono una via tecnologicamente più avanzata per l'uso di biomasse solide come i residui forestali. Ad esempio, la gassificazione (che è un processo termochimico) trasforma le biomasse in gas di sintesi (syngas), che possono essere ulteriormente convertiti in biocarburanti liquidi. I biocruudi pure essendo una tecnologia ad elevato potenziale hanno il limite di necessitare di processi di raffinazione prima di essere usati nei motori marini a causa di fattori come la complessità chimica, l'acidità o l'instabilità (Arias, A. et al., 2024).

L'analisi della tecnologia dei biocarburanti deve necessariamente dividersi in tecnologie per la produzione che influenzano costo e disponibilità e tecnologie di utilizzo a bordo che determinano fattibilità e CAPEX (Arias, A. et al., 2024).

Per quanto riguarda la produzione come già accennato le tecnologie presentano livelli di maturità distinti. Infatti, se i processi biochimici tradizionali come quello per produrre il biodiesel le tecnologie sono mature e ampiamente diffuse sul mercato, i

biocarburanti di seconda e terza generazione hanno bisogno di tecnologie avanzate che sono in una fase di sviluppo. Per il settore marittimo le più importanti sono quelle legate ai processi termochimici come:

- La gassificazione: consente di produrre syngas che a loro volta servono come base per la produzione di biocarburanti liquidi. Questa tecnologia in realtà risulta essere abbastanza affermata, tuttavia è proprio l'impiego di questa per la produzione di biocarburanti a presentare delle barriere come gli elevati costi di investimento.

- La Pirolisi Veloce: consente di produrre bio-olio grezzo e risulta essere una tecnologia con ottime performance in termini di conversione delle biomasse in liquido. Tuttavia, è una tecnologia ancora in fase di sviluppo almeno per quanto riguarda l'impiego su larga scala. Anche per la Pirolisi una delle principali sfide è di tipo economico perché questi bio-oli necessitano di un processo di raffinazione che risulta essere molto costoso

- La Liquefazione Idrotermale: risulta essere una delle tecnologie con maggior potenziale soprattutto per biomasse umide come le alghe, poiché permette di eliminare la fase di essiccamento della materia prima, permettendo quindi un importante risparmio energetico e di costi. A livello di maturità tecnologica è ancora in una fase di ricerca e sviluppo almeno per quanto riguarda la sua commercializzazione su larga scala.

È importante quindi che l'analisi per comprendere la potenziale futura adozione di queste tecnologie tenga conto non solo dei costi di produzione, ma anche la scalabilità e la possibilità di integrazione nelle catene logistiche esistenti (Arias, A. et al., 2024).

L'analisi tecnologica per i biocarburanti diventa estremamente interessante se si va a valutare l'aspetto legato alla loro adozione a bordo. I biocarburanti presentano un elevato livello di compatibilità con i sistemi di propulsione esistenti. Il Biodiesel, per esempio, può usare gli ICE convenzionali senza dover adottare alcuna modifica, rendendo la combinazione una soluzione tecnologica potenzialmente matura e di rapida implementazione. Dal punto di vista delle compagnie armatoriali questa compatibilità consente una riduzione dei CAPEX legati all'investimento iniziale e i rischi legati all'obsolescenza tecnologica, potendo passare al biocarburante senza apportare modifiche (Korican, M. et al., 2025).

Altri esempi sono il bio-LNG e il bio-metanolo, che possono sfruttare le stesse tecnologie di propulsione installate per le loro versioni fossili. Barone et al. (2025) analizzano la possibilità di sfruttare i biocarburanti a bordo di navi da crociera che usano motori per carburanti alternativi. In particolare, l'adozione di Bio-LNG in un motore dual-fuel alimentato a LNG risulta essere un'evoluzione tecnologica incrementale. Per una compagnia investire in una nave dual-fuel o LNG-ready potrebbe risultare un investimento a prova di futuro, grazie alla possibilità di passare alla variante bio a zero emissioni nette non appena la tecnologia sarà pronta e commercialmente disponibile, senza dover sostenere un costoso retrofit della nave (Barone, G. et al., 2025).

#### **2.2.5.2 Analisi LCA**

Sotto l'aspetto della sostenibilità ambientale l'LCA dei biocarburanti sottolinea un importante potenziale in termini di riduzione dell'impatto climatico, come abbiamo visto dallo studio di Kanchiralla et al. (2024) hanno un potenziale di riduzione dei gas serra che può arrivare fino al 78% rispetto ad esempio all'MGO. In termini di performance ambientali risultano quindi molto più performanti rispetto ad altri combustibili, come abbiamo già visto per esempio i blu fuels possono raggiungere riduzioni fino ad un massimo del 62%. Tuttavia, ci sono anche carburanti che garantiscono performance ambientali migliori come gli e-fuels che possono ottenere riduzioni delle emissioni di GHG anche dell'85%.

La ricerca evidenzia come gli impatti ambientali dei biocarburanti dipendano e si verifichino principalmente dalla catena produttiva (Kanchiralla, F.M. et al., 2024).

Entrando nello specifico lo studio LCA applicato ad un peschereccio ha dimostrato come la sostituzione del diesel con il biodiesel puro (B100) consentirebbe una riduzione dell'impatto sul cambiamento climatico (in termini GWP) dell'87,1%, inoltre si è notato come anche una miscela molto meno pura (nel caso studio al 20%) garantisce comunque una notevole riduzione delle emissioni. Per capire meglio i dati sopracitati lo studio applica al caso due scenari in cui vengono usati LPG e metanolo con riduzioni delle emissioni rispettivamente del 24,4% e del 23,3%. Questo ci fa capire che dal punto di vista climatico il biodiesel risulta essere una delle soluzioni più efficaci tra i combustibili a combustione interna (Pericic, M. et al., 2023).

A questo punto come la metodologia LCA impone è utile andare a scomporre l'impatto dei biocarburanti. Dalla scomposizione si capisce che per i biocarburanti la fase WtT è quella più critica, ma che allo stesso tempo presenta le maggiori opportunità. Infatti, in questa fase abbiamo le emissioni generate dalle attività agricole e forestali per produrre biomasse, raccoglierle, e trasportarle e dal processo di conversione di queste in carburante (Watanabe, M.D.B. et al., 2023). Per esempio, attività che richiedono alta intensità energetica come la gassificazione delle biomasse possono avere un impatto molto importante sul totale delle emissioni prodotte nel ciclo di vita. Questo apre anche alla necessità per le compagnie di shipping di fare valutazioni che le aiutino a scegliere un fornitore di biocarburanti con una filiera e una tecnologia produttiva che garantisca le performance ambientali attese e che tale beneficio sia certificabile (Kanchiralla, F.M. et al., 2024).

L'impatto ambientale dei biocarburanti poi dipende anche molto dalla materia prima utilizzata, quelli che sfruttano i prodotti residui mostrano un potenziale in termini di riduzione delle emissioni superiore rispetto a quelli che sfruttano colture dedicate. Il motivo principale è imputabile al fatto che le emissioni legate alla coltivazione (come la produzione o l'uso di fertilizzanti) e il cambio di uso del terreno, nel caso di sfruttamento di prodotti residui, vengono imputate al prodotto principale. Per cui le compagnie marittime che vogliono migliorare le proprie performance in termini di decarbonizzazione dovrebbero privilegiare il primo metodo, il quale offre una prestazione WtT migliore (Watanabe, M.D.B. et al., 2023).

L'Analisi LCA dei biocarburanti è importante che non vada a valutare solo le emissioni in termini di GHG, ma deve considerare anche altre tipologie di impatto ambientale. Infatti, se da un lato questa tecnologia risulta ottima in termini di abbattimento dell'impronta di carbonio dall'altro può essere causa di una serie di altri impatti. I principali sono legati alle pratiche agricole per coltivare le biomasse e quindi l'uso di fertilizzanti azotati che possono produrre acidificazione dei terreni. Un altro impatto negativo è legato alla necessità di spazi per la coltivazione delle biomasse che potrebbero rubare spazio ed entrare in competizione con il settore alimentare e con gli ecosistemi naturali. L'altro grande rischio riguarda le emissioni di particolato che potrebbero essere significative durante la gassificazione della biomassa (Kanchiralla, F.M. et al., 2024).

Come abbiamo visto dallo studio di Pericic et al. (2023) il biodiesel riduce di molto le emissioni di GHG. Lo studio di Arias et al. (2024) va poi a fare un appunto interessante riguardo l'LCA sui biocarburanti, evidenziando il limite di valutare una tecnologia ad oggi non ancora pienamente matura attraverso dati attuali. Suggerisce quindi la possibilità di sviluppare un LCA prospettica che vada a considerare i possibili scenari futuri e gli sviluppi della tecnologia di modo da aiutare gli armatori nel prendere decisioni di investimento sul lungo periodo (20-25 anni) e capire le performance della tecnologia e la sua conformità nel lungo periodo (Arias, A. et al., 2024).

Inoltre, come abbiamo visto le prestazioni ambientali dei biocarburanti sono in larga parte determinate dalla loro filiera, per questa ragione diventano fondamentali le certificazioni e l'imposizione di standard. Sono rilevanti gli aspetti legati alla verifica e alla certificazione oltre agli standard riconosciuti su scala internazionale come ISCC (International Sustainability & Carbon Certification) che consentono la tracciabilità della filiera e il calcolo delle emissioni GHG. La compagnia marittima che acquista biocarburanti avrà interesse nell'ottenere le certificazioni poiché rappresentano sia una garanzia di conformità alla normativa, sia una assicurazione per gli stakeholders (es. caricatori) che il combustibile sia sostenibile lungo tutta la catena del valore (Arias, A., et al., 2024).

### **2.2.5.3 Analisi LCC**

L'analisi LCC dei biocarburanti ci aiuta ad individuare quelli che sono i rischi e le opportunità legate a questa tecnologia e mostra significative differenze a seconda della tipologia specifica. A differenza di altri combustibili come, ad esempio, l'idrogeno caratterizzati alti costi di investimento per i biocarburanti la sostenibilità economica va valutata attraverso un'analisi di trade off tra costi di investimento e prezzo della materia prima. Come poi per gli altri carburanti anche in questo caso incidono pure i costi legati alla normativa. Il bio-metanolo risulta essere uno dei carburanti alternativi con maggiori potenzialità sotto il punto di vista economico grazie ad un costo di abbattimento del carbonio (CAC) valutato intorno ai 100€ per tonnellata di CO<sub>2</sub>eq. Tale valore risulta essere piuttosto basso e molto competitivo rispetto agli altri biocarburanti e rispetto a molti e-fuels (kanchiralla, F.M. et al., 2024).

Proprio per sottolineare le differenze che ci possono essere tra i vari biocarburanti si va a vedere l'analisi LCC del biodiesel. In questo caso il vantaggio principale riguarda i CAPEX, l'analisi di Korican et al. (2025) fatta su dei pescherecci mostra come i costi d'investimento per un sistema a diesel siano praticamente uguali a quelli per un sistema a biodiesel. Tuttavia, il vantaggio in termini di CAPEX viene controbilanciato dagli OPEX e in particolare dai prezzi del carburante. Il prezzo del biodiesel, infatti, viene stimato dallo studio a 1,84€/kg a fronte di un prezzo del diesel pari a 0,84€/kg e del metanolo a 0,47€/kg. La differenza dei prezzi relativi al carburante fa sì che i costi totali del biodiesel siano superiori a quelli del metanolo e in determinati scenari anche a quelli del diesel, questi nonostante costi legati alle emissioni di carbonio inferiori (Korican, M. Et al., 2025; Pericic, M. Et al., 2023). L'analisi di Korican mostra come la sostenibilità economica di queste tecnologie sia direttamente influenzata dalle variazioni dei costi del carburante. Per le compagnie marittime quindi investire in un biocarburante, caratterizzato da un prezzo strutturalmente alto e un mercato volatile, risulta essere piuttosto rischioso. Questa volatilità genera incertezza nell'analisi LCC rendendo più complesse le decisioni strategiche degli armatori (Korican, M. Et al., 2025). L'analisi dei biocarburanti deve poi tenere in considerazione anche la competizione per le materie prime. Infatti, parte dei biocarburanti disponibili sul mercato come HVO e il biodiesel derivano da materie prime usate anche da altri settori per la decarbonizzazione, si pensi all'aviazione e al trasporto pesante su strada. Tale competizione per la disponibilità di risorse limitate sul lungo termine comporta due principali rischi per le compagnie ovvero: rischi legati agli OPEX poiché la competizione con settori con importanti capacità di spesa (come quello dell'aviazione) comporta incrementi costanti di prezzo delle materie prime e di conseguenza dei prezzi finali dei biocarburanti marini. Questo incide negativamente sulla volatilità dei prezzi e aumenta l'incertezza legata ai costi operativi. Il secondo rischio riguarda la disponibilità, infatti gli incentivi politici e la domanda di mercato potrebbero avvantaggiare altri settori, il che si tradurrebbe in una scarsità di biocarburanti nel settore marittimo e quindi in rischi legati alle scelte strategiche delle compagnie armatoriali riguardanti la tecnologia della flotta futura. Il rischio di uno scenario simile a quello descritto spinge l'industria a prendere scelte

strategiche di lungo periodo che riguardano l'adozione di biocarburanti di generazione avanzata (Mandegari, M et al., 2023).

#### **2.2.5.4 Analisi infrastrutturale**

Per quanto riguarda l'aspetto infrastrutturale la compatibilità dei biocarburanti con infrastrutture, navi e procedure operative già in uso per i carburanti fossili rappresenta un grande vantaggio. A differenza di LNG e idrogeno non sono quindi necessari investimenti in nuove navi o per nuove procedure di bunkering. Come abbiamo visto il biodiesel ma anche altri carburanti come l'HVO possono essere usati sfruttando gli stessi serbatoi, le stesse pompe e gli stessi processi del diesel marino. La pronta integrazione con gran parte delle infrastrutture esistenti rappresenta un punto di forza sia economico che competitivo. Lo stesso discorso vale anche per i motori delle navi che risultano idonei a bruciare biocruudi derivanti da pirolisi. La compatibilità con i motori odierni permette una transizione graduale e a minor rischio per le compagnie, che non devono investire o attendere nuove tecnologie di propulsione. (Mandegari, M et al., 2023). Gli aspetti critici sorgono nel momento in cui si va ad analizzare la disponibilità fisica e sostenibile di biomasse. Lo studio di Watanabe, M.D.B. et al. (2025) svolto sulla disponibilità di biomasse in Europa stima la fornitura energetica derivante dai biocarburanti presenti in Europa compresa tra il 32% e il 149% dell'attuale consumo annuo del trasporto marittimo europeo (Watanabe, M.DB. et al., 2023). Il limite massimo risulta essere molto promettente, tuttavia, prevederebbe l'uso di tutte le risorse disponibili comprese le colture dedicate su terreni abbandonati. Questo ci fa capire che la biomassa è una risorsa limitata e la sua disponibilità è fonte di competizione (Arias, A. Et al., 2024). Inoltre, le biomasse, soprattutto agricole e forestali, risultano sparse nel territorio e presentano una bassa densità energetica, il che richiederebbe la costruzione di una catena logistica per la raccolta e il trasporto verso gli impianti di produzione. Questa catena chiaramente ha impatto sui costi e sulle emissioni. La produzione su larga scala richiede il superamento di una barriera infrastrutturale importante, legata alla necessità di avere catene di approvvigionamento per l'aggregazione di grandi volumi di biomassa. La logistica relativa alla materia prima rappresenta quindi il principale ostacolo alla scalabilità (Mandegari, M. Et al., 2023; Arias, A. Et al., 2024). La natura semplice dell'infrastruttura a valle permette quindi alle compagnie armatoriali di iniziare a decarbonizzare la propria flotta senza dover investire in nuove navi o

attendere la costruzione di infrastrutture portuali specializzate. Tuttavia, la limitata disponibilità di biomasse e le sfide logistiche della filiera a monte sollevano criticità per quanto riguarda la scalabilità della tecnologia e la sicurezza dell'approvvigionamento nel lungo termine.

#### **2.2.5.5 analisi di mercato**

L'analisi economica e di mercato dei biocarburanti ha come variabile chiave il prezzo del carburante, il quale dipende largamente dal costo e dalla disponibilità delle materie prime. In particolare, il prezzo dei biocarburanti è connesso alle dinamiche dei mercati agricoli e forestali. Tale prezzo rappresenta una barriera importante all'adozione sulla larga scala dei biocarburanti.

Come abbiamo visto, il biodiesel ha un prezzo superiore rispetto a quello del diesel convenzionale. Alla stessa maniera si stima che anche il prezzo del biometanolo sia superiore a quello del metanolo di origine fossile. (Korican, M. et al., 2025; Mandegari, M. et al., 2023).

Nonostante le sfide relative ai costi di questa tecnologia il mercato è già operativo, si tratta quindi di opzioni già commercializzate. Kanchirala et al. (2024) va a comparare la situazione dei vari biocarburanti, individuando il biometanolo come la soluzione più promettente sia dal punto di vista dei costi sia in termini di potenziale di riduzione delle emissioni e costo di abbattimento del carbonio. Questi elementi lo rendono una delle alternative più attraenti sul mercato futuro tra le varie opzioni di biocarburanti.

La volatilità dei prezzi continua ad essere un rischio significativo. Lo studio di Korican et al. (2025) stima che anche solo una variazione del 30% nel prezzo del biodiesel o del biometanolo può avere un impatto diretto importante sul costo totale del ciclo di vita della nave. Questi elementi ci fanno capire come sia importante gestire i rischi legati alla volatilità del prezzo attraverso contratti di fornitura a lungo termine o ad esempio motori dual fuel.

#### **2.2.5.6 conformità normativa**

La regolamentazione risulta essere uno strumento importante per rendere i biocarburanti più competitivi dal punto di vista economico e del mercato, andando ad agire per ridurre il divario di prezzo che attualmente c'è tra i biocarburanti e i combustibili

fossili. L'impatto del quadro normativo anche in questo caso si differenzia se ci si riferisce al quadro normativo europeo o quello internazionale e quindi dell'IMO. A livello europeo la principale misura che favorisce i biocarburanti è sicuramente l'EuETS, come sappiamo va ad imporre un costo monetario diretto per ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> emessa in eccesso, in questo caso il vantaggio dei biocarburanti è quello di essere considerati (per il calcolo degli ETS) a zero impatto netto. L'esenzione rappresenta sicuramente un vantaggio per le compagnie che decidono di utilizzare biocarburanti.

Lo studio di Korican mostra come un'ipotetica carbon tax per un sistema biodiesel sarebbe inferiore di circa il 52% rispetto a un sistema che sfrutta diesel, riducendo quindi il costo economico. L'obiettivo degli ETS in generale è quello di incentivare in questo caso specifico i biocarburanti (Barone, G. et al., 2025). Per quanto riguarda invece il quadro internazionale, se si prendono in considerazione i regolamenti come l'EEDI e il CII, questi non favoriscono i biocarburanti perché si basano su un approccio Tank to Wake e questo significa che calcolano solamente le emissioni di carbonio derivanti dal carburante bruciato a bordo della nave (Mandegari, et al. 2023). Questo tipo di valutazione da parte dell'IMO genera due aspetti critici: il primo è quello di non avere un vantaggio in termini di rating; quindi, l'armatore che investe nei biocarburanti per ridurre la propria impronta Well-to-Wake non ha alcun miglioramento relativamente al CII della nave, il cui rating anzi inizierà a scendere anno dopo anno proprio come per i combustibili fossili, andando così ad eliminare uno dei principali incentivi all'adozione dei carburanti alternativi. Inoltre, si crea un vantaggio competitivo per altri carburanti come, ad esempio, l'ammoniaca e l'idrogeno che anche se di origine fossile, nel momento in cui sono considerati in un'ottica Time to Wake potrebbero ottenere una valutazione migliore (Mandegari et al., 2023). Deve quindi essere considerata la differenza tra il quadro normativo europeo e quello internazionale. Infine, pur risultando una soluzione sostenibile, per poter accedere ai benefici legati alla normativa, i biocarburanti devono dimostrare le loro prestazioni attraverso standard e certificazioni (Arias, et al. 2024). Tali certificazioni servono alle compagnie per ottenere la conformità e quindi beneficiare dell'esenzione dell'EuETS.

#### **2.2.5.7 trend del carburante**

Per quanto riguarda la tendenza di mercato di questa tecnologia, bisogna innanzitutto fare una distinzione tra il breve-medio termine e il lungo termine, andando a valutare l'evoluzione delle tecnologie di produzione e la disponibilità delle materie prime. Nel breve-medio termine, quindi fino al 2030-2035, i biocarburanti liquidi definiti drop-in e in particolare il biodiesel e l'HVO, sono visti come le soluzioni più probabili per la decarbonizzazione del trasporto su lunghe distanze. Tale previsione si basa sul fatto che questi combustibili sono già in commercio e rappresentano una soluzione rapida poiché, come abbiamo visto, non richiedono investimenti proibitivi in nuove navi o in infrastrutture portuali.

Lo step successivo è quello legato alla crescita delle varianti verdi di altri carburanti alternativi o comunque già in fase di adozione come il bio-LNG e il bio-metanolo. La loro diffusione è fondamentale per rispettare la futura regolamentazione. L'analisi condotta da Barone et al. (2025) va ad analizzare questa tendenza e conclude che per raggiungere il target dell'IMO 2030 carburanti come bio-metanolo e bio-LNG, dovranno rappresentare delle quote di penetrazione tra i carburanti alternativi rispettivamente del 46,5% e del 25,5%. Questi dati sono interessanti perché ci mostrano come in realtà l'adozione dei carburanti alternativi per mantenere la conformità con la normativa potrebbe dover essere molto più intensa rispetto a quella prevista attualmente. Per esempio, la quota di carburanti a zero o basse emissioni da raggiungere entro il 2030 secondo l'IMO è compresa in un range tra il 5% e il 10%.

L'analisi sul trend di lungo periodo mostra che i biocarburanti di prima generazione abbiano una scalabilità limitata a causa della disponibilità delle materie prime e della crescente competizione con altri settori. (Mandegari et al. 2023).

Si prevede quindi che i biocrudi derivanti da biomasse e prodotti con tecnologie termochimiche come, ad esempio, la gassificazione andranno progressivamente a integrare e sostituire i biocarburanti adottati nel breve-medio periodo.

In particolare, questi biocarburanti di seconda generazione risulteranno essere più sostenibili, più economici e più abbondanti. (Mandegari et al., 2023).

L'implementazione su larga scala dei biocarburanti e l'evoluzione finora prevista non risultano solamente in un cambiamento della materia prima, ma piuttosto in un processo di maturazione della tecnologia che deve andare a superare diverse criticità legate all'efficienza dei processi di conversione e ai costi di produzione. Lo studio di Barone et al. (2025) conferma l'importanza dell'adozione dei biocarburanti nel futuro mix di combustibili e in particolare prevede che per raggiungere gli obiettivi IMO 2040 la quota di biometanolo dovrà coprire circa il 73,2% della domanda di carburante delle navi a metanolo, mentre il bioLNG dovrà raggiungere circa il 62,8% per le navi alimentate a LNG.

Nel lungo termine le versioni bio non saranno più un prodotto di nicchia ma diventeranno una delle principali fonti di alimentazione per le flotte.

## **2.2.6 E-fuels**

### **2.2.6.1 Caratteristiche tecniche e tecnologiche**

Gli e-fuels, chiamati anche carburanti elettro-sintetici, hanno come principale caratteristica il fatto che la loro produzione si basa sull'energia rinnovabile. Tale produzione inizia con la generazione dell'e-idrogeno attraverso un processo che scinde le molecole d'acqua e che richiede un'elevata quantità di energia elettrica. La sostenibilità di questi carburanti dipende quindi dal tipo di energia utilizzata. Il loro potenziale climatico in termini di abbattimento delle emissioni raggiunge il massimo livello nel momento in cui si utilizzano fonti rinnovabili che quindi hanno un'intensità di carbonio prossima o pari allo zero.

L'e-idrogeno una volta generato può poi essere usato come combustibile per la nave oppure essere sfruttato per generare altri e-fuels. I principali e-fuels considerati sono:

- l'e-ammonia, che deriva da una combinazione tra l'e-idrogeno e l'azoto, ed è caratterizzata da una molecola che non presenta carbonio per cui ha come principale vantaggio quello di non emettere CO<sub>2</sub> durante la combustione.

- L'e-metanolo, questo combustibile si ottiene attraverso la reazione dell'e-idrogeno con l'anidride carbonica. Per far sì che il suo ciclo di vita ottenga delle buone prestazioni ambientali, la CO<sub>2</sub> utilizzata deve essere di origine fossile, ancor meglio

se catturata dall'atmosfera attraverso le apposite tecnologie. Inoltre, proprio come il metanolo si presenta allo stato liquido a temperature e pressione ambiente rendendolo più semplice da stoccare e movimentare rispetto ad altri e-fuels.

- L'e-idrogeno che, come abbiamo visto, è l'e-fuels di partenza dal quale poi si possono generare gli altri.
- L'e-metano, che combina l'e-idrogeno con la CO<sub>2</sub> catturata.

In generale le proprietà chimico-fisiche di questi combustibili sono uguali a quelle delle relative controparti fossili. Tuttavia, la produzione effettuata attraverso l'energia rinnovabile introduce determinate specificità come, ad esempio, una minore densità energetica rispetto ai carburanti fossili (o comunque ai carburanti tradizionali). Questo ha un impatto sulla progettazione e sui costi delle navi, poiché sono richiesti dei serbatoi per lo stoccaggio di maggiori dimensioni al fine di garantire l'autonomia operativa della nave andando così a ridurre lo spazio per il carico pagante.

La maturità tecnologica degli e-fuels varia molto a seconda che si parli delle tecnologie di produzione o di quelle utilizzate a bordo. Gran parte delle tecnologie per la produzione a terra risultano essere mature, basti pensare all'elettrolisi dell'acqua per generare l'idrogeno, ai gasdotti per il trasporto della CO<sub>2</sub>, alle linee di trasmissione elettrica e così via. Nonostante questo, sono presenti delle criticità per quanto riguarda l'esperienza nella costruzione di infrastrutture su larga scala (che siano specifiche per la produzione di e-fuels) e per quanto riguarda il trasporto massivo di idrogeno. Diversi progetti su larga scala per la produzione delle e-metanolo ad esempio sono ancora in una fase di studio, questo ci fa capire che nel complesso non si è ancora raggiunta una completa maturità commerciale (Galimova, et. al. 2025; Kanchiralla F.M. et al. 2024). I processi di sintesi invece sono ormai dei processi industriali ben conosciuti la cui criticità risiede nelle difficoltà di integrazione con fonti energetiche rinnovabili (Douglas C.M. et al. 2025). Per quanto riguarda invece le tecnologie relative alla propulsione della nave sono principalmente di due tipi con diversi gradi di maturità, ovvero i motori a combustione interna e le celle a combustibile (Douglas C.M. et. al. 2025).

#### **2.2.6.2 Analisi LCA**

Risulta poi essere particolarmente importante svolgere l'analisi LCA degli e-fuels proprio perché il loro potenziale di riduzione degli impatti ambientali dipende largamente dalla fonte di energia primaria utilizzata e dalla catena di produzione.

In questo contesto diventa quindi importantissima una valutazione che consideri gli impatti dall'estrazione delle risorse fino all'utilizzo a bordo del combustibile (Kanchiralla, F.M. et al. 2024, Watanabe M.T.B. et.al. 2023). La ricerca suggerisce che gli e-fuels integrati con celle a combustibile hanno un potenziale di riduzione delle emissioni di gas serra che risulta essere il più alto tra tutte le possibili alternative, i dati ci dicono che possono ridurre l'impatto fino anche all'85% rispetto al Marine Gas Oil (MGO) (Kanchiralla F.M. et al. 2024).

Douglas C.M. et.al. (2025) svolge un caso studio relativo a un Green Corridor tra Australia e Asia nel quale si va a calcolare l'impatto derivante dall'utilizzo dell'ammoniaca prodotta attraverso l'energia eolica, impiegata in un motore a combustione interna portando a degli ottimi risultati in termini di riduzione delle emissioni in ottica WtW (con una riduzione del 92% rispetto ai carburanti convenzionali) (Douglas C.M et al. 2025). Inoltre, come abbiamo visto i motori a combustione interna hanno delle prestazioni inferiori rispetto alle celle a combustibile. Dall'analisi LCA risulta che le emissioni TtW per i combustibili a base di idrogeno e di ammoniaca, quindi l'e-idrogeno e l'e-ammonia, sono prossime allo zero e il loro impatto è quasi totalmente localizzato nella fase di produzione e di trasporto. Il potenziale degli e-fuels non è garantito a qualsiasi condizione, per raggiungere questi benefici è fondamentale che l'elettricità utilizzata nella loro produzione abbia un'intensità di carbonio estremamente bassa.

Gli studi mostrano come per ottenere un'intensità di gas serra in un'ottica WtW inferiore ai combustibili fossili sia necessario avere ad esempio una rete nazionale con un'intensità di carbonio al di sotto di 100 gCO<sub>2</sub>eq/kWh (Watanabe, M.D.B. et al., 2023). Per raggiungere poi gli obiettivi normativi previsti dal regolamento fuelEU Maritime, gli e-fuels devono essere collegati a delle fonti elettriche che abbiano un'intensità di carbonio ancora inferiore, pari circa 17 CO<sub>2</sub>eq/kWh (Watanabe, M.D.B. et al., 2023). Questa caratteristica fa sì che tali

carburanti risultino geograficamente limitati e concentrati in quelle regioni che hanno abbondanza di risorse rinnovabili a basso costo e a bassissima intensità di carbonio.

Se i requisiti sull'intensità di carbonio dell'energia elettrica non sono rispettati la produzione può anche comportare un impatto ambientale superiore a quello dei carburanti tradizionali (Park, C. et al. 2022). Andando poi a fare paragoni tra i diversi tipi di e-fuels si possono notare altre distinzioni tra questi, per esempio se si considera la fase Well-to-Tank l'e-idrogeno risulta essere uno di quelli con il maggior potenziale in termini di performance relativamente al riscaldamento globale.

La miglior performance dipende dal processo di sintesi che risulta essere più diretto e meno complesso rispetto a quello dell'e-ammonia o dell'e-metanolo. In realtà anche l'e-metanolo, nonostante il processo piuttosto complesso dovuto alla cattura di CO<sub>2</sub>, nella fase Well-to-Tank ha un'impronta di carbonio negativa dovuta alla cattura di CO<sub>2</sub> dall'atmosfera. Tuttavia, questo beneficio viene poi controbilanciato dalle emissioni generate durante la fase di combustione a bordo del combustibile. (Douglas CM et al 2025) Un'analisi LCA approfondita va a vedere anche altri impatti oltre a quello climatico, ad esempio la produzione di e-fuels che sfrutta l'energia eolica è sicuramente vantaggiosa in termini di potenziale di riscaldamento climatico, ma allo stesso tempo ha impatti in altre categorie ambientali, in particolare dovuti alla necessità di estrazione di metalli e minerali che portano all'uso di risorse e a una potenziale tossicità per l'uomo, poiché la costruzione di questi impianti richiede comunque quantità significative di materiali come lo zinco e terre rare, materiali che necessitano di un processo di estrazione e lavorazione e che hanno a loro volta un impatto ambientale. Quindi anche gli e-fuels potenzialmente vanno a spostare l'impatto ambientale da quelle che sono le emissioni di gas serra alla pressione sull'uso delle risorse minerarie (Kanchiralla F.M. et al. 2024).

### **2.2.6.3 Analisi LCC**

Dall'analisi LCC degli e-fuels si capisce immediatamente che la principale barriera all'adozione su larga scala di questa tecnologia sia rappresentata dall'alto costo. Nonostante l'elevatissimo potenziale di decarbonizzazione, la loro adozione prevede un importante sovrapprezzo rispetto ai combustibili convenzionali, (Green Premium) (Douglas C.M. et al., 2025)

Douglas C.M. et al. 2025 nel suo studio svolge un'analisi legata al costo totale di esercizio (TCO Total Cost of Ownership), nella quale si considerano tutti i costi della vita operativa della nave e quindi il costo di capitale, i costi operativi, i costi legati al carburante, alla manutenzione e così via.

In questo modo si va a identificare quello che è il green premium, in particolare si prende in considerazione uno scenario base in cui non sono presenti incentivi o tasse sul carbonio e risulta che il TCO per una portarinfuse alimentata a VLSFO viene stimato a 14,71 dollari per tonnellata di carico. Nello stesso scenario base l'opzione a e-fuels più vantaggiosa sotto l'aspetto economico, ovvero quella che sfrutta la combustione interna alimentata da e-ammonia, ha un TCO superiore 46,3% rispetto al combustibile convenzionale.

Se si prendono in considerazione poi le altre soluzioni come le celle a combustibile alimentate a e-ammonia o i sistemi a e-idrogeno, i divari di costo sono ancora più elevati, e ammontano rispettivamente al 60,7% e del 69,3% in più rispetto allo scenario di base (Douglass CM et al. 2025). Dalla scomposizione dei costi risulta che la componente principale di questo aumento di costo non è il CAPEX della nuova tecnologia ma piuttosto l'OPEX del fuel che da solo costituisce la parte più grande del TCO. (Douglass CM et al 2025 Kanchiralla FM et al. 2024). A incidere pesantemente sul costo finale del combustibile è il costo di produzione che a sua volta è determinato da due elementi che sono il costo dell'elettricità rinnovabile e i CAPEX legati agli impianti di sintesi. L'elettricità,

Quindi è fondamentale gestire bene questo parametro perché è visto come quello più critico. Se gestito bene, costi bassi dell'elettricità prossimi allo zero possono rendere gli e-fuels competitivi in termini di prezzi persino con i combustibili fossili. (Kanchiralla F.M. et al.2024). Gli e-fuels presentano differenze di costo tra di loro, la produzione dell'e-idrogeno per esempio teoricamente è meno costosa di quella dell'e-ammonia e del e-metanolo proprio perché richiede un numero inferiore di passaggi per la sintesi.

Allo stesso tempo però questo vantaggio spesso viene ridotto a causa di costi molto più elevati per la sua distribuzione e per il suo stoccaggio in forma liquida. (Douglass

CM et al.,2025). Un altro fattore di costo per gli e-fuels a base di carbonio è determinato dalla fonte di CO<sub>2</sub>.

Infatti, la produzione che sfrutta la CO<sub>2</sub> attraverso la cattura tramite Direct Air Capture risulta molto costosa. Ci sono anche altri modi per ottenere la CO<sub>2</sub>, ad esempio, da fonti biogeniche puntuali come il biogas o le cartiere. Quindi anche la scelta della CO<sub>2</sub> e la sua vicinanza geografica agli impianti di produzione sono aspetti fondamentali per la sostenibilità economica del progetto. (Galimova, T. et al. 2025; Kanchiralla, F.M. et al. 2024). Per una valutazione costo efficacia del combustibile nella riduzione delle emissioni viene utilizzato il costo di abbattimento del carbonio che, come abbiamo visto, va a calcolare il costo aggiuntivo per ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> equivalente evitata rispetto ai combustibili fossili. Anche in questo caso gli e-fuels risultano essere economicamente svantaggiosi, infatti, per un corridoio marittimo analizzato risulta che una nave che sfrutta l'e-ammonia in un motore a combustibile interna (nonostante sia l'opzione con il CAC più basso), esso ammonta a 247 dollari per tonnellata di CO<sub>2</sub>, valore che supera di molto i prezzi della CO<sub>2</sub> nei mercati ETS (Douglas C et al.2025). L'e-ammonia risulta in quest'ottica essere l'e-fuels più vantaggioso seguito dall'e-metanolo, che però si assesta su valori superiori ai 300 euro per tonnellata di CO<sub>2</sub>. Anche in termini di tecnologia abbiamo dei costi diversi, ad esempio i sistemi a cella combustibile hanno generalmente un costo di ciclo di vita superiore a quello dei motori a combustione interna, il maggiore costo è imputabile ai costi di investimento e alla vita operativa più breve delle celle, che richiedono degli investimenti per la sostituzione. Tuttavia, il CAC delle celle a combustibile è variabile a seconda del tipo di nave utilizzata e del profilo operativo di questa, ad esempio se si prendono le navi da crociera che hanno un elevatissimo consumo energetico le celle a combustibile potrebbero avere un CAC anche inferiore rispetto ai motori a combustione interna perché i risparmi di carburante derivanti dalla loro maggiore efficienza potrebbero compensare i maggiori costi di capitale. Nel breve medio termine gli e-fuels non risultano competitivi sul mercato, se si va a fare un confronto di quelli che sono i prezzi, possiamo vedere come i prezzi spot del metanolo fossile nel periodo 2021-2024 risultassero in un range tra i 57 e i 60 euro/mWh mentre le stime di costo per l'e-metanolo in Finlandia nel 2030 variano tra i 99,7 e i 112,4 euro/mWh. Senza interventi l'e-metanolo non risulterà competitivo sul mercato. Sono interessanti però le proiezioni

di lungo termine, per il 2050 si stima infatti che il costo di produzione dell'e-metanolo possa abbattersi e raggiungere un range tra i 68,5 e i 79,1 euro/mWh rendendolo competitivo. (Fasihi, M. et al., 2024)

#### **2.2.6.4 disponibilità e compatibilità infrastrutturale**

La principale sfida infrastrutturale per gli e-fuels, a differenza degli altri combustibili alternativi, non è rappresentata principalmente dalle operazioni di bunkering e dalla compatibilità con i motori, ma piuttosto riguarda la disponibilità di energia rinnovabile e la creazione di una catena produttiva completamente nuova. Come abbiamo visto, per far sì che gli e-fuels risultino sostenibili necessitano di un quantitativo di elettricità elevato a basso costo e a bassissima intensità di carbonio, per cui la loro produzione ha bisogno di importanti investimenti in infrastrutture di energia rinnovabile. Questo va a spostare il problema infrastrutturale dalla rete portuale alla rete elettrica nazionale e alla capacità del paese di generare energia pulita o comunque rinnovabile (Kanchiralla, F.M. et al., 2024; Watanabe et al., 2023). Lo studio di Watanabe et al. (2023) mostra come anche sfruttando tutto il potenziale teorico l'energia che verrebbe fornita dagli e-fuels andrebbe a coprire una quota limitata del fabbisogno del trasporto marittimo. Questo non è legato alla mancanza di sistemi di sintesi, ma a una limitata capacità di produrre un surplus di elettricità rinnovabile sufficiente per alimentare tale tecnologia. A titolo esemplificativo Galimova et al. (2025) fa una panoramica del sistema di produzione del e-metanolo. Questa catena produttiva è identificata in un sistema che prevede l'integrazione di impianti di generazione di energia rinnovabile come le pale eoliche, elettrolizzatori per dare energia alla produzione dell'idrogeno, una fonte di CO<sub>2</sub> sostenibile (ad esempio un impianto per la cattura della CO<sub>2</sub>) e alla fine un impianto di sintesi del metanolo.

Inoltre, gli impianti descritti normalmente non sono presenti nello stesso luogo, sorge quindi il bisogno di organizzare un'infrastruttura di trasporto intermedia tra gli impianti. L'infrastruttura può essere rappresentata da una linea di trasmissione elettrica, da pipeline per l'idrogeno oppure da pipeline per la CO<sub>2</sub> (Galimova et al. 2025). Tutte e tre le opzioni risultano essere tecnologicamente mature e in particolare l'analisi tecnico-economica mostra come l'opzione migliore in termini di costo-efficacia sia quella di

trasportare la CO<sub>2</sub> al sito di produzione dell'elettricità. Organizzare tale infrastruttura diventa un problema di ottimizzazione logistica e infrastrutturale.

La compatibilità della nave è legata ai sistemi di propulsione e in particolare ai motori a combustione interna e alle celle a combustione. Tali tecnologie sono in una fase di sviluppo avanzata (Kanchiralla F.M., et al., 2024), l'unico limite è rappresentato dalla densità energetica degli e-fuels che risulta essere inferiore rispetto ai combustibili tradizionali.

La flessibilità infrastrutturale ha un ruolo cruciale, Galimova et al. (2025) precisa che un'infrastruttura che viene dedicata a un singolo prodotto come, ad esempio, una pipeline di CO<sub>2</sub> potrebbe diventare un asset incagliato se la fonte di CO<sub>2</sub> da cui si rifornisce dovesse chiudere. Diversamente le linee di trasmissione elettrica potrebbero offrire una maggior flessibilità poiché l'elettricità può essere sfruttata in diverse modalità. Quando vengono fatti degli investimenti di lungo termine sulle infrastrutture è importante fare tali considerazioni perché le soluzioni più flessibili potrebbero, anche se più costose nel breve termine, avere un profilo di rischio inferiore nel lungo periodo (Galimova et al. 2025).

Lo sviluppo della tecnologia dipende fortemente dalla crescita della produzione di energia rinnovabile, motivo per cui l'infrastruttura per gli e-fuels è considerata la sfida più grande e ad alta intensità di capitale di tutte le tecnologie alternative di decarbonizzazione (Kanchiralla, F.M. et al., 2024). L'adozione degli e-fuels su larga scala dipende anche dall'accettazione sociale e dagli aspetti legati alla sicurezza delle nuove infrastrutture a terra. La costruzione a terra di pipeline per idrogeno e CO<sub>2</sub> o di altre infrastrutture come impianti di sintesi solleva diverse questioni.

#### **2.2.6.5 Sicurezza**

I principali rischi per la sicurezza sono rappresentati dalle caratteristiche dell'idrogeno che, come abbiamo visto, è un gas molto infiammabile e con un'importante sensibilità in termini di esplosività, eventuali perdite di una pipeline possono essere un problema per la sicurezza pubblica locale. Ci sono poi rischi legati alla CO<sub>2</sub> che, sebbene non tossica in piccole quantità, in caso di grandi perdite potrebbero creare delle

concentrazioni pericolose e dannose per l'uomo fino addirittura a causare asfissia. (Galimova et al., 2025)

#### **2.2.6.6 Conformità alla normativa**

Quando si parla di e-fuels è particolarmente importante analizzare come la regolamentazione impatta sui costi e sull'attrattività di questa tecnologia, in particolare si pensa che sia proprio il quadro normativo a poter determinare il loro successo o il loro fallimento. Come abbiamo già visto attraverso l'analisi LCC, i carburanti sintetici risultano essere economicamente più costosi rispetto ai combustibili fossili, diventa quindi fondamentale un forte intervento normativo che vada a rendere gli e-fuels economicamente più sostenibili. Misure come il Carbon Intensity Indicator (CII) e l'EEDI si basano su un approccio Tank to Wake, se applicato gli e-fuels questo genera due principali problemi: il primo riguarda il mancato riconoscimento del beneficio climatico legato all'utilizzo di elettricità rinnovabile per la produzione. In secondo luogo, non va a penalizzare nel modo corretto l'impronta di carbonio totale dei combustibili fossili, in questo modo l'effettivo beneficio ambientale degli e-fuels non viene riconosciuto interamente dalla normativa (Douglas C., et al., 2025). La normativa dell'Unione Europea invece adotta un approccio Well-to-Wake, andando a favorire maggiormente i carburanti sintetici che sono in grado di ridurre le emissioni GHG lungo il loro intero ciclo di vita. Tuttavia, neanche le misure dell'Unione Europea sono attualmente sufficienti per rendere gli e-fuels competitivi con gli altri carburanti (in particolare quelli convenzionali) a causa dell'elevato costo di abbattimento del carbonio che risulta essere superiore al prezzo delle quote di scambio di CO<sub>2</sub>, (ovvero degli ETS) le quali normalmente sono inferiori ai 100 dollari per tonnellata CO<sub>2</sub>eq. (Douglas C., et al. 2025). Per l'armatore risulterà quindi conveniente continuare ad utilizzare combustibili fossili molto più inquinanti, le cui penalità però rappresentano un onere finanziario più basso rispetto a utilizzare gli e-fuels. Il prezzo della CO<sub>2</sub> non risulta una misura sufficiente se lasciata da sola, servono misure politiche che prevedano investimenti pubblici in infrastrutture, sussidi e incentivi per favorire la crescita della produzione di questo carburante (Kanchiralla, F.M. et al., 2024).

#### **2.2.6.7 Trend del carburante**

Per quanto riguarda il trend, non è prevista almeno nelle fasi iniziali di sviluppo una diffusione globale, ma piuttosto uno sviluppo concentrato su determinate aree geografiche e rotte commerciali.

Si prevede che i principali mercati relativi riguarderanno i Green Shipping Corridor, che si basano su rotte create da accordi volontari tra porti, operatori e caricatori al fine di incentivare l'adozione di carburanti a zero o quasi zero emissioni su specifiche rotte (Douglas, C.M. et al., 2025).

Lo sviluppo di un corridoio strategico permette di fare investimenti infrastrutturali e di aggregare la domanda in una determinata area geografica. In questo modo si riducono i rischi legati agli investimenti e si accelera la curva di apprendimento tecnologica. Almeno inizialmente non ci sarà una disponibilità globale degli e-fuels, ma piuttosto delle rotte strategiche avanzate tecnologicamente in cui verranno utilizzati.

Anche Li W.W. et al. (2025) confermano questo trend regionale, il forecast sulle rotte artiche nel lungo periodo vede una transizione verso l'e-drogeno e l'e-ammonia. Questa tecnologia, quindi, non è vista nel breve termine come una soluzione globale, ma piuttosto il punto finale del percorso di transizione regionale che verrà adottata nel momento in cui raggiunge una maggiore maturità. Lo studio di Kanchiralla et al. (2024) afferma che il trend degli e-fuels dipende principalmente da due fattori: il costo e la disponibilità dell'elettricità rinnovabile. Lo sviluppo dipende quindi dalla crescita della capacità di generazione di energia rinnovabile su scala globale.

Il secondo fattore è il supporto politico, ovvero le misure politiche per incentivare gli armatori a investire in questa tecnologia. Possiamo concludere dicendo che per gli e-fuels si prevede una traiettoria a lungo termine in cui probabilmente rappresenteranno la soluzione finale per la decarbonizzazione del settore marittimo; tuttavia, l'adozione nelle fasi iniziali avverrà su specifiche aree geografiche attraverso dei Green Shipping Corridor (Douglas, C. et al., 2025).

#### **Capitolo IV: Fonti di finanziamento**

La transizione verso un trasporto marittimo a basse emissioni non rappresenta solo un'evoluzione tecnologica, ma anche una sfida finanziaria. Secondo le stime correnti, la sola trasformazione della flotta (costruzioni e operatività) richiederà investimenti annui compresi tra gli 8 e i 28 miliardi di dollari fino al 2050. Se si considera anche

l'infrastruttura di terra per la produzione, la distribuzione e il bunkeraggio, il fabbisogno sale ulteriormente di una quota stimata tra i 30 e i 90 miliardi di dollari all'anno.

Tuttavia, l'accesso al capitale risulta oggi estremamente complesso. Gli istituti bancari commerciali, storicamente pilastri del finanziamento navale, mostrano una crescente avversione al rischio. Questa è strettamente legato alla percezione di un settore esposto a una duplice incertezza: da un lato il rischio di obsolescenza delle tecnologie attuali, dall'altro l'estrema volatilità dei prezzi dei nuovi carburanti, che rende difficile formulare proiezioni attendibili sui flussi di cassa futuri. In tale scenario, gli strumenti di supporto pubblico e la finanza agevolata diventano determinanti per mitigare il rischio e sbloccare gli investimenti privati.

La presente ricerca adotta come schema di riferimento lo studio condotto da Implement (2025) per conto della *Danish Maritime Authority*. Tale lavoro ha raggruppato oltre 70 opportunità di finanziamento, con l'obiettivo di fornire ad armatori e governi una visione d'insieme sulle opzioni per supportare le nuove costruzioni (new builds), il riammodernamento della flotta (retrofitting) e l'efficientamento energetico.

Dallo studio emerge che i meccanismi di supporto non sono uniformi. Una parte di questi strumenti è specificamente dedicata al comparto marittimo (circa il 37%), mentre la restante quota (63%) comprende programmi più ampi, rivolti alla decarbonizzazione industriale o energetica generale, ai quali però le imprese dello shipping possono e devono attingere per colmare il proprio fabbisogno di capitale.

Attraverso il report è possibile classificare le opportunità finanziarie in tre categorie principali:

- **Sovvenzioni e sussidi (Grants):** Rappresentano circa il 15% delle opportunità totali e sono prevalentemente orientati alla ricerca, allo sviluppo e ai test di tecnologie in fase iniziale. Sono fondi diretti, come l'EU Innovation Fund, essenziali per abbattere i costi delle tecnologie ancora immature.
- **Garanzie e prestiti agevolati:** Sono strumenti erogati da banche di sviluppo nazionali o regionali (es. la Kfw-IPEX Bank in Germania o la Nordic Investment Bank). Questi prestiti offrono condizioni migliori rispetto al mercato, mentre le garanzie statali riducono il rischio per i creditori privati, facilitando l'erogazione di prestiti ipotecari navali.

- Finanza innovativa e partenariati: Include meccanismi come il leasing verde, i green bonds e i fondi di private equity (come Breakthrough Energy Ventures). Un ruolo crescente è svolto dai partenariati pubblico-privati e dai proventi derivanti dai mercati del carbonio (ETS), che vengono reinvestiti nel settore per premiare le navi a basse emissioni.

Un aspetto critico è sicuramente la non omogeneità geografica di queste fonti. L'Europa detiene una leadership indiscussa, ospitando 45 dei 70 fondi analizzati (il 63% dell'offerta globale). Questo dato conferma il ruolo dell'Unione Europea come leader della decarbonizzazione, grazie a programmi strutturati come il Connecting Europe Facility e il pacchetto la regione Asia-Pacifico sta mostrando una crescita rapidissima, con iniziative nazionali di peso come il fondo per la costruzione navale eco-friendly in Corea del Sud o la Maritime Singapore Green Initiative. Al contrario, il panorama risulta limitato in regioni come l'Africa (4% delle opportunità) e l'America Latina (3%). Tale divario rappresenta una barriera significativa alla transizione globale: senza un accesso equo al capitale, gli armatori dei paesi in via di sviluppo rischiano di rimanere attaccati a tecnologie obsolete, aumentando il gap competitivo con le flotte più avanzate.

L'analisi poi evidenzia le difficoltà operative nell'ottenimento dei fondi. Lo studio sottolinea come i requisiti di candidatura siano spesso proibitivi. L'accesso ai prestiti delle banche di sviluppo richiede frequentemente il cosiddetto government endorsement: una lettera ufficiale di presentazione o il coinvolgimento diretto dei ministeri nazionali.

Queste procedure creano un onere burocratico che solo le grandi compagnie strutturate sono in grado di gestire. Per le piccole e medie imprese (PMI) del settore, la frammentazione dei programmi e criteri di ammissibilità complessi agiscono come un forte disincentivo. In tale ottica, iniziative di standardizzazione come i Poseidon Principles che aiutano le banche a valutare l'impronta di carbonio dei propri portafogli risultano necessari, ma ancora insufficienti se non accompagnati da una semplificazione dei processi di accesso diretto al finanziamento.

Infine, analizzando la finalità dei fondi, si nota una preferenza per investimenti a medio termine. Il 59% dei programmi ha un focus sulla costruzione di unità dual-fuel o hydrogen-ready. Segue con il **55%** il supporto al retrofit, riconoscendo che la conformità normativa a breve termine (CII e EEDI) non può prescindere da interventi

sulla flotta esistente. Solo una quota minoritaria di fondi è attualmente dedicata alla copertura dei costi operativi (OPEX), lasciando agli armatori l'intero onere legato al differenziale di prezzo tra carburanti tradizionali e alternative *green*. (Danish Maritime Authority, 2025)

#### **Capitolo IV: Teorie del Management dell'innovazione applicate ai combustibili alternativi**

Dopo aver esaminato il quadro normativo, le specifiche tecniche dei carburanti alternativi e aver mappato gli strumenti finanziari a supporto della transizione, è necessario inquadrare il processo decisionale sotto il profilo manageriale. In questo capitolo verranno presentate le teorie del management dell'innovazione che permettono di trasformare i dati tecnici e i finanziamenti disponibili in scelte strategiche di investimento.

Un'altra considerazione strategica che le compagnie marittime devono fare riguarda la scelta della tempistica di adozione (*timing of entry*). Tale decisione risulta essere critica nel settore sia perché l'asset nave ha un ciclo di vita molto lungo sia perché richiede un'alta intensità di capitali. Gli armatori devono quindi decidere se agire come *first mover* cercando di ottenere dei vantaggi competitivi come, l'accesso privilegiato a determinate risorse scarse che nel futuro potrebbero diventare critiche, la possibilità di influenzare lo standard tecnico, ottenere dei contratti di lungo termine per il rifornimento, accedere a slot prioritari nei futuri terminal di bunkeraggio una volta che il combustibile sarà maggiormente adottato e creare un'immagine di impresa leader nella sostenibilità (vantaggio legato alle preferenze dei caricatori). Allo stesso tempo il *first mover* nel caso specifico della nostra analisi va anche incontro a rischi importanti, legati sia all'investimento di capitali ingenti in una tecnologia ancora immatura e incerta, sia al rischio di *lock-in*, ovvero di rimanere legato alla tecnologia su cui ha investito la quale però potrebbe essere resa obsoleta da combustibili alternativi con migliori prestazioni e/o dall'inasprimento della normativa. Va anche tenuto conto che il pioniere di determinati alternative fuels potrebbe dover affrontare il problema di una catena logistica del carburante non ancora sviluppata e la mancanza di infrastrutture. Alternativamente gli armatori possono decidere di comportarsi da *early follower* o *late entrant*, con l'obiettivo di sfruttare l'esperienza degli altri e adottare una tecnologia più matura ed efficiente. In questo modo l'armatore può quindi sfruttare gli errori del *first mover*, avvalersi di

Formattato: Interlinea: 1,5 righe

un'infrastruttura più sviluppata e capillare e di una maggior offerta e quindi potenzialmente minori costi. Allo stesso tempo però se il first mover sfrutta bene le sue opportunità, i follower potrebbero avere problemi ad accedere al mercato (caso in cui first mover fa partnership strategiche) e a incontrare il favore dei grandi operatori interessati agli aspetti di sostenibilità. L'elevata incertezza legata ai carburanti alternativi fa sì che per ridurre il rischio di investimento sia necessario per i decisori delle compagnie avere una conoscenza approfondita di quelle che sono le tendenze di mercato, la normativa di riferimento, i costi e così via. Risulta evidente l'importanza per le compagnie marittime di prendere delle decisioni consapevoli in relazione al carburante su cui investire e il momento di adozione, poiché questo determinerà il futuro delle performance della compagnia.

La decisione legata all'investimento chiaramente deve considerare i vincoli finanziari delle compagnie. Infatti, gli investimenti in queste tecnologie innovative richiedono un elevato sforzo sia in termini economici sia in termini di tempo, per cui una compagnia che inevitabilmente ha un budget limitato deve curare molto attentamente la scelta della tecnologia sulla quale investire.

Uno strumento utile è la Discounted Cash Flow Analysis (DCFA) che valuta il valore temporale del denaro, per cui il valore di un investimento oggi è pari alla somma dei flussi di cassa futuri che esso genererà, attualizzati attraverso un tasso di sconto che rifletta il costo del capitale e il rischio del progetto. Nel settore marittimo, dove l'asset ha un ciclo di vita molto lungo e richiede ingenti capitali iniziali, la DCFA rappresenta la metodologia di riferimento per confrontare le diverse opzioni di combustibile.

Attraverso l'applicazione della DCFA, è possibile ricavare tre indicatori chiavi per il processo decisionale, che sono il Net Present Value (NPV), l'Internal Rate of Return (IRR) e il Pay Back Period (PbP). Queste tecniche sono utili perché sono in grado di valutare il valore temporale dell'investimento e il rischio ad esso legato. Tuttavia, nei contesti di innovazione e incertezza come quello della decarbonizzazione presentano dei limiti. Tecniche la cui qualità dipende dalla precisione delle stime dei flussi di cassa futuri, possono risultare non estremamente affidabili in un contesto di volatilità dei prezzi, incertezza normativa e incertezza sullo sviluppo tecnologico come quello dei carburanti alternativi.

Formattato: Giustificato

Al fine di valutare il potenziale strategico dell'investimento un metodo interessante è quello della Real Options Analysis (ROA), con il quale si va ad applicare il modello delle opzioni reali al progetto di investimento.

Se prendiamo ad esempio l'investimento in tecnologie flessibili come le navi dual fuel, possiamo paragonarlo all'acquisto di un'opzione Call dove l'investimento iniziale legato agli aspetti tecnici della nave o alla ricerca e sviluppo rappresentano il prezzo dell'opzione mentre il costo futuro per convertire effettivamente la nave rappresenta lo strike price. Quindi la compagnia in futuro è libera di decidere se effettuare l'investimento completo o meno. Con questo approccio si tengono in considerazione gli aspetti strategici dell'investimento come: la possibilità di posticipare la conversione completa della nave senza influenzare negativamente la fattibilità del progetto e la possibilità di suddividere il progetto in fasi, consentendo di interrompere l'investimento in caso di variazione delle condizioni (questo riduce di molto l'esposizione al rischio). Inoltre, questa metodologia considera il fatto che l'investimento in determinate tecnologie permette di ridurre l'incertezza poiché si ha la possibilità di convertire la nave in futuro dando il tempo alla compagnia di capire come si sta evolvendo il contesto e la tecnologia stessa prima di investire l'intero capitale.

L'aspetto interessante è proprio che mentre NPV o l'IRR potrebbero valutare sconveniente un investimento in una tecnologia non ancora matura il ROA è in grado di catturarne il valore strategico.

Un altro aspetto importante di cui le compagnie marittime devono avere consapevolezza nel momento in cui prendono decisioni è il tipo di innovazione che stanno valutando. Infatti, le innovazioni possono essere classificate in base all'intensità, alla loro natura, all'ambito di applicazione e all'effetto che hanno sulle competenze.

Se andiamo ad analizzare i carburanti alternativi sotto il profilo della natura dell'innovazione, risulta chiaro che non si tratta solamente di un'innovazione di prodotto ma bensì anche di processo, l'adozione di tali carburanti infatti richiede nuove modalità di gestione operativa, nuovi protocolli di sicurezza per quanto riguarda il bunkeraggio di sostanze tossiche o criogeniche, nuove modalità di manutenzione, una diversa gestione degli spazi a bordo e così via.

Dal punto di vista dell'intensità del cambiamento possiamo distinguere tra:

•Innovazioni incrementali, che riguardano cambiamenti marginali o miglioramenti delle soluzioni esistenti. In questa categoria rientrano ad esempio i biocarburanti o i miglioramenti nell'efficienza dei motori tradizionali, poiché non comportano cambiamenti radicali del prodotto o del processo.

•Innovazioni radicali, comportano una novità assoluta e differenziazione. Si tratta quindi di innovazioni significativamente diverse dai prodotti o processi già esistenti. Nel caso specifico di questa tesi esempi sono le navi ad idrogeno o le celle a combustibile, le quali presentano una discontinuità tecnologica rispetto alle tecnologie consolidate.

Questa differenza determina anche il tipo di impatto che l'innovazione ha sulle risorse umane e organizzative.

Usando il concetto di competenze le innovazioni possono essere distinte in Competence-Enhancing, nel momento in cui le competenze vengono valorizzate da un'innovazione che trova fondamento nelle conoscenze interne all'impresa. In questo caso c'è un miglioramento progressivo delle competenze interne all'azienda e di conseguenza cresce l'apprendimento dei lavoratori e si limita il rischio di obsolescenza delle skills della forza lavoro. Tuttavia, alternative fuels come ammoniaca e idrogeno potrebbero risultare Competence-Destroying, in questo caso le competenze all'interno dell'impresa diventano obsolete e questo richiede investimenti in formazione dei lavoratori e aggiornamenti tecnologici. In questo ultimo caso le compagnie nuove entranti potrebbero avere un vantaggio rispetto ad imprese consolidate che rischiano di rimanere attaccate alla loro base di conoscenza. Infine, per inquadrare gli *alternative fuels* è importante anche distinguere le innovazioni tra modulari e architetturali. Nel primo caso c'è la modifica di alcune componenti senza però andare a modificare complessivamente la struttura del sistema (un esempio sono i biofuels), mentre le innovazioni architetturali comportano variazioni della struttura complessiva del sistema o nel modo in cui i componenti interagiscono. Nel caso, ad esempio, dell'idrogeno vi è la necessità di riprogettare la nave per installare serbatoi di idrogeno molto più voluminosi, modificando significativamente la gestione dello spazio di carico. In generale le compagnie consolidate hanno maggiore difficoltà con questo tipo di innovazioni poiché devono modificare una struttura organizzativa più solida.

ha formattato: Tipo di carattere: Corsivo

Dalla tesi emerge poi sicuramente un elevato livello di incertezza relativamente agli *alternative fuels*, questo può essere spiegato attraverso il modello del ciclo tecnologico. Infatti, attualmente il settore marittimo si trova in una fase del ciclo definita come Fluid Phase in cui i vari carburanti alternativi competono per ottenere il ruolo da protagonisti (con un momentaneo predominio dell'LNG). Questa fase è caratterizzata da tecnologie piuttosto costose e non ancora completamente mature. L'evoluzione degli *alternative fuels* può essere ipotizzata attraverso la curva ad S del miglioramento tecnologico, che prevede un progresso lento nelle fasi iniziali per poi accelerare quando la conoscenza si consolida. Tuttavia, nel prendere decisioni è importante considerare anche la curva ad S della diffusione e soprattutto nell'ambito di decisioni legate ai carburanti alternativi. La diffusione di un nuovo carburante infatti richiede molto più tempo rispetto ad altre tecnologie, questo perché ha bisogno di risorse complementari fondamentali come una rete diffusa e globale di infrastrutture per il bunkeraggio e normative di sicurezza. Inoltre, ci si aspetta che il carburante alternativo che emergerà come principale non dipenderà esclusivamente e necessariamente dal valore intrinseco di questo (sostenibilità del carburante), ma anche dalle esternalità di rete che sarà in grado di generare. Il concetto di esternalità di rete secondo Metcalfe (1983) si sostanzia nel fatto che il valore di una rete aumenta esponenzialmente all'aumentare del numero di utenti. Nel caso specifico analizzato in questo lavoro, un numero maggiore di navi che usa un determinato combustibile stimola maggiori investimenti in infrastrutture portuali relative a quel carburante, e viceversa (si crea quindi un ciclo virtuoso tra gli investimenti in infrastrutture e quelli in *alternative fuels*).

ha formattato: Tipo di carattere: Corsivo

ha formattato: Tipo di carattere: Corsivo

### Capitolo V: Analisi Multicriteria

Il presente capitolo costituisce il risultato della ricerca, collocandosi al termine della fase di analisi e integrazione delle informazioni sulla decarbonizzazione del settore marittimo. L'obiettivo è dimostrare come i dati raccolti possano essere usati come supporto decisionale.

Attraverso l'analisi di criteri economici, tecnici, normativi e ambientali, l'elaborato intende offrire un quadro a supporto del processo decisionale a:

- armatori e decision-maker, come strumento per orientare le scelte di investimento a lungo termine e minimizzare i rischi finanziari;

- consulenti e ricercatori, come modello analitico per interpretare le traiettorie dei futuri carburanti;
- istituzioni, come evidenza delle barriere ancora esistenti che richiedono ulteriori interventi in termini di finanziamenti e politiche di supporto.

A tal fine viene presentata un'analisi multicriteria (Multi-Criteria Decision Making) (MCDM). La letteratura definisce questo strumento come un insieme di tecniche sviluppate con l'obiettivo di supportare i processi decisionali in situazioni nelle quali bisogna valutare più alternative sulla base di molteplici criteri (che spesso sono in conflitto tra di loro, ad esempio l'obiettivo di efficienza dei costi spesso entra in conflitto con quello di ottimizzazione delle performance ambientali) (Taherdoost e Madanchian, 2023).

Gli approcci principali sono quello quantitativo e quello qualitativo. Il primo usa dati numerici precisi, equazioni e statistiche al fine di individuare una soluzione ottimale (usa ad esempio dati sui costi storici) (Taherdoost e Madanchian, 2023). Al contrario, l'approccio qualitativo viene usato quando i criteri sono difficili da misurare numericamente o vi è incertezza sui dati ad essi relativi. Questo tipo di approccio consente infatti di combinare dati qualitativi e dati quantitativi, al fine di ottenere delle scale di valutazione che permettono di considerare aspetti intangibili come, ad esempio, la maturità tecnologica (Hansson et al. 2019).

Nel contesto specifico di questo argomento un'analisi quantitativa può essere problematica poiché i carburanti analizzati sono tendenzialmente in una fase emergente, vi è quindi la mancanza di serie storiche che rendano i dati affidabili.

L'analisi multicriteria sviluppata adotta quindi un approccio qualitativo, in quanto valutato migliore per svolgere un confronto tra tecnologie che si trovano a livelli di sviluppo molto differenti fra di loro e con dati ancora incerti o scarsi.

L'analisi sviluppata di seguito ha quindi l'obiettivo di individuare quelli che sono i trade-off strategici tra i vari alternative fuels, tenendo conto che la soluzione ritenuta migliore in realtà dipende dal peso che il decisore attribuisce ai criteri presi in considerazione (Hansson et al. 2019).

Sulla base dei dati e delle considerazioni svolte nella tesi, questo capitolo andrà a sviluppare quindi un'analisi multicriteria qualitativa con l'obiettivo di confrontare i carburanti alternativi. I criteri presi in considerazione per il confronto sono:

1. costi della tecnologia: verrà data una valutazione sulla base dei dati raccolti per ciascun carburante relativamente ai CAPEX e agli OPEX
2. l'impatto ambientale: viene valutato il profilo di sostenibilità ambientale del carburante
3. la conformità alle normative: viene valutato come ciascun carburante si comporta nei confronti della normativa (Europea e internazionale)
4. Technology Readiness Level (TRL): si tratta di una scala di valutazione che misura il livello di maturità e affidabilità di una tecnologia.

A seconda del criterio la performance di ciascun combustibile sarà valutata come o alta (la performance del carburante nei confronti del criterio può essere vista come un punto di forza, nella figura rappresentata in verde) o media (la performance del combustibile presenta sia opportunità che rischi o comunque sia vantaggi che svantaggi, nella figura rappresentata in giallo) o bassa (la prestazione del carburante in relazione al criterio valutato è negativa e rappresenta un limite alla sua adozione, nella figura rappresentata in rosso).

Criteri/combustibili	LNG	Metanolo	Ammomiaca	Idrogeno	Biofuels	E-fuels
Maturità tecnologica (TRL)	Verde	Verde	Giallo	Rosso	Verde	Giallo
Costi (CAPEX/OPEX)	Giallo	Giallo	Rosso	Rosso	Rosso	Rosso
Conformità normativa IMO	Giallo	Giallo	Verde	Verde	Rosso	Verde
Conformità Normativa UE	Rosso	Rosso	Verde	Giallo	Verde	Verde
Impatto TtW	Rosso	Rosso	Giallo	Verde	Giallo	Verde
Impatto WtT	Rosso	Rosso	Giallo	Giallo	Verde	Giallo
Impatto WtW	Rosso	Rosso	Giallo	Verde	Verde	Verde

Partendo dal TRL questo è stato valutato come segue: disponibilità delle tecnologie di propulsione, se il combustibile è pronto per l'adozione su larga scala, sulla base delle infrastrutture di bunkeraggio e sulla base della presenza o meno della catena logistica.

LNG, Metanolo e Biocarburanti presentano un'alta maturità tecnologica. In particolare, l'LNG presenta come abbiamo visto la rete infrastrutturale più sviluppata tra

I combustibili alternativi, ha un'ampia flotta a disposizione e l'orderbook delle relative navi continua ad essere importante. Allo stato attuale tra i combustibili alternativi è quello tecnologicamente più maturo. Anche il metanolo ha una performance alta in questo criterio grazie alla sua natura minimamente disruptiva, le sue caratteristiche tecniche e una catena di approvvigionamento estesa. Gli ultimi combustibili ad ottenere una performance positiva sono i biocarburanti, grazie alla compatibilità con i sistemi di propulsione e le infrastrutture esistenti. L'Ammoniaca e gli e-fuels invece hanno una performance intermedia. Per quanto riguarda l'ammoniaca iniziano ad esserci dei primi ordini di navi ammonia-ready e motori dual-fuel molto sviluppati, possiamo quindi dire che è in una fase di applicazione commerciale. Tuttavia, l'adozione su larga scala dell'ammoniaca presenta importanti barriere come la necessità di costruire nuove infrastrutture per il bunkeraggio. Anche gli e-fuels hanno ottenuto la stessa valutazione grazie al fatto che procedure come l'elettrolisi dell'idrogeno o i processi di sintesi, sono molto maturi, tuttavia risulta essere una tecnologia emergente e non ancora completamente matura commercialmente. Inoltre, la sua catena produttiva non è attualmente integrata adeguatamente. L'idrogeno invece risulta avere una maturità tecnologica bassa a causa delle difficoltà di stoccaggio a bordo, per tenerlo allo stato liquido, infatti, sono richiesti serbatoi e infrastrutture praticamente inesistenti a livello commerciale nel settore marittimo.

Per quanto riguarda i costi allo stato attuale le prestazioni migliori sono presentate dall'LNG e dal metanolo. Per quanto meno costosi degli altri combustibili alternativi hanno comunque una performance media, determinata per l'LNG da un CAPEX piuttosto elevato dovuto ai serbatoi criogenici e ai motori dual-fuel, ma da degli OPEX (in particolare si fa riferimento in questo caso ai prezzi del carburante) che nei periodi di stabilità risultano essere convenienti rispetto ad altri carburanti. Il vantaggio del metanolo invece risiede nei CAPEX che sono molto bassi grazie alla semplicità nella gestione di questo carburante, d'altra parte il prezzo del carburante risulta essere piuttosto elevato e volatile.

Per quanto riguarda gli altri combustibili i costi sono piuttosto elevati e presentano una barriera importante alla loro adozione. In particolare, per quanto riguarda l'ammoniaca, l'idrogeno e gli e-fuels gli elevati costi derivano da CAPEX e OPEX molto elevati, mentre per quanto riguarda i biocarburanti è interessante notare come il CAPEX

sia quasi nullo mentre gli OPEX sono talmente elevati da essere difficilmente sostenibili senza i giusti incentivi.

Usando come criterio di valutazione la conformità normativa si va a valutare la capacità del combustibile di rispettare la normativa presente e futura. In questo caso è importante dividere l'analisi delle normative IMO da quella dell'Unione Europea, vista la diversa metodologia di valutazione delle emissioni.

Per quanto riguarda le linee IMO la valutazione migliore è ottenuta dall'ammoniaca, dall'idrogeno e dagli e-fuels (performance alta). Questo perché la loro combustione a bordo non genera CO<sub>2</sub> e quindi possono essere visti come una soluzione di conformità definitiva al CII e all'EEDI. LNG e metanolo invece vengono valutati come intermedi, abbiamo visto come le prestazioni dell'LNG in termini di CII siano attualmente buone; tuttavia, nel breve termine a causa della normativa strutturata per diventare più stringente è destinato a perdere questa conformità. Per il metanolo il discorso è diverso in quanto ha una prestazione ottima per la normativa ECA, mentre ha prestazioni più deboli nei confronti del CII (conformità destinate a perdersi nel breve termine). I biocarburanti relativamente alla normativa IMO presentano le peggiori performance, questo è causato dal fatto che l'armatore che adotta biocarburanti non vedrà miglioramenti in termini di CII in quanto è un indice che misura le emissioni dei combustibili in un'ottica TtW, mentre i biocarburanti hanno le migliori performance nella fase WtT, i vantaggi sono evidenti quindi se si fa una valutazione WtW.

I biocarburanti, infatti, ottengono una valutazione di performance alta quando prendiamo in considerazione il criterio legato alla normativa europea, in particolare viene considerato come a zero impatto netto ed esentato dal Sistema EuETS. Gli altri carburanti ad avere una valutazione alta in termini di conformità al Quadro europeo sono gli e-fuels e l'ammoniaca che, se prodotti con energia rinnovabile hanno un impatto WtW praticamente nullo. L'ammoniaca ottiene una valutazione alta proprio perché l'investimento in navi ad ammoniaca le rende pronte per adottare la soluzione del futuro (sono "a prova di futuro"). L'idrogeno da fonte fossile invece ottiene una valutazione intermedia poiché l'impatto WtW sebbene minore di altri combustibili è comunque influenzato dalle perdite di metano e da un'efficienza non perfetta dei sistemi di cattura del carbonio. Sono invece valutati negativamente l'LNG, a causa delle sue emissioni e del problema del methane slip, che gravano sulla sua impronta di carbonio (sorge la

necessità di acquistare ETS) e il metanolo a causa della sua elevata impronta di carbonio nella fase di produzione (WtT), questo lo posiziona come l'opzione peggiore.

L'analisi poi prosegue con il criterio dell'impatto ambientale suddiviso in TtW e WtT, chiaramente questo criterio è fortemente collegato a quello sulla conformità normativa (le conclusioni sulla conformità dipendono proprio da questo criterio), per cui in un'ottica TtW, I Migliori carburanti risultano essere Idrogeno ed e-fuels, seguiti da ammoniaca e biocarburanti (che hanno un profilo di emissioni a bordo simile a quello dei rispettivi combustibili convenzionali) che ottengono una valutazione intermedia, le performance peggiore le hanno metanolo e LNG. Seguendo lo stesso ragionamento per il confronto WtT, la soluzione migliore è rappresentata dai biocarburanti (performance alta), seguiti da ammoniaca, idrogeno ed e-fuels con una valutazione media. Per gli e-fuels questa valutazione è legata al fatto che potrebbe esserci lo spostamento dell'impatto ambientale dalle emissioni di gas serra allo sfruttamento di risorse minerarie per realizzare l'infrastruttura. I profili valutati peggio sono il metanolo (soluzione peggiore) e l'LNG. Andando a sommare queste valutazioni otteniamo il livello della performance complessiva dei combustibili valutati (in ottica WtW), con biocarburanti ed e-fuels considerati l'unica reale soluzione per decarbonizzazione del settore. L'idrogeno in questo caso ottiene una valutazione alta se considerato nella sua versione verde, altrimenti otterrebbe una valutazione simile a quella dell'ammoniaca. Quest'ultima ottiene una valutazione intermedia poiché pur essendo zero-carbon, presenta dei rischi ambientali come la tossicità e potenziali emissioni di N<sub>2</sub>O. LNG e metanolo hanno una valutazione negativa poiché non rappresentano la soluzione per la decarbonizzazione (abbiamo visto come il profilo WtW del metanolo potrebbe anche essere peggio di quello dell'MDO).

L'analisi svolta ha adottato un approccio qualitativo e quindi presenta dei limiti derivanti dal sistema di valutazione scelto, che può essere influenzato parzialmente dalla soggettività e dalla mancanza dell'assegnazione di pesi specifici ai singoli criteri (al fine di evidenziarne l'importanza). Anche i criteri scelti presentano un limite legato ad una valutazione soggettiva di quelli che potrebbero essere i più determinanti. Fattori non considerati, ma potenzialmente importanti potrebbero essere ad esempio la sicurezza e la disponibilità di risorse. Un'altra semplificazione di questa analisi è rappresentata dalla mancanza di un focus su determinate rotte o navi per cui i diversi combustibili potrebbero performare diversamente. Inoltre, non sono state considerate le soluzioni che prevedono

l'integrazione di più tecnologie. Il vantaggio di adottare un'analisi multicriteria qualitativa si trova nella possibilità di fornire una valutazione strategica che aiuta a prendere consapevolezza di quelli che sono i profili e le dinamiche competitive tra i vari combustibili. Un confronto che cerca di strutturare un'analisi più strategica e qualitativa permette parzialmente anche di limitare il rischio legato a conclusioni che potrebbero essere completamente confutate dalla rapidissima evoluzione delle tecnologie legate a questo argomento.

### **Conclusioni**

Il presente lavoro di ricerca analizza la transizione verso la decarbonizzazione del settore marittimo, un comparto che rappresenta un pilastro del commercio globale. Attraverso un approccio che ha coniugato l'analisi della letteratura accademica, lo studio di report professionali e l'esperienza maturata durante il tirocinio presso RINA Consulting S.p.A., è stato possibile mappare non solo le soluzioni tecnologiche disponibili, ma anche le dinamiche strategiche legate alle scelte di investimento.

Il primo blocco di risultati emersi dalla ricerca riguarda l'evoluzione del quadro regolatorio. Se in passato la sostenibilità era percepita come una scelta di responsabilità sociale d'impresa, oggi le linee dell'IMO (Strategia GHG 2023) e i regolamenti dell'Unione Europea (EU ETS e FuelEU Maritime) hanno reso il fattore ambientale una variabile economica e strategica.

Il principale key take-away in questo ambito è il passaggio all'approccio Well-to-Wake. Questa prospettiva obbliga il settore a non limitarsi al monitoraggio delle emissioni prodotte a bordo, ma a considerare l'intero ciclo di vita dei carburanti. Dalla ricerca è emerso chiaramente come normative quali il sistema di scambio di quote di emissione (ETS) non agiscano solo come sanzioni, ma influenzino la competitività delle rotte, rendendo l'efficienza energetica una condizione necessaria anche da un punto di vista economico.

L'analisi tecnica dei combustibili alternativi ha sottolineato la necessità di trovare un trade off tra disponibilità, costi e prestazioni ambientali. Dalla mappatura degli orderbook e dai dati tecnologici raccolti, si evince che il mercato non ha ancora individuato una singola tecnologia dominante.

L'LNG e il metanolo sono risultati essere i combustibili più maturi nel breve termine, grazie ad un elevato grado di maturità tecnologica (TRL) e ad una natura "minimally disruptive" che permette di sfruttare gran parte delle infrastrutture esistenti. Tuttavia, la ricerca sottolinea come queste rimangano soluzioni di transizione: sebbene riducano le emissioni locali, non garantiscono da sole il raggiungimento dei target "net-zero" del 2050 a causa di criticità quali il methane slip. Gli altri *alternative fuels* pur essendo le uniche reali opzioni a zero emissioni nel lungo periodo, presentano barriere tecniche e di sicurezza ancora elevate e sono soluzioni capital intensive, che necessitano investimenti massicci in termini di ricerca e sviluppo che rendono il loro market timing ancora incerto.

Il capitolo tre ha riguardato l'analisi del supporto finanziario, prendendo come riferimento il report di Implement (2025). Il dato più rilevante emerso è l'asimmetria globale nell'accesso al capitale. Mentre l'Europa si pone come leader mondiale con il 63% delle opportunità di finanziamento mappate, altre regioni, in particolare Africa e America Latina, soffrono di una carenza strutturale di fondi.

Un altro elemento critico evidenziato riguarda la complessità burocratica: l'analisi del fondo CIF e dei prestiti delle banche regionali ha dimostrato come l'accesso a queste risorse richieda spesso un forte "government involvement" e capacità di gestione documentale che solo le grandi compagnie strutturate possiedono.

Il valore aggiunto di questo elaborato risiede nell'aver integrato elementi tecnici alle teorie del management dell'innovazione.

La scelta del timing of entry rappresenta una decisione fondamentale per gli armatori. Agire per primi significa ottenere vantaggi reputazionali e un accesso privilegiato ai finanziamenti, ma espone al rischio di investire in asset che potrebbero diventare obsoleti qualora la normativa o la tecnologia dovessero prendere direzioni diverse. In questo contesto, gli strumenti di valutazione finanziaria discussi (quali NPV, IRR, Payback Period e ROA) diventano importanti per mitigare l'incertezza della tecnologia. La Discounted Cash Flow Analysis (DCFA) applicata ai nuovi fuel dimostra che il "Green Premium" può essere assorbito solo attraverso una visione di lungo periodo che integri i risparmi derivanti dalla minore tassazione sul carbonio. L'analisi finale condotta attraverso il framework MCA rappresenta la sintesi conclusiva di tutti i capitoli

precedenti. L'obiettivo è stato quello di creare uno strumento di supporto decisionale. Tale analisi risulta utile per diverse categorie di stakeholder:

- Professionisti e consulenti di settore: L'MCA offre un quadro per valutare variabili contrastanti (es. basso costo vs alta sostenibilità), facilitando la redazione di piani industriali e strategie di retrofitting.

- Decision-maker politici e istituzionali: I risultati evidenziano le aree dove il gap economico è ancora troppo ampio, fornendo indicazioni su dove sia necessario intervenire con sussidi o politiche di incentivazione per rendere i carburanti alternativi competitivi rispetto a quelli fossili.

- Accademici e ricercatori: La tesi colma il divario tra la letteratura puramente ingegneristica e quella economica.

L'elaborato presenta anche alcuni limiti. L'analisi proposta ha un carattere prevalentemente qualitativo e risente della rapidissima evoluzione del mercato: i parametri di costo e i valori di efficienza dei sistemi di cattura del carbonio (CCS), ad esempio, potrebbero subire cambiamenti importanti. Inoltre, la disponibilità fisica dei biocarburanti rimane una variabile difficile da prevedere con certezza.

I successivi lavori di ricerca potrebbero adottare approcci quantitativi più stringenti, magari concentrandosi sull'analisi di casi studio specifici lungo i Green Shipping Corridors. Sarebbe inoltre utile approfondire l'impatto della digitalizzazione e dell'intelligenza artificiale non solo a bordo, ma come strumento per ottimizzare il mix di carburanti in tempo reale, minimizzando i costi operativi legati all'EU ETS.

## Bibliografia

Ahn J., Lee S., Jeong J., Choi Y., 2021, “Comparative feasibility study of combined cycles for marine power system in a large container ship considering energy efficiency design index (EEDI)”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 46, n. 62.

Al-Enazi A., Okonkwo E.C., Bicer Y., Al-Ansari T., 2021, “A review of cleaner alternative fuels for maritime transportation”, *Energy Reports*, Vol. 7, pp. 1962–1985.

Al-Yafei H., AlNouss A., Aseel S., Kucukvar M., Onat N.C., Al-Ansari T., 2022, “How sustainable is liquefied natural gas supply chain? An integrated life cycle sustainability assessment model”, *Energy Conversion and Management: X*, Vol. 15.

Al-Yafei H., Aseel S., Alnouss A., Al-Kuwari A., Abdussamie N., Al Tamimi T., Al Mannaie H., Ibrahim H., Abu Hashim N., Al Delayel B., Nasr H., 2025, “Blue Ammonia and the Supply Chain Pioneering Sustainability Assessment for a Greener Future”, *Energies*, Vol. 18, n. 5, p. 1137.

Arias A., Nika C., Vasilaki V., Feijoo G., Moreira M.T., Katsou E., 2024, “Assessing the future prospects of emerging technologies for shipping and aviation biofuels: A critical review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 197.

ASSARMATORI, RINA, CONFITARMA, 2023, “Da oggi al 2050: tra sfide e opportunità per l’industria marittima”.

ASSARMATORI, ASSOCOSTIERI, FEDERCHIMICA ASSOGASLIQUIDI, CONFITARMA, ENI, RINA, MAN, WARTSILA, WIN GD, 2024, “La rotta verso il net zero. Insieme per decarbonizzare il settore marittimo”.

Atanu R., Manashi C., 2025, “A review of ship emissions impacts on environmental, health, societal impacts and IMO's mitigation policies”, *Regional Studies in Marine Science*, Vol. 81.

Balcombe P., Staffell I., Kerdan I.G., Speirs J.F., Brandon N.P., Hawkes A.D., 2021, "How can LNG-fuelled ships meet decarbonisation targets? An environmental and economic analysis", *Energy*, Vol. 227.

Barone G., Buonomano A., Del Papa G., Giuzio G.F., Maka R., Palombo A., Russo G., 2025, "Steering shipping towards energy sustainability: alternative fuels in decarbonization policies", *Energy*, Vol. 331.

Budiyanto M.A., Putra G.L., Riadi A., Andika R., Zidane S.A., Muhammad A.H., Theotokatos G., 2024, "Techno-Economic Analysis of Combined Gas and Steam Propulsion System of Liquefied Natural Gas Carrier", *Energies*, Vol. 17, n. 6, p. 1415.

Christodoulou A., Cullinane K., 2021, "Potential for, and drivers of, private voluntary initiatives for the decarbonisation of short sea shipping: evidence from a Swedish ferry line", *Maritime Economics & Logistics*, Vol. 23, pp. 632–654.

Danish Maritime Authority, 2025, [ "Mapping of Global Financial Support Opportunities for Zero-Emission Ships and Energy EFFICIENCY".

Dobrowolski Z., Drozdowski G., Janjua L.R., Panait M., Szołtysek J., 2025, "Econometric Analysis of BRICS Countries' Activities in 1990–2022: Seeking Evidence of Sustainability", *Energies*, Vol. 18, p. 656.

Dotto A., Satta F., Campora U., 2023, "Energy, environmental and economic investigations of cruise ships powered by alternative fuels", *Energy Conversion and Management*, Vol. 285.

Douglas C.M., Shanbhogue S., Ghoniem A., Zang G., 2025, "Well-to-wake cost and emissions assessments for the Western Australia–East Asia green shipping corridor", *Applied Energy*, Vol. 384.

Duong P.A., Ryu B.R., Lee J., Kang H., 2025, "Techno-Economic Analysis of a Direct Ammonia Solid Oxide Fuel Cell–Integrated System for Marine Vessels", *Chemical Engineering & Technology*, Vol. 48, p. e12013.

Fasihi, M.; Breyer, C., 2024, “Global Production Potential of Green Methanol Based on Variable Renewable Electricity”. *Energy Environ. Sci.* 2024, 17 (10).

Ganjian M., Farahabadi H.B., Firuzjaei M.R., 2024, “Voyage scheduling and energy management co-optimization in hydrogen-powered ships”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 86.

Gas LNG Europe (GLE), 2024, “Annual regassification capacity of scale import terminals per country (bcm(N)/year)”.

Gas LNG Europe (GLE), 2024, “LNG Import Terminals Map Database”.

Ha S., Jeong B., Jang H., Park C., Ku B., 2023, “A framework for determining the life cycle GHG emissions of fossil marine fuels in countries reliant on imported energy through maritime transportation: A case study of South Korea”, *Science of The Total Environment*, Vol. 897.

Hansson, J., Månsson, S., Brynolf, S., & Grahn, M. (2019). Alternative marine fuels: Prospects based on multi-criteria decision analysis involving Swedish stakeholders. *Biomass and Bioenergy*, 126, 159–173.

Jones D., Al-Masry W., Dunnill C., 2018, “Hydrogen-enriched natural gas as a domestic fuel: an analysis based on flash-back and blow-off limits for domestic natural gas appliances within the UK”, *Sustainable Energy and Fuels*, Vol. 2, pp. 710-723.

Kanchiralla F.M., Brynolf S., Mjelde A., 2024, “Role of biofuels, electro-fuels, and blue fuels for shipping: environmental and economic life cycle considerations”, *Energy & Environmental Science*.

Kim Y., Chun K., Ha E., et al., 2025, “Prediction of welding distortion in 316L stainless steel using FCAW: part 1”, *International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, Vol. 140, pp. 623–636.

Koričan M., Fan A., Vladimir N., 2025, "Analysis of environmental-economic sustainability of fishing vessels and its improvement by alternative powering options in projected decarbonization scenarios", *Fisheries Research*, Vol. 285.

Li W.W., Hu Z., 2025, "Shipping decarbonization governance in Arctic waters: theoretic logic and implementation pathways", *Advances in Polar Science*, Vol. 36, n. 2, pp. 152-166.

Lucci A., 2025, "E-fuels, Biofuels and other options in the Maritime and Aviation Sectors".

Majamäki E., Johansson L., Grönholm T., Jalkanen J.P., 2025, "Improving the global prediction of shipping emissions by modelling the effects of ambient conditions", *Science of The Total Environment*, Vol. 997.

Mandegari M., Ebadian M., van Dyk S., Saddler J., 2023, "Decarbonizing British Columbia's (BC's) marine sector by using low carbon intensive (CI) biofuels", *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, Vol. 17, pp. 1101-1114.

Martinić-Cezar S., Jurić Z., Assani N., Lalić B., 2024, "Optimization of Fuel Consumption by Controlling the Load Distribution between Engines in an LNG Ship Electric Propulsion Plant", *Energies*, Vol. 17, n. 15, p. 3718.

Nunes L.J.R., 2025, "Renewable Methanol as an Agent for the Decarbonization of Maritime Logistic Systems: A Review", *Future Transportation*, Vol. 5, p. 54.

Park C., Jeong B., Zhou P., 2022, "Lifecycle energy solution of the electric propulsion ship with Live-Life cycle assessment for clean maritime economy", *Applied Energy*, Vol. 328.

Parris D., Spithiropoulos K., Ragazou K., Giovou A., Tsanaktsidis C., 2024, "Methanol, a Plugin Marine Fuel for Green House Gas Reduction—A Review", *Energies*, Vol. 17, p. 605.

Pengfei L., Guanghua H., Yiyi X., Xiang X., Serkan T., Shanshan F., Hassan G., 2024, “Achieving the global net-zero maritime shipping goal: The urgencies, challenges, regulatory measures and strategic solutions”, *Ocean and Coastal Management*, Vol. 256.

Perčić M., Vladimir N., Koričan M., Jovanović I., Haramina T., 2023, “Alternative Fuels for the Marine Sector and Their Applicability for Purse Seiners in a Life-Cycle Framework”, *Applied Sciences*, Vol. 13.

Pivetta D., Dall’Armi C., Sandrin P., Bogar M., Taccani R., 2024, “The role of hydrogen as enabler of industrial port area decarbonization”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 189, Part B.

Pomaska L., Acciaro M., 2022, “Bridging the Maritime-Hydrogen Cost-Gap: Real options analysis of policy alternatives”, *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, Vol. 107.

Ren, J., & Lützen, M. (2017). Selection of sustainable alternative energy source for shipping: Multi-criteria decision making under incomplete information. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 1003–1019.

RINA Consulting S.P.A., 2025, “Market analysis on marine fuels”.

SEA-LNG, “Bunker Navigator Introduction”.

Sheikh W., Rabiul Islam T.M., Rasel Hasan K., 2025, “Achieving net-zero emissions in Shipping: The critical role of environmental awareness and managerial commitment”, *Ocean Engineering*, Vol. 337.

Taghavifar H., Perera L.P., 2023, “Life cycle emission and cost assessment for LNG-retrofitted vessels: the risk and sensitivity analyses under fuel property and load variations”, *Ocean Engineering*, Vol. 282.

Taherdoost, H., & Madanchian, M. (2023). Multi-Criteria Decision Making (MCDM) Methods and Concepts. *Encyclopedia*, 3(1), 77–87.

UNCTAD, 2024.

Ustolin F., Campari A., Taccani R., 2022, "An Extensive Review of Liquid Hydrogen in Transportation with Focus on the Maritime Sector", *Journal of Marine Science and Engineering*, Vol. 10, p. 1222.

Watanabe M.D.B., Hu X., Ballal V., Cavalett O., Cherubini F., 2023, "Climate change mitigation potentials of on grid-connected Power-to-X fuels and advanced biofuels for the European maritime transport", *Energy Conversion and Management: X*, Vol. 20.

Xing H., Spence S., Chen H., 2020, "A comprehensive review on countermeasures for CO<sub>2</sub> emissions from ships", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 134.

Xun Y., Tsoulakos N., Xiao Z., Wei X., Fu X., Yan R., 2025, "Estimation of shipping emissions from maritime big data: A comprehensive review and prospective", *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review*, Vol. 202.

Yi C., Guan B., Zhuang Z., Chen J., Zhu L., Ma Z., Hu X., Zhu C., Zhao S., Shu K., Dang H., Gao J., Zhang L., Zhu T., Huang Z., 2025, "Onboard carbon capture and storage System: Integration of Sorption, Regeneration, separation and storage", *Separation and Purification Technology*, Vol. 375.

Yuksel O., Goksu B., 2025, "Effects of transportation of electric vehicles by a RoPax ship on carbon intensity and energy efficiency", *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 75, p. 104238.

Zhang W., Wang J., Qin G., Kuntal S., Gong F., Yan R., 2025, "Review of the state-of-the-art of alternative marine fuels: A viable approach to zero-carbon shipping", *Cleaner Logistics and Supply Chain*, Vol. 16.

Zhao J., Wei Q., Wang S., Ren X., 2021, "Progress of ship exhaust gas control technology", *Science of The Total Environment*.

Zhou Z., Wu Z., Liu W., et al., 2025, “Advances in Key Technologies and Applications for Ship Carbon Emission Reduction”, Energy Environmental Protection, Vol. 39, n. 5, pp. 1–16.

<https://www.imo.org/>

[https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0006.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0006.02/DOC_1&format=PDF)

[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwi80bD97JSQAxVIVqQEhSS\\_MjgQFnoECCIQAQ&url=https%3A%2F%2Feur-lex.europa.eu%2Flegal-content%2FEN%2FTXT%2F%3Furi%3Dcelex%3A52021DC0550&usg=AOvVaw2mwTIOMsAhbnj6TENz-JDK&opi=89978449](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwi80bD97JSQAxVIVqQEhSS_MjgQFnoECCIQAQ&url=https%3A%2F%2Feur-lex.europa.eu%2Flegal-content%2FEN%2FTXT%2F%3Furi%3Dcelex%3A52021DC0550&usg=AOvVaw2mwTIOMsAhbnj6TENz-JDK&opi=89978449)

[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjC7p-Q7JSQAxVSNPsdHf9SAHAQFnoECBsQAQ&url=https%3A%2F%2Feur-lex.europa.eu%2Flegal-content%2FIT%2FTXT%2FPDF%2F%3Furi%3DCELEX%3A32023R1805&usg=AOvVaw2D7-zs2JbaG5Voyf1\\_7bgC&opi=89978449](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjC7p-Q7JSQAxVSNPsdHf9SAHAQFnoECBsQAQ&url=https%3A%2F%2Feur-lex.europa.eu%2Flegal-content%2FIT%2FTXT%2FPDF%2F%3Furi%3DCELEX%3A32023R1805&usg=AOvVaw2D7-zs2JbaG5Voyf1_7bgC&opi=89978449)

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L0959>

<https://theicct.org/publication/greenhouse-gas-emissions-and-air-pollution-from-global-shipping-2016-2023-apr25/>

<https://sea-lng.org/bunker-navigator-introduction/>

<https://www.imo.org/en/2025/01/innovation-fund-if25-hydrogen-auction-draft-terms-and-conditions/>

