

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI GENOVA

SCUOLA POLITECNICA

DIME

**Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Energetica, Gestionale e dei
Trasporti**



Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica - Energia e Aeronautica

**Studio ed ottimizzazione di un impianto di shore connection
di terra connesso a fonti di energia rinnovabili**

Relatore:

Chiar.mo Prof.Ing. Mattia De Rosa

Correlatori:

Ing. Alessandro Convertino - ABB

Ing. Sergio Divano - ABB

Allievo:

Alessandro Michele Della Penna

Marzo 2026

Studio ed ottimizzazione di un impianto di shore connection di terra connesso a fonti di energia rinnovabili

Sommario

Questa tesi presenta uno studio sull'elettificazione delle banchine portuali (tecnologia nota come shore connection o cold ironing) e sull'ottimizzazione della loro integrazione con fonti di energia rinnovabile e sistemi di accumulo. Il cuore della ricerca è costituito dallo sviluppo di un modello matematico di ottimizzazione in ambiente MATLAB, finalizzato a dimensionare e gestire in modo efficiente una microrete portuale dotata di impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo a batterie (BESS). L'algoritmo impiegato ha come obiettivo principale la minimizzazione del Total Cost of Ownership (TCO) su un orizzonte temporale di vent'anni, valutando al contempo i flussi energetici e l'impatto ambientale. Per validare il modello, sono stati esaminati due casi studio reali nel porto di Genova: un terminal passeggeri, caratterizzato da picchi di domanda molto elevati dovuti ai carichi di hotelling delle grandi navi da crociera, e un terminal merci, che presenta fabbisogni energetici inferiori, ma distribuiti su tempi di sosta più lunghi. Per quanto riguarda i risultati, le simulazioni mostrano la fattibilità economica e i benefici ambientali del sistema ottimizzato: a fronte di un investimento iniziale per l'integrazione solare e del sistema di accumulo stimato tra 3,1 e 3,7 milioni di euro, si raggiunge il punto di pareggio economico in circa quattro anni, garantendo un risparmio netto cumulato di circa 9 milioni di euro nell'arco di vent'anni rispetto al prelievo esclusivo di energia dalla rete nazionale. Dal punto di vista ambientale, l'infrastruttura ottimizzata ripaga le emissioni del ciclo di vita dei suoi componenti in circa due anni, evitando il rilascio in atmosfera di più di 30000 CO_{2eq} . L'impatto positivo relativo in termini di riduzione delle emissioni è del 19% nel terminal merci e dell'8,1% nel terminal passeggeri.

Study and optimization of a shore connection system connected to renewable energy sources

Abstract

This thesis presents a study on the electrification of port docks (a technology known as shore connection or cold ironing) and on optimizing their integration with renewable energy sources and storage systems. The core of the research is the development of a mathematical optimization model in MATLAB, aimed at efficiently sizing and managing a port microgrid equipped with photovoltaic systems and battery energy storage systems (BESS). The main objective of the algorithm used is to minimize the Total Cost of Ownership (TCO) over a 20-year time horizon, while evaluating energy flows and environmental impact. To validate the model, two real case studies were examined in the port of Genoa: a passenger terminal, characterized by very high peaks in demand due to the hotelling loads of large cruise ships, and a cargo terminal, which has lower energy requirements but spread over longer dwell times. As for the results, the simulations show the economic feasibility and environmental benefits of the optimized system: with an initial investment for solar integration and the storage system estimated at between €3.1 and €3.7 million, the economic break-even point is reached in about 4 years, ensuring a cumulative net saving of about €9 million over 20 years compared to drawing energy exclusively from the national grid. From an environmental point of view, the optimized infrastructure repays the life cycle emissions of its components in about 2 years, avoiding the release of more than 30000 tons of CO_{2eq} into the atmosphere. The relative positive impact in terms of emissions reduction is 19% in the cargo terminal and 8.1% in the passenger terminal.

Ringraziamenti

Un sincero e doveroso ringraziamento va al Prof. Mattia De Rosa, relatore di questa tesi, all'Ing. Alessandro Convertino e all'Ing. Sergio Divano per la possibilità che mi hanno offerto, la conoscenza che hanno messo a disposizione e la disponibilità dimostratami.

Ringrazio dal profondo del cuore i compagni di università che ho assillato mille volte per la pazienza con cui mi hanno trattato, l'attenzione che hanno dedicato alle loro risposte e per il tempo che mi hanno dedicato; Andrea, Emanuele, Filippo, Francesco, Giovanni, Simone e poi Alberto, Andrea, Caterina, Edoardo, Giada, Roberto, grazie a tutti voi per ogni momento insieme. Ringrazio quindi gli amici che ci sono sempre stati e che tante volte mi hanno dato la sicurezza di potercela fare: Alberto, Alberto, Alessandra, Alice, Andrea, Chiara, Leonardo, Ludovica, Margherita, Maria, Matteo, Nicolò, Nicolò, Pietro, Sofia, Tommaso e poi Filippo, Francesco, Ginevra. Infine, grazie alla mia famiglia, ai nonni, agli zii, a mamma e papà e alla carissima sorella Cecilia, che questo percorso l'hanno affrontato con me negli alti e nei bassi: grazie di avermi sopportato e di essere dalla mia parte.

Indice

1	Introduzione	1
2	Capitolo 2 - Il contesto della transizione energetica nei porti	2
2.1	Impatto ambientale del trasporto marittimo e delle navi in porto	2
2.1.1	Scarichi in acqua	2
2.1.2	Impatti fisici	5
2.1.3	Emissioni in atmosfera	6
2.1.4	Situazione nei porti	10
2.2	Politiche internazionali e normative (IMO, UE, MARPOL, ecc.)	11
2.3	Evoluzione tecnologica e trend dell'elettrificazione portuale	15
2.4	Vantaggi ambientali ed economici dello shore connection	17
3	Capitolo 3 – Principi e funzionamento dei sistemi di Shore Connection	19
3.1	Architettura generale dei sistemi di shore connection	19
3.2	Standard tecnici (IEC/ISO/IEEE), tipologie di connessione e interfaccia nave-terra	21
3.2.1	Normative rilevanti in materia di Shore connection	21
3.2.2	Interfaccia mare-terra e tipologie di connessione	23
3.3	Parametri elettrici e dimensionamento dei componenti principali	26
3.4	Integrazione dei convertitori ABB e strategie di controllo	30
3.5	Analisi delle configurazioni possibili (AC, DC, 50/60 Hz)	31
4	Capitolo 4 – Integrazione con fonti rinnovabili	35
4.1	Potenzialità delle fonti rinnovabili in ambito portuale	35
4.2	Integrazione del fotovoltaico e dell'eolico nel sistema di shore connection	36
4.3	Ruolo dei sistemi di accumulo nel funzionamento del sistema	37
4.4	Analisi del bilancio energetico tra produzione e fabbisogno (cargo, traghetti e crociere)	39
4.4.1	Fabbisogno	39
4.4.2	Produzione	40
5	Capitolo 5 – Modellazione e ottimizzazione della gestione energetica	43
5.1	Scelta della configurazione di riferimento per lo studio	43
5.2	Parametri di input e condizioni operative	44
5.2.1	Parametri tecnici generali e di rete	44
5.2.2	Parametri tecnici dei sistemi di generazione e accumulo	45
5.2.3	Parametri economici	46
5.2.4	Parametri ambientali e fattori di emissione	46
5.3	Sviluppo del modello di gestione dell'energia, modellazione e simulazione dei flussi energetici	47
5.3.1	Variabili decisionali	47
5.3.2	Funzione obiettivo	48
5.3.3	Modellazione dell'impatto ambientale	48
5.4	Analisi dell'autonomia e della sostenibilità del sistema	49
5.4.1	Indici di Autoconsumo, Autonomia e interazione con la rete	49

5.4.2	Dinamica dei flussi energetici	51
5.4.3	Profili giornalieri tipici e strategie di utilizzo dell'accumulo	53
5.5	Benefici energetici, ambientali ed economici	55
5.5.1	Valutazione economica e Total Cost of Ownership	55
5.5.2	Analisi ambientale	57
6	Capitolo 6 – Conclusioni	59
6.1	Sintesi dei risultati ottenuti	59
6.2	Considerazioni sul contributo alla transizione energetica	59
6.3	Sviluppi futuri e possibili implementazioni industriali	60

1 Introduzione

Questa tesi intende collocarsi nel contesto del multiforme sforzo di rendere lo sviluppo umano sostenibile dal punto di vista ambientale: per raggiungere questo obiettivo, un tema centrale è certamente rappresentato dalla riduzione delle esternalità negative del settore marittimo internazionale. All'interno del Capitolo 2 - Il contesto della transizione energetica nei porti - è presentata una panoramica degli impatti ambientali legati al trasporto navale, delle normative internazionali volte alla loro mitigazione e un'introduzione alle possibilità offerte e allo stato di implementazione di tecnologie di shore connection per l'alimentazione delle navi durante i periodi di sosta in porto. Questo tipo di sistema è poi descritto più diffusamente nel Capitolo 3 - Principi e funzionamento dei sistemi di Shore Connection - dove ne vengono analizzate l'architettura generale, le normative tecniche di riferimento e alcune possibili configurazioni di riferimento. Nel Capitolo 4 - Integrazione con fonti rinnovabili - vengono affrontati i vantaggi e le sfide derivanti dall'inclusione di tecnologie per lo sfruttamento di fonti rinnovabili nel sistema di shore connection, come rientrano all'interno di un bilancio energetico in relazione al fabbisogno, nonché l'importanza che può avere l'impiego di sistemi di accumulo per la gestione del sistema. La presentazione degli strumenti di calcolo sviluppati e impiegati per la modellazione e l'ottimizzazione del sistema di shore connection integrato con tecnologie per la produzione energetica da fonti rinnovabili, è riportata nel Capitolo 5 - Modellazione e ottimizzazione della gestione energetica - insieme alla descrizione dei casi studio scelti e alla presentazione dei risultati ottenuti. Infine, nel capitolo 6, sono riportate le conclusioni di carattere generale desumibili dall'analisi condotta e possibili futuri sviluppi di interesse.

2 Capitolo 2 - Il contesto della transizione energetica nei porti

Oggi, circa l'80% del volume e il 70% del valore degli scambi internazionali di merci avviene via mare ([1, 2]), opzione generalmente considerata come il metodo migliore per il trasporto su lunga distanza, viste la notevole efficienza energetica e le basse emissioni di CO₂ per chilogrammo e chilometro rispetto alle modalità di trasporto terrestre o aereo ([3, 4]). Nonostante i benefici in termini di efficienza, è importante notare che, a causa della sua intensità, il trasporto marittimo contribuisce comunque in modo significativo alle emissioni totali di origine antropica, oltre a generare un'ampia gamma di esternalità negative sull'ambiente marino.

2.1 Impatto ambientale del trasporto marittimo e delle navi in porto

Con il crescere della coscienza ambientale degli ultimi anni, è stata posta in varie forme la questione dei possibili impatti sull'ambiente naturale del settore del trasporto marittimo: i suoi effetti sono infatti piuttosto variegati, legati a scarichi di varia natura in mare e nell'atmosfera, ma anche, per esempio, alla rumorosità delle imbarcazioni. Seguendo l'impostazione di ([4]), mostrata anche in figura fig. 1 è possibile suddividere le fonti di criticità ambientale del settore in tre macro-categorie: scarichi in acqua, impatti fisici ed emissioni in atmosfera.

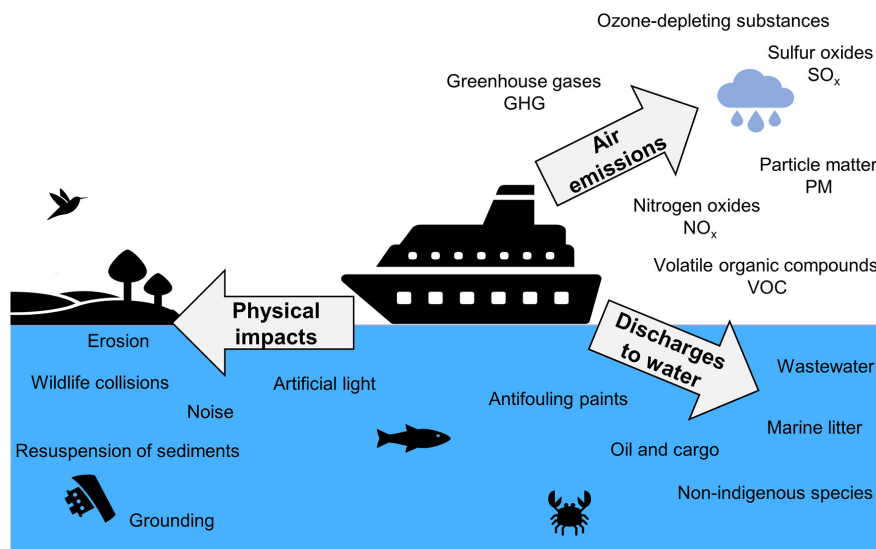


Figura 1: Esternalità negative determinate dal settore del trasporto marittimo[4]

2.1.1 Scarichi in acqua

In questa categoria si possono annoverare tutti i rilasci accidentali e operativi che avvengono durante la vita della nave: come ad esempio gli sversamenti di residui di petrolio e carico, gli scarichi di acque reflue e di zavorra, il rilascio di biocidi provenienti dai rivestimenti antivegetativi, la dispersione di rifiuti marini e l'introduzione di specie non indigene.

Negli ultimi decenni, grazie al rafforzamento delle normative ambientali e al miglioramento delle tecnologie di bordo, gli incidenti di grande entità - come gli sversamenti incontrollati di

petrolio- sono diventati meno frequenti (fig. 2) : nonostante ciò, gli scarichi operativi restano un problema significativo.

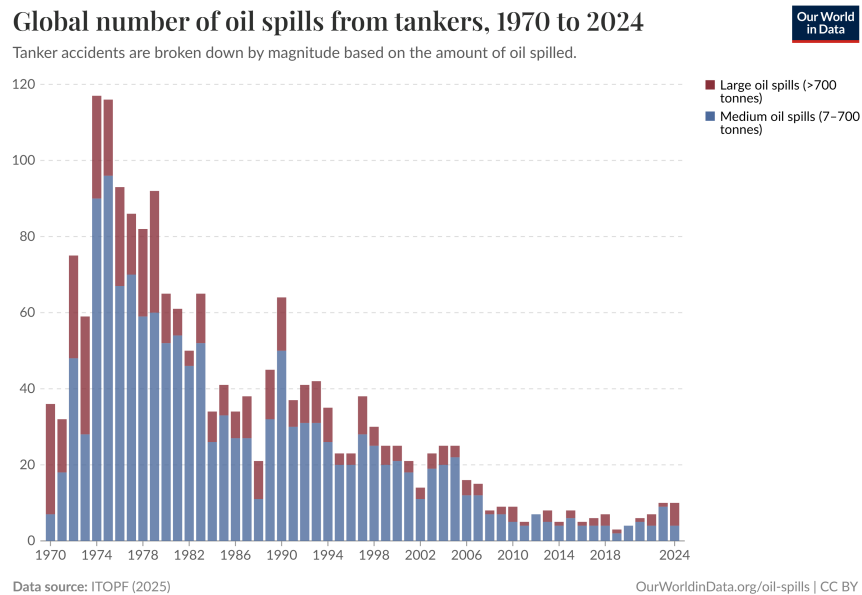


Figura 2: Andamento degli sversamenti in mare di petrolio negli anni [5]

Le acque di sentina, per esempio, contengono comunemente residui di oli, lubrificanti, tensioattivi e metalli pesanti che, anche dopo trattamenti preliminari, possono introdurre idrocarburi e altre sostanze tossiche nell'ambiente marino, alterando le funzioni fisiologiche degli organismi locali.

L'acqua di zavorra, il cui impiego è schematizzato in fig. 3 rappresenta un'ulteriore via di contaminazione, specificamente per il potenziale rilascio di specie alloctone: anche se la convenzione IMO sul tema ha migliorato le pratiche operative, rimangono dubbi sull'effettiva estensione della sua applicazione ("La convenzione internazionale per la gestione delle acque di zavorra è entrata in vigore nel 2017 e nel 2023 il 31% delle navi era in possesso di un certificato internazionale per la gestione delle acque di zavorra, mentre il 23% disponeva di sistemi di gestione conformi."([6])) e sulla possibilità che i processi coinvolti nel trattamento portino alla formazione di specie chimiche tossiche. [7]

Gli scarichi di acque reflue, comprendenti sia le acque nere (provenienti dai servizi igienici), sia le acque grigie (derivanti da cucine, lavanderie e docce), contribuiscono all'arricchimento trofico dei mari con nutrienti come azoto e fosforo. In bacini semi-chiusi e vulnerabili, questi apporti favoriscono i processi eutrofici, stimolando la proliferazione algale, l'accumulo di materia organica e la formazione di zone ipossiche dannose per la fauna.

Negli ultimi anni, la diffusione dei sistemi di lavaggio dei gas di scarico (*scrubber*) ha introdotto una nuova tipologia di inquinamento: l'obiettivo di questi dispositivi è la riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo in atmosfera; nel far ciò, però, vengono prodotti grandi volumi (come mostrato in fig. 4) di acque di lavaggio acide, che nei sistemi a ciclo aperto vengono rilasciate direttamente in mare. [8]

Un'altra fonte rilevante di contaminazione è rappresentata dalle vernici antivegetative. In seguito alla riduzione nell'uso del tributilstagno (TBT), a causa dei suoi effetti ecotossici, si

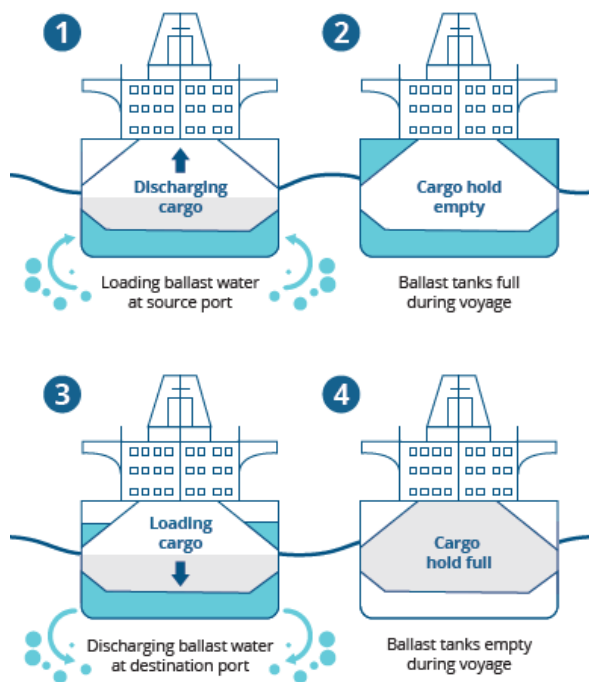


Figura 3: Schema esemplificativo sull'impiego dell'acqua di zavorra [6]

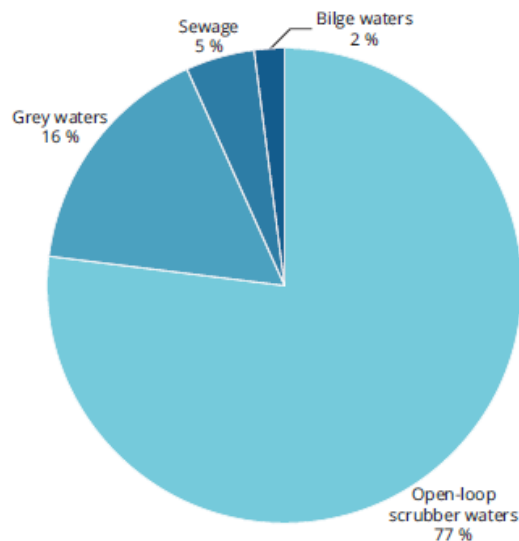


Figura 4: Frazioni dei diversi tipi di acque di scarto rilasciate in mare dal settore del trasporto marittimo nel suo complesso [6]

utilizzano oggi rivestimenti a base di rame e biocidi organici. Queste sostanze prevengono la formazione di biofouling ma, rilasciate gradualmente dal rivestimento dello scafo, comunque danneggiano anche specie non bersaglio, alterandone la crescita e la riproduzione. A tutto questo, si aggiungono poi i rifiuti prodotti sulle navi (in fig. 5 sono presentate le maggiori categorie di rifiuti trovati sui fondali), tutti trovati sul fondale lungo le rotte più trafficate: essi comprendono vetro, latte, carta, avanzi di cibo e plastica, in assoluto il materiale

più comune, anche vista la sua longevità nell'ambiente naturale. Secondo le stime ([9];[10]), circa un quinto dei rifiuti di plastica in mare è generato da attività marittime, con la maggior parte derivante dall'industria della pesca.

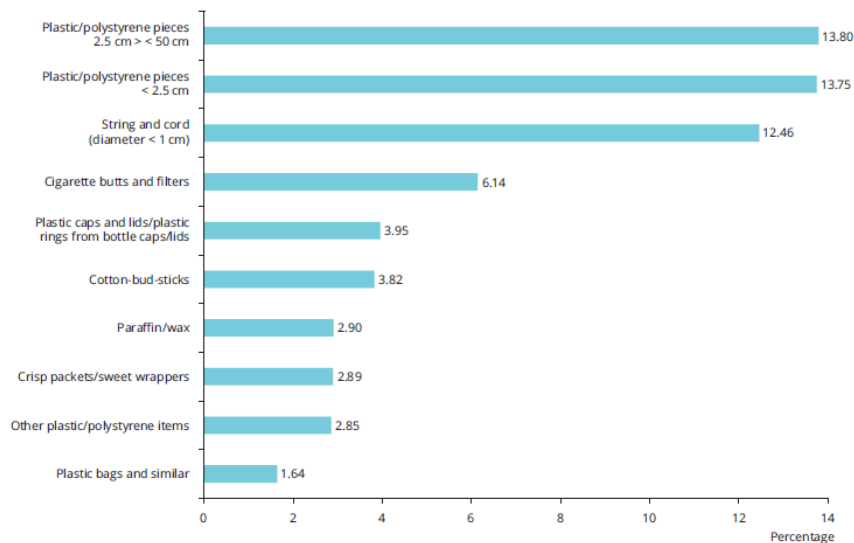


Figura 5: Percentuali delle maggiori categorie rilevate sul totale dei rifiuti rinvenuti in mare [6]

2.1.2 Impatti fisici

Oltre agli scarichi di natura chimica, il trasporto marittimo esercita una serie di pressioni fisiche sull'ambiente marino e costiero, spesso meno evidenti, ma comunque significative. Tra queste, rientrano l'inquinamento acustico subacqueo, l'illuminazione artificiale, le collisioni con la fauna marina, l'erosione costiera, la risospensione dei sedimenti e gli incagli o affondamenti di navi.

Con "inquinamento acustico subacqueo" si intende il rumore generato dalle navi: esso proviene soprattutto dal movimento delle eliche e dal fenomeno di cavitazione che avviene su di esse, dalle vibrazioni dei motori e dalle apparecchiature ausiliarie di bordo. Poiché il suono si propaga in acqua con scarsa attenuazione, il traffico marittimo determina un incremento significativo del rumore di fondo negli oceani. Come mostrato in fig. 6, le frequenze emesse dalle navi coincidono in gran parte con quelle utilizzate da numerose specie marine per la comunicazione e l'orientamento, con conseguenze negative sul comportamento della fauna interessata.

La luce artificiale proveniente dalle navi in navigazione o all'ancora può causare inquinamento luminoso temporaneo nelle acque costiere e d'alto mare: ciò ha effetti sull'orientamento, la riproduzione e la comunicazione delle specie marine. Può, ad esempio, disorientare gli uccelli marini ([11]) e influire sulla migrazione verticale giornaliera dello zooplancton, spingendolo verso acque più profonde a basse intensità luminose. [12]

L'effetto fisico più diretto è rappresentato dalle collisioni tra le navi e la fauna marina: tali eventi, spesso letali, sono particolarmente critici per le popolazioni già vulnerabili, per le quali anche pochi esemplari uccisi ogni anno possono compromettere la sopravvivenza della specie.

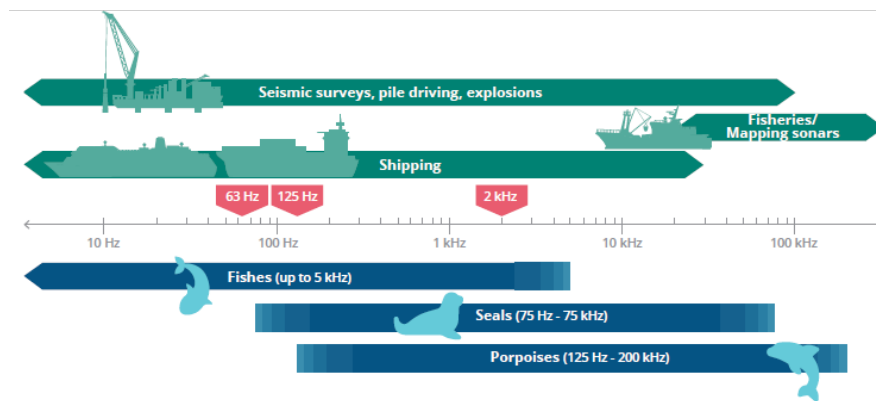


Figura 6: Campi di emissione sonora di alcune categorie di navi messi a confronto con le frequenze utilizzate da parte della fauna marina [6]

Non solo: le onde e le correnti generate dal passaggio dei natanti, soprattutto in canali ristretti, estuari o baie poco profonde, contribuiscono all'erosione delle sponde e alla risospensione dei sedimenti. Le onde prodotte dalle navi hanno caratteristiche diverse da quelle generate dal vento: sono più brevi, ma più energetiche ([13]) e, di conseguenza, possono amplificare il processo erosivo e la perdita di vegetazione costiera. La risospensione dei sedimenti aumenta la torbidità dell'acqua, riducendo la penetrazione della luce con un conseguente peggioramento delle condizioni per la vegetazione acquatica. Inoltre, la mobilitazione dei nutrienti contenuti nei sedimenti può accentuare fenomeni di eutrofizzazione e favorire la diffusione di sostanze inquinanti.

Infine, un'ulteriore fonte di alterazione fisica è rappresentata dagli incagli, dai naufragi e dai relitti navali: essi possono continuare a rilasciare nel tempo residui di carburante, lubrificanti e composti tossici, contaminando il sedimento e danneggiando gli habitat limitrofi.

2.1.3 Emissioni in atmosfera

Infine, un ultimo contributo estremamente rilevante per quanto riguarda l'impatto ambientale del settore del trasporto marittimo è rappresentato dalle emissioni gassose in atmosfera. Esse contribuiscono in modo significativo al cambiamento climatico e al degrado della qualità dell'aria, in particolare nelle aree costiere e portuali, dove si concentra la maggior parte del traffico marittimo internazionale (circa il 70% delle emissioni avviene entro 400 km dalle coste [14, 15]). Per l'elaborazione di inventari delle emissioni dettagliati e accurati, che sono un prerequisito fondamentale per il controllo dell'inquinamento atmosferico, la comunità scientifica e gli organismi regolatori impiegano tipicamente due approcci metodologici principali, noti come bottom-up e top-down. ([14])

La metodologia bottom-up, o activity based, è l'approccio più dettagliato dei due ed è considerata la migliore pratica per la creazione di inventari di emissioni portuali e regionali [14]. Questo metodo si concentra sul calcolo delle emissioni di singole navi, o di specifici tipi di navi, tenendo conto di una grande quantità di dati, tra cui le loro caratteristiche costruttive, dati di attività e movimenti (la rilevazione dei quali è ormai spesso effettuata tramite il Sistema di Identificazione Automatica (AIS) [16]) e informazioni sul combustibile utilizzato. Le emissioni vengono calcolate separatamente per le diverse fasi operative (navigazione, manovra e ormeggio), come definito dalla metodologia delineata nell'European Monitoring

and Evaluation Programme dell'European Environment Agency (EMEP/EEA): per stimare le emissioni, in queste modalità, ci si basa sulla relazione tra la quantità di inquinante emesso e l'energia spesa dai motori (calcolata diversamente a seconda dell'attività svolta). Un esempio di modello di calcolo specifico basato su questa metodologia è lo STEAM (Ship Traffic Emission Assessment Model), usato per esempio in [17].

Per quanto riguarda, invece, l'approccio top-down, il calcolo delle emissioni è effettuato a partire da una prospettiva più ampia, focalizzandosi sulle emissioni totali di una nave o di un'intera flotta. Esistono due approcci principali per determinare il consumo di carburante nell'ambito della metodologia top-down [14]: uno basato sulle statistiche di vendita del carburante e uno sulla modellazione dell'attività della flotta e del conseguente consumo di carburante valutato mediante parametri medi (potenza installata del motore, le ore di funzionamento in mare, il consumo di carburante per unità di potenza (kW) e un fattore di carico medio presunto del motore, per esempio).

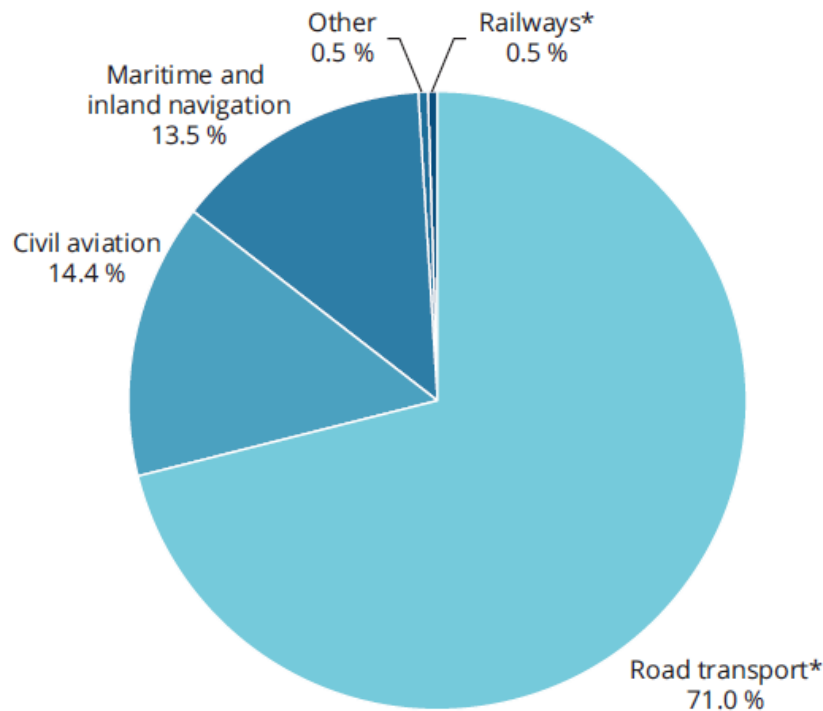
Le emissioni derivano principalmente dalla combustione dei combustibili fossili nei motori principali e ausiliari, nei generatori e nelle caldaie di bordo [14]; esse comprendono una vasta gamma di specie chimiche, suddivisibili in due grandi categorie: gas a effetto serra (GHG) e inquinanti atmosferici convenzionali.

I gas a effetto serra rappresentano la maggioranza delle emissioni marittime, con l'Anidride Carbonica (CO_2) che domina in termini di volume totale, essendo il prodotto diretto della combustione dei combustibili fossili. A livello globale, il trasporto marittimo è responsabile di circa 1,25-1,5 miliardi di tonnellate di anidride carbonica equivalente (CO_2eq) all'anno, il che corrisponde a circa il 3% delle emissioni antropogeniche totali di GHG ([18, 19]). In relazione al contesto europeo, la quota del trasporto marittimo rispetto alle emissioni totali generate dai trasporti è notevole e in crescita. Nel 2018, il settore ha contribuito per il 13,5% delle emissioni totali di GHG generate dai trasporti nell'UE. Nel 2022, questa percentuale è salita al 14,2% delle emissioni di CO_2 prodotte dai trasporti nell'UE (pari a 137,5 milioni di tonnellate), un valore quasi equivalente a quello generato dall'aviazione ([6]) fig. 7.

Oltre alla CO_2 , un aspetto di crescente preoccupazione riguarda il ruolo del metano (CH_4), gas climalterante a vita breve, ma con un potenziale di riscaldamento globale circa 28 volte superiore a quello della CO_2 . Le emissioni di questo gas hanno registrato, negli ultimi anni, un incremento significativo strettamente correlato al crescente utilizzo di navi alimentate a gas naturale liquefatto (GNL): la maggior parte del metano emesso è dovuta al fenomeno del *methane slip* (metano incombusto). Dal 2012 al 2018, le emissioni di metano derivanti dal trasporto marittimo sono aumentate del 150%, mentre l'uso del GNL (Gas Naturale Liquefatto) è aumentato solo del 30% (CITA 4 IMO REPORT 2020). All'interno dell'Unione Europea, tra il 2018 e il 2023, le emissioni di CH_4 derivanti dal trasporto marittimo sono aumentate tra le due e le cinque volte ([6]), fino a rappresentare il 26% delle emissioni totali di metano del settore dei trasporti.

Inoltre, benché le emissioni legate alle navi siano molto ridotte [3, 14], anche il protossido di azoto (N_2O) rappresenta una specie particolarmente dannosa, avendo un potenziale di riscaldamento globale molto elevato. La sua rilevanza può aumentare con l'adozione di nuovi carburanti: la combustione di ammoniaca, per esempio, può portare a emissioni di N_2O più elevate rispetto ai carburanti convenzionali [18] [3, 14].

Oltre ai gas serra, le navi emettono numerosi inquinanti atmosferici convenzionali che incido-



Note: *Excluding indirect emissions from electricity consumption.

Figura 7: Frazioni di $CO_{2,eq}$ emesse dalle varie tipologie di trasporto[6]

no direttamente sulla qualità dell'aria e sulla salute degli esseri viventi: essi comprendono gli ossidi di azoto (NOx), gli ossidi di zolfo (SOx), il particolato (PM), i composti organici volatili (VOC) e il monossido di carbonio (CO).

Gli ossidi di azoto rappresentano uno degli inquinanti più significativi prodotti dal trasporto navale, contribuendo a livello globale per circa il 15% delle emissioni antropogeniche totali di NOx [19, 20, 3]. L'elevata produzione di ossidi di azoto è dovuta alle condizioni operative dei motori marini, che tipicamente lavorano ad alte temperature e pressioni senza l'ausilio di efficaci tecnologie di riduzione [3]. Un effetto particolarmente preoccupante dell'emissione in atmosfera di NOx è rappresentato dal fondamentale ruolo che gli ossidi di azoto ricoprono nella formazione delle piogge acide [14], un fenomeno dannoso per la salute di ecosistemi terrestri, lacustri e fluviali.

Le emissioni di SOx sono dovute principalmente all'elevato contenuto di zolfo (prima della normativa MARPOL, in media circa 2,4%-2,7% [14]) all'interno dei combustibili marini, in particolare l'Heavy Fuel Oil (HFO), usati nei motori e nelle caldaie a bordo delle navi. Il settore marittimo è una fonte rilevante di SOx nel contesto dei trasporti, contribuendo a livello globale per il 5-8% [14, 3] (con alcune stime fino al 13% [20, 4]) delle emissioni antropogeniche totali di SOx. Nel 2018, il settore ha contribuito al 24% di tutte le emissioni di SOx nell'Unione Europea (UE), rispetto alle emissioni prodotte da tutti i settori industriali. Analizzando la quota nel settore dei trasporti, le emissioni marittime di SOx nell'UE-27 sono state stimate all'88% nel 2022. Nel 2019, le navi che hanno fatto scalo nei porti dell'UE/Spazio economico europeo (SEE) hanno rilasciato circa 1,6 milioni di tonnellate di SO_2 , equivalenti a circa il 16% delle emissioni globali di anidride solforosa generate dal trasporto

marittimo internazionale ([6]). Gli SO_x sono riconosciuti come precursori del particolato (PM) e contribuiscono significativamente alla formazione di aerosol solfati secondari [21, 6], oltre a contribuire a fenomeni come le piogge acide e l'eutrofizzazione degli ecosistemi marini.

Il particolato emesso direttamente dai motori diesel navali è prevalentemente costituito da particelle carboniose, specificamente da carbonio organico (OC) e carbonio elementare (EC), oltre a sali metallici e altre impurità [19]. Dal punto di vista granulometrico, le emissioni navali sono caratterizzate da una predominanza di particelle ultrafini (con diametro <0.1 µm) e fini (con diametro <2,5 µm (PM_{2.5})) [22, 23]. Questo tipo di emissioni si genera sia direttamente dalla combustione incompleta di combustibili fossili, sia secondariamente attraverso reazioni chimiche, in particolare quelle che coinvolgono gli ossidi di zolfo (SO_x) [4]. A livello europeo, nel 2018, il trasporto marittimo ha contribuito al 9% delle emissioni totali nazionali di PM_{2.5} prodotte da tutti i settori economici nell'UE ([6]). Proprio le frazioni più fini, come il PM_{2.5} (particolato con diametro inferiore a 2,5 µm), destano particolare preoccupazione per la salute, data la loro elevata capacità di penetrazione delle mucose dell'apparato respiratorio umano [23]. Globalmente, si stima che le emissioni di PM generate dalle navi siano responsabili di circa 60mila decessi legati a malattie cardiovascolari e cancro ai polmoni ogni anno, con la maggioranza dei casi che si verifica vicino alle coste in Europa, Asia orientale e Asia meridionale [14].

I composti organici volatili (VOC), inclusi gli Idrocarburi (HC) e gli Idrocarburi Organici Volatili Non Metanici (NMVOC), sono spesso elencati tra i principali inquinanti emessi dalle navi [4, 3]. La maggior parte delle emissioni di VOC associate al trasporto marittimo non deriva direttamente dalla combustione nei motori, ma dalla movimentazione di carichi come il greggio, attraverso l'evaporazione durante le operazioni di carico, trasporto e scarico [14]. Nonostante la loro bassa incidenza in termini di massa totale di inquinanti, la loro rilevanza è data dal fatto che molti di questi composti risultano essere irritanti o tossici. Infine, il monossido di carbonio (CO) è generato principalmente dalla combustione incompleta dei combustibili utilizzati nei motori e nelle caldaie. Sebbene rappresenti una frazione inferiore delle emissioni totali in massa rispetto a inquinanti come CO₂, NO_x e SO_x, è comunque riconosciuto come uno dei principali inquinanti emessi dalle navi a causa dei suoi potenziali impatti sulla salute [3].

L'impatto che il totale delle emissioni provenienti dal settore ha sull'equilibrio climatico è un problema piuttosto intricato per la coesistenza di agenti che inducono sia il riscaldamento, sia il raffreddamento, operanti su scale temporali e spaziali diverse [14, 1]. L'impatto climatico del settore navale è mediato da quattro meccanismi principali: l'emissione di gas serra diretti, principalmente l'anidride carbonica (CO₂); l'emissione di gas serra indiretti, ossia i loro precursori, come gli ossidi di azoto (NO_x), il monossido di carbonio (CO) e i composti organici volatili (VOC), che influenzano la formazione dell'ozono (O₃) troposferico e la vita atmosferica del metano (CH₄); l'effetto diretto degli aerosol, in particolare il black carbon (BC) e i composti di zolfo; e, infine, l'effetto indiretto degli aerosol, che modifica la distribuzione e le proprietà delle nubi [24].

Gli agenti che contribuiscono al riscaldamento (Forzante Radiativa, RF, positiva) sono principalmente l'anidride carbonica, l'ozono troposferico e il black carbon. Il carbonio nero (BC) è riconosciuto come una specie che fornisce un importante contributo al riscaldamento globale e rientra nella categoria degli agenti di forzante climatica a vita breve (SLCF) [25]. A causa della sua forte capacità di assorbimento della luce e dell'irradiazione di calore nell'atmosfera,

il BC esercita un impatto significativo sul riscaldamento, in particolare nella regione artica, dove la sua deposizione su neve e ghiaccio ne favorisce lo scioglimento [25].

Gli agenti che generano raffreddamento (RF negativa) sono principalmente gli aerosol di ossidi di zolfo che, riflettendo la luce solare causano un effetto di raffreddamento diretto [1]. Oltre all'effetto diretto, questi aerosol possono alterare le proprietà fisiche e ottiche delle nubi (agendo come nuclei di condensazione o alterando la tensione superficiale delle gocce), il che contribuisce significativamente alla forzante negativa associata a queste specie. Gli NOx ricoprono una posizione particolare, in quanto contribuiscono indirettamente al raffreddamento riducendo la vita media del metano, ma causano contemporaneamente la formazione di ozono.

Nonostante i contributi al riscaldamento dati da CO_2 , ozono e BC, la maggior parte degli studi concorda sul fatto che, ad oggi, la forzante radiativa netta (RF) del trasporto marittimo è stata storicamente negativa, riflettendo un effetto di raffreddamento globale netto [14, 1, 24]. Questo risultato deriva dal fatto che il raffreddamento indotto dagli aerosol di solfato e, soprattutto, dall'effetto indiretto sulle nubi, ha superato l'effetto di riscaldamento dei gas serra a vita più lunga. Oggi, tuttavia, il bilancio climatico è soggetto a una transizione di notevole entità in ragione dell'introduzione di normative internazionali volte a ridurre gli inquinanti atmosferici dannosi per la salute, come il limite globale di zolfo nei combustibili marini. Le politiche che impongono l'uso di combustibili a basso tenore di zolfo, pur fornendo sostanziali e manifesti benefici per la salute (come la mitigazione di circa 400.000 morti premature e 14 milioni di casi annuali di asma infantile legati al PM2.5 prima dell'entrata in vigore dei combustibili più puliti [26, 25]), comportano il trade-off climatico di ridurre l'effetto di raffreddamento dovuto agli aerosol di solfato. Si stima che l'introduzione di combustibili più puliti riduca il raffreddamento radiativo dovuto agli aerosol navali di circa l'80% [26]. Un altro aspetto centrale per questo tipo di analisi è la differenza nei tempi di permanenza atmosferica dei vari agenti. L'effetto di raffreddamento indotto dagli aerosol di solfato e NOx è di breve durata (dell'ordine di decenni), mentre il riscaldamento causato dalla CO_2 è di durata più lunga (centinaia di anni): a lungo termine è l'effetto della CO_2 a dominare. La necessità di ridurre le emissioni di anidride carbonica e di altri inquinanti rimane essenziale per mitigare gli impatti ambientali a lungo termine e contrastare il previsto aumento delle emissioni dovuto alla crescita del commercio marittimo internazionale.

2.1.4 Situazione nei porti

Di particolare interesse, visto anche l'argomento di questa tesi, è la situazione per i porti: le emissioni generate dalle navi durante le operazioni portuali sono fonte di particolare preoccupazione, data l'alta densità di popolazione nelle aree costiere urbanizzate (in Europa, il 40% della popolazione risulta residente entro cinquanta chilometri dal mare ([6]). Tali emissioni si verificano principalmente durante due modalità operative in porto: le manovre e la sosta (hotelling), in cui i motori ausiliari operano per mantenere la funzionalità e la sicurezza della nave [3]. Le emissioni durante la sosta, in particolare, superano quelle generate durante le manovre e il loro livello è strettamente correlato all'efficienza dei servizi portuali e alla durata della permanenza in banchina [3, 16]. Le categorie di navi che contribuiscono maggiormente alle emissioni in porto variano a seconda del porto e del tipo di traffico; in generale, però, i risultati indicano che le navi da crociera, le petroliere (tanker) e le navi portacontainer sono i principali emettitori. Nello specifico, l'elevata potenza dei motori delle navi portacontainer e i lunghi tempi di sosta e i carichi dei motori ausiliari per le petroliere influenzano pesantemente

il rilascio di inquinanti [3, 16].

Oltre all'inquinamento atmosferico, le operazioni di routine delle navi generano scarichi idrici che minacciano direttamente l'ambiente marino confinato all'interno dei bacini portuali. Le categorie principali di scarichi comprendono le acque di sentina, le acque grigie, le acque reflue, i rifiuti solidi, l'acqua di zavorra e, in modo crescente, l'acqua di lavaggio dei sistemi di depurazione dei gas di scarico (scrubber) [4]. Particolare attenzione è rivolta agli scarichi degli scrubber a ciclo aperto, che rappresentano circa il 98% degli scarichi idrici operativi autorizzati in Europa e introducono contaminanti pericolosi ([6]). Queste acque, spesso acide, veicolano metalli pesanti, quali vanadio (V), nichel (Ni), rame (Cu) e zinco (Zn), oltre a idrocarburi policiclici aromatici (IPA/PAHs) [27]. I porti, a causa della scarsa dispersione dei contaminanti e della natura confinata dell'ambiente, diventano recettori sensibili. Studi sul rischio cumulativo nei porti hanno evidenziato come gli scarichi da scrubber a ciclo aperto e il rilascio di biocidi dalle vernici antivegetative (antifouling paints) siano i maggiori responsabili della tossicità marina complessiva in ambito portuale [27, 28].

2.2 Politiche internazionali e normative (IMO, UE, MARPOL, ecc.)

Le politiche internazionali e le normative volte a mitigare l'impatto ambientale del trasporto marittimo sono principalmente guidate dall'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO), il cui strumento chiave è la Convenzione Internazionale per la Prevenzione dell'Inquinamento Causato dalle Navi (MARPOL). Essa è organizzata in 6 allegati tecnici, ognuno dei quali concerne una diversa forma di inquinamento causato dal settore del trasporto marittimo. Il primo Allegato, in vigore dal 2 ottobre 1983, si concentra sulla prevenzione dell'inquinamento da idrocarburi, stabilendo limiti agli scarichi e richiedendo specifici sistemi di monitoraggio e registrazione, con l'obiettivo di garantire che la maggior parte delle petroliere sia costruita e gestita in modo sicuro[2]. L'Allegato II, anch'esso in vigore dal 2 ottobre 1983, regola il controllo dell'inquinamento causato da sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa. L'Allegato III, in vigore dal 1° luglio 1992, disciplina la prevenzione dell'inquinamento da sostanze nocive trasportate via mare in forma imballata, mirando a minimizzare l'inquinamento accidentale e facilitare il recupero attraverso marcature chiare. Analisi sull'efficacia delle politiche suggeriscono che l'Allegato III risulta essere particolarmente efficace, in virtù della sua natura di divieto completo di emissioni. [2] L'Allegato IV, entrato in vigore il 27 settembre 2003, è dedicato alla prevenzione dell'inquinamento da acque reflue delle navi, stabilendo requisiti legali e tecnici per gli impianti di trattamento e i serbatoi di contenimento per affrontare problemi come l'impoverimento di ossigeno degli ecosistemi subacquei e l'inquinamento visivo nelle aree costiere. L'Allegato V, in vigore dal 31 dicembre 1988, mira a eliminare o ridurre la quantità di rifiuti scaricati in mare, imponendo requisiti relativi alle strutture di ricezione e alla gestione dei rifiuti a bordo [2]. L'Allegato VI, entrato in vigore il 19 maggio 2005, concerne l'inquinamento atmosferico e la mitigazione dei gas a effetto serra. Questo allegato è continuamente oggetto di revisioni, anche in risposta all'intensificarsi del problema del riscaldamento globale; la sua efficacia, confermata da analisi empiriche [2], è attribuita a un approccio normativo mirato e multi-livello che integra limiti di emissione stringenti, indicatori tecnici e specifiche di gestione flessibili [2]. Esso fissa, tra le altre cose, limiti rigorosi per le emissioni di inquinanti atmosferici, in particolare SO_x e NO_x.

Per gli SO_x, il limite globale per il livello di zolfo nei combustibili marini è stato ridotto allo 0,50% in massa a partire da gennaio 2020; in pratica, circa un quinto del contenuto medio

precedente. Sono state, inoltre, istituite le Sulphur Emission Control Areas (SECA), ossia aree geografiche definite in cui è richiesto un tenore di zolfo nel combustibile significativamente inferiore rispetto al limite globale (pari allo 0,10%). Tali misure hanno portato a una significativa riduzione delle concentrazioni di anidride solforosa, in alcuni casi fino al 60% ([6]). Il Mar Mediterraneo è stato designato come SECA a partire dal primo maggio 2025, e anche i paesi dell'Atlantico nord-orientale stanno valutando la possibilità di istituire una SECA, possibilmente entro il 2027 ([29]). Per gli NO_x, la regolamentazione avviene attraverso un sistema a livelli (Tier 1, 2, 3) di progressiva restrittività che impone limiti di emissione differenti in base alla data di costruzione del motore e alla sua velocità di rotazione. Il livello Tier III si applica alle navi di nuova costruzione che operano nelle aree di controllo delle emissioni di NO_x (NECA) istituite, per esempio, in Nord America e nei Caraibi statunitensi nel 2016 [30]; al di fuori delle NECA, vale il Tier 2. Il Mare del Nord e il Mar Baltico sono diventati NECA per il controllo Tier III a partire da gennaio 2021, sebbene l'impatto complessivo di questa misura sia previsto a un ritmo lento poiché i requisiti si applicano solo alle navi di nuova costruzione ([6]).

L'Allegato VI ha introdotto, inoltre, indicatori e strumenti obbligatori per migliorare l'efficienza energetica e controllare le emissioni di CO₂. Tali strumenti includono:

- L'Energy Efficiency Design Index (EEDI), il cui rispetto è obbligatorio per le navi nuove con stazza lorda pari o superiore a quattrocento tonnellate. L'obiettivo è stimolare una serie di innovazioni tecnologiche e ingegneristiche che spaziano dall'ottimizzazione degli scafi e delle eliche al miglioramento delle prestazioni dei motori e all'adozione di migliori sistemi di recupero del calore di scarto [31]. L'indice viene progressivamente inasprito a intervalli di cinque anni.
- L'Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI), introdotto per le navi esistenti, mira a migliorarne l'efficienza tecnica per conseguire l'ambizioso obiettivo di emissioni nette zero di GHG da parte del trasporto marittimo internazionale entro o intorno al 2050. [32, 33, 2].
- Il Carbon Intensity Indicator (CII), volto a quantificare l'emissione specifica operativa della nave, è stato introdotto nel 2021.
- Il Certificato Internazionale di Efficienza Energetica (IEEC), attesta il rispetto dei requisiti tecnici di EEDI o EEXI ed è obbligatorio a bordo.

Un altro strumento introdotto e reso obbligatorio per navi con stazza lorda pari o superiore a quattrocento tonnellate, attraverso l'allegato VI, è il Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP), ossia un piano operativo e specifico per ogni singola nave volto all'aumento dell'efficienza energetica e, conseguentemente, alla riduzione delle sue emissioni specifiche. Le linee guida per lo sviluppo del SEEMP sono state elaborate e adottate dal Comitato per la Protezione dell'Ambiente Marino (MEPC) dell'IMO [32]. Esso, tuttavia, offre agli operatori un ampio margine di manovra e una flessibilità operativa che consentono l'adozione di misure specifiche in modo scientifico e ragionevole, adattandole alle circostanze particolari della nave [2]. L'ultimo progetto di revisione dell'Annex VI di MARPOL, oltre alla già citata designazione della nuova ECA nell'Atlantico nord-orientale, propone l'introduzione del nuovo capitolo 5, per l'istituzione dell'IMO Net-Zero Framework. Questo nuovo quadro prevede diverse novità sostanziali: in primo luogo, le navi di stazza pari o superiore a 5.000 GT dovranno calcolare e migliorare ogni anno la propria intensità emissiva di gas serra

(GFI) e saranno previste conseguenze economiche per quelle che non raggiungeranno i valori richiesti. Parallelamente, il sistema introdurrà anche incentivi a favore delle navi che utilizzano combustibili o tecnologie a zero o quasi zero emissioni sulla base di soglie emissive ben precise. Questi incentivi saranno finanziati tramite il nuovo IMO Net-Zero Fund, che raccoglierà i contributi economici derivanti dal pricing delle emissioni in eccesso e li impiegherà per sostenere la diffusione dei combustibili puliti, lo sviluppo delle infrastrutture necessarie, la transizione energetica dei Paesi in via di sviluppo e ulteriori attività collegate al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. [29]

L'Unione Europea ha mostrato una determinazione proattiva nell'affrontare le emissioni marittime, introducendo normative che in alcuni casi superano o anticipano gli standard IMO ([6]). Una delle prime misure adottate ha previsto, dal 2018, l'obbligo per le compagnie di navigazione di monitorare, verificare e comunicare all'UE il consumo di combustibile e le emissioni di CO_2 delle navi sopra le 5.000 GT che scalano in porti europei; tale sistema obbligatorio prende il nome di MRV (Monitoring, Reporting, Verification). Sulla scia dell'MRV, l'UE ha poi esteso il suo Sistema di Scambio di Quote di Emissione (EU ETS) al settore del trasporto marittimo a partire dal 2024 come parte del pacchetto "Fit for 55". Le disposizioni dell'EU ETS impongono alle compagnie di navigazione l'acquisto di "Quote di emissione" per ogni tonnellata di CO_2 riportata; è stato previsto un periodo di introduzione graduale, così da permettere alle compagnie di adattarsi prima di raggiungere l'integrale applicazione nel 2026.

Nel 2025 è, inoltre, entrato in vigore il FuelEU Maritime (Regolamento UE 2023/1805), un regolamento che, tra le altre cose, stabilisce limiti massimi all'intensità di GHG dell'energia utilizzata a bordo delle navi che fanno scalo nei porti dell'UE. Tali limiti richiedono una riduzione dell'intensità media annua di GHG rispetto al valore di riferimento del 2020 attraverso obiettivi progressivi: almeno il 2% entro il 2025, il 6% entro il 2030, fino a raggiungere l'80% entro il 2050 ([6]). È rilevante notare che il campo di applicazione del regolamento non si limita ai soli viaggi intra-UE: il FuelEU Maritime considera infatti il 100% dell'energia utilizzata nei viaggi tra due porti dell'Unione, ma anche il 50% dell'energia impiegata nei viaggi tra un porto dell'UE e un porto extra-UE. Questo amplia significativamente la portata del regolamento e il suo potenziale impatto sulla decarbonizzazione su scala globale del settore marittimo.

FuelEU Maritime impone poi obblighi riguardanti l'utilizzo di sistemi per l'alimentazione di energia elettrica da terra (On-shore Power Supply - OPS) o tecnologie a zero emissioni nei porti sotto la giurisdizione di uno Stato membro per tutte le navi di stazza lorda superiore a 5.000 tonnellate che trasportano passeggeri o merci per scopi commerciali. L'effettiva implementazione di queste misure è intrinsecamente supportata e garantita dal Regolamento UE 2023/1804, noto come AFIR (Alternative Fuels Infrastructure Regulation): l'interazione tra i due regolamenti assicura che la domanda di energia creata dalle navi nei porti trovi riscontro in un'adeguata offerta infrastrutturale nel contesto dell'Unione Europea. Il requisito di connessione e utilizzo dell'OPS introdotto da FuelEU Maritime si articola in due momenti fondamentali:

1. A partire dal 1° gennaio 2030: una nave ormeggiata in un porto di scalo sottoposto alla giurisdizione di uno Stato membro deve connettersi all'OPS e utilizzarla per soddisfare l'intero fabbisogno di energia elettrica al molo. Questo obbligo vige specificamente

nei porti di scalo che rientrano nell'ambito di applicazione delle disposizioni di cui all'Articolo 9 del Regolamento AFIR.

2. A partire dal 1° gennaio 2035: l'obbligo si estende anche alle navi ormeggiate in qualsiasi altro porto sotto la giurisdizione di uno Stato membro, a condizione che il molo sia dotato di un'infrastruttura OPS disponibile.

Il regolamento introduce inoltre un obbligo procedurale: le navi devono informare preventivamente il porto della loro intenzione di connettersi all'OPS e della potenza elettrica prevista, affinché le autorità portuali possano confermare per tempo la disponibilità dell'infrastruttura. Questo meccanismo di coordinamento operativo è essenziale per garantire una pianificazione efficiente degli scali e per prevenire casi di indisponibilità non comunicata.

La necessità che le navi si connettano all'OPS nei porti designati è resa attuabile dal Regolamento AFIR, il cui Articolo 9 impone agli Stati membri l'obbligo di garantire un livello minimo di OPS. L'AFIR stabilisce obiettivi di dispiegamento vincolanti per l'infrastruttura di OPS nei porti marittimi della rete TEN-T (Trans-European Transport Network). In particolare, esso richiede specificamente che, entro il 31 dicembre 2029, i porti marittimi TEN-T con un numero medio annuo di scali di navi portacontainer o navi passeggeri (superiori a 5.000 GT) superiore a 100 debbano essere attrezzati per fornire OPS ad almeno il 90% del numero totale di scali effettuati dalle navi interessate. Il FuelEU Maritime prevede eccezioni all'obbligo di OPS per circostanze ben definite, tra cui le soste brevi (meno di due ore), l'uso di tecnologie a zero emissioni, scali non programmati per motivi di sicurezza o di salvataggio in mare, l'indisponibilità di punti di connessione OPS, o il rischio eccezionale per la stabilità della rete elettrica. Tali deroghe non possono essere applicate a un numero di scali superiore al 10% del totale degli scali di una nave durante un periodo di rendicontazione, o a un massimo di dieci scali, a seconda di quale sia il valore inferiore. Questa limitazione è intesa a fornire i necessari incentivi finanziari agli armatori e agli operatori portuali affinché realizzino gli investimenti richiesti, prevenendo così il rischio di investimenti infrastrutturali inutilizzati (stranded assets) dovuto a un'insufficiente adozione della tecnologia. In caso di mancata connessione, il FuelEU Maritime prevede un sistema di penalità economiche direttamente proporzionali alla potenza elettrica che la nave avrebbe dovuto assorbire e al tempo di ormeggio in non-conformità. Le sanzioni sono calcolate come 1,5 €/kW per ora di mancata connessione, con un impatto potenzialmente molto significativo sui costi operativi delle navi. È fondamentale che l'attrezzatura per la connessione a terra a bordo della nave sia certificata in conformità con le specifiche tecniche pertinenti stabilite nell'AFIR. [34, 35]

Oltre al quadro normativo globale stabilito da MARPOL e alle ambiziose misure regionali dell'Unione Europea, la regolamentazione delle emissioni marittime si estende attraverso un sistema stratificato di convenzioni IMO più ampie, legislazioni nazionali specifiche e strumenti basati sul mercato. Alcuni esempi di regolamenti IMO specifici sono l'obbligo di dotare le navi che trasportano greggio di un VOC management plan, per ridurre i composti organici volatili, e il Codice Polare (International Code for Ships Operating in Polar Water), adottato nel 2014 per la conservazione ambientale nelle regioni artiche. Oltre alle convenzioni internazionali, vari Stati hanno promulgato legislazioni nazionali che impongono vincoli sulle emissioni alle navi battenti bandiera straniera: alcuni esempi sono gli Stati Uniti, la Cina e il Regno Unito. Infine, si assiste anche a iniziative private di istituzioni finanziarie, come i Poseidon Principles, che rappresentano un quadro per le istituzioni finanziarie utile a valutare l'allineamento climatico dei loro investimenti nel settore del trasporto marittimo.

2.3 Evoluzione tecnologica e trend dell'elettrificazione portuale

L'impulso primario per l'elettrificazione delle banchine deriva dalla necessità di mitigare l'impatto ambientale e sulla salute causato dal trasporto marittimo, soprattutto nelle aree costiere e portuali. L'Onshore Power Supply (OPS), conosciuta anche come fornitura di energia elettrica da terra (Shore-Side Electricity, SSE), alimentazione marittima alternativa (Alternative Maritime Power, AMP) o "cold ironing", consiste in un sistema di fornitura di energia elettrica da una rete terrestre alle navi ormeggiate in banchina. Attraverso un collegamento standardizzato, l'elettricità di rete alimenta tutti i servizi di bordo, come l'illuminazione, il condizionamento, i sistemi di carico/scarico e le apparecchiature della sala macchine. Questo permette lo spegnimento completo dei motori ausiliari e delle caldaie, che altrimenti dovrebbero rimanere in funzione per tutta la durata della sosta in porto, eliminando così alla radice le emissioni inquinanti prodotte dalla combustione a bordo e l'inquinamento acustico ([6]). Tuttavia, questa operazione apparentemente semplice nasconde una complessità ingegneristica notevole, dovuta alla necessità di interfacciare due sistemi di potenza — quello terrestre e quello navale — che spesso operano con standard di tensione e frequenza differenti, richiedendo infrastrutture di conversione sofisticate, protocolli di sicurezza solidi e una gestione attenta dei carichi di rete [33].

L'implementazione su vasta scala dell'OPS impone sfide significative: rilevanti, per esempio, sono quelle legate alla necessità di adeguare le reti elettriche terrestri. La mancanza di capacità di rete sufficiente è considerata una delle principali barriere alla diffusione dell'OPS: le infrastrutture di rete esistenti non sono state progettate per gestire il considerevole carico elettrico aggiuntivo richiesto dalle navi ormeggiate, rendendo necessari costosi interventi di potenziamento delle reti interne ed esterne ai porti [36, 37, 38, 39]. Le stime di [40], basate sui dati ottenuti mediante il sistema MRV, sui fabbisogni energetici legati all'impiego di OPS a livello europeo si aggirano tra i 6 e i 13 TWh all'anno, a seconda delle specifiche metodologiche dello studio effettuato. In particolare, un approccio top-down basato sui dati di consumo di combustibile dell'UE del 2023, ed effettuato considerando un'efficienza media del 40% per i motori ausiliari marini, quantifica il fabbisogno potenziale di energia elettrica utile in 11,84 TWh all'anno, un valore che, se allineato agli obiettivi di conformità AFIR (90% della domanda), si traduce in un obiettivo operativo di circa 10,65 TWh annui. Il valore di 13 TWh deriva invece da un'analisi effettuata con un metodo bottom-up effettuata a partire dal numero e tipo di navi che attraccano nei porti europei. Infine, il valore, ben più cautelativo, di circa 6 TWh annui proviene dalla stima del 2023 dell'ICCT (International Council On Clean Transportation) [41], essa riporta che, nel 2019, 15.700 navi hanno fatto scalo nei 489 porti principali dell'UE, richiedendo quasi 5,9 TWh di energia, di cui circa il 70% (equivalente a 4.093 GWh) è concentrato nei soli porti della rete TEN-T. La discrepanza tra i valori ottenuti nei diversi studi è da imputarsi principalmente al gruppo di porti preso in esame (di dimensioni minori per IPCC) e alla durata delle soste considerate (per IPCC non sono state prese in esame le soste inferiori a due ore). Per soddisfare gli obiettivi del regolamento FuelEU Maritime, si stima che le autorità portuali dovrebbero triplicare o quadruplicare la capacità OPS presente nel 2023 nell'Unione [41]. Attualmente, l'UE dispone di circa 309 MW di capacità OPS installata in 51 porti, di cui 283 MW dedicati alle categorie di navi (portacontainer, passeggeri e crociere) soggette alla regolamentazione FuelEU Maritime. Per coprire la domanda media di energia di tutte le navi in tutti i porti dell'UE, sarebbero necessari ulteriori 1.929 MW di potenza. Tuttavia, se si considera il fabbisogno di potenza di picco (massimo), le installazioni aggiuntive necessarie salirebbero a 3.342 MW [41]. L'analisi della

domanda di picco è essenziale, poiché la potenza massima richiesta può superare di molto la potenza media (come osservato in [38], dove il picco è stato quattro volte superiore alla media annuale).

Come mostrato in fig. 8, l’impatto della domanda di OPS non è geograficamente omogeneo. Italia, Spagna e Francia sono i paesi che richiedono i maggiori investimenti a causa dell’elevato traffico di navi da crociera e passeggeri, totalizzando oltre la metà del fabbisogno energetico complessivo dell’UE. Solo le navi da crociera in questi tre paesi contribuiscono al 59%–63% della potenza aggiuntiva richiesta. Nello specifico, l’Italia presenta il fabbisogno energetico più elevato, stimato in 1.316 GWh, seguita dalla Spagna con 1.152 GWh e dalla Francia con 536 GWh.[41].

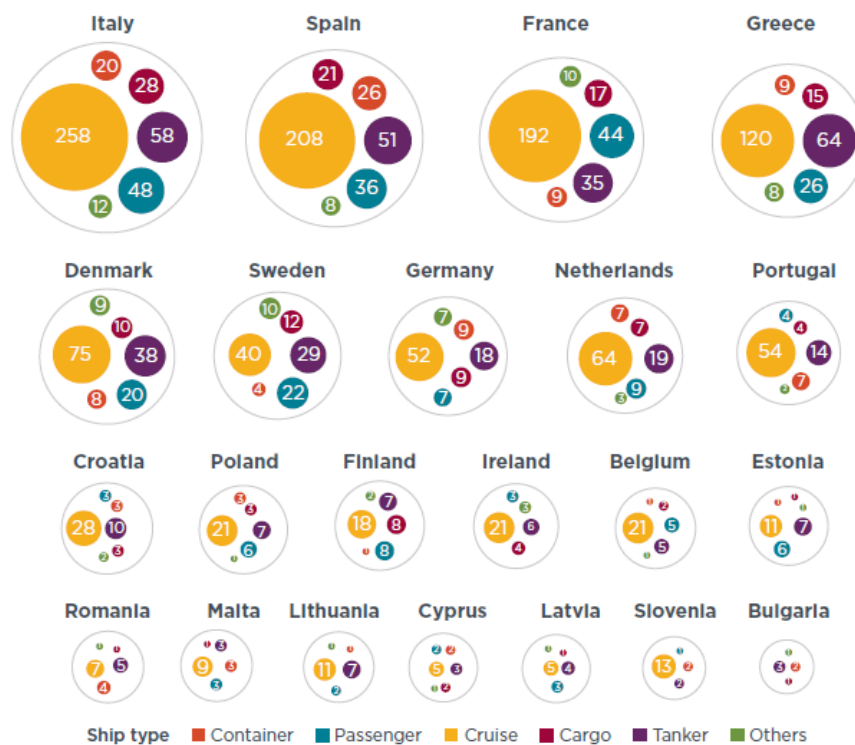


Figura 8: Domanda media di energia elettrica per ciascuno Stato membro costiero dell’UE stimata per tipo di nave [41]

Per supportare la sostenibilità economica e ambientale dell’OPS e gestire la complessità derivante dalla fluttuazione dei carichi, l’impiego di smart grid (reti intelligenti) nel contesto portuale rappresenta una soluzione di grande interesse. L’OPS, per massimizzare i benefici ambientali, dovrebbe essere alimentato da fonti di energia rinnovabile (RES), potenzialmente inseribili in loco nelle zone portuali: l’integrazione di RES come l’energia solare, eolica onshore o offshore è stata oggetto di studi di fattibilità in diversi porti, come quelli di Cartagena in Spagna ([39]) e Mytilene in Grecia ([42]). Tuttavia, la produzione locale di energia pulita è spesso limitata dalla disponibilità di spazio nelle aree portuali e dalla natura intermittente delle fonti rinnovabili, che richiede sistemi di stoccaggio di energia elettrica o il supporto della rete principale per coprire i picchi di domanda. In un contesto come quello delineato, i sistemi di accumulo di energia mediante batteria (Battery Energy Storage Systems, BESS) possono quindi giocare un ruolo fondamentale, consentendo di ottenere una gestione efficiente della rete, aiutando a mitigare i carichi di picco (peak shaving) e permettendo di effettuare strategie

di arbitraggio sui prezzi [37]. La struttura di una smart grid permetterebbe, inoltre, tecniche di gestione avanzate, come l'adaptive power sharing (attraverso l'interazione della microgrid portuale con le microgrid di bordo) e il flusso di potenza bidirezionale (permettendo scambi di energia dalle imbarcazioni al porto), chiaramente al costo di una crescente complessità sistemica. Sebbene l'integrazione delle rinnovabili nel contesto portuale possa implicare la necessità di soluzioni di storage e gestione avanzate per mitigare i rischi legati alla variabilità, è chiaro che l'approvvigionamento di energia elettrica tramite OPS, anche se semplicemente connesso alla rete pubblica, costituisce già di per sé un passo fondamentale verso la riduzione dell'impronta ambientale del settore marittimo, vista la tendenza in diminuzione dell'intensità energetica della rete pubblica.

Nell'Unione Europea, stando ai dati forniti dall'European Environment Agency (EEA) nel report "Sustainability of Europe's mobility systems" riguardanti la situazione a inizio 2024, si registrano 61 su 173 porti *core* (quindi principali) della rete TEN-T che dispongono di OPS per un totale di 407 banchine, e 21 su 366 porti *comprehensive* (quindi di supporto) dotati di alimentazione elettrica da terra, per un totale di 57 banchine. In particolare, i dati di EAFO (European Alternative Fuels Observatory) mostrano una netta maggioranza di porti dotati di OPS in Nord Europa con i Paesi scandinavi e i Paesi Bassi che guidano la classifica. Per quanto riguarda la situazione italiana, nonostante la già citata notevole richiesta di energia in banchina legata al traffico di navi passeggeri, al 2022 la capacità di OPS installata era pari a soli 5 MW, una cifra esigua se confrontata con i 100 MW della Svezia, i 68 MW dei Paesi Bassi o i 46 MW della Germania. Per colmare questo divario, l'Italia ha delineato una strategia nazionale significativa, inquadrata nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e nel Piano Nazionale Cold Ironing, che ha stanziato un finanziamento complessivo di circa 755 milioni di Euro, di cui 700 milioni provenienti dal Fondo Nazionale Complementare, destinati a progetti di elettrificazione in circa cinquanta porti. Tra gli interventi specifici finanziati o in corso di realizzazione, figurano i progetti per i porti di Civitavecchia, La Spezia (che prevede una potenza di 16 MW nel Molo Garibaldi), Livorno, Piombino, Marghera, Ravenna, oltre a diverse installazioni in Sicilia (Catania, Palermo, Termini Imerese) e Sardegna (Cagliari, Porto Torres, Santa Teresa di Gallura) [43].

2.4 Vantaggi ambientali ed economici dello shore connection

Dal punto di vista della mitigazione dell'impatto ambientale, l'uso dell'OPS impatterebbe su oltre il 6% delle emissioni totali di gas serra (GHG) del settore marittimo europeo (quelle legate alla permanenza in porto). Nel 2023, le navi all'ormeggio nei porti europei hanno emesso 8,3 milioni di tonnellate di CO_2 [44]. La piena attuazione della regolamentazione corrente nell'Unione Europea, che impone la connessione per le navi portacontainer e passeggeri (incluse le navi da crociera) con stazza lorda pari o superiore a 5.000 GT nei porti TEN-T, porterebbe all'eliminazione di 1,03 milioni di tonnellate di CO_2 annue. Proiettando uno scenario di massima ambizione, in cui l'OPS venga esteso a tutte le navi con stazza lorda pari o superiore a 400 GT in tutti i porti dell'UE, e copra completamente il fabbisogno di bordo (motori ausiliari e caldaie), si stima che la riduzione delle emissioni di CO_2 all'ormeggio potrebbe raggiungere il 100%.[41].

Oltre ai gas serra, i vantaggi ambientali si estendono agli inquinanti atmosferici, con percen-

tuali di abbattimento consistenti. Secondo [20], l'impiego dell'SSE si tradurrebbe in una riduzione delle emissioni di NO_x (ossidi di azoto) tra il 40% e il 60%, di SO₂ (anidride solforosa) tra il 3% e il 60% e del carbonio nero (BC) tra il 57% e il 70%. Considerando i soli porti europei, si stima che l'implementazione completa dell'OPS comporterebbe una riduzione annuale di 86.431 tonnellate di NO_x, 4.130 tonnellate di SO_x, 1.596 tonnellate di PM10 e 4.333 tonnellate di CO [43].

Dal lato economico, l'implementazione estesa di OPS rappresenta una notevole sfida sia per i gestori portuali, sia per gli armatori. Il primo elemento critico è rappresentato dagli ingenti investimenti iniziali (capital expenditures - CAPEX) richiesti per l'infrastruttura: i costi di installazione di sistemi di Shore Power variano in maniera considerevole, spaziando da centinaia di migliaia a milioni di dollari per singolo ormeggio, in funzione delle specifiche esigenze di alimentazione della categoria di navi in questione e della necessità di rinforzo della rete elettrica [44]. Anche gli armatori devono sostenere elevati costi di capitale per l'adeguamento delle navi esistenti (retrofitting) ai sistemi OP: le cifre si attestano a circa un milione di euro, sebbene fortemente variabili in base al tipo di nave [36, 45].

Nel periodo compreso tra il 2021 e il 2025, l'Unione Europea ha erogato circa 267 milioni di euro, attraverso i fondi Connecting Europe Facility (CEF) e Alternative Fuels Infrastructure Facility (AFIF), a supporto della realizzazione di queste installazioni; mentre, per supportare l'uso di OPS e favorirne l'adozione, lo Stato italiano ha previsto, attraverso l'articolo 34-bis del DL 162/2019 convertito dalla legge 8/2020 ("Milleproroghe 2019"), l'adozione di uno schema di riduzione fino al 100% degli "oneri generali di sistema" nella bolletta elettrica dei gestori delle infrastrutture. Questo beneficio è trasferito agli utilizzatori finali (le imbarcazioni ormeggiate) che si connettono alla rete elettrica in banchina.

Per le navi, si è osservato che l'implementazione di Shore Power diviene finanziariamente vantaggiosa per i Paesi in cui il prezzo dell'energia elettrica è inferiore a 0,19 USD per kWh, in quanto i costi di utilizzo dell'elettricità e di manutenzione possono risultare ridotti fino al 75% rispetto ai motori ausiliari di bordo [36]; mentre, per i porti, il successo economico a lungo termine dell'investimento dipende dalla capacità del porto di vendere l'elettricità a un prezzo superiore a quello di acquisto [20]. Un elemento progressivamente più rilevante nel bilancio economico è costituito dall'inclusione del settore marittimo nel sistema di scambio di quote di emissione (ETS) dell'UE. Tale meccanismo normativo rafforza l'interesse economico per l'OPS, poiché l'elettricità fornita da terra è considerata, proprio per favorirne l'adozione, una tecnologia a zero emissioni [44].

In definitiva, l'implementazione dell'OPS rappresenta un investimento oneroso, la cui sostenibilità si basa sulla capacità di creare un solido modello di business in cui i ricavi derivanti dalla vendita di elettricità, integrati dai benefici derivanti dal sistema ETS e, possibilmente, da un supporto economico statale, consentano di superare le barriere di capitale iniziali e di garantire un ritorno economico positivo.

3 Capitolo 3 – Principi e funzionamento dei sistemi di Shore Connection

Questa sezione ha l'obiettivo di presentare, con un buon livello di approfondimento, i sistemi di shore connection.

3.1 Architettura generale dei sistemi di shore connection

L'architettura complessiva di un sistema Shore Side Electricity o OPS richiede una pianificazione sviluppata su tre assi principali: il lato terra, il lato nave e l'interfaccia di connessione tra i due. Il sistema ha, infatti, il delicato compito di armonizzare le richieste di energia elettrica delle navi ormeggiate al porto con quanto fornito dalla rete di terra, spesso differenti per frequenza, tensione, profilo di carico e requisiti di qualità dell'energia. Oltre ad alimentare i servizi di bordo delle navi durante la loro sosta, un sistema di questo genere può essere impiegato anche per effettuare Shore Charging, ossia la ricarica dei sistemi di accumulo di energia a bordo, essenziale per le operazioni di navi completamente elettriche a zero emissioni. L'evoluzione naturale per i sistemi OPS è rappresentata da soluzioni che permettano anche di includere lo sfruttamento di fonti di energia in loco e tecnologie per lo storage di energia elettrica; un sistema così organizzato può garantire, infatti, una diminuzione sostanziale dell'energia che è necessario prelevare dalla rete elettrica.

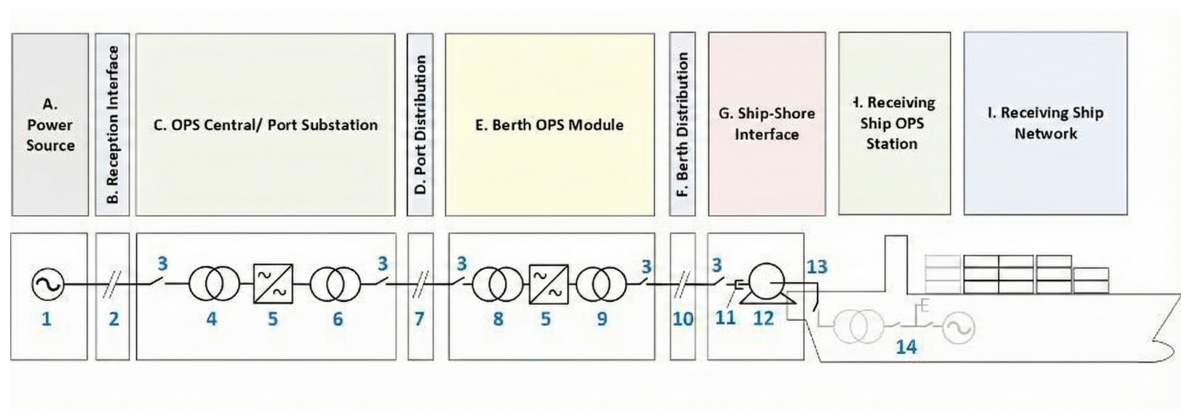


Figura 9: Schema generico di un impianto di shore connection [46]

Per descrivere come è costituito un sistema di shore connection, si fa qui riferimento allo schema a blocchi generale proposto dalle linee guida EMSA (European Maritime Safety Agency) e derivato dallo standard IEC 80005, riportato in fig. 9. In questa rappresentazione, l'infrastruttura è scomposta in nove aree funzionali (indicate con le lettere da A a I) e sono identificati i componenti (numerati da 1 a 14) che gestiscono il flusso di potenza dalla sorgente fino all'utenza finale. È importante notare che non tutti i componenti presentati saranno necessariamente presenti in ogni installazione: l'infrastruttura per l'OPS è, in generale, fortemente legata alle necessità del singolo porto in cui è installata. Di seguito viene presentato ciascun sottosistema seguendo il percorso dell'energia.

Il punto di origine dell'infrastruttura è rappresentato dalla sorgente di alimentazione (Blocco A). Nella maggior parte delle applicazioni portuali di media e grande potenza, l'energia

viene prelevata dalla rete di distribuzione nazionale (componente 1) a livelli di alta tensione (HV) o media tensione (MV) a seconda della potenza richiesta dal porto. Il trasferimento di responsabilità tra il fornitore di energia e l'autorità portuale avviene presso l'interfaccia di ricezione (Blocco B), in corrispondenza del punto di connessione comune (PCC, Point of Common Coupling). In questa sezione (componente 2) sono installati i dispositivi di misura fiscale e i sezionatori generali che delimitano il confine di proprietà e responsabilità operativa. L'energia entra quindi nella sottostazione centrale (Blocco C). Il flusso di potenza attraversa innanzitutto gli interruttori generali (componente 3) e viene elaborato da un primo stadio di trasformazione (componente 4), necessario per abbassare la tensione di rete ai livelli compatibili con le apparecchiature di conversione di frequenza. È in questo stadio che, nelle architetture centralizzate, si trova il convertitore di frequenza (componente 5). Poiché la rete europea opera a 50 Hz, mentre la maggioranza della flotta mercantile mondiale opera a 60 Hz, questo dispositivo, statico o rotante che sia, è essenziale per garantire la compatibilità elettrica. A valle del convertitore, un ulteriore trasformatore (componente 6) eleva nuovamente la tensione per minimizzare le perdite durante il trasporto dell'energia verso le banchine.

Il trasporto dell'energia dalla sottostazione centrale ai punti di utilizzo avviene attraverso la rete di distribuzione portuale (Blocco D). Questa infrastruttura (componente 7) è costituita prevalentemente da cavidotti sotterranei o canalizzazioni protette che ospitano i cavi di media tensione, progettati per resistere alle sollecitazioni meccaniche tipiche di un'area industriale ad alto traffico.

La rete di distribuzione termina in prossimità del punto di ormeggio nel modulo OPS di banchina (Blocco E). Questo sottosistema, che può essere l'ultimo blocco dell'infrastruttura fissa o il primo di quella mobile se unito con il sistema di interfaccia nave-terra, deve essere dimensionato per soddisfare la domanda di potenza della specifica nave ormeggiata. All'interno di questo modulo si trova il trasformatore di isolamento (componente 8), la cui funzione non è solo quella di adattare la tensione finale al valore richiesto dalla nave, ma anche di garantire la separazione galvanica tra la massa della nave, la terra di sistema portuale e le altre imbarcazioni, prevenendo possibili fenomeni di corrosione galvanica sullo scafo. Nello schema in figura, convertitore e trasformatori sono rappresentati sia nel blocco C sia nel blocco E: questa duplicazione grafica serve a illustrare che, a seconda della topologia scelta (centralizzata o distribuita), la variazione di frequenza e tensione può essere effettuata a monte per tutto il porto, oppure singolarmente banchina per banchina.

L'energia ottenuta attraversa quindi la rete di distribuzione di banchina (Blocco F) verso il punto di connessione fisica tramite linee fisse (componente 10) che terminano nei punti di connessione delle navi.

Il passaggio dell'energia dalla terraferma alla nave è gestito dal sistema di interfaccia nave-terra (Blocco G), che rappresenta la parte mobile e operativamente più critica dell'architettura. L'elemento centrale per il processo di collegamento terra-nave è il sistema di gestione dei cavi (CMS - Cable Management System, componente 12). Il CMS è un dispositivo che può configurarsi come un braccio mobile telescopico installato in banchina o come un avvolgicavo a bordo nave deputato alla movimentazione sicura dei cavi di potenza. Il CMS deve compensare attivamente i movimenti della nave dovuti alle escursioni di marea e alle operazioni di carico/scarico, garantendo che i cavi non siano mai sottoposti a tensioni meccaniche eccessive. La connessione elettrica si realizza mediante connettori standardizzati (spine e prese, componenti 11 e 13) come previsto dalla normativa (serie 80005).

Una volta a bordo, l'alimentazione entra nella Stazione OPS di ricezione (Blocco H). Qui,

l'energia giunge al quadro di connessione della nave, dove un interruttore automatico gestisce l'ingresso della linea. Infine, l'energia viene immessa nella rete della nave (Blocco I). Attraverso il quadro principale di bordo (componente 14), infatti, il sistema di gestione dell'energia (Power Management System - PMS) della nave esegue la sincronizzazione con la rete di terra, permettendo il parallelo momentaneo e il trasferimento del carico senza interruzione di tensione, consentendo infine lo spegnimento dei generatori e delle caldaie di bordo.

3.2 Standard tecnici (IEC/ISO/IEEE), tipologie di connessione e interfaccia nave-terra

3.2.1 Normative rilevanti in materia di Shore connection

Vista la complessità del processo di progettazione di un sistema di Shore Connection e la magnitudine del rischio introdotto dalla sua operatività, si è sviluppata la necessità di un quadro normativo comprensivo che garantisca la sicurezza operativa in questo contesto. La necessità di connettere una rete mobile a una rete terrestre stazionaria impone vincoli tecnici severi per prevenire rischi di elettrocuzione, arco elettrico e danni alle apparecchiature.

Il riferimento primario per l'intero settore è la serie di standard IEC/ISO/IEEE 80005 (Utility connections in port), che crea uno standard armonizzato globale sia per gli aspetti tecnici, sia per quelli legati alle comunicazioni e al controllo del sistema. Divisa in tre parti, la serie si occupa nella prima parte dei sistemi HVSC e nella seconda della comunicazione tra nave e porto per il controllo del sistema, mentre la terza parte, che si occupa di LVSC, è presentata in qualità di Publicly Available Specification, quindi non rappresenta ancora uno standard definitivamente riconosciuto.

La norma IEC/ISO/IEEE 80005-1, specifica per i sistemi in alta tensione, costituisce il riferimento primario per le applicazioni di maggiore potenza, come navi da crociera e navi cisterna. In primo luogo, essa standardizza i livelli di tensione nominale (tipicamente 6,6 kV e 11 kV), obbligando le infrastrutture portuali ad adattare la propria fornitura a questi valori per garantire la compatibilità con la flotta internazionale; per navi con standard diversi si rende quindi necessaria l'implementazione delle dovute tecnologie a bordo.

Tra le numerose prescrizioni introdotte da questo standard, vista la loro particolare importanza, si riportano:

- La gestione del neutro e l'isolamento: il principio fondamentale stabilito dalla norma è la necessità di garantire una separazione galvanica tra il sistema di distribuzione di terra e l'impianto elettrico della nave. Questa separazione viene ottenuta mediante l'impiego di un trasformatore di isolamento installato a terra, il quale deve avere avvolgimenti separati per il lato primario e secondario, tipicamente con una configurazione a stella sul lato secondario per consentire l'accesso al punto neutro. La norma specifica chiaramente che il sistema elettrico di terra deve assicurare che ogni nave connessa sia galvanicamente isolata da altre navi connesse e da altri consumatori. Per quanto riguarda la gestione del neutro, la norma prescrive che il punto neutro del trasformatore del sistema HVSC debba essere messo a terra tramite un resistore di messa a terra. Questo dispositivo ha la funzione di limitare la corrente di guasto a terra, proteggendo così lo scafo della nave e le apparecchiature da danni che potrebbero derivare da correnti

di guasto elevate. Il dimensionamento di questo resistore deve rispettare requisiti minimi generali, ovvero una corrente nominale non inferiore a 1,25 volte la corrente di carica prospettica del sistema e comunque non inferiore a 25 A per una durata di 5 secondi. Tuttavia, gli annessi specifici per le diverse tipologie di navi possono imporre valori resistivi più precisi. Infine, il sistema deve essere progettato in modo tale che la continuità del resistore sia verificata costantemente e, in caso di perdita di continuità, l'interruttore automatico lato terra deve scattare interrompendo l'alimentazione.

- Equipotenzialità (equipotential bonding): la norma definisce i requisiti per il collegamento che garantisca l'equipotenzialità tra lo scafo della nave e la banchina. Questo è fondamentale per evitare che eventuali differenze di potenziale generino tensioni di contatto pericolose per il personale che transita sulla passerella o tocca le strutture della nave.
- Sequenza di avviamento: viene definita una serie di condizioni necessarie per poter effettuare il collegamento. Il flusso di energia da terra a nave non inizia finché non sono soddisfatte sequenzialmente la completa connessione fisica, la verifica del circuito pilota, l'handshake dei sistemi di comunicazione e la sincronizzazione di fase. In fig. 10, presa da EMSA, vengono schematizzate le procedure di connessione e disconnessione della nave dal sistema di OPS di banchina.

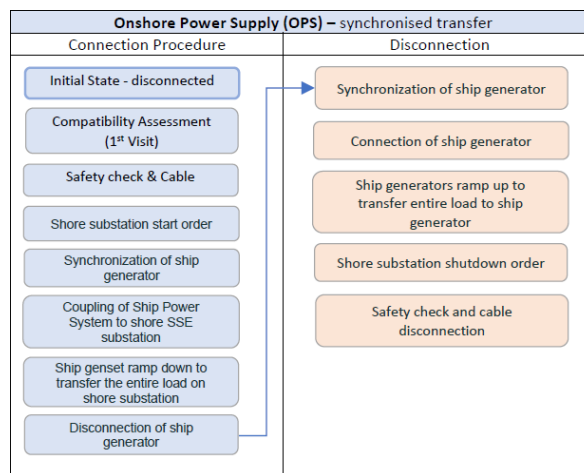


Figura 10: Procedure per la connessione e disconnessione di una nave [46]

Per quanto concerne la gestione dei dati, la parte IEC/ISO/IEEE 80005-2 definisce i protocolli di comunicazione tra i sistemi di terra e di bordo. Questa sezione è di fondamentale importanza per permettere al Power Management System (PMS) della nave di dialogare con la sottostazione di terra, scambiando informazioni di funzionamento, quali tensione, frequenza e angolo di fase necessari per la sincronizzazione, nonché stati di allarme e richieste di potenza. Infine, la norma IEC/ISO/IEEE 80005-3 regola i sistemi in bassa tensione, che trovano applicazione diffusa per traghetti, navi Roll on-Roll off e unità minori con richieste di potenza tipicamente inferiori a 1 MVA. A differenza dell'HVSC, dove la connessione è spesso automatizzata o assistita, i sistemi LVSC prevedono frequentemente operazioni di connessione manuale. Per tale motivo, la norma pone un'attenzione specifica sulla sicurezza dei connettori, rimandando alla IEC 60309-5 per le specifiche dimensionali e di compatibilità meccanica delle prese e spine industriali impiegate. Un aspetto tecnico distintivo trattato dalla

norma è la gestione delle correnti elevate in bassa tensione: per soddisfare richieste di potenza significative mantenendo i cavi maneggevoli, il sistema prevede spesso l'utilizzo di più cavi in parallelo per fase.

Risultano inoltre di interesse le normative 62271-100 e 62271-200, relative all'apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione. Nello specifico, la prima riguarda gli interruttori automatici a corrente alternata, mentre la seconda si concentra sui quadri elettrici di media tensione. Questi due standard rappresentano il riferimento normativo che le componenti del sistema di terra devono rispettare. La IEC 62271-100 definisce in dettaglio i requisiti per gli interruttori automatici operanti a frequenze di 50 Hz o 60 Hz su sistemi con tensioni superiori a 1 kV, classificandoli in base alle loro capacità operative e specificando prove per verificare la tenuta ai guasti, incluse le condizioni di corto circuito. La IEC 62271-200, invece, si applica alle apparecchiature prefabbricate sotto involucro metallico con isolamento in aria o gas per tensioni nominali superiori a 1 kV e fino a 52 kV, introducendo criteri fondamentali per la sicurezza e la continuità operativa, quali le classificazioni IAC (Internal Arc Classification) per la protezione del personale in caso di arco interno e le categorie LSC (Loss of Service Continuity) che determinano l'accessibilità ai compartimenti durante il servizio. L'adozione di tali standard è necessaria nel contesto del cold ironing, dove le sottostazioni di terra e i dispositivi di interruzione devono garantire non solo la compatibilità elettrica con la nave, ma anche elevati livelli di affidabilità e sicurezza per gli operatori portuali. Nello specifico, la norma 62271-200 è richiamata dalla 80005-1 per quanto riguarda i quadri elettrici di connessione a bordo nave, per i quali è prescritto un requisito di continuità di categoria LSC1, per gli interruttori di sicurezza e di terra e per diversi test di funzionalità dell'impianto dopo l'installazione. Nella norma 80005-3, invece, si fa riferimento a normative relative ai componenti in bassa tensione, per esempio la IEC 61439, standard normativo per i quadri di bassa tensione.

3.2.2 Interfaccia mare-terra e tipologie di connessione

Il sistema di interfaccia mare-terra, internazionalmente noto come Ship-to-Shore Interface, costituisce uno snodo nevralgico dell'architettura di Cold Ironing. A differenza delle sottostazioni e delle reti di distribuzione a monte, che operano in condizioni stazionarie e protette, l'interfaccia deve garantire la continuità elettrica e lo scambio dati tra due sistemi di riferimento in moto relativo: la banchina fissa e la nave galleggiante. La complessità di questo sottosistema varia in funzione della tensione di alimentazione (alta o bassa), della potenza richiesta e della tipologia di nave servita, influenzando direttamente la configurazione del sistema di gestione dei cavi (Cable Management System - CMS) e la tipologia dei connettori impiegati.

Nel contesto delle connessioni in alta tensione, regolate dallo standard IEC/IEEE 80005-1, l'interfaccia è progettata per gestire tensioni nominali tipiche di 6,6 kV o 11 kV. L'architettura del sistema prevede che la connessione avvenga tramite un insieme di cavi flessibili che integrano conduttori di potenza, conduttori di terra e linee pilota per il controllo e la sicurezza; per specifiche categorie di navi, poi, è prescritta la presenza di fibre ottiche per la comunicazione dati tra terra e bordo. La gestione fisica dei conduttori di potenza è affidata al CMS, sistema progettato per movimentare i cavi e compensare in tempo reale le variazioni nelle distanze geometriche tra il punto di erogazione a terra e il punto di ricezione a bordo. Le navi ormeggiate, infatti, non sono corpi statici: esse possono subire variazioni di pescaggio

significative durante le operazioni di carico e scarico, moti di deriva e sussulto causati dal vento e dal moto ondoso, nonché le cicliche escursioni di marea che possono variare, anche notevolmente, l'altezza relativa della nave nell'arco della giornata. Il CMS deve evitare che i cavi vengano sottoposti a trazioni meccaniche superiori ai carichi di rottura dei connettori o che un eccessivo allentamento porti i cavi a contatto con l'acqua o a impigliarsi nelle strutture di ormeggio. Inoltre, il CMS ha il compito di guidare il cavo rispettando rigorosamente il suo raggio di curvatura minimo dinamico per prevenirne il degrado dovuto a stress meccanici ripetuti. Le configurazioni del CMS variano in funzione della tipologia di nave e della logistica portuale, distinguendosi principalmente in sistemi mobili di terra e sistemi di bordo. Per le navi portacontainer, ad esempio, lo standard prevede che l'avvolgicavo (CMS) sia installato a bordo della nave stessa fig. 11, a causa della limitata disponibilità di spazio sulla banchina dovuta alle gru di carico/scarico e per non interferire con le operazioni logistiche. In questo scenario, i cavi vengono calati dalla nave verso un punto di connessione fisso o mobile in banchina.

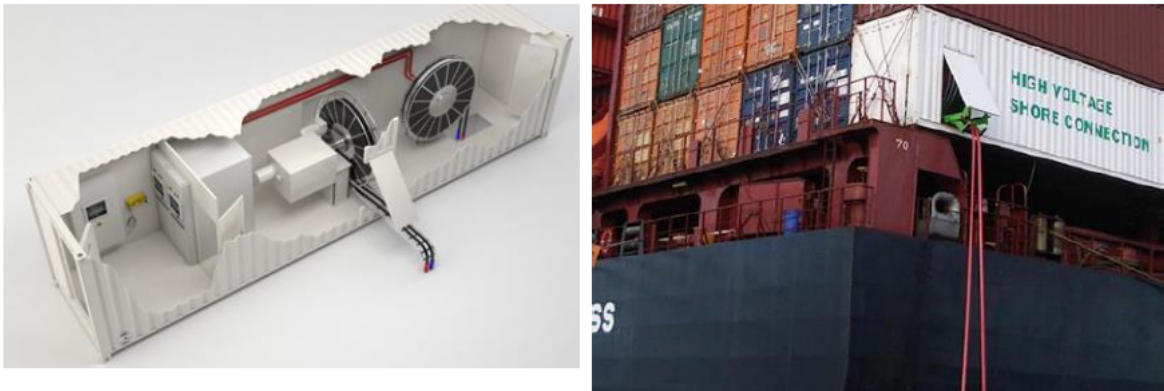


Figura 11: Possibile soluzione per il CMS a bordo di una nave portacontainer [46]

Per le navi da crociera, invece, il sistema di gestione dei cavi è tipicamente posizionato a terra. Data la variabilità dei portelloni di accesso e la necessità di servire navi di dimensioni diverse, si prediligono spesso sistemi mobili su ruote o binari che possono traslare lungo la banchina per allinearsi con la posizione della nave (fig. 12, fig. 13), riducendo la lunghezza e la tensione meccanica dei cavi.

Per le navi Ro-Ro e Ro-Pax, che operano su rotte regolari e con tempi di accosto ridotti, si tende a utilizzare un CMS posizionato a terra, spesso fisso o con mobilità limitata, per garantire una connessione rapida (fig. 14).

Un caso particolare è rappresentato dalle navi cisterna e gasiere (LNG), dove l'interfaccia deve rispondere a requisiti di sicurezza molto stringenti nel caso si trovi a operare in zone classificate come pericolose; in questi casi, il design del CMS e dei connettori potrebbe dover prevedere protezioni antideflagranti e sistemi di sgancio di emergenza per garantire il distacco sicuro in caso di deriva della nave. Il Cable Management System (CMS) per la bassa tensione risulta generalmente più semplice e compatto rispetto alle controparti HV: sovente si tratta di sistemi installati a bordo nave, costituiti da avvolgicavi motorizzati o gruette per la calata dei cavi, progettati per ridurre al minimo l'ingombro sui ponti.



Figura 12: CMS su ruote per la connessione di navi da crociera [46]

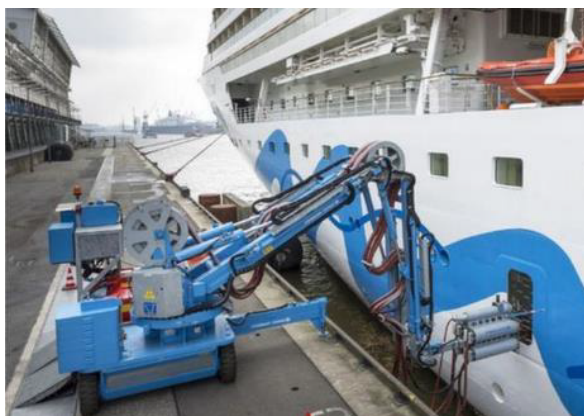


Figura 13: CMS in fase di collegamento

Per quanto concerne i sistemi in bassa tensione, l'interfaccia è chiamata a gestire correnti elevate: la sfida tecnica principale in questo ambito, dunque, è rappresentata dalla necessità di utilizzare molteplici cavi in parallelo per soddisfare la richiesta di potenza (fig. 15,fig. 16) La norma dedicata disciplina l'architettura a cavi paralleli, introducendo requisiti specifici per garantire l'equa ripartizione del carico tra i conduttori: il sistema di protezione deve, per esempio, includere non solo le classiche funzioni di sovraccarico e cortocircuito, ma anche relè specifici per il rilevamento dello squilibrio di corrente tra i cavi paralleli. Inoltre, il sistema di blocco di sicurezza deve impedire l'energizzazione del circuito qualora non siano stati correttamente inseriti tutti i connettori previsti: l'assenza anche di una sola spina comporterebbe, infatti, un sovraccarico immediato sui cavi restanti.

L'elemento terminale è costituito dai connettori di potenza (spine e prese), la cui tecnologia deve essere pensata per prevenire pericoli per gli operatori (fig. 17,fig. 18). La sicurezza dell'operatore durante la manovra di inserzione è quindi intrinsecamente garantita dal design dei contatti, basato su una sequenza temporale nota come First Mate / Last Break. Il contatto di terra, essendo fisicamente più lungo, è il primo a chiudere il circuito durante l'inserzione e l'ultimo ad aprirsi durante l'estrazione; ciò assicura che lo scafo della nave sia messo a terra prima che i contatti di fase vengano collegati, eliminando rischi di scariche elettrostatiche o tensioni di contatto pericolose. Un ulteriore livello di protezione è dato dal circuito di sicurez-

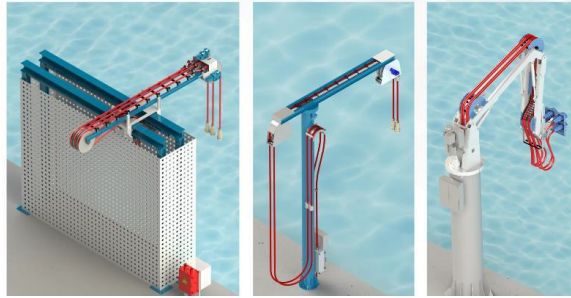


Figura 14: Tre possibili soluzioni per il CMS destinato al collegamento di traghetti [46]



Figura 15: Cavi utilizzati per il collegamento in bassa tensione di navi al sistema di shore connection [46]

za, realizzato tramite contatti pilota ausiliari integrati nel connettore stesso. Questi contatti sono più corti rispetto a quelli di fase e si chiudono solo quando la spina è completamente inserita nella presa. Se la continuità dell'anello di corrente è interrotta, anche parzialmente, il sistema di protezione lo rileva in pochi millisecondi e comanda l'apertura degli interruttori a monte e a valle, estinguendo la corrente prima che i contatti principali si separino fisicamente.

3.3 Parametri elettrici e dimensionamento dei componenti principali

La corretta progettazione e l'esercizio sicuro dei sistemi di shore connection dipendono dall'attenta definizione e controllo dei parametri elettrici di tutto il sistema. Tali grandezze non governano unicamente la compatibilità energetica tra la rete terrestre e il sistema di distribuzione di bordo, ma ne determinano la stabilità dinamica e sono centrali per il dimensionamento dei componenti di potenza.

In particolare, la tensione e la frequenza rappresentano i parametri primari di accoppiamento e sono rigidamente normati per garantire l'interoperabilità. Come già citato in precedenza, per i sistemi ad alta tensione i valori nominali standardizzati sono di 6,6 kV e 11 kV in corrente alternata. Tali livelli di tensione sono preferibili per navi con elevata richiesta di potenza, al fine di limitare le correnti di linea e le relative perdite. Per i sistemi a bassa tensione, invece, i livelli standardizzati sono 400 V, 440 V e 690 V, adatti per naviglio di stazza ridotta o di servizio. Il componente chiave per la gestione dei livelli di tensione è il trasformatore, il cui

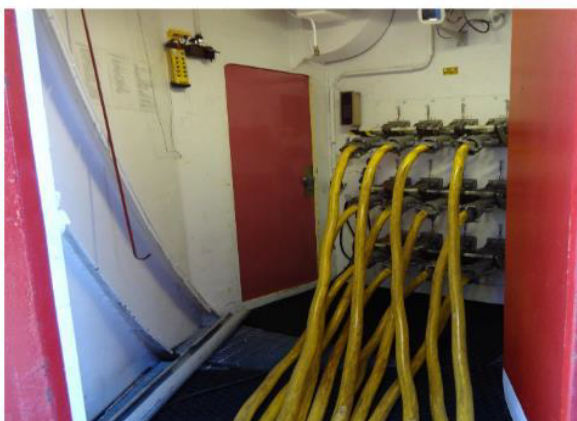


Figura 16: punto di collegamento a brodo navi dei cavi di bassa tensione [46]



Figura 17: Spina di collegamento per sistemi di HVSC [46]

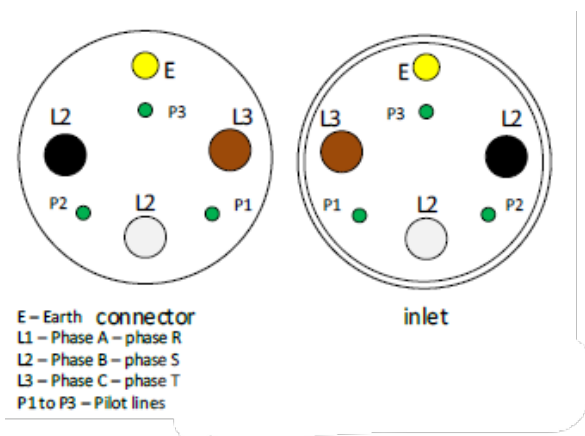


Figura 18: Schema esplicativo per la configurazione dei connettori su una spina [46]

dimensionamento richiede particolare attenzione: oltre alla potenza nominale, calcolata sulla base del carico di picco previsto, un parametro critico è, infatti, la capacità di sopportare le correnti di inserzione. All'atto della connessione, la magnetizzazione del nucleo può generare transitori di corrente fino a 10 volte la nominale, richiedendo protezioni apposite o sistemi di pre-magnetizzazione. Inoltre, in presenza di convertitori statici, che causano armoniche diverse dalla fondamentale, il trasformatore è soggetto a correnti non sinusoidali. Pertanto, per gestire il calore generato dalle perdite addizionali dovute alle armoniche, nella fase di progettazione si deve alternativamente utilizzare un equipaggiamento sovradimensionato rispetto alle reali esigenze, declassandolo a una frazione della sua capacità, oppure utilizzare trasformatori classificati secondo il K-factor, progettati appositamente per funzionare in regime di distorsione armonica. Infine, come riportato nel paragrafo sull'architettura, il trasformatore svolge la funzione di isolamento galvanico, che consente di limitare le correnti di guasto e proteggere lo scafo.

Per quanto riguarda la frequenza di esercizio, la differenza fra i 50 Hz della rete europea e i 60 Hz richiesti dalla maggioranza delle navi transoceaniche impone l'integrazione di convertitori di frequenza nelle sottostazioni portuali. La scelta tecnologica per la conversione di frequenza ricade principalmente su due architetture: i convertitori rotanti (motor-generator sets) e i convertitori statici (SFC). I convertitori rotanti, grazie alla loro massa meccanica, offrono un'elevata inerzia che garantisce una robusta capacità di sovraccarico e di cortocircuito, oltre a fornire naturalmente un'onda sinusoidale pura. Tuttavia, essi presentano efficienze ridotte ai carichi parziali e oneri di manutenzione meccanica significativi. Lo stato dell'arte attuale è rappresentato dai convertitori statici (SFC), basati su elettronica di potenza, che offrono efficienze superiori, tempi di risposta dinamica rapidi e una modularità che consente la ridondanza. Il dimensionamento dell'SFC è delicato in quanto i semiconduttori impiegati hanno una capacità termica ridotta. Pertanto, l'SFC deve essere selezionato non solo sulla potenza nominale, ma sulla sua curva di sovraccarico, tipicamente dimensionata per sostenere il 150-200% della corrente nominale per brevi periodi, necessaria per supportare le correnti di spunto senza andare in protezione.

Le tolleranze ammissibili per la frequenza e la tensione al punto di fornitura sono stringenti per assicurare la stabilità del sistema: la frequenza non deve discostarsi di oltre il $\pm 5\%$ dal valore nominale in condizioni stazionarie, mentre per la tensione non è tollerato un aumento superiore al 6% in condizioni di assenza di carico, né una caduta di tensione superiore al -3,5% per l'alta e al 5% per la bassa tensione, in condizioni di carico nominale.

Il dimensionamento dell'infrastruttura deve, inoltre, riflettere la domanda di potenza apparente massima prevista per le diverse tipologie di navi servite. I dati proposti da EMSA ([47]), e riportati in fig. 19, indicano che per navi da crociera con stazza superiore a 150.000 GT, la domanda di potenza media si attesta tra i 16 e i 20 MW (valori che spesso vengono espressi in MVA considerando un fattore di potenza tipico), rendendo necessaria una progettazione dell'infrastruttura capace di sostenere tali carichi in modo continuativo. Per unità di dimensioni inferiori (< 100.000 GT), la richiesta scende nel range di 9-12 MW, mentre per le navi da crociera più piccole (< 50.000 GT) il fabbisogno si riduce a circa 4-5 MW. Il segmento delle navi portacontainer mostra una domanda fortemente dipendente dalla capacità di carico refrigerato. Mentre le unità feeder o di stazza ridotta (< 10.000 GT) richiedono circa 1,5-2 MW, le grandi navi (> 50.000 GT) necessitano tipicamente di 4-6 MW, con punte anche superiori in presenza di un elevato numero di container refrigerati connessi. Anche il settore Ro-Ro e Ro-Pax presenta profili specifici: le navi superiori a 20.000 GT richiedono potenze











Ship Type	GT	Voltage (kV)	Power Demand Average (Peak), MW	IEC/IEEE Standards (Operability); Connectivity		Power Demand drivers/ Operating Profile/ Safety
				LVSC	HVSC	
 Oil tankers	<5,000	0.4/0.44/0.69	4 (6)	(80005-3 - annex-D) IEC 60309-5	(80005-1 - annex-F) 62813-2 - annex I	Power demand driven by cargo pumps and auxiliary systems. (majority of oil tankers use steam driven pumps/systems) Hazardous Areas in the ship-shore interface challenge the use of SSE. Critical safety and reliability of SSE during cargo operations.
	<10,000	0.69/6.6/11	6 (8)			
	>10,000	0.69/6.6/11	8 (10)			
 Chemical/product tankers	<5,000	0.4/0.44/0.69	6 (9)	(80005-3 - annex-D) IEC 60309-5	(80005-1 - annex-F) 62813-2 - annex I	Power demand driven by cargo pumps and auxiliary systems. (majority of oil tankers use steam driven pumps/systems) Hazardous Areas in the ship-shore interface challenge the use of SSE. Critical safety and reliability of SSE during cargo operations.
	<10,000	6.6/11	9 (12)			
	>10,000	6.6/11	10 (20)			
 Gas tankers	<5,000	0.4/0.44/0.69	5 (8)	(not defined) IEC 60309-5	(80005-1 - annex-E) 62813-2 - annex I	Cargo pumps and auxiliary systems drive the load. Critical system reliability during cargo pumping operations.
	>5,000	6.6/11	9 (12)			
 Bulk carriers	<50,000	0.4/0.44/0.69	0.5 (0.7)	(not defined) IEC 60309-5	(80005-1 - annex-E) 62813-2 - annex I	Cranes, where fitted, hydraulic systems and hatches operation.
	>50,000	0.69/6.6/11	2 (2.8)			
 General cargo	<25,000	0.4/0.44/0.69	1.5 (3)	(not defined) IEC 60309-5	(not defined) 62813-2 - as appropriate	Cranes, where fitted, hydraulic systems and hatches operation.
	>25,000	0.69/6.6/11	3 (5)			
 Containerships	<10,000	0.4/0.44/0.69	1.5 (2)	(80005-3 - annex-C) IEC 60309-5	(80005-1 - annex-D) 62813-2 - annex I	Cranes, where fitted, hydraulic systems, hatches operation, refrigerated containers. Reduced space at quay due to cargo terminal cranes pedestals.
	<50,000	0.69/6.6/11	2 (5)			
	>50,000	6.6/11	4 (6)			
 RO-Pax	<20,000	0.4/0.44/0.69	2 (4)	(not defined) IEC 60309-5	(80005-1 - annex-B) 62813-2 - annex J	Predominant Hotel loads and displacement of ship ramps. Short turn-around times at berth.
	>20,000	0.69/6.6/11	5 (6.5)			
 Cruise ships	<50,000	0.4/0.44/0.69	4 (4.5)	(not defined) IEC 60309-5	(80005-1 - annex-B) 62813-2 - annex H	Large Hotel load driving the power requirements Safety and Reliability of SSE is critical for operation
	<100,000	0.69/6.6/11	9 (12)			
	>150,000	6.6/11	18 (20)			
 Offshore supply vessel	<5,000	0.4/0.44/0.69	1 (1.5)	(80005/3 - annex-B) [IEC 60309-5]	(not defined) 62813-2 - as appropriate	Load from hydraulic systems, possible refrigerated module connections. Modest hotel load.
	>5,000	6.6/11	2 (3)			
 Fishing vessels	<5,000	0.4/0.44/0.69	0.5 (0.7)	(not defined) IEC 60309-5	(not defined) 62813-2 - as appropriate	Refrigerated systems and possible hydraulic/cranes operation
	>5,000	6.6/11	2 (3)			

Figura 19: Dati di riferimento per diverse categorie e tonnellaggi di navi [47]

nell'ordine dei 5-6,5 MW. Per le navi cisterna (Tankers) e le metaniere (LNGC), la domanda di potenza arriva fino a 10-12 MW. I valori riportati si devono intendere come indicativi: per l'effettivo design del sistema, infatti, è necessario conoscere con precisione lo storico degli scali nello specifico porto e il conseguente consumo energetico in banchina; da questi dati è possibile costruire delle curve di fabbisogno energetico per le singole navi e curve di carico per il sistema di shore connection su periodi di riferimento di interesse. Oltre alla potenza nominale, infatti, la progettazione deve considerare il comportamento dinamico del carico e i picchi di assorbimento.

Dal punto di vista della sicurezza, un parametro critico è rappresentato dalla corrente di cortocircuito. La normativa impone che il sistema sia progettato per resistere a specifici livelli di guasto. Per la maggior parte delle applicazioni, sia HVSC che LVSC, la corrente di cortocircuito ammissibile è limitata a 16 kA (valore RMS) per la durata di 1 secondo, con un valore di picco di 40 kA. Tuttavia, per le navi da crociera e le navi metaniere alimentate in alta tensione, i requisiti sono innalzati a 25 kA RMS per 1 secondo e 63 kA di picco.

Per prevenire malfunzionamenti negli equipaggiamenti sensibili di bordo e per garantire l'efficienza del trasferimento energetico, è determinante la qualità dell'alimentazione elettrica. Un indicatore fondamentale è la distorsione armonica totale (THD), che quantifica il contenuto di armoniche introdotte nel sistema, generalmente dovute alla presenza di convertitori di frequenza statici. La norma prescrive che, in condizioni di vuoto, la THD della tensione non debba superare il 5%, con un limite del 3% per le singole armoniche.

Infine, la gestione della potenza reattiva e del fattore di potenza è essenziale per garantire l'efficienza del sistema; carichi induttivi o capacitivi non compensati possono causare cadute di tensione e perdite di linea eccessive. Visto che i fattori di potenza generalmente riscontrabili nelle reti delle navi si attestano intorno a 0.7-0.8 ([48]) si rende necessario l'impiego di banchi di condensatori o compensatori statici per mantenere il fattore di potenza entro limiti contrattuali e operativi accettabili.

3.4 Integrazione dei convertitori ABB e strategie di controllo

Come riportato in precedenza, per mettere in comunicazione la rete di terra a 50 Hz con la rete a bordo a 60 Hz, ad oggi la tecnologia più avanzata e performante è rappresentata dai convertitori di frequenza statici (SFC - Static Frequency Converter).

L'analisi del portafoglio ABB evidenzia come l'architettura dei sistemi SFC debba essere scalata in base ai requisiti di tensione e potenza delle imbarcazioni, adottando specifiche strategie di controllo per garantire la stabilità della rete:

- **Integrazione in Bassa Tensione per carichi leggeri e medi:** Per imbarcazioni di taglia minore, yacht o applicazioni ausiliarie che richiedono un'alimentazione in bassa tensione (380 - 480 V), la scelta ottimale ricade sull'utilizzo del PCS100SFC o del SureWave SFC. Entrambi garantiscono una potenza erogabile fino a circa 2 - 2.25 MVA per singola unità, espandibile tramite connessioni in parallelo. Il SureWave, in particolare, si presta all'integrazione in reti portuali deboli grazie alla sua capacità di stabilizzare attivamente sia la tensione che la frequenza. I loro elevati livelli di efficienza (95% e 96%) permettono ingenti risparmi economici e notevoli riduzioni di emissioni se comparati a soluzioni con convertitori rotanti.
- **Integrazione in Media Tensione per carichi pesanti:** Per alimentare navi portacontainer

di grandissime dimensioni (fino a 7.5 MVA) o navi da crociera (che possono assorbire anche più di 15 MVA), l'infrastruttura richiede un salto di scala verso la media tensione. Il modello ACS6080SFC è progettato per operare con tensioni di uscita tra 2.3 e 3.3 kV e potenze che raggiungono i 36 MW.

I controllori degli SFC gestiscono in modo completo e indipendente la potenza attiva e reattiva trasferita alla rete della nave; nell'infrastruttura portuale, dove spesso si utilizzano convertitori in parallelo per alimentare sistemi di distribuzione complessi, le logiche di controllo assicurano la ripartizione dei carichi in modo simmetrico e la prevenzione dei sovraccarichi sulle singole unità.

Le strategie di controllo ABB sono, inoltre, progettate per iniettare una corrente di cortocircuito definita e controllata (ad esempio, fino al 250% per 2 secondi nel caso del SureWave). Questo garantisce il corretto intervento dei dispositivi di protezione a bordo della nave, isolando eventuali guasti senza far collassare l'intero sistema Shore-to-Ship.

Infine, l'impiego di raddrizzatori attivi, architetture multi-impulso e logiche di modulazione PWM, garantisce alte prestazioni in termini di Power Quality. Questo approccio attivo permette di mantenere bassi livelli di distorsione armonica di tensione in output ($THD_v < 2.5\%$ sui modelli BT).

3.5 Analisi delle configurazioni possibili (AC, DC, 50/60 Hz)

Sulla base della letteratura tecnica, è possibile suddividere schematicamente le architetture dei sistemi OPS secondo tre differenze macroscopiche: il livello di tensione adottato per la connessione, la centralizzazione o decentralizzazione dei sistemi di conversione e la tipologia di corrente utilizzata per la distribuzione (alternata o continua). Mettendo da parte la distinzione per livelli di tensione, già discussa in precedenza, si presenta un approfondimento sulle restanti.

Come già riportato in precedenza, la maggior parte delle navi impegnate nel commercio internazionale opera con una frequenza di rete di 60 Hz, mentre la rete di distribuzione terrestre europea opera a 50 Hz. Questa differenza impone l'adozione di convertitori di frequenza, la cui collocazione all'interno dell'architettura di sistema di shore connection determina una fondamentale distinzione, schematizzata in fig. 20.

Una prima configurazione, definibile come centralizzata, prevede l'utilizzo di un unico convertitore di frequenza di grande potenza, installato nella sottostazione principale situata all'interno dell'area portuale, ma potenzialmente distante dalle banchine. In questo scenario, l'energia prelevata dalla rete nazionale viene convertita centralmente alla frequenza richiesta e successivamente distribuita ai vari punti di connessione in banchina. Anche i trasformatori usati per l'adattamento della tensione sono collocati nella stazione di distribuzione principale. Questa soluzione presenta il vantaggio di concentrare le apparecchiature in un'unica area, ottimizzando gli spazi in banchina, spesso limitati dalle operazioni di movimentazione merci. Tuttavia, tale architettura soffre di una criticità intrinseca legata all'affidabilità: il guasto dell'unico convertitore comporta un'interruzione del funzionamento dell'intero sistema OPS.

Un possibile esempio di architettura centralizzata è quello riportato in fig. 21, fornita da EMSA: essa, oltre alle caratteristiche già delineate, offre in ogni banchina la possibilità di connessione a navi con reti di bordo sia a 50 Hz che a 60 Hz.

In alternativa alla soluzione centralizzata, è possibile l'implementazione di un approccio de-

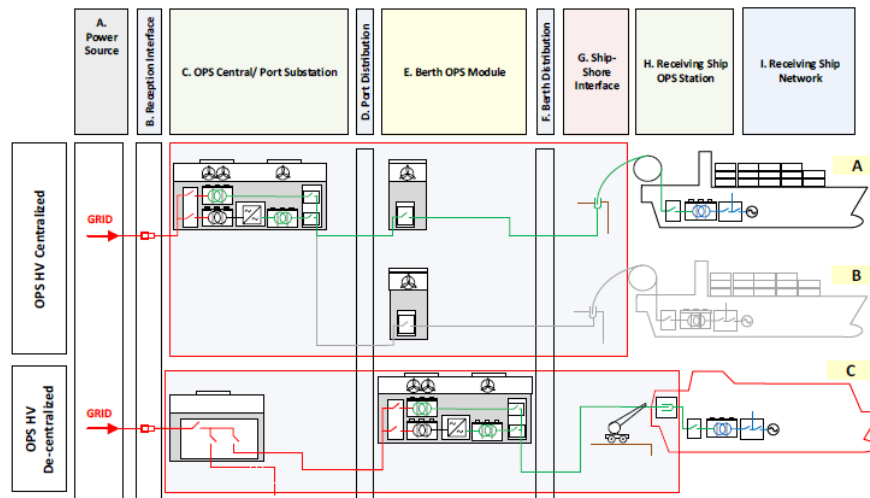


Figura 20: Schema di possibili soluzioni centralizzate e decentralizzate di impianti di shore connection[47]

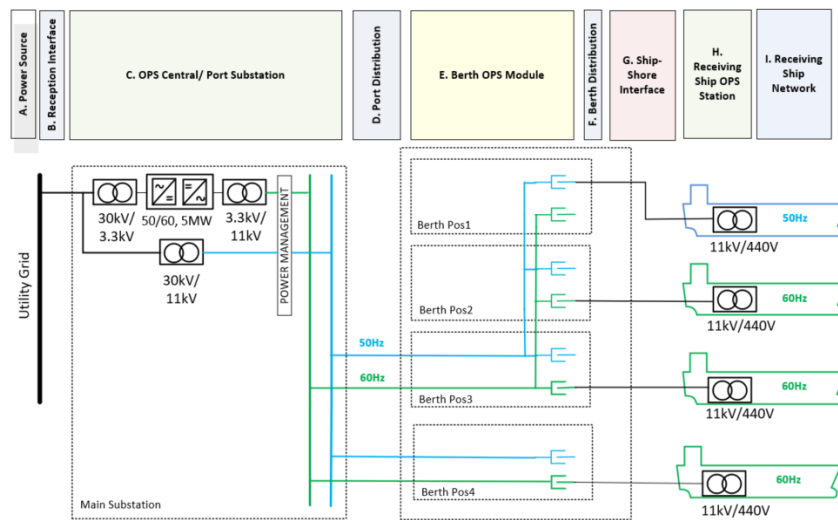


Figura 21: Possibile configurazione centralizzata [47]

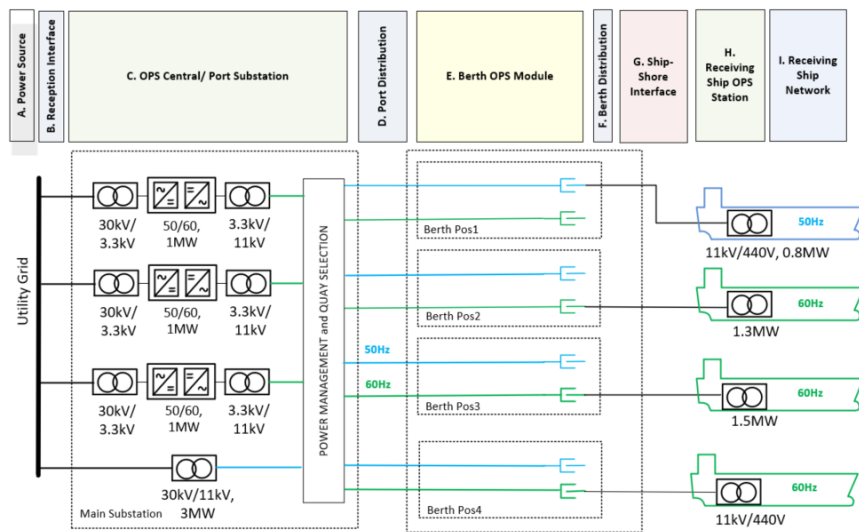


Figura 22: Possibile configurazione decentralizzata [47]

centralizzato. Questa configurazione prevede l'impiego di molteplici convertitori di frequenza di potenza inferiore, installati in parallelo (fig. 22) o dedicati a specifici moduli di banchina (fig. 20); essi, insieme ai trasformatori, possono essere dislocati nella stazione di distribuzione principale o in sottostazioni periferiche. Il grande vantaggio di questa architettura risiede nella ridondanza e nella resilienza del sistema: il guasto di un singolo convertitore non compromette l'intero servizio, ma riduce solamente la capacità totale disponibile o disabilita un singolo terminale, garantendo la continuità operativa per le altre utenze. Inoltre, l'approccio modulare permette una scalabilità futura dell'impianto attraverso l'aggiunta di ulteriori moduli in container, permettendo l'adattamento alla possibile crescita della domanda energetica del porto. Gli svantaggi più importanti di questa soluzione sono rappresentati dal costo di installazione, generalmente superiore a causa della maggiore complessità dei quadri di commutazione e del maggior numero di componenti, e dai maggiori spazi richiesti.

Nello schema di fig. 22, è presentata, per esempio, un'architettura che impiega diversi convertitori in parallelo gestiti da un Power management system nella sottostazione principale. Una possibile terza via prevede l'utilizzo di una rete di distribuzione interna al porto in corrente continua (DC), come quella riportata in fig. 23. In questa configurazione, la tensione alternata proveniente dalla rete pubblica viene raddrizzata nella stazione principale e distribuita in DC verso le banchine. Presso i punti di connessione locali, inverter dedicati riconvertono la corrente in alternata a tensione e frequenza richieste dalla nave specifica. Questa architettura offre vantaggi in termini di efficienza energetica, riducendo le perdite di trasmissione tipiche delle linee in cavo AC su lunghe distanze ed eliminando la necessità di compensazione della potenza reattiva lungo la linea di trasmissione. Inoltre, la distribuzione in DC facilita molto l'integrazione di fonti di energia rinnovabile, come il fotovoltaico, e di sistemi di accumulo elettrochimico (BESS). Tali sistemi, infatti, possono essere interfacciati alla rete DC con minori stadi di conversione rispetto a una rete AC tradizionale. Tuttavia, la maturità tecnologica e la disponibilità commerciale di componenti per la protezione in alta tensione DC sono ancora limitate rispetto alle controparti in AC; inoltre, il guasto del raddrizzatore centrale rappresenterebbe, anche in questo caso, un singolo punto di guasto per l'intero sistema. La configurazione in corrente continua rappresenta una soluzione di grande interesse

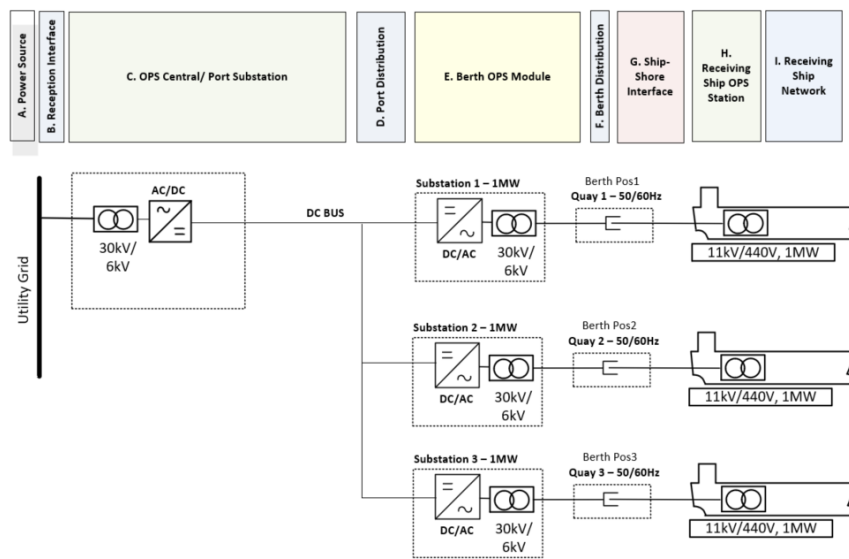


Figura 23: Esempio di schema con distribuzione in corrente continua all'interno del porto [47]

nel contesto della ricarica delle batterie per le navi elettriche o ibride (Shore-side Battery Charging). Per questo tipo di imbarcazioni, specialmente quelle che richiedono ricariche rapide o ultra-rapide durante brevi soste (ad esempio traghetti ro-pax), la connessione in DC permette di aggirare i limitati raddrizzatori di bordo, delegandone il ruolo a stazioni di terra di grande capacità. In questo scenario, l'infrastruttura di terra non si limita a fornire energia, ma gestisce attivamente il processo di ricarica attraverso protocolli di comunicazione avanzati con il sistema di gestione delle batterie di bordo.

4 Capitolo 4 – Integrazione con fonti rinnovabili

Visti gli obiettivi di decarbonizzazione imposti dall'attuale situazione climatica e l'interesse a fornire agli utilizzatori finali costi contenuti per l'elettricità prelevata, risulta di particolare interesse la possibilità di integrare risorse rinnovabili, potenzialmente unite a sistemi di accumulo energetico, nel mix energetico del sistema di shore connection, come mostrato in fig. 24. Nel presente capitolo si fornisce, dunque, una panoramica sull'impiego di fonti energetiche rinnovabili in porti dotati di sistemi di shore connection.

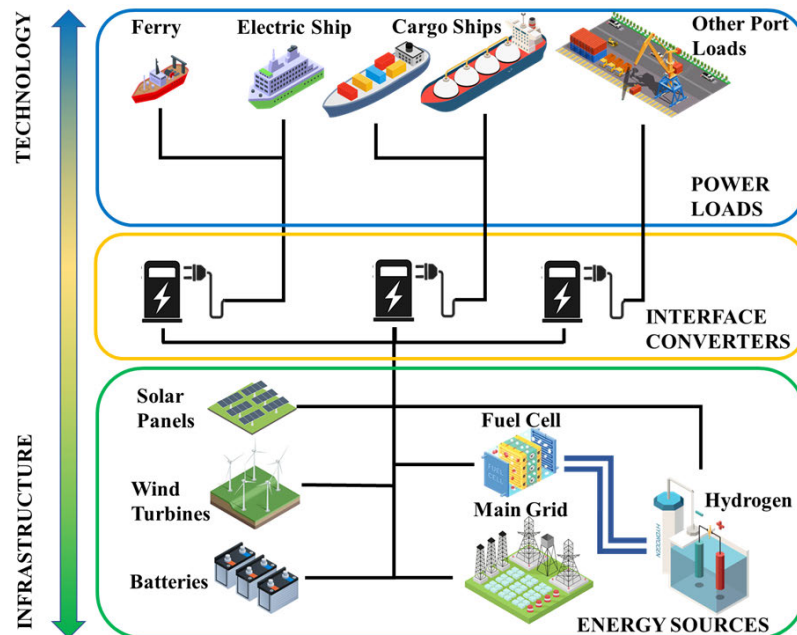


Figura 24: Schema di una generica microrete portuale con presenza di rinnovabili e sistemi di accumulo [49]

4.1 Potenzialità delle fonti rinnovabili in ambito portuale

L'analisi delle potenzialità energetiche di un porto evidenzia, in prima istanza, una vocazione naturale per lo sfruttamento dell'energia solare. Le aree portuali sono caratterizzate dalla presenza di vaste superfici coperte e pianeggianti, ideali per l'installazione di impianti fotovoltaici senza consumo di suolo altrimenti impiegabile. Le coperture dei magazzini logistici, dei depositi refrigerati, dei terminal passeggeri e delle tettoie dei parcheggi offrono potenzialmente migliaia di metri quadrati esposti a irraggiamento diretto, spesso privi degli ombreggiamenti tipici dei contesti urbani densi. L'installazione di moduli fotovoltaici distribuiti sulle coperture, inoltre, permette di avvicinare la produzione al punto di consumo, riducendo le perdite di trasmissione sulla rete di distribuzione interna.

Oltre al solare, l'ambiente portuale offre un potenziale significativo, sebbene tecnicamente più complesso, per lo sfruttamento dell'energia eolica. Trovandosi all'interfaccia tra terra e mare, i porti beneficiano di regimi di vento costieri caratterizzati da velocità medie superiori e minore turbolenza rispetto all'entroterra. Tuttavia, l'installazione di turbine eoliche tradizionali ad asse orizzontale in ambito portuale è spesso limitata da vincoli spaziali, interferenze con le

gru di banchina, impatti visivi e possibili disturbi ai radar di controllo del traffico navale. Per superare tali criticità, si può prevedere l'installazione di turbine di media taglia sulle dighe foranee o in aree marginali lontane dalle operazioni di carico/scarico.

Il porto rappresenta, inoltre, il laboratorio ideale per lo sfruttamento dell'energia mareomotrice del moto ondoso. L'integrazione di convertitori di energia dal moto ondoso (a titolo di esempio si citano i sistemi a colonna d'acqua oscillante) direttamente nella struttura dei cassoni delle dighe potrebbe permettere di trasformare un'opera passiva di protezione in una centrale di generazione attiva. Sebbene il loro potenziale energetico per unità di superficie possa essere elevato e la predicibilità della risorsa superiore a quella del vento, il livello di maturità tecnologica di questi sistemi non è, tuttavia, paragonabile a quello delle soluzioni fotovoltaiche ed eoliche. Parallelamente, l'approccio dell'economia circolare suggerisce la valorizzazione dei rifiuti organici prodotti dalle navi, come scarti alimentari e acque reflue trattate, per alimentare biodigestori anaerobici situati a terra. Questo processo permette la produzione di biogas utilizzabile in sistemi di cogenerazione per produrre elettricità e calore, soddisfacendo parzialmente la domanda energetica delle strutture portuali e riducendo la dipendenza da fonti esterne.

4.2 Integrazione del fotovoltaico e dell'eolico nel sistema di shore connection

Il dimensionamento di un impianto fotovoltaico a supporto del Cold Ironing è vincolato principalmente dalla disponibilità di superficie captante in relazione alla densità di potenza della tecnologia. Per contestualizzare l'entità di questo vincolo spaziale, si può fare un semplice esempio molto approssimato. Considerando moduli in silicio monocristallino ad alto rendimento ($\eta_{mod} \approx 20 - 22\%$) e un irraggiamento standard STC di 1000 W/m^2 , la densità di potenza di picco a metro quadro si attesta teoricamente sui $200 - 220 \text{ Wp/m}^2$. A livello di impianto, è poi necessario introdurre il concetto di Ground Coverage Ratio (GCR), che tiene in considerazione la distanza tra le file di moduli necessaria per ridurre gli ombreggiamenti reciproci. Questo fattore può variare molto, a seconda degli obiettivi posti in fase di design dell'impianto fotovoltaico (per massimizzare l'energia prodotta durante l'anno, è preferibile un GCR basso, mentre per avere potenze di picco maggiori è conveniente aumentare il numero di moduli, e quindi il GCR), dell'impiego di sistemi di tracciamento solare e dell'uso o meno di moduli bifacciali. In installazioni su tetto piano o a terra, con un GCR supposto di $0.45-0.55$, la densità di potenza effettiva dell'area scende a circa $90 - 120 \text{ Wp/m}^2$. Anche ipotizzando un irraggiamento standard e un'assenza di perdite dell'impianto, quindi, si può ricavare che, per alimentare una nave da crociera con un carico di base di 10 MW , sarebbe necessaria una superficie netta di circa:

$$A_{req} = \frac{P_{load}}{P_{density}} \approx \frac{10 \cdot 10^6 \text{ W}}{110 \text{ W/m}^2} \approx 90.000 \text{ m}^2$$

Ovvero circa 9 ettari di superficie dedicata al campo fotovoltaico, un'estensione enorme e raramente disponibile in un'area portuale. Da questo semplice esempio, si può capire che il ruolo del PV in un sistema SSE non sia quello di coprire il fabbisogno di potenza nei momenti di picco, bensì contribuire al bilancio energetico su base annua.

L'integrazione dell'eolico richiede la valutazione della potenza estraibile dal vento, grandezza

dipendente dal cubo della velocità del fluido:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p \cdot v^3$$

Dove ρ è la densità dell'aria ($\approx 1.225 \text{ kg/m}^3$), A l'area spazzata dal rotore e C_p il coefficiente di potenza (limite teorico di Betz ≈ 0.59 , valore reale in condizioni nominali $\approx 0.40 - 0.50$). La dipendenza cubica della potenza dalla velocità del vento (v^3) implica un'estrema volatilità della potenza generata: un raddoppio della velocità del vento comporta un incremento di otto volte della potenza disponibile, mentre una riduzione del 20% della velocità dimezza la produzione. Prendendo anche in considerazione la notevole diminuzione del coefficiente di potenza per velocità diverse da quella nominale, si capisce come anche la produzione energetica di una turbina eolica sia soggetta a grande variabilità nel tempo. Come già anticipato nella sezione precedente, in ambito portuale l'installazione di grandi turbine tipiche degli impianti offshore (di potenza nominale generalmente superiore ai 3MW) è spesso preclusa da vincoli di altezza. Si può quindi ricorrere a turbine di taglia medio-piccola poste lontane dalle infrastrutture critiche del porto o a soluzioni offshore. Il confronto dei profili di generazione eolici e fotovoltaici, soprattutto per località del sud-Europa, evidenzia un vantaggio nell'uso congiunto delle due fonti: la marcata complementarità temporale ([50, 51]). Infatti, mentre la produzione fotovoltaica segue un andamento diurno a campana strettamente correlato all'irraggiamento solare, con picchi nelle ore centrali della giornata e azzeramento notturno, la generazione eolica presenta spesso un comportamento quasi opposto. In molti contesti costieri si osserva una maggiore disponibilità eolica nelle ore notturne e nel periodo invernale (quando l'irraggiamento è minimo), oppure un'intensificazione dei regimi di brezza nel tardo pomeriggio, in concomitanza con il calo della curva solare. Questa sinergia positiva riduce lo stress sui sistemi di accumulo, che devono compensare fluttuazioni meno ampie, e aumenta la probabilità di copertura istantanea del carico di base delle navi, migliorando l'indice di autoconsumo dell'intero ecosistema portuale.

4.3 Ruolo dei sistemi di accumulo nel funzionamento del sistema

Viste le caratteristiche di variabilità temporale intrinseche nella natura delle fonti rinnovabili, gli sbalzi generati dalla connessione e dalla disconnessione alla rete portuale di navi anche di grandi dimensioni e la complessità operativa legata alle necessità di mantenimento di tensione e frequenza in ogni condizione di carico, si rende di particolare interesse l'impiego di sistemi di accumulo (EES, Energy Storage Systems). Il ruolo primario degli ESS all'interno di un sistema che integra energie rinnovabili è quello di immagazzinare l'energia in eccesso prodotta durante i picchi di generazione e rilasciarla quando la produzione è inferiore alla domanda. Ad esempio, nel caso di un sistema ibrido che integra eolico e fotovoltaico, l'ESS assorbe il surplus energetico evitando la necessità di limitare la produzione rinnovabile (curtailment) e riduce la dipendenza dalla rete elettrica nazionale durante le ore di bassa produzione rinnovabile. Oltre alla gestione dell'intermittenza, i sistemi di accumulo possono svolgere funzioni essenziali di regolazione della rete e miglioramento della qualità dell'energia. Gli ESS, in particolare quelli basati su batterie o supercondensatori, sono in grado di rispondere rapidamente alle variazioni di carico, fornendo servizi di regolazione della frequenza e supporto della tensione. Questo è particolarmente rilevante nelle microgrid portuali che operano in modalità isolata o che sono connesse a reti deboli, in cui il sistema ha un'inerzia ridotta. Altre applicazioni di interesse degli ESS sono rappresentate dalle strategie di "Peak Shaving" e "Load

Shifting". Il Peak Shaving consiste nell'utilizzare l'energia immagazzinata per soddisfare i picchi di domanda, riducendo così lo stress sulla rete di distribuzione e permettendo di evitare penali tariffarie dovute all'eccessivo prelievo, o il sovradimensionamento dell'infrastruttura di connessione alla rete pubblica. Il Load Shifting permette di spostare il consumo di energia dai periodi di tariffazione elevata a quelli più convenienti, ottimizzando i costi operativi: in contesti specifici, come quello di [49], è stato dimostrato che l'inclusione di sistemi di accumulo a batterie (BESS) non solo può ridurre i costi operativi, ma anche minimizzare le emissioni di CO_2 , rendendo l'investimento in ESS più economicamente fattibile rispetto alla generazione convenzionale basata su combustibili fossili.

Dal punto di vista tecnologico, la scelta del sistema di accumulo dipende dalle specifiche esigenze di potenza ed energia dell'applicazione portuale. Le batterie agli ioni di litio sono attualmente la tecnologia dominante grazie alla loro elevata densità energetica e flessibilità, sebbene richiedano un'attenta gestione termica e della sicurezza. Per applicazioni che richiedono elevate potenze di picco per brevi durate, come la compensazione rapida delle fluttuazioni di carico, i supercondensatori e i volani potrebbero offrire vantaggi significativi in termini di densità di potenza e ciclo di vita. Inoltre, l'idrogeno sta emergendo come vettore energetico promettente per lo stoccaggio a lungo termine: l'elettricità in eccesso viene utilizzata nella produzione di idrogeno tramite elettrolizzatori e successivamente riconvertita in elettricità tramite celle a combustibile (Fuel Cells), offrendo una soluzione a emissioni zero per il supporto energetico portuale.

L'integrazione di sistemi di accumulo in ambito portuale impone una valutazione rigorosa dei rischi. In particolare, per le batterie agli ioni di litio, il fenomeno del Thermal Runaway, ovvero una reazione esotermica incontrollata innescata da guasti interni o stress termici, rappresenta una criticità notevole, soprattutto in aree caratterizzate dalla presenza di merci pericolose o combustibili. Pertanto, l'impiego di BESS in reti portuali richiede l'adozione di sistemi di monitoraggio termico e di soppressione incendi specifici. In un'ottica di economia circolare e riduzione del CAPEX, potrebbe rappresentare una soluzione di interesse l'impiego di batterie di seconda vita. Si tratta di moduli generalmente dismessi dal settore automotive che, pur non garantendo più le prestazioni di picco necessarie alla trazione, conservano una capacità residua sufficiente (tipicamente $> 70 - 80\%$) per applicazioni stazionarie. L'integrazione di batterie di questo genere richiede, tuttavia, una gestione capace di compensare le differenze di stato di salute tra i moduli senza compromettere l'efficienza complessiva del sistema.

L'impiego efficace di tutti questi sistemi complessi richiede un sistema di gestione dell'energia (Energy Management System, EMS) sofisticato, che coordini il funzionamento degli ESS con le altre risorse energetiche. L'EMS, interagendo con il sistema di gestione delle batterie, ottimizza i flussi di potenza in base a previsioni di carico, prezzi dell'energia e disponibilità delle fonti rinnovabili. L'integrazione di algoritmi di ottimizzazione, come gli algoritmi genetici o la Particle Swarm Optimization, consente di determinare la configurazione e il dispacciamento ottimali delle risorse, minimizzando il costo dell'energia e massimizzando l'autonomia energetica del porto. Tali sistemi di controllo sono fondamentali per garantire che l'ESS operi entro i limiti di sicurezza, preservando lo stato di salute delle batterie e assicurando al contempo la stabilità della microgrid portuale.

4.4 Analisi del bilancio energetico tra produzione e fabbisogno (cargo, traghetti e crociere)

4.4.1 Fabbisogno

Sebbene per ognuna delle varie navi che utilizzano effettivamente il porto in analisi si abbiano caratteristiche specifiche, è possibile notare alcune similarità di alto livello tra le navi di una stessa classe [47]. La domanda energetica è influenzata non solo dalla stazza, ma soprattutto dalle utenze attive a bordo: mentre per le unità passeggeri prevalgono i carichi di hotelling, per il naviglio mercantile il fabbisogno è dettato dalle operazioni di movimentazione del carico, dai sistemi di refrigerazione e, nel caso delle navi cisterna, dalle procedure di pompaggio. Tale variabilità si riflette anche nei profili di sicurezza e nei costi di retrofitting, che raggiungono i massimi livelli di criticità e complessità tecnica nelle unità adibite al trasporto di carichi pericolosi.

In sintesi, le principali categorie analizzate presentano le seguenti caratteristiche distintive:

- Navi da crociera: rappresentano la categoria a maggiore intensità energetica a causa dei massicci carichi di hotelling e dei servizi ausiliari necessari al mantenimento degli standard di bordo. Sebbene presentino variazioni di picco contenute e un profilo di consumo relativamente stabile durante la sosta (generalmente di circa 24 ore), la potenza installata richiesta è elevatissima. Ciò comporta costi di conversione e retrofitting ingenti, dettati dalla necessità di adattare l'intero sistema elettrico di bordo con relativa integrazione di trasformatori ad alta tensione (HV).
- Traghetti (RO-Pax): questa categoria mostra generalmente tempi di sosta ridotti (tra le 6 e le 12 ore) e un profilo operativo caratterizzato da una domanda di potenza da moderata a elevata. Oltre ai carichi di hotelling, influenzati dalla presenza di aree commerciali e di ristorazione, risultano degni di nota i picchi energetici legati alla movimentazione delle rampe di carico e dei ponti mobili. Richiedono generalmente costi di retrofitting di media entità, mentre la sicurezza operativa assume un livello di criticità moderata, in particolare durante le fasi di imbarco e sbarco.
- Navi Cargo (Portacontainer, Bulk e Tanker): le portacontainer e le unità Bulk presentano carichi medi di entità generalmente limitata con possibili picchi legati prevalentemente alle gru di bordo (se presenti), ai sistemi di zavorramento e alla refrigerazione dei container (reefers). Molto diversa è la situazione per le navi cisterna (Oil e LNG), dove la domanda energetica è elevata per le operazioni di pompaggio, riscaldamento del carico e generazione di gas inerte; in questi casi, le soste, generalmente prolungate, mostrano notevoli criticità di sicurezza: l'adozione dell'OPS è rigorosamente vincolata dagli standard internazionali già citati (IEC/IEEE 80051/1) e, per le petroliere a greggio, la conversione può risultare tecnicamente inefficiente o economicamente insostenibile a causa della prevalenza di sistemi di riscaldamento a vapore alimentati da caldaie a recupero.

Da un punto di vista analitico, il carico totale richiesto al sistema di shore connection in un dato istante t può essere espresso come la sommatoria delle potenze assorbite dalle singole N

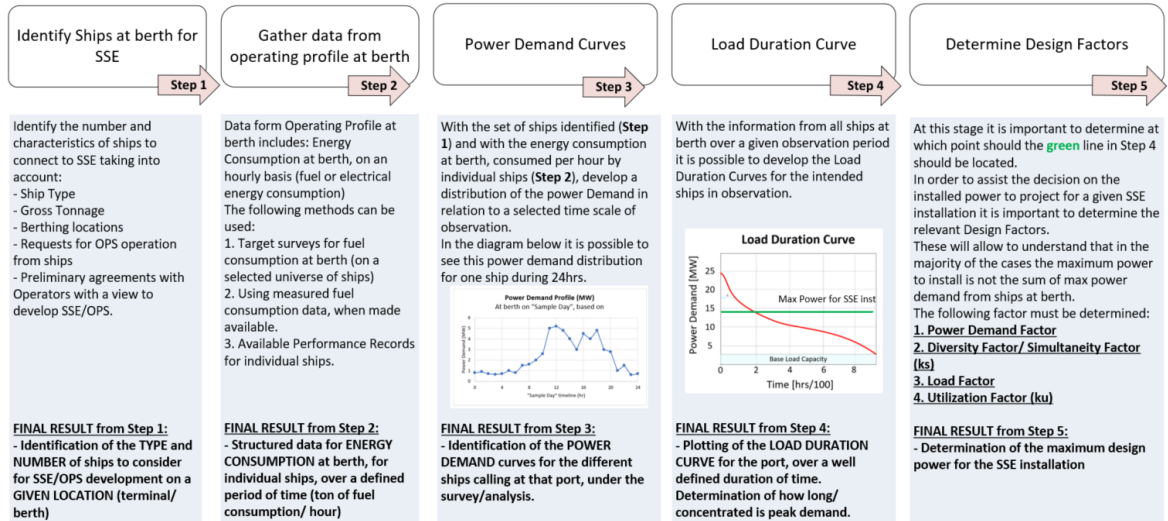


Figura 25: Possibile procedura di dimensionamento proposta da [47]

navi ormeggiate:

$$P_{load}(t) = \sum_{i=1}^N P_{hotelling,i}(t) + P_{oper,i}(t) \quad (1)$$

Dove $P_{hotelling}$ rappresenta il carico di base necessario per i servizi essenziali di bordo e P_{oper} identifica i carichi transitori legati alle operazioni (movimentazione merci, rampe, ecc.).

Per strutturare correttamente questa valutazione, si riporta in fig. 25 lo schema proposto da EMSA ([47]) per effettuare il calcolo del fabbisogno energetico del porto. Il processo si articola in cinque fasi:

- Profilazione del traffico: analisi delle classi di navi che utilizzeranno shore connection.
- Acquisizione dati: raccolta dei registri di consumo di combustibile in porto per procedere alla valutazione del fabbisogno energetico delle navi.
- Curve di carico: elaborazione delle curve di potenza oraria richiesta in totale per identificare i picchi transitori rispetto al carico medio.
- Analisi di durata: creazione di curve della durata del carico, permettono di determinare la durata e l'intensità della domanda di picco.
- Applicazione dei fattori di design: calcolo della potenza massima necessaria per il sistema di shore connection applicando al carico totale, dato dalla somma delle potenze richieste da tutte le navi attraccate, il fattore di utilizzo, di carico e il fattore di contemporaneità, che modella la probabilità di sovrapposizione dei picchi di carico tra diverse banchine.

4.4.2 Produzione

Per quantificare l'apporto energetico delle fonti rinnovabili all'interno della microrete portuale, è necessario impiegare modelli matematici che descrivano la potenza generata su scale temporali di dettaglio (ore e frazioni di ore), in funzione delle variabili meteorologiche locali.

Per quanto riguarda il calcolo della potenza in uscita da un campo fotovoltaico, è richiesta la conoscenza dell'irraggiamento solare captato dai moduli. Essi sono stati scelti in modo tale da massimizzare la radiazione incidente, il cui valore orario è ottenibile dal Photovoltaic Geographical Information System (messo a disposizione dall'Unione Europea sul sito della Commissione Europea) insieme a quello della temperatura ambiente. Quest'ultima informazione è necessaria poiché la potenza nominale di targa di un modulo fotovoltaico è garantita dal costruttore solo in condizioni standard (irraggiamento di 1000 W/m^2 e temperatura della cella di 25°C). Nella realtà operativa, l'aumento della temperatura della cella degrada l'efficienza di conversione. Il primo passo per una simulazione accurata consiste nel calcolo della temperatura reale della cella (T_{cell}), spesso approssimata tramite il parametro NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) fornito dal produttore:

$$T_{cell} = T_{amb} + (NOCT - 20) \cdot \frac{G}{1000} \quad (2)$$

Dove T_{amb} è la temperatura ambiente oraria e G è l'irraggiamento solare incidente espresso in W/m^2 . Ottenuta la temperatura operativa, è possibile calcolare la potenza teorica del pannello applicando il coefficiente termico di potenza (γ), che quantifica la perdita percentuale di rendimento per ogni grado superiore ai 25°C :

$$P_{pv,th} = P_{nom} \cdot \frac{G}{1000} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_{cell} - 25)] \quad (3)$$

Tuttavia, la potenza teorica ($P_{pv,th}$) non coincide con quella effettivamente immessa nella microrete portuale. È necessario applicare un performance ratio complessivo che tenga conto delle perdite statiche e dinamiche dell'impianto. Tra le perdite figurano lo sporco accumulato sui pannelli (soiling), le tolleranze di fabbricazione (mismatch), le perdite resistive nei cavi, l'efficienza dell'inverter e la riflessione sul vetro del modulo, che risulta trascurabile quando il sole è alto sull'orizzonte (alto irraggiamento), ma diventa percentualmente più significativa all'alba o al tramonto, quando l'angolo di incidenza dei raggi è basso.

Come illustrato nella sezione precedente, la potenza eolica dipende dal cubo della velocità del vento. Per passare da un'analisi teorica a un profilo di produzione oraria, i modelli si basano su serie storiche anemometriche o su distribuzioni statistiche (come la distribuzione di Weibull), opportunamente modulate per tenere conto delle variazioni stagionali e diurne tipiche dei regimi di brezza costiera. L'effettiva potenza elettrica immessa in rete da una turbina è descritta dalla sua curva di potenza caratteristica: essa definisce due soglie di velocità critiche per il funzionamento:

- Velocità di cut-in: la velocità minima del vento (generalmente intorno ai 3-4 m/s) alla quale la turbina vince gli attriti meccanici e inizia a produrre energia.
- Velocità di cut-off: la velocità di sicurezza (tipicamente 25 m/s) oltre la quale la turbina viene bloccata per prevenire danni strutturali.

Matematicamente, per velocità comprese tra il cut-in e il cut-off, l'output di potenza generato dalla singola turbina tiene conto di un coefficiente di potenza (C_p) variabile, ricavabile dai dati forniti dal costruttore in funzione della velocità istantanea del vento:

$$P_{turb}(t) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p(v(t)) \cdot v(t)^3 \quad (4)$$

Anche in questo caso, è necessario tenere in considerazione le successive perdite di linea per avere la potenza effettivamente utilizzabile nella rete.

La determinazione oraria della produzione rinnovabile (P_{pv} e P_{wind}) e del fabbisogno del Cold Ironing (P_{load}) definisce il bilancio energetico netto dell'infrastruttura portuale. La compensazione di tale bilancio, attraverso la gestione di sistemi di accumulo e lo scambio di potenza con la rete elettrica nazionale, impone l'adozione di strategie di controllo e algoritmi di ottimizzazione, la cui implementazione tecnica ed economica verrà trattata nel capitolo successivo.

5 Capitolo 5 – Modellazione e ottimizzazione della gestione energetica

Il presente capitolo ha l'obiettivo di tradurre i concetti teorici relativi ai sistemi di Shore Connection e all'integrazione delle fonti rinnovabili, esposti nei capitoli precedenti, in un modello matematico mediante il software MATLAB.

5.1 Scelta della configurazione di riferimento per lo studio

L'algoritmo sviluppato nel corso di questo lavoro di tesi si configura come uno strumento di validità generale, capace di acquisire e processare un generico profilo di prelievo elettrico su base oraria per l'intero anno solare (8760 ore), restituendo i migliori dimensionamento e gestione dell'infrastruttura al fine di minimizzare i costi sull'arco di 20 anni.

Al fine di validare il modello matematico e dimostrarne la funzionalità, sono stati definiti due casi di studio: un terminal passeggeri e un terminal merci (cargo). Come evidenziato nell'analisi dei fabbisogni del Capitolo 4, queste due tipologie di utenza impongono sollecitazioni profondamente diverse all'infrastruttura elettrica portuale. Il terminal passeggeri è tipicamente caratterizzato dall'attracco di navi da crociera o traghetti Ro-Pax, che richiedono potenze elevate e continue per alimentare i pesanti carichi di hotelling (condizionamento, ristorazione, servizi essenziali di bordo), ma solo per periodi di tempo limitati. Al contrario, il terminal cargo accoglie portacontainer, rinfusiere o navi Ro-Ro, i cui profili di assorbimento presentano carichi minori, ma con permanenze in porto più lunghe. Indipendentemente dalla tipologia di terminal selezionata, la microrete portuale modellata per alimentare l'infrastruttura di Cold Ironing si basa su un'architettura che integra diverse tecnologie di generazione e accumulo. Nello specifico, la configurazione di base del modello prevede l'integrazione dei seguenti elementi:

- Rete Elettrica Nazionale: il sistema è stato modellato in logica bidirezionale, consentendo sia l'acquisto di energia (import) per far fronte alla domanda navale quando la generazione locale risulta insufficiente, sia la vendita (export) delle eccedenze prodotte dalle fonti rinnovabili non stoccate all'interno dell'accumulo.
- Impianto fotovoltaico: l'algoritmo prevede la possibilità di modellare differenti tecnologie fotovoltaiche, spaziando da moduli policristallini a film sottili, fino a pannelli monocristallini ad alta efficienza. Per la configurazione di riferimento di questo studio, si è scelto di adottare la tecnologia monocristallina. Tale opzione risulta la più adatta, dati i vincoli logistici dell'ambiente portuale: offrendo un'elevata densità di potenza, permette di massimizzare la produzione energetica rispettando i vincoli spaziali imposti dai tetti esposti e dalle coperture presenti nei terminal.
- Impianto eolico: il modello prevede la possibilità di installare un parco eolico composto da turbine con potenze nominali selezionabili in un range tra 0.6 a 2 MW per singola unità. L'inserimento dell'eolico mira a sfruttare la naturale ventosità delle aree costiere e la sua complementarità, sia diurna, sia stagionale, rispetto alla curva di generazione solare. Per i casi studio presi in esame, vista la loro posizione, non è stato considerato realmente fattibile un impianto eolico: la cui possibilità di impiego è stata dunque tralasciata.

- Sistema di accumulo a batterie: un Battery energy storage system (BESS) è integrato nella rete per fornire flessibilità al sistema. L'accumulo può svolgere il duplice ruolo di disaccoppiare temporalmente la produzione rinnovabile dal carico navale (Load Shifting) e di operare strategie di arbitraggio economico, immagazzinando energia durante le ore a basso costo e rilasciandola nei momenti di picco tariffario o di massima richiesta. Questo sistema è vincolato a operare entro valori di State of Charge (SoC) limite, tra il 10% e il 95%, per preservarne la vita utile; inoltre, per la modellazione delle perdite energetiche intrinseche, si è impiegato il concetto di efficienza di ciclo (Round Trip Efficiency) del 90%.

Su tale struttura verranno successivamente applicati i parametri economici, i fattori di degrado e le logiche di controllo orario necessari all'algoritmo di ottimizzazione per individuare il dimensionamento migliore e la gestione più redditizia dell'impianto nei vent'anni di vita utile previsti dal progetto.

5.2 Parametri di input e condizioni operative

L'affidabilità e la significatività dei risultati restituiti dall'algoritmo di ottimizzazione dipendono strettamente dall'accuratezza dei parametri di input. Tali valori definiscono il dominio delle soluzioni ammissibili, imponendo vincoli fisici, operativi ed economici al sistema. Per il caso di studio analizzato, i parametri sono stati ricavati da schede tecniche di mercato, dati normativi e assunzioni ingegneristiche consolidate.

Al fine di agevolare la consultazione, i dati in ingresso al modello sono stati organizzati in tre categorie: vincoli generali e di rete, specifiche tecniche dei sistemi di generazione e accumulo, e parametri economico-finanziari.

5.2.1 Parametri tecnici generali e di rete

La tabella 1 riassume i vincoli fisici generali dell'infrastruttura e i parametri di interfacciamento con la rete elettrica portuale.

Tabella 1: Parametri tecnici generali e di rete

Descrizione	Valore	Unità di misura
Fabbisogno orario delle navi ormeggiate	<i>Dipendente dallo scenario</i>	MW
Superficie massima disponibile per il fotovoltaico	<i>Dipendente dallo scenario</i>	m ²
Limite di potenza scambiabile con la rete	50	MW
Efficienza globale di linea e dei convertitori	0.90	–
Vita utile stimata dell'impianto	20	Anni

L'aspetto più rilevante di questo blocco di dati risiede nella dipendenza di alcune variabili dal tipo di terminal selezionato per la simulazione. Il modello, infatti, differenzia il profilo di carico in ingresso: per il terminal passeggeri viene impiegato un set di dati relativo alla Stazione Marittima del porto di Genova, mentre per il terminal cargo si utilizzano dati dei ponti operativi commerciali davanti al quartiere di Sampierdarena a Genova. Anche la superficie massima destinabile all'installazione dell'impianto fotovoltaico viene adattata di conseguenza, riflettendo le differenti disponibilità spaziali per i due casi (circa 37000m² per il terminal passeggeri e 40000m² per il terminal cargo): in fig. 26 sono mostrate le coperture

che sono state supposte impiegabili, in giallo quelle per lo scenario del terminal cargo e in verde quelle per il terminal passeggeri. Per quanto riguarda le grandezze fisse, l'imposizione



Figura 26: Mappa delle zone supposte impiegabili per il campo fotovoltaico

di un limite allo scambio di potenza con la rete nazionale riflette le possibili limitazioni delle sottostazioni portuali, è stato scelto un valore sufficientemente alto da non rappresentare un collo di bottiglia per il sistema. L'efficienza $\eta_{linea_convert}$, fissata a 0.90, unisce in un unico termine macroscopico le perdite termiche dei conduttori e le inefficienze proprie dell'elettronica di potenza (convertitori statici di frequenza e trasformatori d'isolamento), dispositivi imprescindibili per l'accoppiamento tra la rete di terra a 50 Hz e i quadri di bordo.

5.2.2 Parametri tecnici dei sistemi di generazione e accumulo

La tabella 2 espone le caratteristiche operative dei pannelli fotovoltaici e del sistema di accumulo elettrochimico (BESS) implementati nel codice.

Tabella 2: Parametri tecnici dei sistemi di generazione e accumulo

Componente	Parametro	Valore	Unità di misura
Fotovoltaico (Monocristallino)	Efficienza nominale modulo	21.5%	-
	Potenza di picco per modulo	510	W
	Coefficiente termico di potenza	-0.34%	°C
	Ground Coverage Ratio	0.60	-
Batteria (BESS)	Capacità massima installabile	20	MWh
	State of Charge minimo / massimo	10% / 95%	-
	Round Trip Efficiency	90%	-
	C-rate	0.5	1/h

I parametri del fotovoltaico descrivono moduli monocristallini ad alta efficienza. Nel codice è stata implementata una modellazione termica che tenga conto della non costanza del rendimento, che degrada dello 0.34% per ogni grado centigrado al di sopra delle condizioni operative nominali. Sono state inoltre incluse nel calcolo le perdite statiche dell'impianto (soiling, mismatch, cavi, inefficienza dell'inverter, indisponibilità) e le perdite dovute alla riflessione ottica sul vetro.

L'uso del sistema di accumulo (BESS) è vincolata da logiche per la salvaguardia della vita utile: lo State of Charge (SoC) è stato confinato nel range 10% - 95% per prevenire i fenomeni degradanti di deep discharge e sovraccarico. Inoltre, il C-rate fissato a 0.5 impone che le potenze di carica e scarica orarie non eccedano mai la metà della capacità nominale installata.

5.2.3 Parametri economici

La tabella 3 raccoglie i dati necessari per la valutazione del costo globale e il calcolo del Valore Attuale Netto (NPV) sull'intero orizzonte temporale di progetto.

Tabella 3: Parametri economici

Descrizione	Valore	Unità di misura
Tetto massimo di investimento iniziale	12.000.000	€
Tasso di attualizzazione	4%	-
Costi capitali e operativi fotovoltaico [52, 53]	650.000 / 15.000	€/MW (e anno)
Costi capitali e operativi batterie [54]	200.000 / 15.000	€/MWh (e anno)
Maggiorazione applicata al PUN per l'import	+30%	-
Costo fittizio di impiego batteria	10	€/MWh

I valori riportati riflettono scenari di mercato per impianti di taglia industriale. Per quantificare in modo corretto i flussi di cassa operativi (costi di manutenzione e trading energetico) lungo i vent'anni di operatività, si è applicato un tasso di attualizzazione del 4%. L'interazione economica con la rete elettrica si basa su due profili di prezzo differenziati: il costo di acquisto orario è stato calcolato partendo dalle serie storiche del Prezzo Unico Nazionale (PUN) del 2023, applicando una maggiorazione del 30% per includere gli oneri di sistema, le perdite di rete e i costi di dispacciamento. Di contro, l'energia esportata viene valorizzata alla luce del Prezzo Zonale Nord orario. Dal punto di vista della strategia di ottimizzazione, è stato introdotto un costo fittizio per l'uso della batteria. Senza tale penalità, un ottimizzatore potrebbe sfruttare il BESS anche per arbitraggi infinitesimi, inducendo un uso del BESS continuo e irrealistico. Questo costo serve per limitare operazioni di carica e scarica che non portano a un risparmio significativo. Nel computo finale dei costi, questa quota fittizia viene sottratta per restituire un quadro finanziario esatto e ripulito dall'artificio matematico.

5.2.4 Parametri ambientali e fattori di emissione

Per quantificare le variazioni nelle emissioni di gas serra connesse all'uso del sistema di shore connection con integrazione di risorse rinnovabili, sono stati impiegati fattori emissivi legati all'impiego di energia prelevata dalla rete nazionale e alle varie tecnologie utilizzate. La tabella 4 riassume i coefficienti adottati nel modello al fine di condurre un'analisi di tipo Life Cycle Assessment (LCA) semplificata .

I valori adottati per la rete elettrica riflettono i dati ufficiali ISPRA per il mix energetico italiano[55], i fattori emissivi sono stati scelti uguali per l'import ed export poiché, sebbene l'immissione in rete di potenza elettrica rinnovabile determini di per sé un minor impiego di risorse fossili e quindi dovrebbe avere un fattore rappresentativo delle emissioni evitate al minimo uguale a quello del migliore impianto che le utilizza (gli impianti a ciclo combinato,

Tabella 4: Fattori emissivi considerati

Parametro	Descrizione	Valore
EF_grid_avg	Fattore emissivo medio rete [55]	260 gCO_2/kWh
EF_grid_marginal	Fattore emissivo evitato dall'export in rete	260 gCO_2/kWh
EF_LCA_PV	Impronta emissiva ciclo di vita fotovoltaico [56]	20 gCO_2/kWh
EF_LCA_bat	Impronta emissiva produzione batterie (BESS) [57]	80 $kgCO_2/kWh_{installato}$

per esempio, si attestano intorno ai 391 gCO_2/kWh), si vuole evitare che possibili arbitraggi dettati dalla variazione dei prezzi dell'energia durante la giornata vadano a determinare risparmi di emissioni fittizi. Per quanto concerne i sistemi di generazione, i valori utilizzati provengono dalle analisi LCA di [56, 57]; essi tengono conto delle emissioni incorporate (produzione, trasporto, smaltimento) riferite all'energia prodotta (gCO_2/kWh per solare) o alla capacità nominale installata ($kgCO_2/kWh_{installato}$ per l'accumulo).

5.3 Sviluppo del modello di gestione dell'energia, modellazione e simulazione dei flussi energetici

Il nucleo computazionale del modello proposto è costituito da un algoritmo di ottimizzazione lineare implementato in ambiente MATLAB attraverso la formulazione problem-based. L'obiettivo della simulazione è determinare la configurazione impiantistica ottima e la relativa strategia di dispacciamento orario che minimizzino il costo totale del sistema sull'intera vita utile, garantendo istante per istante la copertura del fabbisogno navale. Per simulare i flussi energetici si effettua una discretizzazione oraria dell'anno solare.

5.3.1 Variabili decisionali

Il solutore agisce su un set di variabili decisionali che definiscono sia il dimensionamento (variabili scalari) sia il funzionamento dinamico (variabili vettoriali) della microrrete portuale. Le variabili di dimensionamento, vincolate a valori non negativi, sono:

- La potenza nominale fotovoltaica totale da installare (in MW).
- La capacità nominale del sistema di accumulo (in MWh).

Nuovamente si ribadisce che, per i casi presi in analisi, la potenza nominale eolica da installare è stata fissata uguale a zero. Le variabili operative, vettori di lunghezza pari alle 8760 ore simulate, rappresentano i flussi di potenza (MW) o l'energia (MWh) in gioco ora per ora nel sistema:

- La potenza elettrica scambiata con la rete nazionale.
- La potenza di carica e scarica del BESS.
- La potenza rinnovabile in eccesso dissipata intenzionalmente (curtailment) qualora non sfruttabile.
- L'energia immagazzinata nella batteria al tempo t .

5.3.2 Funzione obiettivo

La funzione obiettivo da minimizzare rappresenta il Total Cost of Ownership (TCO) attualizzato del sistema, limitato ai costi di CAPEX e OPEX relativi ai componenti che vengono dimensionati dal codice. Nella formulazione del problema, si è scelto di escludere dal calcolo i costi infrastrutturali di base del sistema di Shore Connection (quali opere civili, Cable Management System e taglia nominale dei convertitori di frequenza). Dal punto di vista del dimensionamento, tali componenti non permettono molta libertà di scelta: essi devono essere selezionati sulla base delle richieste di potenza massima delle navi e sottostare ai rigidi requisiti normativi illustrati nel Capitolo 3. Non offrendo alcun grado di libertà operativa, essi costituiscono dei costi supposti fissi e non ottimizzabili.

Matematicamente, il problema si può formulare come:

$$\min \left(CAPEX_{tot} + \sum_{k=1}^{lifespan} \frac{OPEX_{annual} + C_{grid}(t) + C_{bat_cycle}(t) - R_{grid}(t)}{(1+r)^k} \right) \quad (5)$$

Analizzando i singoli termini che compongono l'equazione:

- $CAPEX_{tot}$: rappresenta l'investimento iniziale per l'upgrade della microrete, calcolato come somma delle capacità installate dal solutore moltiplicate per i rispettivi costi specifici unitari.
- $OPEX_{annual}$: esprime i costi annui di operatività e manutenzione, anch'essi strettamente legati alle tecnologie fotovoltaica e di accumulo elettrochimico.
- $C_{grid}(t)$ e $R_{grid}(t)$: quantificano, su base oraria, l'impatto economico dell'interazione con la rete elettrica nazionale. Il primo termine rappresenta il costo di acquisto dell'energia ($P_{grid_import} \cdot costoMWh$), mentre il secondo la vendita del surplus rinnovabile ($P_{grid_export} \cdot price_en_sell$).
- $C_{bat_cycle}(t)$: come anticipato nella sezione dei parametri operativi, è un costo fittizio di utilizzo ($P_{bat_ch} \cdot bat_cycle_cost$) introdotto per vincolare l'algoritmo a un impiego razionale della batteria, penalizzando economicamente le logiche di micro-arbitraggio che non giustificerebbero l'usura.

Minimizzando questa funzione e imponendo il rispetto dei vincoli fisici, l'algoritmo risponde alla necessità di individuare la configurazione ottima in grado di abbattere i costi di fornitura dell'energia per un porto già predisposto al Cold Ironing.

5.3.3 Modellazione dell'impatto ambientale

Parallelamente all'ottimizzazione tecno-economica, il codice integra un modulo per il calcolo delle emissioni complessive di anidride carbonica del sistema sull'orizzonte di vita utile. Il bilancio ambientale valuta le tonnellate di CO_2 equivalente emesse, confrontando lo scenario dell'impianto ottimizzato con uno scenario convenzionale in cui l'intero fabbisogno di Shore Connection viene soddisfatto tramite prelievo dalla rete elettrica nazionale.

Le emissioni dello scenario convenzionale sono calcolate come:

$$Emi_{rete} = \sum_{t=1}^{8760} (P_{load}(t) \cdot EF_{grid_avg}) \cdot lifespan \quad (6)$$

Con $P_{load}(t)$ che rappresenta il fabbisogno orario delle navi ormeggiate. Il bilancio emissivo della configurazione che integra fonti rinnovabili sfruttate in loco, invece, è definito dalla somma delle emissioni indirette (dovute all'acquisto di energia residua dalla rete) e delle emissioni incorporate (LCA) dei componenti installati, al netto dei crediti emissivi generati dall'esportazione di energia pulita verso la rete:

$$Emi_{sistema} = Emi_{import} + Emi_{LCA_{tot}} - Emi_{export} \quad (7)$$

dove la componente LCA include sia il contributo proporzionale all'energia prodotta dalle fonti rinnovabili, sia l'impatto derivante dal dimensionamento del parco batterie. L'obiettivo secondario della valutazione è quantificare le emissioni evitate ($Emi_{evitate} = Emi_{rete} - Emi_{sistema}$), confermando se il dimensionamento guidato dalla minimizzazione dei costi (TCO) garantisca, come ricaduta intrinseca, anche una decarbonizzazione nella gestione portuale.

5.4 Analisi dell'autonomia e della sostenibilità del sistema

La valutazione delle prestazioni fisiche ed energetiche dell'infrastruttura ottimizzata prescinde dalle sole metriche economiche. In questa sezione viene analizzata la dinamica dei flussi di potenza, al fine di quantificare la capacità del sistema di autosostenersi e di interagire in modo efficiente con la rete elettrica nazionale.

5.4.1 Indici di Autoconsumo, Autonomia e interazione con la rete

Per descrivere sinteticamente l'equilibrio energetico del porto, si possono utilizzare due Key Performance Indicators (KPI) di interesse: il Tasso di Autoconsumo e il Tasso di Autonomia. Il Tasso di Autoconsumo è definito come il rapporto percentuale tra l'energia rinnovabile prodotta e consumata localmente (direttamente dai carichi o immagazzinata nel BESS) e la produzione rinnovabile totale. Esso quantifica la capacità dell'utenza di sfruttare la propria generazione, minimizzando le immissioni in rete.

Il Tasso di Autonomia, invece, rappresenta la frazione del fabbisogno energetico totale che viene soddisfatta tramite la generazione locale (fotovoltaico e scarica della batteria), misurando di fatto il grado di indipendenza del porto dai prelievi dalla rete elettrica nazionale. La tabella 5 riporta i risultati ottenuti per lo scenario relativo al terminal passeggeri mentre nella tabella 6 si hanno i valori riguardanti il terminal cargo. L'analisi congiunta di tabella 5 e tabella 6 permette di evidenziare alcune differenze nel comportamento del sistema a seconda dello scenario operativo considerato, differenze che derivano direttamente dalla natura dei carichi delle due tipologie di terminal.

Il primo elemento di scarto che si può notare tra i due scenari riguarda il carico totale annuo. Il terminal passeggeri mostra un'elevata richiesta energetica, con un fabbisogno di oltre 71,5 GWh/anno (circa 196 MWh/giorno), più del doppio rispetto ai 32,8 GWh/anno (circa 90 MWh/giorno) richiesti dal terminal cargo. Questa enorme differenza è giustificata dai massicci carichi di hotelling (condizionamento, servizi di bordo, cucine) che caratterizzano le navi da crociera in sosta.

In entrambi gli scenari, l'algoritmo dimensiona l'impianto rinnovabile per produrre volumi di energia simili (circa 6,3 GWh per i passeggeri e 6,8 GWh per il cargo), in entrambi i casi, però, questo valore è dovuto alle limitazioni di spazio imposte dal porto: il campo solare è

Tabella 5: Parametri di autoconsumo e autonomia per lo scenario terminal passeggeri

KPI ENERGETICI – SISTEMA OTTIMIZZATO		
AUTOCONSUMO		
Energia rinnovabile prodotta:	6356.6	MWh/anno
Energia curtailed:	0.0	MWh/anno
Energia esportata in rete:	691.6	MWh/anno
Energia ren. consumata loc.:	5665.0	MWh/anno
»» TASSO DI AUTOCONSUMO:		89.1%
AUTONOMIA		
Carico totale (lato rete):	71583.5	MWh/anno
Prelievo da rete:	65935.4	MWh/anno
Copertura senza rete:	5648.2	MWh/anno
»» TASSO DI AUTONOMIA:		7.9%
INDICATORI OPERATIVI		
Ore/anno con import ≈ 0 :	1377.0	h/anno
Cicli equivalenti batteria:	533.7	cicli/a
Energia media giornaliera:	196.12	MWh/giorno
Import medio giornaliero:	180.64	MWh/giorno
Produz. ren. media giorn.:	17.42	MWh/giorno

infatti sempre scelto delle massime dimensioni possibili. Vista l'entità dei prelievi, l'energia fotovoltaica viene impiegata quasi interamente dai carichi in banchina: ciò si traduce in tassi di autoconsumo eccellenti, pari all'89,1% per il terminal passeggeri e all'86,6% per il cargo. In entrambi i casi, l'assenza totale di energia dissipata (curtailment nullo) è dovuta alla possibilità di vendere l'eventuale energia residua prodotta alla rete.

Per quanto riguarda il Tasso di Autonomia, invece, si notano differenze più marcate. Nel terminal passeggeri, nonostante l'apporto rinnovabile copra oltre 5,6 GWh/anno senza l'ausilio della rete, l'enorme fabbisogno complessivo schiaccia la percentuale di autonomia al 7,9%. Al contrario, nel terminal cargo, il sistema riesce a coprire localmente 5,8 GWh/anno su un carico totale molto più contenuto. Questo permette all'infrastruttura di raggiungere un Tasso di Autonomia del 17,9%, garantendo di fatto che quasi un quinto del fabbisogno annuo delle navi attraccate sia gestito in completa indipendenza e con energia a zero emissioni.

L'analisi degli indicatori operativi rivela un dettaglio molto interessante sulla distribuzione temporale dei carichi. Nonostante il terminal passeggeri abbia un fabbisogno annuo e giornaliero nettamente superiore, esso registra un numero quasi doppio di ore di totale indipendenza dalla rete (1377 h/anno contro le 734 h/anno del cargo). Questo fenomeno si spiega con la natura dei cicli di accosto: il terminal passeggeri sperimenta periodi di vuoto in cui il carico crolla a zero, permettendo al sistema di azzerare l'import. Il terminal cargo, invece, presenta un fabbisogno più costante, il che rende più difficile scollegarsi totalmente dalla rete anche se i picchi di potenza sono inferiori.

Tabella 6: Parametri di autoconsumo e autonomia per lo scenario terminal passeggeri

KPI ENERGETICI – SISTEMA OTTIMIZZATO		
AUTOCONSUMO		
Energia rinnovabile prodotta:	6872.0	MWh/anno
Energia curtailed:	0.0	MWh/anno
Energia esportata in rete:	922.2	MWh/anno
Energia ren. consumata loc.:	5949.8	MWh/anno
»» TASSO DI AUTOCONSUMO:		86.6%
AUTONOMIA		
Carico totale (lato rete):	32823.0	MWh/anno
Prelievo da rete:	26955.1	MWh/anno
Copertura senza rete:	5867.9	MWh/anno
»» TASSO DI AUTONOMIA:		17.9%
INDICATORI OPERATIVI		
Ore/anno con import ≈ 0 :	734.0	h/anno
Cicli equivalenti batteria:	522.3	cicli/a
Energia media giornaliera:	89.93	MWh/giorno
Import medio giornaliero:	73.83	MWh/giorno
Produz. ren. media giorn.:	18.83	MWh/giorno

5.4.2 Dinamica dei flussi energetici

Per mostrare come i flussi energetici vengano gestiti dall'ottimizzatore, si presentano i grafici in fig. 27 e fig. 28, rispettivamente riferiti al terminal passeggeri e cargo. Essi mostrano il bilancio di potenza orario del sistema su un orizzonte settimanale: nell'area positiva del grafico sono impilate le fonti di energia (produzione fotovoltaica in giallo, importazione dalla rete in rosso e scarica della batteria in verde chiaro); specularmente, nell'area negativa sono riportati gli assorbimenti (il carico navale in grigio scuro, la carica della batteria in verde scuro, l'esportazione verso la rete in rosa e l'eventuale energia dissipata in lilla). Il profilo nero continuo delimita il carico netto richiesto dalle navi, mentre la linea viola (con asse di riferimento a destra) traccia l'andamento dello Stato di Carica (SoC) del sistema di accumulo. Al fine di garantire la rappresentatività dell'analisi ed evitare distorsioni legate a settimane meteorologicamente o operativamente anomale, per ciascuna stagione è stata estratta e mostrata la "settimana mediana", individuata sulla base della dipendenza netta dalla rete elettrica. Osservando l'andamento relativo al terminal passeggeri (fig. 27), emerge chiaramente la forte stagionalità dei carichi, legata all'impatto massiccio del carico delle navi da crociera durante i periodi caldi. In questi momenti, l'assorbimento delle navi si presenta sotto forma di ampi blocchi quasi rettangolari, corrispondenti ai tempi di stazionamento delle stesse. In questo scenario, la produzione fotovoltaica agisce come un supporto diurno, tuttavia, a causa della sproporzione tra la generazione rinnovabile installata e la magnitudo del carico, la quasi totalità dell'energia richiesta proviene dalla rete nazionale. L'assenza di export nel grafico conferma visivamente il tasso di autoconsumo totale riscontrato in precedenza. Questa dinamica spiega anche il motivo per cui l'ottimizzatore ha selezionato

una capacità di accumulo estremamente ridotta rispetto alle potenze in gioco nel sistema, pari a soli 0,3145 MWh. Non essendovi alcun surplus solare da immagazzinare per logiche di load shifting, un BESS più capiente rappresenterebbe un costo ingiustificato. In tale contesto, il BESS applica logiche di arbitraggio puro: la piccola batteria si carica prelevando energia dalla rete durante le fasce orarie a basso costo (generalmente di notte) per poi scaricarsi nei momenti in cui il PUN o i picchi di assorbimento sono più elevati.

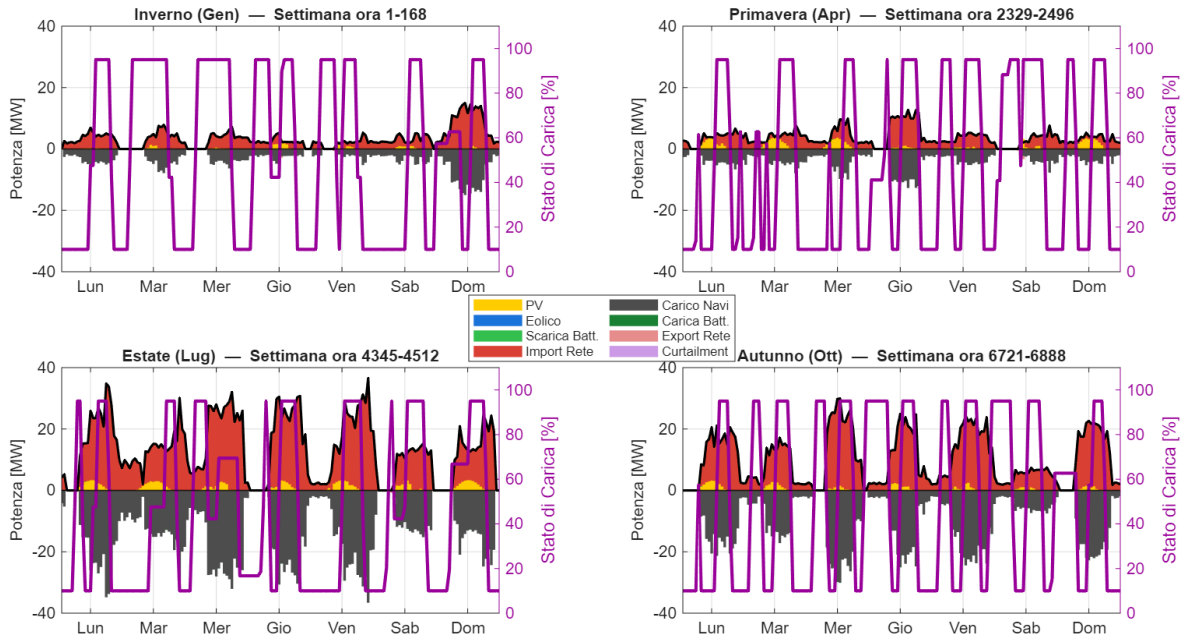


Figura 27: Bilancio per alcune settimane rappresentative per il terminal passeggeri

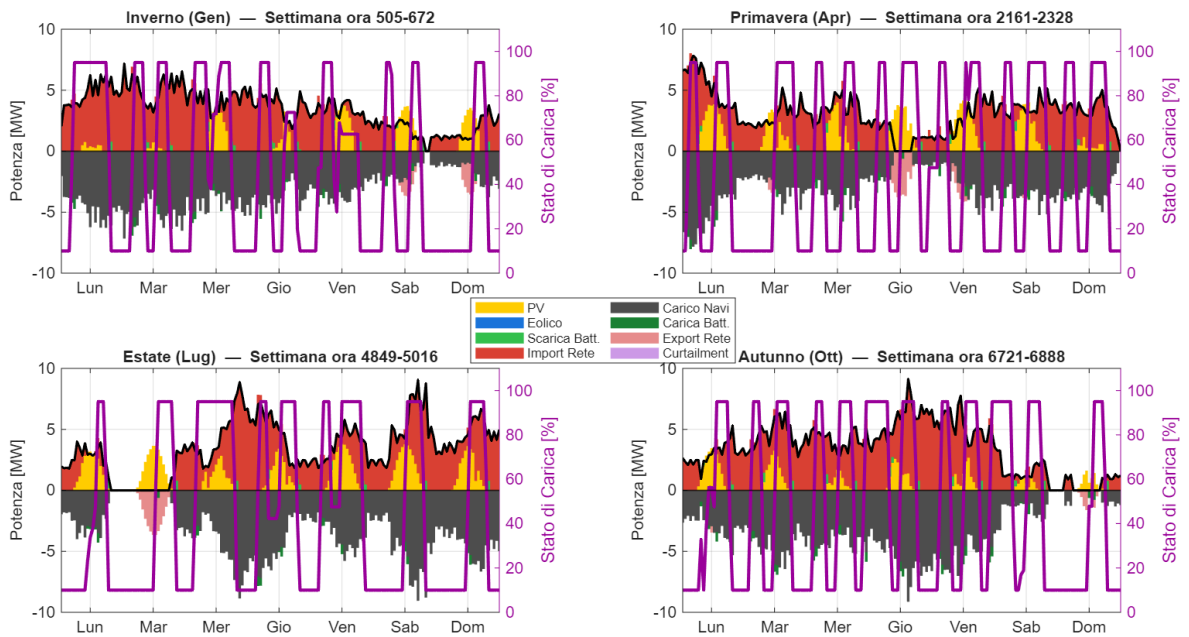


Figura 28: Bilancio per alcune settimane rappresentative per il terminal merci

Il grafico del terminal merci (fig. 28) mostra un quadro operativo sensibilmente diverso. Si noti, anzitutto, la diversa scala dell'asse delle ordinate: la scelta è stata fatta per riflettere come il picco massimo del terminal passeggeri risulti superiore di circa quattro volte a quello del terminal traghetti. La prima differenza macroscopica risiede nel peso relativo del fotovoltaico: nelle ore centrali delle giornate primaverili ed estive, l'area gialla riesce a coprire una frazione molto superiore dell'assorbimento, assottigliando notevolmente la necessità di importazione. Ancora più interessante è la comparsa delle aree rosa (esportazione verso la rete) e verde scuro (carica della batteria) al di sotto dell'asse delle ascisse. Questo fenomeno si verifica in particolar modo nelle giornate di minor traffico navale: quando il carico scende e l'irraggiamento solare è elevato, la microrete produce più di quanto le navi richiedano. Proprio per gestire questa sovrapproduzione, l'ottimizzatore ha dimensionato una batteria di 1,5678 MWh, una capacità cinque volte superiore rispetto allo scenario passeggeri.

5.4.3 Profili giornalieri tipici e strategie di utilizzo dell'accumulo

L'aggregazione dei dati orari in profili giornalieri medi permette di filtrare le fluttuazioni della singola giornata e far emergere i macro-trend operativi. Si mostrano, quindi, in fig. 29, fig. 30, fig. 31 e fig. 32 i profili giornalieri medi, divisi stagione per stagione, per il carico delle navi, la produzione fotovoltaica e l'import dalla rete.

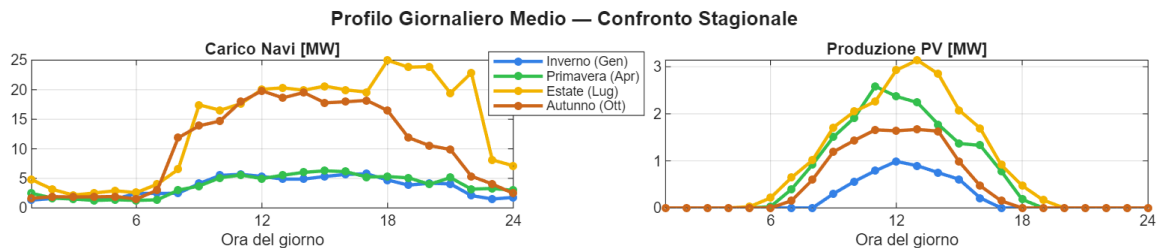


Figura 29: Profili giornalieri medi stagionali di fabbisogno orario e produzione fotovoltaica, terminal passeggeri

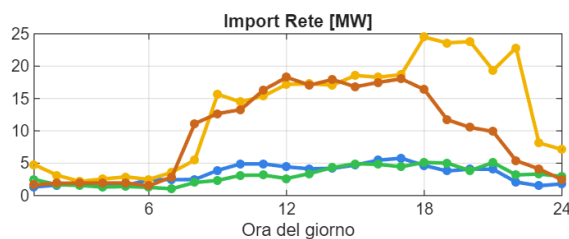


Figura 30: Profilo giornaliero medio stagionale di import dalla rete, terminal passeggeri

L'osservazione dei grafici relativi al terminal passeggeri (fig. 29) svela una fortissima dipendenza del carico dalla stagionalità dei flussi turistici crocieristici: il pannello del "Carico Navi" mostra come, durante l'estate e l'autunno, il fabbisogno medio giornaliero assuma l'aspetto di un ampio plateau che si estende dalle prime ore del mattino fino a tarda sera, superando agevolmente i 20 MW e raggiungendo anche i 25 MW. Al contrario, durante l'inverno e la primavera, la domanda media si abbassa drasticamente, appiattendosi in un range intorno ai 5 MW. A fronte di questa massiccia richiesta energetica estiva, la produzione

dell'impianto fotovoltaico (che pure raggiunge picchi medi di 3 MW nelle ore centrali) agisce essenzialmente come una riduzione marginale. Di conseguenza, l'import dalla rete (fig. 30) ricalca fedelmente la forma della curva di carico: il fotovoltaico riduce leggermente il prelievo diurno, ma l'infrastruttura rimane totalmente dipendente dall'alimentazione esterna.

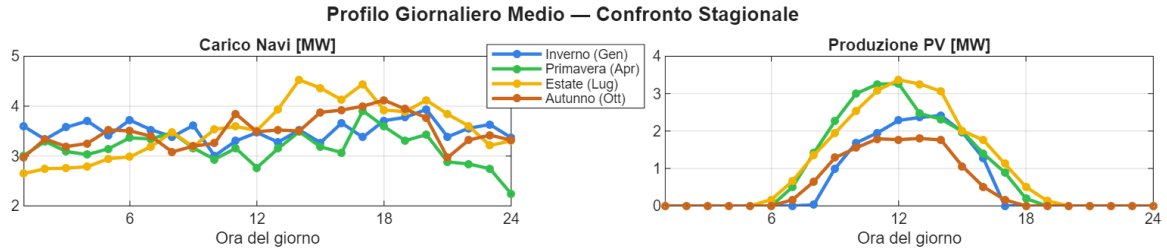


Figura 31: Profili giornalieri medi stagionali di fabbisogno orario e produzione fotovoltaica, terminal cargo

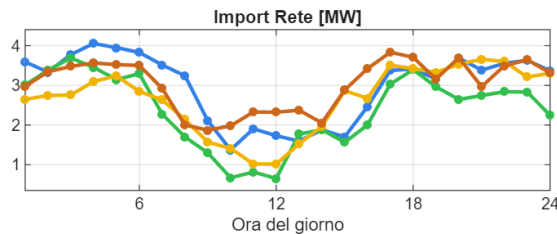


Figura 32: Profilo giornaliero medio stagionale di import dalla rete, terminal cargo

In fig. 31 e fig. 32 sono riportati gli andamenti per il terminal cargo. Si può subito notare come le quattro curve stagionali del pannello "Carico Navi" rimangano generalmente in un range tra i 3 MW e i 4,5 MW senza picchi di rilievo. Questa stabilità del carico, unita con l'entità inferiore della richiesta, cambia completamente il peso relativo del fotovoltaico: osservando il pannello "Import Rete", si nota come l'immissione di energia solare (che tocca i 3,5 MW) "scavi" profondamente la curva di prelievo nelle ore centrali della giornata, portando l'importazione anche a valori inferiori a 1 MW nei mesi primaverili ed estivi. Questo comportamento può essere sovrapposto al noto fenomeno della "Duck Curve" (curva a papera). La problematica principale legata a questa curva risiede nei severi gradienti di potenza (ramp rates) richiesti alla rete elettrica nel tardo pomeriggio: in questa fascia oraria, la produzione fotovoltaica diminuisce rapidamente fino a zero, ma il carico logistico navale rimane elevato, costringendo la sottostazione di terra a una ripida rampa di assorbimento per compensare il deficit.

L'analisi congiunta dei profili giornalieri medi e delle heatmap annuali (fig. 33, fig. 34) permette di analizzare le scelte di dimensionamento e di gestione del sistema di accumulo operate dall'algoritmo di ottimizzazione. In particolare, le rappresentazioni grafiche in fig. 33 e fig. 34 mettono in correlazione l'andamento orario del Prezzo Unico Nazionale (PUN) in fase di acquisto con lo Stato di Carica (SoC) del BESS sull'intero orizzonte annuale (8760 ore).

In entrambi i casi, la mappa del SoC evidenzia un utilizzo della batteria orientato in modo

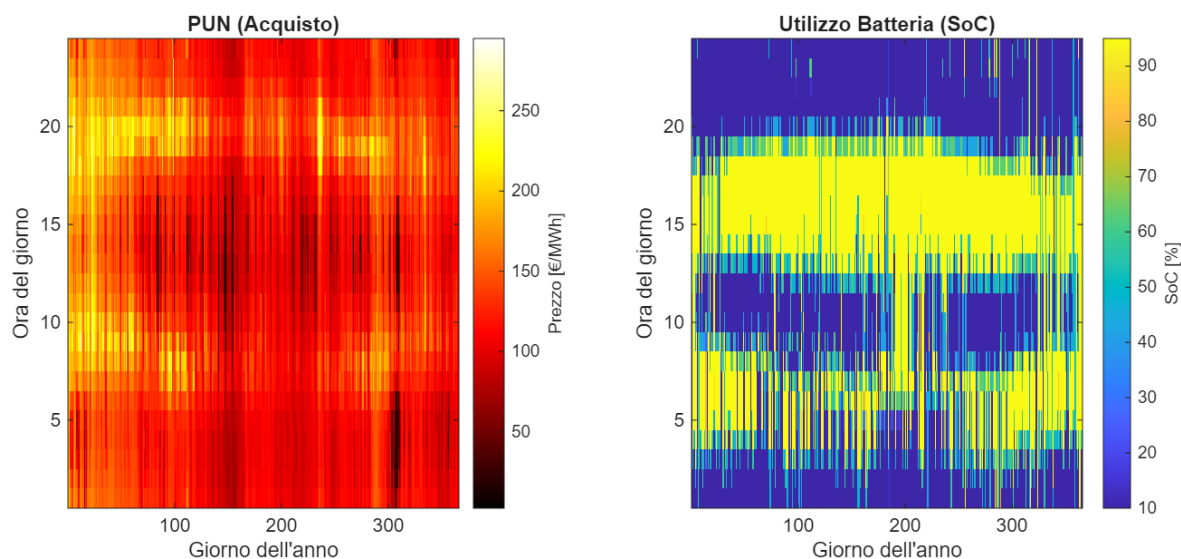


Figura 33: Variazione del PUN e del SoC della batteria durante l'anno, terminal passeggeri

prevalente all'arbitraggio. Osservando le varie mappe affiancate, si nota, infatti, una interessante specularità: il BESS raggiunge alti livelli di carica (fasce orizzontali di colore giallo) durante le ore notturne (00:00 - 06:00) e nel primo pomeriggio, in corrispondenza delle "valli" di prezzo del PUN. La scarica (fasce blu) avviene generalmente in concomitanza con i picchi di prezzo mattutini e serali.

In sintesi, il modello di ottimizzazione dimostra che l'ottimo impiego del sistema di accumulo portuale nei casi in analisi non sia stato particolarmente influenzato dal volume totale dell'energia richiesta, bensì dipenda dall'accoppiamento temporale con il profilo di prezzo del mercato elettrico, governato dalle variazioni nella generazione rinnovabile.

5.5 Benefici energetici, ambientali ed economici

Per quantificare i benefici generati sull'intero orizzonte di vita utile dell'impianto (20 anni), i risultati del sistema ottimizzato (che integra generazione rinnovabile e accumulo) sono stati confrontati a quelli di un'infrastruttura di Shore Connection standard, ovvero un sistema in cui l'intero fabbisogno navale viene soddisfatto tramite il prelievo unidirezionale dalla rete elettrica nazionale.

5.5.1 Valutazione economica e Total Cost of Ownership

Come indicatore economico per la rappresentazione della situazione sul periodo di interesse, è stato impiegato il Total Cost of Ownership attualizzato, ossia una stima che comprende i costi di investimento iniziale (CAPEX), i costi operativi e di manutenzione (OPEX) e i flussi di cassa netti derivanti dallo scambio con la rete elettrica. Il successo dell'ottimizzazione è valutato misurando lo scostamento tra il TCO del sistema con integrazione rinnovabile e il TCO dello scenario base "100% Rete". Analizzando lo scenario relativo al terminal passeggeri, riportato in fig. 35, si nota che l'installazione dei componenti aggiuntivi richiede un CAPEX iniziale di 3,17 milioni di euro. Come evidenziato dall'andamento delle curve dei costi cumulati, il break-even point del TCO, ovvero il momento in cui i maggiori costi di capitale iniziale vengono interamente compensati dai risparmi operativi sulla bolletta energetica,

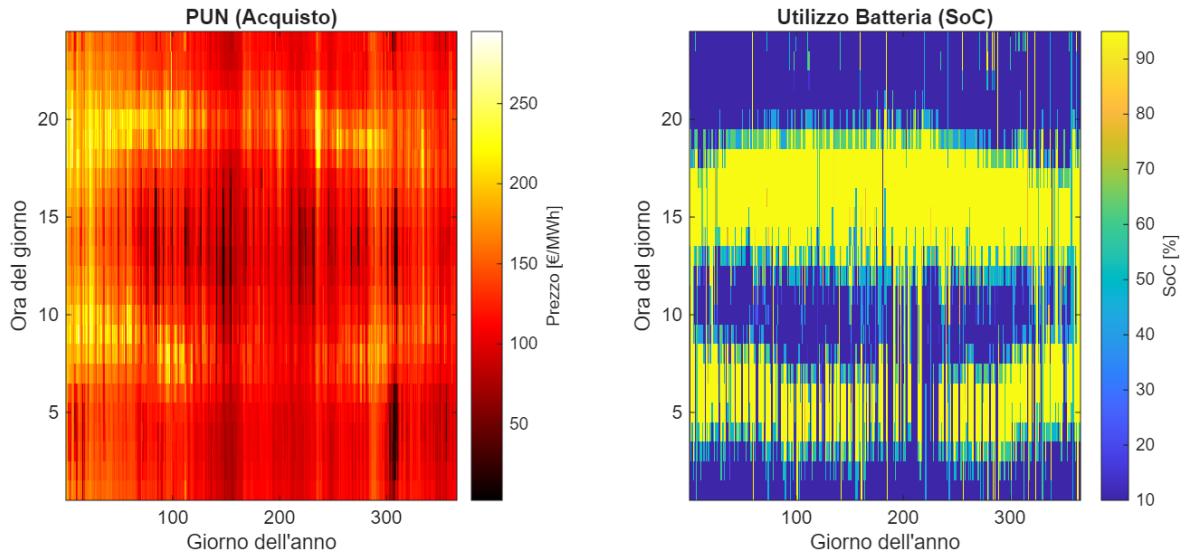


Figura 34: Variazione del PUN e del SoC della batteria durante l'anno, terminal cargo

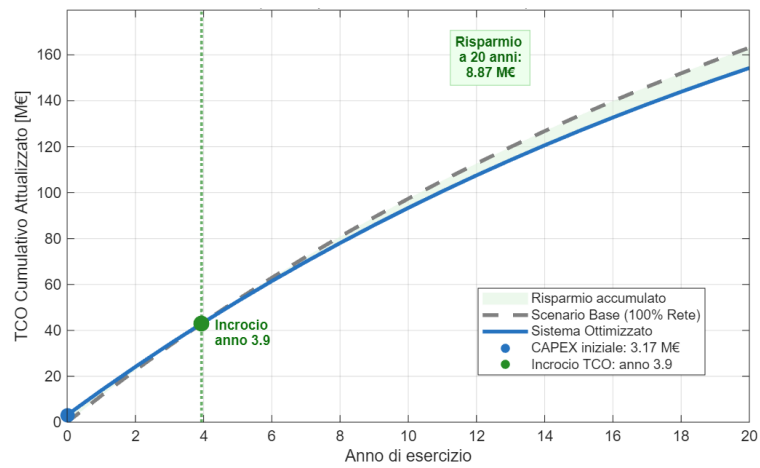


Figura 35: Confronto andamenti dei TCO sul periodo di vita, terminal passeggeri

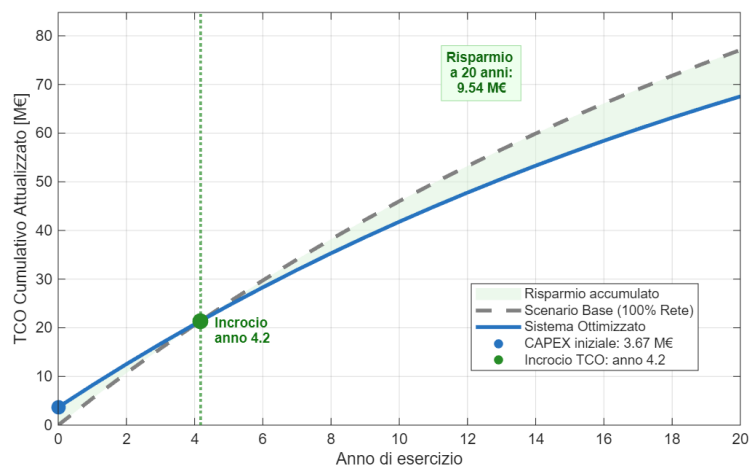


Figura 36: Confronto andamenti dei TCO sul periodo di vita, terminal cargo

viene raggiunto nell'anno 3.9. Al termine della vita utile di vent'anni, il sistema ottimizzato garantisce una riduzione del TCO pari a 8,87 milioni di euro rispetto all'approvvigionamento esclusivo dalla rete. Sebbene, come è stato più volte rimarcato, la dimensione del campo solare non sia sufficiente a garantire una estesa autonomia del sistema, questo risultato è spiegabile tenendo in considerazione l'alto tasso di autoconsumo: la quasi totalità della produzione fotovoltaica va a sostituire direttamente il prelievo di energia dalla rete.

Il dimensionamento per il terminal cargo di fig. 36 impone un CAPEX iniziale superiore, pari a 3,67 milioni di euro. Questo incremento è imputabile all'installazione di un sistema di accumulo significativamente più capiente (1,56 MWh contro gli 0,31 MWh dei passeggeri) e alla maggiore dimensione del campo solare installabile. Il maggiore esborso iniziale sposta il break-even del TCO all'anno 4,2. Tuttavia, la capacità del sistema di traslare i carichi ed esportare attivamente energia in rete nei periodi di sovrapproduzione si traduce, al ventesimo anno, in un risparmio sul TCO cumulativo di 9,54 milioni di euro.

5.5.2 Analisi ambientale

Sebbene lo stazionamento navale in porto comporti, come visto nel Capitolo 1, l'emissione locale di molteplici inquinanti atmosferici nocivi per la salute e per l'ecosistema urbano, la presente valutazione quantitativa si concentra esclusivamente sulle emissioni di anidride carbonica equivalente delle diverse configurazioni impiantistiche (CO_2).

La valutazione dei benefici ambientali richiede, oltre all'inclusione delle emissioni imputabili alla produzione dell'energia elettrica prelevata dalla rete nazionale, la stima delle emissioni connesse con le fasi di produzione, trasporto e smaltimento delle tecnologie usate. Come riportato nella Sezione 5.2.4, dunque, il modello attribuisce un fattore emissivo all'energia prelevata dalla rete (basato sul mix energetico nazionale), e un "debito emissivo" per i pannelli fotovoltaici e le batterie installate. L'energia esportata in rete viene contabilizzata come un credito ambientale, in quanto va a sostituire la generazione marginale del sistema elettrico nazionale.

Nel terminal passeggeri (tabella 7), l'impronta carbonica a vent'anni per un'alimentazione "100% Rete" si attesta a 372234 tCO_2 . L'introduzione della microrete ottimizzata riduce

Tabella 7: Report emissioni CO₂, scenario terminal passeggeri

REPORT EMISSIONI CO₂	
1. SCENARIO SHORE CONN. 100% RETE:	372.2*10 ³ tCO ₂
2. SCENARIO MICRORETE OTTIMIZZATA:	341.8*10 ³ tCO ₂
- LCA Rinnovabili/Batterie:	2.6*10 ³ tCO ₂
- Prelievi Rete (Import):	342.9*10 ³ tCO ₂
- Crediti Rete (Export):	-3.6*10 ³ tCO ₂
CO₂ EVITATA VS SHORE CONN. 100% RETE:	30.4*10³ tCO₂

questo valore a 341835 tCO₂. A fronte di 2.567 tCO₂ generate dal ciclo di vita (LCA) dei nuovi impianti, il sistema evita l'immissione in atmosfera di oltre 30399 tCO₂. Tuttavia, a causa dell'enorme fabbisogno delle crociere, questa quota rappresenta una riduzione relativa dell'impronta carbonica dell'infrastruttura pari solo all'8,1%. Introducendo, infine, il concetto di Carbon Payback Time, un indicatore tecnico che quantifica il tempo necessario al sistema per ammortizzare le emissioni incorporate, il risultato che si ottiene è che il debito LCA è compensato dai risparmi netti in 1,7 anni di esercizio.

Tabella 8: Report emissioni CO₂, scenario terminal cargo

REPORT EMISSIONI CO₂	
1. SCENARIO SHORE CONN. 100% RETE:	170.7*10 ³ tCO ₂
2. SCENARIO MICRORETE OTTIMIZZATA:	138.2*10 ³ tCO ₂
- LCA Rinnovabili/Batterie:	2.9*10 ³ tCO ₂
- Prelievi Rete (Import):	140.1*10 ³ tCO ₂
- Crediti Rete (Export):	-4.8*10 ³ tCO ₂
CO₂ EVITATA VS SHORE CONN. 100% RETE:	32.4*10³ tCO₂

I risultati si fanno percentualmente più incisivi nel terminal cargo (tabella 8). L'alimentazione dalla rete comporterebbe emissioni per 170679 tCO₂, mentre la soluzione ottimizzata (che include 2874 tCO₂ di oneri LCA per i componenti) abbassa le emissioni nette a 138245 tCO₂. Vista la minore richiesta energetica di questo scenario, unita a un uso esteso della risorsa rinnovabile (si ricordi il tasso di autonomia vicino al 18%), e grazie anche alla quota di energia esportata (che genera crediti per quasi 4800 tCO₂), il risparmio ambientale netto è di 32434 tCO₂. Rapportato al fabbisogno complessivo, l'integrazione rinnovabile in questo scenario permette di abbattere le emissioni legate all'infrastruttura portuale di circa il 19%. In questo scenario, il Carbon Payback Time si attesta a circa 1,8 anni

6 Capitolo 6 – Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha affrontato la complessa sfida della decarbonizzazione delle infrastrutture portuali, focalizzandosi sullo sviluppo, la modellazione e l'ottimizzazione tecno-economica di una microrete a supporto dei sistemi di *Shore Connection*. Attraverso l'implementazione di un algoritmo di ottimizzazione in ambiente MATLAB, è stato possibile simulare la gestione energetica oraria dell'infrastruttura sull'intero ciclo di vita, individuando il punto di ottimo per quanto riguarda i dimensionamenti dei componenti capace di minimizzare il *Total Cost of Ownership* (TCO).

6.1 Sintesi dei risultati ottenuti

L'applicazione del modello a due diversi scenari operativi, un terminal passeggeri e un terminal merci, ha permesso di validare la robustezza dell'algoritmo e di estrapolare considerazioni di validità generale:

- **Competitività del mix tecnologico:** L'ottimizzazione ha dimostrato che, alle attuali condizioni di mercato, l'integrazione di impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo elettrochimico (BESS) può rappresentare una soluzione economicamente vantaggiosa. A fronte di investimenti iniziali compresi tra 3,1 e 3,7 milioni di euro, i sistemi ottimizzati raggiungono il punto di break-even del Total Cost of Ownership in circa quattro anni, garantendo risparmi cumulati prossimi ai 9 milioni di euro sull'arco della vita utile ventennale rispetto a un'infrastruttura alimentata esclusivamente dalla rete nazionale.
- **Dinamica del carico e ruolo dell'accumulo:** Dalle simulazioni emerge una forte dipendenza del punto di ottimo del dimensionamento dei sistemi di accumulo dall'entità del profilo di carico. Nel terminal passeggeri, l'enorme assorbimento energetico delle navi da crociera in sosta impedisce la formazione di un surplus solare diurno, relegando il BESS a un ruolo marginale. Nel terminal merci, caratterizzato da carichi più stabili, ma di magnitudo inferiore, la presenza di produzione di energia in surplus rende interessanti anche soluzioni con BESS di taglia maggiore.
- **Benefici ambientali concreti:** Dal punto di vista della sostenibilità, l'analisi condotta mostra che le emissioni derivanti dalla produzione di pannelli e batterie vengono ripagate in meno di due anni di esercizio operativo. Sebbene in termini assoluti entrambi i sistemi evitino l'emissione di circa 30000 - 32000 tonnellate di CO_2 equivalente, il terminal merci si rivela il candidato ideale per massimizzare l'impatto percentuale della microrete, riuscendo ad abbattere le proprie emissioni del 19% rispetto all'8,1% del terminal passeggeri.

6.2 Considerazioni sul contributo alla transizione energetica

L'elettrificazione delle banchine portuali tramite i sistemi di Shore Connection rappresenta una direttrice imprescindibile per l'abbattimento degli inquinanti locali e la riduzione dei gas climalteranti nel settore marittimo. Tuttavia, la semplice sostituzione dei generatori navali con un prelievo passivo dalla rete elettrica nazionale rischia di traslare l'onere emissivo dal porto alle centrali termoelettriche che compongono il mix energetico del Paese.

La transizione ecologica impone alla rete elettrica sfide crescenti legate alla non programmabilità delle fonti rinnovabili. Sotto questo profilo, i sistemi di accumulo dell'architettura modellata presentano cicli di carica e scarica delle batterie fortemente correlati ai segnali di prezzo del Mercato Elettrico (PUN). Nei momenti di sovrapproduzione rinnovabile nazionale (cui corrispondono tipicamente i minimi di prezzo diurni), la microrete portuale massimizza l'autoconsumo e lo stoccaggio; viceversa, durante i picchi di domanda serali, il porto riduce i propri prelievi scaricando le batterie.

Infine, un ulteriore contributo di questo lavoro risiede nell'approccio metodologico adottato. La transizione energetica dei porti richiede strumenti di calcolo in grado di gestire simultaneamente un elevato numero di variabili tecniche ed economiche. Il modello di ottimizzazione sviluppato si configura come un utile strumento di supporto alla progettazione concettuale e preliminare. Essendo basato su parametri di input facilmente aggiornabili, quali profili di carico navale, serie storiche meteorologiche, costi specifici delle tecnologie e scenari tariffari, il codice risulta flessibile e adattabile a contesti portuali differenti.

6.3 Sviluppi futuri e possibili implementazioni industriali

Il modello techno-economico sviluppato nel presente lavoro può essere applicato per la pianificazione strategica delle infrastrutture di Shore Connection, ma presenta fisiologici margini di evoluzione. I futuri sviluppi e le successive applicazioni industriali potranno includere l'affinamento degli algoritmi di controllo, l'apertura a nuovi mercati dell'energia e l'ampliamento del perimetro fisico della microrete.

L'attuale formulazione dell'Energy Management System si basa su un'ottimizzazione lineare deterministica che assume la perfetta conoscenza preliminare dei profili di carico, delle variabili meteorologiche e dei prezzi zionali sull'intero orizzonte annuale. Un naturale sviluppo industriale del software consiste nel passaggio a logiche di controllo predittivo o di ottimizzazione stocastica. Tali approcci permetterebbero di gestire l'incertezza tipica delle previsioni meteo, dei ritardi logistici delle navi e delle variazioni nel loro prelievo una volta attraccate, ricalcolando il dispacciamento ottimo in tempo reale. Sotto il profilo tecnico, un ulteriore affinamento modellistico riguarderà il sistema di accumulo: la sostituzione dell'attuale costo fittizio di utilizzo con modelli di invecchiamento elettrochimico permetterebbe di valutare il degrado di capacità in funzione della profondità di scarica e delle temperature operative.

Attualmente, il modello valuta l'energia scambiata con la rete esclusivamente tramite il prezzo unico nazionale e il prezzo zonale orario. Tuttavia, la presenza di inverter bidirezionali e batterie di grande capacità apre scenari economici più ampi: sviluppi futuri del modello dovrebbero esplorare la possibilità di vendere servizi ancillari e di bilanciamento al gestore di rete, garantendo flussi di cassa addizionali che potrebbero abbattere ulteriormente il Total Cost of Ownership e i tempi di rientro dell'investimento.

Dal punto di vista dell'infrastruttura fisica, l'implementazione industriale di queste microreti potrà non limitarsi al solo perimetro del Cold Ironing. Sviluppi futuri potranno integrare nell'ottimizzazione anche l'elettificazione della mobilità di terra (alimentazione di gru e camion logistici) o la potenziale produzione di idrogeno verde tramite elettrolisi nei momenti di surplus rinnovabile. L'integrazione di questi vettori energetici potrà così rappresentare un passo importante verso porti a zero emissioni.

Riferimenti bibliografici

- [1] Jan Fuglestedt et al. «Shipping Emissions: From Cooling to Warming of Climate—and Reducing Impacts on Health». In: *Environmental Science & Technology* 43.24 (2009). PMID: 19924852, pp. 9057–9062. DOI: 10.1021/es901944r. URL: <https://doi.org/10.1021/es901944r>.
- [2] Lixian Fan, Hao Yang e Xinfang Zhang. «Targeting the Effectiveness Assessment of the Emission Control Policies on the Shipping Industry». In: *Sustainability* 16.6 (2024). ISSN: 2071-1050. DOI: 10.3390/su16062465. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/6/2465>.
- [3] R.A.O. Nunes et al. «Assessment of shipping emissions on four ports of Portugal». In: *Environmental Pollution* 231 (2017), pp. 1370–1379. ISSN: 0269-7491. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2017.08.112>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0269749117306310>.
- [4] Annika K. Jägerbrand et al. «A review on the environmental impacts of shipping on aquatic and nearshore ecosystems». In: *Science of The Total Environment* 695 (2019), p. 133637. ISSN: 0048-9697. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.133637>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969719335624>.
- [5] ITOPF Limited. *ITOPF Handbook 2025/26. Promoting Effective Spill Response*. ITOPF Limited. London, UK, 2025. URL: <https://www.itopf.org>.
- [6] European Maritime Safety Agency e European Environment Agency. *European Maritime Transport Environmental Report 2021*. English. Rapp. tecn. Lisbona, Portogallo e Copenhagen, Danimarca: EMSA e EEA, 2021. URL: <https://emsa.europa.eu/>.
- [7] Barbara Werschkun et al. «Emerging risks from ballast water treatment: The run-up to the International Ballast Water Management Convention». In: *Chemosphere* 112 (2014), pp. 256–266. ISSN: 0045-6535. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2014.03.135>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045653514005268>.
- [8] Sonja Endres et al. «A New Perspective at the Ship-Air-Sea-Interface: The Environmental Impacts of Exhaust Gas Scrubber Discharge». In: *Frontiers in Marine Science* Volume 5 - 2018 (2018). ISSN: 2296-7745. DOI: 10.3389/fmars.2018.00139. URL: <https://www.frontiersin.org/journals/marine-science/articles/10.3389/fmars.2018.00139>.
- [9] Kelsey Richardson et al. «Marine pollution originating from purse seine and longline fishing vessel operations in the Western and Central Pacific Ocean, 2003–2015». In: *Ambio* 46.2 (mar. 2017), pp. 190–200. ISSN: 1654-7209. DOI: 10.1007/s13280-016-0811-8. URL: <https://doi.org/10.1007/s13280-016-0811-8>.
- [10] W.C. LI, H.F. TSE e L. FOK. «Plastic waste in the marine environment: A review of sources, occurrence and effects». In: *Science of The Total Environment* 566-567 (2016), pp. 333–349. ISSN: 0048-9697. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2016.05.084>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969716310154>.

- [11] Andy Black. «Light induced seabird mortality on vessels operating in the Southern Ocean: Incidents and mitigation measures». In: *Antarctic Science* 17.1 (2005). Cited by: 43, pp. 67–68. DOI: 10.1017/S0954102005002439. URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-15244351846&doi=10.1017%2fS0954102005002439&partnerID=40&md5=ab613c019bb0f8008b75f7ba264f0620>.
- [12] Martin Ludvigsen et al. «Use of an autonomous surface vehicle reveals small-scale diel vertical migrations of zooplankton and susceptibility to light pollution under low solar irradiance». In: *Science Advances* 4.1 (2018), eaap9887.
- [13] A.F. Velegrakis et al. «Field observations of waves generated by passing ships: A note». In: *Coastal Engineering* 54.4 (2007), pp. 369–375. ISSN: 0378-3839. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.coastaleng.2006.11.001>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378383906001645>.
- [14] Veronika Eyring et al. «Transport impacts on atmosphere and climate: Shipping». In: *Atmospheric Environment* 44.37 (2010). Transport Impacts on Atmosphere and Climate: The ATTICA Assessment Report, pp. 4735–4771. ISSN: 1352-2310. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2009.04.059>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1352231009003379>.
- [15] Øyvind Endresen et al. «Emission from international sea transportation and environmental impact». In: *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 108.D17 (2003). DOI: <https://doi.org/10.1029/2002JD002898>. eprint: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1029/2002JD002898>. URL: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1029/2002JD002898>.
- [16] Xinjia Gao et al. «Examining the influence of port ship activities on pollutant emissions in port environments». In: *Heliyon* 11.1 (2025), e41208. ISSN: 2405-8440. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e41208>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844024172398>.
- [17] J.-P. Jalkanen et al. «Extension of an assessment model of ship traffic exhaust emissions for particulate matter and carbon monoxide». In: *Atmospheric Chemistry and Physics* 12.5 (2012), pp. 2641–2659. DOI: 10.5194/acp-12-2641-2012. URL: <https://acp.copernicus.org/articles/12/2641/2012/>.
- [18] Elizabeth Lindstad et al. «Reduction of maritime GHG emissions and the potential role of E-fuels». In: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 101 (2021), p. 103075. ISSN: 1361-9209. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2021.103075>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920921003722>.
- [19] Song Zhou et al. «Gaseous and particulate pollutant emissions from ocean-going tankers in the context of carbon reduction: Main engine, auxiliary engine, and auxiliary boiler». In: *Energy* 313 (2024), p. 133831. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133831>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544224036090>.

- [20] Lei Dai et al. «An environmental and techno-economic analysis of shore side electricity». In: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 75 (2019), pp. 223–235. ISSN: 1361-9209. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2019.09.002>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920919309204>.
- [21] Michael Russo et al. «The Future Impact of Shipping Emissions on Air Quality in Europe under Climate Change». In: *Atmosphere* 14.7 (2023). ISSN: 2073-4433. DOI: [10.3390/atmos14071126](https://doi.org/10.3390/atmos14071126). URL: <https://www.mdpi.com/2073-4433/14/7/1126>.
- [22] Robert M. Healy et al. «Characterisation of single particles from in-port ship emissions». In: *Atmospheric Environment* 43.40 (2009), pp. 6408–6414. ISSN: 1352-2310. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2009.07.039>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1352231009006529>.
- [23] Ernestos Tzannatos. «Ship emissions and their externalities for the port of Piraeus – Greece». In: *Atmospheric Environment* 44.3 (2010), pp. 400–407. ISSN: 1352-2310. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2009.10.024>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1352231009008851>.
- [24] Jan Fuglestvedt et al. «Climate forcing from the transport sectors». In: *Proceedings of the National Academy of Sciences* 105.2 (2008), pp. 454–458. DOI: [10.1073/pnas.0702958104](https://doi.org/10.1073/pnas.0702958104). eprint: <https://www.pnas.org/doi/pdf/10.1073/pnas.0702958104>. URL: <https://www.pnas.org/doi/abs/10.1073/pnas.0702958104>.
- [25] Päivi T. Aakko-Saksa et al. «Reduction in greenhouse gas and other emissions from ship engines: Current trends and future options». In: *Progress in Energy and Combustion Science* 94 (2023), p. 101055. ISSN: 0360-1285. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2022.101055>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128522000624>.
- [26] Mikhail Sofiev et al. «Cleaner fuels for ships provide public health benefits with climate tradeoffs». In: *Nature Communications* 9.1 (2018), p. 406. ISSN: 2041-1723. DOI: [10.1038/s41467-017-02774-9](https://doi.org/10.1038/s41467-017-02774-9). URL: <https://doi.org/10.1038/s41467-017-02774-9>.
- [27] Anna Lunde Hermansson et al. «Cumulative environmental risk assessment of metals and polycyclic aromatic hydrocarbons from ship activities in ports». In: *Marine Pollution Bulletin* 189 (2023), p. 114805. ISSN: 0025-326X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2023.114805>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0025326X23002369>.
- [28] Erik Ytreberg, Stefan Åström e Erik Fridell. «Valuating environmental impacts from ship emissions – The marine perspective». In: *Journal of Environmental Management* 282 (2021), p. 111958. ISSN: 0301-4797. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.111958>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479721000207>.

- [29] International Maritime Organization. *Circular Letter No. 5005: Draft Revised MARPOL Annex VI (Secretariat)*. Circular Letter 5005. London: International Maritime Organization, apr. 2025.
- [30] Thuy Chu Van et al. «Global impacts of recent IMO regulations on marine fuel oil refining processes and ship emissions». In: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 70 (2019), pp. 123–134. ISSN: 1361-9209. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2019.04.001>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920918309155>.
- [31] Zheng Wan et al. «Decarbonizing the international shipping industry: Solutions and policy recommendations». In: *Marine Pollution Bulletin* 126 (2018), pp. 428–435. ISSN: 0025-326X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2017.11.064>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0025326X17310214>.
- [32] Atanu Roy e Manashi Chakraborty. «A review of ship emissions impacts on environmental, health, societal impacts and IMO’s mitigation policies». In: *Regional Studies in Marine Science* 81 (2025), p. 103964. ISSN: 2352-4855. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rsma.2024.103964>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352485524005978>.
- [33] Carmen Luisa Vásquez et al. «Onshore Power Supply in Multi-Terminal Maritime Ports». In: *Energies* 18.10 (2025). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en18102489. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/10/2489>.
- [34] european parliament e council of the European Union. *Regolamento (UE) 2023/1805 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 relativo all’uso dei combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo, e recante modifica della direttiva 2009/16/CE*. Gazzetta ufficiale dell’Unione europea, L 234, 22 settembre 2023. CELEX: 32023R1805. 2023.
- [35] European Parliament e Council of the European Union. *Regulation (EU) 2023/1804 on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU*. Official Journal of the European Union, L 234/1. Set. 2023.
- [36] Dogancan Uzun et al. «Port energy demand model for implementing onshore power supply and alternative fuels». In: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 136 (2024), p. 104432. ISSN: 1361-9209. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2024.104432>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920924003894>.
- [37] Jon Williamsson et al. «Barriers and Drivers to the Implementation of Onshore Power Supply—A Literature Review». In: *Sustainability* 14.10 (2022). ISSN: 2071-1050. DOI: 10.3390/su14106072. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/10/6072>.
- [38] Marcelo Amaral, Nuno Amaro e Pedro Arsénio. «Methodology for Assessing Power Needs for Onshore Power Supply in Maritime Ports». In: *Sustainability* 15.24 (2023). ISSN: 2071-1050. DOI: 10.3390/su152416670. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/24/16670>.

- [39] José E. Gutierrez-Romero, Jerónimo Esteve-Pérez e Blas Zamora. «Implementing Onshore Power Supply from renewable energy sources for requirements of ships at berth». In: *Applied Energy* 255 (2019), p. 113883. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113883>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919315703>.
- [40] EOPSA e Sustainable Ships. *Shore power electricity demand in EU ports from 2030 onwards*. Inglese. Technical Guideline. Analysis based on EU MRV 2023 data. European Onshore Power Supply Association (EOPSA) e Sustainable Ships, 2024.
- [41] Liudmila Osipova e Camilla Carraro. *Shore power needs and CO₂ emissions reductions of ships in European Union ports: Meeting the ambitions of the FuelEU Maritime and AFIR*. Working Paper 2023-24. Washington, DC: International Council on Clean Transportation (ICCT), ott. 2023. URL: <https://theicct.org>.
- [42] Anna Maria Kotrikla, Theodoros Lilas e Nikitas Nikitakos. «Abatement of air pollution at an aegean island port utilizing shore side electricity and renewable energy». In: *Marine Policy* 75 (2017), pp. 238–248. ISSN: 0308-597X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2016.01.026>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0308597X16000397>.
- [43] Marialisa Nigro et al. «The Port Sector in Italy: Its Keystones for Energy-Efficient Growth». In: *Energies* 17.7 (2024). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en17071788. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/7/1788>.
- [44] Transport & Environment. *European ports unplugged: The state of shore power deployment*. Briefing. Assessing EU ports' readiness for shore power requirements. Transport & Environment, lug. 2025.
- [45] Nur Najihah Abu Bakar et al. «Electrification of onshore power systems in maritime transportation towards decarbonization of ports: A review of the cold ironing technology». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2023). DOI: 10.1016/j.rser.2023.113243.
- [46] European Maritime Safety Agency. *Guidance on Shore-Side Electricity to Port Authorities and Administrations: Part 1 - Equipment and Technology*. 2^a ed. Version 2. EMSA. Lisbon, ago. 2022. URL: <https://www.emsa.europa.eu/>.
- [47] European Maritime Safety Agency. *Guidance on Shore-Side Electricity to Port Authorities and Administrations: Part 2 - Planning, Operations and Safety*. 2^a ed. Version 2. EMSA. Lisbon, ago. 2022. URL: <https://www.emsa.europa.eu/>.
- [48] ABB Marine & Ports. *Shore connection solutions shaping a sustainable world*. Technical leaflet. MARINE & PORTS SERVICE. ABB, 2019.
- [49] Rafaella Canessa et al. «Renewable Energies Integration in Electrification for Chilean Smartports-Challenges and Case Study». In: *IEEE Access* (2025).
- [50] Pranoy Roy et al. «Recent Advances of Wind-Solar Hybrid Renewable Energy Systems for Power Generation: A Review». In: *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society* 3 (2022), pp. 81–104. DOI: 10.1109/ojies.2022.3144093.
- [51] A. R. Silva e A. Estanqueiro. «From Wind to Hybrid: A Contribution to the Optimal Design of Utility-Scale Hybrid Power Plants». In: *Energies* (2022). DOI: 10.3390/en15072560.

- [52] Dhanup S Pillai et al. «A comprehensive review of CAPEX-driven LCOE optimization strategies for utility-scale PV systems». In: *Solar Energy* 306 (2026), p. 114296.
- [53] Ryan Wisler, Mark Bolinger e Joachim Seel. «Benchmarking Utility-Scale PV Operational Expenses and Project Lifetimes». In: *Benchmarking* (2020).
- [54] Toscana Aeroporti Engineering S.r.l. *Relazione tecnica specialistica BESS - Master-plan Aeroportuale 2035-PSA, Aeroporto Internazionale di Firenze Amerigo Vespucci. Studio di fattibilità / Relazione Tecnica FLR-MPL-PSA-FTV1-004-FV-RT_Rel BESS*. Firenze: Toscana Aeroporti, ENAC, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, mar. 2024.
- [55] Antonio Caputo. *Le emissioni di CO2 nel settore elettrico nazionale e regionale*. Rapp. tecn. 413/2025. ISBN 978-88-448-1256-0. Roma: ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, mag. 2025.
- [56] Amelie Müller et al. «A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory». In: *Solar Energy Materials and Solar Cells* 230 (2021), p. 111277.
- [57] Maurizio Clemente et al. «Meta-analysis of life cycle assessments for Li-ion batteries production emissions». In: *The International Journal of Life Cycle Assessment* (2025), pp. 1–17.