



Autorità di Sistema Portuale
del Mare Adriatico Centrale

Porti di Pesaro, Falconara Marittima, Ancona, S. Benedetto, Pescara, Ortona

AUTORITÀ DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO CENTRALE



DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICO AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE

Dicembre 2019

La Direzione Tecnica

Ente pubblico non economico Legge 28/01/1994, n° 84 e s.m.i. C.F. e partita IVA: 00093910420 | 60121 ANCONA – Molo S. Maria
Tel. +39.071 207891 – Fax +39.071 2078940 info@porto.ancona.it – www.porto.ancona.it – PEC: segreteria@pec.porto.ancona.it



INDICE

1. INTRODUZIONE.....	1
2. IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO.....	2
2.1 Contenuti generali del DPEASP	3
2.2 Il processo metodologico di formazione del DPEASP	5
2.3 Struttura del DPEASP.....	5
3. IL SISTEMA PORTUALE.....	7
3.1 Il porto di Ancona-Falconara.....	7
3.2 I porti di Pesaro, San Benedetto del Tronto, Pescara ed Ortona.....	9
4. VALUTAZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI	12
4.1 I consumi di energia elettrica e termica	12
4.2 Il traffico navale.....	44
5. ANALISI DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI.....	49
5.1 Quadro regolamentare per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	49
5.1.1 Regole applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo	49
5.1.2 Lo scambio sul posto.....	50
5.1.3 Il ritiro dedicato	51
5.1.4 I sistemi di accumulo dell'energia elettrica	52
5.2 Solare per la generazione di energia elettrica	54
5.2.1 Caratteristiche salienti della tecnologia fotovoltaica	54
5.2.2 Installazione di un impianto fotovoltaico nel Porto di Ancona	56
5.3 Solare per la generazione di energia termica	57
5.3.1 Caratteristiche salienti della tecnologia solaretermica.....	57
5.4 Eolico.....	58
5.4.1 Caratteristiche salienti della tecnologia eolica	58
5.5 Sistemi di accumulo di energia elettrica	60
5.6 Energia dal mare	61
5.6.1 Introduzione.....	61
5.6.2 Lo scenario delle tecnologie a livello nazionale e internazionale	65
5.6.3 Conclusioni.....	67
6. INTERVENTI DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO.....	68
7. IPOTESI DI GESTIONE ENERGETICA INTEGRATA APPLICATA AL PORTO DI ANCONA	70
7.1 Centrale di cogenerazione.....	71
7.2 Sistema di accumulo.....	72
7.3 Teleriscaldamento	73
7.4 Cold ironing	74
7.5 Analisi economica.....	75
7.6 La tecnologia del "cold ironing"	76
7.6.1 Sistemi per l'alimentazione elettrica delle navi in porto.....	76
7.6.2 Cold ironing nel Porto di Ancona	88
8. IL GNL COME CARBURANTE ALTERNATIVO.....	96
8.1 Scenario.....	96
8.2 Le principali caratteristiche del GNL	97
8.3 Studio del sistema di approvvigionamento e distribuzione del GNL nel Porto di Ancona	98



9. ACCORDO “ANCONA BLUE AGREEMENT”	107
10.SISTEMA DI MONITORAGGIO E AGGIORNAMENTO DEL DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE	109
11.1 Progetto Inquinamento Ancona (P.I.A.)	109
11.PIANO PLURIENNALE DI SVILUPPO ENERGETICO-AMBIENTALE	113
12.CONCLUSIONI	115
13.ALLEGATI	116
14.RIFERIMENTI	117

1. INTRODUZIONE

Il seguente elaborato costituisce una prima stesura del Documento di Pianificazione Energetica e Ambientale relativo al Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale, ai fini del recepimento di quanto previsto dal Decreto Legislativo 4 agosto 2016, n. 169 *“Riorganizzazione, razionalizzazione e semplificazione della disciplina concernente le Autorità portuali di cui alla Legge 28 gennaio 1994, n. 84”* (modificato dal D.Lgs 13 dicembre 2017, n. 232), che sarà pertanto soggetta a future modifiche ed integrazioni a seguito di ulteriori indagini ed approfondimenti tecnico/economici, anche in relazione agli interventi di infrastrutturazione programmati o in fase di attuazione, tenuto conto dell'imminente avvio della pianificazione di sistema portuale.

I principali contenuti del presente documento, funzionali alla pianificazione energetica del sistema portuale, sono volti a:

- definire il quadro di riferimento relativo al traffico marittimo ed ai consumi energetici dell'Autorità attuali e prevedibili in relazione alle implementazioni di nuove tecnologie e servizi, che modifichino gli stessi consumi, considerando anche le attività di concessionari ed operatori;
- definire l'evoluzione del quadro regolamentare inerente l'impiego delle fonti energetiche rinnovabili o in cogenerazione o trigenerazione, per la produzione di energia nel caso dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale;
- definire gli scenari di pianificazione energetica in una logica di riduzione delle emissioni, attraverso una pluralità di linee d'azione, quali l'efficientamento delle strutture esistenti, lo sviluppo di sistemi di produzione e consumo, sistemi di gestione energetica integrata, elettrificazione delle banchine, elettrificazione di consumi finali in nuovi settori, quali trasporti e riscaldamento, accordi con gli stakeholders riguardo l'utilizzo di combustibili a minor impatto ambientale, etc.
- definire un piano di mobilità, in accordo con le amministrazioni comunali, per la riduzione dell'impatto ambientale del traffico da e verso le aree portuali e all'interno delle stesse.

2. IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

Il Decreto Legislativo 4 agosto 2016, n. 169 recante *“Riorganizzazione, razionalizzazione e semplificazione della disciplina concernente le Autorità portuali di cui alla Legge 28 gennaio 1994, n. 84, in attuazione dell'articolo 8, comma 1, lettera f), della Legge 7 agosto 2015, n. 124”* (modificato dal D.Lgs 13 dicembre 2017, n. 232) prevede che le Autorità di Sistema Portuale promuovano la redazione del Documento di Pianificazione Energetica e Ambientale del Sistema Portuale (DPEASP), sulla base delle Linee-guida adottate dal MATTM, di concerto con il MIT. In particolare, l'articolo 5 introduce l'articolo 4-bis alla Legge 28 gennaio 1994, n. 84, di seguito riportato:

Art. 4-bis (Sostenibilità energetica):

- 1. La pianificazione del sistema portuale deve essere rispettosa dei criteri di sostenibilità energetica e ambientale, in coerenza con le politiche promosse dalle vigenti direttive europee in materia.*
- 2. A tale scopo, le Autorità di sistema portuale promuovono la redazione del documento di pianificazione energetica e ambientale del sistema portuale con il fine di perseguire adeguati obiettivi, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di CO₂.*
- 3. Il documento di cui al comma 2, redatto sulla base delle linee guida adottate dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, definisce indirizzi strategici per l'implementazione di specifiche misure al fine di migliorare l'efficienza energetica e di promuovere l'uso delle energie rinnovabili in ambito portuale. A tal fine, il documento di pianificazione energetica e ambientale del sistema portuale individua:*
 - a. all'interno di una prefissata cornice temporale, gli interventi e le misure da attuare per il perseguimento dei traguardati obiettivi, dando conto per ciascuno di essi della preventiva valutazione di fattibilità tecnico-economica, anche mediante analisi costi-benefici;*
 - b. le modalità di coordinamento tra gli interventi e le misure ambientali con la programmazione degli interventi infrastrutturali nel sistema portuale;*
 - c. adeguate misure di monitoraggio energetico ed ambientale degli interventi realizzati, al fine di consentire una valutazione della loro efficacia.*

Oltre agli aspetti normativi appena citati, sono da considerare anche altri elementi essenziali che hanno connotato il contesto strategico nel quale si è evoluta la normativa stessa relativa alla pianificazione energetico ambientale dei porti:

- *“Green Guide. Towards excellence in port environmental management and sustainability”* pubblicata dall'European Sea Ports Organisation (ESPO) che, pur nel rispetto delle differenze tra i porti:
 - definisce una visione comune del settore portuale relativamente alla sostenibilità ambientale;
 - promuove gli sforzi delle Autorità portuali europee nel campo della gestione ambientale;
 - fornisce una guida ai porti per creare e sviluppare ulteriormente i loro programmi di gestione ambientale;
 - mette in evidenza le principali sfide ambientali che affrontano i porti e mostra opzioni di risposta;
 - sviluppa un approccio comune verso l'azione responsabile, nel rispetto della diversità dei porti, delle loro competenze e delle loro capacità.

- Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica (PSNPL) approvato dal Consiglio dei Ministri il 3 Luglio 2015 ed adottato il 6 Agosto 2015 con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri al fine di migliorare la competitività del sistema portuale e logistico, di agevolare la crescita dei traffici delle merci e delle persone e la promozione dell'intermodalità nel traffico merci, anche in relazione alla razionalizzazione, al riassetto e all'accorpamento delle Autorità portuali esistenti. In particolare l'obiettivo 7, rubricato "Sostenibilità", del suddetto Piano strategico, prevede di ridurre l'impatto dei porti sull'ambiente in termini globali (gas serra) e locali, promuovendo l'utilizzo intelligente dell'energia attraverso l'adozione di misure orientate a risparmio ed efficienza energetica, integrate alle tecnologie di produzione e sfruttamento delle fonti rinnovabili, incentivando iniziative volte alla minimizzazione dell'impatto ambientale dei sistemi portuali nel loro complesso.
- Decreto Legislativo 16 dicembre 2016, n. 2574 *"Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi"* (c.d. Direttiva DAFI – Deployment of alternative fuels infrastructure), che prevede la valutazione della necessità di installare nei porti punti di rifornimento per il gas naturale liquefatto-GNL e opere per la fornitura di elettricità alle infrastrutture di ormeggio.

2.1 Contenuti generali del DPEASP

Le linee guida

Con Decreto n. 408 del 17 dicembre 2018 del Direttore generale per il clima e l'energia del Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Direttore generale per la vigilanza sulle autorità portuali, le infrastrutture portuali ed il trasporto marittimo e per vie d'acqua interne del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, sono state approvate le *"Linee Guida per la redazione dei Documenti di pianificazione energetico ambientale dei sistemi portuali"* - ai sensi dell'articolo 4-bis della Legge 28 gennaio 1994, n. 84 - che forniscono gli indirizzi utili alla redazione dei documenti di pianificazione energetico ambientale dei sistemi portuali, con l'obiettivo di ridurre i consumi di combustibili fossili e quindi le emissioni di CO₂, allo scopo, conseguentemente, di migliorare la qualità ambientale dei porti e delle aree limitrofe, di salvaguardare la salute e il benessere dei lavoratori e della popolazione, nonché di aumentare la competitività dei sistemi portuali. Con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale del decreto in questione sono state rese operative le Linee Guida per i Documenti Energetico Ambientali dei Sistemi Portuali (DEASP).

Le Linee Guida rappresentano il primo atto per orientare e favorire le politiche infrastrutturali e gli stessi investimenti verso la riconversione alla sostenibilità di un settore tradizionalmente ad alto impatto ambientale.

Va sottolineato che il DPEASP è formalmente indipendente dalla pianificazione generale del Sistema Portuale, e viene adottato/approvato direttamente dall'Autorità di Sistema Portuale, senza necessità di approvazione da enti collegati o sovraordinati; come sopra richiamato il comma 2 dell'articolo 4 bis del D.Lgs. n. 169/2016 infatti recita: *"le Autorità di Sistema Portuale promuovono la redazione del Documento di pianificazione energetica e ambientale del sistema portuale"*. Tale elaborato quindi non è un Piano, ma bensì un supporto tecnico che l'Autorità di Sistema Portuale promuove anche indipendentemente dal sistema della Pianificazione Portuale, pur rispettandone i principi e prevedendone l'adozione autonomamente da parte degli organi della stessa Autorità.

Nel rapporto tra DPEASP e PRdSP va sottolineato che il primo si riferisce maggiormente alla situazione reale del porto, mentre il secondo ne prevede lo sviluppo futuro, modificando anche la destinazione d'uso di aree ed immobili. Resta inteso che, qualora l'attuazione delle previsioni di piano portuale modificasse sostanzialmente l'assetto studiato dal DPEASP, quest'ultimo dovrà essere conseguentemente adeguato.

Obiettivi del DPEASP

Come indicato al comma 3 del nuovo articolo 4-bis della Legge n. 84/1994, il DPEASP: *“Definisce indirizzi strategici per l'implementazione di specifiche misure al fine di migliorare l'efficienza energetica e di promuovere l'uso di energie rinnovabili in ambito portuale”*. Ne consegue che il suo ambito di riferimento si limita al settore energetico, avendo *“il fine di perseguire adeguati obiettivi, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di CO₂”*, pur dovendo considerare che, di riflesso, dovranno essere positivamente coinvolti tutti i parametri ambientali che possano essere migliorati dall'efficienza energetica e dall'uso delle energie rinnovabili, quali ad esempio la riduzione dell'inquinamento atmosferico e/o di quello acustico. Il già citato comma 3 specifica i contenuti/obiettivi che deve avere il DPEASP, così riassumibili:

- individuazione degli obiettivi di sostenibilità energetico-ambientale del porto;
- individuazione degli interventi e delle misure da attuare per il raggiungimento degli obiettivi;
- preventiva valutazione di fattibilità tecnico-economica, anche mediante analisi costi-benefici;
- programmazione degli interventi, anche parziali, in un arco temporale prefissato, individuando gli obiettivi da raggiungere.

Le Linee Guida suggeriscono che l'attività di pianificazione degli obiettivi e lo stesso monitoraggio dei risultati degli interventi realizzati vengano accompagnati da una preventiva messa a punto di uno strumento di verifica, in modo tale da:

- effettuare una fotografia della situazione esistente;
- individuare le criticità;
- assumere gli obiettivi energetico-ambientali confrontando questa situazione con le esigenze del territorio e con le migliori pratiche;
- individuare eventuali obiettivi parziali in un arco di tempo prefissato;
- monitorare i risultati raggiunti.

Viene altresì proposto che tale verifica sia basata su una metodologia riconosciuta e standardizzata, così da favorire la omogeneità delle strategie tra i diversi Sistemi Portuali: a tale scopo viene individuata la misura della cosiddetta *“Carbon Footprint”*, così come definita dalle norme UNI EN ISO 14064, come la più idonea per il caso in esame, riguardo in particolare ai seguenti aspetti:

- in relazione all'obiettivo energetico-ambientale (nella norma 14064 la quantificazione delle emissioni di CO₂ si basa sui consumi energetici);
- in relazione alla valutazione dell'efficacia degli interventi;
- in relazione all'adeguatezza, specie per la verifica/certificazione di parte terza.

2.2 Il processo metodologico di formazione del DPEASP

Le Linee Guida affrontano, in modo generale, la metodologia di formazione dei contenuti del DPEASP. Punto di partenza è la fotografia della situazione esistente, in termini di emissioni di CO₂, attraverso la valutazione della “Carbon Footprint” del Sistema Portuale, secondo quanto previsto dalla norma UNI 14064.

Tale fotografia andrà letta alla luce della pianificazione portuale in essere, relativamente al tema delle emissioni di CO₂, consentendo così l’individuazione di un quadro di obiettivi integrati generali, evidenziandone le eventuali priorità. Tali obiettivi e priorità saranno formalizzati dall’Autorità del Sistema Portuale, in modo da fornire indicazioni precise per le fasi di redazione successive.

Dovranno essere individuate quindi le misure e gli interventi utili a raggiungere gli obiettivi assegnati, anche attraverso la valutazione della loro fattibilità, prendendo in esame gli elementi più strettamente connessi all’obiettivo energetico-ambientale prioritario previsto.

Per quanto riguarda l’estensione temporale del DPEASP, gli interventi e le misure possibili per la riduzione delle emissioni necessitano di un tempo adeguato sia per le autorizzazioni relative agli eventuali investimenti da realizzare, che per la valutazione dei conseguenti effetti, considerando che si sta operando in un settore la cui rapidissima evoluzione tecnologica incide in modo significativo sulla stessa evoluzione dei costi.

Da ciò deriva che il DPEASP, strumento snello e operativo, come già detto non soggetto ad approvazioni sovraordinate, dovrà essere valutato ed eventualmente aggiornato almeno ogni tre anni, con la possibilità di adeguamenti intermedi se necessari. L’approfondimento di tale aggiornamento dipenderà dall’entità dei cambiamenti intervenuti nel triennio, fino all’effettuazione di una nuova valutazione della “Carbon Footprint”, nel caso siano stati realizzati interventi e misure significativi.

Ciò viene indicato analogamente a quanto previsto per le stesse Linee Guida, che, proprio perché fortemente condizionate dall’evoluzione tecnologica e normativa, saranno vagliate ed eventualmente aggiornate ogni tre anni dalla loro emanazione.

2.3 Struttura del DPEASP

Premessa

In un contesto globale che vede crescere la sensibilità dell’opinione pubblica e dei vari stakeholder verso i temi della sostenibilità, analoga attenzione viene posta negli ultimi anni sempre di più verso il miglioramento della situazione energetico-ambientale delle infrastrutture portuali: da qui viene la stessa attenzione che il legislatore italiano ha inteso porre su questo tema, nell’ambito della complessiva riforma del sistema portuale.

Ne deriva il suggerimento di inserire nella premessa del DPEASP i riferimenti normativi, nonché gli esempi di best practices in materia ambientale e di riduzione delle emissioni: elementi utili alla definizione della visione complessiva della sostenibilità nelle aree portuali come elemento della competitività del sistema.

Relazione generale

La relazione generale del DPEASP contiene l’individuazione dei seguenti scopi primari:

- descrivere sinteticamente lo stato di fatto delle infrastrutture in esame, sia sotto il profilo fisico morfologico/funzionale (naturale, ambientale, infrastrutturale, funzionale, ecc.), che programmatico (soggetti, proprietà, concessioni, vincoli preordinati, stato della pianificazione e attuazione...), con

riferimento alle distinte aree portuali del sistema;

- descrivere i contenuti del DPEASP (interventi e misure previsti), con riferimento all'intero sistema portuale;
- indicare le fasi attuative degli interventi e delle misure previste e la stima di massima dei relativi costi.

La fotografia iniziale

La prima fase della redazione del DPEASP deve prevedere una fotografia delle emissioni di CO₂ dell'insieme dei porti facenti parte del Sistema Portuale, secondo la metodologia della "Carbon Footprint", che fa riferimento alla norma UNI ISO 14064 e ai relativi protocolli attuativi specifici.

La scheda di aggiornamento annuale

Il DPEASP potrà contenere anche una scheda sintetica di aggiornamento annuale, che descriverà eventuali interventi o misure attuati nell'anno, indicandone gli elementi necessari per una valutazione della riduzione delle emissioni di CO₂ e dell'efficacia in termini di analisi costi benefici.

I contenuti tecnici

Tra gli obiettivi delle Linee Guida vi è quello di offrire una metodologia per la valutazione dinamica (allo stato dell'arte e ad intervalli programmati di tempo) del fabbisogno energetico dell'area portuale e quello di proporre una serie di soluzioni tecnologiche che consentano di ridurre l'impiego di energia primaria a parità di servizi offerti, privilegiando le tecnologie maggiormente rispettose dell'ambiente. Tali soluzioni possono essere suddivise in due tipologie:

- gli interventi, che prevedono opere, impianti, strutture, lavori, come risultato d'investimenti effettuati con il fine di migliorare l'efficienza energetica e produrre energia da fonti rinnovabili;
- le misure, che mirano a ottenere gli stessi risultati attraverso regole, priorità, agevolazioni, etc. (accesso a bandi, ridefinizione delle condizioni contrattuali con concessionari e fornitori, etc.).

La valutazione di fattibilità

L'analisi costi-benefici dovrà contenere gli elaborati previsti dagli indirizzi nazionali, avendo particolare attenzione ad un'attenta valutazione delle esternalità e della quantificazione dei costi-benefici ambientali.

Elaborati grafici

Visto il carattere operativo del DPEASP, viene suggerito di inserire gli elaborati necessari a supportare l'individuazione delle misure e degli interventi previsti. A titolo di esempio, possono essere inseriti elaborati riferiti sia al Sistema Portuale che ai singoli porti e riguardanti:

- a) lo stato dei luoghi (caratteri fisici, morfologici e ambientali degli edifici e delle aree) con l'indicazione dei relativi consumi energetici;
- b) l'assetto della mobilità interna, con le previsioni delle modifiche;
- c) vincoli, aree a specifica tutela ambientale;
- d) elaborati grafici che riportino gli interventi previsti, anche per fasi temporali di attuazione.

3. IL SISTEMA PORTUALE

3.1 Il porto di Ancona-Falconara

Il porto di Ancona rappresenta il principale scalo dell'Italia centrale. Esteso su una superficie di 1,4 milioni di metri quadrati, a cui si aggiungono gli accosti per la movimentazione dei prodotti petroliferi sui terminali a servizio della raffineria di Falconara, lo scalo è un porto di prima classe, prima categoria.



Figura 1. Vista del porto di Ancona

Il porto di Ancona è caratterizzato da una spiccata polifunzionalità. Sono infatti presenti:

- 4 cantieri navali per navi da crociera e yacht;
- 11 banchine, per complessivi 7 accosti per navi traghetto e crociera, per uno sviluppo longitudinale di 1632 metri ed oltre 71.000 mq di piazzali;
- 9 banchine, per complessivi 9 accosti per navi adibite al traffico merci in container e rinfusiero (merci solide) per uno sviluppo longitudinale di oltre 1700 metri ed oltre 100.000 mq di piazzali;
- una tra le principali flotte pescherecce adriatiche, ormeggiata presso il Molo Mandracchio con alle spalle un mercato ittico di rilievo interregionale;
- il porto turistico Marina Dorica;
- 3 accosti per movimentazione merci liquide a servizio della raffineria di Falconara, che movimentano circa 4,5 milioni di tonnellate di merci all'anno.

Il porto di Ancona è delimitato a mare dal molo di sopraflutto e dalla diga di sottoflutto e si articola nel porto storico, sviluppatosi a ridosso della città, e nel porto commerciale di più recente sviluppo.

Nel porto storico sono stabiliti il cantiere navale Fincantieri, la parte monumentale dello scalo con evidenze di epoca romana, i terminal traghetti e crociere.

Ancona è uno dei primi porti in Adriatico per traffico internazionale di passeggeri con oltre 1,1 milioni di viaggiatori all'anno, a cui si aggiungono circa 100.000 crocieristi. Le linee internazionali collegano lo scalo dorico con i porti di Igoumenitsa e Patrasso in Grecia, Durazzo in Albania, Spalato e Zara in Croazia consentendo il transito, oltre ai passeggeri, a 4,6 milioni di tonnellate di merci con origine e destinazione tra Europa nord-occidentale e Mediterraneo sud-orientale. Questo ruolo di ponte tra le regioni dell'Unione Europea è stato riconosciuto con l'attribuzione al porto della qualifica di nodo della rete centrale europea delle infrastrutture di trasporto, terminale meridionale del corridoio scandinavo-mediterraneo insieme a Bari ed ai principali scali del Mar Tirreno.

Il traffico container è distribuito sul territorio del centro-Italia ed ammonta a circa 180.000 TEUs all'anno.

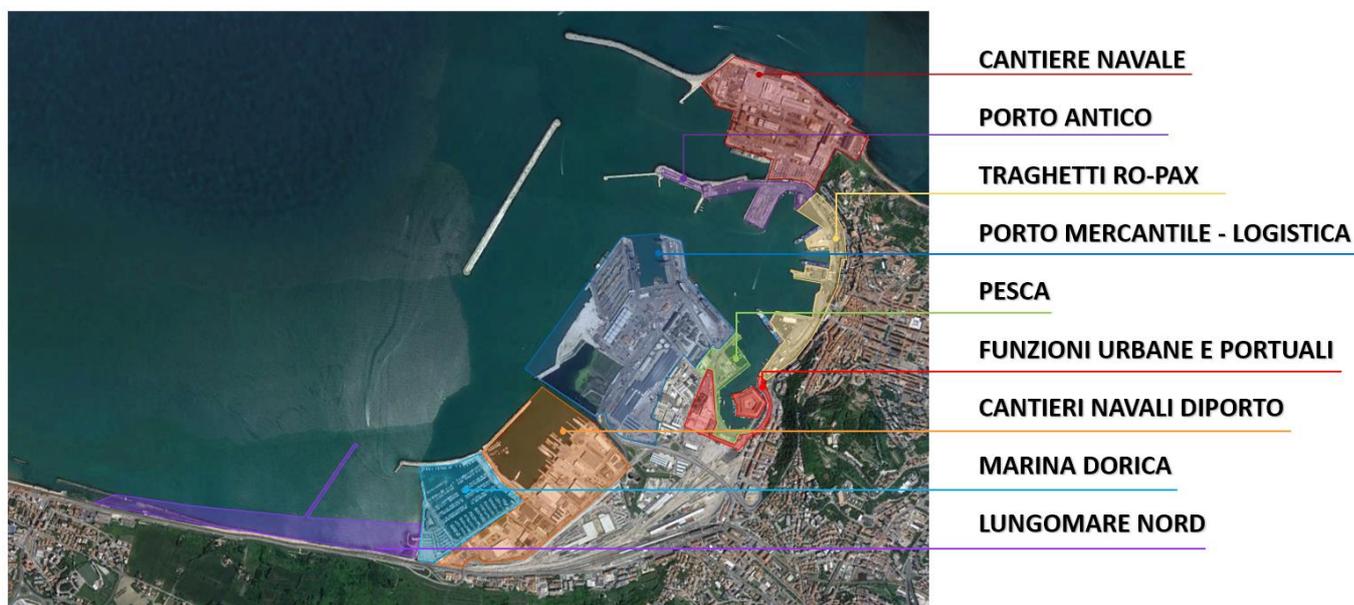


Figura 2. Le funzioni del porto di Ancona

3.2 I porti di Pesaro, San Benedetto del Tronto, Pescara ed Ortona

Pesaro

Il porto di Pesaro è classificato di prima classe, seconda categoria. È uno scalo commerciale, peschereccio e turistico, che recentemente ha sviluppato un limitato traffico passeggeri.

Il porto di Pesaro è un porto canale, derivato dalla deviazione del fiume Foglia ad 800 metri dalla foce e prolungato a mare di ulteriori 200 metri con due moli paralleli che costituiscono l'accesso allo scalo. Le sponde del porto sono banchinate per complessivi 1500 metri circa.

La darsena costruita sul molo di ponente dispone di uno specchio acqueo di 45.000 mq. Il fondale è limitato a 5 metri, all'accesso del porto, e si riduce progressivamente risalendo lo scalo.



Figura 3. Vista del porto di Pesaro

Nel 2017 è stata rilasciata la concessione per il Cantiere Rossini che durerà fino a febbraio 2034 e che interessa una superficie di 25.780 metri quadrati. Prevede un programma di investimento privato, da parte dell'azienda, di circa 15 milioni di euro per l'ampliamento e la ristrutturazione del complesso produttivo per attività di manutenzione e refitting di grandi imbarcazioni e yacht fino a 60 metri e la creazione di 100 nuovi posti di lavoro.

San Benedetto del Tronto

Il porto di San Benedetto del Tronto è classificato di prima classe, seconda categoria. È uno scalo peschereccio e turistico. Alle spalle del porto si è sviluppata una zona industriale che affianca il settore agroalimentare con l'elettronica ed altre attività produttive.

Delle opere previste dal Piano Regolatore Portuale risultano realizzate le seguenti opere: l'ampliamento della calata della banchina del molo nord; il completamento della banchina di riva; la costruzione di un pontile



sulla banchina di riva per delimitare la zona commerciale da quella del diporto. Sono stati inoltre realizzati la darsena per il diporto e il prolungamento del molo di sopraflutto.

Il porto dispone di 31 ettari di specchio acqueo e 2,44 km di banchine.



Figura 4. Vista del porto di San Benedetto del Tronto

Pescara

Il porto di Pescara è uno scalo di rilievo nazionale, classificato di prima classe, seconda categoria, ed è lo scalo marittimo della principale città costiera d’Abruzzo.



Figura 5. Vista del porto di Pescara

Dispone di due banchine “banchina di riva” e “banchina di levante”. Il porto è equipaggiato per il traffico passeggeri e per la movimentazione di alcune tipologie di merce ed è facilmente raggiungibile dalle autostrade A25 e A14 grazie ad un collegamento stradale dedicato.

Lungo le banchine alla foce del fiume Pescara sono situati gli approdi per le imbarcazioni da pesca, mentre il diportismo ha a disposizione una darsena dedicata (Marina Pescara).

Ortona

Il porto di Ortona è uno scalo di rilievo nazionale, classificato di prima classe, seconda categoria.

Caratterizzato dalla polifunzionalità delle banchine e dei macchinari delle imprese ivi operanti, lo scalo ha tra i principali traffici la movimentazione di rinfuse solide e liquide e di carichi eccezionali. Complessivamente il traffico portuale è di circa 1 milione di tonnellate/anno.



Figura 6. Vista del porto di Ortona

Recentemente si va consolidando un limitato traffico crocieristico, mentre il traffico di veicoli nuovi presenta notevoli potenzialità di sviluppo, da cogliere prevalentemente attraverso il dragaggio del fondale per l’accesso di navi dotate di maggiore capacità e pescaggio. Il traffico marittimo vede mediamente l’accosto di 250 navi all’anno.

Ai traffici commerciali e passeggeri si accompagnano la presenza di una darsena per il diporto e l’area del Mandracchio dedicata alla flotta peschereccia.

Il porto di Ortona è posizionato a circa 20 km a sud di Pescara e trova immediatamente a ridosso dell’ambito portuale la linea ferroviaria adriatica con la stazione di Ortona, a cui lo scalo è collegato per il tramite di un raccordo ferroviario.

4. VALUTAZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI

Al fine di pianificare il processo di evoluzione energetica dell’Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale, nell’ambito del presente lavoro è stato delineato il quadro conoscitivo relativo ai consumi energetici attuali (elettrici e termici) ed al traffico delle navi.

In considerazione dei consumi energetici e dei livelli di traffico poco significativi relativi ad alcuni porti del sistema portuale, si è ritenuto inizialmente di soprassedere per questi ultimi agli approfondimenti necessari alla redazione di apposite sezioni del documento, assumendo che le soluzioni metodologiche di seguito illustrate potranno essere applicate ad essi successivamente. Pertanto l’analisi dei consumi energetici e dei dati di traffico fanno riferimento principalmente al porto di Ancona. Si tiene a precisare che al momento l’analisi dello stato di fatto e delle attuali emissioni nonché dei consumi energetici è basata sui dati di stretta competenza dell’Autorità di Sistema Portuale.

Il percorso della partecipazione da parte degli stakeholders del sistema portuale nella fase di consultazione concorrerà alla definizione dello scenario di competenza complessivo ivi includendo il dato degli operatori e delle aziende strettamente incluse nel sistema portuale.

In una fase immediatamente successiva a questa analisi dello stato di fatto saranno valutate la variazione della struttura e dell’entità dei consumi energetici derivanti dall’implementazione di nuove tecnologie e servizi volti a contenere l’impatto ambientale e dal coinvolgimento dei concessionari e degli operatori all’interno del Sistema Portuale, e di conseguenza sarà valutata la fattibilità tecnica e la convenienza economica di soddisfare i nuovi consumi con impianti di generazione a fonte rinnovabile e cogenerativi.

L’analisi dell’impatto energetico delle attrezzature, dei macchinari, dei mezzi e quant’altro influisca significativamente sui consumi energetici e sulle emissioni nell’ambito dell’area portuale, anche se non strettamente afferenti alla responsabilità dell’ADSP, verrà condotta in stretta collaborazione con i soggetti privati coinvolti nella loro qualità di proprietari o responsabili delle attività portuali individuate nell’ambito dei confini operativi di cui all’Allegato 1 delle Linee guida.

Alla definizione del quadro d’azione, che necessariamente verrà arricchito dalle iniziative di natura privata, saranno disponibili tutte le informazioni necessarie a dotare di un ulteriore livello di dettaglio gli studi che in maniera preliminare risultano inclusi a supporto di questo documento di pianificazione, con particolare riferimento alle analisi costi benefici, la cui redazione si fonda sulla disponibilità di informazioni inerenti la natura dell’investimento, la provenienza dei fondi, etc., tutti elementi che ne fissano il livello di dettaglio come previsto nel capitolo 5 delle Linee guida.

Si specifica inoltre che, in aggiunta alle iniziative oggetto del presente documento, risultano già programmate o in fase di attuazione, iniziative di realizzazione di nuove sistemi infrastrutturali, quali un nuovo terminal passeggeri, il nuovo molo crocieristico, il nuovo Presidio di Ispezione Frontaliero (PIF), etc.

4.1 I consumi di energia elettrica e termica

Nel seguito sono illustrati i consumi di energia elettrica e termica dell’Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale con riferimento al porto di Ancona, sede dell’Autorità di Sistema Portuale.

Questa Autorità di Sistema, già Autorità Portuale di Ancona, nel contesto delle previsioni normative di cui al D.Lgs n. 169/2016, ha avviato, già dall'anno 2016, una campagna di attività preparatorie alla definizione di una strategia di gestione energetica integrata.

Per la definizione delle strategie da perseguire si è preliminarmente proceduto a stabilire compiutamente l'attuale fabbisogno energetico riconducibile alle attività di competenza dell'Autorità di Sistema Portuale, mediante lo strumento della diagnosi energetica, che consiste in *“una procedura sistematica finalizzata ad ottenere un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un impianto industriale o commerciale o di servizi pubblici o privati, ad individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e a riferire in merito ai risultati”*.

L'analisi del fabbisogno energetico del porto di Ancona è stato condotto con riferimento a tre grandi categorie:

- a) Edifici.
- b) Pubblica illuminazione.
- c) Impianti portuali.

Lo studio ha previsto pertanto l'analisi del fabbisogno energetico del porto di Ancona per la parte relativa alle utenze di competenza dell'Autorità e l'individuazione di primi interventi di razionalizzazione/efficientamento sulla base dei dati raccolti. Nello specifico la diagnosi energetica, acquisita a marzo 2018, è stata focalizzata sui seguenti impianti e complessi edilizi:

- a) Sede Autorità di sistema portuale.
- b) Edificio Nuova biglietteria.
- c) Edificio Ex-Fiera.
- d) Edificio Facility 2B.
- e) Terminal Crociere.
- f) Complesso Tubimar.
- g) Impianti di illuminazione.
- h) Gru e movimentazione merci.

Di seguito si riporta la metodologia seguita per la redazione della diagnosi energetica ed i principali risultati per ciascuna tipologia di impianto o struttura, mentre per la trattazione completa di rimanda all'**Allegato I** al presente documento.

DIAGNOSI ENERGETICA – EDIFICI

La diagnosi energetica è stata condotta perseguendo i seguenti obiettivi:

- illustrare il sistema edificio/impianto nelle sue componenti caratterizzanti;
- definire gli indicatori di performance del sistema edificio/impianto;
- individuare le criticità e gli ambiti di miglioramento, ipotizzando scenari che possano avere in primo luogo benefici energetici ed economici, ma che perseguano anche l'obiettivo di migliorare il comfort degli utenti e diffondere buone pratiche per l'efficienza energetica.

La redazione dell'elaborato è stata condotta nel rispetto del quadro normativo di riferimento ed in particolare:

- Capitolato Tecnico Consip SIE2 per le diagnosi energetiche nell'ambito degli Enti Pubblici";
- UNI CEI EN 16247-1 "Diagnosi energetiche - Parte I: Requisiti generali";
- UNI CEI EN 16247-2 "Diagnosi energetiche - Parte 2: Edifici";
- LGEE - Linee Guida per l'Efficienza energetica negli edifici – AiCARR;
- UNI CEI 11339 "Gestione dell'energia. Esperti in gestione dell'energia. Requisiti generali per la qualificazione".

La diagnosi energetica è stata suddivisa in una fase di analisi dello stato di fatto e in una fase di illustrazione delle opportunità di miglioramento.

L'analisi dello stato di fatto è perseguibile attuando la seguente procedura, che tiene conto dei dati raccolti e dei sopralluoghi effettuati:

1. Identificazione del complesso edilizio:

- dati generali dell'edificio;
- periodo di funzionamento degli impianti;
- periodo e profilo di occupazione dell'edificio;
- caratterizzazione climatica.

2. Analisi dei consumi di energia termica ed elettrica e relativi costi:

- consumi di gas naturale (identificazione dell'utenza mediante PRD);
- consumi di energia elettrica (identificazione dell'utenza mediante POD);
- fattori di aggiustamento.

3. Caratteristiche dei componenti dell'involucro.

4. Caratteristiche degli impianti (generazione, emissione, distribuzione, regolazione, produzione acs, impianto di illuminazione, climatizzazione estiva).

5. Definizione del modello termico ed elettrico.

Conclusa la fase di analisi energetica dello stato di fatto condotta su tutto il sistema edificio/impianto, la diagnosi energetica illustra le opportunità di miglioramento, che vengono valutate in termini di:

- benefici energetici ed economici;
- benefici ambientali;
- fattibilità tecnica;
- accesso a meccanismi incentivanti attualmente esistenti;
- fattibilità autorizzativa.

Il risparmio di energia termica viene calcolato sul modello che simula le condizioni reali in termini di valori assoluti (kWh) e di percentuale di risparmio, in modo tale da ottenere una valutazione economica confrontabile con la baseline storica.

Gli interventi analizzati sono relativi ad involucro (coibentazione pareti, copertura, pavimentazione, sostituzione serramenti), impianto termico (sostituzione generatori, installazione valvole termostatiche),

impianto di climatizzazione estiva, installazione di impianti a fonte rinnovabile FER (fotovoltaico, solare termico). Per ciascun intervento vengono brevemente descritte le caratteristiche generali e la nuova classificazione energetica (qualora l'intervento la determini).

Le soluzioni proposte sono state selezionate tra gli interventi per cui la stima dei benefici energetici e conseguenti parametri economici può essere determinata con adeguata accuratezza già in fase di audit. Gli interventi inoltre rappresentano una panoramica volta a fornire le soluzioni più diffuse per l'efficienza energetica e sono stati scelti anche sulla base della possibilità di accesso a meccanismi incentivanti, nello specifico il Conto Termico D.M. 16/02/2016.

Per ogni tipologia di immobile vengono riportati le principali caratteristiche dell'immobile oggetto di diagnosi, il quadro riepilogativo dei consumi dei vettori energetici utilizzati e vengono infine presentati gli interventi di efficientamento proposti.



Sede Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale

- Dati generali dell'edificio:



Edificio	SEDE AUTORITÀ DI SISTEMA
Comune di	ANCONA
Indirizzo	Molo S. Maria, 60121 Ancona AN
Collocazione	Centro città: NO Periferia: SI Zona rurale: NO
Presenza di alberatura	NO
Presenza corsi d'acqua	SI
Verde pertinenziale	NO
Edificio isolato	SI
Volume netto riscaldato	4.072,5 m ³
Superficie netta riscaldata	1.421,8 m ²
Superficie disperdente totale	1.814,9 m ²
S_{disp}/V	0.354 m ⁻¹
Numero di piani totale (fuoriterra)	3
Anno di costruzione	NON DISPONIBILE
Categoria catastale	D/8
Destinazione d'uso secondo D.P.R. 412/93	E.2 Edifici adibiti a uffici e assimilabili: pubblici o privati, indipendenti o contigui a costruzioni adibite anche ad attività industriali o artigianali, purché siano da tali costruzioni scorporabili agli effetti dell'isolamento termico
Tecnologia costruttiva	Struttura portante in pilastri in calcestruzzo con tamponamenti in forati
Tipologia di copertura	Piana
Vincoli gravanti sull'edificio	Non presenti

- Consumi e costi unitari di gas naturale: i dati sono stati ottenuti dai consumi e dai relativi costi di gas naturale sotto forma di riepilogo delle singole utenze in cui sono presenti impianti alimentati a gas naturale. I consumi sono relativi alla climatizzazione invernale, mentre la produzione di acqua calda sanitaria avviene tramite boiler.

	PDR	€/Smc 2014	€/Smc 2015	€/Smc 2016
UTENZE STAZIONE M.MA	8450000011775	0,673	0,652	0,575

3.1.1 PDR 8450000210095

<u>Gas naturale</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>
Intestazione	n.d.		
Società di fornitura	n.d.		
Indirizzo di fornitura	MOLO SANTA MARIA - SEDE ASPMAC		
P.D.R.	8450000011775		
Classe del contatore	n.d.		
Tipologia di contratto	n.d.		
Opzione tariffaria	n.d.		
Prezzo di fornitura	0,67 [€/m ³]	0,66 [€/m ³]	0,571 [€/m ³]
Consumi storici	10.109 [m ³]	9.148 [m ³]	6.018 [m ³]
Costi storici	6.785 [€]	6.005 [€]	3.438 [€]

- Consumi e costi unitari di energia elettrica: i consumi ed i costi sono stati elaborati sulla base di quanto comunicato dai fornitori. I consumi riportati sono relativi a climatizzazione estiva, illuminazione e forza motrice.

	P = kW	IT001E	€/kWh 2014	€/kWh 2015	€/kWh 2016
UTENZE STAZIONE M.MA	138	61150194	0,181	0,192	0,190

3.2.1 POD IT001E61150194

Utenze servite: UTENZE STAZIONE MARITTIMA

<u>Energia elettrica</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>
Intestazione	AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO CENTRALE		
Società di fornitura	GALA S.p.A./HERACOMM S.p.A.		
Indirizzo di fornitura	MOLO Santa Maria, snc		
P.O.D.	IT001E61150194		
Potenza impegnata e disponibile	138 kW		
Tipologia di contratto	Indicizzato CONSIP - 3F		
Opzione tariffaria	Utente di tipo c) - BTA6		
Servizi di vendita	0,079 [€/kWh]	0,082 [€/kWh]	0,087 [€/kWh]
Dispacciamento	0,015 [€/kWh]	0,005 [€/kWh]	N.D. [€/kWh]
Trasporto	0,001 [€/kWh]	0,006 [€/kWh]	N.D. [€/kWh]
Imposte	0,013 [€/kWh]	0,013 [€/kWh]	0,012 [€/kWh]
Imponibile Fattura	0,181 [€/kWh]	0,192 [€/kWh]	0,190 [€/kWh]
Iva Fattura	0,040 [€/kWh]	0,042 [€/kWh]	N.D. [€/kWh]
Consumi storici	18.805* [kWh]	334.565 [kWh]	256.074 [kWh]
Costi storici (SENZA IVA)	6810,8 [€]	64.099 [€]	48.737 [€]

Interventi e analisi economica

Dall'analisi del sistema edificio impianto sono emerse le seguenti criticità:

- l'impianto termico risulta in buone condizioni: i generatori sono stati recentemente sostituiti con caldaie a condensazione dotate di sonda climatica integrata e sono presenti anche un ottimizzatore climatico e valvole termostatiche in dotazione ai terminali di emissione, pertanto non si intravedono significative e urgenti possibilità di miglioramento;
- gli impianti per la climatizzazione estiva non risultano vetusti, pertanto non si ritiene necessario una sostituzione urgente;
- la possibilità di regolazione individuale delle testine dei terminali e la possibilità di utilizzare le pompe di calore anche in periodo invernale ad integrazione della potenza termica emessa dai termosifoni può dare adito a comportamenti poco virtuosi da parte degli utenti;
- i componenti dell'involucro presentano prestazioni energetiche in regime invernale ed estivo mediocri, con scarsa resistenza termica alla trasmissione del calore in uscita (regime invernale) ed in ingresso (regime estivo). Le maggiori criticità possono essere ricondotte alla copertura, responsabile del 40% della potenza termica dispersa per trasmissione; la finitura esterna in guaina bituminosa genera inoltre un accumulo di calore in periodo estivo con conseguente surriscaldamento dei locali sottostanti ed eccesso di richiesta di raffrescamento all'impianto di climatizzazione estiva;
- l'edificio dipende esclusivamente da fonti fossili, non essendo presente alcun tipo di impianto a fonte rinnovabile.

Conclusa la fase di analisi dello stato di fatto e delle criticità, la diagnosi energetica fornisce le proposte di efficientamento, che per il caso in esame si riassumono nelle seguenti ipotesi di intervento:

a) Interventi sull'involucro: riqualificazione della copertura.

b) Fonti rinnovabili: installazione di impianto fotovoltaico.

Si riportano infine i benefici economici derivanti dagli interventi di efficientamento precedentemente descritti:

	INVESTIMENTO	RISPARMIO ANNUO				
	€	€/anno	MWh/anno	mc/anno	TEP/anno	t CO ₂ eq
1. PARETI PERIMETRALI	0	0	0	0	0	0
2. COPERTURA	86.250	4.321	6	5.030	5	10
3. PAVIMENTAZIONE	0	0	0	0	0	0
4. SERRAMENTI	0	0	0	0	0	0
5. CORPI ILLUMINANTI	0	0	0	0	0	0
6a IMPIANTO TERMICO	0	0	0	0	0	0
6b IMPIANTO CLIMATIZZAZIONE	0	0	0	0	0	0
7. VALVOLE TERMOSTATICHE	0	0	0	0	0	0
8. IMPIANTO FOTOVOLTAICO	194.619	13.333	111	0	21	0
9. IMPIANTO SOLARE TERMICO	0	0	0	0	0	0

La tabella che segue contiene il prospetto conclusivo con riassunti gli interventi migliorativi proposti, i costi di investimento, i consumi annui stimati ed il risparmio percentuale ottenibile:

	INVEST.	CONSUMI		RISPARMIO	
	€	Smc	kWh	% Smc	% kWh
0. TAILORED	-	15.654	256.074	-	-
2. COPERTURA	86.250	10.624	250.018	32,13%	-
8. IMPIANTO FOTOVOLTAICO	194.619	15.654	224.634	-	12,28%

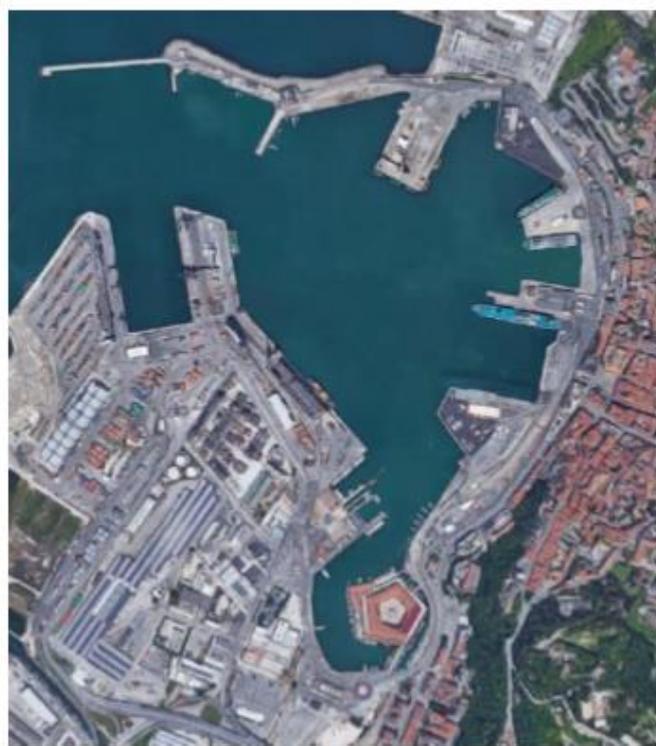
Le principali criticità sono legate alla qualità scarsa dell'involucro edilizio, ed in particolare alla copertura, fonte di dispersioni termiche nel periodo invernale e di eccessivo surriscaldamento nel periodo estivo. Si raccomanda pertanto la riqualificazione della copertura, da realizzare contestualmente all'installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto piano.

Si raccomanda inoltre di procedere ad una sensibilizzazione degli utenti per un uso corretto degli impianti: la gestione e regolazione totalmente manuale dei terminali di emissione (valvole termostatiche e bocchette a soffitto) può generare inevitabilmente inefficienze nelle accensioni, spegnimenti e nell'impostazione delle temperature dei locali. Deve essere quindi rimarcata l'importanza di un'impostazione razionale delle temperature interne, considerando che ciascun grado (°C) può comportare mediamente un aumento pari al 5% dei consumi.



Edificio Nuova biglietteria

- Dati generali dell'edificio:



Edificio	NUOVA BIGLIETTERIA
Comune di	ANCONA
Indirizzo	Via Einaudi Luigi, 60125 Ancona AN
Collocazione	Centro città: NO Periferia: SI Zona rurale: NO
Presenza di alberatura	NO
Presenza corsi d'acqua	SI
Verde pertinenziale	NO
Edificio isolato	SI
Volume netto riscaldato	6.247,1 m ³
Superficie netta riscaldata	1.981,8 m ²
Superficie disperdente totale	3.484,3 m ²
S_{disp}/V	0,455 m ⁻¹
Numero di piani totale (fuoriterra)	2
Anno di costruzione	NON DISPONIBILE
Categoria catastale	D/8
Destinazione d'uso secondo D.P.R. 412/93	E.5 Edifici adibiti ad attività commerciali e assimilabili: quali negozi, magazzini di vendita all'ingrosso o al minuto, supermercati, esposizioni;
Tecnologia costruttiva	Struttura portante in pilastri in calcestruzzo con tamponamenti in blocchi leggeri (sandwich)
Tipologia di copertura	Piana
Vincoli gravanti sull'edificio	Non presenti
Superficie disponibile per pannelli	SI

- Consumi e costi unitari di gas naturale: non sono presenti impianti alimentati a gas naturale.
- Consumi e costi unitari di energia elettrica: i consumi ed i costi sono stati elaborati sulla base di quanto comunicato dai fornitori. I consumi riportati sono relativi a climatizzazione estiva e invernale, illuminazione e forza motrice.

	P = kW	IT001E	€/kWh 2014	€/kWh 2015	€/kWh 2016
UTENZE NUOVA BIGLIETTERIA	160	48011577	0,181	0,193	0,191

POD IT001E48011577

UtENZE servite: UTENZE NUOVA BIGLIETTERIA

Energia elettrica	2014	2015	2016
Intestazione	AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO CENTRALE		
Società di fornitura	GALA S.p.A./HERACOMM S.p.A.		
Indirizzo di fornitura	VIA Luigi Einaudi, snc		
P.O.D.	IT001E48011577		
Potenza impegnata e disponibile	160 kW		
Tipologia di contratto	Indicizzato CONSIP - 3F		
Opzione tariffaria	Utente di tipo c) - BTA6		
Servizi di vendita	0,077 [€/kWh]	N.D. [€/kWh]	0,087 [€/kWh]
Dispacciamento	0,015 [€/kWh]	N.D. [€/kWh]	N.D. [€/kWh]
Trasporto	0,003 [€/kWh]	N.D. [€/kWh]	N.D. [€/kWh]
Imposte	0,013 [€/kWh]	0,013 [€/kWh]	0,012 [€/kWh]
Imponibile Fattura	0,181 [€/kWh]	0,193 [€/kWh]	0,191 [€/kWh]
Iva Fattura	0,040 [€/kWh]	N.D. [€/kWh]	N.D. [€/kWh]
Consumi storici	13.318* [kWh]	302.911,22 [kWh]	188.040,79 [kWh]
Costi storici (SENZA IVA)	2.409* [€]	58.512 [€]	35.940 [€]

Interventi e analisi economica

Dall'analisi del sistema edificio impianto sono emerse le seguenti criticità:

- l'impianto termofrigorifero è caratterizzato da pompe di calore reversibili, che paiono in buone condizioni e caratterizzati da buone prestazioni, pertanto non se ne intravede la necessità di una sostituzione urgente;
- la regolazione delle portate d'aria dei terminali e delle temperature è invece totalmente manuale e dipende dalle richieste degli occupanti e dalle condizioni di affollamento; non risultano presenti sistemi di regolazione a bordo delle UTA né organi di controllo deputati alla modulazione del carico, utili a regolare ed adeguare i parametri tecnici di esercizio;
- i componenti di involucro presentano prestazioni energetiche in regime invernale ed estivo mediocri, con scarsa resistenza termica alla trasmissione di calore in uscita (regime invernale) ed in ingresso (regime estivo);
- gli apparecchi per l'illuminazione sono costituiti esclusivamente da corpi illuminanti a scarica (tubi neon); l'uso prolungato e continuativo di corpi illuminanti non efficienti causa uno spreco di energia che può essere oggetto di intervento;

- l'edificio dipende esclusivamente da fonti fossili, non essendo presente alcun tipo di impianto a fonte rinnovabile.

Conclusa la fase di analisi dello stato di fatto e delle criticità, la diagnosi energetica fornisce le proposte di efficientamento, che per il caso in esame si riassumono nelle seguenti ipotesi di intervento:

- Regolazione su UTA: installazione di un sistema di regolazione su unità di trattamento aria.
- Riqualificazione dell'involucro.
- Sostituzione dei corpi illuminanti.
- Fonti rinnovabili: installazione di impianto fotovoltaico.

Si riportano infine i benefici economici derivanti dagli interventi di efficientamento precedentemente descritti.

	INVESTIMENTO	RISPARMIO ANNUO				
	€	€/anno	MWh/anno	mc/anno	TEP/anno	t CO ₂ eq
1. PARETI PERIMETRALI	-	-	-	-	-	-
2. COPERTURA	-	-	-	-	-	-
3. PAVIMENTAZIONE	-	-	-	-	-	-
4. SERRAMENTI	-	-	-	-	-	-
5. CORPI ILLUMINANTI	25.108	7.896	42	0	8	20
6a IMPIANTO TERMICO (UTA)	14.693	12.925	69	0	13	0
6b IMPIANTO CLIMATIZZAZIONE	-	-	-	-	-	-
7. VALVOLE TERMOSTATICHE	63.051	4.241	35	0	7	17
8. IMPIANTO FOTOVOLTAICO	-	-	-	-	-	-
9. IMPIANTO SOLARE TERMICO	-	-	-	-	-	-

La tabella che segue contiene il prospetto conclusivo con riassunti gli interventi migliorativi proposti, i costi di investimento, i consumi annui stimati ed il risparmio percentuale ottenibile.

	INVEST.	CONSUMI		RISPARMIO	
	€	Smc	kWh	% Smc	% kWh
0. TAILORED	-	0	188.041	-	-
5. CORPI ILLUMINANTI	25.108	0	146.041	-	22,34%
6a IMPIANTO TERMICO - REGOLAZIONE UTA	14.693	0	119.291	-	36,56%
8. IMPIANTO FOTOVOLTAICO	63.051	0	152.701	-	18,79%

Le principali criticità sono legate alla mancanza di un sistema di telegestione e teleregolazione delle temperature e delle portate d'aria per la ventilazione dei locali: la gestione manuale, soprattutto nei periodi di maggiore affollamento, può causare inefficienze e conseguenti perdite di energia termica, frigorifera ed elettrica con conseguente aggravio dei costi.

Si raccomanda di agire quindi prioritariamente sul sistema di ventilazione, con un'analisi di dettaglio delle caratteristiche delle Unità di Trattamento Aria che non è stata possibile in fase di sopralluogo (UTA non accessibili).

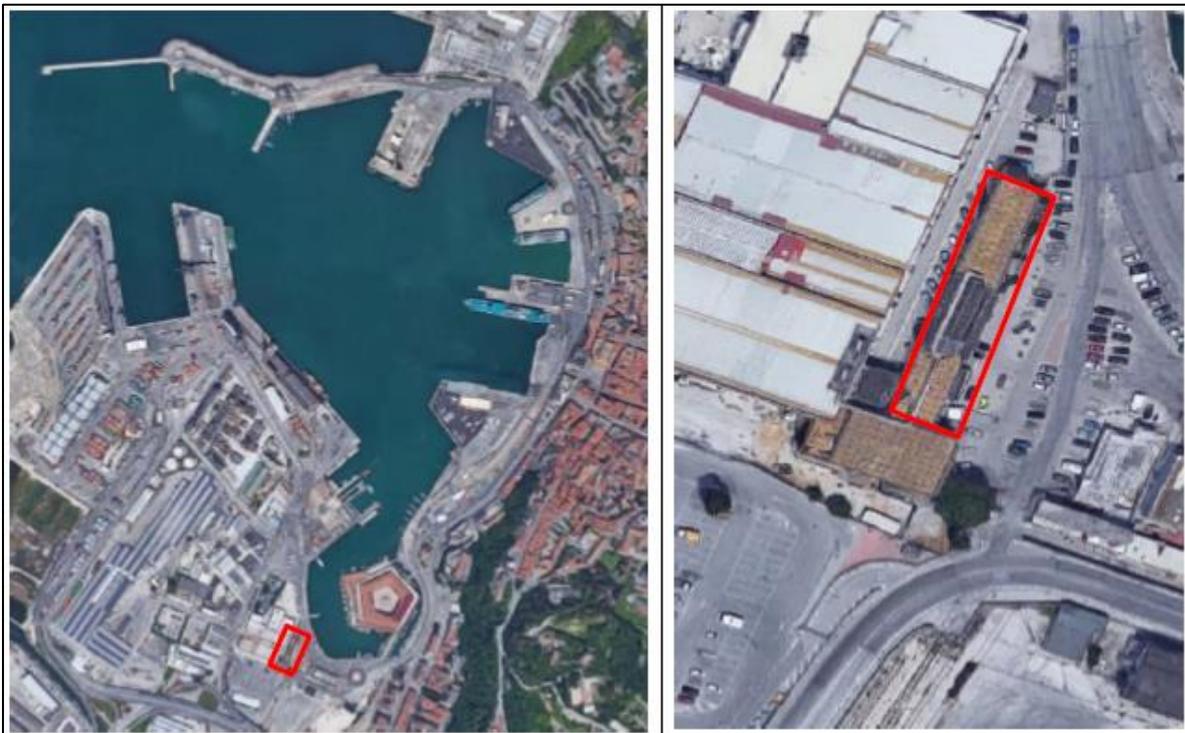
Si raccomanda inoltre la sostituzione punto-punto degli apparecchi di illuminazione, intervento facilmente cantierabile e caratterizzato da rientri molto brevi dell'investimento, agevolati dall'accesso a meccanismi incentivanti.

Si raccomanda infine di valutare la fattibilità dell'installazione di un piccolo impianto fotovoltaico in copertura, perfettamente abbinabile e compatibile con le macchine per la climatizzazione invernale ed estiva (pompe di calore elettriche reversibili), favorito dalla longitudine del sito e dall'orientamento dell'edificio.



Edificio Ex-Fiera

- Dati generali dell'edificio:



Edificio	EX-FIERA
Comune di	ANCONA
Indirizzo	Largo Fiera della Pesca, 60125 Ancona
Collocazione	Centro città: NO
	Periferia: SI
	Zona rurale: NO
Presenza di alberatura	NO
Presenza corsi d'acqua	SI
Verde pertinenziale	NO
Edificio isolato	SI
Volume netto riscaldato	7.725,5 m ³
Superficie netta riscaldata	1.341,7 m ²
Superficie disperdente totale	4.110,9 m ²
S_{disp}/V	0,445 m ⁻¹
Numero di piani totale (fuoriterza)	2
Anno di costruzione	NON DISPONIBILE
Categoria catastale	n.d.
Destinazione d'uso secondo D.P.R.412/93	n.d.
Tecnologia costruttiva	Struttura portante in pilastri in calcestruzzo con tamponamenti in blocchi leggeri (sandwich)
Tipologia di copertura	Piana
Vincoli gravanti sull'edificio	Non presenti
Superficie disponibile per pannelli solari termici e/o fotovoltaici	SI

- Consumi di energia e costi: ciascuna utenza è dotata di contatori autonomi intestati agli occupanti (ristorante, bar, banca, auditorium, ecc.), di cui non si ha copia. I locali adibiti ad ufficio sono inoccupati da diversi anni, pertanto non se ne riportano i consumi.

Criticità e proposte di efficientamento

L'analisi delle criticità è solamente parziale, poiché le aree in disuso non consentono di valutare la congruità degli impianti presenti né la correttezza dei parametri di esercizio.

In via generale si riportano annotazioni e raccomandazioni che possono essere ritenute compatibili con una destinazione d'uso simile a quella attuale. La modifica della destinazione d'uso delle aree adibite ad uffici e della tipologia di utenza richiede uno studio di dettaglio che dovrà essere svolto a partire dalle necessità e dagli usi energetici specifici (es. necessità di acqua calda sanitaria, necessità di illuminazione specifica, particolari affollamenti e ricambi di aria ecc.).

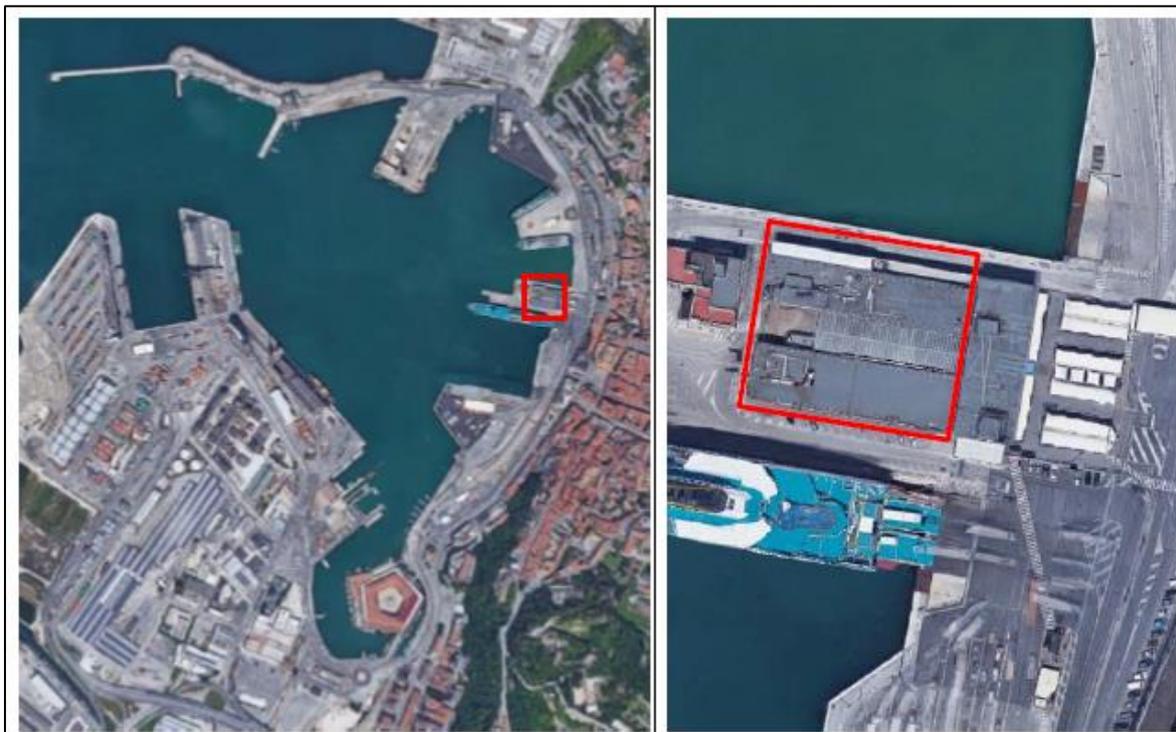
In fase di sopralluogo si è riscontrato che:

- la qualità dell'involucro è piuttosto modesta; sia l'involucro opaco (pareti) che trasparente (serramenti) sono caratterizzati da performance energetiche modeste;
- in particolare il tamponamento con elementi leggeri a sandwich può risultare problematico in fase invernale (trasmissione unitaria elevata) ed in fase estiva (inerzia e capacità termica non adeguate a contrastare l'eccessivo apporto solare in regime estivo, con conseguente surriscaldamento dei locali). Per non modificare la tipologia costruttiva esistente ed evitare un aggravio dei costi, si raccomanda di valutare la sostituzione dei pannelli di rivestimento con tipologie del tipo "a facciata ventilata";
- i serramenti presenti non hanno adeguate caratteristiche a garantire performance energetiche ottimali sia in periodo invernale che estivo. Se ne raccomanda la sostituzione con elementi a doppia camera, taglio termico e dotati di vetri riflettenti in grado di riflettere buona parte della radiazione solare incidente, così da garantire un buon isolamento termico e soprattutto una riduzione del surriscaldamento estivo;
- data la destinazione d'uso ad uffici inoltre, si raccomanda di sostituire il generatore esistente con un impianto del tipo a pompa di calore reversibile, per la produzione sia di energia termica che frigorifera, e volto a garantire adeguate condizioni di comfort agli occupanti durante tutto l'arco dell'anno. Si sottolinea che la tipologia di impianto a pompa di calore è compatibile con terminali di emissione a basse temperature, simili a quelli già presenti (ventilconvettori).
- l'adozione di un sistema a pompa di calore deve essere associata ragionevolmente all'installazione di un piccolo impianto fotovoltaico da posizionare sulla copertura piana dell'edificio (sud-ovest), dimensionato in modo da garantire l'autoconsumo in concomitanza con l'occupazione diurna delle aree.



Edificio Facility 2B

- Dati generali dell'edificio:



Edificio	FACILITY 2B
Comune di	ANCONA
Indirizzo	Molo S. Maria, 60121 Ancona AN
Collocazione	Centro città: NO Periferia: SI Zona rurale: NO
Presenza di alberatura	NO
Presenza corsi d'acqua	SI
Verde pertinenziale	NO
Edificio isolato	SI
Volume netto riscaldato	8.942,7m ³
Superficie netta riscaldata	4.014,7m ²
Superficie disperdente totale	7.707,5m ²
S_{disp}/V	0,633 m ⁻¹
Numero di piani totale (fuoriterra)	3
Anno di costruzione	N.D.
Categoria catastale	N.D.
Destinazione d'uso secondo D.P.R.412/93	N.D.
Tecnologia costruttiva	Struttura portante in pilastri in calcestruzzo con tamponamenti in forati
Tipologia di copertura	Piana
Vincoli gravanti sull'edificio	Non presenti
Superficie disponibile per pannelli solari termici e/o fotovoltaici	SI

- Consumi e costi unitari di gas naturale: i dati sono stati ottenuti dai consumi e dai relativi costi di gas naturale sotto forma di riepilogo delle singole utenze in cui sono presenti impianti alimentati a gas naturale. I consumi sono relativi alla climatizzazione invernale, mentre non è compresa la produzione di acqua calda sanitaria che viene prodotta tramite boiler.

	PDR	€/Smc 2014	€/Smc 2015	€/Smc 2016
UTENZE STAZIONE M.MA	8450000011775	0,664	0,628	0,530

3.1.1 PDR 8450000210095

<u>Gas naturale</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>
Intestazione		n.d.	
Società di fornitura		n.d.	
Indirizzo di fornitura	MOLO SANTA MARIA - SEDE ASPMAC		
P.D.R.	8450000011775		
Classe del contatore		n.d.	
Tipologia di contratto		n.d.	
Opzione tariffaria		n.d.	
Prezzo di fornitura	0,664 [€/m ³]	0,628 [€/m ³]	0,530 [€/m ³]
Consumi storici	27.097 [m ³]	27.189 [m ³]	25.577 [m ³]
Costi storici	17.985 [€]	17.077 [€]	13.544 [€]

- Consumi e costi unitari di energia elettrica: i consumi ed i costi sono stati elaborati sulla base di quanto comunicato dai fornitori. I consumi riportati sono relativi a climatizzazione estiva, illuminazione e forza motrice.

	P = kW	IT001E	€/kWh 2014	€/kWh 2015	€/kWh 2016
UTENZE STAZIONE M.MA	169	56328998	N.D.	0,193	0,187

3.2.1 POD IT001E56328998

Utenze servite: UTENZE STAZIONE MARITTIMA

<u>Energia elettrica</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>
Intestazione	AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO CENTRALE		
Società di fornitura	GALA S.p.A./HERACOMM S.p.A.		
Indirizzo di fornitura	MOLO Santa Maria, snc		
P.O.D.	IT001E56328998		
Potenza impegnata e disponibile	169 kW		
Tipologia di contratto	Indicizzato CONSIP - 3F		
Opzione tariffaria	Utente di tipo c) - BTA6		
Servizi di vendita	N.D. [€/kWh]	N.D. [€/kWh]	0,085 [€/kWh]
Dispacciamento	N.D. [€/kWh]	N.D. [€/kWh]	N.D. [€/kWh]
Trasporto	N.D. [€/kWh]	N.D. [€/kWh]	N.D. [€/kWh]
Imposte	N.D. [€/kWh]	0,013 [€/kWh]	0,012 [€/kWh]
Imponibile Fattura	N.D. [€/kWh]	0,193 [€/kWh]	0,187 [€/kWh]
Iva Fattura	N.D. [€/kWh]	N.D. [€/kWh]	N.D. [€/kWh]
Consumi storici	N.D. [kWh]	190.416,59 [kWh]	140.827,37 [kWh]
Costi storici (SENZA IVA)	N.D. [€]	36.707 [€]	26.353 [€]

Interventi e analisi economica

L'analisi energetica è stata condotta solamente su parte del sistema edificio-impianto, pertanto le proposte di intervento risultano parziali poiché non si conoscono nel dettaglio le tipologie di utenze presenti e soprattutto future: la proposta di modifiche impiantistiche deve essere calibrata sulle necessità reali degli utenti in termini di energia termica, frigorifera ed elettrica. In questo senso, la presenza o meno di un'attività come un ristorante (o altro tipo di attività commerciale) e le tipologie di attività commerciali situate al piano terra incidono in modo determinante sulle scelte impiantistiche da effettuare.

Sono state prese in esame quindi proposte che, in via generale e allo stato attuale, possono comportare un miglioramento complessivo del sistema edificio-impianto. Il rientro economico degli investimenti deve essere valutato dopo aver ricostruito un modello reale del comportamento dell'edificio-impianto e delle sue utenze, per evitare di sovrastimare i benefici derivati dagli interventi.

In particolar modo sono state riscontrate le seguenti criticità:

- l'impianto termico risulta in buone condizioni; il generatore è stato recentemente sostituito, pur se non con una caldaia a condensazione. Dal punto di vista del sistema di generazione pertanto non si intravedono significative ed urgenti possibilità di miglioramento;
- i componenti di involucro presentano prestazioni energetiche in regime invernale ed estivo mediocri, con scarsa resistenza termica alla trasmissione di calore in uscita (regime invernale) ed in ingresso (regime estivo). Le maggiori criticità possono essere ricondotte alla copertura, responsabile del 35% della potenza termica dispersa per trasmissione; la finitura esterna in guaina bituminosa genera inoltre un accumulo di calore in periodo estivo con conseguente surriscaldamento dei locali sottostanti ed eccesso di richiesta di raffrescamento all'impianto di climatizzazione estiva;
- i corpi illuminanti sono costituiti esclusivamente da apparecchi neon, che oltre ad avere scarse performance energetiche, presentano una vita utile molto bassa e necessitano di continui ricambi;
- l'edificio dipende esclusivamente da fonti fossili, non essendo presente alcun tipo di impianto a fonte rinnovabile.

Conclusa la fase di analisi dello stato di fatto e delle criticità, la diagnosi energetica fornisce le proposte di efficientamento, che per il caso in esame si riassumono nelle seguenti ipotesi di intervento:

- a) Interventi sull'involucro: riqualificazione della copertura.
- b) Fonti rinnovabili: installazione di impianto fotovoltaico.
- c) Sostituzione dei corpi illuminanti.

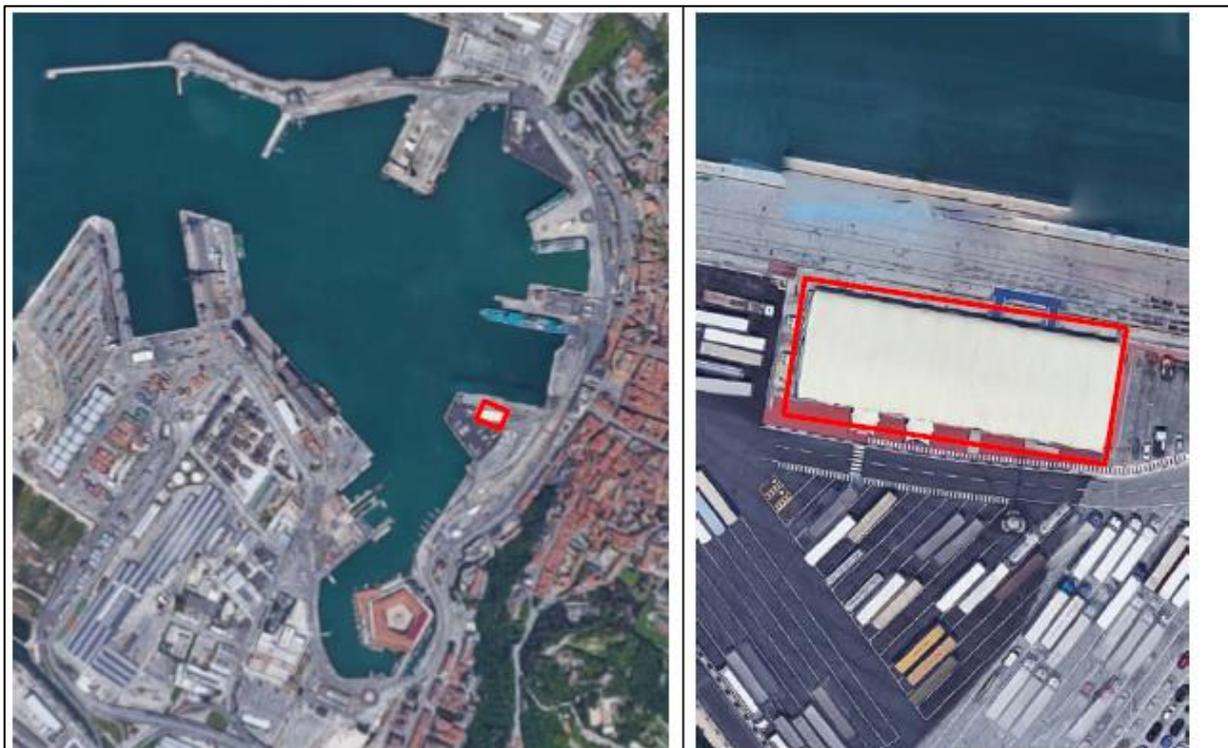
Le principali criticità sono legate alla qualità scarsa dell'involucro edilizio ed in particolare alla copertura, fonte di dispersioni termiche nel periodo invernale e di eccessivo surriscaldamento nel periodo estivo. Si raccomanda la riqualificazione della copertura, da realizzare contestualmente all'installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto piano.

Si raccomanda inoltre la sostituzione punto-punto degli apparecchi di illuminazione, intervento facilmente cantierabile e caratterizzato da rientri molto brevi dell'investimento, agevolati dall'accesso a meccanismi incentivanti.



Terminal Crociere

- Dati generali dell'edificio:



Edificio	TERMINAL CROCIERE	
Comune di	ANCONA	
Indirizzo	Banchina Nazario Sauro, 28, 60121 Ancona	
Collocazione	Centro città: NO	
	Periferia: SI	
	Zona rurale: NO	
Presenza di alberatura	NO	
Presenza corsi d'acqua	SI	
Verde pertinenziale	NO	
Edificio isolato	SI	
Volume netto riscaldato	8.000 m3 (circa)	
Superficie netta riscaldata	1.610 m2	
Superficie disperdente totale	n.d.	
S_{disp}/V	N.D.	
Numero di piani totale (fuoriterra)	1	
Anno di costruzione	NON DISPONIBILE	
Categoria catastale	n.d.	
Destinazione d'uso secondo D.P.R.412/93	n.d.	
Tecnologia costruttiva	Tensostruttura	
Tipologia di copertura	A volta	
Vincoli gravanti sull'edificio	Non presenti	
Superficie disponibile per pannelli solari termici e/o fotovoltaici	NO	

La simulazione edificio-impianto e l'analisi stratigrafica di pareti e copertura si applicano ad unità immobiliari fisse e accatastabili. Nel caso specifico della tensostruttura, non è stato possibile realizzare un modello di simulazione, pertanto non sono state individuate le zone termiche ai sensi di quanto definito dalla norma tecnica UNI/TS 11300-1:2014.

La struttura è posata su un basamento in calcestruzzo; il volume si sviluppa su pareti in lamiera grecata e copertura composta da uno scheletro in legno lamellare e una membrana realizzata in tessuto PVC ignifugo, che a vista appare rimovibile.

La struttura è utilizzata come terminal passeggeri in imbarco presso la banchina 15.

- Consumi e costi unitari di gas naturale: non sono presenti impianti alimentati a gas naturale.
- Consumi e costi unitari di energia elettrica:

	P = kW	IT001E	€/kWh 2014	€/kWh 2015	€/kWh 2016
CABINA VIA DA CHIO	144	IT001E00248863	0,176	0,159	-

3.1 POD IT001E00248863

Utenze servite: CABINA MEDIA VIA DA CHIO

Energia elettrica	2014	-	2015	-	2016
Intestazione	AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO CENTRALE				
Società di fornitura	GALA S.p.A				
Indirizzo di fornitura	BANCHINA Giovanni Da Chio, snc				
P.O.D.	IT001E00248863				
Potenza impegnata e disponibile	144 kW				
Tipologia di contratto	Indicizzato CONSIP - 3F				
Opzione tariffaria	Utente di tipo d) - MTIP				
Servizi di vendita	0,082 [€/kWh]		N.D. [€/kWh]		N.D. [€/kWh]
Dispacciamento	0,014 [€/kWh]		N.D. [€/kWh]		N.D. [€/kWh]
Trasporto	0,014 [€/kWh]		N.D. [€/kWh]		N.D. [€/kWh]
Imposte	0,013 [€/kWh]		0,012 [€/kWh]		N.D. [€/kWh]
Imponibile Fattura	0,176 [€/kWh]		0,159 [€/kWh]		N.D. [€/kWh]
Iva Fattura	0,039 [€/kWh]		N.D. [€/kWh]		N.D. [€/kWh]
Consumi storici	12.152* [kWh]		80.821* [kWh]		N.D. [kWh]
Costi storici (SENZA IVA)	2.143,91 [€]		12.878,02 [€]		N.D. [€]

Interventi e analisi economica

Dal sopralluogo effettuato e dalla documentazione fotografica si evince che il sistema esistente presenta problematiche dal punto di vista della vetustà dei generatori d'aria dedicati alla climatizzazione della struttura, che presentano rendimenti (presumibilmente) modesti. Sono inoltre presenti apparecchi per l'illuminazione dotati di lampade a ioduri metallici, caratterizzati da potenze installate alte e vita utile piuttosto breve (mediamente 10.000 ore).

La diagnosi energetica fornisce per il caso in esame le seguenti proposte di efficientamento:

- Sostituzione dei refrigeratori.
- Sostituzione dei corpi illuminanti.



Si riportano infine i benefici economici derivanti dagli interventi di efficientamento precedentemente descritti.

	INVESTIMENTO	RISPARMIO ANNUO				
	€	€/anno	MWh/anno	mc/anno	TEP/anno	t CO ₂ eq
1. PARETI PERIMETRALI	-	-	-	-	-	-
2. COPERTURA	-	-	-	-	-	-
3. PAVIMENTAZIONE	-	-	-	-	-	-
4. SERRAMENTI	-	-	-	-	-	-
5. CORPI ILLUMINANTI	5.006	1.172	6	0	1	5.006
6a IMPIANTO TERMICO	-	-	-	-	-	-
6b IMPIANTO CLIMATIZZAZIONE	28.800	3.813	21	0	4	28.800
7. VALVOLE TERMOSTATICHE	-	-	-	-	-	-
8. IMPIANTO FOTOVOLTAICO	-	-	-	-	-	-
9. IMPIANTO SOLARE TERMICO	-	-	-	-	-	-

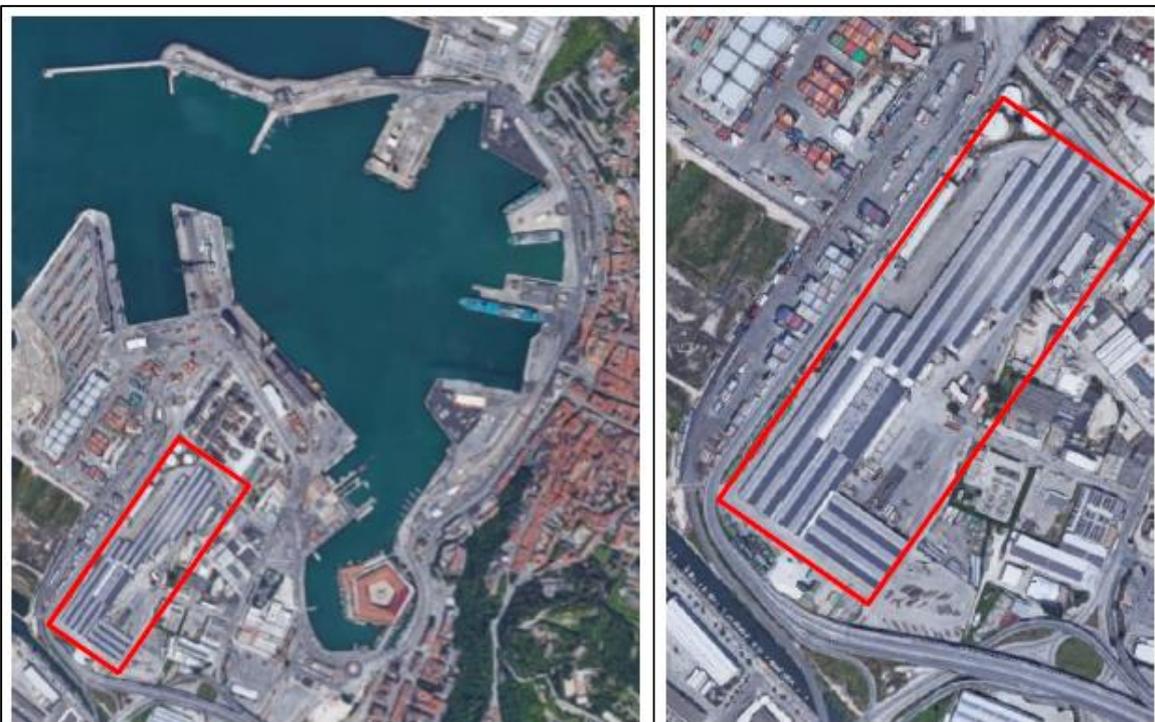
Le principali criticità sono legate agli impianti per la climatizzazione ormai obsoleti e privi di un sistema di telegestione e teleregolazione delle temperature e delle portate d'aria: gli scarsi rendimenti e la gestione manuale, soprattutto nei periodi di maggiore affollamento, può causare inefficienze e conseguenti perdite di energia termica, frigorifera ed elettrica con conseguente aggravio dei costi.

Si raccomanda inoltre la sostituzione punto-punto degli apparecchi di illuminazione, intervento facilmente cantierabile e caratterizzato da rientri molto brevi dell'investimento, agevolati dall'accesso a meccanismi incentivanti.



Complesso Tubimar

- Dati generali dell'edificio:



Edificio	TUBIMAR
Comune di	ANCONA
Indirizzo	Via del Lavoro, 6. 60125 Ancona
Collocazione	Centro città: NO
	Periferia: SI
	Zona rurale: NO
Presenza di alberatura	NO
Presenza corsi d'acqua	SI
Verde pertinenziale	NO
Edificio isolato	SI
Volume netto riscaldato	n.d.
Superficie netta riscaldata	n.d.
Superficie disperdente totale	n.d.
S_{disp}/V	N.D.
Numero di piani totale (fuoriterza)	1
Anno di costruzione	NON DISPONIBILE
Categoria catastale	n.d.
Destinazione d'uso secondo D.P.R.412/93	n.d.
Tecnologia costruttiva	Struttura portante in travi in acciaio con tamponamenti leggeri
Tipologia di copertura	A falde
Vincoli gravanti sull'edificio	Non presenti
Superficie disponibile per pannelli solari termici e/o fotovoltaici	NO (già installato impianto fotovoltaico)

L'immobile è costituito da una serie di capannoni affiancati; la struttura portante è in travi in acciaio, con tamponamento in diversi materiali (laterizio pieno, polycarbonato, lamiera) sia sulle pareti perimetrali che in copertura. Il basamento è in battuto di calcestruzzo privo di rifiniture. L'intera struttura è di tipo prevalentemente industriale, sprovvista di impianti di climatizzazione ed aerazione.

Per quanto riguarda i consumi di energia ed i relativi costi, non sono presenti impianti alimentati a gas naturale, mentre le utenze elettriche vengono volturate ai concessionari in fase di subentro nei locali.

Gli apparecchi per l'illuminazione esterna posizionati lungo il perimetro della struttura sono invece allacciati ad un contatore, la cui analisi di dettaglio è inserita nella Diagnosi Energetica relativa all'illuminazione esterna.

Per quanto riguarda le dotazioni impiantistiche si evidenzia che ciascun concessionario in fase di subentro nelle aree può adeguare gli spazi e gli impianti secondo proprie necessità: non è quindi presente alcuna configurazione impiantistica di base.

Di fatto la struttura viene prevalentemente utilizzata per lo stoccaggio o ospita delle officine: la tipologia di utenza non necessita quindi di impianti per la climatizzazione al netto di alcuni dispositivi in una piccola palazzina adibita ad uffici (monosplit).

La copertura della struttura è stata data in concessione per la realizzazione di un impianto fotovoltaico a seguito della bonifica di lastre in amianto.

Criticità e proposte di efficientamento

Dal sopralluogo effettuato e dalla documentazione fotografica, non sono evidenti criticità, anche in relazione alla destinazione d'uso delle aree che sono adibite per la maggior parte a ricovero e stoccaggio merci, pertanto non si ritiene utile procedere alla programmazione di specifici interventi.

In relazione alla gestione mediante concessione a terzi delle aree, si propone di agire in modo indiretto, indicando nei contratti azioni che i concessionari sono esortati a mettere in atto quali:

- privilegiare i contratti di acquisto di energia elettrica certificata e proveniente da fonti rinnovabili;
- privilegiare l'utilizzo di sistemi di illuminazione a LED.

DIAGNOSI ENERGETICA – IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE

L'aumento dei prezzi dell'energia, la necessità di salvaguardare l'ambiente, l'obbligo di garantire elevati standard di sicurezza nell'illuminazione stradale costituiscono valide ragioni che spingono gli Enti e le Amministrazioni locali ad interrogarsi sull'efficacia e la convenienza degli attuali sistemi di illuminazione pubblica presenti sul proprio territorio. Anche l'introduzione di leggi regionali che disciplinano la corretta gestione dell'illuminazione esterna di aree pubbliche e private ha contribuito a tale riflessione.

In particolar modo la Regione Marche ha inteso promuovere la riduzione dell'inquinamento luminoso ed il risparmio energetico con la **Legge Regionale 24 luglio 2002, n.10** "Misure urgenti in materia di risparmio energetico e contenimento dell'inquinamento luminoso" (B.U.R. n. 87 del 01.08.2002), disciplinando i requisiti tecnici che devono essere garantiti dagli impianti di illuminazione pubblici, e ha approvato il **Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR 2020)** con Delibera Amministrativa n. 42 del 20 dicembre 2016, che individua le linee di programmazione e di indirizzo della politica energetica ambientale nel territorio regionale e fornisce un'analisi della situazione energetica attuale. La Strategia Energetica Regionale si basa sui seguenti assi:

- risparmio energetico;
- impiego delle energie rinnovabili;
- ecoefficienza energetica.

Per l'obiettivo relativo all'efficienza energetica il comparto prioritario di intervento è quello dei consumi in edilizia; qui si darà priorità agli interventi volti all'efficientamento energetico degli edifici più energivori e della pubblica illuminazione.

A tale proposito, nel presente paragrafo si tratterà la Diagnosi Energetica della pubblica illuminazione portuale, al fine di fornire un quadro generale dello stato di conservazione e dell'efficienza degli impianti di illuminazione pubblica, valutandone in particolare le prestazioni delle tecnologie installate al fine di individuare eventuali interventi di risparmio energetico. La diagnosi energetica è pertanto il primo passo per l'Amministrazione che vuole rinnovare ed adeguare l'impianto rispetto alle normative vigenti, conseguendo, sulle utenze elettriche un significativo risparmio energetico ed economico attraverso l'installazione di tecnologie efficienti.

La Diagnosi Energetica (DE), realizzata in conformità allo schema generale della norma UNI CEI TR 11428 e UNII CEI EN 16247, è *"una procedura sistematica volta a fornire un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico degli impianti, individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo di costi-benefici ed evidenziare i risultati ricavati"*.

La diagnosi energetica rileva la consistenza e lo stato di manutenzione e di conformità alle norme tecniche e legislative degli impianti insistenti sul territorio amministrativo di competenza e individua le caratteristiche delle nuove installazioni, nonché i tempi e le modalità di adeguamento, manutenzione o sostituzione di quelle esistenti al fine della riduzione dell'inquinamento luminoso e del risparmio energetico. La diagnosi persegue quindi differenti finalità, sinteticamente riassumibili:

- analizzare gli usi dell'energia e costruire un bilancio in usi finali;
- analizzare le modalità di gestione del sistema ai fini dell'ottimizzazione delle attività e della riduzione dei costi di gestione;

- individuare le migliori tecnologie per l'energy-saving, valutandone la fattibilità tecnico-economica di applicazione e indicando possibili forme di incentivazione esistenti;
- fornire indicazioni volte a migliorare l'illuminazione generale delle aree portuali, delle pertinenze degli edifici e della viabilità, realizzando impianti ad alta efficienza e favorendo anche il risparmio energetico;
- ridurre l'inquinamento luminoso e l'inquinamento ottico, tutelando l'attività di ricerca scientifica e divulgativa, preservando la possibilità per la popolazione di godere del cielo stellato, patrimonio culturale dell'umanità.

I vantaggi economici che ne deriveranno saranno frutto della combinazione di diversi fattori:

- riduzione della dispersione del flusso luminoso in aree in cui tale flusso non era previsto;
- controllo dell'illuminazione;
- riduzione dei flussi luminosi negli orari notturni, compatibilmente con la destinazione d'uso delle aree;
- utilizzo di impianti equipaggiati con lampade con alta efficienza.

Per aumentare i vantaggi economici, oltre ad un'azione condotta sulle apparecchiature di illuminazione, è necessario prevedere una razionalizzazione e standardizzazione degli impianti di servizio (linee elettriche, sostegni, ecc.) e l'utilizzo di impianti ad alta tecnologia con bassi costi di gestione e manutenzione.

Una corretta illuminazione del territorio permetterà inoltre di ridurre sensibilmente l'inquinamento luminoso e tutti gli impatti ambientali ad esso correlati.

L'analisi dell'impianto di illuminazione pubblica è stato suddiviso in 5 fasi:

1. raccolta dei dati disponibili rispetto allo stato di fatto ed ai consumi storici riferibili all'impianto dei costi per la spesa energetica; analisi e raccolta dei dati relativi alla manutenzione (ordinaria e straordinaria);
2. censimento dello stato di consistenza dell'impianto di illuminazione e georeferenziazione dei punti luce (sostegni e apparecchi), dei quadri e dei contatori esistenti, elaborando una fotografia allo stato attuale, e raccolta dati a seguito di sopralluoghi e misure;
3. analisi dei dati raccolti e catalogazione secondo schede riassuntive;
4. individuazione dello stato di qualità ed efficienza dell'impianto, con particolare attenzione a condizioni critiche (ad esempio impianti obsoleti, malfunzionanti, da sostituire); caratterizzazione dell'utilizzo dell'impianto (ad esempio orari minimi e massimi di funzionamento, illuminamento da garantire);
5. valutazione di interventi di miglioramento ed efficientamento quali: razionalizzazione delle linee e dei quadri elettrici; adozione di tecnologie più efficienti e di interventi periodici per migliorare le prestazioni degli impianti; individuazione dei costi di investimento e dei risparmi generati, anche in relazione a possibili forme di incentivazione ottenibili.

Per quanto concerne il quadro legislativo di riferimento, si riportano le principali prescrizioni tecniche contenute nella Legge Regionale n. 10/2002 *"Misure urgenti in materia di risparmio energetico e contenimento dell'inquinamento luminoso"*, Allegato B Disposizioni Tecniche:

1. Per gli impianti di illuminazione esterna di strade a traffico veicolare o pedonale, parcheggi, svincoli stradali o ferroviari, porti, impianti sportivi e grandi aree di ogni tipo: intensità luminosa massima

consentita 0 cd/klm a 90° ed oltre e luminanza media mantenuta non superiore ai livelli minimi consigliati dalle norme di sicurezza, qualora esistenti, o in assenza di norme, non superiore a 1 cd/m².

2. Per gli impianti di illuminazione di facciata di edifici privati e pubblici che non abbiano carattere monumentale o particolare e comprovato valore artistico: impiego di sistemi luminosi con intensità luminosa di 0 cd/klm a 90° ed oltre, rivolti dall'alto verso il basso ad emissione rigorosamente controllata del flusso entro il perimetro o le sagome degli stessi con luminanza massima di 1 cd/m² con spegnimento o riduzione della potenza di almeno il 30% entro le ore 24.
3. Per l'illuminazione di impianti sportivi e grandi aree di ogni tipo devono essere impiegati criteri e mezzi per evitare fenomeni di dispersione di luce verso l'alto e al di fuori dei suddetti impianti.
4. Tutti gli impianti di cui ai numeri 1, 2, 3 e 4 devono essere obbligatoriamente muniti di dispositivi in grado di ridurre i consumi energetici in misura non inferiore al 30% entro le ore 24 e di lampade con rapporto lm/W non inferiore a 90.

Censimento degli impianti

Il censimento degli impianti identifica, per impianti o tratti d'impianti con caratteristiche geometriche e dei punti luce omogenee:

- le caratteristiche dei punti luce (apparecchi, sorgenti luminose, sostegni);
- lo stato di usura dei medesimi;
- la conformità degli stessi alla L.R. n. 10/2002;
- la conformità ad altre norme vigenti in materia.

Il censimento prevede poi l'identificazione e l'esame dello stato dei quadri elettrici di alimentazione. Inoltre per quanto attiene alla conformità alla L.R. n. 10/2002, è stata oggetto di valutazione:

- emissione verso l'alto da parte degli apparecchi;
- efficacia luminosa delle sorgenti;
- presenza di sistemi per la regolazione del flusso luminoso, attraverso variatori di flusso, spegnimenti, dimmerazione sorgenti.

Caratteristiche degli impianti

In fase di censimento sono state indagate le tipologie di applicazioni e di apparecchi, le tipologie di sorgenti luminose e di sostegni e i quadri elettrici, di cui si riportano di seguito le relative sintesi.

L'illuminazione stradale, associata a quella prevista per l'illuminazione degli incroci, delle rotatorie e dei parcheggi, costituisce la maggior parte del parco lampade all'interno del perimetro portuale. Risulta molto modesta la quantità di illuminazione di tipo "aggregativo" (arredo urbano, piazzali, parchi e giardini), poiché, al netto di alcuni apparecchi per illuminazione monumentale, l'impiego dell'impianto è prettamente funzionale.



Tipo di applicazione	Quantità	%
STRADALE	183	24,97%
PIAZZALE (PORTUALE)	156	21,28%
PARCHEGGI	118	16,10%
BANCHINE	112	15,28%
ILL. MONUMENTALE	76	10,37%
PIAZZALE (STRADALE)	53	7,23%
ALTRO	35	4,77%

Tabella 1. Tipologia di applicazione

Tipo di apparecchi	Quantità	%
Armatura stradale con ottica aperta	1	0,14%
Armatura stradale con ottica chiusa	78	10,64%
Da incasso	69	9,41%
Plafoniera	15	2,05%
Proiettore	560	77,76%

Tabella 2. Tipologia di apparecchi

L'indagine sulle tipologie di sorgenti luminose impiegate prevede la suddivisione delle stesse, in base alla loro potenza, in sorgenti a: sodio alta pressione, ioduri metallici a bruciatore ceramico, ioduri metallici, fluorescenza, mercurio, alogene, led.

Tipo di sorgente	Quantità	%
Alogena	26	3,55%
Fluorescente tubolare	27	3,68%
Ioduri metallici	52	7,09%
LED	135	18,42%
Sodio (Alta Pressione)	493	67,26%

Tabella 3. Quantità di corpi illuminanti suddivisi per tipologia di sorgente

Sulla base delle informazioni acquisite nel censimento è stato possibile definire le caratteristiche e le condizioni dei quadri elettrici, evidenziandone le carenze eventualmente rilevate che ne pregiudicano la conformità alle vigenti normative di settore. La quasi totalità dei quadri è dotata di sistemi per il controllo e la programmazione degli orari di accensione degli apparecchi, in particolare tramite interruttori crepuscolari astronomici.

Ad oggi l'area del Porto storico è interessata da un impianto di illuminazione pubblica organizzato in circuiti indipendenti, ciascuno dei quali alimentato da specifica utenza elettrica; in particolare sono in funzione i seguenti circuiti di cui si riportano le caratteristiche principali:

- Circuito Mura storiche - Molo Nord (foraneo)
- Circuito Molo Nord - Circuito Arco di Traiano - Mura storiche - Arco Clementino

- Circuito torri portafari Molo Wojtyla
- Circuito Stazione marittima
- Circuito torri portafari Molo XXIX Settembre
- Circuito torri portafari Mandracchio
- Circuito illuminazione esterna Nuova biglietteria
- Illuminazione esterna Nuova biglietteria
- Illuminazione esterna Tubimar
- Illuminazione torri faro Zona industriale

Per ogni circuito vengono identificati la tipologia di illuminazione e di apparecchi, il relativo quadro elettrico e POD, il numero di apparecchi serviti con la relativa potenza.

Nella redazione del catasto punti luce e nell'analisi dei singoli apparecchi è stata valutata la conformità degli apparecchi esistenti alla L.R. n. 10/2002.

Analisi costi e consumi

Nell'analisi dei consumi di energia elettrica sono state prese in esame le utenze dedicate in via esclusiva all'illuminazione. I dati tecnici messi a disposizione dal personale, le informazioni acquisite nel corso dei sopralluoghi e l'analisi dei consuntivi di consumo dell'energia elettrica relative agli anni dal 2014 al 2017, hanno permesso di valutare per ciascun punto di consegna la potenza installata, il consumo elettrico annuo, l'importo pagato in bolletta (al netto di IVA) ed il prezzo di acquisto dell'energia elettrica (al netto di IVA). Si riporta di seguito uno schema riepilogativo dei consumi riferiti agli anni 2015 e 2016, di cui si hanno consuntivi completi, rimandando alla trattazione completa il dettaglio delle utenze per ogni POD.

	CONSUMI 2015	CONSUMI 2016	SCOSTAMENTO %
IMPIANTO TORRI FARO NUOVA BIGLIETTERIA	39.945	39.902	0,1%
IMPIANTO TORRI FARO MANDRACCHIO	75.172	52.600	30,0%
IMPIANTO ILLUMINAZIONE ZONA CAPITANERIA	88.047	92.306	-4,8%
IMPIANTO ILLUMINAZIONE MOLO NORD	84.111	175.025	-108,1%
IMPIANTO ILLUMINAZIONE MOLO FORANEO	6.547	6.477	1,1%
IMPIANTO ILLUMINAZIONE TUBIMAR	70.790	47.147	33,4%
CABINA NUOVA DARSENA ILLUMINAZIONE	398.629	n.d.	-
ILLUMINAZIONE MOLO S.MARIA	72.577	57.414	20,9%
CABINA VIA DA CHIO	80.821	n.d.	-
UTENZE STAZIONE MARITTIMA	334.565	256.074	23,5%

Interventi e analisi economica

Le **criticità** rilevate sono relative a:

- parte degli apparecchi non risultano conformi alla L.R. 10/2002: gli apparecchi sono stati installati con inclinazione maggiore di 0° con conseguente emissione della luce verso l'alto; sono presenti apparecchi con vetro piano, ma inclinazione dell'apparecchio illuminante e dello sbraccio maggiore di 0°. Sono

presenti apparecchi dotati di vetro curvo (convesso) e/o prismaticizzato non modificabili (inclinazione non regolabile); sono presenti apparecchi con ottica aperta;

- pur essendo presenti interruttori per il controllo e l'ottimizzazione degli orari di accensione (crepuscolare + astronomico), non sono stati adottati sistemi per la riduzione del flusso luminoso, né sui quadri né sui singoli apparecchi (stand alone);
- non risultano presenti sistemi di controllo e telegestione per la riduzione dei costi energetici, manutentivi e aumento della vita delle sorgenti.

Per quanto riguarda i possibili **interventi** finalizzati all'incremento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica, le misure di efficienza prevedono:

- la sostituzione di tutte le armature obsolete e non idonee ad un corretto controllo delle emissioni luminose sul piano stradale;
- l'installazione di lampade ad alta efficienza e di adeguata potenza;
- l'impiego di sistemi di regolazione del flusso luminoso e di telegestione.

Il calcolo del **risparmio energetico**, valutato sulla base dei quadri elettrici esistenti viene riportato in tabella seguente.

ID Q.E. di riferimento	P_{SF} Potenza apparecchi esistenti [W]	h_{SF} Ore di funzionamento apparecchi esistenti [h]	P_{pi} Potenza apparecchi sostitutivi [W]	h_{eq} Ore di funzionamento equivalente apparecchi sostitutivi [h]	Riduzione potenza installata [%]	Riduzione consumo [%]
IT001E00031092	195.500,0	3.600	89.760,0	3.350	54%	57%
IT001E00248863	33.517,9	3.600	14.312,1	3.350	57%	60%
IT001E48011577	1.840,0	3.600	616,0	3.350	67%	69%
IT001E48309379	2.875,0	3.600	1.001,0	3.350	65%	68%
IT001E49625063	24.359,3	3.600	10.129,9	3.350	58%	61%
IT001E54983809	6.900,0	3.600	3.168,0	3.350	54%	57%
IT001E56288368	14.260,0	3.600	5.280,0	3.350	63%	66%
IT001E56355091	36.470,0	3.600	15.428,6	3.350	58%	61%
IT001E57253576	40.192,5	3.600	16206,3	3.350	60%	62%
IT001E57378304	38.817,1	3.600	16144,7	3.350	58%	61%
IT001E57379124	20.700,0	3.600	9.504,0	3.350	54%	57%
IT001E57386692	195.500,0	3.600	89.760,0	3.350	54%	57%
	415.431,75		181.550,60		56%	59%

Ne risulta che il risparmio energetico annuo stimato per l'intervento di riqualificazione dell'impianto di illuminazione pubblica dell'area presa in esame equivale a 887.359,79 kWh.

La combinazione del LED, dei sistemi di gestione stand-alone e di telegestione consente mediamente un risparmio energetico del 59% rispetto a corpi illuminanti a Sodio ad Alta Pressione, che rappresentano la tipologia attualmente più diffusa nell'area del Porto.

Per ciascun circuito viene riportato il risparmio economico derivato dal prezzo medio delle annualità disponibili:

ID Q.E. di riferimento	Risparmio RF h [kWh]	COSTO UNITARIO €/kWh	RISPARMIO ECONOMICO €
IT001E00031092	403.104,00	0,159	64.093,536
IT001E00248863	72.718,91	0,168	12.216,776
IT001E48011577	4.560,40	0,188	857,355
IT001E48309379	6.996,65	0,194	1.357,350
IT001E49625063	53.758,32	0,199	10.697,905
IT001E56288368	14.227,20	0,168	2.390,170
IT001E56355091	33.648,00	0,196	6.595,008
IT001E57253576	79.606,01	0,192	15.284,354
IT001E57378304	90.401,89	0,190	17.176,360
IT001E57379124	85.656,81	0,192	16.446,108
IT001E57386692	42.681,60	0,194	8.280,230
TOTALE			155.395,152

Si riportano infine i benefici economici derivanti dagli interventi di efficientamento precedentemente descritti.

	INVESTIMENTO	RISPARMIO ANNUO				
	€	€/anno	MWh/anno	mc/anno	TEP/anno	t CO ₂ eq
I. INTERVENTO DI RELAMPING E TELEGESTIONE	563.202	155.395	887	0	166	563.202

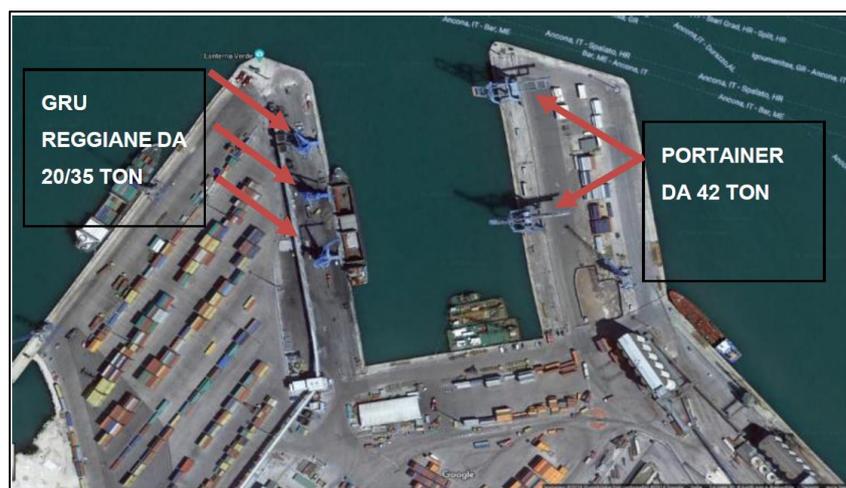
DIAGNOSI ENERGETICA – IMPIANTI PORTUALI

L'analisi energetica è stata applicata anche alle macchine di sollevamento merci alimentate elettricamente presenti nel porto di Ancona, perseguendo i seguenti obiettivi:

- illustrare la consistenza delle macchine per il sollevamento merci;
- stimare i consumi energetici delle macchine di sollevamento merci;
- definire gli indicatori di performance delle macchine di sollevamento merci;
- individuare le criticità e gli ambiti di miglioramento, ipotizzando scenari che possano avere in primo luogo benefici energetici ed economici e che perseguano anche l'obiettivo di migliorare la produttività nelle attività di carico/scarico merci.

L'analisi proposta intende riferire circa una metodologia in grado di fornire un primo approccio alla valutazione dei consumi afferenti all'utilizzo delle macchine di sollevamento indicate in fase di audit, seppur con dati di funzionamento e di utilizzo delle macchine in gran parte stimati. Viene proposto un modello di analisi dei consumi limitatamente ai sistemi di movimentazione merci (Gru e Portainer) presenti nel porto di Ancona, che fornisce come risultato una stima dei consumi in funzione del numero di container presenti durante l'anno, un indice specifico di performance energetico per le macchine di sollevamento, l'individuazione di alcuni interventi da prendere in considerazione per il miglioramento delle performance energetiche. Inoltre viene fornita una panoramica delle soluzioni più diffuse per l'efficienza energetica destinate alle aree portuali.

Nell'immagine che segue sono visualizzate le macchine oggetto di analisi. Nella parte del porto di Ancona destinata al carico/scarico merci sono presenti n° 3 Gru Reggiane da 20/35 tonnellate (matr. 13-14-15, banchina n° 25) e n° 2 Portainer (Portainer A: Paceco Reggiane, Portainer B: Badoni) da 42 tonnellate, alimentate elettricamente.



Non avendo a disposizione indicazioni reali sulle condizioni di attività delle macchine, si sono presi in considerazione tre scenari di riferimento, ognuno dei quali si riferisce ad una differente ipotesi relativa al numero di container movimentati durante tutto l'anno dalle macchine di sollevamento oggetto di analisi.

A partire da una ipotesi di 100.000 container per anno si ha:

- SCENARIO 1: 100.000 container/anno
- SCENARIO 2: 50.000 container/anno
- SCENARIO 3: 30.000 container/anno

Per ciascuno scenario si è inoltre ipotizzato che l'attività di movimentazione dei container sia distribuita al 50% sulle tre gru e per l'altro 50% sui due portainer.

Non avendo a disposizione dati di consumo di energia elettrica utilizzati nell'impiego delle macchine di sollevamento, è stato inizialmente ipotizzato un costo medio di acquisto del vettore energetico, ricavando poi, da dati presenti in letteratura tecnica e dal confronto con altre realtà portuali, una potenza media di funzionamento delle macchine e stimando il carico reale di lavoro delle macchine di sollevamento, al fine di ottenere una stima dei consumi elettrici per ogni scenario ipotizzato.

Interventi e analisi economica

Al momento la movimentazione dei container è stimata ad un valore massimo annuo di 100.000 container, ciò porta ad un numero di ore di lavoro delle macchine di sollevamento relativamente basso in rapporto alle ore di altre realtà portuali italiane. Qualora si pensasse di incrementare le ore di attività della zona del porto destinata alle merci, dovrebbero essere valutati opportunamente interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, sia di natura gestionale che tecnologico.

In particolare un efficace aumento della produttività e dell'efficienza energetica si ottiene mediante la sostituzione dei quadri elettrici del controllore programmabile e degli azionamenti di velocità con nuovo controllore programmabile di ultima generazione ed inverter. Ciò comporterebbe, oltre che un minor consumo energetico, una migliore gestione dei tempi macchina, con un significativo incremento della produttività e una manutenzione ridotta.

Ulteriore intervento riguarda la sostituzione dei motori in CA, giunti a fine vita, con motori elettrici a più alta efficienza. Da valutare anche la possibilità di sostituire gli attuali motori in CC con altrettanti motori in CA. A tal riguardo si fa notare che i motori elettrici attualmente installati, in base all'analisi svolta, sembrerebbero sovradimensionati. La sostituzione degli stessi avrebbe il doppio vantaggio di una riduzione della potenza nominale e un funzionamento con un più alto fattore di carico.

L'ipotesi di sostituzione dei motori con altrettanti motori a maggior efficienza, principalmente a causa dell'attuale numero di ore di lavoro relativo ad ogni motore, calcolato al massimo pari a circa 1.333 ore/anno, non fornisce una elevata convenienza economica. Per tanto potrebbe risultare utile una indagine approfondita relativamente agli effettivi parametri di funzionamento dei motori.

In conclusione si propone una stima dell'investimento relativa alla installazione di un nuovo controllore programmabile di ultima generazione con utilizzo di inverter e la contestuale sostituzione dei motori elettrici ipotizzando che siano giunti a fine vita.

Si può stimare il risparmio come un miglioramento della produttività, passando da circa 15 container/ora a 20 container/ora, che corrisponde ad un aumento di produttività del 33%, ottenendo un minor consumo energetico pari al 25 % circa sui consumi attuali.

Si riportano infine i benefici economici derivanti dagli interventi di efficientamento precedentemente descritti. Il risparmio di energia elettrica è stato calcolato in riferimento allo scenario 1 dell'analisi prendendo in considerazione 100.000 container anno.

Risparmio energia elettrica annuo	210.000	kWh/anno
Tep	39.25	Tep/anno
Costo energia elettrica prelevata	0,150	€/kWh
Risparmio annuo	31.484,00	€/anno
Valore TEE	150,00	€/tep
Incasso annuo TEE previsto per 7 anni	5.887.51	€/anno
Costo investimento totale (Stima)	200.000,00	€

Tabella 4. Analisi costo intervento

Si riportano infine altre proposte di interventi e/o opportunità di miglioramento delle performance energetiche:

- Sistema di frenatura di rete rigenerativo. Questo tipo di sistema riduce il consumo energetico fino al 30% ed elimina la necessità di manutenzione dei resistori, stabilizza la fornitura di elettricità alla gru contro disturbi di rete e filtra le distorsioni armoniche dalla gru alla rete di alimentazione. L'energia elettrica recuperata potrebbe essere riutilizzata per alimentare altre utenze o essere riversata in rete. Tale sistema consente maggiore sollevamento, traslazione del carrello e velocità di marcia del brigde. Ad esempio se la tensione di alimentazione è 380 V, questa tecnica aumenta le velocità della gru del 30%.
- Alimentare elettricamente le eventuali GRU con motore endotermico.
- Elettrificazione delle banchine per l'alimentazione delle navi in sosta. Mobilità il più possibile elettrica di passeggeri e merci.
- Introduzione di sistemi telematici per fluidificare i traffici.

Si riporta inoltre che, sebbene siano state riportate le valutazioni energetiche inerenti le portainer A e B (Paceco Reggiane e Badoni), il loro futuro utilizzo è in fase di valutazione, data la vetustà delle stesse.



4.2 Il traffico navale

Le tabelle che seguono riportano i dati di traffico navale registrati nei porti di Ancona-Falconara, Ortona e Pesaro.

EUROPEAN SEA PORTS ORGANISATION

Porti: ANCONA e FALCONARA									
ANNO PERIODO DA/A	GENNAIO - DICEMBRE 2017			GENNAIO - DICEMBRE 2018			Differenza		
	IN	OUT	TOTALE	IN	OUT	TOTALE	TOTALE	%	
A1	TOTALE TONNELLATE								
	6.518.972	4.519.128	11.038.100	6.391.655	4.427.432	10.819.087	219.013	-2,0%	
	Indicare l'unità di misura utilizzata: Tonnellate								
A2	RINFUSE LIQUIDE								
	3.292.140	1.351.173	4.643.313	3.268.995	1.338.459	4.607.454	35.859	-0,8%	
	di cui:								
A21	Petrolio greggio	2.948.008	0	2.948.008	2.807.608	0	2.807.608	140.400	-4,8%
A22	Prodotti (petroliferi) raffinati	344.132	1.351.173	1.695.305	461.387	1.338.459	1.799.846	104.541	6,2%
A23	Prodotti petroliferi gassosi, liquefatti o compressi e gas naturale			0			0	0	#DIV/0!
A24	Prodotti chimici			0			0	0	#DIV/0!
A25	Altre rinfuse liquide			0			0	0	#DIV/0!
A3	RINFUSE SOLIDE								
	412.928	168.882	581.810	251.530	54.089	305.619	276.191	-47,5%	
	di cui:								
A31	Cereali	40.492	150.769	191.261	13.208	5.106	18.314	172.947	-90,4%
A32	Derrate alimentari/mangimi/oleaginosi	0	0	0	0	0	0	0	#DIV/0!
A33	Carboni fossili e ligniti	66.026	0	66.026	43.314	5.000	48.314	17.712	-26,8%
A34	Minerali/cementi/calci	169.436	3.812	173.248	71.681	12.119	83.800	89.448	-51,6%
A35	Prodotti metallurgici	106.349	26	106.375	102.032	4.529	106.561	186	0,2%
A36	Prodotti chimici	54	71	125	230	161	391	266	212,8%
A37	Altre rinfuse solide	30.571	14.204	44.775	21.065	27.174	48.239	3.464	7,7%
A4	MERCI VARIE IN COLLI								
	2.813.904	2.999.073	5.812.977	2.871.130	3.034.884	5.906.014	93.037	1,6%	
	di cui:								
A41	In contenitori (compresi contenitori Ro-Ro)	465.601	641.031	1.106.632	507.409	628.140	1.135.549	28.917	2,6%
A42	Ro-Ro (contenitori esclusi)	2.348.303	2.358.042	4.706.345	2.363.721	2.406.744	4.770.465	64.120	1,4%
A43	Altre merci varie			0			0	0	#DIV/0!
	ALTRE INFORMAZIONI								
	(numero)								
B1	Numero toccate								
				4.089			3.977	112	-2,7%
B12	Stazza lorda								
			97.085.262			98.341.210	1.255.948	1,3%	
B2	Numero di passeggeri locali e traghetti (B21+B22)								
	514.642	523.911	1.038.553	532.630	551.605	1.084.235	45.682	4,4%	
	di cui:								
B21	Passeggeri locali (viaggi < 20 miglia)		0			0	0	#DIV/0!	
B22	Passeggeri traghetti	514.642	523.911	1.038.553	532.630	551.605	1.084.235	0	4,4%
B3	Numero di passeggeri crociere								
B31	"Home Port"	5.552	5.566	11.118	6.629	6.225	12.854	1.736	15,6%
B32	"Transiti" (da contarsi una sola volta)			40.968			54.177	13.209	32,2%
B4	Numero di container in TEU (B41+B42)								
	83.557	84.815	168.372	79.416	79.645	159.061	9.311	-5,5%	
B41	"Hinterland" (B411+B412)								
	di cui:								
B411	Vuoti	30.726	7.746	38.472	21.892	10.788	32.680	5.792	-15,1%
B412	Pieni	52.831	77.069	129.900	57.524	68.857	126.381	3.519	-2,7%
B42	"Transhipped" (B421+B422)								
	di cui:								
B421	Vuoti			0			0	0	#DIV/0!
B422	Pieni			0			0	0	#DIV/0!
B5	Numero unità Ro-Ro								
B51	Numero unità Ro-Ro	75.742	72.918	148.660	74.146	73.504	147.650	1.010	-0,7%
B52	Numero veicoli privati	110.932	119.531	230.463	119.623	130.048	249.671	19.208	8,3%
B53	Numero veicoli commerciali			0			0	0	#DIV/0!

A42 Ro-Ro (contenitori esclusi)

Il dato include la tara dei mezzi pesanti come da metodologia ESPO

Campi vuoti

Figura 7. Traffico navale nel porto di Ancona-Falconara – Anni 2017-2018



EUROPEAN SEA PORTS ORGANISATION

Porto: ORTONA									
	ANNO PERIODO DA/A	GENNAIO -			2018 GENNAIO - DICEMBRE			Differenza	
		IN	OUT	TOTALE	IN	OUT	TOTALE	TOTALE	%
A1	TOTALE TONNELLATE	0	0	0	900.034	113.318	1.013.352	1.013.352	#DIV/0!
	Indicare l'unità di misura utilizzata: Tonnellate o migliaia di tonnellate								
A2	RINFUSE LIQUIDE	0	0	0	430.294	0	430.294	430.294	#DIV/0!
	di cui:								
A21	Petrolio greggio			0			0	0	#DIV/0!
A22	Prodotti (petroliferi) raffinati			0	430.294	0	430.294	430.294	#DIV/0!
A23	Prodotti petroliferi gassosi, liquefatti o compressi e gas naturale			0			0	0	#DIV/0!
A24	Prodotti chimici			0			0	0	#DIV/0!
A25	Altre rinfuse liquide			0			0	0	#DIV/0!
A3	RINFUSE SOLIDE	0	0	0	469.718	100.597	570.315	570.315	#DIV/0!
	di cui:								
A31	Cereali			0	226.964	0	226.964	226.964	#DIV/0!
A32	Derrate alimentari/mangimi/oleaginosi			0	0	13.480	13.480	13.480	#DIV/0!
A33	Carboni fossili e ligniti			0	21.000	0	21.000	21.000	#DIV/0!
A34	Minerali/cementi/calci			0	70.589	0	70.589	70.589	#DIV/0!
A35	Prodotti metallurgici			0	130.554	2.457	133.011	133.011	#DIV/0!
A36	Prodotti chimici			0	11.930	0	11.930	11.930	#DIV/0!
A37	Altre rinfuse solide			0	8.681	84.660	93.341	93.341	#DIV/0!
A4	MERCI VARIE IN COLLI	0	0	0	22	12.721	12.743	12.743	#DIV/0!
	di cui:								
A41	In contenitori (compresi contenitori Ro-Ro)			0			0	0	#DIV/0!
A42	Ro-Ro (contenitori esclusi)			0	22	12.721	12.743	12.743	#DIV/0!
A43	Altre merci varie			0			0	0	#DIV/0!
	ALTRE INFORMAZIONI (numero)								
B1	Numero toccate						442	442	#DIV/0!
B12	Stazza lorda						3.935.932	3.935.932	#DIV/0!
B2	Numero di passeggeri locali e traghetti (B21+B22)	0	0	0	0	0	0	0	#DIV/0!
	di cui:								
B21	Passeggeri locali (viaggi < 20 miglia)			0			0	0	#DIV/0!
B22	Passeggeri traghetti			0			0	0	#DIV/0!
B3	Numero di passeggeri crociere						0	0	#DIV/0!
	di cui:								
B31	"Home Port"			0			0	0	#DIV/0!
B32	"Transiti" (da contarsi una sola volta)						917	917	#DIV/0!
B4	Numero di container in TEU (B41+B42)	0	0	0	0	0	0	0	#DIV/0!
	di cui:								
B41	"Hinterland" (B411+B412)	0	0	0	0	0	0	0	#DIV/0!
	di cui:								
B411	Vuoti			0			0	0	#DIV/0!
B412	Pieni			0			0	0	#DIV/0!
B42	"Transshipped" (B421+B422)	0	0	0	0	0	0	0	#DIV/0!
	di cui:								
B421	Vuoti			0			0	0	#DIV/0!
B422	Pieni			0			0	0	#DIV/0!
B5	Numero unità Ro-Ro			0			0	0	#DIV/0!
B51	Numero unità Ro-Ro			0			0	0	#DIV/0!
B52	Numero veicoli privati			0			0	0	#DIV/0!
B53	Numero veicoli commerciali			0			0	0	#DIV/0!

A42 Ro-Ro (contenitori esclusi)

il dato include la tara dei mezzi pesanti come da metodologia ESPO

Campi vuoti

Figura 8. Traffico navale nel porto di Ortona – Anno 2018

**UFFICIO STATISTICHE - PORTO DI PESARO
RAPPORTO MENSILE 2018**

MOVIMENTO PASSEGGERI

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	Progressivo
2017	0	0	46	48	85	1.073	2.897	4.303	96	95	0	0	8.643
2018	0	0	0	48	213	1.252	3.091	6.476	451	100			11.631

34,6%

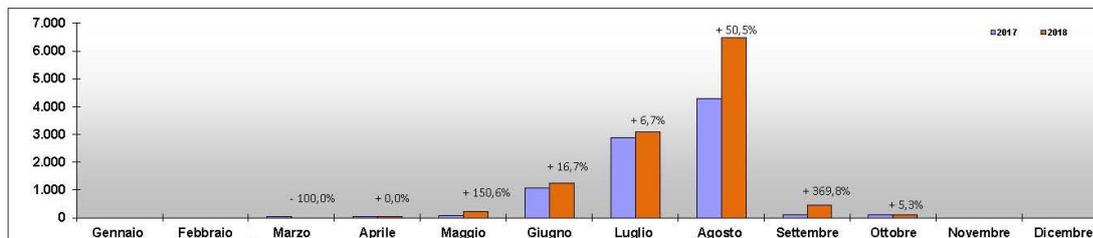


Figura 9. Traffico navale nel porto di Pesaro – Anno 2018

I dati 2018 del sistema portuale dell'Adriatico centrale (porti di Pesaro, Ancona-Falconara, San Benedetto del Tronto, Pescara e Ortona) vedono una progressiva crescita dei passeggeri e una buona tenuta delle merci, con forte affermazione del traffico traghetti delle Autostrade del mare che si attesta significativamente nei porti di Ancona e Ortona.

Il porto di Ancona

Il porto di Ancona si conferma protagonista del **traffico delle autostrade del Mare Adriatico**: 2.391.576 tonnellate di merci, pari a +2% rispetto al 2017, a conferma del trend positivo degli ultimi anni per questa tipologia di traffico. Da sottolineare che, ad un numero stabile di tir e trailer transitati nello scalo (147.650, circa mille mezzi in meno rispetto al 2017), corrisponde un aumento delle merci trasportate: un segno del costante processo organizzativo della catena logistica che ottimizza il carico e il numero dei mezzi circolanti. Nel 2018 sono state 2.465 le toccate delle navi traghetti rispetto alle 2.430 del 2017.

Il 78% di questo traffico è diretto o proveniente dalla Grecia (1.869.496 tonnellate di merci, 118.587 tir e semirimorchi), in particolare dai porti di Igoumenitsa e Patrasso, collegati ogni giorno, tutto l'anno, allo scalo dorico.

Molto dinamica la linea Ancona-Durazzo, principale scalo albanese. Il traffico cresce del 49% (436.330 tonnellate nel 2018, 22.241 tir e semirimorchi), effetto della messa in servizio di un nuovo traghetti con maggiore capacità di stiva, e rappresenta ben il 18% del traffico totale delle Autostrade del mare del porto di Ancona.

Le linee con il porto di Spalato, in Croazia, nel 2018 hanno trasportato 83.957 tonnellate di merce, un calo del 16% a cui corrisponde la flessione del transito di mezzi commerciali a 6.734 (-12%). Un fenomeno che va interpretato anche nel miglioramento infrastrutturale compiuto nella penisola balcanica con il completamento della rete autostradale e la sua interconnessione con i Paesi dell'est e nord Europa.

I **passeggeri** che sono transitati dal porto di Ancona nel 2018 sono stati 1.151.266, +6% rispetto al 2017. In crescita il traffico dei passeggeri sui traghetti, con 1.084.235 transiti (+14% in due anni, quando erano 951.000), che nel 2018 mostra segno positivo sulle tre linee per Spalato (+7%), Durazzo (+29%) e Igoumenitsa-Patrasso (+1%). Un aumento, quello con la Grecia, che solo a prima vista può sembrare limitato. La Grecia

rimane infatti la direttrice trainante dello scalo, rappresentando il 71% del traffico su traghetti, con 771.874 transiti, mantenendosi ben oltre la media dei 680.000 passeggeri del periodo 2012-2016. Una chiara dimostrazione della diretta correlazione tra traffico marittimo e andamento dell'economia dei Paesi interconnessi.

Con riferimento al traffico **crociere**, nel porto di Ancona ci sono state **40 toccate rispetto alle 27 del 2017, con una crescita del +29% del numero di crocieristi**, 67.031 rispetto ai 52.086 del 2017 (+29%).

Fra le **categorie merceologiche** in transito sui traghetti, continuano a prevalere i carichi misti: il 41% delle merci che viaggiano su tir e trailer. Si tratta di carichi di vario tipo (macchine, semilavorati, materie prime, tessuti) trasportate da un unico mezzo per varie destinazioni. Seguono i prodotti alimentari: ortofrutta, carne, pesce e altri prodotti alimentari lavorati, bevande e tabacchi rappresentano complessivamente il 39% del totale delle merci. Prodotti che necessitano di un rapido trasferimento dai luoghi di produzione a quelli di consumo nei Paesi europei centro-settentrionali e che pertanto trovano nelle Autostrade del mare attestare su Ancona la soluzione logistica ideale per assicurare la velocità necessaria.

La forte riduzione del traffico cereali, in costante calo dal 2014, la cui movimentazione è passata da 280.132 tonnellate a poco più di 18.000 tonnellate, porta ad un calo del **traffico merci generiche e rinfuse** del porto di Ancona (-47%).

Il traffico **merci in container** del porto di Ancona vede un segno positivo nella quantità di merce trasportata: +3%, pari a 1,13 milioni di tonnellate. Prevale l'export con 650.000 tonnellate di merci imbarcate, prevalentemente prodotti del territorio marchigiano e del Centro Italia (Abruzzo, Umbria, Romagna), mentre l'import presenta nel 2018 un tasso di crescita del +9%, con 507.409 tonnellate di merci in sbarco. In calo nel 2018 il numero di TEUs movimentati, 159.061 corrispondenti a -6% sul 2017. Anche questo un andamento dovuto alla razionalizzazione della catena logistica, che ormai cerca di minimizzare la movimentazione di contenitori vuoti (-13%).



Come evidenziato anche dall'immagine soprastante, il porto di Ancona si conferma porto internazionale proiettato verso il mediterraneo orientale, terminal delle Autostrade del mare, con 1.150.000 passeggeri nel

2018, dove il traffico passeggeri su traghetti internazionali del porto di Ancona rappresenta il 19% del traffico di tutti i porti italiani, e oltre 2 milioni di tonnellate all'anno di merci su traghetto.

Il porto di Pesaro

Nel porto di Pesaro continua la crescita del traffico passeggeri, prevalentemente grazie alla messa in linea di una nave di maggiori capacità nei mesi estivi del 2018 per raggiungere le spiagge croate di Lussino, isola di Rab e Novalja. Il traffico ha superato quest'anno le 10.000 unità (+31%) con 57 toccate. Positivo anche il traffico crociere con le navi Artemis e Arethusa della compagnia "Grand Circle Cruise Line", che hanno proposto l'itinerario: Venezia, Ravenna, Pesaro, Ortona, Termoli, Monopoli, Otranto e Roccella Ionica. Con 20 toccate, il doppio rispetto al 2017, sono transitati per Pesaro oltre 900 crocieristi alla scoperta della città, insieme ad Urbino, San Marino e alle altre località di pregio anche naturalistico della provincia.

Il porto di Ortona

Il porto di Ortona ha movimentato nel 2018 1.013.330 tonnellate di merci, in lieve calo del 2% rispetto al 2017. La contrazione riguarda il traffico di merci solide: 570.315 tonnellate, il 56% del totale, che scendono del -7%. È stato positivo invece l'andamento delle rinfuse liquide, principalmente gasolio, che hanno raggiunto 430.294 tonnellate, in crescita del 5% rispetto all'anno precedente.

Ottima la performance dei veicoli nuovi in esportazione: in totale 6.695 (+17%). In crescita inoltre il traffico dei crocieristi alla scoperta della città e del territorio a bordo delle navi Artemis e Arethusa impegnate nell'itinerario che coinvolge anche il porto di Pesaro: circa 900 i transiti, + 43% rispetto al 2017, con 19 toccate e con l'obiettivo di crescere ancora nel prossimo periodo.

Data la limitata rilevanza dei traffici marittimi, si omettono le valutazioni inerenti i porti di San Benedetto del Tronto e Pescara.

Riassumendo, dal rapporto statistico dell'anno 2018 riferito all'interno sistema portuale si rileva un traffico pari a 1,16 milioni passeggeri e sono state movimentate 9,44 milioni di tonnellate di merce.

Con riferimento ai consumi di energia elettrica (al momento autoprodotta) da parte delle navi all'ormeggio, si riportano infine le potenze dei generatori ausiliari delle principali navi traghetto in fase di sosta nel porto di Ancona.

	N° generatori	Potenza cadauno [kW]	Potenza media [kW]	
			estate	inverno
Superfast XI	3	2100	1600	1600
Hellenic Spirit	3	1400	1550	1000
Olympic Champion	3	1400	1550	1000
CRUISE OLYMPIA	3	1900	2200	2200
CRUISE EUROPA	3	3800	2200	2200
AURELIA	4	850	1200	1200
AF MICHELA	3	1360	800	800
AF MARINA	2	960	500	350
Marco Polo	4	783	600	600
Zadar	3	945	800	800

Tabella 5. Caratteristiche generatori navi traghetto

5. ANALISI DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

5.1 Quadro regolamentare per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

Al fine di definire il quadro regolamentare relativo all'impiego delle FER per il soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico, è necessario approfondire i seguenti temi:

- Sistema Semplice di Produzione e Consumo;
- Scambio sul posto;
- Ritiro dedicato;
- Sistemi di accumulo.

5.1.1 Regole applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo

Nella presente sezione sono riassunte le principali regole applicative per il riconoscimento di SSPC.

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono *"sistemi caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico"*.

Gli SSPC si suddividono in due gruppi: i Consorzi e Cooperative storici dotati di rete propria e gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC).

Gli ASSPC a loro volta si suddividono nelle seguenti categorie:

- SEU - Sistemi Efficienti di Utenza: *"Sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione"*.
- SESEU-A, B, C o D - Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza di tipo A, B, C o D: *"realizzazioni che soddisfano tutti i requisiti di cui ai punti i e ii e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii., iv., v. e vi.:*
 - i. sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che le caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;*
 - ii. sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;*
 - iii. sono sistemi che rispettano i requisiti dei SEU (tenendo in considerazione le modifiche introdotte dalla Legge n. 221/15, con decorrenza 2 febbraio 2016);*
 - iv. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione*

di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste quindi il ruolo di produttore e di unico cliente finale all'interno di tale sistema. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata alla data di entrata in vigore del presente provvedimento ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema. Nel caso di soggetti che, nel periodo compreso tra il 6 maggio 2010 e l'1 gennaio 2014, erano, anche limitatamente a una parte del suddetto periodo, sottoposti al regime di amministrazione straordinaria, l'unicità del soggetto giuridico titolare dell'unità di produzione e dell'unità di consumo di energia elettrica deve essere verificata alla data del 1 gennaio 2016;

- v. sono SS PC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario;*
- vi. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite da soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. L'appartenenza dei soggetti allo stesso gruppo societario deve essere verificata alla data di entrata in vigore della Legge n. 221/15 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema".*

- SSP - sistemi in regime di Scambio sul Posto (vedasi Sezione successiva).
- ASAP - Altri Sistemi di Auto Produzione: "sistemi in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante".
- ASE - Altri Sistemi Esistenti: "sistemi, non già rientranti nelle altre configurazioni definite con il presente provvedimento nell'ambito degli SSPC, in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario".

5.1.2 Lo scambio sul posto

Il servizio di Scambio sul Posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.

Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente auto consumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

Lo Scambio sul Posto può essere erogato al cliente finale (Autorità di Sistema Portuale) presente all'interno di un cosiddetto "Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC)" che, al tempo stesso, sia consumatore e produttore di energia elettrica, in relazione agli impianti di produzione che costituiscono l'ASSPC.

Ai fini dell'accesso allo Scambio sul Posto per ASSPC devono essere verificate tutte le seguenti condizioni:

- l'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio;
- la potenza complessivamente installata nell'ASSPC da impianti di cogenerazione ad alto rendimento non è superiore a 200 kW;
- la potenza degli impianti di produzione complessivamente installata nell'ASSPC non è superiore a 500 kW.

Il GSE procede all'erogazione del contributo in conto scambio su base semestrale (in acconto) e su base annuale (in conguaglio) come segue:

- il contributo in conto scambio di acconto del primo semestre viene pubblicato entro il giorno 15 del mese di maggio di ciascun anno per le convenzioni che risultano attive al 31 marzo dell'anno "n" di competenza. L'erogazione viene effettuata entro il 15° giorno lavorativo del mese di giugno dell'anno;
- il contributo in conto scambio di acconto del secondo semestre viene pubblicato entro il giorno 15 del mese di ottobre di ciascun anno per le convenzioni che risultano attive al 30 settembre dell'anno di competenza. L'erogazione viene effettuata entro il 15° giorno lavorativo del mese di novembre dell'anno.

Le tempistiche di pubblicazione possono essere modificate dal GSE in ragione di eventuali variazioni alla normativa di riferimento o per esigenze tecnico-operative condivise con l'AEEGSI.

Il contributo in conto scambio di conguaglio viene pubblicato entro il giorno 15 del mese di Maggio dell'anno successivo, con riferimento dell'anno di competenza. L'erogazione viene effettuata entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello di competenza.

5.1.3 Il ritiro dedicato

Il Ritiro Dedicato è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, attiva dal 1° gennaio 2008.

Consiste nella cessione al GSE dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che vi possono accedere, su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato.

Il GSE corrisponde infatti al produttore un determinato prezzo per ogni kWh immesso in rete.

I ricavi derivanti ai produttori dalla vendita al GSE dell'energia elettrica si sommano quindi a quelli conseguiti dagli eventuali meccanismi di incentivazione a eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi onnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete.

Possono richiedere l'accesso al Ritiro Dedicato gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili che rispondano alle seguenti condizioni:

- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;

- potenza qualsiasi per impianti che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili, compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride;
- potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili (diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice e idraulica) limitatamente, per quest'ultima, agli impianti ad acqua fluente purché nella titolarità di un autoproduttore.

Gli impianti che accedono ai meccanismi di incentivazione per i quali è previsto il riconoscimento di una Tariffa Onnicomprensiva (incentivo + ricavo da vendita dell'energia) non possono accedere al servizio di Ritiro Dedicato.

Nello specifico quindi non possono accedere gli impianti fotovoltaici incentivati dal D.M. 05 Luglio 2012 (quinto Conto Energia) o D.M. 05 Maggio 2011 (quarto Conto Energia per i soli impianti con Tariffa Onnicomprensiva), e gli impianti alimentati a fonti rinnovabili (non fotovoltaici) incentivati dal D.M. 18 Dicembre 2008, dal D.M. 06 Luglio 2012 e dal D.M. 23 Giugno 2016.

Il Ritiro Dedicato infine non è compatibile con il servizio di Scambio sul Posto. Il prezzo riconosciuto ai produttori dipende dalla tipologia di impianto e da eventuali ulteriori incentivi riconosciuti sullo stesso. Se l'impianto è:

- a fonte rinnovabile, non incentivato, di potenza fino a 1 MW;
- fotovoltaico, incentivato, di potenza fino a 100 kW;
- idroelettrico, incentivato, di potenza efficiente fino a 500 kW;

il produttore può richiedere l'applicazione dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG) che, stabiliti annualmente dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, si differenziano per fonte e per scaglione di energia.

In tutti gli altri casi, ovvero se l'impianto è:

- a fonte rinnovabile, incentivato, di potenza fino a 1 MW (esclusi i casi di cui sopra);
- a fonte rinnovabile, incentivato e non, di potenza superiore a 1 MW;

il prezzo riconosciuto è il Prezzo Zonale Orario (PO), ovvero il prezzo che si forma sul mercato elettrico che varia in base all'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto.

Per gli impianti per i quali si applicano i PMG è previsto il riconoscimento di un conguaglio annuale, se positivo, con l'applicazione dei PO; in questo modo i produttori vengono comunque remunerati con il prezzo più vantaggioso.

Il GSE procede all'erogazione del corrispettivo di vendita dell'energia elettrica immessa in rete su base mensile. Il corrispettivo relativo all'energia immessa in rete nel mese "n" viene pubblicato entro il giorno 25 del mese "n+1" unitamente alla proposta di fattura corrispondente da compilarsi a cura del produttore.

5.1.4 I sistemi di accumulo dell'energia elettrica

Un Sistema di accumulo è un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete

con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

I sistemi di accumulo possono essere installati su:

- impianti solari fotovoltaici incentivati;
- impianti solari termodinamici incentivati o che chiedono il riconoscimento degli incentivi;
- impianti alimentati da fonte rinnovabile diversi dai fotovoltaici incentivati o che chiedono il riconoscimento degli incentivi, anche in sostituzione al regime incentivante dei Certificati Verdi;
- impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore costituiti da unità per le quali viene richiesto il riconoscimento del funzionamento come Cogenerazione ad Alto Rendimento e/o il riconoscimento dei Certificati Bianchi;
- impianti alimentati da fonte rinnovabile che accedono, nell'ambito del Ritiro Dedicato, ai prezzi minimi garantiti nel caso in cui l'energia elettrica è ritirata dal GSE o è commercializzata sul libero mercato;
- impianti di produzione che accedono allo Scambio sul Posto;
- impianti alimentati da fonte rinnovabile per i quali è richiesta l'emissione di Garanzie d'Origine.

Il Sistema di accumulo può essere installato sull'impianto di produzione secondo tre diverse configurazioni, individuate dalle norme CEI, che si differenziano in base alla modalità di carica e al posizionamento elettrico dello stesso:

- Configurazione 1: Monodirezionale lato produzione;
- Configurazione 2: Bidirezionale lato produzione;
- Configurazione 3: Bidirezionale post-produzione.

5.2 Solare per la generazione di energia elettrica

5.2.1 Caratteristiche salienti della tecnologia fotovoltaica

L'energia solare per la generazione di potenza elettrica sta assumendo un ruolo sempre più importante a livello nazionale e mondiale; si stima infatti che nel 2030 il fotovoltaico potrebbe fornire circa il 4% dell'energia elettrica prodotta nel mondo.

Dal punto di vista della connessione elettrica, gli impianti fotovoltaici possono essere distinti in:

- Impianti a isola (stand-alone);
- Impianti connessi in rete (grid-connect).

Gli impianti privi dell'allaccio alla rete di distribuzione elettrica, utilizzano delle batterie di accumulo per immagazzinare l'energia in esubero prodotta durante le ore diurne per poi restituirla durante la notte. Questa tipologia di impianti ha un'ampia applicazione e diffusione in Italia nel settore della segnaletica stradale e visiva. Gli impianti solari grid-connect invece cedono interamente l'energia elettrica prodotta in esubero, alla rete elettrica nazionale.



Figura 10. Esempio di installazione FV

La maggior parte delle celle fotovoltaiche, cosiddette di prima generazione, è costituita da semiconduttori in silicio. A questo tipo di celle è riconducibile circa l'84% degli impianti fotovoltaici installati nel mondo (28% monocristallino e 56% policristallino). Il rendimento medio attuale dei pannelli in silicio è compreso tra il 15% ed il 19% con degrado delle prestazioni elettriche molto contenuto nei 20 anni di vita utile: molti costruttori garantiscono infatti l'80% della performance in 25 anni.

Le celle fotovoltaiche, cosiddette di seconda generazione, ovvero in film sottile, sono composte da strati nanometrici di materiale semiconduttore "attivo", depositati su supporti in vetro, polimero, ecc.

A titolo d'esempio, i grafici e le tabelle seguenti mostrano le principali caratteristiche di due pannelli fotovoltaici costituiti da celle di prima e seconda generazione.

- 1) Sunpower X22-370;
- 2) First solar CdS/CdTe.

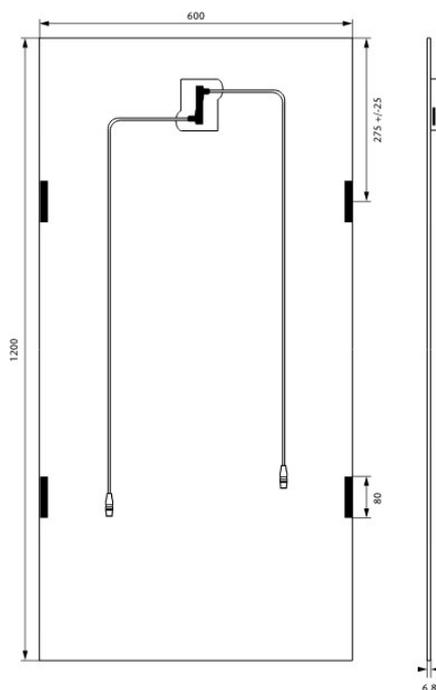


Test e Certificazioni	
Test standard ^a	IEC 61215, IEC 61730, UL1703, Resistenza al fuoco : Classe 1 (UNI9177)
Certificazione di gestione della qualità	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Conformità EHS	RoHS, OHSAS 18001:2007, senza piombo, Schema di riciclaggio, REACH SVHC-163
Compatibilità Ambientale	Certificati di Cradle to Cradle™ Silver. "Declare." listed.
Test dell'ammoniaca	IEC 62716
Test di resistenza alle tempeste di sabbia	TQ.1109/PVSC.2013.6744437
Test di resistenza all'acqua salata	IEC 61701 (livello massimo superato)
Test PID	1000 V: IEC 62804, PVEL Durata 600 ore
Catalogazioni Disponibili	TUV, UL, MCS, FSEC, CEC

Dati Elettrici	
	SPR-X22-370
Potenza nominale (P _{nom}) ⁷	370 W
Tolleranza di potenza	+5/0%
Efficienza del modulo	22,7%
Tensione al punto di massima potenza (V _{mpp})	59,1 V
Corrente al punto di massima potenza (I _{mpp})	6,26 A
Tensione a circuito aperto (V _{oc})	69,5 V
Corrente di cortocircuito (I _{sc})	6,66 A
Tensione massima del sistema	1000 V IEC & 600 V UL
Corrente massima del fusibile	15 A
Coeff. temp. potenza	-0,29% / °C
Coeff. temp. tensione	-167,4 mV / °C
Coeff. temp. corrente	2,9 mA / °C

Condizioni Operative e Dati Meccanici	
Temperatura	-40° C a +85° C
Resistenza all'impatto	Grandine del diametro di 25 mm a una velocità di 23 m/s
Aspetto	Classe A+
Celle solari	96 celle monocristalline Maxeon di III generazione
Vetro	Antiriflesso, temperato ad alta trasmissione
Scatola di giunzione	IP-65, MC4
Peso	18,6 kg
Carico massimo	Vento: 2400 Pa, 244 kg/m ² fronte e retro Neve: 5400 Pa, 550 kg/m ² fronte
Cornice	Alluminio anodizzato nero classe 1, massima classificazione AAMA

Figura 11. Estratto della scheda tecnica del pannello Sunpower Serie X - X22-370



Parametri meccanici

Lunghezza [mm]	1200
Larghezza [mm]	600
Profondità [mm]	6,8
Profondità con scatola di connessione [mm]	19,9
Peso [kg]	12
Scatola di connessione (produttore)	First Solar
Cavo positivo (produttore/lunghezza [mm]/ Sezione del conduttore [mm ²])	General Cable/610/3,2
Cavo negativo (produttore/lunghezza [mm]/ Sezione del conduttore [mm ²])	General Cable/610/3,2
Connettori (produttore)	Multicontact/MC3
Rivestimento anteriore (materiale)	Vetro temprato/3,2
Tipo di celle (numero/tecnologia)	116/CdS/CdTe
Incorporamento celle (materiale)	Etilvinilacetato (EVA) con bordi sigillati
Rivestimento posteriore (materiale/spessore [mm])	Vetro temprato/3,2
Telaio (materiale/tipo di profilo)	Privo di telaio

Parametri elettrici in STC (1000 W/m², 25 (+/- 2)° C, AM 1,5 secondo EN 6090-4)

Codice articolo	100285	100284	100287	100288	100270	100271
Classi di potenza (valore nominale) [Wp]	62,50	65,00	67,50	70,00	72,50	75,00
Tolleranze prestazioni rispetto al valore nominale [%]	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5
Grado di efficienza [%]	8,68	9,03	9,38	9,72	10,07	10,42
Tensione massima U _{mp} [V]	62,50	63,70	64,60	67,10	67,90	69,40
Corrente massima I _{mp} [A]	1,00	1,02	1,05	1,04	1,07	1,08
Tensione di funzionamento a vuoto U _{oc} [V]	86,00	87,00	87,00	89,00	90,00	92,00
Corrente di corto circuito I _{sc} [A]	1,17	1,17	1,18	1,19	1,19	1,20

Figura 12. Estratto della scheda tecnica del pannello First solar CdS/CdTe

I dati sopra riportati evidenziano i maggiori rendimenti raggiunti dalle celle commerciali di prima generazione.

5.2.2 Installazione di un impianto fotovoltaico nel Porto di Ancona

L'impianto fotovoltaico, interamente integrato, è stato realizzato sulle coperture dello stabilimento industriale (capannoni) ex Tubimar, situato nel Porto di Ancona, di proprietà dell'Autorità Portuale.

L'intervento per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, ultimato nel 2010, ha previsto la bonifica dell'amianto sulle coperture dello stabilimento ex Tubimar, l'installazione di nuove coperture sandwich, la fornitura e posa di moduli fotovoltaici.

L'impianto fotovoltaico è costituito da moduli fotovoltaici SUNPOWER SPR-210-WHT-I e SANYO HIT-N235SE10; l'impianto è suddiviso in n. 6 sottogeneratori denominati SG1, SG2, SG3, SG4, SG5, SG6, coincidenti rispettivamente con le sezioni SEZ. 1, SEZ. 2, SEZ. 3, SEZ. 4, SEZ. 5, SEZ. 6, come specificato nella tabella sottostante:

Sottogeneratore	Sezione	Numero moduli	Tipo modulo	Potenza Kw p
SG 1	SEZ 1	2032	SPR-210-WHT-I	426,72
SG 2	SEZ 2	2160	SPR-210-WHT-I	453,60
SG 3	SEZ 3	2580	HIT-N235SE10	606,30
SG 4	SEZ 4	2310	HIT-N235SE10	542,85
SG 5	SEZ 5	2816	SPR-210-WHT-I	591,36
SG 6	SEZ 6	2610	HIT-N235SE10	613,35
TOT:		14352	TOT:	3234,18

Tabella 6. Potenza dell'impianto FV

Gli inverter delle sezioni sono ubicati in due diverse cabine adiacenti all'impianto a tetto.

La potenza complessiva nominale dell'impianto è data dalla somma dalle singole potenze dei sottogeneratori che lo compongono ed è quindi pari a 3234,18 kWp di cui:

- SUNPOWER (SPR-210-WHT-I): 1471,68 kWp;
- SANYO (HIT-N235SE10): 1762,50 kWp;

Di seguito vengono indicati i dati dell'impianto:

- investimento per la realizzazione dell'impianto pari ad € 16.500.000 (IVA esclusa);
- durata della concessione pari a anni 20;
- l'impianto, relativamente alla parte della posa dei pannelli e degli inverter (tutta la parte elettrica e la parte relativa alla copertura integrata), è stato ultimato in data 28.12.2010;
- l'allaccio alla rete elettrica è avvenuto in data 28.02.2011, con esito positivo, pertanto da tale data l'impianto è in funzione;
- impianto collaudato nel mese di giugno 2011 con esito positivo;
- a seguito della ultimazione dei lavori, all'impianto fotovoltaico, realizzato con bonifica di copertura in amianto, è stato riconosciuto il massimo della tariffa incentivante come da secondo conto energia. Attualmente, a seguito della legge spalma incentivi, la tariffa incentivante è di € 0,408/kWh, oltre alla energia ceduta.

5.3 Solare per la generazione di energia termica

5.3.1 Caratteristiche salienti della tecnologia solare termica

Gli impianti solari termici rappresentano una tecnologia matura per la produzione di acqua calda sanitaria. Essi sfruttano la radiazione solare per produrre acqua calda da rendere disponibile per diverse applicazioni, fra cui il riscaldamento/raffreddamento degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria.

Le tipologie di pannelli solari termici maggiormente diffuse possono essere raggruppate in due categorie: i tubi sottovuoto e i pannelli vetrati.

I tubi sottovuoto presentano un elevato rendimento in tutti i mesi dell'anno e sono adatti ad essere installati anche in condizioni climatiche rigide. Essi sono costituiti da tubi di vetro, al cui interno viene generato il vuoto, al fine di contenere le dispersioni di calore verso l'esterno, e posto un elemento assorbitore della radiazione solare. La figura seguente mostra un'installazione di impianto solare termico a tubi sottovuoto.



Figura 13. Esempio di installazione solare termica a tubi sotto vuoto

I pannelli solari vetriati, essendo i primi ad essere apparsi sul mercato, rappresentano una tecnologia molto diffusa, sia per applicazioni domestiche, sia per piccole applicazioni industriali. Essi sono costituiti da una lastra di vetro, un assorbitore di rame, dove circola tipicamente acqua e dall'isolante termico, che riduce le dispersioni di calore. La figura seguente mostra un'installazione di impianto solare termico a pannelli vetriati.



Figura 14. Esempio di installazione solare termica a pannelli vetriati

Gli impianti solari termici possono essere dotati di un serbatoio di accumulo integrato; in questo caso la circolazione dell'acqua nel pannello avviene generalmente per convezione naturale, oppure di un accumulo separato, più indicato per le località particolarmente rigide (circolazione forzata). In quest'ultimo caso la pompa di circolazione viene messa in funzione da una centralina in ragione delle temperature dei collettori e dell'acqua nel serbatoio di accumulo.

5.4 Eolico

5.4.1 Caratteristiche salienti della tecnologia eolica

L'eolico è una delle tecnologie più affermate e consolidate per la produzione di energia da fonte rinnovabile. Questa tecnologia ha raggiunto ormai una fase di piena maturità, con elevati livelli di competitività rispetto alle tecnologie tradizionali di generazione di potenza da combustibili fossili. Per tale motivo l'energia eolica è destinata a svolgere un ruolo sempre più importante nel futuro scenario energetico nazionale.

La produzione di energia elettrica di un generatore eolico è ovviamente funzione della velocità del vento. Al di sotto dei 3÷5 m/s (velocità di cut-in) il generatore è fermo. La velocità minima che permette alla macchina di fornire la potenza di progetto è tipicamente 8-12 m/s. Ad elevate velocità (20-25 m/s), ovvero raggiunta la cosiddetta velocità di cut-off, l'aerogeneratore viene arrestato e messo a bandiera per ragioni di sicurezza.

Secondo uno studio dell'European Wind Energy Association (EWEA), nel 2013 i paesi dell'Ue hanno installato 11 GW di nuovi impianti eolici raggiungendo una potenza cumulata pari a 117 GW, con una produzione di energia elettrica pari a 257 TWh, pari al 8% del consumo elettrico europeo.

L'obiettivo di potenza che l'Italia si è prefissato per il 2020 è 16,2 GW a fronte di una produzione di energia elettrica di 27,2 TWh, con un risparmio di 5,1 Mtep (l'autorità italiana per l'energia elettrica e il gas, con la Delibera EEN 3/08 ha fissato il valore del fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria in 0,187 tep/MWh) e di CO₂ pari a 16 M ton di CO₂.

Tecnologie a confronto

Lo sviluppo tecnologico delle turbine eoliche è iniziato nella seconda metà degli anni '70, con l'avvio di programmi di ricerca nazionali sulle fonti rinnovabili conseguenti alla crisi petrolifera del 1973.

Nel corso degli anni la dimensione tipica delle turbine eoliche è cresciuta sempre più, raggiungendo oggi potenze di 10 MW, con diametri del rotore fino a 164 m. Tuttavia per future possibili applicazioni si ritiene opportuno concentrare il presente studio sui sistemi di piccola potenza.

Gli aerogeneratori, in ragione della posizione dell'asse attorno a cui ruota il rotore, si distinguono in generatori ad asse orizzontale (HAWT) e ad asse verticale (VAWT). I primi sono i più noti e diffusi; tuttavia i generatori ad asse verticale ultimamente sono diventati oggetto di studio e ricerche soprattutto in riferimento alle piccole potenze.

Tra i generatori ad asse orizzontale, in base alla posizione del piano rotorico, a seconda che sia a monte o a valle della navicella del generatore, è possibile distinguere:

- HAWT UPWIND: soluzione maggiormente utilizzata, in cui il rotore trovandosi a monte della navicella, viene investito direttamente dal flusso d'aria.
- HAWT DOWNWIND: poiché il piano rotorico è disposto a valle della navicella, la scia della torre e della navicella stessa disturbano il flusso incidente sul rotore. A causa del costante passaggio delle pale davanti alla torre dell'aerogeneratore, esse saranno soggette ad un ciclo di fatica. Il vantaggio è che esse sono autoallineanti rispetto alla direzione del vento.

Infine recentemente sono state sviluppate geometrie innovative, nelle quali le classiche pale sono state sostituite da profili aerodinamici studiati ad hoc, al fine di ottenere migliori performance.

La figura seguente mostra due esempi di microturbine eoliche ad asse orizzontale e verticale.



Figura 15. Esempi di microturbine eoliche ad asse orizzontale e verticale

Per quanto riguarda le possibili applicazioni specifiche, se ne prevede una valutazione di fattibilità futura per una produzione limitata per determinati impieghi.

5.5 Sistemi di accumulo di energia elettrica

I sistemi di accumulo di energia possono essere progettati per rispondere ad una moltitudine di esigenze diverse:

- far fronte a rapide variazioni della domanda di energia elettrica, “appianando” i picchi di richiesta di energia ed evitando sforamenti della potenza massima prelevabile dalla rete;
- contrastare disturbi di tensione temporanei dellarete;
- intervenire in mancanza di alimentazione, mentre i generatori di backup si avviano;
- accumulare grandi quantità di energia, al fine di permettere l’erogazione di elettricità in funzione del carico applicato, indipendentemente dalle fluttuazioni istantanee della fonte primaria (ad esempio sole, vento).

Le applicazioni per la qualità della potenza sono legate al miglioramento delle prestazioni in regime transitorio, principalmente per l’intervento in presenza di buchi di tensione, e per la regolazione di frequenza al fine di assorbire le variazioni di carico. I sistemi di accumulo atti a questi scopi devono essere capaci di erogare elevate potenze in tempi molto brevi (da frazioni di secondo fino ad alcuni secondi), garantendo una elevata capacità di funzionamento in continui cicli di carica/scarica di breve durata ed un basso deterioramento delle prestazioni.

I sistemi per il trasferimento di potenza mirano a fornire alla rete servizi nel campo del supporto di media durata, nell’ordine dei minuti. In particolare in questo settore rientrano sistemi di “riserva rotante” per aumentare la flessibilità e l’economicità dell’esercizio, nonché sistemi atti ad aumentare l’integrazione degli impianti a fonti rinnovabili riducendo le fluttuazioni di potenza, e sistemi di supporto alla riaccensione del sistema (black start). Questo settore è generalmente associato a tecnologie elettrochimiche, tra cui batterie piombo-acido, nichel-cadmio e litio-ione, con risposte rapide e media capacità energetica, che però soffrono di un decadimento non trascurabile delle prestazioni nei cicli di carica/scarica.

I dispositivi per la gestione energetica sono principalmente legati alle operazioni di load leveling e peak shaving, in modo da accumulare energia durante le ore di basso carico e rilasciarla nelle ore centrali e serali del giorno, riducendo i picchi di richiesta energetica e permettendo una gestione ottimale della rete elettrica, generalmente dimensionata per sostenere un picco di potenza che viene raggiunto per poche ore l’anno. A tali sistemi è dunque richiesto un funzionamento di lunga durata, nell’ordine di alcune ore, con cicli di carica/scarica di durata giornaliera. Questi sistemi possono essere applicati a livello di sistema o di rete, per una gestione coordinata della domanda e per poter pianificare razionalmente gli investimenti di espansione di rete. Tuttavia un’applicazione in accoppiamento con impianti di produzione scarsamente regolabili, quali quelli eolici e fotovoltaici, può permettere di accumulare energia durante periodi di congestione della rete, in cui sono imposte limitazioni alla produzione, e di trarre maggiore profitto dalla vendita di maggiore energia nelle ore di picco. Per scopi di gestione energetica, le tecnologie più indicate sono impianti di pompaggio e CAES, a livello di sistema, mentre per applicazioni più diffuse sono utilizzate batterie ad alta capacità energetica, quali quelle a sodio-zolfo, ad elettrolita liquido (VRB o zinco-bromo), nonché le celle a combustibile.

Le grandezze tecniche fondamentali dei sistemi di accumulo sono:

- potenza nominale;
- capacità energetica (data dal prodotto della potenza nominale per il tempo totale di scarica);
- rendimento di carica e rendimento di scarica (il cui prodotto è detto rendimento di round-trip);

- velocità di scarica;
- profondità di scarica.

Altre grandezze che determinano la convenienza dell'investimento sono la vita utile, il tasso di decadimento delle prestazioni nel tempo, l'ingombro per unità di potenza, il costo per unità di potenza e per unità di energia.

Per lo studio di un'ipotesi di sistema di accumulo nel porto di Ancona si rimanda al Capitolo 7, in cui si tratta lo studio di un sistema integrato di cogenerazione per lo sviluppo di una soluzione per l'elettrificazione delle banchine asservite all'ormeggio delle navi traghetto abbinato ad un impianto di stoccaggio di aria compressa o CAES (Compressed Air Energy Storage), che costituisce una delle tecniche di accumulo di energia più interessanti per via della sua elevata capacità di accumulo associata ai costi di investimento relativamente bassi.

5.6 Energia dal mare

5.6.1 Introduzione

L'energia rinnovabile marina - in particolare l'elettricità generata dalle onde e dalle maree - sta uscendo ormai dalla fase di ricerca e sviluppo e sta entrando stabilmente nella fase operativa, pre-commerciale, essendo già in corso la realizzazione di prototipi su scala reale in ambiente reale. Sebbene in Europa la disponibilità di risorse energetiche marine sia più elevata lungo la costa atlantica, è stato riconosciuto che il Mar Mediterraneo offre notevoli opportunità sia per la significativa capacità di produzione di energia che per lo sviluppo tecnologico. Quest'ultimo è principalmente favorito dalle caratteristiche specifiche di tale bacino, in cui condizioni climatiche più miti consentono di testare i dispositivi a prezzi accessibili e stimolare la progettazione di tecnologie particolarmente efficienti per la raccolta di energia.

Tale energia rinnovabile marina si può generare in almeno quattro modi diversi:

- attraverso lo sfruttamento delle correnti, il cui principio è lo stesso che sta alla base dell'energia eolica, con la differenza che le turbine, invece di essere mosse dalla forza del vento, sono fatte ruotare dalla forza cinetica dell'acqua che viene convertita in energia elettrica;
- dalle maree, dove entra in gioco l'attrazione gravitazionale esercitata dalla luna e per cui vengono utilizzati impianti di grandi dimensioni, come dighe o bacini di accumulo. La marea di solito ha un'ampiezza (dislivello tra l'alta marea e la bassa marea) inferiore al metro, ma in alcune zone, per la particolare configurazione del sito, il dislivello può raggiungere valori elevati, interessanti per lo sfruttamento e la produzione di energia. In alcune zone del pianeta si registrano maree anche con 20m di ampiezza verticale: in Francia ad esempio, alla foce del fiume Rance, fra Saint-Malo e Dinard, tra il 1961 e il 1966 è stata costruita una centrale che sfrutta la marea che da quelle parti raggiunge 13,5 m di dislivello. La portata raggiunge 18.000 metri cubi di acqua al secondo e la potenza erogabile raggiunge i 240 MW. Con questa produzione ogni anno la centrale copre il 3% del fabbisogno elettrico della Bretagna francese;
- attraverso il gradiente di temperatura, ossia lo sfruttamento della differenza di temperatura tra le acque marine superficiali e le acque marine profonde. La tecnologia OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion) permette di produrre energia in modo economico anche con un balzo termico di appena 20°C;
- dalle onde: è la forma di energia che deriva dai venti che soffiano sulle superfici dei mari e soprattutto

degli oceani. L'energia del moto ondoso è quella studiata da più tempo e una di quelle che conosce il maggior numero di prototipi. Per catturarla vengono impiegati generalmente tre tipi di impianti: quelli sommersi e composti da cilindri fissati al fondale marino, gli apparati galleggianti che sfruttano l'ampiezza delle onde in mare aperto e gli impianti costieri che sfruttano il principio della colonna d'acqua oscillante.

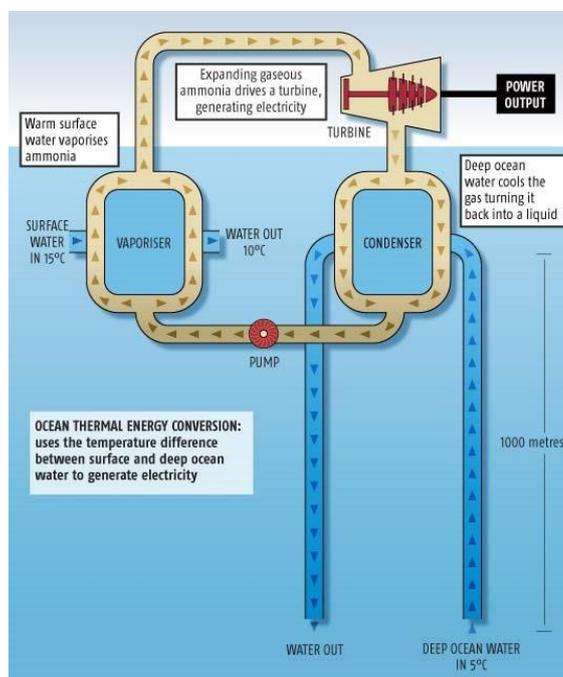


Figura 16. Schema funzionamento tecnologia OTEC Ocean Thermal Energy Conversion

L'energia potenziale e cinetica associata al moto ondoso può essere sfruttata per la generazione di energia elettrica, utilizzando diverse tipologie di dispositivi. Si stima che il potenziale energetico nei mari e oceani del pianeta raggiunga gli 80.000 TWh/anno, cioè circa cinque volte il fabbisogno elettrico globale. Tuttavia questa fonte di energia ha mediamente una contenuta disponibilità (potenza media annuale pari a 5-10 kW/m) e le tecnologie per la sua cattura devono fare i conti con l'ambiente particolarmente aggressivo del mare.

I sistemi in via di sperimentazione indirizzati allo sfruttamento energetico delle onde sono principalmente (vedi "Decarbonizzazione dell'economia italiana - Il Catalogo delle tecnologie energetiche", 2017 a cura di ENEA, CNR e RSE):

- Oscillating Water Column (OWC) o colonna d'acqua oscillante: strutture parzialmente sommerse con una camera esterna e una interna comunicanti. Il livello dell'acqua varia nella camera esterna per l'azione del moto ondoso e induce una analoga variazione nella camera interna dove una massa d'aria viene compressa e mette in movimento una turbina collegata ad un generatore elettrico. Un esempio è il sistema LIMPET (vedi "Rapporto Annuale 2014 International Energy Agency – Ocean Energy Systems") sviluppato dalla Voith Hydro Wavegen, composto da 16 turbine Wells con una capacità di generazione di 300 kW (<http://voith.com/en/index.html>) ed installato a Mutriku, Spagna.
- Overtopping Devices o sistemi a tracimazione: strutture galleggianti rigide che focalizzano le onde in modo da far riempire appositi serbatoi con un livello dell'acqua superiore a quello naturale. Il differenziale di energia potenziale che si stabilisce viene sfruttato con un flusso d'acqua forzato che mette in rotazione una turbina collegata ad un generatore elettrico. Il Seawave Slot-Cone Generator e il Wavedragon sono

esempi di questo tipo di dispositivo (www.wavedragon.net).

- Oscillating bodies o corpi galleggianti: le onde incidenti provocano moti relativi tra segmenti di corpi galleggianti o immersi. I moti relativi sono impiegati da opportuni sistemi meccanici/idraulici per convertire energia meccanica in elettrica. Rientrano in questa classe i cosiddetti assorbitori puntuali (point absorbers), in cui il moto ondoso induce moti verticali che vengono convertiti con appositi generatori. Un esempio è il PB3 Power Buoy sviluppato dalla Ocean Power Technology USA (www.oceanpowertechnologies.com). Nella tecnologia Rotating Mass i due movimenti - verticale ed orizzontale del dispositivo che ondeggia tra le onde - sono utilizzati per generare l'energia elettrica dal moto ondoso. Questi movimenti azionano un peso eccentrico o un giroscopio, che è a sua volta collegato ad un generatore installato all'interno del dispositivo (www.emec.org.uk). Nella tecnologia Submerged Pressure Differential invece il dispositivo viene appoggiato o fissato sul fondo del mare. Il movimento delle onde genera il continuo innalzamento e abbassamento del livello dell'acqua, inducendo un differenziale di pressione sopra il dispositivo. L'alternanza di pressione pompa un fluido (acqua/olio) attraverso un sistema di generazione elettrica (<http://www.aquaret.com>).
- Le strutture di tipo OWC sono installate a ridosso di strutture costiere sia naturali (scogliere) che artificiali (es. barriere frangiflutti, dighe foranee), mentre le altre operano in mare aperto, vicino la costa oppure lontano da questa, dove la risorsa energetica è più regolare e prevedibile.

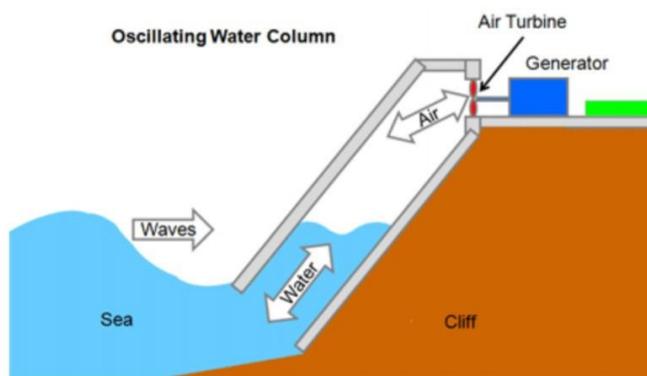


Figura 17. Schema di funzionamento Oscillating Water Columns

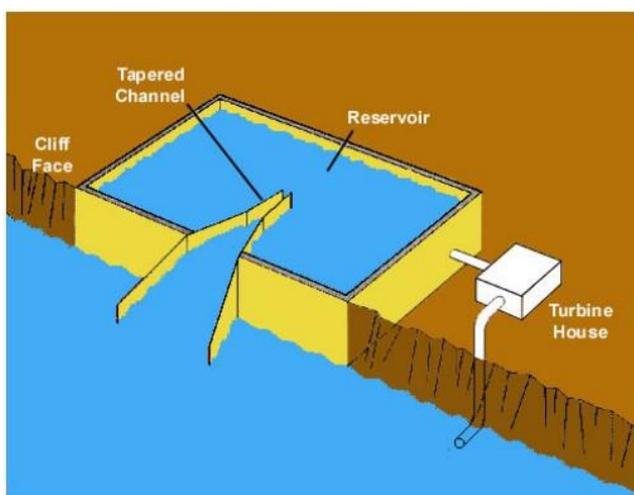


Figura 18. Schema di funzionamento Overtopping Devices

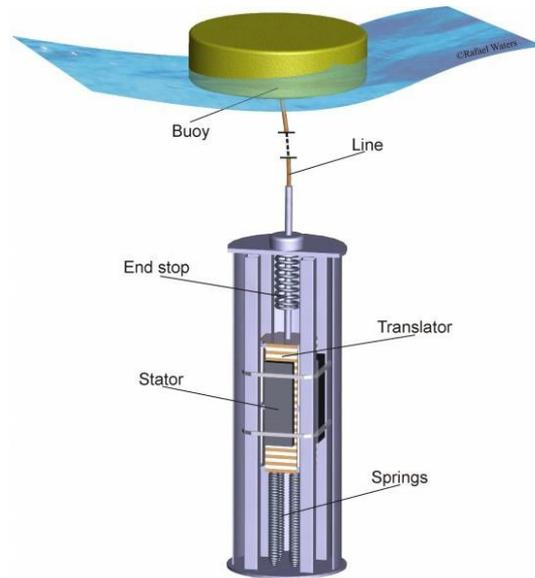


Figura 19. Schema di funzionamento Oscillating Bodies

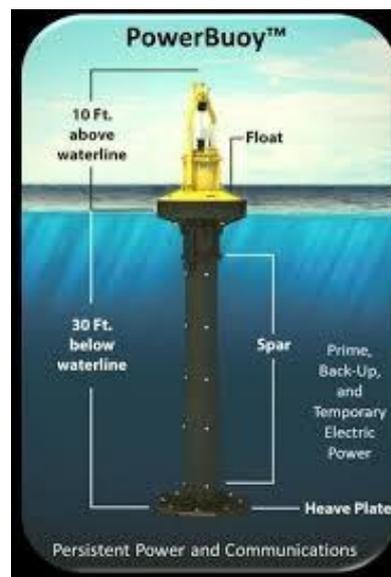


Figura 20. Il PB3 Power Buoy della OPT

Altre tecnologie oggi in fase di field tests sono:

- ISWEC (Inertial Sea Wave Energy Converter): piattaforme galleggianti oscillanti (floating pitching converters, FPC) e le derivate IOWEC (Intentionum Offshore Wave Energy Converter), PEWEC (Pendulum Wave Energy Converter). Si tratta di dispositivi flottanti, installati con ormeggio lasco al fondale marino e auto-orientanti rispetto alla principale direzione di propagazione delle onde del mare. L'azione meccanica del moto ondoso induce un movimento oscillante dello scafo. Grazie alla presenza di un sistema di tipo inerziale, non vincolato alla struttura all'interno del galleggiante, si sviluppa un moto relativo che consente la conversione di energia meccanica in elettrica.
- REWEC3: dispositivo appartenente alla famiglia OWC (Oscillating Water Column), che rispetto ai tradizionali OWC presenta migliorie sostanziali nella resa energetica dell'impianto e nella sua risposta all'azione delle onde che lo investono.
- R115/H24: dispositivo sviluppato dalla società italo/inglese 40 South Energy. Nel corso del 2015 un prototipo è stato varato nel Tirreno settentrionale.

Altre tecnologie a più basso TRL, ma degne di nota sono: il sistema ad assorbitore puntuale (point absorber) con dimensioni caratteristiche molto minori della lunghezza dell'onda incidente, dimensionato per i climi ondosi del mare Mediterraneo; il sistema WaveSAX, tecnologia di tipo OWC, con turbina immersa in acqua; il dispositivo Reciprocating Linear Alternator (RLA), cioè un generatore elettromeccanico che sfrutta il moto reciproco tra due parti per produrre energia elettrica.

5.6.2 Lo scenario delle tecnologie a livello nazionale e internazionale

Lo scenario attuale a livello mondiale vede alcune tecnologie in uno stato molto avanzato di sperimentazione, ma ancora non si hanno esempi concreti di sfruttamento su scala industriale. L'Europa è leader mondiale per questa tecnologia, ciò è testimoniato anche dal forte interesse nei programmi europei di investimento, ed i maggiori investimenti nazionali provengono dai paesi che si affacciano sull'oceano Atlantico. Le attuali installazioni si riferiscono a piccoli impianti la cui analisi sta fornendo dati per poter procedere alla fase successiva di installazione di unità di scala MegaWatt.

Lo sviluppo delle tecnologie per lo sfruttamento dei moti ondosi in Italia è confrontabile con quello di paesi leader in campo mondiale. Nel nostro Paese vi è un crescente interesse attorno alle tecnologie per lo sfruttamento delle onde e delle correnti marine per la produzione di energia. L'energia del moto ondoso disponibile per la conversione in energia elettrica nel Mediterraneo è relativamente scarsa se paragonata con quella degli oceani. Paradossalmente però mareggiate d'intensità inferiore presentano il vantaggio di poter utilizzare tecnologie che negli oceani risulterebbero pressoché impraticabili.

Finora le installazioni di dispositivi di generazione elettrica che sfruttano il moto ondoso e le correnti di marea in Italia sono state di tipo prototipale, in particolare ISWEC, REWEC3, e R115/H24, senza avere raggiunto ancora carattere di generazione consistente immessa in rete.

In campo internazionale un numero limitato di tecnologie di punta hanno raggiunto un TRL 7-8. Il processo di sviluppo e di qualifica è in fase avanzata, mentre non è ancora stato raggiunto il definitivo take-up industriale. Fra le tecnologie nello stato di sviluppo più avanzato si possono nominare: PB3 Power Buoy, Wavedragon, LIMPED, Pelamis Wave Power, Oyster, SeaGen, Verdant Power, Free Flow, Hammerfest Strom e Open Hydro.

La situazione è solo di poco indietro per le tecnologie sviluppate in ambito nazionale, con un TRL stimabile in 6-7, riconducibile ad alcune tecnologie molto promettenti che sono ancora in fase di sperimentazione pre-

industriale in ambiente operativo rilevante (cioè in mare). La tecnologia di tipo Point-Absorber è allo stadio di sviluppo di laboratorio (TRL3) e non esistono installazioni prototipali in mare. Analogamente le applicazioni per lo sfruttamento dell'energia ondosa della tecnologia Reciprocating Linear Alternator (RLA) sono ancora in fase di analisi di laboratorio, mentre il WaveSAX sviluppato da RSE è arrivato alla prova del sistema di controllo e misura del PTO in vasca marina (TRL5).

La figura che segue mostra l'energia da onda annuale estraibile nel mondo. Le zone a maggior potenziale si trovano alle estreme latitudini (40°- 60°) di entrambi gli emisferi vicino alle coste del Nord America, Nord Europa, Australia e Sud America.

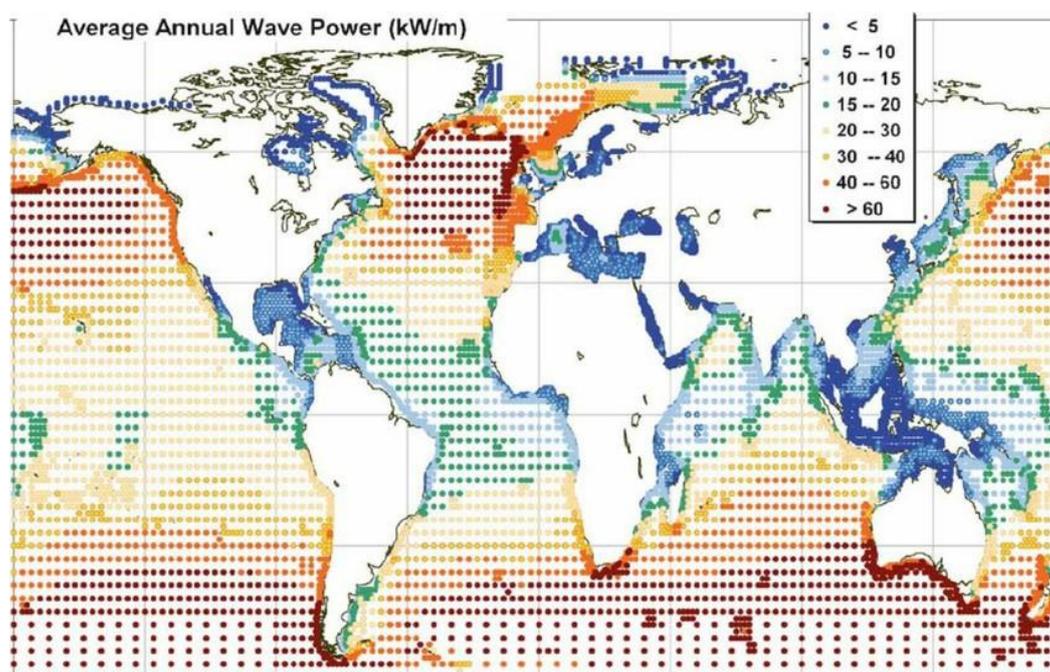


Figura 21. Distribuzione globale della potenza media annuale delle onde (fonte ResearchGate)

Nello sfruttamento del moto ondoso l'Italia può trarre vantaggio dal suo sviluppo costiero e dal fatto che l'impatto ambientale di questa tecnologia risulta inferiore a quello delle altre principali fonti rinnovabili terrestri già in uso nel paese. Il potenziale energetico del moto ondoso lungo le coste italiane è molto vario e presenta i suoi massimi valori lungo la costa occidentale della Sardegna (12 kW/m) e Nord-occidentale della Sicilia (7 kW/m). Mentre la costa tirrenica e quella ligure presentano un interessante potenziale energetico (3-4 kW/m), quello della costa adriatica è invece più basso, in generale inferiore a 2 kW/m. Questo fattore condiziona l'applicabilità di talune tecnologie soltanto nelle zone di maggiore potenziale (isole e costa di ponente).

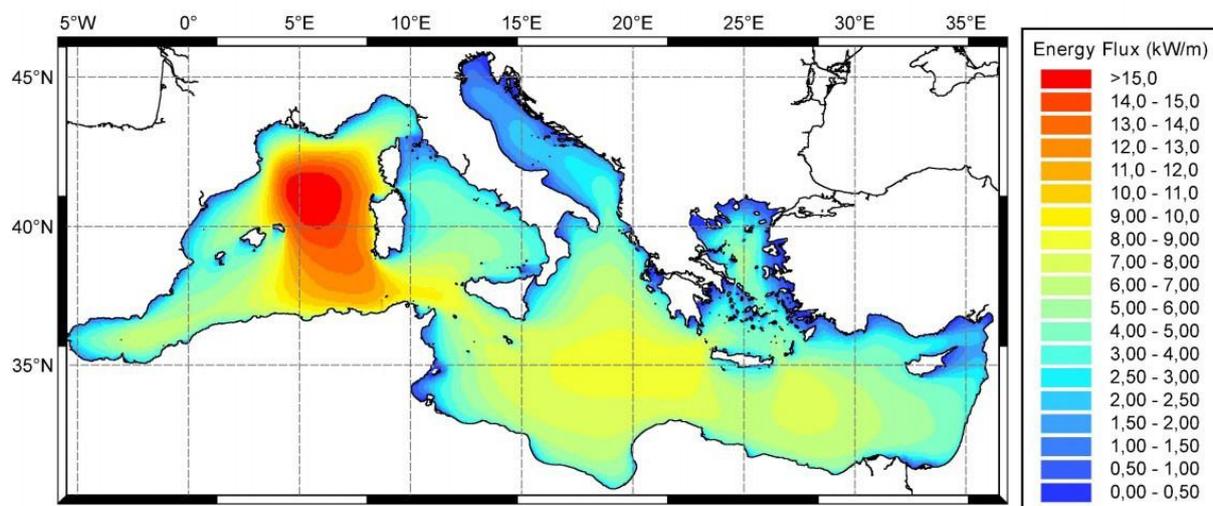


Figura 22. Distribuzione della potenza media sul periodo 2001-2010

5.6.3 Conclusioni

Le principali sperimentazioni sono condotte prevalentemente nell'Oceano Atlantico, dove il regime energetico è considerevolmente più intenso che in Mediterraneo; ciò non vuol dire che l'Italia e gli stati mediterranei siano destinati a restare fuori da questo settore, ma indica che le barriere tecnologiche e non tecnologiche necessitano di maggiori sforzi per essere abbattute.

Nonostante il SET (Strategic Energy Technology) Plan dell'Unione Europea abbia fissato obiettivi ambiziosi per l'industria dell'energia oceanica e garantisca il sostegno dell'UE attraverso azioni di ricerca, dimostrazione e innovazione, esistono ancora ostacoli tecnici, finanziari e ambientali, che impediscono il consumo di energia oceanica su larga scala nell'UE. Il costo della tecnologia per la produzione di energia dalle maree e dalle onde deve essere ridotto del 75% e dell'85% per raggiungere gli obiettivi concordati nel SET Plan.

Ulteriori principali ostacoli allo sviluppo della tecnologia per la generazione di energia dalle onde sono:

- carenza di professionalità idonee per installazione e manutenzione;
- supply chain in via di definizione e creazione;
- presenza a livello nazionale di normative complesse per il processo di autorizzazione e installazione dei sistemi;
- forme incentivanti talvolta assenti o poco stabili.

A ciò si deve aggiungere che il potenziale energetico del moto ondoso lungo le coste del mare Adriatico Centrale (max 2 kW/m) risulta essere del tutto inadeguato alla produzione di energia in maniera conveniente.

6. INTERVENTI DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO

Le ipotesi di intervento per l'efficientamento energetico e la riduzione dei consumi sono stati valutati in fase di redazione della diagnosi energetica riportata al capitolo 4, nella quale, contestualmente all'analisi dei consumi per tipologia di utenza, vengono proposte soluzioni di interventi di riqualificazione energetica.

Le soluzioni proposte sono state selezionate tra gli interventi per cui la stima dei benefici energetici e conseguenti parametri economici può essere determinata con adeguata accuratezza già in fase di audit. Gli interventi inoltre rappresentano una panoramica volta a fornire le soluzioni più diffuse per l'efficienza energetica e sono stati scelti anche sulla base della possibilità di accesso a meccanismi incentivanti.

Gli interventi analizzati sono relativi a:

- involucro edilizio (coibentazione pareti, copertura, pavimentazione, sostituzione serramenti);
- impianto termico (sostituzione generatori, installazione valvole termostatiche);
- impianto di climatizzazione estiva;
- installazione di impianti a fonte rinnovabile FER (fotovoltaico, solare termico);
- impianto di illuminazione;
- impianti di movimentazione merci.

Per ciascun intervento vengono brevemente descritte le caratteristiche generali e la nuova classificazione energetica, qualora l'intervento la determini, con la relativa analisi economica.

Gli interventi sull'involucro edilizio sono finalizzati al contenimento delle dispersioni e sono intesi ad evitare la creazione di ponti termici con conseguente formazione di muffe e condense, garantendo non solo un vantaggio in termini sia di risparmio economico che di riqualificazione energetica, ma anche un aumento del comfort abitativo sia nel periodo invernale che nella stagione estiva, con conseguente incremento del valore dell'immobile stesso. Le azioni di efficientamento energetico degli edifici previsti riguardano l'involucro sia per quanto riguarda le chiusure verticali opache e trasparenti e sia per i solai di copertura, ovvero consistono principalmente nell'isolamento termico delle pareti perimetrali e dei solai e nella sostituzione dei serramenti, e comprendono altresì misure volte alla sensibilizzazione degli utenti per un uso corretto degli impianti.

Gli interventi sulla struttura degli edifici possono essere affiancati da opportuni interventi di riqualificazione energetica sulla componente impiantistica, allo scopo di migliorare l'efficienza dei sistemi di produzione termica e che prevedono l'installazione di più efficienti generatori di calore, il rifacimento delle centrali termiche con l'uso di pompe e circolatori a velocità variabile, sistemi di telecontrollo per una efficiente gestione del calore. Si possono prevedere inoltre interventi di adeguamento ed efficientamento degli impianti elettrici e di illuminazione.

Effettuare interventi di riqualificazione energetica su un edificio esistente significa ridurre drasticamente il fabbisogno energetico risparmiando in modo concreto ed economicamente tangibile, permettendo non solo di tagliare i costi delle bollette energetiche, ma soprattutto di ridurre gli sprechi con un conseguente abbattimento delle emissioni nell'ambiente.

Nella diagnosi energetica sono riportate i risultati delle simulazioni di efficientamento energetico svolte ed in particolare sono riportate le seguenti informazioni:

- confronto tra la stima dei consumi attuali e la stima dei consumi ricalcolati secondo l'intervento ipotizzato;



- confronto tra la stima dei costi energetici attuali e la stima dei costi energetici ricalcolati secondo l'intervento ipotizzato;
- confronto in ciascun edificio fra la stima delle emissioni di gas serra attuali e la stima delle emissioni di gas serra ricalcolate secondo l'intervento ipotizzato;
- analisi dei costi iniziali di investimento relativi agli interventi di efficientamento previsti;
- analisi del ritorno semplice dell'investimento relativa agli interventi di efficientamento;
- stima del VAN relativo agli interventi di efficientamento previsti;
- stima del TIR relativo agli interventi di efficientamento previsti.

7. IPOTESI DI GESTIONE ENERGETICA INTEGRATA APPLICATA AL PORTO DI ANCONA

Nell'ambito delle attività di collaborazione con l'Università Politecnica delle Marche (UNIVPM), è stato sviluppato uno studio, confluito nella redazione di una tesi di laurea, riguardante un sistema avanzato di **elettrificazione delle banchine portuali** dedicate all'ormeggio delle navi traghetto e di contestuale **climatizzazione di edifici** in area portuale.

La soluzione per l'alimentazione energetica delle navi traghetto che attualmente attraccano alle banchine nn. 8, 9, 11, 13, 15, 16, individuata allo scopo di ridurre l'inquinamento nell'area portuale, prevede la realizzazione, oltre la possibile alimentazione da rete elettrica nazionale, di una **centrale di cogenerazione**, il cui residuo termico viene utilizzato per soddisfare il fabbisogno energetico di climatizzazione di una serie di edifici pubblici, la cui collocazione in area attinente quella portuale permette la distribuzione di un fluido termovettore all'interno di un circuito di **teleriscaldamento**.

Dovendo assicurare continuità di alimentazione elettrica, la centrale di cogenerazione è allacciata ad un **sistema di accumulo energetico** che si attua con la produzione e stoccaggio in serbatoio di aria compressa nei periodi di minore richiesta da parte delle banchine e successiva produzione da turbina a gas quando la potenza richiesta è superiore a quella di targa della centrale.

L'energia elettrica prodotta alimenta un sistema di **cold ironing**, che prevede la fornitura di energia elettrica da banchina, consentendo alle navi di spegnere completamente i motori ausiliari, annullando pertanto le emissioni di inquinanti e riducendo in maniera sensibile l'impatto acustico del porto.

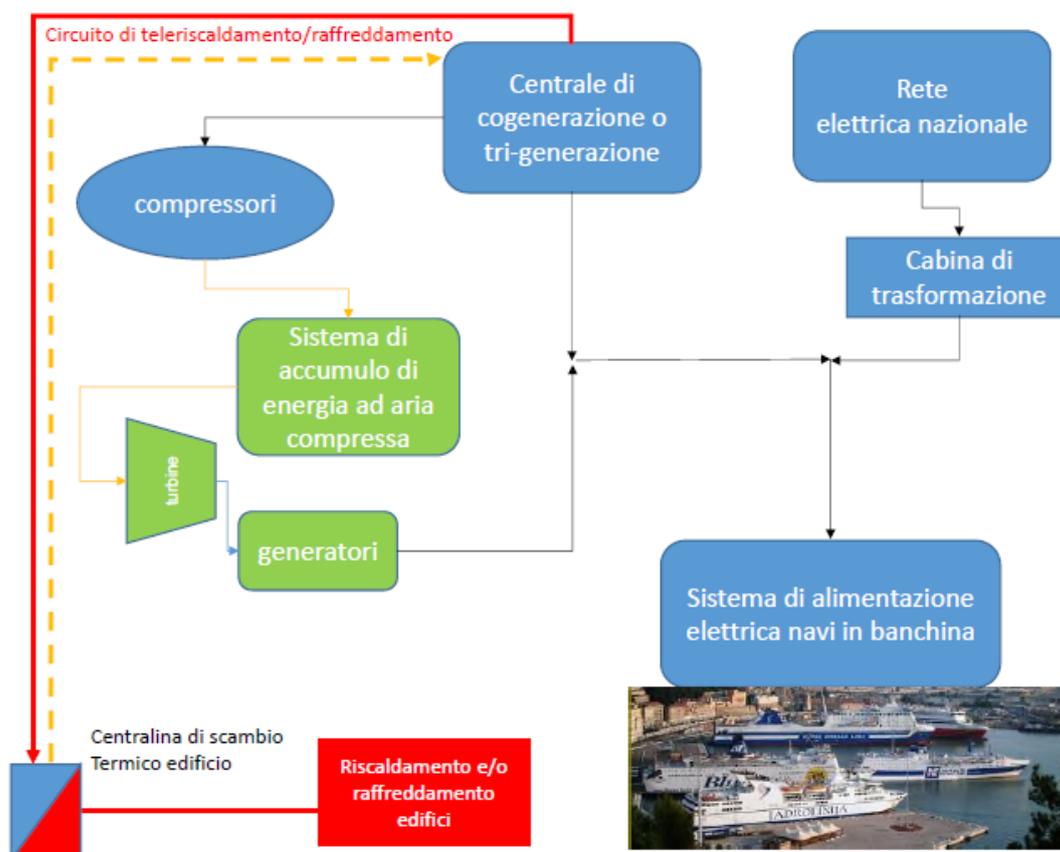


Figura 23. Schema a blocchi impianto

Questa tipologia di impianto è già stata studiata in altri porti nel mondo. In Italia tale soluzione incontra la problematica dell'alto costo dell'energia elettrica prelevata da rete, che si va ad aggiungere al già importante investimento iniziale per le infrastrutture necessarie. Inoltre ciò non consente di essere competitivi con gli armatori, i quali non hanno interesse allo shift energetico e continuano a preferire la generazione di energia interna da motori diesel, molto più economica. Considerando quindi l'alternativa a questa tipologia di alimentazione con quella evidenziata sopra, uno schema generico a blocchi dell'impianto viene riportato in figura 23.

7.1 Centrale di cogenerazione

Per dimensionare l'impianto di cogenerazione è stata effettuata una analisi dei tempi di permanenza in banchina delle navi, ottenuti tramite l'accesso al portale PMIS, in un periodo pari ad un anno (dal 01/08/2018 al 31/07/2019).

Per una più efficace raccolta di dati, sono stati organizzati degli incontri con le compagnie navali per acquisire i valori delle potenze di targa dei generatori diesel di bordo, degli effettivi consumi in porto in estate e in inverno, e per discutere delle problematiche tecniche che potrebbero insorgere durante e dopo l'installazione di un sistema di cold ironing.

L'analisi ha riguardato la settimana tipo dei 12 mesi presi in esami e sono stati tracciati gli andamenti del carico elettrico richiesto, ottenuti sommando le potenze delle navi presenti in porto in un determinato momento, come riportato in figura 24, nella quale si mostrano i soli due casi estremi di massima e minima presenza dei traghetti.

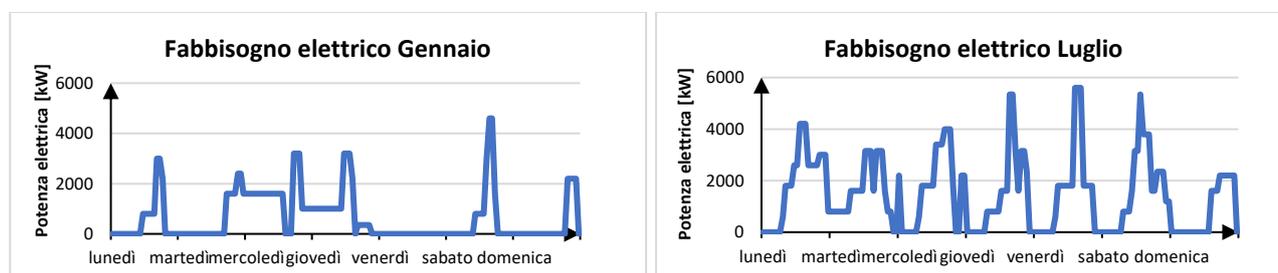


Figura 24. Andamento carico elettrico mesi di gennaio e luglio

Il mese di gennaio è caratterizzato da una bassa frequenza di chiamate e quindi un basso fabbisogno complessivo. Nel mese di luglio invece le navi hanno un basso tempo di permanenza in banchina, ma la frequenza di chiamate è molto maggiore e questo determina un carico medio più alto. Il carico annuale si presenta come in figura 25, nella quale è stato tracciato il livello della richiesta media, che risulta essere di circa 1400 kW.

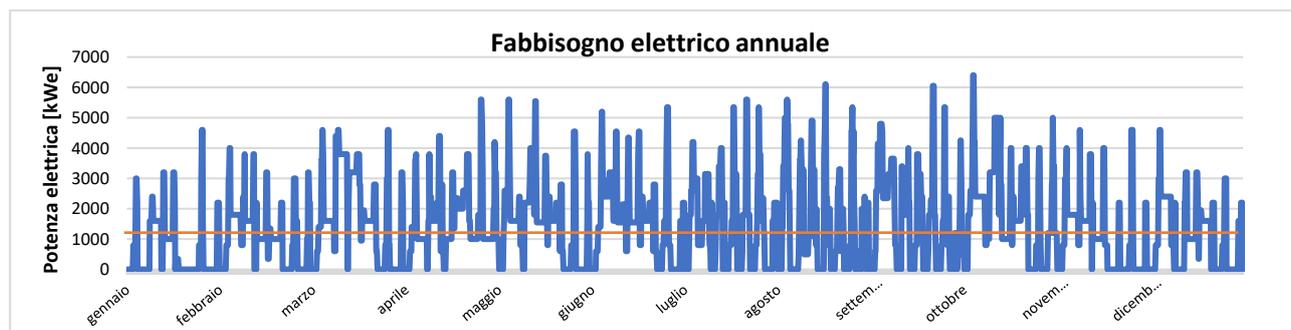


Figura 25. Andamento annuale carico elettrico

Per soddisfare tale richiesta si ipotizzano due possibili taglie di cogeneratore: taglia vicino alla media, ovvero 1560 kW, e taglia superiore alla media calcolata, ovvero 2000 kW, con l'idea di fornire maggiore autonomia all'impianto prelevando meno energia dalla rete.

7.2 Sistema di accumulo

Inoltre, come è possibile osservare dal grafico di figura 26, l'andamento di richiesta è fortemente variabile e per questo si è pensato di affiancare la centrale con un sistema di accumulo dell'energia basato sulla produzione di aria compressa. Questo per sfruttare la tecnica del peak shaving e del load leveling, in modo da livellare i picchi di richiesta e ridurre il più possibile gli scambi di energia con la rete e aumentare l'autonomia del sistema. Il parametro usato per il dimensionamento è il tempo di carica. Per la sua valutazione è stata misurata la media dei tempi in cui non erano presenti navi in porto e quindi la potenza richiesta era nulla.

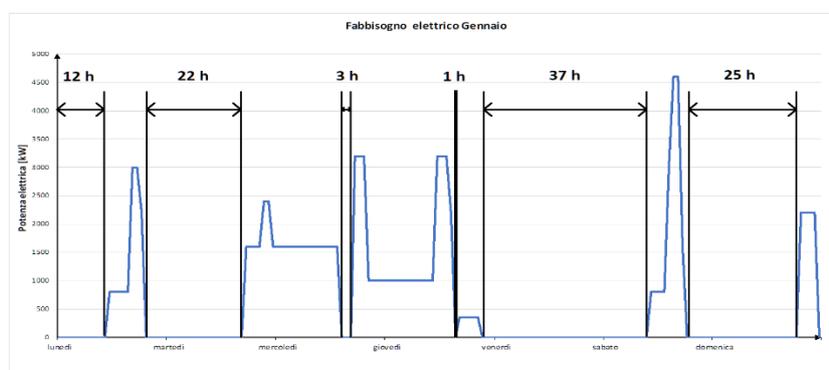


Figura 26. Tempo di carica sistema CAES

Per il mese di gennaio tale valore si attesta intorno alle 16 ore. Ripetendo anche per gli altri mesi e mediando i risultati è stato ottenuto un valore prossimo alle 10 ore. Il sistema è stato dimensionato solo dal punto di vista dell'ingombro.

Un possibile schema funzionale invece è stato modellato con il software Aspen HYSYS e appare come in figura 27.

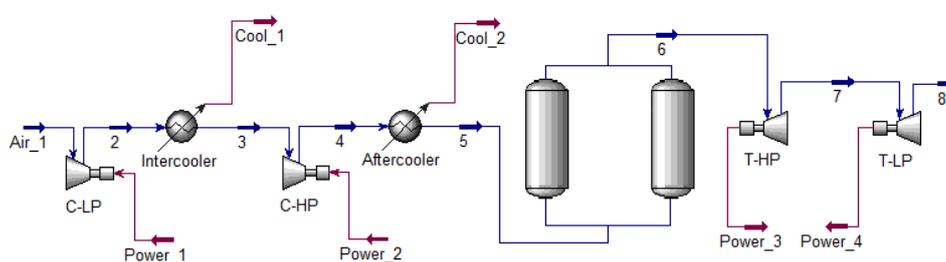


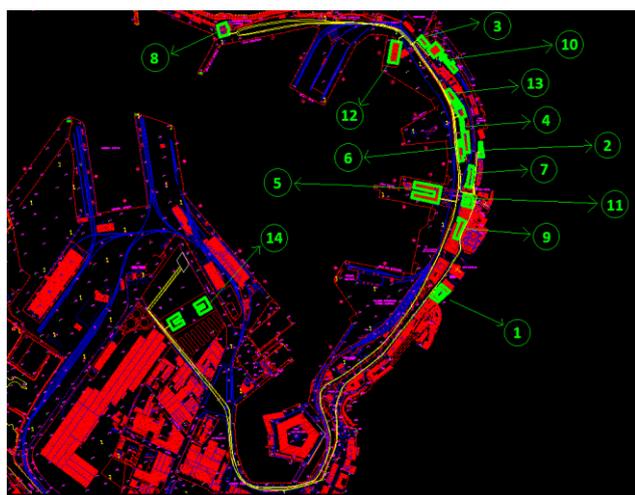
Figura 27. Schema funzionale sistema CAES

Il sistema basa il suo funzionamento su una prima fase di carica effettuata da una compressione a stadi multipli con intercooler e una refrigerazione finale per ridurre il lavoro di compressione ed evitare lo stoccaggio dell'aria alle alte temperature. Sono poi presenti uno o più serbatoi posti in parallelo per la fase di stoccaggio. Infine la fase di scarica viene realizzata con un sistema composto da una o più turbine nelle quali può essere riutilizzato il calore asportato in fase di carica per aumentare il salto entalpico.

7.3 Teleriscaldamento

Il calore di scarto della centrale viene utilizzato in una rete di teleriscaldamento ad anello riportato in figura 28. Questo consente di aumentare il rendimento complessivo dell'impianto e migliorare ulteriormente l'impatto ambientale, dato che il calore recuperato è utilizzato per la climatizzazione degli edifici, consentendo agli stessi di spegnere o attenuare i sistemi tradizionali di produzione del calore (caldaie).

La rete consente di trasportare il fluido termovettore ad una serie di edifici posti nelle vicinanze dell'area portuale, per ognuno dei quali sono state calcolate le potenzialità secondo le condizioni di progetto, sia in regime invernale sia in quello estivo – quest'ultimo solo per gli edifici provvisti di impianto di raffrescamento.



Descrizione	Potenza termica [kW]	
	Invernale	Estivo
1 Circolo sottoufficiali	337,57	-
2 Guardia di finanza Tommaso Mariani	238,12	-
3 Ex direzione amministrativa fincantieri	131,51	144,85
4 Capitaneria di porto	468,57	480,04
5 Stazione marittima attuale	632,10	598,77
6 Capitaneria di porto 2	167,66	-
7 Polizia di frontiera	247,21	349,53
8 Guardia costiera	214,40	-
9 Tribunale amministrativo	426,69	436,39
10 ITN Elia	612,01	-
11 INAIL	350,97	417,41
12 Mensa fincantieri	564,75	-
13 Guardia di finanza carlo grassi	150,22	175,77
14 Nuova sede autorità portuale	877,13	945,43
	5474,34	3603,63

Figura 28. Potenzialità e ubicazione edifici

Ai fini della valutazione della quantità di calore recuperato e sfruttato, è necessaria un'analisi dinamica, ora per ora, per un periodo di tempo compatibile con l'analisi elettrica effettuata sulle navi. Per ogni mese è stata definito il giorno medio mensile, distinguendo anche i giorni feriali e festivi per migliorare l'accuratezza dell'analisi. Per questi ultimi ci sono alcuni edifici che sono stati esclusi dal calcolo perché rimangono chiusi e altri che lavorano a regime parziale, riducendo ad esempio il carico interno dovuto alla presenza di persone o al funzionamento di macchinari.

Le simulazioni numeriche di funzionamento del sistema sono state basate sulla produzione di energia, sia termica che elettrica di valore costante, pari alla potenza di targa. Questo per far lavorare il cogeneratore alla massima efficienza e per sfruttare continuamente e massimizzare l'utilizzo del residuo termico per climatizzare gli edifici.

I risultati sono riassunti nei due istogrammi di figura 29, dove è possibile osservare come viene coperta mensilmente la richiesta di energia delle navi attraverso il mix di sorgenti. A sinistra sono presenti i risultati per la simulazione di cogeneratore da 1560 kW e a destra quelli per la simulazione basata su potenza di 2000 kW.

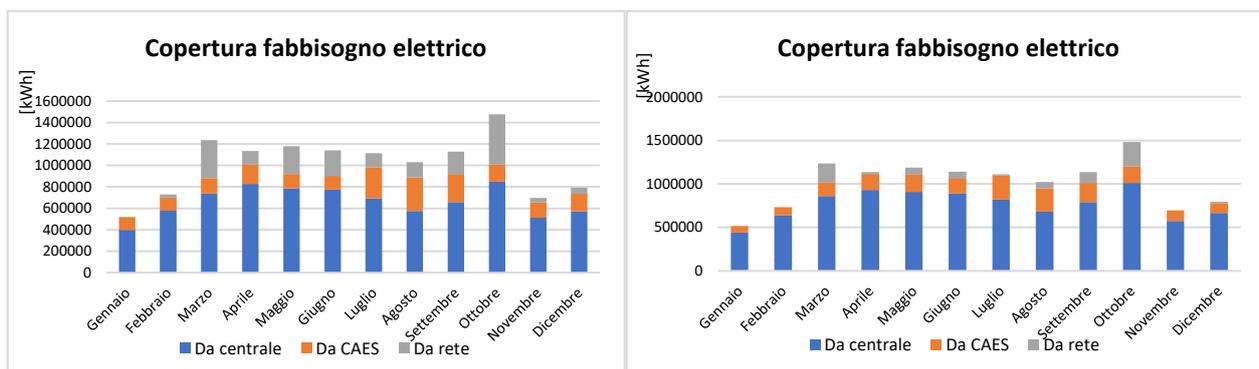


Figura 29. Copertura mensile fabbisogno elettrico navi

La differenza tra le due ipotesi è che con una centrale di taglia superiore diminuisce l'energia prelevata dalla rete. Infatti in questa ipotesi la quota di energia che proviene dalla rete è il 7,5% del totale, mentre con cogeneratore da 1560 kW sale al 16,95%. Questo consente maggiore autonomia all'impianto, infatti per tre mesi risulta indipendente dalla rete, mentre nella prima simulazione il tempo di autonomia è di un solo mese. Ovviamente la quota di energia fornita dal cogeneratore ha tendenza opposta. La quota coperta dal sistema di accumulo è circa costante e si attesta intorno al 17% in entrambe le simulazioni.

I risultati dal punto di vista della produzione di calore sono analizzati esaminando la percentuale coperta del fabbisogno termico degli edifici (figura 30).

	En fornita/en richiesta [%]	
	1560 kW	2000 kW
Gennaio	45,82%	58,74%
Febbraio	49,83%	63,88%
Marzo	58,58%	74,54%
Aprile	84,70%	96,50%
Maggio	65,56%	78,20%
Giugno	66,21%	78,42%
Luglio	65,51%	77,77%
Agosto	65,41%	77,65%
Settembre	66,28%	78,46%
Ottobre	100,00%	100,00%
Novembre	78,15%	94,87%
Dicembre	52,79%	67,66%
TOTALE	61,18%	74,55%

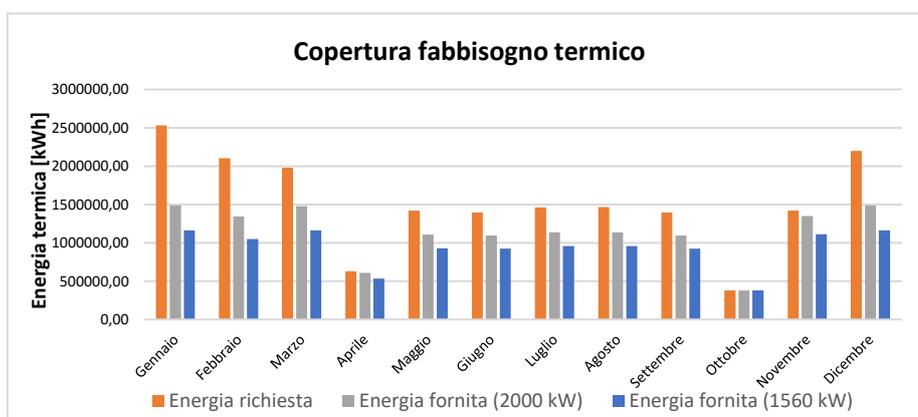


Figura 30. Copertura mensile fabbisogno termico degli edifici

L'andamento è variabile, con un minimo nel mese di gennaio dove la richiesta è maggiore ed un massimo nel mese di ottobre dove entrambi gli scenari riescono a soddisfare il 100% della richiesta. Nel complesso la centrale da 2 MW copre quasi il 15% in più, poiché produce più calore. In definitiva però lo scenario migliore, seppur di poco, risulta essere quello da 1,5 MW perché realizza un PES (Primary Energy Saving) più alto, ovvero il migliore risparmio di energia primaria minimizzando gli sprechi di energia. Questo è dimostrabile ad esempio considerando che nel mese di ottobre, quando la richiesta è bassa, l'impianto da 2 MW produce, e di conseguenza spreca, più energia dell'impianto da 1,5 MW.

7.4 Cold ironing

Uno schema generico di impianto di cold ironing appare come in figura 31 e può essere suddiviso in tre zone principali:

1. Infrastrutture e sistemi elettrici shore-side
2. Sistemi di collegamento
3. Sistemi elettrici ship-side

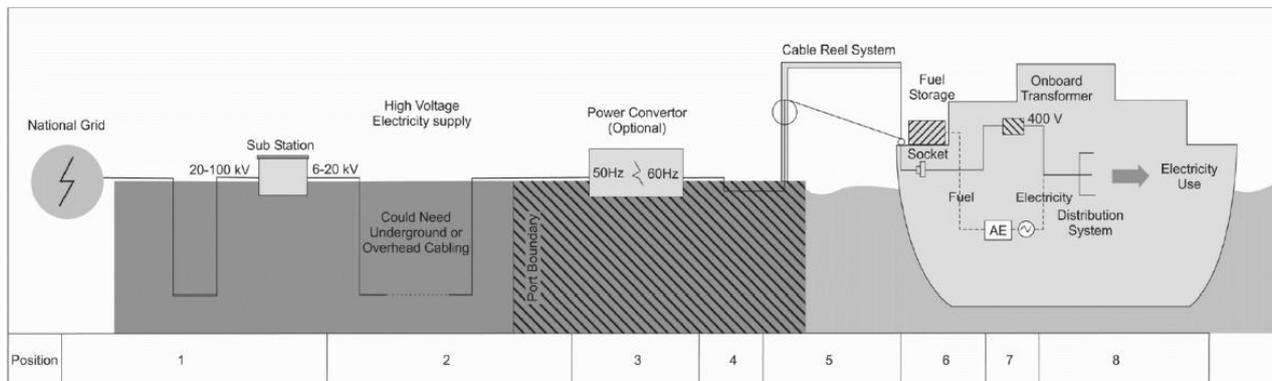


Figura 31. Schema funzionale impianto di cold ironing

Lato porto troviamo l'allaccio alla rete elettrica che può essere in media o alta tensione a seconda della località. L'energia passa in una sottostazione di trasformazione per abbassarne il voltaggio in un range da 6 a 20 kV, che rappresenta lo standard per questi sistemi; può poi essere necessario un convertitore di frequenza, per adattarla alle navi da 50 o 60 Hz; infine tramite dei cavi interrati in media tensione si raggiungono le banchine dove, con un sistema di movimentazione dei cavi e una gru, si fa avvenire il collegamento. Per alcuni tipi di nave può essere necessaria un'ulteriore trasformazione per collegarsi in bassa tensione.

7.5 Analisi economica

Per completare l'analisi si è passati alla valutazione economica dell'investimento (figura 32). Sono stati scelti come indici il Pay Back Period (PB), il Valore Attuale Netto (VAN) e il Tasso Interno di Rendimento (TIR) ottenuti calcolando il costo di investimento iniziale ed i bilanci annuali con i ricavi e i costi di gestione e manutenzione.

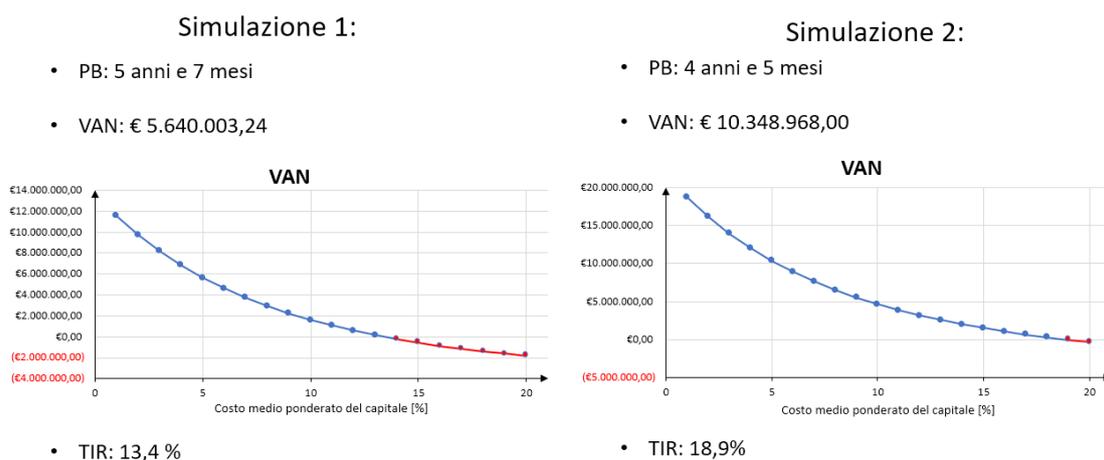


Figura 32. Risultati economici

Il miglior investimento è quello associato all'impianto da 2 MW, perché realizza un PB più basso, ovvero 4 anni e 5 mesi, con un VAN e un TIR associato più alti. Il motivo principale è dovuto ai maggiori ricavi dalla

vendita di energia termica dalla rete di teleriscaldamento e al numero maggiore di certificati bianchi prodotti e vendibili quindi sul mercato dell'energia.

Infine l'ultimo aspetto analizzato è il risparmio dal punto di vista degli armatori (figura 33). Sono stati confrontati i costi di generazione di energia elettrica da motori diesel con dati di consumo presi in letteratura e il costo dell'energia dal sistema di cold ironing.

	Energia richiesta [kWh]	Costo [€] da		Risparmio [€]
		generazione	cold ironing	
Gennaio	518750	88187,5	51875	36312,5
Febbraio	730800	124236	73080	51156
Marzo	1236400	210188	123640	86548
Aprile	1134200	192814	113420	79394
Maggio	1189300	202181	118930	83251
Giugno	1140850	193944,5	114085	79859,5
Luglio	1111500	188955	111150	77805
Agosto	1023500	173995	102350	71645
Settembre	1135350	193009,5	113535	79474,5
Ottobre	1476800	251056	147680	103376
Novembre	696800	118456	69680	48776
Dicembre	793400	134878	79340	55538
Totale	12187650	2071900,5	1218765	853135,5

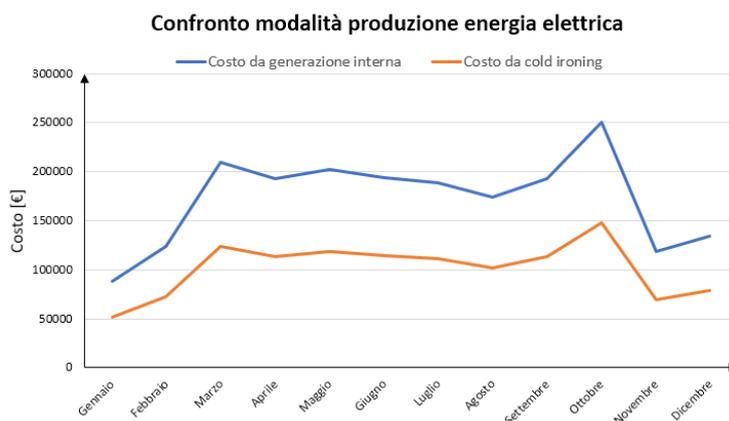


Figura 33. Risparmio armatori

Il risparmio complessivo nell'arco dell'anno è di circa 850.000 euro cioè circa il 59% della spesa attuale.

7.6 La tecnologia del "cold ironing"

Con il termine "cold ironing" si intende l'insieme delle soluzioni tecnologiche atte a fornire energia elettrica alle navi in banchina, in modo che le stesse possano spegnere i propri apparati di generazione, riducendo i consumi di combustibile e dunque le emissioni in atmosfera.

L'Autorità di Sistema Portuale, in collaborazione con l'Università Politecnica delle Marche, ha approfondito, mediante lo studio precedentemente esposto, la tematica del cold ironing applicata al porto di Ancona, nell'ambito dello studio più ampio di produzione di energia elettrica mediante un impianto di trigenerazione abbinato ad una rete di teleriscaldamento. Si seguito si riporta un estratto della documentazione relativo alla tecnologia per l'elettificazione delle banchine.

7.6.1 Sistemi per l'alimentazione elettrica delle navi in porto

La tecnologia

Tutte le navi sono provviste di due tipi di motori, quelli principali e quelli ausiliari. I primi sono necessari per la navigazione, mentre i secondi per la generazione di energia elettrica. Al fine di ottenere tale energia solitamente si utilizzano gruppi elettrogeni costituiti da un generatore accoppiato o ad un motore diesel o ad una turbina a gas o a vapore. La scelta è dipendente da considerazioni economiche e dal tipo di imbarcazione.

L'energia elettrica prodotta viene utilizzata a bordo per le cosiddette attività di hoteling, quali illuminazione e condizionamento dell'aria dei locali, la refrigerazione, la produzione di acqua calda per i passeggeri e per l'equipaggio, e in alcune tipologie di navi anche per il carico e scarico merci (ad esempio le navi container). Queste attività devono essere garantite con continuità anche durante lo stazionamento in porto delle navi, e ciò comporta che solo i motori principali possono essere spenti durante questo periodo, costringendo a lasciare accesi quelli ausiliari. Si arriva così al problema dell'inquinamento delle aree portuali.

La tecnologia del cold ironing interviene in questo senso, ovvero consentendo alle navi di spegnere i motori ausiliari e fornire loro l'energia elettrica da terra, prelevandola dalla rete locale e distribuendola tramite un impianto in banchina.

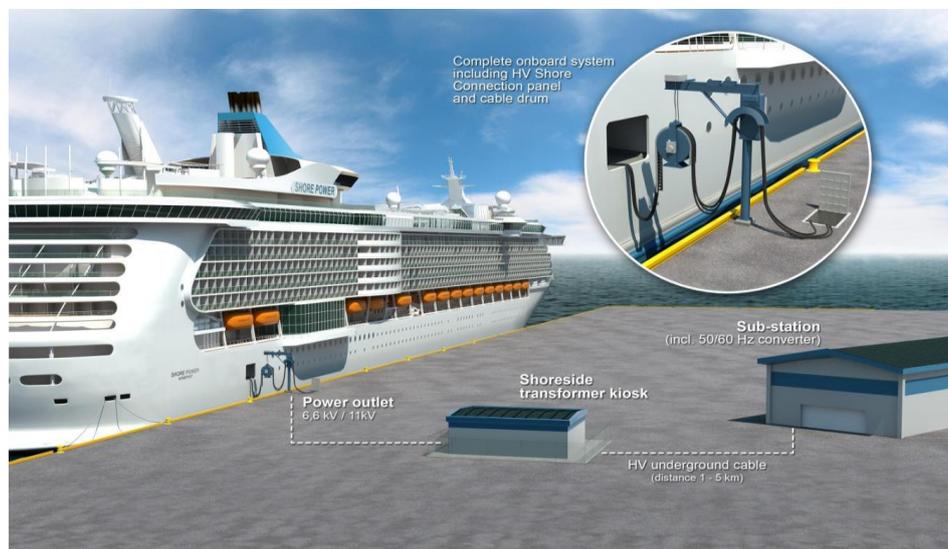


Figura 34. Sistema di collegamento porto-nave

Il termine cold ironing è stato coniato nel gergo anglosassone dal paragone tra la nave ferma in porto e un ferro da stiro, "iron", e poiché staziona a motori spenti viene definita fredda, "cold". In alternativa può anche essere trovata con il nome di "High Voltage Shore Connection" (HVSC) o "Alternative Maritime Power" (AMP) oppure "On Shore Power Supply" (OPS).

La tecnologia non è recentissima, infatti le prime applicazioni risalgono ai primi anni del 2000, con Stati Uniti e alcuni paesi del Nord Europa che sono stati i primi a realizzare banchine elettrificate, soprattutto in quei porti con maggiore traffico e maggiori problematiche di inquinamento da esso scaturite. Nel 2006 la Commissione europea invitava gli stati membri a valutare la possibilità di installare banchine elettrificate, soprattutto in quei porti con maggiore traffico e maggiori problematiche di inquinamento da esso scaturite. Nel 2012 l'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO) definiva la tecnica del cold ironing come una "misura per migliorare la qualità dell'aria nei porti e nelle città portuali, per ridurre le emissioni di inquinanti atmosferici e di rumore e, in misura minore, per ridurre l'anidride carbonica emessa dalle navi ormeggiate, generata dai motori ausiliari diesel".

Un tipico sistema di elettrificazione di una banchina si presenta come nello schema seguente.

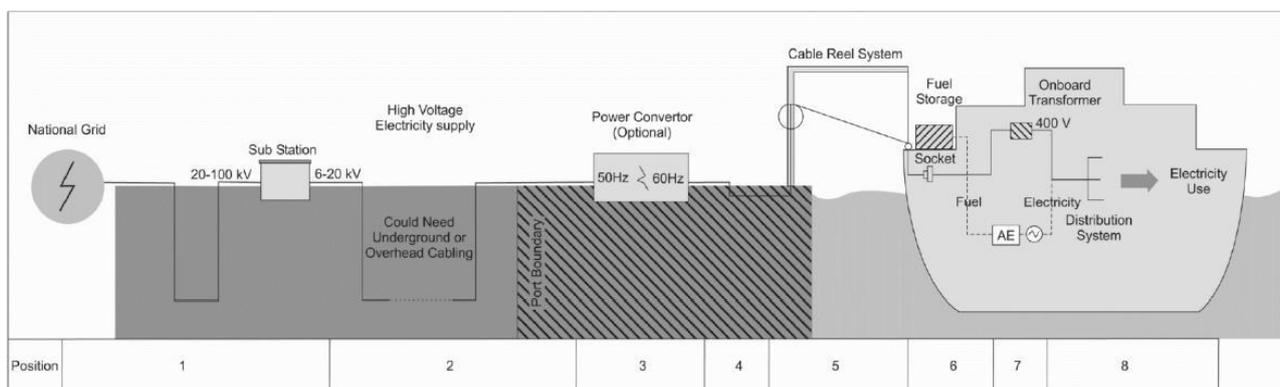


Figura 35. Schema generico impianto di cold ironing

Il sistema di alimentazione è costituito da tre parti:

1. Infrastrutture e sistemi elettrici shore-side
2. Sistemi di collegamento
3. Sistemi elettrici ship-side

Nella zona shore-side troviamo per prima cosa l'allacciamento alla rete elettrica nazionale, che, a seconda della zona presenta un voltaggio variabile, ad esempio tra i 20 e 100 kV. L'energia prelevata va a finire in una sottostazione industriale di trasformazione dove il voltaggio viene abbassato a 6-20 kV compatibilmente con le specifiche richieste dalle navi (di solito 6,6 kV o 11 kV trifase). Inoltre sono compresi quadri di distribuzione, interruttori automatici (circuit breakers), messa a terra di sicurezza, prese e spine di alimentazione e comunicazione. Un'idea di massima sulla potenza richiesta in funzione del tipo di nave è riassunto nello schema seguente.

Vessel type (length)	Average power demand (MW)	Peak power demand (MW)	Peak power demand for 95% of vessels (MW)
Container vessels (< 140 m)	0.17	1	0.8
Container vessels (> 140 m)	1.2	8	5
Container vessels (total)	0.8	8	4
RoRo and vehicle vessels	1.5	2	1.8
Oil and product tankers	1.4	2.7	2.5
Cruise ships (< 200 m)	4.1	7.3	6.7
Cruise ships (> 200 m)	7.5	11	9.5
Cruise ships (> 300 m)	10	20	12.5

Tabella 7. Potenza richiesta dai vari tipi di navi

Una volta usciti dalla sottostazione industriale si arriva al terminale portuale tramite cavi elettrici. Talvolta può essere necessario una conversione di frequenza di alimentazione. È importante ricordare infatti che di solito lo standard utilizzato nella Comunità europea è di 50 Hz, mentre in altre zone del mondo come negli Stati Uniti la frequenza standard è di 60 Hz. Considerando i grandi traffici marini un porto accoglie navi dell'una e dell'altra categoria. Una nave progettata per utilizzare corrente a 60 Hz potrebbe utilizzare corrente a 50 Hz per alcune apparecchiature come l'illuminazione e il riscaldamento degli edifici, ma non per sistemi a motore come le pompe o le gru di sollevamento. Per questo motivo per le navi che utilizzano corrente a 60 Hz è necessario convertire la frequenza a 50 Hz e viceversa. Tramite cavi di potenza, installati in cavidotti sotterranei, avviene il collegamento in banchina.

Nella parte ship-side troviamo il sistema di movimentazione dei cavi per giungere al collegamento con la nave. Si può ricorrere ad una struttura equipaggiata con un argano ed una gru costruita sulla banchina, in grado di alzare e abbassare i cavi di collegamento. Questi sono azionati da un motore elettrico e solitamente sono controllati a distanza in una cabina di comando.



Figura 36. Esempio di allaccio

Le prese e le spine di cui sono dotati gli avvolgicavo, le junction box ed i quadri a terra ed a bordo nave sono realizzate secondo gli standard, in modo da consentire la possibilità di collegamento in qualsiasi porto.

Le navi da crociera, le navi ro-ro e i traghetti ormeggiano quasi sempre nella stessa posizione ed è quindi possibile progettare un sistema fisso sul molo. Talvolta però si possono riscontrare problematiche quali la mancanza di un punto fisso di attracco e la mancanza di spazio a bordo delle navi per la movimentazione dei cavi. Esistono allora sistemi avvolgicavo per raggiungere punti diversi lungo la banchina; si tratta di sistemi fissi composti da:

- Ruota avvolgi/svolgi cavi
- Cavi flessibili
- Pannello di controllo elettrico
- Connettori
- Motorino elettrico



Figura 37. Sistema di movimentazione dei cavi

Per le navi container, che necessitano di spazio libero attorno ad essa per la movimentazione delle merci, si rende necessario l'utilizzo di una connessione mobile, ad esempio disponendo di sistemi avvolgicavo, ma su gomma, di stampo aeronautico. Il vantaggio è che non si interferisce con la gestione dell'attracco, dove gli spazi sono ridotti.

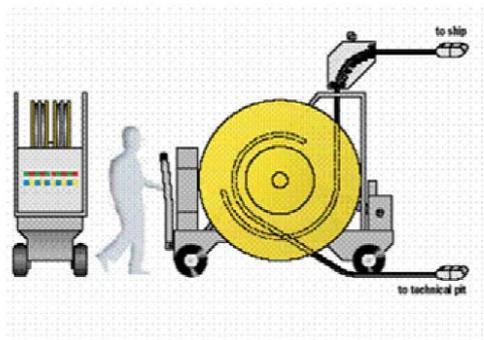


Figura 38. Sistema avvolgicavo mobile su gomma

Quando non in uso i cavi sono avvolti e tenuti in porto o sulle navi se vi è la possibilità (di solito le navi di più recente costruzione possono ospitare sia i cavi sia il secondo trasformatore quando necessario).



Figura 39. Sistema avvolgicavo Cavotec

Le navi devono installare prese per cavi in fase di progettazione, quelle già esistenti devono essere adattate. Il sistema a bordo consiste di pannelli di presa, regolatori a commutazione di tensione, interruttori di circuito e sistema di controllo e monitoraggio. A seconda delle specifiche della nave può essere richiesto un secondo trasformatore a bordo (quando è necessario scendere ad una tensione di 400 V). A questo punto la corrente elettrica può essere distribuita a tutto l'impianto sulla rete elettrica di bordo già esistente.

Questo presentano finora è uno schema generico e non risulta essere l'unico possibile. Ci può essere la necessità di installare più convertitori di frequenza, nel caso in cui ad esempio su più banchine arrivino navi con richieste diverse e quindi non può essere attuata un'unica conversione a monte, ma bisogna ricorrere a sistemi sulla singola banchina. Lo stesso discorso è valido anche per la tensione.

Impatto acustico

Un altro aspetto che può essere migliorato tramite l'installazione di un sistema di cold ironing riguarda il rumore nella zona portuale e circostante. Il "rumore ambientale" è stato definito dalla Direttiva Europea 2002/49/CE come "i suoni indesiderati o nocivi in ambiente esterno prodotti dalle attività umane, compreso il rumore emesso da mezzi di trasporto, dovuto al traffico veicolare, al traffico ferroviario, al traffico aereo e proveniente da siti di attività industriali [...]".

I rumori generati da una nave in stazionamento in porto possono essere divisi in due categorie, primari e secondari. Nella prima rientra il rumore generato dal tubo di scarico dei fumi dei motogeneratori diesel, dalle prese di ventilazione e dalle uscite; tra questi la componente provocata dal motore diesel è sicuramente quella più rilevante che si propaga verso l'esterno. Anche il condotto di scarico gioca un ruolo importante, in quanto di solito è collocato sulla sommità di un imbuto e quindi acquista una certa quota rispetto al paesaggio circostante, incontrando così meno impedimenti alla propagazione del rumore. Alla seconda categoria appartengono rumori meno rilevanti, quali quello generato da pompe e refrigerazione dei container.

Non è facile andare ad attribuire ad un rumore un unico valore espresso in dB per attestare se esso supera o meno la soglia di accettabilità. Esso infatti dipende da diversi parametri che possono essere volume, tono, frequenza, durata e variabilità. Gli indici di rumore sono di solito una media di volume e durata per un determinato periodo di tempo, anch'esso importante da definire. Infatti un rumore che può essere considerato accettabile per un ambiente di lavoro industriale durante il giorno non può altrettanto esserlo in un orario notturno in un quartiere residenziale.

In uno studio commissionato dalla Danish Environmental Protection Agency (Danish EPA) è stato assunto come valore di riferimento per la rumorosità di un motore diesel 107 dB misurata nella zona immediatamente esterna alla nave. Considerando che in una zona residenziale il valore accettabile è pari a 40 dB nella fascia oraria 22-07, è stato applicato il modello per la propagazione del suono e risulta che la nave dovrebbe ormeggiare ad una distanza di circa 600 m per non eccedere tale limite. I livelli di rumore limiti accettabili per le altre fasce orarie e per altre zone sono riassunti nella tabella che segue.

Area type	Monday-Friday 07-18 Saturday 07-14	Monday-Friday 18-22 Saturday 14-22 Sunday+Holidays 07-22	All days 22-07
Industry area	70	70	70
Mixed residential and industry	55	45	40
Residential, City	50	45	40
Residential	45	40	35
Recreational areas	40	35	35

Tabella 8. Potenza sonora accettabile per fascia oraria e zona di riferimento

Per quanto riguarda le sorgenti di rumore, nello studio è stato analizzato un gruppo selezionato di motori navali, la potenza del suono è risultata variabile in un range compreso tra 135 e 142 dB. Il rumore provocato dai ventilatori risulta essere compreso tra 81 e 110 dB, mentre dalla refrigerazione dei container circa 90 dB, a cui vanno aggiunti ulteriori 3 dB se il numero di referers viene raddoppiato. L'andamento generale dei valori risulta essere direttamente proporzionale alla grandezza della nave, all'età e soprattutto al tipo di nave.

Nella situazione in cui i valori misurati eccedono i limiti, lo studio propone diverse possibili soluzioni:

- l'installazione di silenziatori posizionati sullo scarico dei generatori diesel, che possono essere a riflessione, ad assorbimento o di tipo combinato;
- l'utilizzo dello scarico del motore principale durante lo stazionamento in porto reindirizzando lo scarico del generatore diesel;
- il ricorso alle tecniche standard per la riduzione del rumore nei sistemi di ventilazione, ovvero l'applicazione di lana minerale, silenziatori cilindrici, silenziatori deflettori e lamelle antirumore;
- la progettazione di un sistema di cold ironing.

Proprio la tecnica del cold ironing, anche se risulta essere la più complessa, è indicata come migliore per la riduzione del rumore in area portuale. Spegnendo i motori infatti si annulla completamente la componente dovuta ai generatori, che dai dati sopra elencati risulta essere la più importante. Non si possono eliminare quelle dovute a ventilatori e refrigeratori, comunque meno importanti e più facilmente gestibili con gli altri metodi elencati.

Per evidenziare la benevolenza di un impianto di cold ironing dal punto di vista acustico sono stati misurati i valori prima e dopo l'installazione dello stesso, in base al tipo di nave è emerso che:

- le navi di tipo Ro-Ro, oltre ai motori ausiliari hanno un'ulteriore fonte di rumore: l'emissione acustica dei sistemi di ventilazione, che hanno un contributo significativo e non possono essere evitati dal sistema di cold ironing. I dati raccolti in questo studio quantificano il beneficio acustico dell'uso di cold ironing in una riduzione di circa 2 dB, che potrebbe non essere significativa in termini di percezione;
- le navi container hanno anche un'ulteriore fonte di rumore: la refrigerazione dei container caricati nella nave che emettono direttamente all'esterno. Questa fonte dovrebbe essere quantificata in ogni nave container poiché non è possibile stimare per tutti i casi in generale. Sebbene questa variabile non sia impostata, i dati raccolti durante lo studio hanno quantificato una riduzione compresa tra 2 e 6 dB dal sistema di cold ironing;
- le navi da crociera possono beneficiare di vantaggi acustici compresi tra 6 e 10 dB di riduzione a seconda del tipo. Va notato che queste navi presentano la maggiore incertezza in termini di potenza dei loro motori ausiliari e modalità di funzionamento delle loro apparecchiature di ventilazione e refrigerazione; quest'ultimo è direttamente correlato, tra gli altri fattori, alle attività in corso al momento della misurazione e al numero di passeggeri a bordo.

Aspetti economici

Un aspetto più critico correlato al cold ironing è l'investimento economico necessario alla realizzazione. Se i benefici infatti sono molteplici e tangibili, in taluni casi lo studio di fattibilità economica può dare un esito negativo e far rinunciare al progetto. Il discorso risulta essere molto ampio e dipendente da molti parametri. Un'interessante analisi è stata condotta da Environ, commissionata dal porto di Long Beach e da California Air Resource Board. Inoltre lo studio fa riferimento ad altri studi incrociati per validare i costi stimati da Environ e CARB.

I costi principali associati ad un impianto di cold ironing includono quelli per le modifiche alle navi esistenti, quelli per la riprogettazione dei terminali nel porto, l'installazione e la manutenzione delle infrastrutture necessarie e i costi legati alla produzione o all'ottenimento dell'energia elettrica da fornire alle navi.

Per quanto riguarda i costi per le navi, c'è da considerare che esse devono essere equipaggiate per ricevere potenza da una sorgente esterna. Si tratta principalmente di sistemi di cablaggio, connettori, trasformatori e quadri di comando. Per le navi di nuova costruzione tali sistemi devono essere considerati in fase di progettazione, mentre per quelle già esistenti devono essere apportate delle modifiche. Dallo studio in esame è emerso che il costo per le modifiche da apportare ad una nave può variare da 500000 a 2 milioni di dollari. Sono state studiate vari tipologie di nave e dal calcolo medio risulta una spesa di circa 172 dollari per TEU (circa 40 metri cubi).

I costi delle infrastrutture shore-side comprendono invece i cavi, spine, cablaggi sotterranei per arrivare al terminale, eventuali sottostazioni di trasformazione e quadri di distribuzione. Lo studio stima che i costi per le modifiche di un terminale si attestino intorno ai 5 milioni di dollari, valore che può ridotti anche del 20% considerando la crescente esperienza maturata in altre sedi che può abbassare tali costi. Tale componente è fissa perché si ritiene che il porto non sia capace di scalare l'investimento anche se ad esempio venisse usato solo il 10% della capacità dell'impianto.

A questo punto vanno aggiunti i costi per le operazioni ordinarie e la manutenzione. Secondo lo studio di Environ, questo contributo può essere calcolato considerando un 12% del capitale totale investito nelle infrastrutture shore-side.

In ultimo c'è da considerare il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete e fornita alle navi in porto. Nello studio non vengono forniti dati a riguardo in quanto sono fortemente caratteristici del luogo di installazione dell'impianto, ovvero del prezzo offerto dal gestore dell'energia elettrica. Questo parametro può decretare l'esito positivo o meno di un progetto di cold ironing. Per gli armatori infatti può risultare sconveniente acquistare energia elettrica ad un prezzo superiore di quello risultante dalla produzione interna dai motori diesel. Nella tabella seguente sono riassunti i prezzi dell'energia elettrica per utenze industriali per una fascia di consumo compresa tra 500 e 2000 MWh per i paesi europei.

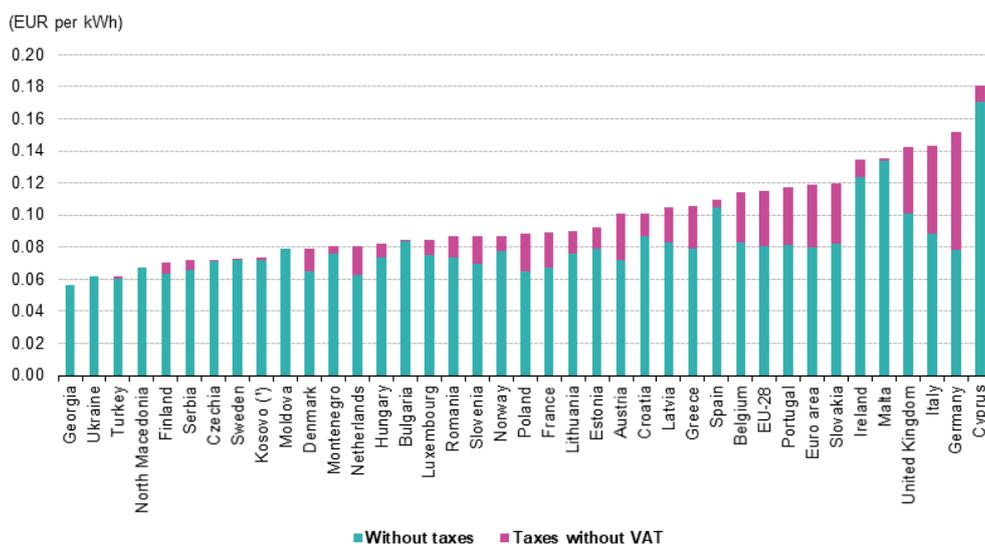


Figura 40. Prezzo energia elettrica per consumatori industriali per i paesi dell'UE nel 2018

È immediato notare le grandi differenze tra i vari paesi. Non a caso il cold ironing è nato nei paesi nordici (Svezia e Finlandia) dove il costo dell'energia elettrica è minore. Molti progetti sono stati realizzati anche in

Italia, ma l'eccessivo costo dell'energia, che la colloca ad essere uno degli stati con un prezzo più alto, si è rivelato un ostacolo insormontabile per la riuscita del progetto stesso.

Quadro normativo

I primi impianti di cold ironing realizzati in Europa e nel mondo non seguivano delle normative comuni per quanto riguarda eventuali specifiche tecniche.

Con l'aumento della realizzazione di progetti si è resa necessaria una standardizzazione internazionale per ottimizzare sia le questioni tecniche, sia per abbattere i costi di produzione delle infrastrutture e sia per migliorare la ricerca sulla tematica al fine di seguire una strada comune.

L'adozione di una norma internazionale consente alle imbarcazioni di collegarsi a reti HVSC in porti diversi, senza la necessità di adattare o modificare il set up in ogni porto. È un dato di fatto che evitando differenze tecniche, come tensioni, prese di corrente, frequenze, ecc, migliora l'efficienza d'uso di tali sistemi in luoghi diversi.

Già nel 2006 con la direttiva 2006/339/CE "*on the promotion of shore-side electricity for use by ships at berth in Community ports*" la Comunità Europea invitava gli stati membri a considerare l'opportunità di sistemi di alimentazione shore-side in particolare in quei porti dove la qualità dell'aria superava i limiti consentiti. Invitava inoltre gli stati membri a lavorare nel contesto offerto dalla convenzione Marpol stabilita dall'IMO. La normativa prevedeva la possibilità di stanziare incentivi per quegli operatori che avrebbero intrapreso un progetto di cold ironing all'interno della Comunità.

Nel 2007 l'International Organization for Standardization (ISO) e International Electrotechnical Commission (IEC) hanno iniziato a lavorare sulla standardizzazione, occupandosi rispettivamente degli aspetti meccanici e degli aspetti elettrici. La collaborazione ha portato alla stesura della norma "IEC/PAS 60092-510:2009 Electrical installations in ships – Special features – High Voltage Shore Connection Systems (HVSC-Systems)", che è stata pubblicata a fine aprile 2009. Questo standard è stato rivisto e sostituito dalla norma "ISO/IEC/IEEE 80005-1:2012 Utility connections in port – Part 1: High Voltage Shore Connection (HVSC) Systems – General requirements" durante l'estate 2012. Oggi tale norma risulta ancora valida anche se proprio nel corso del 2019 sono state aggiornate alcune sezioni.

Le normative di riferimento attualmente più importanti sono:

- IEC 80005-1 Utility connections in port – Part 1: High Voltage Shore Connection (HVSC) Systems – General requirements;
- IEC 80005-2 Utility connections in port – Part 2: High and low voltage shore connection systems – Data communication for monitoring and control;
- IEC 80005-3 Utility connections in port – Part 3: Low Voltage Shore Connection (LVSC) Systems – General requirements;
- EC 62613-1 Plugs, socket-outlets and ship couplers for high-voltage shore connection 380 system (HVSC system) - Part 1: General requirements;
- EC 62613-2 Plugs, socket-outlets and ship couplers for high-voltage shore connection 380 system (HVSC system) - Part 2: Dimensional compatibility and interchangeability 383 requirements for accessories to be used by various types of ships;

- IEC 60309-5 Plugs, socket-outlets and couplers for industrial process – Part 5: Dimensional compatibility and interchangeability requirements for Plugs, socket-outlets and ship connector for low-voltage shore connection system (LVSC).

IEC 80005-1 High Voltage Shore Connection (HVSC) Systems

Lo standard previsto può essere applicato sia alla fase di progettazione, che a quella di installazione e collaudo dei sistemi HVSC (High voltage shore connection) e più specificamente a:

- Sistemi di distribuzione a terra ad alta tensione
- Collegamento terra-nave e delle dotazioni di interfaccia
- Trasformatori / reattori
- Semiconduttori / convertitori rotanti
- Sistemi di distribuzione della nave
- Controllo, monitoraggio, interlocking e power management systems

La norma non si applica ai sistemi a bassa tensione.

Nello standard per prima cosa viene riportato un tipico sistema di alimentazione da banchina, riportato nello schema seguente.

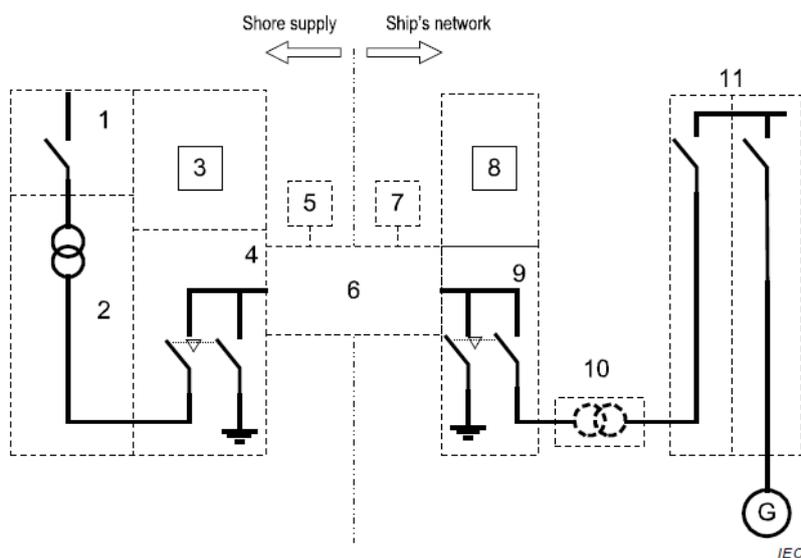


Figura 41. Schema impiantistico di riferimento proposto nella IEC80005-1

Dove ogni parte rappresenta:

1. Input energetico shore-side. Può essere fornito dalla rete o da un sistema di produzione e distribuzione interna al porto.
2. Trasformatori e convertitori di frequenza shore-side.
3. Sistemi di protezione (relè) shore-side.
4. Dispositivi di interruzione e sezionatore di terra.
5. Connessione lato terra e sistema di controllo (prese, avvolgicavo, sistema di comunicazione e controllo).
6. Punto di connessione e equipaggiamento di interfaccia.

7. Connessione lato nave e sistema di controllo (prese, avvolgicavo, sistema di comunicazione e controllo).
8. Sistemi di protezione (relè) ship-side.
9. Dispositivi di interruzione e sezionatore di terra a bordo.
10. Trasformatore di bordo se necessario.
11. Centralino ricevente per il collegamento con l'impianto della nave.

Inoltre nello standard internazionale troviamo i requisiti tecnici da rispettare. Tale norma viene affiancata dalla IEC 62613-1 & 2, il cui oggetto di normazione sono le spine, le prese di uscita e accoppiatori per navi per sistemi di alimentazione elettrica da terra (HVSC systems).

Lo schema generale di un sistema di alimentazione da terra delle navi in porto, detto "shore-to-ship power" o "cold ironing" o "High Voltage Shore Connection" (HVSC), è riportato in 41 e si riferisce allo standard IEC 80005-1.

Nello schema generale è indicato con 1 l'interruttore generale dell'impianto, generalmente al livello di media tensione della rete di distribuzione primaria alla quale il sistema di "cold ironing" è connesso. La sezione 2 è costituita dai dispositivi di condizionamento della potenza e include i trasformatori, che consentono tanto l'adattamento alla tensione normata del sistema di "cold-ironing" (6,6-11 kV) quanto il rispetto delle prescrizioni di isolamento del guasto a terra, ed eventuali sistemi di conversione della frequenza, qualora la frequenza nominale del sistema elettrico a terra non corrisponda con quella del sistema elettrico della nave, generalmente pari a 60 Hz per le grandi navi.

La sezione di sistema a terra si completa con dispositivi di protezione (indicati con 3), interruzione e messa a terra (4). La connessione tra i due sistemi è realizzata mediante un componente di collegamento ed interfaccia (6), che comprende opportuni apparati di controllo tanto a terra (5) quanto a bordo nave (7). All'ingresso della nave è previsto un quadro di interfaccia a MT, o quadretto presa da terra, con relativi dispositivi di protezione (8-9), e la connessione al quadro elettrico principale di bordo (11) può essere realizzata direttamente qualora la tensione nominale di bordo coincida con quella proveniente da terra, altrimenti è necessaria l'interposizione di un opportuno trasformatore (10).

Le principali differenze tra le realizzazioni o le proposte dei sistemi di alimentazione da terra delle navi in porto sono legate alle modalità di realizzazione della conversione della frequenza (2) e del componente di collegamento e interfaccia (6).

Per quanto concerne gli apparati di interfaccia tra il sistema elettrico di terra ed il sistema elettrico a bordo nave, si parla essenzialmente di componenti, detti avvolgicavo, che consentano il collegamento mediante un cavo flessibile opportunamente posizionato fino a raggiungere il quadro di interfaccia a bordo nave, che possa sopportare i normali movimenti della nave. In questi dispositivi è presente un sistema di alimentazione ausiliaria in bassa tensione dei motori per lo svolgimento e l'avvolgimento del cavo, nonché per la movimentazione delle eventuali altre parti mobili.

Tali standard stabiliscono dunque i requisiti per garantire la sicurezza delle shore connections ad alta tensione e quelli per la compatibilità della connessione nave-terra. Si tende dunque ad agevolare la cooperazione tra le industrie dello shipping e delle strutture portuali, promuovere idonee procedure operative ed incentivare la conformità con lo standard, in maniera tale da massimizzare la diffusione di navi che utilizzano il cold ironing in altrettanti porti.



Inoltre la norma IEC/ISO/IEEE 80005-1 prevede quanto segue:

- Fornitura energia shore to ship: Sistemi con tensioni nominali di 6,6 kV o 11 kV, a bordo alle navi e sulle banchine.
- Fase di connessione: prima il contatto di terra, dopo il contatto di fase, infine contatto pilota.
- Fase di disconnessione: medesimo procedimento della connessione ma al contrario.
- Evento di disconnessione della spina: avviene l'avviamento dei dispositivi di spegnimento di emergenza.
- Sistemi di monitoraggio degli avvolgicavi considerata la prevista elevata tensione meccanica del cavo di connessione.

Il resto della normativa contiene tutti gli aspetti riassunti nella tabella seguente.

Tabella 3.3 *Contenuti norma IEC/ISO/IEEE 80005-1*

Qualità dell'alimentazione elettrica	Limiti di tensione e frequenza
Requisiti Elettrici	Sistema di tensione 6,6 kV e / o 11 kV
	Range di potenza
	Capacità di tenuta al cortocircuito
	Sistema di neutralità a terra
Requisiti Ambientali e meccanici	Conformità alla norma IEC 60092-101 e 60092-503
	Temperatura, umidità, vento, neve, sale
	Combinazione di condizioni meteorologiche
Safety	Protezione contro le scosse elettriche
	Sistema equipotenziale
	HV spina di sicurezza durante la manipolazione
	Sistema di incastro
	Protezione contro i guasti elettrici
	Requisiti per aree pericolose
	Arresto di emergenza
Requisiti delle apparecchiature elettriche	Norme operative
	Quadri
	Interruttori
	Trasformatori
	Inverter
Requisiti della nave	Sistema di raffreddamento
	Valutazioni di compatibilità da eseguire prima di effettuare il collegamento
Compatibilità di connessione tra shore connection e ship equipment	Sistema di cavi
	Tipologia di cavi
	Controllo di tensione del cavo
	Monitoraggio della lunghezza del cavo
Collegamento ship-to-shore ed interfaccia	Monitoraggio sbilanciamento cavo
	Sicurezza dell'operatore
	Contatti principali
	Contatti pilota
	Contatti Terra
Spine e prese di corrente	Contatto connessione sequenziale
	Centralina Shore connection
	Disgiuntore, sezionatore, sezionatore di terra
	Trasformatore
	Protezione contro i guasti elettrici
	Procedura di connessione
	Ripristino dell'alimentazione
	Trasferimento del carico
Verification e testing	Test frequenza di alimentazione per quadro HV 62271-200 e 60502-2
	Misura della resistenza d'isolamento
	Test funzionale dei dispositivi di protezione
	Test funzionale del sistema di interblocco
	Test funzionale delle apparecchiature di controllo
	Test di monitoraggio del legame equipotenziale
	Test funzionale del sistema di gestione dei cavi
	Test di integrazione
	Collaudo e manutenzione periodica

Nella normativa viene fornita inoltre la modalità di allaccio delle diverse tipologie di navi, con l'obiettivo di garantire l'interoperabilità tra sistemi di terra e di bordo. Le prescrizioni generali includono le specifiche per:

- Realizzazione di un circuito di equipotenzializzazione tra nave e terra.
- Sistema di shut-down immediato dell'alimentazione comandabile sia da terra sia da bordo mediante pulsanti di emergenza.
- Separazione galvanica tra nave e sistema elettrico di terra.
- Interblocchi di sicurezza tra interruttori e sezionatori di linea e di terra.
- Interblocchi di sicurezza tra prese e spine.
- Protezione dalle sovracorrenti e dall'inversione del flusso di potenza.
- Sistemi di sincronizzazione tra rete di bordo e rete di terra.

[IEC 61800-3 Adjustable speed electrical power drive systems](#)

I convertitori di frequenza assorbono dalla rete una corrente distorta che può alterare la forma della tensione di rete, perturbando così il funzionamento delle altre utenze alimentate. È un problema di compatibilità elettro-magnetica. La norma si applica agli azionamenti a tensione nominale inferiore a 35 kV. Viene definito un parametro globale, la distorsione armonica totale (THD), come rapporto tra il valore efficace della componente armonica e il valore efficace nominale della fondamentale.

Dove:

- Q_h è il valore efficace della componente armonica;
- Q_i è il valore efficace nominale della fondamentale.

Il THD è un indicatore sintetico del livello di distorsione, non sufficiente in sé a descrivere pienamente il fenomeno, ma molto utile per una prima valutazione. Nella norma sono indicati i valori limiti per avere un sistema poco distorto. I limiti sono espressi come massima percentuale ammessa rispetto alla corrente complessiva dell'installazione ed al valore del rapporto di cortocircuito.

L'utilizzo di trasformatori di interfaccia con avvolgimenti secondari multipli realizza una cancellazione armonica che aiuta a mantenere i parametri di distorsione lato rete dei convertitori entro i limiti di norma.

[7.6.2 Cold ironing nel Porto di Ancona](#)

Negli ultimi anni il porto ha visto un aumento costante dei traffici e quindi un conseguente aumento dell'emissione di sostanze inquinanti nell'area. Il fenomeno è dovuto sia ai movimenti di manovra delle navi sia allo stazionamento delle stesse in banchina sia al carico e scarico veicolare. L'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale ha così iniziato ad interessarsi alla tematica ambientale.

La presente trattazione intende fornire una soluzione impiantistica per il soddisfacimento della richiesta energetica delle navi durante lo stazionamento in porto. Per ovviare al problema dell'elevato costo dell'energia elettrica in Italia, propone un sistema di produzione trigenerativo per produrre in loco l'energia necessaria. La centrale, alimentata a gas naturale, oltre all'energia per le navi, produce un residuo termico che viene utilizzato per la climatizzazione di edifici localizzati nella zona portuale. Questo è reso possibile dalla progettazione di una rete di teleriscaldamento ad alta efficienza. In aggiunta si prevede un sistema di accumulo ad aria compressa per soddisfare comunque la richiesta massima di potenza ma con una potenza della centrale minore, sfruttando l'energia accumulata nei momenti di minore richiesta. La tecnica consente

di livellare il carico, fortemente dinamico, in quanto dipendente dalla presenza di navi in porto. Questo è stato pensato sia per permettere all'impianto di funzionare sempre alla sua potenza di taglia ed avere di conseguenza un rendimento massimo sia per ridurre i costi di investimento grazie all'installazione di una centrale più piccola, anche se questo secondo aspetto viene compensato dal costo del sistema di accumulo stesso. La parte bassa del carico elettrico viene quindi soddisfatta dalla centrale, i picchi dal sistema di accumulo dell'energia. Qualora quest'ultimo non sia sufficiente si ricorre a prelevare energia elettrica dalla rete nazionale. Per prima cosa si è passati all'individuazione delle banchine da elettrificare e agli edifici da climatizzare con la rete di teleriscaldamento.

Banchine coinvolte

Come detto in precedenza, nel porto di Ancona sono presenti numerose attività legate al commercio, al trasporto merci e passeggeri e alle attività della marina militare. La proposta di elettrificazione delle banchine riguarda il settore passeggero, in particolare quello dei traghetti. Essi sono caratterizzati da una frequenza di arrivi e partenze abbastanza regolare, anche se variabili durante le stagioni dell'anno. Inoltre non richiedono potenze particolarmente elevate, come avviene ad esempio nel caso di navi crociere. Proprio queste ultime potranno essere oggetto di un successivo studio, in quanto nel porto sono in programma lavori per la realizzazione di una nuova banchina appositamente dedicata a questo tipo di navi.

Limitando quindi lo studio alle navi traghetto si è passato all'organizzazione di una serie di incontri con le compagnie navali interessate. Questo per venire a conoscenza di una serie di dati utili al progetto (come potenza, voltaggio e frequenza elettrica richiesta) e per discutere delle problematiche tecniche che potrebbero emergere durante e in seguito la realizzazione di un impianto di cold ironing. Gli incontri sono stati organizzati con gli equipaggi di tre navi interessate, rispettivamente la Superfast XI, la Minoan Cruise Olympia e la AF Michela. I colloqui hanno visto generalmente la presenza del comandante e del responsabile macchinista. I dati ottenuti nei rispettivi incontri sono i seguenti.

La Superfast XI è provvista di 3 generatori di potenza di targa pari a 2100 kW ciascuno. Richiede durante lo stazionamento in porto le seguenti specifiche tecniche:

- Potenza elettrica: 1800-1900 kW
- Voltaggio: 450 V
- Frequenza: 60 Hz

Le principali attività che necessitano di energia elettrica sono la ventilazione dei garage, il condizionamento dell'aria dei locali interni, l'alimentazione dei camion, l'illuminazione e la fornitura della zona cucine. I tre generatori vengono usati contemporaneamente sono per le operazioni di partenza, che iniziano circa 20 minuti prima la manovra.

L'AF Michela dispone sempre di tre generatori diesel ma di potenza unitaria di 1360 kW, utilizzandone uno durante lo stazionamento in porto e il secondo durante la partenza. Le caratteristiche elettriche richieste sono:

- Potenza: 800 kW
- Voltaggio: 440 V
- Frequenza: 60 Hz

Inoltre sono stati forniti a titolo informativo i dati della potenza utile in navigazione e la potenza necessaria al raffreddamento dei motori, rispettivamente 1200 e 400 kW. Le attività principali sono il funzionamento dei ventilatori, pompe di circolazione, condizionamento dell'aria (circa 300 400 kW) e l'alimentazione dei

camion. Durante il colloquio è emersa inoltre la necessità di effettuare modifiche all'attuale impianto elettrico per consentire l'allaccio per la fornitura di energia da terra. Questo potrebbe interessare anche altre navi e potrebbe risultare un ostacolo importante soprattutto dal punto di economico.

Infine la Minoan Cruise Olympia dispone di generatori da 1900 kW ciascuno e alterna il funzionamento di uno o due di essi durante lo stazionamento, in base alle richieste. Le specifiche sono:

- Potenza: 2000-2200 kW
- Voltaggio: 690 V
- Frequenza: 60 Hz

Durante i periodi estivi e nei momenti di massima richiesta l'assorbimento di energia può arrivare a 3000 kW. Gli utilizzi principali anche in questo caso sono i ventilatori, il condizionamento dell'aria interna, l'illuminazione e la zona cucine.

Sulla base dei dati raccolti, e integrandoli con i dati ottenuti tramite la Capitaneria di Porto, sono state ricavate le potenze necessarie alle altre navi durante lo stazionamento in porto. I valori sono ottenuti nella seguente tabella.

	N° generatori	Potenza cadauno [kW]	Potenza media [kW]	
			estate	inverno
Superfast XI	3	2100	1600	1600
Hellenic Spirit	3	1400	1550	1000
Olympic Champion	3	1400	1550	1000
CRUISE OLYMPIA	3	1900	2200	2200
CRUISE EUROPA	3	3800	2200	2200
AURELIA	4	850	1200	1200
AF MICHELA	3	1360	800	800
AF MARINA	2	960	500	350
Marco Polo	4	783	600	600
Zadar	3	945	800	800

Tabella 9. Caratteristiche generatori navi traghetto

Edifici coinvolti

La scelta di progettare una rete di teleriscaldamento è motivata dalla necessità di recuperare il calore di scarto prodotto dai motori a combustione interna della centrale cogenerativa. Questo permette di aumentare sensibilmente il rendimento complessivo dell'impianto e di conseguenza abbassare il costo di produzione dell'energia. Un altro aspetto importante è che tale energia può essere venduta agli edifici interessati e questo rappresenta un'altra fonte di guadagno economico per l'ammortamento del costo di investimento dell'intero progetto.

Gli edifici scelti per la climatizzazione sono tutti nella vicinanza dell'area portuale, questo per non avere una rete eccessivamente estesa. L'elenco viene di seguito riportato:

1. Circolo sottufficiali;
2. Guardia di Finanza Tommaso Mariani;
3. Ex direzione amministrativa Fincantieri;
4. Capitaneria di porto;
5. Stazione marittima attuale;
6. Capitaneria di porto 2

7. Polizia di frontiera;
8. Guardia costiera;
9. Tribunale amministrativo;
10. ITN Elia;
11. Inail;
12. Mensa Fincantieri;
13. Guardia di Finanza Carlo Grassi;
14. Nuova sede autorità portuale.

Risultati: Simulazione 1

La prima soluzione proposta è l'impianto cogenerativo da 1560 kW. Per prima cosa si analizzano i costi e i ricavi energetici, applicando i dati sopra elencati. I ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica immessa in rete sono riportati nella seguente tabella.

Energia elettrica ceduta			
mese	€/kWh	kWh	€
ago-18	67,71	127204	8612,98284
set-18	76,32	98251	7498,51632
ott-18	73,93	113362	8380,85266
nov-18	66,58	394954	26296,0373
dic-18	65,15	378508	24659,7962
gen-19	67,65	570874	38619,6261
feb-19	57,67	300578	17334,3333
mar-19	52,88	215499	11395,5871
apr-19	53,35	50234	2679,9839
mag-19	50,67	179085	9074,23695
giu-19	48,58	160811	7812,19838
lug-19	52,31	89177	4664,84887
		totale	167029

Tabella 10. Ricavi energia elettrica immessa in rete

I certificati bianchi sono stati calcolati con la formula del RISP del paragrafo precedente, e considerando un valore unitario di 260,05 €, si ottiene un valore di 307835,67 €.

Certificati bianchi		
Echp	13665,6	MWh
Hchp	11245,834	MWh
rend el rif	0,46	
rend te rif	0,9	
Fchp	31633,333	MWh
RISP	10569,8642	MWh
n° CB	1181,71082	
ricavi	260,5	€/CB
totale	307835,668	€

Tabella 11. Ricavi dalla vendita dei certificati bianchi

Il bilancio ottenuto è il seguente, considerando anche i costi dell'approvvigionamento di gas naturale, quelli per l'energia elettrica prelevata e l'energia termica ceduta agli edifici.

COSTI E RICAVI ENERGETICI	[€]
Gas naturale	-405868,32
Energia elettrica prelevata	-341107,108
Energia elettrica ceduta	167209
Energia elettrica alle navi	1127357,63
Energia termica agli edifici	1066105,12
Totale	1613696,31

Tabella 12. Bilancio dei costi e ricavi energetici 113

I costi di investimento, secondo i dati unitari ipotizzati sono € 7.437.500,00 ottenuti dalla sommatoria delle voci in tabella.

COSTI IMPIANTISTICI	[€]
Costo investimento specifico cogeneratore	1014000
Costo investimento specifico rete teleriscaldamento	3534000
Costo investimento specifico scambiatori	273700
Costo connessione alla rete Mt	190000
Costo convertitore di frequenza	600000
Costo linea Mt interrata	133800
Costo trasformatori	420000
Costo investimento sistema movimentazione cavi	180000
Costo investimento berth terminal	240000
Costo investimento sistema di accumulo caes	1092000
Totale	7677500

Tabella 13. Costi iniziali di investimento simulazione 1

Nel bilancio si aggiungono i costi annuali della gestione dell'impianto.

COSTI OPERATIVI	[€]
Costo pompaggi	17993,33
Costi O&m rete	21367,08
Costo specifico manutenzione CHP	81120,00
Costo specifico manutenzione sistema caes [€/kWanno]	39000
Totale	159480,42

Tabella 14. Costi di gestione e manutenzione simulazione 1

Con questi valori si è passati alla valutazione dei tre indicatori, il PB, il VAN e il TIR.

- 1) PB: 5 anni e 7 mesi;
- 2) VAN: € 5.640.003,24;
- 3) Il TIR è pari a 13,4 %.

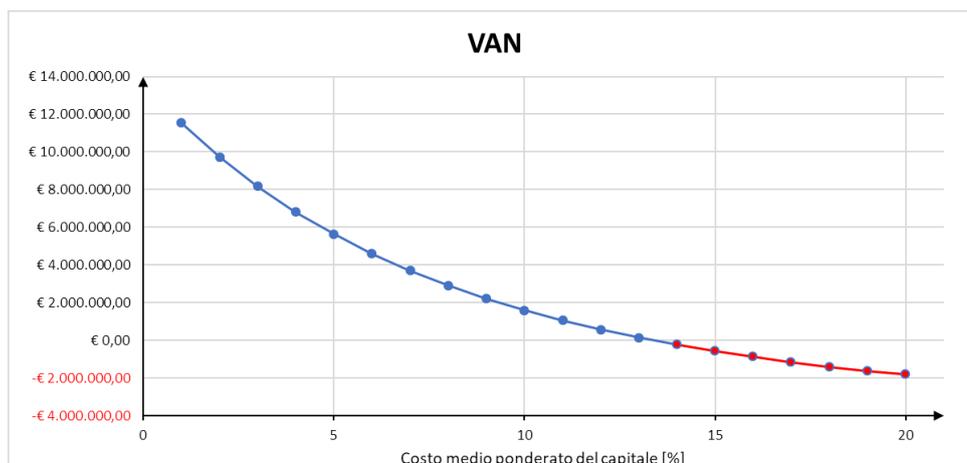


Figura 42. Andamento del VAN in funzione del tasso di sconto simulazione 1

Simulazione 2

La seconda simulazione riguarda l'impianto cogenerativo da 2000 kW. Il procedimento di analisi economica è lo stesso:

- Certificati bianchi:

Certificati bianchi		
Echp	17520	MWh
Hchp	13701,8577	MWh
rend el rif	0,46	
rend te rif	0,9	
Fchp	40091,5332	MWh
RISP		
	13219,7097	MWh
n° CB	1477,96354	
ricavi	260	€/CB
totale	384270,52	€

Tabella 15. Ricavi dalla vendita dei certificati bianchi

- Energia elettrica ceduta in rete:

Energia elettrica ceduta			
mese	€/kWh	kWh	€
ago-18	67,71	413109	27971,6104
set-18	76,32	336642	25692,5174
ott-18	73,93	212069	15678,2612
nov-18	66,58	679828	45262,9482
dic-18	65,15	675742	44024,5913
gen-19	67,65	924308	62529,4362
feb-19	57,67	590559	34057,5375
mar-19	52,88	404993	21416,0298
apr-19	53,35	220713	11775,0386
mag-19	50,67	300380	15220,2546
giu-19	48,58	309095	15015,8351
lug-19	52,31	281778	14739,8072
		totale	333383,868

Tabella 16. Ricavi energia elettrica immessa in rete

- I costi di investimento ammontano a € 7.963.500,00:

COSTI IMPIANTISTICI	[€]
Costo investimento specifico cogeneratore	1300000
Costo investimento specifico rete teleriscaldamento	3534000
Costo investimento specifico scambiatori	273700
Costo commessione alla rete Mt	190000
Costo convertitore di frequenza	600000
Costo linea Mt interrata	133800
Costo trasformatori	420000
Costo investimento sistema movimentazione cavi	180000
Costo investimento berth terminal	240000
Costo investimento sistema di accumulo caes	1092000
Totale	7963500

Tabella 17. Costi iniziali di investimento simulazione 2

- I costi di gestione invece sono pari a € 190.956,00:

COSTI OPERATIVI	[€]
Costo pompaggi	21922,97
Costi O&m rete	26033,53
Costo specifico manutenzione CHP	104000,00
Costo specifico manutenzione sistema caes [€/kWanno]	39000
Totale	190956,50

Tabella 18. Costi di gestione e manutenzione simulazione 2

Gli indicatori risultano essere:

- 1) PB: 4 anni e 5 mesi;
- 2) VAN: € 10.348.968,00;
- 3) Il TIR è pari a 18,9%.

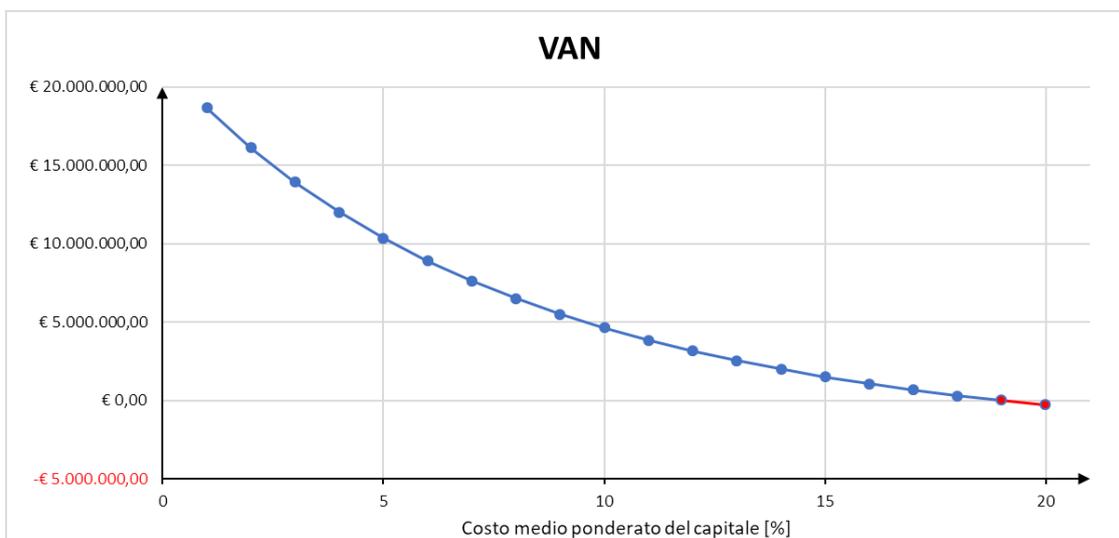


Figura 43. Andamento del VAN in funzione del tasso di sconto simulazione 2

Confronto

Il confronto tra più investimenti solitamente si basa sul VAN, che permette di ordinarli in ordine gerarchico. Quelli con l'indicatori più alto sono i migliori dal punto di vista economico.

I due scenari ipotizzati riportano un VAN ampiamente positivo, di conseguenza sono entrambi fattibili. Il secondo tuttavia risulta essere il più conveniente in quanto il VAN è maggiore, € 10.348.968,00, con un tasso interno di rendimento del 18,9%.

Anche dal punto di vista del ritorno dell'investimento risulta essere più conveniente il secondo scenario, in quanto il PB è di un anno inferiore (4 anni e 5 mesi contro 5 anni e 7 mesi del primo scenario).

Banchine elettrificate nel porto di Ancona

Si riportano, per completezza di trattazione, le installazioni già presenti nel porto di Ancona per la fornitura di energia elettrica a piccole imbarcazioni di servizio, indicate in rosso nell'immagine sottostante.

In prossimità della banchina n. 1 e del Molo Rizzo sono state installate colonnine per l'alimentazione elettrica in bassa tensione delle piccole imbarcazioni di pronto impiego per Capitaneria di Porto, Marina Militare, Guardia di Finanza e servizio rimorchio (Corima). Tale infrastruttura elimina i consumi e le emissioni delle imbarcazioni di pronto impiego del porto per i servizi tecnico nautici e di emergenza.



Figura 44. Installazioni per la fornitura di energia elettrica

Una simile tipologia di intervento è stata pensata anche per la banchina n. 17 (in verde), dove attualmente ormeggiano off-shore supply vessels, al fine di alimentare da terra le imbarcazioni in sosta, e il cui procedimento finalizzato alla sua esecuzione è stato da poco avviato.

Si fa inoltre presente che anche la banchina di allestimento Fincantieri è stata dotata di un sistema di alimentazione di energia elettrica da terra finalizzata all'uso in fase di allestimento delle navi.

8. IL GNL COME CARBURANTE ALTERNATIVO

8.1 Scenario

La normativa comunitaria e sovra comunitaria sul tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo è diventata, nel corso degli ultimi anni, sempre più stringente. Grandi sono poi stati i mutamenti nel mercato internazionale dei prodotti petroliferi (sul versante dei consumi il crescente squilibrio del rapporto diesel/benzina; assetto attuale delle raffinerie che consente modesti incrementi nella produzione di gasolio; maggiore vulnerabilità delle raffinerie ecc.). E intanto l'attenzione verso le emissioni delle navi – in generale e in particolare nei porti, che nel nostro paese sono prevalentemente inglobati nelle aree urbane – si è fatta via via più alta.

Con il Decreto Legislativo n. 257 del 16 dicembre 2016, l'Italia ha recepito la direttiva 2014/94/UE del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi - c.d. Direttiva DAFI (Deployment of alternative fuels infrastructure). L'allegato III – sezione C – di tale decreto contiene il Quadro Strategico Nazionale per lo sviluppo del mercato per quanto riguarda i combustibili alternativi nel settore dei trasporti marittimi e interni, e la realizzazione della relativa infrastruttura. Con l'art. 6, comma 1, del D.Lgs. n. 257/2016 si prevede che l'Italia debba assicurare la realizzazione, entro il 31 dicembre 2025, nei porti marittimi, di una rete di punti di rifornimento per il GNL per consentire la circolazione di navi adibite alla navigazione interna o marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T.

Nel perseguire tale strategia, si vanno consolidando due macro-obiettivi:

1. Costruzione di navi alimentate con carburanti a basse emissioni (propulsione elettrica – anche con sistemi di ricarica in aree portuali - e /o ibrida e GNL)

Rispondenza agli obiettivi di riduzione delle emissioni inquinanti, introdotti dall'allegato VI alla Convenzione Marpol e dalla direttiva (UE) 2016/802 sulla riduzione del tenore di zolfo di alcuni combustibili.

Molte compagnie del settore crocieristico hanno deciso di commissionare navi a GNL, scegliendo questo combustibile per poter rispettare i nuovi limiti sulle emissioni di zolfo che sono già in vigore in Nord Europa e che nei prossimi anni verranno estesi a tutto il Mediterraneo: Costa Crociere, MSC Crociere, Caronte & Tourist (traghetto a GNL per la navigazione nello stretto di Messina).

2. Riduzione del tasso di inquinamento negli ambiti portuali

Il trasporto marittimo e i porti rappresentano un volano dello sviluppo economico del Paese, tuttavia l'attività marittima nei porti e le infrastrutture in ambito portuale generano rilevanti impatti ambientali.

Per ridurre l'impatto ambientale dei porti, si possono mettere in atto diverse strategie:

- innovazione tecnologica: miglioramento dei carburanti e dei sistemi di propulsione dei mezzi marini e terrestri, elettrificazione delle banchine;
- innovazione organizzativa: auto-generazione (tramite impianti di GNL a bordo o con altri mezzi) dell'energia necessaria alle navi ferme in porto;
- innovazione regolamentare: con l'entrata in vigore della Convenzione BWM si possono prefigurare nuovi strumenti tecnologici e nuove procedure per il trattamento in area portuale delle acque di zavorra.

L'obiettivo di questo percorso è quello di sviluppare una rete nazionale finalizzata all'abbattimento delle emissioni generate dal trasporto. A tale scopo sono state individuate tre macro-aree:

- area mar Tirreno e mar Ligure;

- area mare Adriatico;
- area mari del sud Italia, in particolare il corridoio del mar di Sicilia (linea Suez-Gibilterra).

Con un simile scenario, alla luce del fatto che l'intero comparto armatoriale mondiale ha deciso inequivocabilmente di ridurre significativamente le emissioni, guardare all'utilizzo del GNL è una delle opzioni più praticabili e competitive, in particolare per alcuni tipi di navi e per il servizio che svolgono.

Nel nord Europa fin dal 2000 si è guardato all'uso del GNL principalmente per i traghetti, partendo da quelli di piccole dimensioni. La tecnologia a bordo può, a buona ragione, essere ormai considerata "adulta" e la recente emanazione da parte dell'IMO dell'IGF Code – Codice di sicurezza internazionale per la nave che utilizza gas o altri combustibili a basso punto di infiammabilità entrato in vigore il 1° gennaio 2017 – ha portato alla definizione di uno standard internazionale per le navi.

Gli ostacoli principali per l'utilizzo del GNL sembrano concentrati soprattutto a terra: logistica e percezione di pericolo da parte dell'opinione pubblica. Trattandosi di un combustibile "pulito" (zero emissioni di SOx e particolati; riduzione delle emissioni di NOx e CO2) l'interesse degli operatori è infatti molto concreto sebbene esistano forti preoccupazioni sulle possibilità di approvvigionamento e su una normativa specifica ancora da emanarsi da parte dell'Amministrazione relativa alle operazioni di bunkeraggio delle navi che utilizzino tale carburante. Una sperimentazione è stata proposta nel porto di Civitavecchia, per ciò che riguarda le navi da crociera, e nel porto di Messina, relativamente ai ferries.

Esiste ormai una conclamata volontà di respiro internazionale che spinge verso l'utilizzo del gas naturale. In Italia, dove questa fonte arriva in enormi quantità non solo via mare, le iniziative in corso sono molteplici e qualcuna ha portato a risultati concreti: lo scorso 13 marzo 2018 le associazioni Assoport, Federchimica, Assogasliquidi, Assocostieri, Confitarma e Assarmatori hanno siglato presso il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, alla presenza del Ministro pro tempore Graziano Delrio, un protocollo di collaborazione per l'utilizzo del Gas Naturale Liquido nei porti italiani. La sinergia tra differenti stakeholder è infatti fondamentale per rimuovere ostacoli di vario tipo esistenti, principalmente di natura burocratica.

8.2 Le principali caratteristiche del GNL

Il Gas Naturale Liquefatto ha le seguenti proprietà:

- Temperatura di ebollizione: -163°C
- Densità: ca. 450 kg/mc
- GNL evapora con un fattore di espansione volumetrica di circa 600 volte
- GNL è inodore ed incolore
- GNL non è tossico
- GNL non provoca inquinamento se sversato
- Il gas naturale ha un range di infiammabilità tra il 5% ed il 15% in aria a 20°C (molto inferiore rispetto al GPL).

Negli impianti GNL non vengono svolte reazioni chimiche, ma solo operazioni di tipo fisico (trasferimento, compressione, evaporazione); per impianti della tipologia che verrà qui presa in considerazione le condizioni operative sono caratterizzate da basse temperature (criogeniche) ma, a differenza dei grandi impianti di rigassificazione, portate volumetriche contenute e pressioni medie (fino ad 8 bar).

Da un punto di vista costruttivo, una certa importanza in materia di sanità/sicurezza riveste la caratteristica impiantistica dell'installazione in esame tipica del settore di ricezione: unità disposte all'aperto e poste a distanza l'una dall'altra. Tale disposizione diminuisce la possibilità di accumulo di prodotti infiammabili nell'ambiente in caso di sversamento e crea impedimento alla diffusione degli incidenti (effetto "domino").

8.3 Studio del sistema di approvvigionamento e distribuzione del GNL nel Porto di Ancona

Nei prossimi decenni sono attese significative riduzioni dei limiti di emissione per il trasporto navale. Questa richiesta spingerà verso l'adozione di nuove tecnologie e di combustibili con minor impatto ambientale. Il Gas Naturale Liquefatto è una alternativa molto promettente agli attuali combustibili per contenere le emissioni di CO₂, SO_x, NO_x, indotte dal traffico marittimo Ro-Ro e passeggeri.

Lo studio del Sistema di Approvvigionamento e Distribuzione del GNL nel Porto di Ancona, commissionato nel 2017, rientra nell'iniziativa GAINN4MOS, azione promossa dalla Commissione Europea tra un certo numero di Stati Membri finalizzata allo sviluppo dell'utilizzo del GNL (Gas Naturale Liquefatto) su mezzi di trasporto di elevata potenza installata (naviglio e autotrasporto pesante), promuovendo la realizzazione di depositi costieri distribuiti lungo la coste dell'Atlantico e del Mediterraneo.

L'obiettivo è quello di provvedere agli Stati Membri esperienza e risultati necessari per affrontare le sfide poste dalla direttiva zolfo (2012/33/EU) e dalla direttiva sulle infrastrutture necessarie per l'utilizzo dei carburanti alternativi puliti (2014/94/EU).

In tale contesto, il porto di Ancona, caratterizzato da una importante attività di mezzi marini ed un retroterra dinamico e infrastrutturato, è stato individuato come uno dei possibili porti "core" della rete italiana per lo stoccaggio e distribuzione del GNL sul territorio nazionale. L'obiettivo del lavoro è stato quello di fornire un inquadramento tecnico-economico per un sistema di approvvigionamento e distribuzione del gas naturale liquefatto (GNL) nel porto di Ancona. In particolare lo studio è consistito nella realizzazione delle seguenti attività:

- Analisi della domanda potenziale e futura del GNL, considerando:
 - il rifornimento e/o la possibile riconversione di mezzi terrestri e marini;
 - un'area di influenza che comprende le Marche, l'Umbria, l'Abruzzo, il Molise e una parte dell'Emilia-Romagna;
 - diversi scenari temporali e di sviluppo, riferibili in primo luogo alle disposizioni contenute nelle direttive europee 2014/94/EU e 2012/33/EU e nell'Allegato VI della Convenzione MARPOL.
- Dimensionamento di massima e scelta della tecnologia dell'impianto di stoccaggio (capacità di stoccaggio, tipologia e numero di serbatoi).
- Analisi delle possibili soluzioni di approvvigionamento e distribuzione del GNL.
- Produzione del diagramma a blocchi del terminale.
- Analisi preliminare sulla sicurezza del terminale.
- Definizione del layout e dei requisiti richiesti all'area di installazione (superficie necessaria, prossimità alle banchine per l'accosto delle navi, collegamenti alla viabilità ordinaria, etc.).
- Ricognizione delle specificità normative ed autorizzative relative alle ipotesi di sviluppo individuate.
- Sintetico inquadramento programmatico/temporale ed economico delle soluzioni individuate.

Contesto di riferimento

La Commissione Europea, con la **Direttiva Europea 2014/94/EU** sullo sviluppo di una infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI), ha previsto che gli Stati Membri adottino, entro il 2016, dei piani di sviluppo delle diverse fonti alternative per il settore dei trasporti.

In tale contesto si colloca anche il GNL, per il quale la Direttiva prevede che, attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, gli Stati Membri assicurino che, entro termini prestabiliti, venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL sia nei porti marittimi e nelle strade appartenenti alla rete centrale TEN-T (Trans-European Transport Network) che nei principali porti della navigazione interna, e sono tenuti a favorire un sistema di distribuzione adeguato per la distribuzione del GNL nel rispettivo territorio, comprese le strutture di carico per i veicoli cisterna di GNL.

L'obiettivo è quello di **ridurre l'impatto ambientale dei motori diesel** nel trasporto via mare e su strada, nonché di ridurre i costi di gestione per gli utilizzatori di motori diesel e per sviluppare l'uso del GNL, che, in alternativa ai combustibili attuali, consente l'azzeramento della SO_x e del particolato, una drastica riduzione degli NO_x e del CO e una moderata riduzione della CO₂, e contribuisce pertanto al miglioramento delle qualità ambientali, contestualmente all'impiego di fonti energetiche rinnovabili.

In Italia la Direttiva europea 2014/94/EU è stata recepita con il **Decreto Legislativo n. 257 del 16 dicembre 2016**, che disciplina l'utilizzo diretto del GNL negli stabilimenti, nelle reti isolate e nei trasporti e fornisce un opportuno quadro strategico e tecnologico a livello nazionale. Il decreto prevede anche misure per la semplificazione delle procedure amministrative per la realizzazione di infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL sul territorio nazionale.

All'interno del quadro normativo si inserisce anche la **Direttiva Europea 2012/33/EU**, che stabilisce un **limite massimo di tenore di zolfo nei combustibili marittimi**, da rispettare già a partire dal 2014.

In Italia il **Decreto Legislativo n. 112 del 16 luglio 2014** stabilisce che dal 1° gennaio 2020 in tutti i mari italiani il limite al tenore di zolfo dei combustibili marittimi dovrà essere dello 0.10%, accelerando nettamente l'applicazione della restrizione al contenuto di zolfo.

Small-Scale LNG

Lo "Small Scale LNG" si definisce come la modalità attraverso la quale il GNL viene gestito direttamente in forma liquida, in particolare mediante le seguenti infrastrutture o installazioni:

1. Terminali di rigassificazione, che offrono prevalentemente i seguenti servizi:
 - re-loading ovvero trasferimento di GNL dai serbatoi del terminale a navi metaniere;
 - trans-shipment ovvero trasferimento diretto di GNL da una nave ad un'altra;
 - caricamento di GNL su navi bunker (bettoline/shuttle);
 - caricamento di GNL su autobotti (o ISO-container);
 - caricamento di GNL su vagoni-cisterna ferroviari.
2. Navi bunker, che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL (bunkeraggio) o stoccaggi locali.
3. Mini impianti di liquefazione, per la trasformazione allo stato liquido del gas naturale proveniente dalla rete, utilizzati per rifornire autobotti e/o bettoline/shuttle.
4. Autobotti (o ISO-container), che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL (bunkeraggio) o stoccaggi locali.

5. Stoccaggi locali, riforniti da autobotti (o ISO-container) e/o bettoline/shuttle (se stoccaggi costieri) e utilizzati per:

- caricamento di autobotti e/o di bettoline;
- impianti di rifornimento costieri per navi alimentate a GNL (bunkeraggio);
- impianti di rifornimento di autoveicoli alimentati a GNL o a GNC;
- depositi satellite di stoccaggio per usi industriali o civili.

Nell'ambito del progetto GAINN, stante l'assenza di terminali con stoccaggio di GNL, sono stati identificati alcuni porti italiani, tra cui il porto di Ancona, come possibili centri per lo stoccaggio e/o distribuzione del GNL sul territorio nazionale.

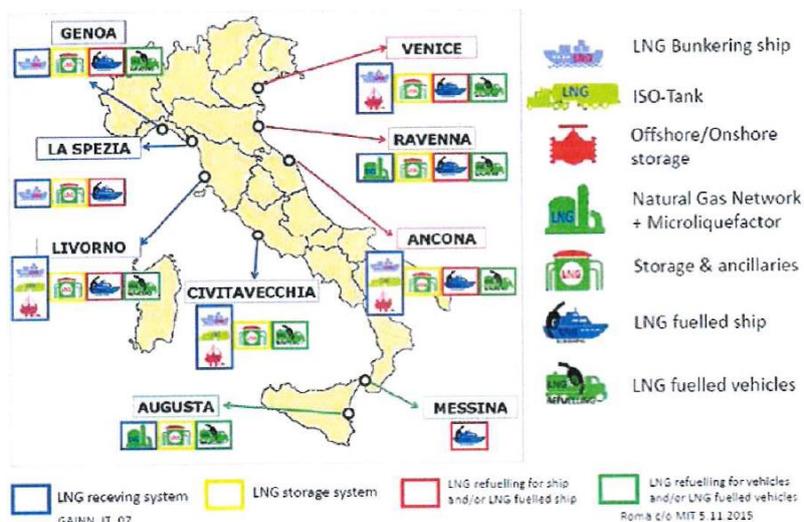


Figura 45. Progetto GAINN: proposta nazionale per lo sviluppo di una rete GNL

Analisi della domanda di GNL

La prima fase dello studio è consistita nell'analisi della domanda potenziale e futura di GNL per il porto di Ancona, al fine di valutare la dimensione dello stoccaggio in relazione alla possibile domanda presente o prevedibile nell'area di influenza.

Ai fini dell'analisi della domanda sono stati considerati i seguenti aspetti:

- il rifornimento e/o la possibile riconversione di mezzi terrestri (mezzi stradali pesanti, autobus) e di mezzi marini (traghetti, pescherecci, porta container, navi da crociera);
- un'area di influenza a livello interregionale;
- diversi scenari temporali e di sviluppo

In particolare si evidenzia che l'utilizzo del GNL al posto del gasolio per l'alimentazione dei motori dei traghetti rappresenta una prospettiva interessante per le positive ricadute in termini di emissioni:

- nei porti (principalmente durante le soste);
- in mare aperto, per i traghetti impiegati su tratte a breve raggio (autonomia sufficiente per andata e ritorno) o su tratte più lunghe ma con possibilità di rifornimento a destinazione (porto appartenente alla rete GNL).

Le stesse considerazioni valgono per l'alimentazione dei motori delle navi portacontainer e delle navi da crociera.

La domanda complessiva annuale attesa di GNL al 2030 per i mezzi terrestri e quelli marini è riassunta nella tabella sottostante. La domanda annuale complessiva di GNL in condizioni di regime (2030) è di circa 417.000 m³.

Mezzi	Domanda GNL 2030 [m ³]
Terrestri	205.937
Mezzi Stradali Pesanti	175.169
Autobus	30.767
Marini	211.393
Traghetti	67.957
Pescherecci	88.823
Portacontainer	19.045
Navi Crociera	35.568
Totale	417.330

Tabella 19. Stima della domanda annuale di GNL al 2030: tabella riassuntiva

Sulla base delle direttive e normative per lo sviluppo del settore GNL si può ipotizzare:

- lo sviluppo del mercato del GNL a partire dal 2020 (anno in cui le legislazioni avranno dei limiti stringenti sul tenore di zolfo nei combustibili marittimi);
- il raggiungimento del 30% della domanda complessiva di GNL entro il 2025 (circa 125.000 m³);
- una crescita significativa della domanda dopo il 2025 (anno in cui si prevede il completamento della rete TEN-T);
- il raggiungimento del 100% della domanda complessiva stimata al 2030 (anno in cui si prevede il completamento della rete nazionale per il GNL);

Sulla base delle ipotesi effettuate, si può delineare un possibile trend della domanda di GNL nel prossimo decennio.

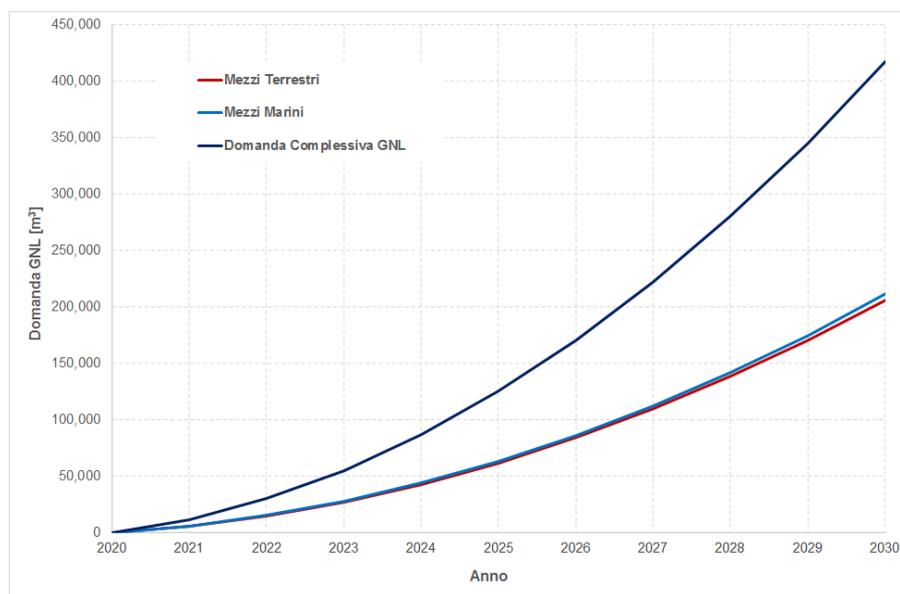


Figura 46. Trend della Domanda di GNL (2020-2030)

Terminale stoccaggio GNL

Sono due le **tipologie di serbatoio** più usate in Europa nell'ambito degli impianti GNL:

- Parco di serbatoi pressurizzati (fino ad un massimo di 10-12 bar), con capacità singola fino a 1.500 m³; sono costituiti da una parete interna di acciaio al Nichel (9%), isolamento sotto vuoto e perlite (o multilayer) e parte esterna in acciaio al carbonio; sono la soluzione tipica per stoccaggi di piccola taglia (<10.000 m³); sono prefabbricati e richiedono un tempo d'installazione dell'ordine delle settimane.
- Serbatoi atmosferici, con capacità che ormai superano i 200.000 m³; sono costituiti da una parete interna di acciaio al Nichel (9%), isolamento con perlite espansa e parete esterna in calcestruzzo criogenico; sono la soluzione tipica per stoccaggi di media e larga scala (> 30.000 m³); vengono costruiti "on site" e richiedono un tempo d'installazione dell'ordine degli anni (minimo 2 anni).

Vantaggi e svantaggi delle due tecnologie di stoccaggio sono riassunte nella figura sottostante.

Serbatoi Pressurizzati		<p>Soluzione tipica per stoccaggi "small-scale" (<10.000 m³)</p> <p>VANTAGGI</p> <ul style="list-style-type: none"> - Resistono alla pressione (gestione BOG più semplice). - Possibilità di ampliare lo stoccaggio nel tempo (investimento graduale e tempo di pay-back minore). - Tempi e costi di costruzione contenuti. <p>SVANTAGGI</p> <ul style="list-style-type: none"> - A parità di stoccaggio, richiede un'area d'installazione maggiore.
Serbatoio Atmosferico		<p>Soluzione tipica per stoccaggi di media e larga scala (>30.000 m³)</p> <p>VANTAGGI</p> <ul style="list-style-type: none"> - A parità di stoccaggio, richiede un'area d'installazione minore. - Alto livello sicurezza (contenimento totale). <p>SVANTAGGI</p> <ul style="list-style-type: none"> - Gestione BOG più onerosa. - Pericolo "Rollover". - Maggior impatto visivo (H>20m) - Tempi e costi di costruzione elevati. - Richiedono un controllo operativo continuo.

Figura 47. Vantaggi e svantaggi delle principali tecnologie di stoccaggio del GNL

Per il progetto in esame la soluzione più vantaggiosa è quella del parco di serbatoi pressurizzati:

- Stoccaggio di piccola taglia: dalla domanda annuale attesa di GNL, si evince che la capacità di stoccaggio richiesta a regime sarà dell'ordine dei 10.000 m³ (ipotizzando un ricambio completo del volume di stoccaggio con frequenza settimanale); in accordo ai dati e alle indicazioni presenti in letteratura, la soluzione tipica per stoccaggi di taglia simile è quella dei serbatoi pressurizzati.
- Modularità: la soluzione del parco di serbatoi pressurizzati consente di costruire il deposito gradualmente, incrementando il volume di stoccaggio (numero di serbatoi) in accordo alla probabile crescita dei consumi (investimento graduale e payback assicurato dalla crescente movimentazione); un serbatoio atmosferico di capacità complessiva equivalente richiederebbe invece un investimento iniziale importante, con dei tempi di payback molto lunghi, visto che il mercato del GNL dovrebbe partire dopo il 2020 e svilupparsi a pieno non prima del 2030.

- Minore impatto visivo: i serbatoi pressurizzati dovrebbero avere un'altezza inferiore ai 10 m (compresa la base di sostegno) e quindi ben al di sotto dei circa 20 m richiesti da un solo serbatoio atmosferico di capacità complessiva equivalente.

Sulla base della stima della domanda complessiva di GNL e ipotizzando un ricambio completo del volume di stoccaggio con frequenza settimanale, si può definire il seguente **sistema di stoccaggio a serbatoi pressurizzati**:

- Capacità di stoccaggio GNL: 9.000 m³
- Numero di serbatoi pressurizzati: 6 x 1.500 m³

Come già sottolineato, il principale vantaggio di questa tecnologia è la modularità, ovvero la possibilità di costruire il deposito gradualmente, incrementando il volume di stoccaggio (numero di serbatoi) in accordo alla probabile crescita dei consumi (investimento graduale e payback assicurato dalla crescente movimentazione). In particolare, a partire dal trend del volume di stoccaggio richiesto negli anni e del conseguente numero di serbatoi necessari, si può effettuare un preliminare inquadramento programmatico-temporale della soluzione proposta (vedi Figura 48).

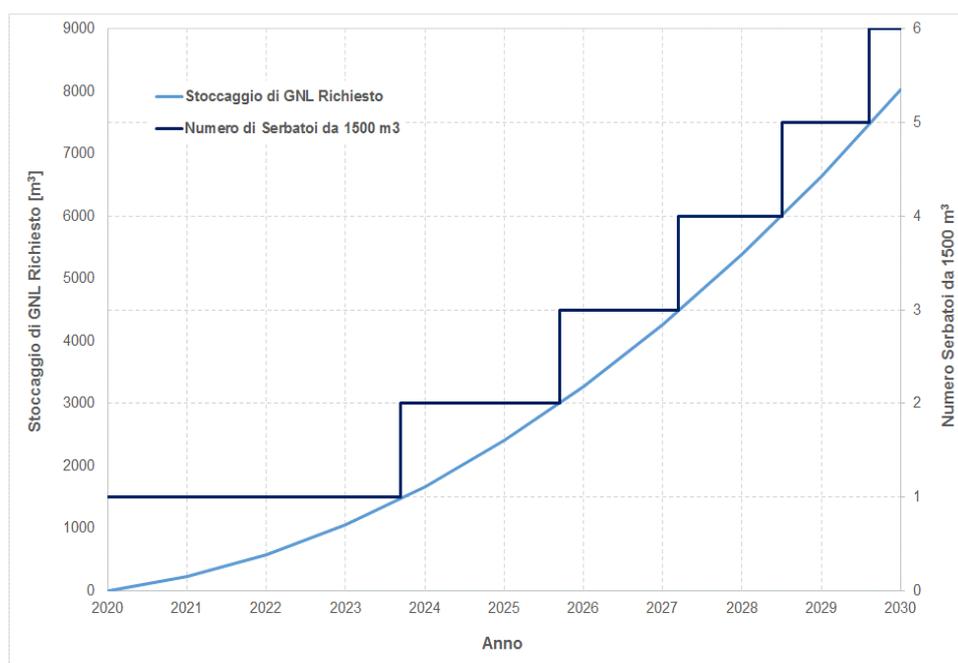


Figura 48. Trend dello stoccaggio richiesto e del numero di serbatoi necessari

Trattandosi di uno stoccaggio di piccola taglia, le fonti di GNL non saranno verosimilmente i terminali di esportazione di GNL a livello globale (approvvigionamento diretto), ma si ricorrerà ad un terminale intermedio di importazione (approvvigionamento indiretto). In particolare si può ipotizzare che l'**approvvigionamento** avverrà tramite piccole navi metaniere (capacità di 5.000-7.500 m³), caricate nei terminali destinati a diventare degli "hub" per la ricezione e distribuzione del GNL nell'Adriatico.

Le seguenti tipologie di servizi di **distribuzione** del GNL saranno previste:

- Caricamento diretto di mezzi marini alimentati a GNL nel porto stesso.
- Caricamento di GNL su navi bunker (bettoline/shuttle) che a loro volta potranno rifornire:
 - navi alimentate a GNL (bunkeraggio) nel porto stesso;

- eventuali stoccaggi di taglia molto piccola (<1.000 m³) negli altri porti dell'area di distribuzione individuata.
- Caricamento di GNL su autobotti (o ISO-container) che a loro volta potranno rifornire:
 - stazioni di servizio GNL o L-GNC, per alimentazione mezzi terrestri;
 - navi alimentate a GNL (bunkeraggio diretto) o impianti di rifornimento per navi alimentate a GNL (bunkeraggio indiretto), negli altri porti dell'area di distribuzione individuata.

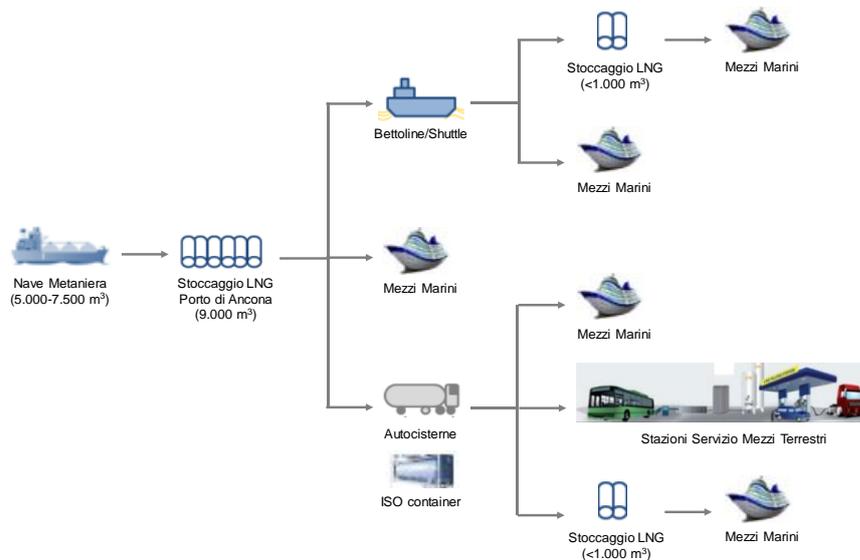


Figura 49. Schema Filiera GNL

Descrizione del terminale

Il terminale di stoccaggio del GNL sarà composto dalle seguenti macro sezioni:

- Ricezione e trasferimento.
- Stoccaggio.
- Gestione del BOG (Boil-Off Gas).
- Carico autocisterne.
- Utilities (Sistemi aria strumenti, azoto, etc.).
- Facilities (Sala controllo, uffici, etc.).

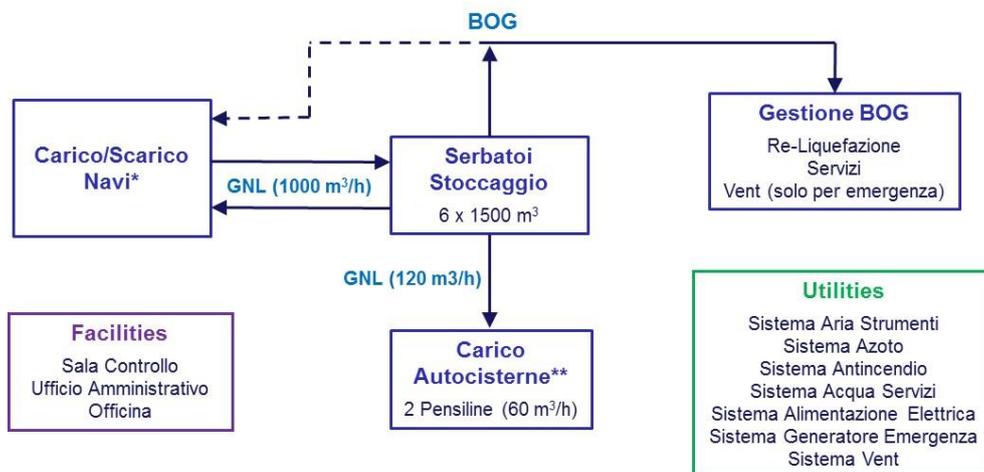


Figura 50. Diagramma a blocchi del terminale di stoccaggio GNL

La sezione di ricezione del terminale sarà costituita da:

- Area di attracco per scarico piccole navi metaniere, caricamento navi bunker o bunkeraggio diretto dei mezzi marini.
- 3 bracci di carico/scarico di tipo mobile (2 di carico/scarico GNL, 1 di ritorno vapori di boil-off).
- Linea di trasferimento GNL con una portata massima di 1.000 m³/h.
- Linea di ritorno vapori di boil-off.

La sezione di stoccaggio sarà costituita da 6 serbatoi pressurizzati con le seguenti caratteristiche:

- pressione operativa > 0.5 barg;
- capacità singola di 1.500 m³ (1 serbatoio) e capacità complessiva di 9.000 m³ (6 serbatoi).;
- il grado di riempimento non dovrebbe superare il 90%, in accordo alle linee guida della norma UNI EN 13458 per serbatoi criogenici fissi isolati sotto vuoto, contenenti sostanze infiammabili.
- doppia parete: parete interna in acciaio al Nichel (9%), isolamento sotto vuoto e perlite o multilayer, parte esterna in acciaio al carbonio;
- un piccolo impianto di re-liquefazione;
- la possibilità di utilizzare il gas nello stesso impianto per i servizi;
- un sistema di vent per le situazioni di emergenza.

La sezione di carico autocisterne (o ISO-container) sarà costituita da 2 pensiline di carico da 60 m³/h, per una capacità complessiva di carico di 120 m³/h. È stata inoltre effettuata un'analisi preliminare di sicurezza per ricavare una stima robusta delle distanze di sicurezza (da verificare in fase di dettaglio), utili alla definizione del layout del terminale di stoccaggio.

Layout del terminale

Il layout del terminale di stoccaggio di GNL sarà composto da:

- Area stoccaggio.
- Skid di liquefazione BOG.
- Utilities.
- Area carico autocisterne.
- Sistema di venting per le emergenze.
- Facilities.

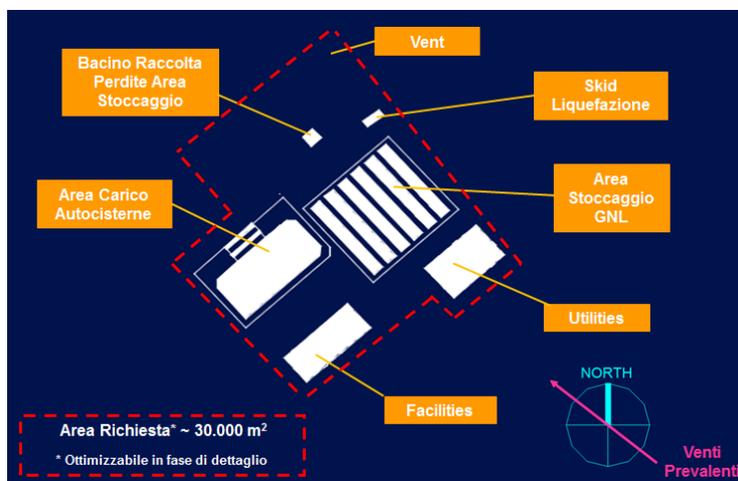


Figura 51. Layout del terminale di stoccaggio

Considerando di garantire le distanze di sicurezza e un adeguato accesso alle varie aree del terminale, la superficie richiesta è pari a circa 30.000 m² (ottimizzabile in fase di dettaglio).

L'area d'installazione dovrà inoltre soddisfare i seguenti requisiti:

- L'area dovrà avere delle adeguate strade di accesso al terminale per i mezzi terrestri.
- Come da indicazioni di letteratura, la distanza tra l'area di stoccaggio e la piattaforma di carico/scarico delle navi non dovrà superare i 250 m, in modo da evitare un'eccessiva produzione di vapori di boil-off.
- La banchina e il cerchio di evoluzione all'interno del bacino portuale dovranno avere dimensioni tali da garantire la manovrabilità e l'attracco delle navi metaniere previste per l'approvvigionamento di GNL (7.500 m³), che hanno le seguenti caratteristiche:
 - Pescaggio: 6-8 m.
 - Lunghezza fuori tutto: circa 120 m.
 - Larghezza: circa 20 m.

In accordo ai risultati ottenuti dalle analisi preliminari di sicurezza, occorrerà garantire una distanza di sicurezza di 43 m dalla piattaforma di carico/scarico alle altre aree industriali.

Costo del Terminale

È stata realizzata una stima preliminare dei costi per la realizzazione delle seguenti infrastrutture tecnologiche previste per il terminale:

- Area carico/scarico navi e linee di trasferimento.
- Area stoccaggio.
- Skid di liquefazione BOG.
- Area carico autocisterne.

Ipotizzando un investimento graduale per seguire la probabile crescita dei consumi, il costo del terminale (± 40%) sarebbe il seguente:

- 1° Step (1 x 1.500 m³): 16 mln €
- Completo (6 x 1.500 m³): 40 mln €

In particolare, l'andamento dei costi, relativi al piano di costruzione modulare è riportato nella figura sottostante.

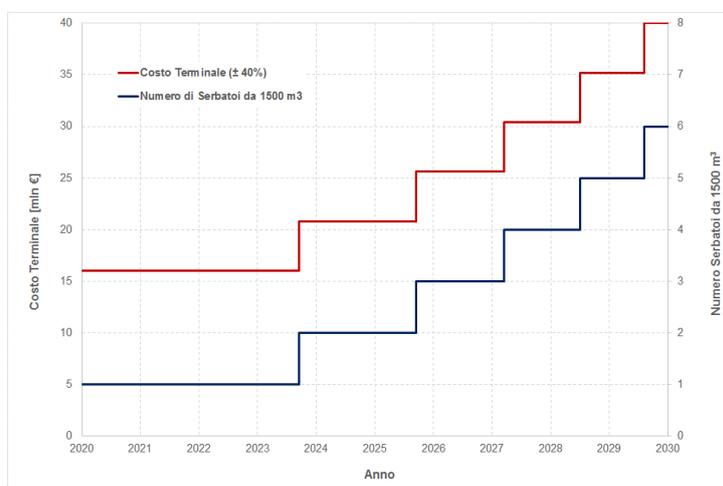


Figura 52. Layout del terminale di stoccaggio

9. ACCORDO “ANCONA BLUE AGREEMENT”

L’Ancona Blue Agreement costituisce un accordo volontario tra l’Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale e la Capitaneria di Porto di Ancona da una parte, e gli armatori/compagnie di navigazione delle navi traghetto aderenti dall’altra, in collaborazione con le agenzie marittime locali. L’accordo, sottoscritto a novembre 2018, interviene sul tenore di zolfo dei combustibili utilizzati, ridotto allo 0,1% per i motori principali e ausiliari dall’ultimazione della manovra di ormeggio in porto e fino alla partenza e all’uscita dello scalo, rispetto all’1,5% previsto dalla legge.

L’accordo rientra nell’ambito dell’attuazione di interventi finalizzati alla riduzione delle emissioni in atmosfera delle navi, che costituisce un impegno primario per le Amministrazioni e gli operatori del settore, in particolare data la prospicenza del bacino portuale di Ancona al centro urbano della città. Difatti le navi traghetto che scalano il porto di Ancona, ormeggiando in adiacenza al centro città, si trovano ad operare in prossimità di aree fortemente antropizzate e quindi possono contribuire, in associazione ad altri fattori, ad incidere sullo stato generale della qualità dell’aria circostante.

Al fine di contribuire al contenimento dei livelli d’inquinamento atmosferico nelle aree urbane, con particolare riferimento alle emissioni di zolfo in atmosfera, si è ritenuto opportuno intervenire anche sull’utilizzo dei combustibili per uso marittimo, stante anche l’obbligo della vigente normativa in materia di utilizzo di combustibili da parte delle navi (Decreto Legislativo 09 novembre 2007, n.205), ovvero di utilizzo di “gasolio marino con tenore di zolfo inferiore allo 0,1%” per le navi all’ormeggio, a decorrere dal 1 gennaio 2010, prevedendo l’introduzione di limiti maggiormente stringenti rispetto a quelli stabiliti dalla vigente normativa comunitaria e nazionale in materia di tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo, la quale può essere conseguita anche mediante l’adozione di **accordi volontari tra le parti**, fermi restando i limiti imposti dalla normativa vigente.

Tutto ciò nel rispetto di quanto definito dall’International Maritime Organisation e dall’Unione Europea nel quadro normativo internazionale volto a vietare, a partire dal 1 gennaio 2020, l’utilizzo di combustibili per uso marittimo con tenore di zolfo superiore allo 0,5% in tutti gli Stati Membri.

La necessità di mitigare il fenomeno dell’immissione in atmosfera dei gas combusti prodotti dalle navi che scalano il porto di Ancona, ubicate nelle immediate adiacenze dei prospicienti agglomerati urbani, è stata condivisa dagli armatori/compagnie di navigazione, attraverso l’adozione di misure ed accorgimenti tecnici volontari.

Nell’ambito dell’accordo, gli armatori/compagnie di navigazione firmatari si impegnano a far funzionare i motori principali ed ausiliari delle navi da loro esercite con **combustibile per uso marittimo con tenore di zolfo non superiore allo 0,10% in massa dall’ultimazione della manovra d’ormeggio in porto, per l’intera durata della sosta** (a prescindere dal periodo di sosta comunicato e reso pubblico, anche se inferiore alle 2 ore), **nonché durante le fasi di disormeggio e navigazione dalla banchina assegnata alla *pilot station*.**

L’accordo prevede inoltre buone pratiche di gestione delle macchine delle navi, tese a ridurre ulteriormente, rispetto a quanto previsto dalla normativa vigente, le emissioni nocive dei gas di scarico prodotti dalle stesse, al fine pertanto di adottare ogni accorgimento tecnico e di buona prassi per il contenimento delle emissioni dei gas di scarico in atmosfera, ponendo anche particolare attenzione alla manutenzione dei motori con intervalli di intervento più frequenti rispetto allo standard previsto dai piani delle singole compagnie.

D'altra parte, la Capitaneria di Porto, deputata alla predisposizione del piano accosti, nell'ambito dell'accordo, si impegna ad ottimizzare l'ordine di ingresso e uscita delle navi comunicandolo per tempo alle navi interessate, mentre l'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale si impegna, in relazione alle eventuali variazioni di cui sopra, a monitorare e conseguentemente ad ottimizzare l'organizzazione dei processi di imbarco e sbarco delle navi in collaborazione con le Agenzie marittime e le Istituzioni preposte ai controlli in ingresso ed uscita dal porto.

10. SISTEMA DI MONITORAGGIO E AGGIORNAMENTO DEL DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE

Un presupposto fondamentale, in conformità alla previsione delle Linee guida per la redazione dei Documenti di Pianificazione, è quello di non considerare il Documento di pianificazione energetico ambientale del Sistema Portuale come un documento la cui versione definitiva si definisce ad ultimazione della redazione dello stesso. Si prevede infatti un'attenta attività di definizione delle misure di osservazione degli obiettivi fissati al fine di valutarne il raggiungimento, quantificare eventuali scostamenti e di conseguenza definire interventi o misure accessorie o correttive.

Il principio su cui si dovrà basare un qualunque sistema di monitoraggio sarà costituito dalla creazione di modelli affidabili e testati in grado di correlare fonti diverse, predire i fenomeni studiati e simulare diversi scenari.

Il modello sarà connesso ad un sistema di acquisizione dati provenienti da una rete di sensori per il monitoraggio dei parametri ambientali, i cui dati verranno rielaborati mediante un software dedicato, e potrà essere utilizzato per:

- descrivere gli impatti delle attività antropiche sui parametri ambientali misurati nel porto;
- monitorare in tempo reale tutti i parametri ambientali raccolti anche in linea con gli adempimenti normativi;
- rilevare anomalie e predire i parametri ambientali sulla base delle attività previste e delle condizioni e delle condizioni meteorologiche;
- guidare una gestione sostenibile delle aree portuali sia a vantaggio degli enti pubblici che degli operatori portuali.

Il sistema di monitoraggio energetico ed ambientale, partendo dalla "Carbon Footprint" definita al momento zero dell'indagine, ne studierà e valuterà l'evoluzione in conseguenza delle azioni che verranno intraprese in ambito energetico. Di seguito si riporta il Progetto Inquinamento Ancona, come primo strumento finalizzato al monitoraggio e alla valutazione dei parametri di qualità dell'aria.

11.1 Progetto Inquinamento Ancona (P.I.A.)

Nell'ambito del monitoraggio dell'inquinamento in area portuale, l'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale è soggetto promotore, collaboratore nonché attuatore, in collaborazione con il Comune di Ancona e la Regione Marche, per la realizzazione **Progetto Inquinamento Ancona (P.I.A.)** per la tutela della popolazione dall'inquinamento aerobiologico e da polveri sottili, approvato con Deliberazione di Giunta Regionale n. 621/2018.

Il progetto analizza e approfondisce nel dettaglio l'effettivo impatto delle emissioni e delle ricadute nel territorio del Comune di Ancona.

L'accordo tra la Regione Marche, il Comune di Ancona e l'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale è finalizzato al miglioramento delle conoscenze sull'esposizione della popolazione ai pollini allergizzanti e alla loro potenziale interazione con gli inquinanti atmosferici quali le polveri sottili (PM₁₀ e PM_{2,5}).

Preso atto che la salvaguardia della qualità dell'aria rappresenta una priorità in ogni politica di tutela ambientale, in esecuzione del D.Lgs n. 155/2010, "Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa", alla Regione Marche è stata assegnata la competenza

istituzionale di evitare, prevenire o ridurre gli effetti dannosi dei fenomeni di inquinamento atmosferico sulla salute umana e sull'ambiente nel suo complesso.

Alla base del Progetto Inquinamento Ancona (P.I.A.), è stato redatto uno schema di documento metodologico contenente obiettivi, azioni, risultati attesi e un piano finanziario del progetto.

Obiettivi

Gli obiettivi strategici che si prefigge di raggiungere lo studio possono essere come di seguito sintetizzati:

1. migliorare la gestione riguardante l'allergia al polline nella popolazione, urbana e non, attraverso l'utilizzo dei sistemi di Informazione Aerobiologica e del Particolato sospeso ($PM_{10-2,5}$) nell'intendimento di ottenere una migliore qualità della vita e una riduzione diretta e indiretta dei costi del Servizio Sanitario Regionale;
2. valutare l'esposizione della popolazione ai pollini e la loro potenziale interazione con l'inquinamento da $PM_{10-2,5}$;
3. aumentare la consapevolezza delle istituzioni, comunità locali, servizio sanitario locale, legislatori, consumatori, sull'importanza di un'informazione integrata per un miglioramento della salute tra le persone che soffrono di allergie al polline e croniche patologie cardio-polmonari;
4. aumentare la consapevolezza di possibili cambiamenti di vita e misure preventive tra coloro che soffrono di allergie al polline o di patologie cardio-polmonare attraverso l'utilizzo di Sistemi di Informazione aerobiologica e composizione chimico fisica dell'aria e sostenendo iniziative educative mirate a ridurre il rischio per le popolazioni maggiormente sensibili (bambini ed anziani).

Azioni

I sopra riportati obiettivi potranno essere raggiunti attraverso le seguenti azioni:

- istituzione di un Sistema di Informazione Integrato (IIS) che includa comunicazione della quantità settimanale dei vari tipi di polline, spore fungine e inquinanti chimici dell'aria ($PM_{10-2,5}$);
- valutazione dello stato di salute dei pazienti affetti da patologie cardiorespiratorie e neurologiche, con particolare attenzione a gruppi più sensibili (bambini, anziani);
- sviluppo di studi-iniziativa che riguardino impiego di piante potenzialmente meno allergizzanti;
- una efficace mappatura anche degli ambienti rurali sul profilo allergizzante e quello da inquinamento chimico da particolato sospeso;
- comunicazione e divulgazione dei risultati del PIA alla comunità scientifica.

Risultati

Tali azioni consentiranno di raggiungere i seguenti risultati:

- la realizzazione di un database centralizzato con i dati provenienti dal PIA;
- la realizzazione di campagne educative/informative per la promozione di migliori stili di vita e la prevenzione delle patologie inquinamento correlate;
- la realizzazione di una mappa degli ambienti rurali e urbani che facilitino la riduzione dell'inquinamento e dell'effetto serra e siano poco o nulla allergizzanti;
- l'aumento della conoscenza circa gli effetti dell'interazione tra pollini e particolato sospeso al fine di orientare decisioni politiche verso le migliori scelte di carattere ambientale e sanitario.

Fasi operative

La proposta progettuale si articolerà in tre fasi operative:

- Prima fase: raccolta dei dati.
- Seconda fase: studio dei dati.
- Terza Fase: progettazione delle misure di mitigazione degli impatti sull'aria e sui cittadini.

Le fasi operative sono intese come fasi comuni alle 4 principali tematiche di interesse strategico per il PIA:

- A. Tematica Sanitaria.
- B. Tematica Monitoraggio ambientale degli inquinanti di natura inorganica con particolare riguardo alle $PM_{2,5}$.
- C. Tematica del Ruolo del Verde Urbano come inquinante di natura biologica o come Fattore di mitigazione dei danni da inquinamento.
- D. Tematica di Strategia di Comunicazione.

In particolare, nell'ambito della tematica "Monitoraggio ambientale degli inquinanti di natura inorganica con particolare riguardo alle $PM_{2,5}$ ", gli obiettivi delle attività proposte, partendo dai campi meteorologici e di concentrazione degli inquinanti a scala regionale, realizzano una ricostruzione e previsione della Qualità dell'Aria ad elevatissima risoluzione, in modo da fornire una visione di estrema realtà del trasporto e della dispersione delle sostanze inquinanti nell'area urbana di Ancona. Tutte queste attività si prevede verranno condotte in stretto accordo con Arpa Marche, in maniera da costituire un contributo positivo al monitoraggio istituzionale della Qualità dell'Aria della zona e vanno nella direzione strategica indicata dal progetto PIA. La tematica si attuerà mediante le seguenti attività:

1. **Approfondimento del quadro emissivo locale:** si prevede di approfondire il quadro emissivo soprattutto quello relativo alle emissioni indotte dal traffico stradale e dalle attività portuali, in modo da acquisire una conoscenza dettagliata della localizzazione fine dei vari tipi di emissione e della loro variazione nel tempo. Questa indagine farà riferimento sia agli inventari ufficiali nazionali e locali, sia alle informazioni di dettaglio detenute dall'Autorità Portuale. Le emissioni considerate saranno non solo le emissioni delle navi, ma anche quelle indotte dalle attività portuali. Tutto ciò consentirà una modellazione più realistica della loro dispersione in atmosfera.
2. **Rafforzamento del sistema di monitoraggio della città e del porto di Ancona:** si prevede, in stretta collaborazione con Arpa Marche, di sviluppare metodologie per il rafforzamento delle misure dirette ed indirette della qualità dell'aria. In particolare si prevede di studiare la possibilità di individuare nel sistema di monitoraggio cittadino nuovi punti di misura fissi e di impiegare in modo combinato i mezzi mobili e le metodologie statistiche e geostatistiche in grado di spazializzare in modo realistico le misure che risultano disponibili (fisse e mobili). Inoltre si potrà individuare la necessità di specifiche campagne dedicate all'approfondimento di aspetti della qualità dell'aria cittadina che risultassero critiche alla luce delle informazioni acquisite. Queste azioni consentiranno inoltre l'adozione di un sistema previsionale dei principali inquinanti su tutto il territorio oggetto di monitoraggio ora per ora e per 3-5 giorni in anticipo.
3. **Ricostruzione della Qualità dell'Aria della città di Ancona e stima dei contributi delle emissioni portuali:** si prevede di realizzare un sistema modellistico di tipo Lagrangiano a particelle che, in stretta connessione con il sistema modellistico a scala regionale in via di realizzazione, consentirà una ricostruzione/previsione della qualità dell'aria sulla città ad altissima risoluzione. Tutte le informazioni meteorologiche richieste dal sistema modellistico verranno ottenute usando il modello WRF integrato dal modello diagnostico SWIFT per consentire di ottenere campi meteorologici alla risoluzione del centinaio di metri. Il sistema modellistico

proposto, integrato con l'analogo sistema regionale a media risoluzione, potrà costituire per Arpa Marche e per le Autorità Locali un sistema in grado di prevedere gli eventi critici per la qualità dell'aria. Ciò consentirebbe di adottare azioni mitigative di limitazione delle emissioni per contenere gli effetti delle criticità. Inoltre tale sistema produrrà tutte quelle informazioni necessarie alla sorveglianza sanitaria locale e a opportune indagini epidemiologiche.

4. Scenari Emissivi Portuali e abbattimento Silos: il sistema modellistico proposto potrà essere utilizzato anche per la costruzione di scenari emissivi presenti con particolare attenzione alle modalità di dispersione degli agenti inquinanti emessi dai motori delle navi in sosta sulle banchine adiacenti al centro urbano per valutarne l'impatto sulla qualità dell'aria; lo stesso sistema modellistico potrà essere di fondamentale sostegno anche per futuri scenari di diversa riorganizzazione spaziale riferibili al nuovo previsto assetto dell'area portuale ed in particolare collegato all'eliminazione dei silos.

I soggetti promotori dell'accordo si avvarranno della collaborazione tecnico scientifica dell'ARPAM, mentre per la realizzazione della Tematica Sanitaria collaboreranno le unità di Pronto Soccorso di Ospedali Riuniti (Presidio Torrette e Presidio pediatrico SALESII) e INRCA presidio di Ancona.

Per la copertura delle spese necessarie alla realizzazione del progetto è previsto uno stanziamento pari ad euro 240.000,00, distribuite in un intervallo temporale di 2 anni.

11. PIANO PLURIENNALE DI SVILUPPO ENERGETICO-AMBIENTALE

Il presente studio è finalizzato alla definizione di una strategia di sviluppo energetico ed ambientale dell’Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Centrale che ne migliori la competitività riducendo i principali fattori di pressione sulle matrici ambientali. In particolare, nell’ambito del presente studio è stato esaminato il tema energia e sostenibilità ambientale dell’Autorità di Sistema Portuale da vari punti di vista, individuando in via preliminare i seguenti obiettivi specifici:

- riduzione del fabbisogno energetico attuale attraverso interventi di efficientamento energetico;
- monitoraggio del fabbisogno energetico per migliorare la futura pianificazione energetica;
- realizzazione di nuove infrastrutture a basso impatto energetico;
- utilizzo di sistemi e tecnologie a minor impatto ambientale per il soddisfacimento del fabbisogno energetico attuale;
- produzione di energia da fonti rinnovabili;
- cooperazione tra operatori pubblici e privati;
- azioni di mitigazione dell’impatto sulla qualità dell’aria.

OBIETTIVI	TIPOLOGIA DI AZIONI	AZIONI SPECIFICHE	DATE AVVIO PROGETTAZIONE E CONCLUSIONE LAVORI
1. Riduzione del fabbisogno energetico attuale	Efficientamento energetico (edifici, illuminazione, trasporto, mezzi portuali, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> • Interventi sugli edifici per miglioramento ed efficientamento energetico (centrali termiche, coibentazione involucri, sostituzione infissi, sistemi di gestione e controllo automatizzati, etc.) • Interventi su illuminazione stradale e piazzali (sostituzione apparecchi, sistemi di gestione, etc.) • Miglioramento del trasporto di persone in ambito portuale (potenziamento del trasporto pubblico, implementazione ed incentivazione di sistemi per la mobilità sostenibile, etc.) • Attività di sensibilizzazione degli operatori portuali all'utilizzo di mezzi elettrici 	Avvio di ulteriori iniziative in tali ambiti, oltre quelle ad oggi già avviate, entro 2020
2. Monitoraggio del fabbisogno energetico per migliorare la futura pianificazione energetica	Avvio di pianificazione per raccolta dati ed elaborazione degli stessi	Redazione documento operativo	Avvio entro 2020
3. Realizzazione di nuove infrastrutture a basso impatto energetico	Adozione di best practices nelle nuove realizzazioni	Definizione di linee guida per lo sviluppo delle future realizzazioni	Avvio entro 2021
4. Possibilità di utilizzo di sistemi e tecnologie a minor impatto ambientale per il soddisfacimento del fabbisogno energetico attuale	Realizzazione di infrastrutture per supportare il passaggio dei mezzi e del naviglio a sistemi e combustibili a minor impatto ambientale: <ul style="list-style-type: none"> • elettrificazione delle banchine • sistemi di approvvigionamento GNL • punti di ricarica mobilità elettrica 		Funzione di eventuali iniziative di partenariato pubblico-privato e richiesta del mercato
5. Aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili	Potenziamento dell'utilizzo di energie rinnovabili		Funzione di eventuali iniziative di partenariato pubblico-privato
6. Cooperazione tra operatori pubblici e privati	Cooperazione tra gli operatori per uno sviluppo sostenibile delle aree portuali		Avvio entro 2021
	Realizzazione di studi preliminari di fattibilità relativi a specifiche tecnologie		Avvio entro 2021
7. Qualità dell'aria	Azioni di mitigazione dell'impatto delle attività portuali sulla qualità dell'aria	<ul style="list-style-type: none"> • Azioni di sensibilizzazione degli operatori portuali e di riorganizzazione dei flussi di traffico • Monitoraggio della qualità dell'aria 	Avvio entro 2020

Tabella 20. Sommario degli obiettivi e delle azioni previste dal piano pluriennale di sviluppo energetico-ambientale

12. CONCLUSIONI

Il sistema portuale è un sistema ad elevato consumo energetico. Le attività all'interno degli scali portuali hanno un notevole impatto energetico e il fabbisogno del sistema è dovuto a due principali fattori, uno dipendente dalle attività dei soggetti terzi rispetto all'Autorità e l'altro correlato alla gestione delle infrastrutture di competenza dell'Autorità stessa.

In tale sistema complessivo, l'Autorità può svolgere azioni finalizzate alla sensibilizzazione dei soggetti terzi verso l'adozione di sistemi a minor impatto energetico, che comportano direttamente o indirettamente un miglioramento dell'impatto ambientale del sistema portuale nel suo complesso.

Parallelamente alle iniziative dei soggetti privati che operano all'interno del contesto portuale, va sviluppato da parte dell'Autorità di sistema portuale un processo di pianificazione del sistema di infrastrutture che permetta a tali soggetti di avere un supporto appropriato all'adeguamento delle loro attività e che dia risposta alle nuove esigenze degli operatori portuali.

Altra azione di competenza dell'Autorità di sistema portuale è il monitoraggio degli effetti sul sistema complessivo sia per quanto riguarda l'utilizzo di fonte energetiche sia per quanto riguarda l'impatto sull'ambiente delle attività sia dei soggetti terzi che operano nel porto che di relativa competenza dell'Autorità.

13. ALLEGATI

ALL.1 - Diagnosi energetica

ALL.2 - Studio del sistema di approvvigionamento e distribuzione del GNL nel Porto di Ancona

ALL.3 - Accordo volontario “Ancona Blue Agreement”

ALL.4 - Progetto Inquinamento Ancona (P.I.A.)

14. RIFERIMENTI

- Diagnosi energetica (Anno 2018) – *Relatore: eAmbiente S.r.l.*;
- Cold ironing (Anno 2019): studio e progetto di un sistema avanzato di elettrificazione banchine e climatizzazione edifici in area portuale – *Tesi di laurea: Daniele Colarossi, Relatore: Prof. Ing. Paolo Principi (UNIVPM)*;
- Studio del sistema di approvvigionamento e distribuzione del GNL nel Porto di Ancona (Anno 2017) – *Relatore: techfem (Progetto GAINN4MOS)*;
- Accordo volontario “Ancona Blue Agreement” (Anno 2018);
- Progetto Inquinamento Ancona (P.I.A.) (Anno 2018);
- Dati GSE.