

VALUTAZIONE DEL CICLO DI VITA DI UN IMPIANTO EOLICO OFFSHORE GALLEGGIANTE: UN CASO STUDIO ITALIANO

Gaia Brussa^{1,*}, Mario Grosso¹, Lucia Rigamonti¹

¹Politecnico di Milano, Dipartimento di Ingegneria Civile e Ambientale (DICA)

Sommario

L'energia eolica offshore può fornire l'accesso a risorse aggiuntive, superando alcuni problemi relativi alle installazioni eoliche onshore. Questo lavoro consiste nella valutazione del ciclo di vita (LCA), "dalla culla alla tomba", di un parco eolico offshore galleggiante. L'impianto, previsto al largo della Sicilia e attualmente in fase di autorizzazione, sarebbe composto da 190 turbine eoliche con una potenza nominale di 14,7 MW, per un totale di 2,8 GW, installate su fondazioni galleggianti. Nel sistema modellizzato, come rappresentative della tecnologia impiegata, sono state assunte la turbina di riferimento e la piattaforma semi-sommersa con ormeggio a catenaria sviluppate dal *National Renewable Energy Laboratory*. L'unità funzionale scelta è la fornitura di 1 GWh di energia elettrica alla rete a terra: ciò significa includere nell'analisi anche il sistema elettrico necessario per la trasmissione, costituito principalmente dai cavi sottomarini. I metodi di valutazione degli impatti utilizzati sono l'EPD (2018) e il *Cumulative Energy Demand*. Dallo studio risulta che la fase di approvvigionamento di materie prime è la più

rilevante, per tutte le categorie d'impatto; in particolare, incidono i materiali per la turbina e per la struttura galleggiante. Invece, per *l'esaurimento delle risorse abiotiche* i cavi elettrici sono l'elemento più significativo. L'allontanamento dalla costa comporta, generalmente, impatti ambientali maggiori a causa dell'aumento della complessità delle infrastrutture.

In ottica di decarbonizzazione, si sottolinea che l'impatto stimato sul *riscaldamento globale* è di 31,3 t CO_{2eq}/GWh; tale intensità carbonica risulta competitiva con altre tecnologie a basse emissioni per la generazione elettrica. Il parco eolico mostra anche una buona prestazione in termini di tempo di payback delle emissioni di gas serra e dell'energia investita per la costruzione dell'impianto, stimati rispettivamente in 2 e 3 anni, a confronto con una vita prevista di 30 anni.

Parole chiave: *Energia eolica, Analisi del ciclo di vita, Eolico offshore, Turbine eoliche galleggianti, Energia rinnovabile.*

FLOATING OFFSHORE WIND FARM IN THE MEDITERRANEAN SEA: A LIFE CYCLE ASSESSMENT

Abstract

The employment of renewable sources for power generation is fundamental to meet the increasing energy demand and at the same time tackle anthropogenic climate change. The use of wind power is encouraged considering that relies on a free and abundant energy source. In the last years, the market is moving toward offshore installations, firstly due to the lack of space for land-based wind turbines but also to limit the visual impact of wind farms and increase their social acceptability. Recently, floating offshore solutions are of growing interest since they give access to additional wind

resources, further from shore and in deeper waters, where more favourable wind conditions for power generation can be found i.e., higher wind velocity with lower turbulence and lower variability.

The present work aims to assess the environmental performance of a large floating offshore wind farm, consisting of multi-megawatt wind turbines and intended to be deployed off the west coast of Sicily (Italy). The selected case study is representative of a floating wind farm whose project has been submitted to the Environmental Impact Assessment procedure and currently is still undergoing the permitting process. Nevertheless, this project has been chosen as case study since it would become the largest floating wind farm in Europe, consisting of 190 aerogenerators with 14.7 MW rated power, for a total of 2.8 GW.

* Per contatti: Via Valerio 119/1, Trieste. Tel. +39 3343874445
gaia.brussa@mail.polimi.it

Ricevuto il 31-8-2022; Correzioni richieste il 9-10-2022;
Accettazione finale il 12-10-2022.

The environmental performance is evaluated by means of the Life Cycle Assessment (LCA) methodology, which is aimed at assessing the potential environmental impacts of the object of the study with a holistic perspective.

The selected functional unit is the delivery of 1 GWh of electricity to the onshore grid, including in the system boundaries also the electrical system for the transmission of the generated electricity to the onshore national grid. The adopted perspective for the LCA is cradle-to-grave i.e., the life cycle of the wind plant includes acquisition and processing of raw materials, transport of components, assembly and installation by means of specialised vessels, maintenance during the operational phase, disassembly and end-of-life. The chosen impact assessment methods are the EPD (2018) which involves eight impact categories, and the Cumulative Energy Demand (CED), related to direct and indirect energy consumption. Based on the estimated impacts, carbon and energy payback time (CPBT and EPBT) have been evaluated since they are found to be significant indicators for the effective communication of the results related to the sustainability of renewable energy plants. In the modelled system the NREL (National Renewable Energy Laboratory) reference wind turbine and semi-submersible platform, moored by catenary lines, are assumed as representative of the employed aerogenerators, since their design data are publicly available. For the other main components and life cycle stages of the wind farm, several modelling assumptions were necessary to include them in the system boundaries. One major conclusion of the study is that the supply of raw materials is the hotspot in all the analysed impact categories, often covering altogether more than half of the total potential impacts. Focussing on the contributions of the single components, the wind turbine structure is the most significant one, except for the category

Photochemical ozone creation potential where the floating structure is the most important contributor and for *Abiotic depletion of elements* where power cables are the hotspot. Among the employed materials, steel is the most impacting, also due to the large amounts that are needed. Due to the relevance of wind power to decarbonisation, the estimated potential impact on *global warming*, also called carbon intensity, is highlighted and is equal to 31.3 t CO_{2eq}/GWh. The performance of the wind farm, expressed by CPBT and EPBT, results in 2 years and 3 years respectively: in view of an expected 30-year lifetime, it can be concluded that the development of big offshore wind farms is convenient from the environmental point of view. From the comparison of the estimated environmental performance of the case study to other LCA studies retrieved in the literature, it can be observed that onshore and offshore bottom-fixed installations are generally less impacting, since for floating offshore deployments there are additional materials and infrastructure requirements. Among the different floating solutions, the best environmental performances are achieved by structures that allow to limit the total weight, while the overall impacts of the semi-submersible platform, modelled for the present study, are significantly affected by the heavier structure. Considering the estimated carbon intensity, the comparison with other energy sources highlights that the emission factor of wind power is much lower than the ones of fossil fuels and comparable with other low carbon and renewable technologies, despite the complex infrastructure put in place.

Keyword: *Life Cycle Assessment (LCA), Renewable Electricity Generation, Wind Energy, Offshore Wind Power, Floating Wind Turbine.*

1. Introduzione

È ormai chiaro che lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile sia fondamentale per ridurre le emissioni di gas serra che stanno causando il cambiamento climatico e per raggiungere i più ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione (IPCC, 2011). L'energia eolica mostra grandi potenzialità di sviluppo, con particolare riferimento alle installazioni in mare. L'eolico offshore permette, infatti, di accedere a risorse aggiuntive e con condizioni di ventosità migliori, ossia con velocità medie maggiori, minor turbolenza e minor variabilità. Inoltre, le installazioni in mare consentono di ridurre l'impatto paesaggistico ed evitare la competizione con altri usi del suolo, migliorando quindi l'accettabilità sociale di tali progetti.

Lo scopo di questo lavoro è stato valutare la prestazione ambientale di un impianto con turbine eoliche installate in mare su strutture galleggianti, applicando la metodologia dell'analisi del ciclo di vita o LCA, dall'inglese *Life Cycle Assessment*. Questo tipo di

analisi è significativa perché può dimostrare i benefici ambientali dati dalla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto a quella da fonti fossili. Infatti, durante la produzione di energia eolica non ci sono emissioni dirette, a differenza dei processi in cui si sfrutta una combustione; nello stesso tempo, uno studio LCA permette di considerare tutte le fasi del ciclo di vita di una turbina eolica e delle infrastrutture di un impianto eolico, così da valutare anche le emissioni e gli impatti ambientali generati dal consumo di materiali ed energia, non limitandosi alla fase operativa.

Una fase potenzialmente critica del ciclo di vita di una turbina eolica che può essere analizzata tramite una LCA è il fine vita. Si ipotizza che gran parte dei componenti, essendo metallici, possano essere riciclati: alcune stime considerano che tra l'85% e il 90% di una turbina eolica sia riciclabile (WindEurope, 2020). Tuttavia, la gestione del materiale che costituisce le pale del rotore, ossia la plastica rinforzata con fibre di vetro (GFRP dall'inglese *glass-fibre reinforced plastic*)

è ancora problematica: essendo un materiale composito e progettato per resistere ai carichi e alla fatica, risulta particolarmente difficile separare i suoi costituenti per riciclarlo (Beauson et al., 2022); pertanto viene generalmente incenerito o smaltito in discarica (Mishnaevsky, 2021). Ciononostante, continuano gli sforzi e gli investimenti nello sviluppo di tecnologie di recupero e riciclo, che ad oggi sono disponibili a diversi gradi di maturità ma non ancora applicabili a livello industriale o comunque non in modo economicamente vantaggioso (WindEurope, 2020). Infatti, sebbene per le pale di nuova progettazione si possano preferire soluzioni di eco-design, in modo da aumentarne la riciclabilità e concentrarsi sulla prevenzione del rifiuto, sarà comunque necessario provvedere alla gestione delle pale delle turbine esistenti che verranno dismesse nei prossimi anni: le stime di WindEurope prevedono che, a partire dal 2025, verranno generate annualmente 25.000 tonnellate di rifiuti costituiti dalle pale delle turbine a fine vita (WindEurope, 2021). Includendo nello studio LCA anche le ipotesi sul trattamento dei rifiuti generati al momento della dismissione del parco eolico è possibile valutare la rilevanza degli impatti associati, rispetto alle altre fasi del ciclo di vita, ed eventualmente confrontare diverse opzioni di gestione.

1.1. Impianti eolici offshore

Attualmente, gli impianti eolici offshore si trovano soprattutto in zone in cui la profondità del mare è limitata e dove possono essere utilizzate fondazioni che raggiungono il fondale, chiamate *bottom-fixed*. Esistono diverse tipologie di fondazioni fisse, ma tutte sono adatte ad applicazioni dove la batimetria è limitata, raggiungendo al massimo i 70 metri di profondità (Bhattacharya, 2019). Tuttavia, è stato stimato che l'80% delle risorse eoliche offshore si trova in acque con profondità superiori a 60 metri (Lee e Zhao, 2021). Pertanto, l'interesse a sviluppare soluzioni galleggianti è cresciuto e al momento esistono tre principali tipologie di struttura (Rhodri e Marc, 2015) (Figura 1):

- A) pilone galleggiante: struttura cilindrica riempita parzialmente con materiale di zavorra in modo che le parti inferiori siano più pesanti, mentre quelle superiori sono vuote e più leggere; in questo modo si mantiene in posizione verticale;
- B) *Tension Leg Platform* (TLP): struttura galleggiante semisommersa, generalmente reticolata, ancorata al fondale con cime di ormeggio verticali in tensione;
- C) piattaforma semi-sommersa: struttura più massiccia, generalmente costituita da tre o quattro co-

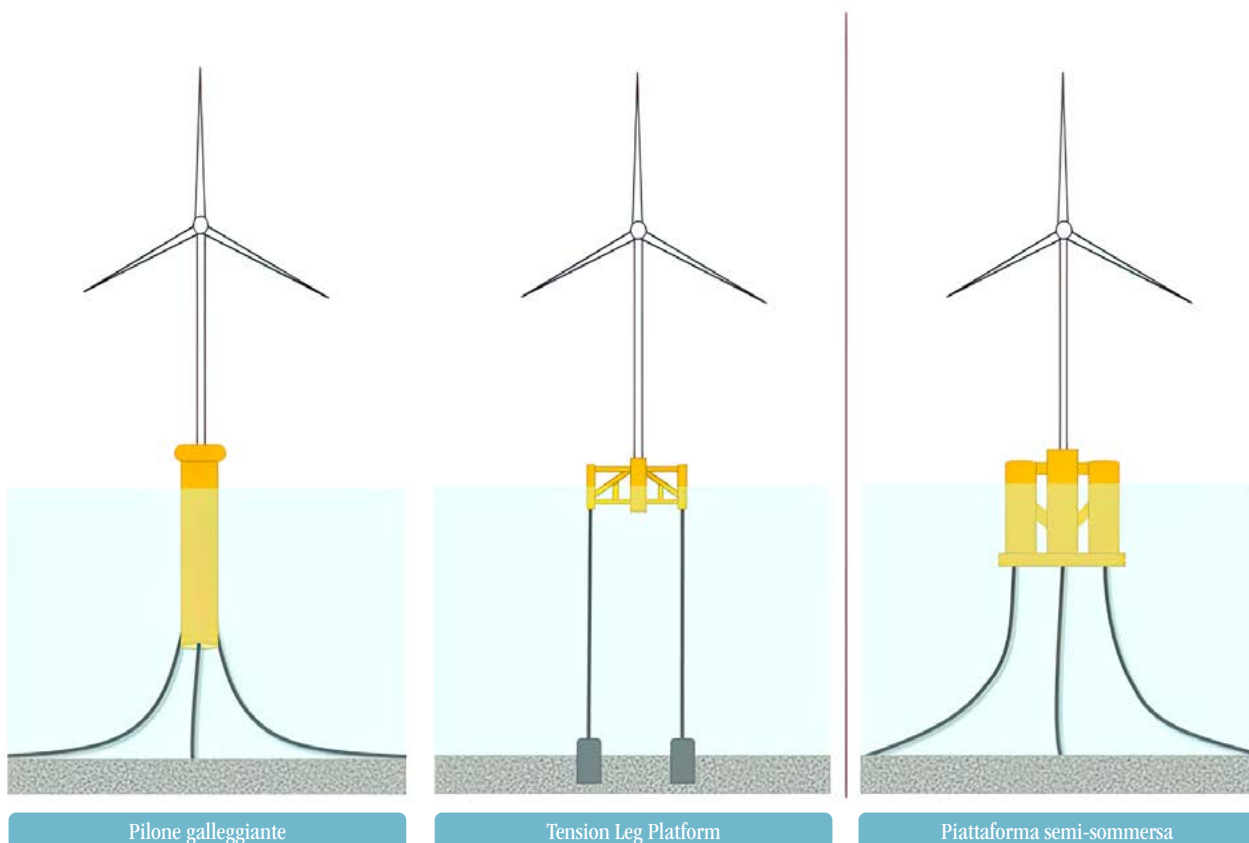


Figura 1. Rappresentazione schematica delle principali strutture galleggianti; adattato da (WindEurope, 2017).



Figura 2. Layout dell'impianto; adattata da (Med Wind, 2020a).

lonne vuote collegate tra loro, al cui interno vengono inseriti dei materiali come zavorra, ad esempio inerti ma anche acqua di mare prelevata sul posto.

Per rimanere in posizione, tutti i sistemi devono essere ormeggiati e ancorati al fondale, sfruttando le tecnologie già disponibili per le imbarcazioni. La scelta della specifica configurazione e tipo di ancora dipende da condizioni ambientali locali e del fondale (Rhodri Marc, 2015).

Nella letteratura scientifica sono disponibili diverse analisi del ciclo di vita di turbine e impianti eolici. Le soluzioni onshore sono state analizzate in numerosi studi (Jungbluth et al., 2005; Ardente et al., 2008; Martínez et al., 2009; Treméac et al., 2009; Guezuraga et al., 2012; Bonou et al., 2016; Wang et al., 2019) mentre la ricerca sulle applicazioni offshore è ancora limitata: sono disponibili alcuni studi LCA su turbine ed impianti *bottom-fixed* (Bonou et al., 2016; Wang et al., 2019; Raadal et al., 2014) e solo un numero esiguo su soluzioni galleggianti (Raadal et al., 2014; Weinzettel et al., 2009; Garcia-Teruel et al., 2022). Gli stessi produttori di turbine hanno applicato la metodologia LCA per analizzare i loro prodotti: i risultati sono pubblicamente disponibili sia per turbine onshore (Razdan e Garrett, 2017; Razdan e Garrett, 2019) che per turbine offshore (Siemens AG, 2014a; Siemens AG, 2014b; Siemens-Gamesa, 2017).

Allo stato attuale, nella letteratura scientifica, la disponibilità di studi LCA che analizzano turbine eoliche offshore con potenza nominale superiore ai 5 MW è ancora limitata (Raadal et al., 2014; Weinzettel et al., 2009; Garcia-Teruel et al., 2022; Siemens AG, 2014b; Siemens-Gamesa, 2017). Mancano, quindi, analisi del

ciclo di vita che si concentrino su turbine eoliche di grandi dimensioni e con potenza in linea con le applicazioni commerciali e le tendenze di mercato. Attualmente, infatti, diversi dei principali produttori di turbine hanno già annunciato la commercializzazione dal 2024 di turbine con potenza fino a 15 MW (Lee e Zhao, 2021).

1.2. Caso studio

Il sistema oggetto di analisi è schematizzato in Figura 2 e fa riferimento al progetto preliminare di un grande impianto eolico di tipo galleggiante progettato per essere realizzato nel Mar Mediterraneo, nello specifico, circa 60 chilometri al largo della costa occidentale della Sicilia. L'impianto è soggetto alla procedura di valutazione di impatto ambientale (VIA) e attualmente è ancora in corso la fase di verifica preliminare, anche detta di *scoping*: in questa fase sono definiti i contenuti e il grado di dettaglio con cui si elaborerà lo studio d'impatto ambientale (SIA) definitivo.

Secondo la documentazione disponibile (Med Wind, 2020a), è prevista l'installazione di 190 aerogeneratori di grande taglia, con potenza nominale di 14,7 MW, in linea con gli ultimi sviluppi della tecnologia per l'eolico offshore. Le dimensioni delle turbine di tale potenza corrispondono a massimo 250 metri di diametro del rotore e circa 150 metri di altezza della torre, per un'altezza massima di quasi 300 m, in punta alla pala quando si trova allineata con la torre.

Nel sito scelto per l'impianto la profondità dei fondali varia tra 100 e 900 metri in modo irregolare, per

questo motivo è stato necessario prevedere l'installazione delle turbine su fondazioni di tipo galleggiante, invece che fisse sul fondale. In generale, per la scelta del posizionamento del parco eolico si deve tenere conto di diversi fattori che caratterizzano il sito: non solo profondità e caratteristiche dei fondali ma anche distanza dalla terraferma, condizioni di moto ondoso, correnti e soprattutto ventosità. Al fine di ridurre l'impatto paesaggistico e l'impatto acustico, può essere conveniente considerare siti a maggiore distanza dalla costa; d'altra parte, questa scelta aumenta la necessità di infrastrutture per la trasmissione di elettricità su lunga distanza. Per l'impianto in analisi sono previste tre sottostazioni offshore di trasformazione e conversione (abbreviate come OTM dall'inglese *Offshore Transformer Module*), una per ogni sottocampo del parco eolico: le OTM rappresenteranno i collettori elettrici di ciascun sottocampo e l'interfaccia tra l'impianto di produzione e la rete di trasmissione di energia elettrica verso la terra ferma. Inoltre, per la trasmissione, vengono impiegati lunghi tratti di cavi sottomarini di diverso tipo, sia per l'interconnessione tra le turbine e le OTM che tra le OTM e il punto di approdo a terra, da cui poi un breve tratto di cavi terrestri fornisce il collegamento ad una cabina di conversione, già parte della rete elettrica nazionale. Si sottolinea che il collegamento elettrico per la trasmissione dell'energia prodotta è particolarmente rilevante in termini di lunghezza perché l'approdo è stato previsto in Campania: infatti, viste le potenze in gioco, la capienza della rete elettrica siciliana è troppo ridotta. La Tabella 1 riassume le principali caratteristiche del sistema elettrico dell'impianto (Med Wind, 2020b).

La produttività di un impianto eolico è legata ad una serie di fattori: la disponibilità e le caratteristiche delle risorse eoliche, l'orografia e la rugosità del terreno, la curva di potenza della turbina fornita dal produttore

e le perdite di scia, ossia le perdite energetiche dovute all'interferenza tra gli aerogeneratori di uno stesso parco eolico che, estraendo energia dal vento, ne riducono la velocità. Dalla relazione tecnica di analisi della producibilità del sito (Med Wind, 2020c), è stata dedotta la stima della produzione energetica lorda (9.345,6 GWh/anno), ossia la produzione di energia dal parco eolico calcolata tenendo conto dell'orografia e della rugosità del sito, della curva di potenza della turbina scelta e della distribuzione della velocità del vento a flusso libero, stimata all'altezza del mozzo in ogni posizione della turbina, e infine decurtata anche delle perdite di scia (-6,4%). Come indicato nella stessa relazione (Med Wind, 2020c), per la stima della produzione energetica netta annua (8.804,5 GWh/anno), invece, sono state considerate le perdite dettate dalle seguenti efficienze: disponibilità degli aerogeneratori (97%), efficienza elettrica (97%), performance della turbina (99%), condizioni atmosferiche e degradazione delle pale (99%), manutenzione delle sottostazioni (99%), disponibilità della rete (99,9%) e altri fattori (99%). In Tabella 2 sono riassunti i risultati delle stime di producibilità e si riporta il fattore di capacità (*capacity factor* in inglese) dell'impianto che risulta essere pari a 34,4%. Infatti, a causa dell'aleatorietà della risorsa eolica, la producibilità di un impianto eolico spesso è espressa in termini di fattore di capacità, ossia il rapporto tra l'effettiva energia generata in un certo periodo di tempo (tipicamente un anno) e l'output teorico che sarebbe prodotto nello stesso tempo se l'unità funzionasse, senza interruzioni, alla capacità nominale. Per gli impianti eolici, mediamente, il fattore di capacità oscilla fra il 20 e il 40% (Med Wind, 2020c) con valori superiori, fino al 50%, nel caso di impianti offshore (Raadal et al., 2011; Arvesen e Hertwich, 2012). Considerati gli sviluppi più recenti, alcuni produttori di turbine hanno ipotizzato di raggiungere fattori di capacità ancora più alti, intorno al 60% (Vestas, 2022; General Electric, 2022).

Tabella 1. Caratteristiche del collegamento elettrico.

Caratteristiche	Valore	Unità di misura
Numero di sottostazioni offshore	3	-
Tensione dei cavi sottomarini di interconnessione (tra le turbine)	66	kV
Lunghezza dei cavi sottomarini di interconnessione	1.112	km
Tensione dei cavi sottomarini di export	500	kV
Lunghezza di cavi sottomarini di export	690	km
Tensione dei cavi terrestri	500	kV
Lunghezza dei cavi terrestri	75	km

Tabella 2. Stime della producibilità dell'impianto.

Caratteristiche	Valore	Unità di misura
Numero turbine	190	-
Potenza nominale turbina	14,7	MW
Produzione energetica lorda	9.345,6	GWh/anno
Produzione energetica netta annua stimata	8.804,5	GWh/anno
Ore equivalenti nette	3.009	h/anno
Fattore di capacità	34,4 %	
Vita utile dell'impianto	30	anni

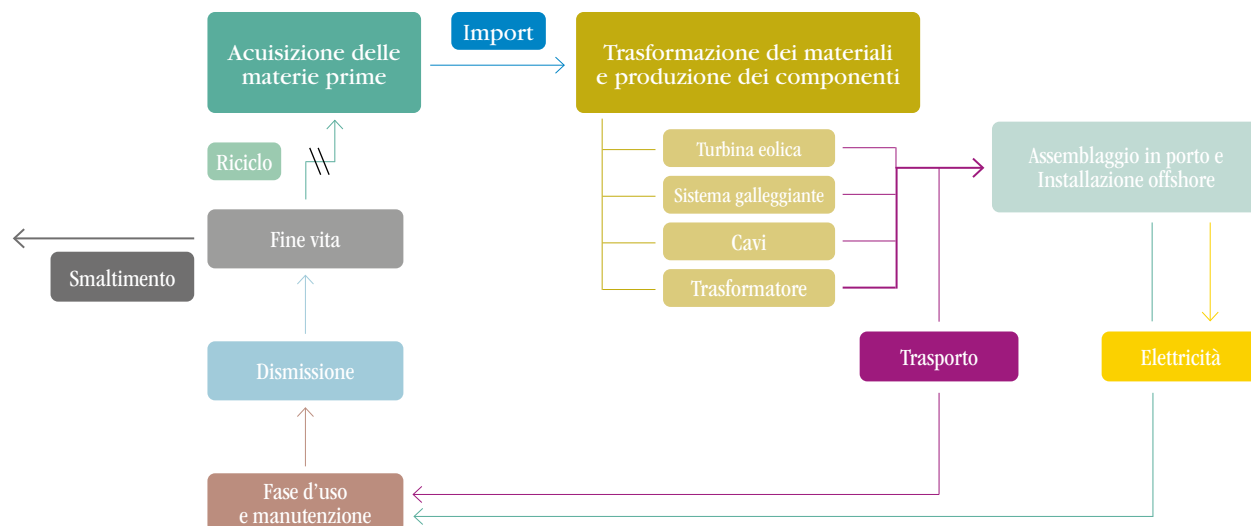


Figura 3. Rappresentazione schematica dei confini del sistema.

2. Materiali e metodi

Le prestazioni ambientali del parco eolico sono state valutate con la metodologia LCA, finalizzata a quantificare i potenziali impatti ambientali dell'oggetto di studio lungo tutto il suo ciclo di vita. L'oggetto di un'analisi LCA, chiamato anche "sistema di prodotto", può essere qualunque attività umana o prodotto che svolge una determinata funzione. La metodologia è stata applicata in accordo con le norme ISO 14040 (ISO, 2021) e ISO 14044 (ISO, 2021); nei successivi paragrafi (2.1, 2.2, 3) sono sintetizzati i contenuti più rilevanti delle quattro fasi principali che compongono una LCA: definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione, analisi dell'inventario, valutazione dell'impatto e interpretazione dei risultati.

2.1 Definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione

Nella prima fase si definiscono l'obiettivo dello studio e il campo di applicazione, quindi, in particolare, il sistema da studiare, le sue funzioni, i confini del sistema (cioè quali processi sono inclusi nell'analisi), le ipotesi e le limitazioni.

L'analisi è stata svolta considerando come unità funzionale del sistema "la fornitura alla rete elettrica a terra di 1 GWh di energia elettrica prodotta". Questo tipo di definizione comporta che vengano incluse nell'analisi non solo le turbine galleggianti, ma anche il sistema elettrico necessario per la trasmissione dell'energia generata.

La prospettiva adottata per la definizione dei confini del sistema è "dalla culla alla tomba" e, quindi, le fasi incluse nel ciclo di vita sono (Figura 3): approvvigionamento delle materie prime, lavorazione dei materiali e produzione dei componenti, trasporto dei com-

ponenti prodotti, assemblaggio in porto e installazione con imbarcazioni specializzate, manutenzione durante la fase operativa, dismissione e fine vita.

2.1.1. Modellizzazione del fine vita

Per includere la fase del fine vita nel sistema studiato in uno studio di LCA è necessario scegliere quale dei diversi approcci metodologici disponibili adottare. Soprattutto nel caso si tratti di prodotti riutilizzabili oppure di materiali riciclati o riciclabili, a seconda dell'approccio scelto, i risultati possono variare sensibilmente.

Nello specifico, in questo studio, è stato necessario definire come attribuire gli impatti ambientali generati dalla gestione dei rifiuti. Si è scelto di adottare l'*approccio 100-0* (Tagliabue, 2015), così come suggerito nelle *General Program Instructions* (GPI), ossia il riferimento normativo dello schema International EPD System (International EPD®, 2021). Questo approccio applica il principio "chi inquina paga" che prevede che chi genera il rifiuto debba farsi carico degli impatti derivanti dalla sua successiva gestione mentre nel caso di materiali riciclati gli impatti della "prima vita" del materiale non influiscono sugli usi successivi.

Nella pratica, a seconda del destino dei rifiuti prodotti dal sistema, diverse fasi della catena di gestione andranno incluse nei confini del sistema analizzato:

- la raccolta e il trasporto vanno sempre inclusi e di conseguenza gli impatti che ne derivano sono attribuiti al sistema di prodotto che genera il rifiuto;
- in caso di riciclo, solo i pretrattamenti sono inclusi, mentre il processo propriamente di riciclo è escluso;
- nel caso di incenerimento o recupero energetico, gli impatti dei possibili pretrattamenti e della com-

bustione sono attribuiti al sistema che ha generato i rifiuti, mentre il beneficio del possibile recupero energetico non viene considerato;

- in caso di smaltimento in discarica, tutti gli impatti devono essere attribuiti al sistema che ha generato i rifiuti.

2.1.2. Categorie d'impatto e metodo di caratterizzazione

L'analisi è stata condotta utilizzando il software SimaPro 9.3, sviluppato da Pré Consultant, che permette di creare un modello virtuale dell'oggetto di studio e applicare diversi metodi di caratterizzazione. Il metodo scelto per la valutazione degli impatti è l'EPD (2018) che prevede otto categorie d'impatto: cambiamento climatico, acidificazione, eutrofizzazione, formazione di ossidanti fotochimici, esaurimento delle risorse abiotiche – elementi, esaurimento delle risorse abiotiche – combustibili fossili, scarsità idrica e riduzione dello strato di ozono (PRé Sustainability, 2020). Questo metodo è pensato per la redazione della Dichiarazione Ambientale di Prodotto, dall'inglese *Environmental Product Declaration* (EPD), ed è stato scelto in modo da poter includere nella stima degli impatti potenziali i risultati delle EPD disponibili per le catene di ormeggio e per i trasformatori ad alta tensione, di cui non erano disponibili altri dati per l'inventario. Inoltre, il metodo *Cumulative Energy Demand* (CED) è stato utilizzato per stimare gli usi diretti e indiretti di energia primaria, sia utilizzata durante l'intero ciclo di vita sia incorporata nell'impianto stesso (Frischknecht et al., 2007).

2.1.3. Indici di payback

A partire dai risultati, sono stati poi valutati i cosiddetti indici di payback che, in generale, indicano il tempo necessario a recuperare un investimento e che, nel caso specifico della produzione di energia da fonti rinnovabili, possono essere declinati in termini di emissioni di gas serra ed energia. Il *carbon payback time* (CPBT) indica in quanti anni si recuperano le emissioni di gas serra stimate sull'intero ciclo di vita, assumendo le emissioni "risparmiate" evitando di impiegare una fonte di energia fossile. Nel caso di questa analisi, la fonte energetica fossile assunta per stimare le emissioni risparmiate è il gas naturale, in particolare in impianto con ciclo combinato (dataset di ecoinvent 3.7.1. "*Electricity, high voltage {IT} | electricity production, natural gas, combined cycle power plant | Cut-off; U*"); tale scelta è stata dettata dal fatto che probabilmente rimarrà il combustibile fossile più diffuso nel futuro prossimo.

L'*energy payback time* (EPBT) si riferisce, invece, all'energia primaria investita per la costruzione

dell'impianto recuperata attraverso la generazione di energia dall'impianto stesso sull'intero ciclo di vita e al netto dell'energia spesa durante la fase operativa, compresa la manutenzione.

Secondo questi indici, un impianto risulta tanto più conveniente quanto prima "ripaga" gli investimenti in termini di emissioni ed energia.

2.1.4. Analisi di sensibilità e confronti

Oltre all'analisi dello scenario base, sono state svolte alcune analisi di sensibilità per valutare l'influenza sui risultati di alcune ipotesi e assunzioni (Brussa, 2022). Qui si è deciso di riportare solo quella riguardante il fine vita della plastica rinforzata con fibra di vetro, ossia del materiale che costituisce le pale del rotore. Questa scelta deriva dall'interesse nel confrontare l'opzione di gestione attualmente più diffusa e potenzialmente critica, cioè l'incenerimento, con le prospettive future di riciclo. Inoltre, sono stati fatti alcuni confronti: in primis, i risultati dell'impianto modellizzato sono stati confrontati con quelli corrispondenti al prelievo di uno stesso quantitativo di energia elettrica dalla rete italiana, con il mix energetico del 2018 (disponibile nel materiale supplementare SM.1). In aggiunta, si è effettuato un confronto anche con i risultati di altri studi LCA di turbine e impianti eolici disponibili in letteratura, nonché con altre fonti energetiche.

2.2. Raccolta dati e analisi d'inventario

La seconda fase prevede la raccolta dati per compilare l'inventario: in questo caso, non avendo a disposizione dati primari, è stata considerata la letteratura scientifica e dati di background disponibili nelle banche dati. Il database ecoinvent versione 3.7.1 (con l'approccio *allocation, cut-off by classification*) è stato utilizzato in supporto all'analisi (Ecoinvent centre, 2018).

2.2.1. Acquisizione delle materie prime

La prima fase del ciclo di vita dell'impianto eolico è rappresentata dall'approvvigionamento dei materiali necessari: questa fase comprende le operazioni per estrarre le materie prime, la loro trasformazione e la successiva importazione in Italia. Per includere anche il trasporto dei diversi materiali dai principali Paesi produttori al sito di produzione dei vari componenti sono stati utilizzati i dataset "*market*" disponibili in ecoinvent, che già contengono le distanze medie per l'importazione di un certo materiale in un certo Paese.

Considerate le indicazioni del progetto preliminare, per il dimensionamento della turbina e della fondazione galleggiante sono stati assunti come riferimento i rapporti tecnici del *National Renewable Energy*

Laboratory, del Dipartimento dell'energia degli Stati Uniti per la *International Energy Agency* (IEA) *Wind Technology Collaboration Programme* (TCP) (IEA Wind TCP Task 37, 2022). Infatti, nel corso del 2020 sono stati resi pubblici i report con le specifiche di progettazione di una turbina eolica da 15 MW (detta *IEA 15-240-RWT*) (Gaertner et al., 2020) e della piattaforma semi-sommersa (*VolturnUS-S Semi-submersible Platform*) su cui potrebbe essere installata (Allen et al., 2020); tali tecnologie sono state ritenute verosimilmente rappresentative delle scelte progettuali.

Nei rapporti sopraccitati sono indicate le masse dei principali componenti della turbina e della piattaforma galleggiante. La massa totale della turbina risulta pari a 2.254 tonnellate, ripartite tra torre, rotore e navicella, mentre la massa totale della piattaforma semi-sommersa si attesta a 4.014 tonnellate di acciaio a cui dovranno essere aggiunte 13.840 tonnellate di zavorra, in parte costituita da materiali inerti (2.540 t) e il resto da acqua di mare, prelevabile sul posto. I dati di inventario dettagliati sono disponibili nel materiale supplementare SM.2 ed SM.4.

Quando non direttamente indicato nei report di Gaertner et al. (2020) ed Allen et al. (2020), l'assortimento dei materiali necessari per i diversi componenti è stato ricavato da altri studi LCA su turbine eoliche e adattato alla turbina in analisi. Nello specifico per la torre si è fatto riferimento a Raadal et al. (2014) e per il rotore a Wang et al. (2019). Risulta che la torre sia costituita al 93% da acciaio basso legato e il rotore principalmente da plastica rinforzata con fibre di vetro (57%), acciaio cromato (21%) e ghisa (22%). Le frazioni in massa delle restanti materie prime necessarie sono riportate nel materiale supplementare (Tabella SM.3).

Sebbene la piattaforma semi-sommersa fosse già dimensionata per sostenere la turbina da 15 MW, sarebbe stato necessario stimare la lunghezza degli ormeggi in funzione della batimetria del sito di installazione delle turbine: per evitare di introdurre incertezze aggiuntive, non conoscendo i dettagli necessari per tale dimensionamento, è stata fatta l'ipotesi che la profondità del fondale nel sito fosse costante e pari a 200 metri, così da utilizzare la lunghezza delle catenarie indicata da Allen et al. (2020). Nota la lunghezza necessaria per gli ormeggi, gli impatti corrispondenti sono stati stimati a partire dai risultati dell'EPD delle catene (Vicinay Sestao S.L. EPD, 2019).

Le tre sottostazioni offshore di trasformazione e conversione sono state modellizzate in modo semplificato: sono state incluse solo la struttura galleggiante su cui saranno installate, compreso l'ormeggio, e un trasformatore ad alta tensione da 1000 MVA, estrapolando i dati da un'EPD (Tamini Trasformatori S.r.l. EPD, 2019).

Infine, le diverse tipologie di cavo e le rispettive necessità di materie prime sono state ricavate a partire dagli inventari disponibili in altri studi (Schleisner, 2000; Jorge et al., 2012) seguiti dalle necessarie estrapolazioni per adattarle. La logica alla base della modellizzazione dei cavi elettrici è stata quella di mantenere l'assortimento di materiali richiesto per la tipica struttura multistrato, soprattutto nel caso di quelli sottomarini (Ardelean e Minebbo, 2015). I dettagli dell'inventario per le diverse tipologie di cavo sono disponibili nel materiale supplementare SM.2.

2.2.2. Trasformazione dei materiali e trasporto dei componenti

La produzione dei componenti è stata modellizzata solo come lavorazione dei materiali, utilizzando i dataset di lavorazione delle materie prime presenti in ecoinvent 3.7.1, analogamente a quanto fatto da Wang et al. (2019) e Weinzettel et al. (2009).

La fase di trasporto dei componenti è stata inclusa ipotizzando le distanze da percorrere via terra e via mare per raggiungere la Sicilia. Nello specifico, sono state assunte le distanze per i componenti delle turbine come proposti da Razdan e Garret (2019) per un generico sito produttivo in Europa a cui sono stati sommati dei tratti aggiuntivi per considerare il trasporto fino alla costa occidentale della Sicilia. Lo strumento *SeaRate*, raccomandato da Zampori e Pant (2019) per la *Product Environmental Footprint* (PEF), è stato utilizzato per fare le stime sulle distanze e i mezzi di trasporto. Le ipotesi sulle distanze aggiuntive possono essere consultate nel materiale supplementare SM.2.

2.2.3. Assemblaggio e installazione

Le operazioni di assemblaggio delle strutture possono, generalmente, essere eseguite in porto; nella modellizzazione sono state incluse in termini di consumi energetici sia di diesel che di elettricità a media tensione per i mezzi di sollevamento. In particolare, l'utilizzo di elettricità è stato stimato a partire dal dato 0,5 kWh/kg di materiale da sollevare, analogamente a quanto indicato nel dataset di ecoinvent "*wind power plant construction, 2MW, offshore, moving parts {GLO}*".

Il principale vantaggio della piattaforma semi-sommersa, rispetto ad altre strutture galleggianti, è che può essere rimorchiata al sito di installazione in mare, già con la turbina montata. Pertanto, la fase di installazione è stata modellizzata in termini di consumi di carburante per le navi specializzate, ad esempio, i rimorchiatori. Da diverse fonti di letteratura (Rhodri e Marc, 2015; Garcia-Teruel et al., 2022; Sanden e Vold, 2010; Arvesen et al., 2013) sono stati dedotti il numero di imbarcazioni necessarie per l'installazione, il consumo giornaliero a seconda della tipologia di nave e i

giorni di lavoro necessari, differenziando le ipotesi per le turbine e le sottostazioni.

2.2.4. Fase operativa e manutenzione

La durata della fase operativa è stimata, nel progetto preliminare, pari a 30 anni, durante i quali l'impianto fornirà l'energia elettrica e verrà sottoposto ad una serie di interventi di manutenzione, programmati o eccezionali, ossia in caso di malfunzionamenti. La fase d'uso è stata, quindi, modellizzata in termini di parti di ricambio necessarie per la manutenzione, includendo il loro approvvigionamento, mentre il trasporto del personale addetto alla manutenzione non è stato incluso. Inoltre, sono stati inclusi l'occupazione del fondale marino e la trasformazione dell'uso del suolo, considerando l'area interessata dall'intervento pari a 2.422,5 km² (Med Wind, 2020).

2.2.5. Dismissione

Al termine della vita utile stimata, ci sono due possibilità per l'impianto: il *repowering* (ripotenziamento) oppure la dismissione (WindEurope, 2020). Nel presente studio viene assunta la dismissione dell'impianto che prevede il trasporto dell'aerogeneratore galleggiante nuovamente in porto e il suo smontaggio. La modellizzazione è quindi la stessa della fase di assemblaggio e installazione.

2.2.6. Fine vita

Per svolgere uno studio di LCA completo è necessario includere nell'analisi il fine vita, ossia la gestione dei rifiuti prodotti al termine della vita utile dell'impianto; tuttavia, questo non è facile perché ci sono diverse incertezze, legate soprattutto al fronte temporale (Bonou et al., 2016), ossia al contesto normativo, alle future tecnologie di trattamento e ai mercati corrispondenti che si avranno al termine della vita utile delle

turbine. Per includere il fine vita degli aerogeneratori nei confini del sistema, generalmente, è necessario definire uno scenario in cui, per i diversi materiali o componenti, si ipotizza il tipo di gestione. Infatti, per acciaio e alluminio ma anche cavi di rame e componenti elettronici esistono processi di riciclo ormai consolidati. La questione rimane aperta, invece, per il materiale che costituisce le pale del rotore, ossia la plastica rinforzata con fibre di vetro (GFRP dall'inglese *glass-fibre reinforced plastic*). Ciononostante, tra trent'anni, quando è prevista la dismissione delle turbine, è plausibile che le opzioni per il riciclo dei materiali compositi, come la plastica rinforzata con fibre di vetro, avranno raggiunto un livello di maturità tecnologica tale per cui potranno essere applicate a scala industriale. Con queste premesse, nel presente studio è stato deciso di analizzare e confrontare due scenari: nello scenario base si ipotizza l'incenerimento della GFRP, considerando il materiale composto da 40% plastica e 60% vetro (Fonte et al., 2021), mentre nello scenario futuro se ne assume il riciclo. Gli scenari assunti per il fine vita dei singoli materiali e componenti sono disponibili nel materiale supplementare (SM.3).

3. Risultati e discussione della valutazione degli impatti

I potenziali impatti totali per unità funzionale (GWh) stimati con il metodo EPD, per le otto categorie d'impatto previste, e i risultati del metodo CED sono riportati nella Tabella 3.

3.1. Analisi dei contributi

In Figura 3 è rappresentata graficamente l'analisi dei contributi rispetto al potenziale impatto totale per ogni categoria analizzata. Si noti che al fine di rendere tale rappresentazione più dettagliata sono state riprese le sei fasi del ciclo di vita descritte nella sezione 2.2, scorpo-

Tabella 3. Potenziali impatti totali per le 9 categorie di impatto esaminate, riferite all'unità funzionale (1 GWh) nello scenario base.

	Categoria di impatto	Unità	Impatto totale
1	Riscaldamento globale	kg CO _{2eq}	31.323
2	Acidificazione	kg SO _{2eq}	183,8
3	Eutrofizzazione	kg PO ₄ ³⁻ _{eq}	67,8
4	Formazione di ossidanti fotochimici	kg NMVOC _{eq}	130,8
5	Esaurimento delle risorse abiotiche – elementi	kg Sb _{eq}	1,7
6	Esaurimento delle risorse abiotiche – combustibili fossili	MJ, net calorific value	362.589
7	Scarsità idrica	m ³ _{eq}	15.714
8	Riduzione dello strato di ozono	kg CFC-11 _{eq}	2,59E-03
9	Cumulative Energy Demand	GJ	409,6



Figura 4. Analisi dei contributi per le 8 categorie di impatto stimate con il metodo EPD e per la CED (per la legenda delle categorie d'impatto si veda la Tabella 3).

randone alcune in modo da mettere in evidenza anche i contributi dei diversi componenti. Nello specifico, il contributo totale della fase di approvvigionamento delle materie prime è stato suddiviso, nel grafico, tra i seguenti elementi dell'impianto: torre, navicella, rotore, fondazione galleggiante, cavi elettrici e sottostazione offshore. Il contributo delle catene di ormeggio comprende il loro intero ciclo di vita così come dichiarato nell'EPD. Le fasi successive, invece, si riferiscono al complesso degli elementi dell'impianto.

Per quanto riguarda i risultati nelle categorie di impatto del metodo EPD, se considerata nel suo insieme, la fase di approvvigionamento dei materiali risulta nettamente la più impattante dell'intero ciclo di vita per tutte le categorie d'impatto: l'acquisizione delle materie prime è infatti responsabile di oltre il 50% dei potenziali impatti totali, tranne che per la categoria *Riduzione dello strato di ozono*. Considerando, invece, i contributi dei singoli elementi dell'impianto a questa prima fase del ciclo di vita, risulta che la struttura della turbina eolica (come insieme di rotore, torre, navicella) apporta il contributo maggiore in 5 categorie su 8: nello specifico varia tra 32% per la categoria *Eutrofizzazione* e 18% per la *Riduzione dello strato di ozono*. L'approvvigionamento dei materiali per la struttura della fondazione galleggiante risulta, invece, l'hotspot per la *Formazione di ossidanti fo-*

tochimici, essendo responsabile del 25% degli impatti totali. L'impatto potenziale per la categoria *Esaurimento delle risorse abiotiche – elementi* è, invece, determinato per più della metà (52%) dall'acquisizione delle materie prime per i cavi elettrici. Per la categoria *Riscaldamento globale*, infine, i contributi di turbina eolica e struttura galleggiante sono ugualmente significativi.

Da un'analisi più dettagliata dei tre macro-componenti della turbina eolica risulta che:

- per la torre, l'acciaio dà il contributo più significativo agli impatti dell'approvvigionamento delle materie prime in 6 categorie su 8;
- tra i materiali del rotore, la plastica rinforzata con fibra di vetro è quello più impattante in quasi tutte le categorie tranne che l'*Esaurimento delle risorse abiotiche – elementi* dove l'acciaio cromato è più rilevante;
- tra i materiali e componenti della navicella, i magneti permanenti sono l'elemento con il contributo maggiore agli impatti totali in 6 categorie su 8, mentre nelle altre categorie il trasformatore a basso voltaggio è responsabile di un contributo superiore.

Per quanto riguarda la fondazione galleggiante, è nuovamente l'acciaio a determinare una porzione significativa degli impatti totali dell'approvvigionamento. Infine, per quanto riguarda i cavi elettrici il ca-

vo sottomarino di export si è dimostrato il più rilevante: questo contributo si spiega sia per la lunghezza che per il suo peso specifico per metro di lunghezza (materiale supplementare SM.2).

Le fasi del ciclo di vita successive all'acquisizione delle materie prime contribuiscono in modo più limitato ai potenziali impatti totali. I trasporti e il fine vita hanno impatti che sono poco rilevanti rispetto al totale: il loro contributo si mantiene sotto al 3% per tutte le categorie analizzate. I contributi delle fasi di assemblaggio, manutenzione e dismissione, invece, variano tra il 3% e il 16% a seconda della categoria di impatto.

Per quanto riguarda i risultati relativi alla *Cumulative Energy Demand*, i contributi complessivi per l'approvvigionamento della turbina eolica (25,4%) e della fondazione galleggiante (25,6%) ricoprono la metà del potenziale impatto totale: ciò significa che sono gli elementi che determinano in maniera più significativa i consumi di energia, non solo per l'uso diretto ma anche incorporati nei materiali che li costituiscono. I risultati relativi alla CED suddivisi per fasi del ciclo di vita sono disponibili nel materiale supplementare (Tabella SM.10).

3.2. Indici di payback

Considerando che l'energia eolica, così come le altre fonti rinnovabili, è fondamentale per ridurre le emissioni del settore elettrico e contrastare gli effetti dell'utilizzo dei combustibili fossili sul cambiamento climatico, è importante il risultato sulla categoria del *riscaldamento globale*: le emissioni potenziali di gas climalteranti, espresse in CO₂ equivalente, risultano pari a 31,3 t CO_{2eq}/GWh.

Considerato il fattore d'impatto sul cambiamento climatico dell'elettricità prodotta dal gas naturale in impianto a ciclo combinato (456.117 kg CO_{2eq}/GWh e quindi 3,8·10⁶ t CO_{2eq}/anno), il CPBT risulta pari a 2 anni. Invece, l'EPBT risulta essere leggermente superiore a 3 anni: in molti studi LCA disponibili in let-

teratura per le turbine eoliche con fondazioni fisse è risultato inferiore ad un anno (Siemens AG, 2014a; Siemens AG, 2014b; Siemens-Gamesa, 2017), mentre nel caso di installazioni galleggianti (Raadal et al., 2014; Weinzettel et al., 2009; Garcia-Teruel et al., 2022) i risultati variano tra 0,4 anni e 4,3 anni, a seconda del tipo di struttura analizzata.

Gli indici di payback devono essere interpretati rispetto ai 30 anni di vita utile dell'impianto e pertanto si può concludere che gli investimenti in termini di emissioni ed energia per la realizzazione dell'impianto verrebbero ampiamente ripagati.

3.3. Analisi di sensibilità e confronto con il mix elettrico nazionale

L'analisi di sensibilità per valutare lo scenario alternativo di fine vita della plastica rinforzata in fibra di vetro è stata svolta considerando separatamente la fase di fine vita del rotore; pertanto, i risultati, in termini di variazioni percentuali, sono riferiti alla sola fine vita piuttosto che all'intero ciclo di vita. Ciononostante, non sono stati evidenziati miglioramenti significativi, posto che si considerano rilevanti solo variazioni almeno del ±10% rispetto allo scenario base. I risultati del confronto vengono riportati graficamente in Figura 5.

È evidente che l'approccio modellistico scelto per il fine vita influenza tali risultati. L'esclusione dalla valutazione dello specifico trattamento di riciclo potrebbe essere vista come una limitazione allo studio; tuttavia, questa scelta modellistica permette di evitare le problematiche legate alla modellizzazione dei processi specifici per il riciclo della plastica con fibra di vetro, che al momento non sono ancora applicati a scala industriale e di cui, quindi, non sarebbero stati disponibili dati specifici.

Di seguito, si riportano, inoltre, i risultati del confronto tra 1 GWh di energia elettrica fornito dall'impianto eolico offshore, così come descritto e analizzato

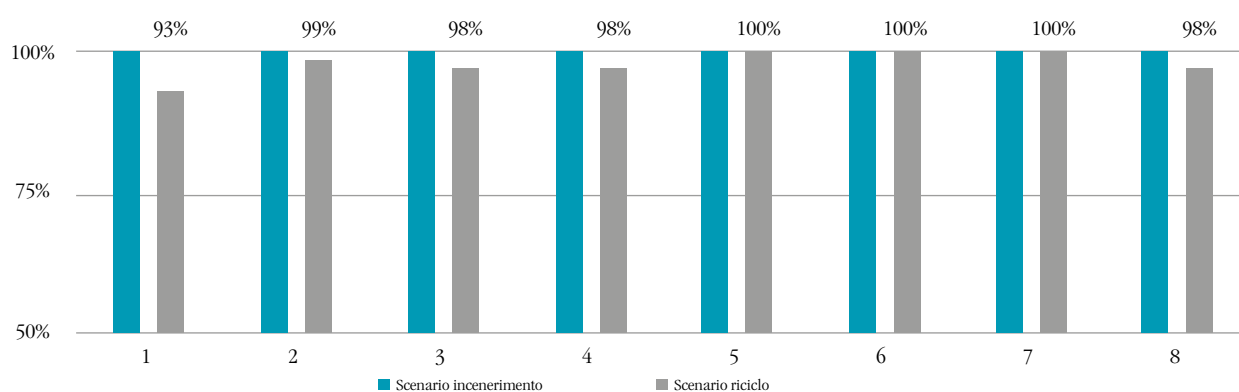


Figura 5. Risultati dell'analisi di sensitività sul solo fine vita della plastica rinforzata con fibre di vetro; potenziali impatti totali per le 8 categorie di impatto esaminate con il metodo EPD (per la legenda delle categorie d'impatto si veda la Tabella 3).

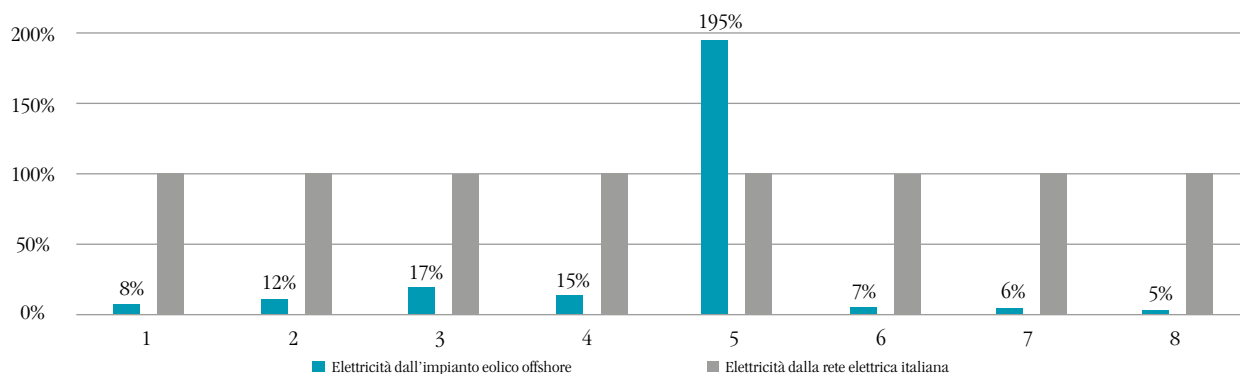


Figura 6. Risultati del confronto tra 1 GWh prodotto dall'impianto eolico modellizzato e 1 GWh prelevato dalla rete elettrica italiana; potenziali impatti totali per le 8 categorie di impatto esaminate con il metodo EPD, riferite all'unità funzionale (per la legenda delle categorie d'impatto si veda la Tabella 3).

nello studio, e 1 GWh prelevato dalla rete elettrica nazionale: la Figura 6 lo rappresenta graficamente.

È evidente che l'elettricità dall'impianto eolico ha prestazioni ambientali molto migliori, tranne che per la categoria *Esaurimento delle risorse abiotiche – elementi*, in cui, invece, ha impatti quasi doppi. Nuovamente si conferma che l'approvvigionamento di materiali critici, come ad esempio il rame, è un elemento di attenzione che dovrà essere tenuto in debita considerazione nel momento della progettazione di impianti di questo genere.

3.4. Confronto con la letteratura

Il confronto con altri studi LCA disponibili in letteratura non risulta sempre immediato. Sebbene la scelta dell'unità funzionale sia spesso analoga, ossia un'unità di energia elettrica generata, gli impatti potenziali stimati dipendono fortemente dalla produttività

dell'impianto: di fatto, aumentando la produttività, si riducono gli impatti per unità di elettricità generata, perché con la stessa infrastruttura si produce più energia elettrica. La produttività dell'impianto, nella realtà, è legata alle condizioni specifiche del sito in cui viene costruito l'impianto e ad altre scelte progettuali. Tuttavia, questo tipo di informazioni non sono sempre disponibili a chi conduce uno studio LCA di una turbina o di un impianto eolico, quindi, possono risultare necessarie una serie di assunzioni, soprattutto, sul fattore di capacità e sulla vita utile delle turbine. Nella loro rassegna bibliografica, Arvesen e Hertwich (2012) hanno sottolineato una certa variabilità nei diversi studi LCA con riferimento a questi due parametri. Generalmente, la vita utile delle turbine si attestava a 20 anni, per gli impianti sia onshore che offshore, sebbene nelle analisi economiche, si considera che le turbine installate in mare possano restare operative fi-

Tabella 4. Confronto con altre analisi del ciclo di vita inerenti a turbine e impianti eolici disponibili in letteratura.

Autore, anno	Specifiche	Potenza nominale [MW]	Fattore di capacità [%]	Vita utile [anni]	Impatto sul riscaldamento globale [gCO ₂ eq/kWh]	Energy Payack Time [anni]
Siemens AG, 2014a	<i>Bottom-fixed</i>	4	51%	20	10	0,88
Siemens AG, 2014b	<i>Bottom-fixed</i>	6	50%	25	7	0,79
Siemens-Gamesa EPD, 2017	<i>Bottom-fixed</i>	8	49%	25	6	0,62
Weinzettel et al., 2009	Sway (<i>Tension Leg Spar</i>)	5	46%	20	11,5	0,43
Raadal et al., 2014	<i>Tension Leg Platform</i>	5	51%	20	19,2	1,7
	Pilone galleggiante	5	51%	20	25,3	2,2
	Piattaforma semi-sommersa	5	51%	20	31,4	2,7
Garcia-Teruel et al., 2022	Pilone galleggiante	6	50%	25	39,3	3,3-4,3
	Piattaforma semi-sommersa	9,5	40%	25	33,9	2,8-3,7
Questo studio	Piattaforma semi-sommersa	14,7	34,4%	30	31,3	3

no a 30 anni. Con riferimento al fattore di capacità, invece, la tendenza riscontrata è quella di fare assunzioni molto ottimistiche, anche oltre il 50% nei casi offshore, e non in linea con gli attuali dati da misurazioni sul campo. Nel presente studio, sono stati assunti i valori indicati nel progetto preliminare (Med Wind, 2020a) ossia 30 anni di vita utile delle turbine e fattore di capacità pari a 34,4%. Da Arvesen e Hertwich (2012) è stato osservato che gli studi in cui le assunzioni erano basate su dati progettuali, nonostante fossero stime più accurate, risultavano spesso svantaggiati rispetto ad altri studi in cui le assunzioni erano solo ipotetiche.

Nella tabella 4 risulta evidente come l'impianto analizzato in questo studio è svantaggiato dal punto di vista del *fattore di capacità*, che è nettamente inferiore; d'altra parte, però, la vita utile delle turbine è superiore a quella assunta negli altri studi. Un altro elemento di differenza tra i diversi studi di LCA è l'approccio modellistico adottato per il fine vita: infatti, gli studi che adottano l'approccio dell'espansione dei confini del sistema e assegnano ai materiali riciclati un credito per l'evitata produzione di materia prima vergine, hanno tendenzialmente risultati migliori (Siemens, 2014a; Siemens, 2014b; Siemens-Gamesa, 2017; Raadal et al., 2014). Dal confronto emerge, inoltre, che i risultati delle turbine fisse (*bottom-fixed*) sono migliori sia come impatto sul riscaldamento globale che come energy payback time. Mentre, tra i diversi design galleggianti, la *Tension Leg Platform* e il pilone galleggiante risultano essere meno impattanti della piattaforma semi-sommersa. Si osserva comunque che gli altri due studi che hanno analizzato la piattaforma semi-sommersa (Raadal et al., 2014; Garcia-Teruel et al., 2022) presentano risultati confrontabili con quelli del presente studio.

Infine, confrontando il risultato con gli intervalli dei fattori di emissioni di altre fonti energetiche, così come indicati da Turconi et al. (2013), si conferma che l'eolico, anche offshore, presenta intensità carbonica ($\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$) tra le più basse.

4. Conclusioni

Al fine di ridurre le emissioni di gas climalteranti relative alla produzione di energia elettrica è ormai chiaro che sia necessario investire in tecnologie di generazione basate sulle fonti rinnovabili. Tuttavia, anche le tecnologie che sfruttano fonti di energia rinnovabili non sono prive di impatti ambientali, soprattutto se non si considera unicamente la fase operativa. La metodologia dell'analisi del ciclo di vita può quindi essere utilizzata per stimare quantitativamente le emissioni di gas serra relative all'intero ciclo di vita dell'impianto, non solo relative alla fase operativa, ma

soprattutto determinate dalla produzione e dalla gestione, anche a fine vita, dei componenti dell'impianto oggetto di studio. Oltre al cambiamento climatico, uno studio LCA può dare indicazioni anche su altri impatti ambientali ed eventuali co-benefici. In particolare, gli impianti eolici offshore riescono a generare più energia di quelli installati a terra e in modo più stabile nel tempo rispetto al fotovoltaico, tanto da essere considerata una fonte di energia variabile ma che potrebbe coprire il carico di base (IEA, 2019). Inoltre, l'installazione su fondazioni galleggianti permette di accedere alle risorse eoliche anche più lontano dalla costa, riducendo l'impatto visivo dell'impianto ed evitando di interferire con altre attività produttive. Tuttavia, gli impianti offshore richiedono infrastrutture più complesse e turbine con masse maggiori, che possano resistere alle sollecitazioni in mare aperto per lunghi periodi.

Per le categorie di impatto analizzate nello studio LCA, i potenziali impatti ambientali sono determinati soprattutto dalla fase di approvvigionamento delle materie prime, in particolare per la struttura della turbina e della fondazione galleggiante semi-sommersa; si potrebbero migliorare le prestazioni ambientali dell'impianto scegliendo, ad esempio, strutture galleggianti più leggere come la *Tension Leg Platform*. I contributi dati al totale degli impatti stimati dal sistema elettrico per la trasmissione dell'energia generata e dalle fasi di installazione, manutenzione e smissione, inclusa la gestione dei rifiuti, sono risultati mediamente o poco rilevanti ma devono essere interpretati alla luce della mancanza di dati progettuali specifici e quindi limitati da una serie di approssimazioni ed ipotesi.

Considerando i risultati degli indici di payback, si può affermare che l'impianto ripaga gli investimenti in termini di emissioni ed energia; inoltre, l'intensità carbonica rientra negli intervalli riscontrati in letteratura per l'eolico e sono di ordine di grandezza confrontabile con quelli di altre fonti rinnovabili come il fotovoltaico e l'idroelettrico.

In conclusione, un impianto eolico galleggiante di grande taglia richiede ingenti quantità di materiali e, sebbene non emetta gas serra e inquinanti atmosferici nella fase operativa, presenta degli impatti non trascurabili sull'intero ciclo di vita. Ciononostante, si può comunque concludere che l'utilizzo delle risorse eoliche permette di ridurre molto gli impatti sul riscaldamento globale rispetto alle alternative basate sulle fonti fossili.

Si noti, infine, che i risultati sono influenzati dalle ipotesi e approssimazioni fatte nella modellizzazione e che per ottenere risultati più accurati e con minori incertezze sarebbe necessario disporre di dati primari desumibili dal progetto esecutivo dell'impianto. ■

Riferimenti bibliografici

- Allen C., Viselli A., Dagher H. et al. (2020) Definition of the UMaine VoltturnUS-S Reference Platform Developed for the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine: Technical Report. National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- Ardente F., Beccali M., Cellura M., Brano V.L. (2008) Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12(1): 200-217.
- Arvesen A. e Hertwich E.G. (2012) Assessing the life cycle environmental impacts of wind power: A review of present knowledge and research needs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(8): 5994-6006.
- Arvesen A., Birkeland C. e Hertwich E.G. (2013) The importance of ships and spare parts in LCAs of offshore wind power. *Environmental Science & Technology* 47(6): 2948-2956.
- Beauson J., Laurent A. e Rudolph D.P. et al. (2022) The complex end-of-life of wind turbine blades: A review of the European context. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 155 (2022) 111847.
- Bhattacharya S. (2019) Overview of a Wind Farm and Wind Turbine Structure. In: *Design of Foundations for Offshore Wind Turbines*. John Wiley & Sons, Inc., 1-50.
- Brussa G. (2022) Life Cycle Assessment of a Floating Offshore Wind Farm: An Italian Case Study. Tesi di laurea magistrale non pubblicata, Politecnico di Milano.
- Bonou A., Laurent A. e Olsen S. I. (2016) Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy-from theory to application. *Applied Energy* 180: 327-337.
- Edenhofer O., Pichs-Madruga R., Sokona Y. et al. (2011) Summary for Policymakers. In: *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge University Press.
- Fonte R. e Xydis G. (2021) Wind turbine blade recycling: An evaluation of the European market potential for recycled composite materials. *Journal of Environmental Management* 287: 112269.
- Frischknecht R., Jungbluth N., Althaus H.J. et al. (2007) Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods: Data v2.0. ecoinvent report No. 3. Swiss centre for Life Cycle Inventories.
- Gaertner E., Rinker J., Sethuraman L. et al. (2020) Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine: Technical Report. National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- Garcia-Teruel A., Rinaldi G., Thies P. R. et al. (2022) Life cycle assessment of floating offshore wind farms: An evaluation of operation and maintenance. *Applied Energy* 307: 118067.
- Garrett P. e Ronde K. (2012) Life cycle assessment of wind power: comprehensive results from a state-of-the-art approach. *International Journal of Life Cycle Assessment* 18(1): 37-48.
- General Electric (2022) Haliade-X offshore wind turbine. Record-setting offshore wind technology. Disponibile su: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine> (Ultimo accesso: 29/98/2022).
- Guezuraga B., Zauner R., Polz W. (2012) Life cycle assessment of two different 2 MW class wind turbines. *Renewable Energy* 37(1): 37-44.
- IEA Wind TCG Task 37 (2022) Systems Engineering in Wind Energy. Disponibile su: <https://iea-wind.org/task37/>
- International Energy Agency (2019) Offshore Wind Outlook 2019: World Energy Outlook Special Report.
- International EPD® System (2021) General Programme Instructions for the International EPD System: Version 4.0.
- International EPD® System website (2022) List of Impact Indicators & Impact Assessment Methods. Disponibile su: <https://www.environdec.com/resources/indicators> (Ultimo accesso 19/3/2022).
- ISO (2021) ISO 14040:2006+A1:2020: Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework.
- ISO (2021) ISO 14044:2006+A2:2020: Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines.
- Jorge R.S., Hawkins R.T. e Hertwich E.G. (2012) Life cycle assessment of electricity transmission and distribution – Part 1: Power lines and cables. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 17(1): 9-15.
- Jungbluth N., Bauer C., Dones R. et al. (2005) Life cycle assessment for emerging technologies: Case studies for photovoltaic and wind power. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 10: 24-34.
- Lee J. e Zhao F. (2021) Global Offshore Wind Report 2021. Global Wind Energy Council (GWEC).
- Martinez E., Sanz F., Pellegrini S. et al (2009) Life-cycle assessment of a 2MW rated power wind turbine:

- CML method. *International Journal of Life Cycle Assessment* 14: 52-63.
- Mishnaevsky L., Jr (2021) Sustainable end-of-life management of wind turbine blades: Overview of current and coming solutions. *Materials* 14: 1124.
 - Documentazione preliminare del Progetto Med Wind (2020). Disponibile su: <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/7634/11063>
 - a) Studio preliminare ambientale (R.02 del 10/10/2020)
 - b) Relazione elettrica (R.06 del 10/10/2020)
 - c) Relazione tecnica analisi di producibilità del sito (R.07 del 10/10/2020)
 - PRé Sustainability (2020) SimaPro database manual: Methods library. Version 4.15.
 - Raadal H.L., Vold B.I., Myhr A. et al. (2014) GHG emissions and energy performance of offshore wind power. *Renewable Energy* 66: 314-324.
 - Razdan P. e Garrett P. (2017) Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V117-3.45 MW Wind Plant. Disponibile su: <https://www.vestas.com/en/sustainability/reports-and-ratings#lca-download>
 - Razdan P. e Garrett P. (2019) Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V117-4.2 MW Wind Plant. Disponibile su: <https://www.vestas.com/en/sustainability/reports-and-ratings#lca-download>
 - Rhodri J. e Marc C.R. (2015) Floating Offshore Wind: Market and Technology Review. Carbon Trust on behalf of the Scottish Government.
 - Schleisner L. (2000) Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. *Renewable Energy* 20(3): 279-288.
 - Siemens AG (2014a) Environmental Product Declaration. A clean energy solution – from cradle to grave: Offshore wind power plant employing SWT-4.0-130.
 - Siemens AG (2014b) Environmental Product Declaration. A clean energy solution – from cradle to grave: Offshore wind power plant employing SWT-6.0-154.
 - Siemens Gamesa (2017) Environmental Product Declaration SG 8.0-167 DD Offshore Wind Turbine. Disponibile su: <https://www.siemensgamesa.com/-/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/offshore/brochures/siemens-gamesa-environmental-product-declaration-epd-sg-8-0-167.pdf>
 - Tagliabue L. (2015) Modellazione di riciclo, riuso e recupero energetico nelle analisi del ciclo di vita dei prodotti: un confronto fra le equazioni disponibili nella normativa tecnica. *Ingegneria dell'Ambiente* 2(3).
 - Tamini Trasformatori S.r.l. (2019) Environmental Product Declaration: GREEN Power Transformer. Disponibile su: <https://www.environdec.com/library/epd958>
 - Tremeac B. e Meunier F. (2009) Life cycle analysis of 4.5 and 250 W wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(8): 2104-2110.
 - Turconi R., Boldrin A. e Astrup T. (2013) Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28: 555-565.
 - Vestas (2022) V236-15.0 MWTM. Disponibile su: <https://www.vestas.com/en/products/offshore/V236-15MW/V236-15MW> (Ultimo accesso: 29/08/2022).
 - Vicinay Sestao S.L. (2019) Environmental Product Declaration: Mooring Chain R3-R3S, R4-R4S and R5 Quality steel for Offshore Industry. Disponibile su: <https://www.environdec.com/library/epd476>
 - Vold B.I. e Sanden I.L. (2012) Life cycle analysis of floating wind turbines with regard to internal and external factors compared with bottom-fixed wind turbines. Tesi di laurea.
 - Wang S., Wang S. e Liu J. (2019) Life-cycle green-house gas emissions of onshore and offshore wind turbine. *Journal of Cleaner Production* 210: 804-810.
 - Weinzettel J., Reenaas M., Solli C. et al. (2009) Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine. *Renewable Energy* 34: 742-747.

Materiale supplementare è disponibile gratuitamente all'indirizzo www.ingegneriadellambiente.net



INGEGNERIA DELL'AMBIENTE

per il 2022 è sostenuta da:

