

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO
NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - BARIUM BAY
74 WTG – 1.110 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

Progettazione e SIA



Indagini ambientali e studi specialistici



Studio misure di mitigazione e compensazione



supervisione scientifica



SIA.ES STUDI SPECIALISTICI

ES.5 Valutazione del ciclo di vita dell'impianto eolico offshore

REV.	DATA	DESCRIZIONE



INDICE

1	PREMESSA.....	1
	1.1 PRINCIPALI IMPATTI E CONFRONTO CON IL CASO STUDIO	1
	1.2 DESCRIZIONE DEL METODO UTILIZZATO	3
2	DEFINIZIONE DELL’OBIETTIVO E CAMPO DI APPLICAZIONE.....	4
3	RACCOLTA DEI DATI E ANALISI D’INVENTARIO	6
4	VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI.....	8
5	INDICI DI PAYBACK - CONCLUSIONI	9

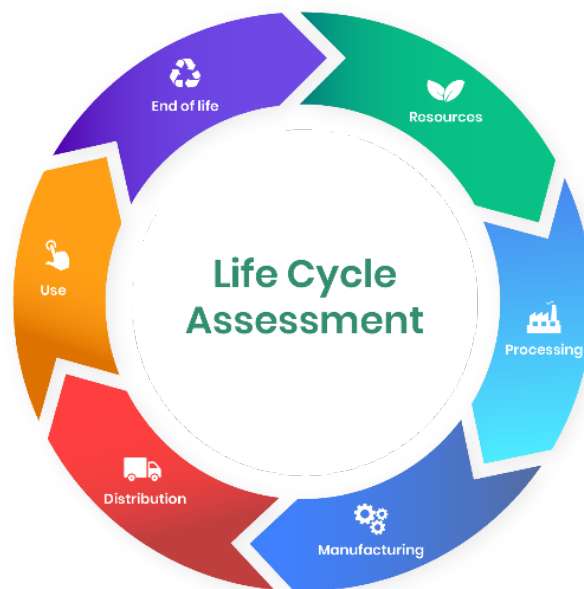
1 PREMESSA

Questa relazione si basa su uno studio condotto dal Politecnico di Milano, Dipartimento di Ingegneria Civile e Ambientale DICA (*Gaia Brussa, Mario Grosso, Lucia Rigamonti - Valutazione del ciclo di vita di impianti eolici offshore - Analisi del ciclo di vita di un parco eolico offshore con turbine eoliche da 15 MW su fondazioni galleggianti, localizzato al largo di Brindisi*), sull'impianto eolico offshore previsto a largo di Brindisi e costituito dall'installazione di 35 turbine da 15 MW per un totale di 525 MW, le turbine dell'impianto analizzato - come nel caso dell'impianto Barium Bay - sono installate su fondazioni flottanti ancorate al fondale. Nel sistema modellizzato sono state inserite turbine eoliche, fondazioni galleggianti e relativi ormeggi, struttura della sottostazione di trasformazione offshore (SSO) e il sistema elettrico di trasmissione dell'energia elettrica generata dalle turbine eoliche.

Lo studio preso a riferimento è allegato a questa relazione.

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.

Il lavoro consiste nella valutazione del ciclo di vita (LCA life cycle assesment), "dalla culla alla tomba", del parco eolico offshore galleggiante. Il LCA è una metodologia analitica e sistematica che valuta l'impronta ambientale di un prodotto o di un servizio, lungo l'intero arco della sua esistenza.



Schema indicativo dell'analisi LCA

Nel presente studio, per le categorie di impatto valutate mediante il metodo Environmental Footprint 3.0, i potenziali impatti ambientali dell'impianto eolico offshore analizzato sono determinati soprattutto dal ciclo di vita della fondazione galleggiante semi-sommersa e della turbina eolica: più specificatamente i contributi più sostanziali sono stati riscontrati per l'approvvigionamento delle materie prime necessarie. Dalle analisi dei contributi è emerso che gli impatti sono legati soprattutto alle ingenti quantità di materiali richiesti e in particolare all'acciaio. Una fase del ciclo di vita dell'impianto che si è rivelata particolarmente rilevante è quella operativa, ed in particolare, le operazioni di manutenzione; come evidenziato dall'analisi di sensibilità, la modellizzazione di tale fase può influire significativamente sui risultati complessivi dell'analisi. Potrebbe, quindi, essere utile migliorarne la rappresentatività introducendo dati primari, al fine di ottenere risultati più accurati e ridurre le incertezze.

In ottica di decarbonizzazione, si sottolinea che l'impatto stimato sul riscaldamento globale è di 30 t CO₂eq/GWh; tale intensità carbonica risulta competitiva con altre tecnologie a basse emissioni per la generazione di elettricità.

Questo tipo di installazioni eoliche mostrano 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.

Lo studio condotto sull'impianto Lupiae Maris è considerato significativo e rapportabile alla infrastruttura in progetto, seppur con le dovute proporzioni in termini di dimensioni e quindi di impatti previsti, poiché l'impianto Barium Bay avrà una grandezza maggiore.

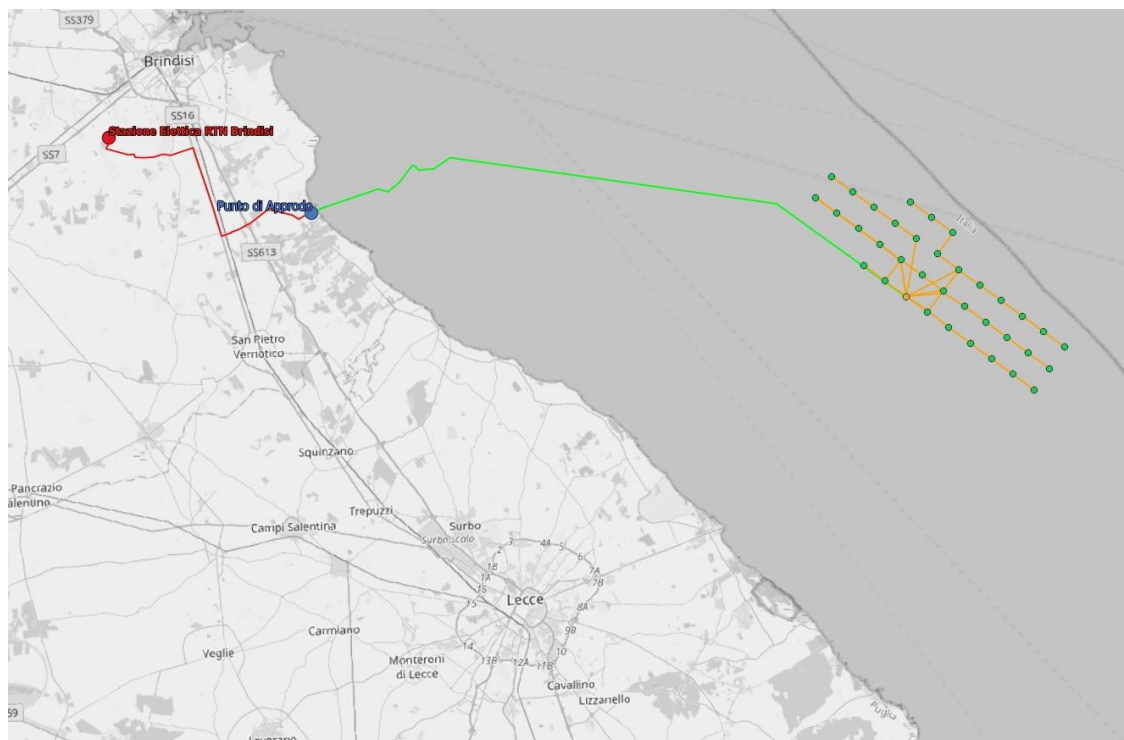
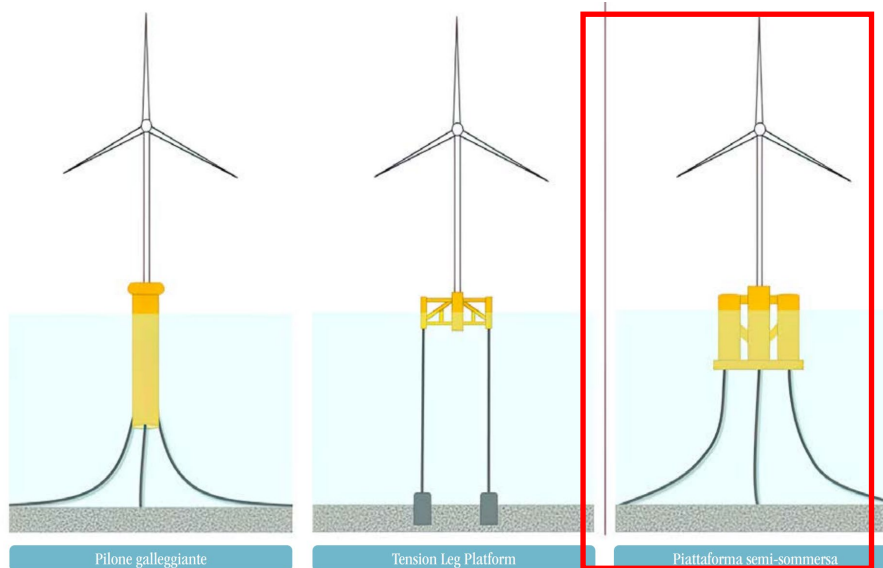
1.1 PRINCIPALI IMPATTI E CONFRONTO CON IL CASO STUDIO

Come detto, 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. Tuttavia, la gestione del materiale che costituisce le pale del rotore, ossia la plastica rinforzata con fibre di vetro (GFRP) è ancora problematica: essendo un materiale composito e progettato per resistere ai carichi e alla fatica, risulta particolarmente difficile separare i suoi elementi costituenti per riciclarlo; pertanto, viene generalmente incenerito o smaltito in discarica.

Le turbine installate nel Caso Studio (Lupiae Maris) sono le stesse utilizzate nell'impianto Barium Bay, inoltre il sito di installazione dell'impianto analizzato, posto a una distanza dalla costa di circa 20 Km contro i 40 di Barium Bay, ha generato la necessità di realizzare delle fondazioni di tipo galleggiante con piattaforma semi-sommersa, ancorate al fondale marino pugliese con profondità comprese tra 120 m e 190 m. Infine, l'impianto Lupiae Maris come quello di Barium Bay prevede lunghi tratti di cavidotti marini, per la connessione degli aerogeneratori dell'impianto alla terraferma e alle infrastrutture di rete realizzate per la sua connessione. La producibilità elettrica dell'impianto Lupiae Maris è notevole per il numero di macchine installate, ma gli impatti, le infrastrutture dovrebbero essere più bassi di quelli previsti nell'impianto Barium Bay.



Impianto eolico offshore del Caso Studio

In termini di confronto è utile sottolineare che l'impianto Barium Bay prevede l'istallazione di 74 turbine - in confronto alle 35 del caso studio - e prevede la realizzazione di nuove stazioni elettriche a terra, non previste dall'impianto Lupiae Maris.

1.2 DESCRIZIONE DEL METODO UTILIZZATO

I contenuti più rilevanti che compongono una LCA possono essere sintetizzati nelle seguenti fasi principali:

- **definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione,**
- **raccolta dati e analisi d'inventario,**
- **valutazione dell'impatto.**

2 DEFINIZIONE DELL'OBIETTIVO E CAMPO DI APPLICAZIONE

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: approvvigionamento delle materie prime, lavorazione dei materiali e produzione dei componenti, trasporto dei componenti prodotti, assemblaggio in porto e installazione con imbarcazioni specializzate, manutenzione durante la fase operativa, dismissione e fine vita.

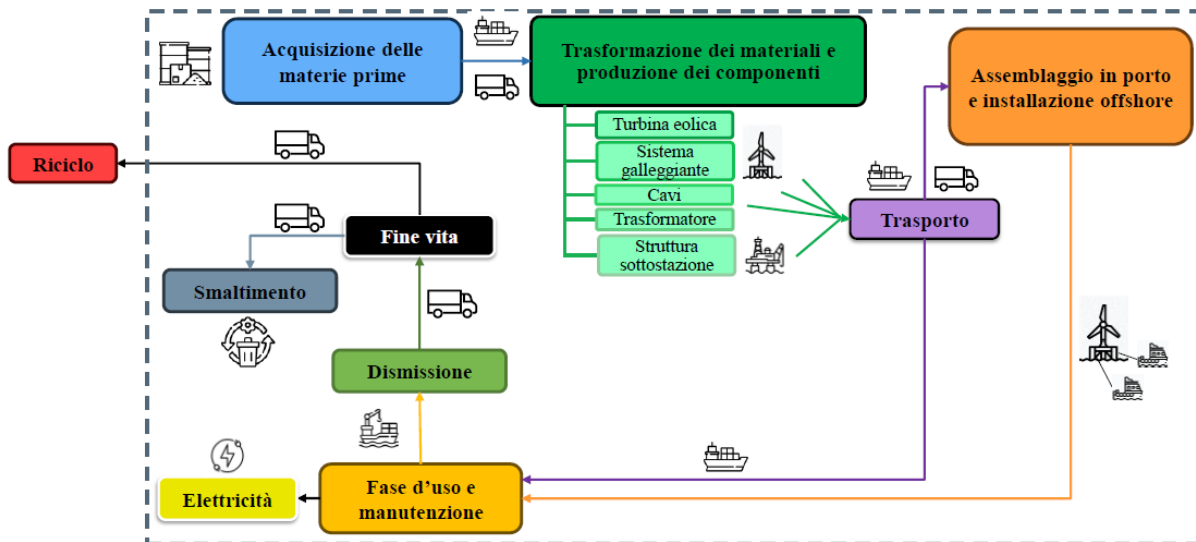


Diagramma di flusso dei confini del sistema

I metodi di valutazione degli impatti utilizzati nello studio preso a riferimento sono l'Environmental Product Declaration (EPD 2021) in relazione al fine vita, l'Environmental Footprint Impact Assessment Method (EF Method), versione 3.0 sviluppato per la Commissione Europea dal Joint Research Centre (Fazio et al., 2018) e l'indicatore energetico Cumulative Energy Demand - CED (Hischier et al., 2010), tipicamente espresso in MJ. L'indicatore CED valuta gli usi energetici diretti ed indiretto di un sistema, considerando sia le risorse energetiche non rinnovabili (combustibili fossili e nucleare) che rinnovabili (biomasse, vento, sole, geotermia e idroelettrico). Al contrario, la categoria di impatto consumo di risorse del metodo EF, vettori energetici, è focalizzata solo sull'impatto associato al consumo di soli combustibili fossili e dell'uranio.

Il metodo scelto per la valutazione degli impatti è l'EF3.0 che prevede sedici categorie d'impatto suddivise per sottocategorie: ambiente (cambiamento climatico CC, assottigliamento strato di ozono AO, formazione fotochimica di ozono FO, acidificazione A, eutrofizzazione in acqua dolce ED, eutrofizzazione marina EM, eutrofizzazione terrestre ET, ecotossicità delle acque dolci EC), salute umana (radiazioni ionizzanti RI, assunzione di materiale particolato AP, tossicità umana non cancerogena TU_{NC}, tossicità umana cancerogena TU_C) e consumo di risorse (consumo di suolo CS, consumo di risorse idriche CA, consumo di risorse, vettori energetici fossili CR_E, consumo di risorse, minerali e metalli CR_M).

In base a questi metodi sono stati definiti i seguenti obiettivi:

- **La modellazione del fine vita:** effettuata considerando un metodo 100-0, 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 del caso di materiali riciclati gli impatti della “prima vita” del materiale non influiscono sugli usi successivi.

- **Il metodo di caratterizzazione:** l'analisi è stata condotta utilizzando il software SimaPro 9.3, sviluppato da Pré Sustainability, che permette di creare un modello virtuale dell'oggetto di studio e applicare diversi metodi di caratterizzazione e da riportare con le categorie EDP.
- **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, 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.
- **Analisi di sensibilità:** oltre all'analisi dello scenario base, sono state svolte alcune analisi di sensibilità per valutare l'influenza sui risultati di alcune ipotesi e assunzioni. In particolare lo studio si focalizza sulla sensibilità riguardante l'eventuale beneficio ottenibile da una riduzione della massa delle strutture costruite in acciaio; come la produzione europea delle fondazioni galleggianti in acciaio possa ridurre l'impatto della stessa svolta in Cina; sull'utilizzo di modelli di turbine eoliche per classi di ventosità più basse (più adatte alle installazioni nel mar Adriatico) prodotte interamente in Cina e poi trasportate al porto di Taranto per l'assemblaggio; se la richiesta, più o meno frequente nei 30 anni di vita dell'impianto, di pezzi di ricambio per la manutenzione possa influire in maniera rilevante sui risultati finali dell'impatto ambientale.

3 RACCOLTA DEI DATI E ANALISI D'INVENTARIO

La seconda fase prevede la raccolta dati per compilare l'inventario. I dati primari utilizzati per la presente valutazione derivano da Lupiae Maris Srl, ossia dal committente e proponente del progetto dell'impianto al largo di Brindisi. Tali dati rispecchiano lo stato di avanzamento progettuale al momento dello svolgimento dell'analisi, in particolare, si rifanno a quanto descritto nella documentazione del progetto preliminare dell'impianto (sottoposto a Valutazione di Impatto Ambientale e disponibile sul portale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica).

I dati forniti sono relativi ai seguenti aspetti:

- componenti del parco eolico (turbine, sistema galleggiante e sottostazione di trasformazione): quantità e peso complessivo, ove possibile indicazione del/i principale/i materiale/i costituente/i;
- cavi elettrici: lunghezza, numero di terne, sezione e materiale conduttore ed isolante;
- consumi di carburante durante le operazioni di installazione in mare.

In assenza di dati primari, sono stati utilizzati dati secondari da letteratura scientifica e da riconosciute banche dati LCA internazionali come ecoinvent (versione 3.8). I processi di background (produzione di materia e di energia, trasporti, ...) sono stati modellizzati a partire da dataset specifici disponibili nella banca dati ecoinvent (versione 3.8, con l'approccio allocation, cut-off by classification) per il contesto geografico più rappresentativo, aggiornandoli, laddove possibile, in accordo con le indicazioni di progetto.

La raccolta dei dati numerici da inserire nello studio LCA ha riguardato le fasi del ciclo di vita dell'impianto, nello specifico l'approccio utilizzato per le fasi può essere così descritto:

- **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. I quantitativi di materie prime sono stati estrapolati dai dati di inventario, dal confronto con altri studi simili e da dati provenienti da archivi pubblici (ecoinvent, Wang, etc.) e riguardano turbine eoliche, fondazioni galleggianti e relativi ormeggi, struttura della sottostazione di trasformazione offshore (SSO) ed elementi elettrici più rilevanti ivi contenuti (trasformatori), cavi sottomarini a media tensione e cavi ad alta tensione, sia sottomarini che terrestri
- **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 archivi pubblici e altri studi. La fase di trasporto dei componenti è stata inclusa ipotizzando le distanze da percorrere via terra e via mare per raggiungere la Puglia, in particolare il porto di Taranto.
- **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. 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 come i rimorchiatori
- **Fase d'uso 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. La fase d'uso è stata, quindi, modellizzata in termini di parti di ricambio necessarie per la manutenzione, includendo il loro approvvigionamento.

- **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.
- **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, ossia al contesto normativo, alle future tecnologie di trattamento e ai mercati corrispondenti che si avranno al termine della vita. Per l'acciaio e l'alluminio ma anche cavi di rame e i 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. È plausibile che nell'arco della vita utile dell'impianto, 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.

4 VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI

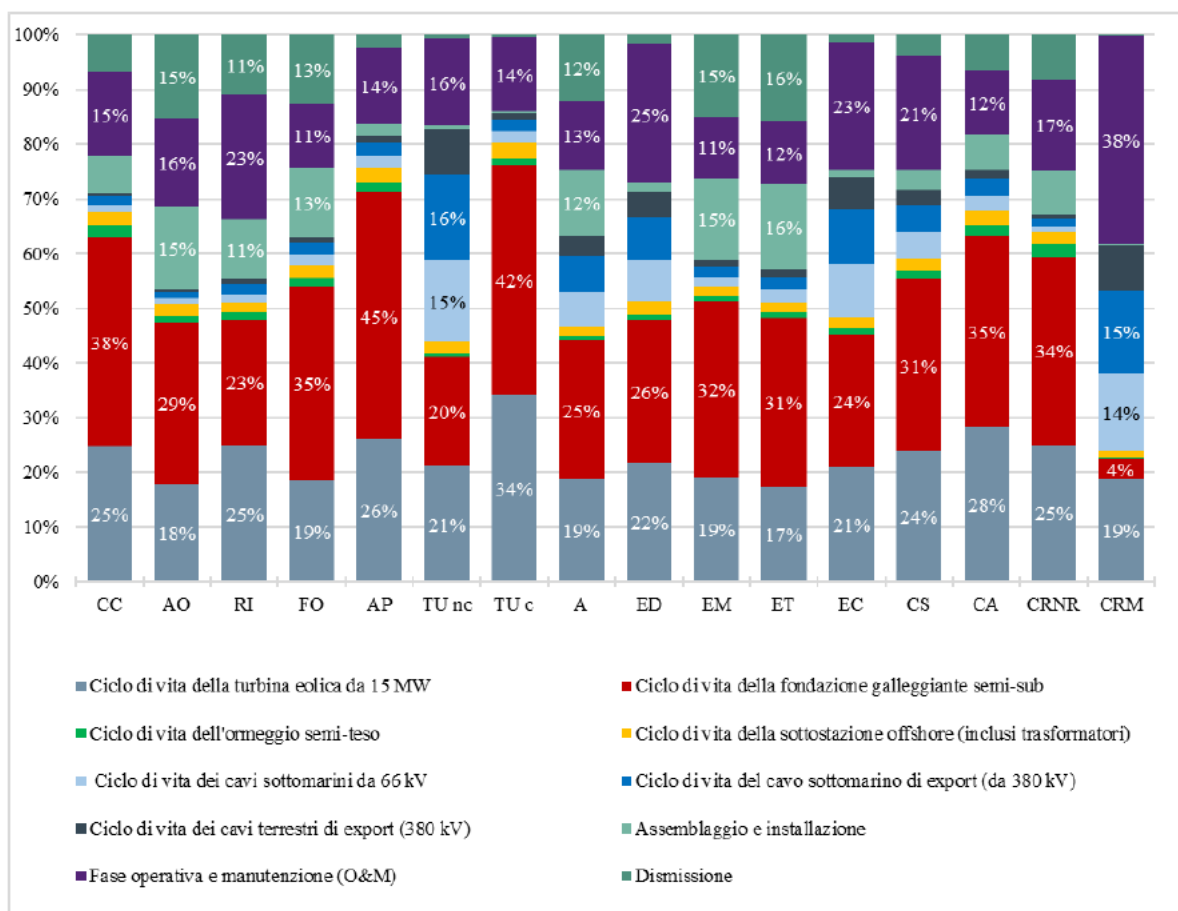
I potenziali impatti complessivi per unità funzionale (1 GWh) stimati con il metodo EF 3.0, per le sedici categorie d'impatto previste, e i risultati del metodo CED sono riportati nella Tabella:

Categoria d'impatto; metodo EF 3.0	Abbreviazione	Unità	Totale
Cambiamento climatico	CC	t CO ₂ eq	30
Assottigliamento dello strato di ozono	AO	g CFC ₁₁ eq	2
Radiazioni ionizzanti	RI	kBq U-235 eq	1.935
Formazione di ozono fotochimico	FO	kg NMVOC eq	171
Assunzione di materiale particolato	AP	disease inc.	0,0020
Tossicità umana non cancerogena	TU nc	CTUh	0,0016
Tossicità umana cancerogena	TU c	CTUh	0,0002
Acidificazione	A	mol H ⁺ eq	266
Eutrofizzazione in acqua dolce	ED	kg P eq	17
Eutrofizzazione marina	EM	kg N eq	50
Eutrofizzazione terrestre	ET	mol N eq	528
Ecotossicità delle acque dolci	EC	CTUe	1.360.932
Consumo di suolo	CS	Pt	120.020
Consumo di risorse idriche	CA	m ³ depriv.	12.632
Consumo di risorse energetiche non rinnovabili	CRNR	GJ	353
Consumo di risorse, minerali e metalli	CRM	kg Sb eq	3
Metodo CED	Abbreviazione	Unità	Totale
Risultato complessivo	CED	GJ	413

Carichi ambientali complessivi dell'unità funzionale (1 GWh di energia elettrica prodotta dal parco eolico offshore e fornita alla RTN a terra) nello scenario base, calcolati con il metodo Environmental Footprint 3.0 e con il metodo Cumulative Energy Demand

Nel grafico seguente è invece 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 precedentemente, scorporandone alcune in modo da mettere in evidenza anche i contributi dei diversi componenti.

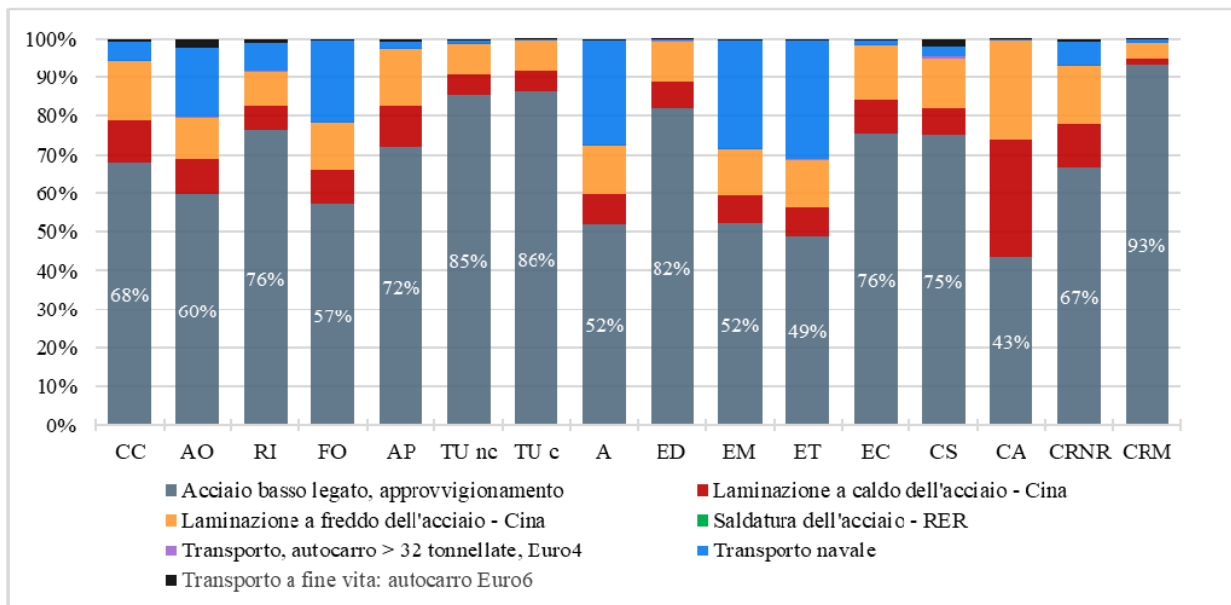
Nello specifico, il contributo totale della fase di approvvigionamento delle materie prime è stato suddiviso tra i seguenti elementi dell'impianto: turbina eolica, ormeggio semi-teso, fondazione galleggiante, cavi elettrici (terrestri e sottomarini) e sottostazione offshore.



Analisi dei contributi ai potenziali carichi ambientali totali (16 categorie d'impatto) dell'unità funzionale (1 GWh) nello scenario base, calcolati con il metodo EF 3.0

Risulta evidente che il ciclo di vita della fondazione galleggiante costituisce un contributo molto rilevante in tutte le categorie d'impatto, compreso tra il 20% (Tossicità umana non cancerogena) e il 45% (Assunzione di materiale particolato) degli impatti totali, con la sola eccezione del Consumo di risorse, minerali e metalli (4%). Un altro contributo importante è quello del ciclo di vita della turbina eolica, compreso tra il 17% (Eutrofizzazione terrestre) e il 34% (Tossicità umana cancerogena) dei carichi ambientali complessivi. Infatti, in quasi tutte le categorie d'impatto risultano il primo o il secondo principale contributo. In particolare, il ciclo di vita della fondazione galleggiante è il principale hotspot in 13 categorie d'impatto su 16, mentre il ciclo di vita della turbina in 2 categorie (Radiazioni ionizzanti e Tossicità umana non cancerogena) su 16. Fanno eccezione la categoria Consumo di risorse, minerali e metalli dove, invece, è la fase operativa e di manutenzione (O&M) a costituire il principale contributo agli impatti totali (38%) e la categoria Radiazioni ionizzanti in cui la fase O&M presenta lo stesso contributo del ciclo di vita della fondazione galleggiante (23%). Questa fase è inoltre il secondo contributo più importante nell'Eutrofizzazione delle acque dolci e nell'Ecotossicità delle acque dolci determinando il 23% degli impatti totali, in entrambi i casi. Per tutte le altre categorie, la fase O&M risulta essere il terzo o quarto contributo in ordine di incidenza relativa. Le fasi di assemblaggio ed installazione e quella di dismissione (le due fasi del ciclo di vita sono modellizzate allo stesso modo e pertanto presentano gli stessi risultati nella valutazione degli impatti) determinano un contributo superiore al 10% in 6 categorie d'impatto (Assottigliamento dello strato di ozono, Radiazioni ionizzanti, Formazione di ozono fotochimico, Acidificazione, Eutrofizzazione marina ed Eutrofizzazione terrestre). Infine, nelle categorie Tossicità umana non cancerogena e Consumo di risorse, minerali e metalli risultano apprezzabili i contributi di alcuni elementi del sistema elettrico e, in particolare, dei cavi sottomarini di export, rispettivamente pari al 16% e 15% circa e dei cavi sottomarini a 66 kV, rispettivamente pari al 15% e 14%

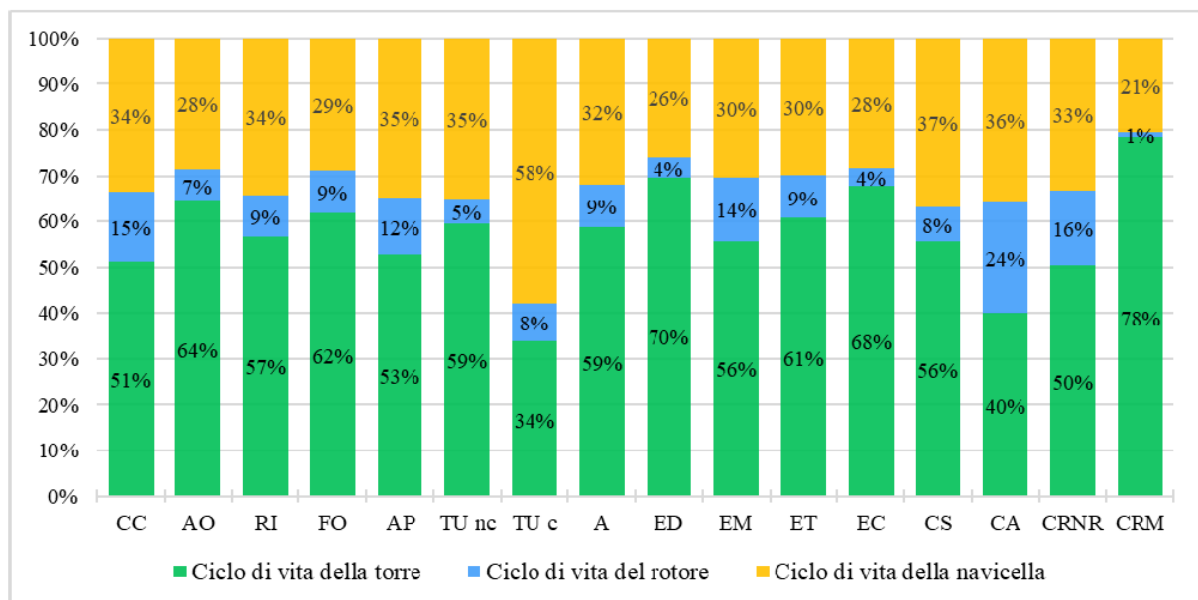
Alla luce della rilevanza della fondazione galleggiante, si riporta la relativa analisi dei contributi così da evidenziare meglio le fasi del ciclo di vita della stessa e la relativa importanza rispetto al risultato complessivo.



Analisi dei contributi ai potenziali impatti ambientali del ciclo di vita della fondazione galleggiante nello scenario base, calcolato con il metodo EF 3.0

Scorpendo questi risultati dal totale si può osservare come l'approvvigionamento della materia prima, ossia dell'acciaio, sia la fase di vita più influente sul risultato complessivo, in quanto contribuisce tra il 43% (Consumo d'acqua) e il 93% (Consumo di risorse, minerali e metalli) sul totale.

Per quanto riguarda il ciclo di vita della turbina eolica, rappresentato finora nel suo complesso, viene scorpendo il contributo delle tre componenti principali: torre, rotore e navicella.



Analisi dei contributi agli impatti totali della turbina eolica, nello scenario base, calcolato con il metodo EF 3.0

Risulta evidente che il ciclo di vita della torre fornisce il contributo più significativo per tutte le categorie d'impatto tranne che per la Tossicità umana cancerogena dove, invece, il ciclo di vita della navicella copre il 58% del carico ambientale complessivo. Il ciclo di vita dei tre componenti può essere ulteriormente suddiviso per analizzarne le fasi più impattanti (si veda la rappresentazione grafica riportata in Appendice D – dettagli

sull'interpretazione dei risultati e analisi dei contributi). In buona parte delle categorie risultano particolarmente rilevanti gli impatti dell'acciaio, sia basso legato che inossidabile; altri elementi significativi risultano il rame e le componenti elettroniche.

5 INDICI DI PAYBACK - CONCLUSIONI

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 "1 riscaldamento globale": le emissioni potenziali di gas climalteranti, espresse in CO₂ equivalente, risultano pari a 30 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 per l'impianto Lupiae Maris analizzato nello studio. **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 saranno ampiamente ripagati.**



POLITECNICO
MILANO 1863



Assessment on WAste
and REsources

POLITECNICO DI MILANO

**DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA
CIVILE E AMBIENTALE (DICA)**

Sezione Ambientale

**Gruppo di ricerca AWARE -
*Assessment on WAste and REsources***

**Valutazione del ciclo di vita di impianti eolici offshore -
Analisi del ciclo di vita di un parco eolico offshore con
turbine eoliche da 15 MW su fondazioni galleggianti,
localizzato al largo di Brindisi**

Committente: Lupiae Maris srl

A cura di:

Ing. Gaia Brussa

Proff. Mario Grosso e Lucia Rigamonti (Responsabili scientifici)

Luglio 2023

1.	Definizione degli obiettivi dell'analisi e campo di applicazione.....	1
1.1.	Obiettivi dello studio.....	1
1.2.	Definizione dell'unità funzionale.....	1
1.3.	Definizione dei confini del sistema.....	2
1.4.	Metodo di caratterizzazione e categorie di impatto analizzate.....	3
1.5.	Indici di payback.....	4
1.6.	Analisi di sensibilità.....	4
1.7.	Qualità dei dati utilizzati.....	5
2.	Analisi di inventario.....	7
2.1.	Ciclo di vita della turbina eolica (produzione, approvvigionamento e fine vita).....	7
2.1.1.	Approvvigionamento del rotore.....	8
2.1.2.	Ciclo di vita della navicella.....	8
2.1.3.	Ciclo di vita della torre.....	9
2.1.4.	Fine vita dei componenti della turbina eolica.....	10
2.1.5.	Analisi di sensibilità.....	11
2.2.	Ciclo di vita della fondazione galleggiante (produzione, approvvigionamento e fine vita).....	12
2.2.1.	Analisi di sensibilità.....	13
2.3.	Ciclo di vita del sistema di ormeggio (produzione, approvvigionamento e fine vita).....	14
2.4.	Ciclo di vita del sistema elettrico (produzione, approvvigionamento e fine vita).....	14
2.4.1.	Ciclo di vita dell'elettrodotto sottomarino.....	15
2.4.2.	Ciclo di vita dell'elettrodotto di vettoriamento.....	16
2.4.3.	Approvvigionamento e fine vita dei cavi.....	16
2.4.4.	Ciclo di vita della struttura della sottostazione di trasformazione offshore (SSO).....	17
2.4.5.	Ciclo di vita del trasformatore.....	17
2.5.	Assemblaggio e installazione.....	20
2.6.	Fase operativa.....	21
2.6.1.	Analisi di sensibilità.....	22
2.7.	Dismissione e fine vita.....	23
3.	Valutazione degli impatti: risultati e discussione.....	24
3.1.	Indici di payback.....	27
3.2.	Risultati delle analisi di sensibilità.....	28
3.2.1.	Analisi di sensibilità sulla massa della fondazione galleggiante.....	28
3.2.2.	Analisi di sensibilità sull'approvvigionamento dell'acciaio.....	28
3.2.3.	Analisi di sensibilità sull'approvvigionamento della turbina eolica.....	30
3.2.4.	Analisi di sensibilità sulla fase di Operation&Maintenance.....	30

3.3. Confronto con parchi eolici onshore	34
4. Conclusioni e raccomandazioni	37
Bibliografia	39
Appendice A - elenco dei principali dataset adottati per singola fase	42
Appendice B - dettagli di modellizzazione dei trasporti.....	53
Appendice C - dettagli sulla fase operativa	55
Appendice D – dettagli sull’interpretazione dei risultati e analisi dei contributi.....	57
Appendice E - Dettagli sulla metodologia LCA	64
E.1. Descrizione delle principali fasi della LCA.....	64
E.2. Breve descrizione delle categorie di impatto analizzate	67

1. Definizione degli obiettivi dell'analisi e campo di applicazione

1.1. Obiettivi dello studio

Lo scopo del presente studio è quello di svolgere un'analisi del ciclo di vita per valutare i potenziali impatti ambientali di un parco eolico offshore da realizzarsi nel basso Adriatico, al largo delle coste di Brindisi. Secondo quanto descritto nel progetto preliminare sottoposto alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) da Lupiae Srl, il parco sarà costituito da 35 aerogeneratori con potenza nominale di 15 MW ciascuno, per un totale di 525 MW, installati su fondazioni flottanti ancorate al fondale.

Lo studio è stato svolto applicando la metodologia *Life Cycle Assessment* (LCA) con riferimento agli standard ISO 14040 e ISO 14044. I principali obiettivi dello studio sono i seguenti:

- valutare i potenziali impatti ambientali del nuovo impianto eolico offshore su un ampio spettro di categorie d'impatto (es. il riscaldamento globale, la tossicità umana, la formazione di smog fotochimico e il consumo di risorse) e comprendere quali siano le fasi più impattanti del ciclo di vita, per apportare eventualmente dei miglioramenti in un'ottica di sostenibilità ambientale, già in fase di progettazione (ecodesign);
- valutare poi 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.

1.2. Definizione dell'unità funzionale

L'impianto in questione prevede la produzione di energia elettrica da fonte eolica per 30 anni tramite 35 turbine eoliche da 15 MW. All'interno del progetto sono inclusi anche gli elementi del sistema elettrico necessari alla trasmissione dell'energia prodotta, in particolare una sottostazione di trasformazione offshore, nonché i cavi sottomarini ed interrati.

La funzione principale svolta dall'impianto eolico offshore è pertanto la produzione di energia elettrica da fonte eolica per una durata tecnica dell'impianto di 30 anni. Conseguentemente l'Unità Funzionale (UF) adottata per lo studio è: "la produzione di 1 GWh di energia elettrica e la sua fornitura alla rete elettrica a terra".

La Figura 1 rappresenta schematicamente i componenti del parco eolico in analisi.

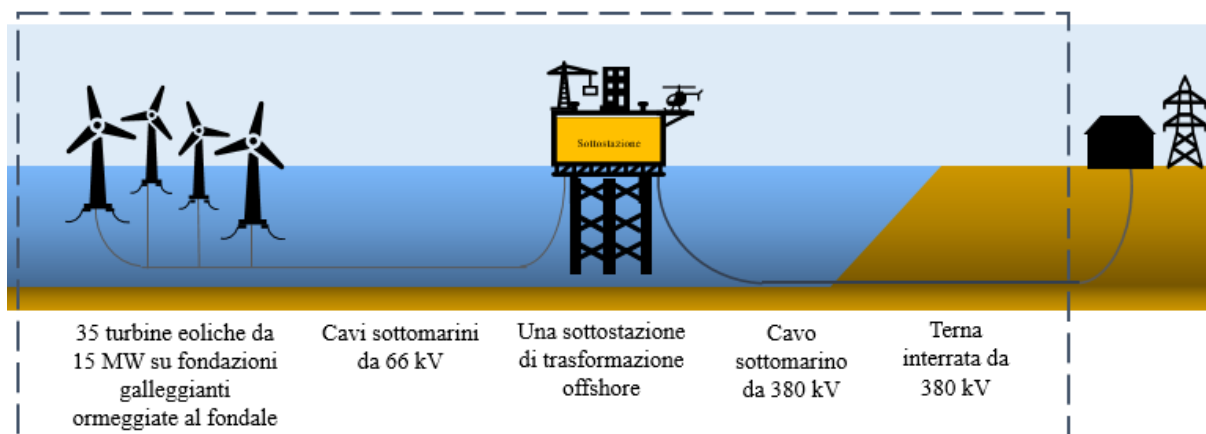


Figura 1 Rappresentazione schematica degli elementi del parco eolico offshore proposto da Lupiae Maris Srl

Inoltre, in Tabella 1 si riassumono le principali caratteristiche dell'impianto e i risultati delle stime di producibilità.

Tabella 1 Caratteristiche principali del parco eolico offshore galleggiante in analisi

Caratteristiche	Valore
Numero di turbine	35
Potenza nominale della turbina	15 MW
Produzione energetica lorda annua	1.828 GWh/anno
Produzione energetica netta annua	1.436 GWh/anno
Fattore di capacità	31%
Vita utile dell'impianto	30 anni
Produzione energetica netta totale	43.076 GWh

1.3. Definizione dei confini del sistema

Ai sensi della definizione dell'unità funzionale, nei confini del sistema è incluso anche il sistema elettrico di trasmissione dell'energia elettrica generata dalle turbine eoliche. La prospettiva adottata per la definizione dei confini del sistema è “dalla culla alla tomba” (*cradle-to-grave*). In particolare, sono incluse le seguenti fasi:

- produzione delle principali componenti dell'impianto eolico: turbine eoliche, fondazioni galleggianti e relativi ormeggi, struttura della sottostazione di trasformazione offshore (SSO) ed elementi elettrici più rilevanti ivi contenuti (trasformatori), cavi sottomarini a media tensione e cavi ad alta tensione, sia sottomarini che terrestri. L'impianto prevede anche l'installazione di altri elementi elettrici nella sottostazione di trasformazione, ma la loro produzione non è stata modellizzata a causa della mancanza di dati sufficientemente rappresentativi; inoltre, anche i sistemi di ancoraggio sono stati esclusi, in questa prima analisi, considerato che non si è ancora giunti ad una scelta progettuale definitiva e che possono essere ritenuti trascurabili in virtù della loro massa complessivamente ridotta rispetto agli altri elementi costituenti il parco;
- approvvigionamento dei singoli componenti dell'impianto eolico: trasporto dal luogo di produzione, talvolta situato all'estero, al porto scelto per le operazioni di assemblaggio, ossia il porto di Taranto;
- fase di assemblaggio e installazione degli elementi del parco eolico: assemblaggio degli elementi costituenti la turbina (torre, navicella e rotore), assemblaggio delle fondazioni galleggianti semi-sommersibili e della struttura della SSO, successiva installazione offshore tramite imbarcazioni specializzate e operazioni di installazione dei cavi interrati;
- fase operativa: durante la fase d'esercizio, oltre agli autoconsumi, si considerano le componenti di ricambio necessarie per mantenere l'impianto, includendo il loro ciclo di vita; si trascurano, invece, il trasporto del personale per le operazioni di ispezione e manutenzione, nonché dei suddetti componenti al sito offshore;
- fase di dismissione dell'impianto e fine vita dei principali componenti: smontaggio e trasporto delle componenti nuovamente a terra, e successive operazioni di gestione dei rifiuti prodotti.

La Figura 2 rappresenta il diagramma di flusso e i confini del sistema in analisi.

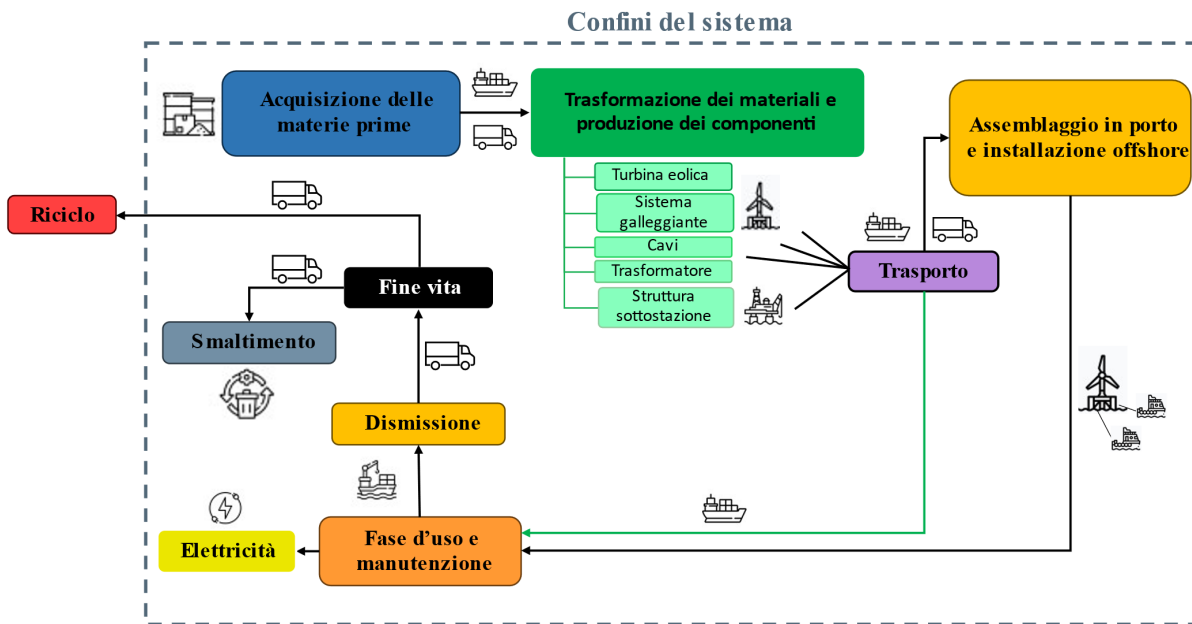


Figura 2. Rappresentazione grafica dei confini del sistema dello scenario analizzato nella presente analisi LCA per l'impianto eolico offshore galleggiante

In relazione al fine vita, è stato preso come riferimento l'approccio modellistico del Sistema Internazionale *Environmental Product Declaration (EPD®)*, basato sull'approccio "chi inquina paga" e descritto nelle relative *General Programme Instructions*, versione 4.0 (The International EPD® System, 2021). Coerentemente con tale approccio, l'analisi del fine vita è stata impostata come segue:

- se un elemento dell'impianto è destinato a riciclo, al ciclo di vita dell'impianto eolico si associano solo gli impatti relativi al trasferimento dell'elemento al primo impianto di trattamento e al trattamento stesso;
- se un elemento dell'impianto è destinato a un processo di termovalorizzazione, si conteggiano nella filiera i carichi ambientali del trasporto all'impianto e del successivo processo di combustione, escludendo tuttavia i benefici associati al recupero di energia elettrica e termica dalla combustione stessa;
- se un elemento dell'impianto è inviato a smaltimento in discarica, i carichi ambientali di tale trattamento e del trasporto al luogo prescelto sono attribuiti tutti al ciclo di vita dell'impianto eolico.

1.4. Metodo di caratterizzazione e categorie di impatto analizzate

Nella presente analisi si è fatto riferimento al metodo di caratterizzazione Environmental Footprint Impact Assessment Method (EF Method), versione 3.0 sviluppato per la Commissione Europea dal Joint Research Centre (Fazio et al., 2018). Tale metodo di valutazione degli impatti comprende 16 categorie di impatto di cui 8 sull'ambiente, 4 sulla salute umana e 4 sull'esaurimento di risorse, così da coprire un ampio spettro di effetti potenzialmente derivanti dall'implementazione del sistema analizzato. In aggiunta, è stato calcolato l'indicatore energetico Cumulative energy demand - CED (Hischier et al., 2010), tipicamente espresso in MJ. L'indicatore CED valuta gli usi energetici diretti ed indiretto di un sistema, considerando sia le risorse energetiche non rinnovabili (combustibili fossili e nucleare) che rinnovabili (biomasse, vento, sole, geotermia e idroelettrico). Al contrario, la

categoria di impatto consumo di risorse del metodo EF, vettori energetici, è focalizzata solo sull'impatto associato al consumo di soli combustibili fossili e dell'uranio.

Il calcolo degli impatti su ciascuna categoria è stato eseguito applicando i relativi modelli di caratterizzazione previsti dal metodo.

Il software SimaPro 9.3 (fornito da PRé Sustainability), che contiene la versione 3.8 della banca dati internazionale ecoinvent e il suddetto metodo di caratterizzazione, è stato utilizzato per supportare i calcoli dell'analisi.

1.5. Indici di payback

Alla luce dei risultati saranno valutati il *CO₂ payback time* e l'*energy payback time* così da quantificare il potenziale beneficio associato alla produzione di energia elettrica dall'impianto eolico rispetto a un sistema tradizionale di produzione da fonte fossile e quantificare il tempo necessario a "ripagare" gli investimenti sia in termini di emissioni di gas serra che in termini di consumi energetici, diretti ed indiretti, grazie all'energia rinnovabile prodotta dal parco eolico stesso.

Nello specifico, l'indice *CO₂ payback time* (Cellura et al., 2012) indica in quanto tempo si recuperano le emissioni di CO₂ eq stimate per l'intero ciclo di vita dell'impianto, rapportandole alle mancate emissioni annue dalla fonte di energia fossile che più probabilmente sarà sostituita (qui assunta come il gas naturale impiegato in un impianto a ciclo combinato nel contesto italiano¹). La seguente equazione esprime tale indice di *payback*:

$$CO_2 \text{ payback Time [anni]} = \frac{\text{Emissioni } CO_2 \text{ eq. ciclo di vita impianto eolico (su 30 anni) [} CO_2 \text{ eq.]}}{\text{Emissioni } CO_2 \text{ eq. annue evitate da fonte fossile [} \frac{CO_2 \text{ eq.}}{\text{anno}} \text{]}}$$

L'*energy payback time* (EPBT) si riferisce, invece, all'energia primaria investita per la costruzione dell'impianto, quantificata mediante il metodo CED, e che può essere recuperata attraverso la generazione di energia dall'impianto stesso sull'intero ciclo di vita. Tale indice può essere calcolato secondo la seguente relazione:

$$EPBT \text{ [anni]} = \frac{(En_{materiali} + En_{produzione} + En_{trasporto} + En_{installazione} + En_{fine\ vita}) \text{ [} MWh \text{]}}{(En_{generata} - En_{O\&M}) \text{ [} \frac{MWh}{\text{anno}} \text{]}}$$

1.6. Analisi di sensibilità

Per testare l'incidenza di alcune ipotesi sui risultati finali dell'analisi, è possibile condurre delle analisi di sensibilità dove al variare delle suddette assunzioni oppure di parametri opportunamente definiti si analizzano diversi scenari e i relativi risultati si confrontano tra loro. Si descrivono di seguito le analisi di sensibilità che sono state condotte nel presente studio per l'impianto eolico in esame.

1. Vista la rilevanza in termini quantitativi dell'acciaio necessario per le fondazioni galleggianti semi-sommergibili si è deciso di verificare l'eventuale beneficio ottenibile da una riduzione della massa delle suddette strutture. Infatti, il design WindFloat di Principle Power, ipotizzato dal proponente e quindi assunto nello scenario base, ha una massa di circa 320 tonnellate per

¹ Dataset ecoinvent 3.8: Heat, district or industrial, natural gas {IT}| heat and power co-generation, natural gas, combined cycle power plant, 400MW electrical | Cut-off, U

MW di potenza della turbina da installare. Altri produttori però stanno studiando nuovi design che permetterebbero di ridurre il peso fino a 230 t/MW.

2. Inoltre, il proponente ha sottolineato come, al momento, né nel contesto italiano né in quello europeo ci sia ancora la capacità produttiva per soddisfare la richiesta di fondazioni galleggianti (*floaters*) per turbine eoliche offshore previste in diversi progetti attualmente in fase di autorizzazione. Pertanto, è necessario supporre che nel breve termine le richieste saranno soddisfatte grazie all'importazione di tali strutture (strutture modulari in acciaio) dall'Asia (Cina o Sud Corea). Tuttavia, è plausibile che all'aumentare della richiesta, il mercato europeo acceleri la sua espansione in tale direzione e quindi che, in futuro, sarà possibile contare su un approvvigionamento locale (quantomeno europeo).

Con le suddette premesse, nello scenario base si assume che la produzione dell'acciaio avvenga totalmente in Cina, mentre negli scenari alternativi si ipotizza che sia possibile limitare l'approvvigionamento al contesto europeo. Tali ipotesi non sono state applicate soltanto all'acciaio necessario per le fondazioni galleggianti, che determinano comunque la maggiore richiesta di tale materiale, ma anche per la torre della turbina e per la struttura della sottostazione offshore.

3. Nello scenario base, come indicato nel progetto presentato per la procedura di VIA, si assume che gli aerogeneratori siano del modello VESTAS V236-15 MW; tuttavia, potrebbero essere disponibili dei modelli di turbine eoliche per classi di ventosità più basse e quindi più adatte alle installazioni nel mar Adriatico. Tali turbine sarebbero però prodotte interamente in Cina e non parzialmente in Europa come nel caso di Vestas. Pertanto, si analizza uno scenario in cui l'intera struttura della turbina eolica viene prodotta in Cina e poi trasportata al porto di Taranto per l'assemblaggio.
4. Da altri studi presenti in letteratura è evidente come la modellizzazione della fase operativa e in particolare delle richieste di pezzi di ricambio per la manutenzione possa influire in maniera rilevante sui risultati finali. Considerata l'assenza di dati specifici forniti dal committente, nello scenario base sono state fatte delle ipotesi tratte dall'articolo *peer-reviewed* di Garcia-Teruel et al. (2022) che risulta essere il più recente e completo per la modellizzazione della fase di *operation and maintenance* (O&M). Inoltre, è stato incluso uno scenario alternativo in cui si modificano le suddette ipotesi in modo da testarne l'influenza sui risultati complessivi.

1.7. Qualità dei dati utilizzati

I dati primari utilizzati per la presente valutazione derivano da Lupiae Maris Srl (Gruppo Hope) ossia dal committente e proponente del progetto dell'impianto al largo di Brindisi. Tali dati rispecchiano lo stato di avanzamento progettuale al momento dello svolgimento dell'analisi, in particolare, si rifanno a quanto descritto nella documentazione del progetto preliminare dell'impianto (sottoposto a Valutazione di Impatto Ambientale e disponibile sul portale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica).

I dati forniti sono relativi ai seguenti aspetti:

- componenti del parco eolico (turbine, sistema galleggiante e sottostazione di trasformazione): quantità e peso complessivo, ove possibile indicazione del/i principale/i materiale/i costituente/i;
- cavi elettrici: lunghezza, numero di terne, sezione e materiale conduttore ed isolante;
- consumi di carburante durante le operazioni di installazione in mare.

In assenza di dati primari, sono stati utilizzati dati secondari da letteratura scientifica e da riconosciute banche dati LCA internazionali come ecoinvent (versione 3.8). I processi di

background (produzione di materia e di energia, trasporti, ...) sono stati modellizzati a partire da dataset specifici disponibili nella banca dati ecoinvent (versione 3.8, con l'approccio *allocation, cut-off by classification*) per il contesto geografico più rappresentativo, aggiornandoli, laddove possibile, in accordo con le indicazioni di progetto. Per i dettagli di modellizzazione si rimanda al Capitolo 2 – Analisi di inventario.

2. Analisi di inventario

In questa sezione si riportano i principali dati di inventario e le ipotesi di modellizzazione per le fasi incluse all'interno dei confini dei sistemi dello scenario analizzato.

2.1. Ciclo di vita della turbina eolica (produzione, approvvigionamento e fine vita)

L'impianto prevede l'installazione di 35 aerogeneratori tripala modello VESTAS V236-15 MW, con sistema di trasmissione convenzionale (con scatola del cambio, in inglese *gearbox*) e aspettativa di 30 anni di vita utile. Al momento tale turbina è stata installata solo come prototipo, ma a dicembre 2022 si attestava come la turbina eolica per installazioni offshore più potente presente sul mercato.

Una turbina di tali dimensioni presenta un peso totale di 2.054 tonnellate, suddivise tra le 3 principali componenti: torre, navicella e rotore. La composizione, in termini di materiali, è stata dedotta dalla letteratura scientifica (Tabella 2); le altre principali assunzioni per la modellazione dei tre elementi sono riportate nei successivi paragrafi.

Tabella 2 Composizione percentuale in termini di materie prime dei principali componenti della turbina eolica

MATERIALI	COMPONENTE		
	Torre	Navicella (convenzionale)	Rotore
Massa totale del componente (t)	1.260	605	189
Acciaio (basso legato)	92%	15,0%	
Acciaio cromato		49,4%	21%
Ghisa		22,4%	22%
Plastica rinforzata con fibra di vetro (PRFV)		11,2%	57%
Alluminio	2%	0,8%	
Rame	1%	1,0%	
Plastica (PE)	2%	0,1%	
Componenti elettronici per le unità di controllo	2%		
Olio lubrificante	1%	0,1%	
Fonte della composizione	Raadal et al., 2014	Wang et al., 2019	Wang et al., 2019

Un'assunzione comune all'approvvigionamento di tutte le materie prime ipotizzate è l'utilizzo dei moduli presenti nel database ecoinvent contrassegnati con il termine "*market*". Tali attività, infatti, rappresentano il mix di consumo di un prodotto per una data regione; considerando già i trasporti, costituiscono un dato medio rappresentativo dell'approvvigionamento del dato prodotto². La scelta dei dataset di riferimento è stata effettuata considerando il contesto geografico più rappresentativo del Paese di produzione di un dato componente o, in assenza del dataset specifico, scegliendo, in ordine di priorità, il contesto geografico europeo o mondiale.

Invece, per modellizzare la fase di approvvigionamento delle componenti prodotte, sono stati determinati i Paesi di provenienza più plausibili a seconda della localizzazione dei siti produttivi dei

² <https://ecoinvent.org/the-ecoinvent-database/market-activities/>

costruttori indicati; di conseguenza sono state calcolate le modalità e le distanze di trasporto. Nel caso di trasporto via nave, il valore della distanza è stato determinato tramite lo strumento di calcolo [SeaRates](#) raccomandato dalla PEF (Zampori & Pant, 2019) e sviluppato dalla società DP World. Se per un elemento erano disponibili più opzioni di approvvigionamento, la distanza è stata calcolata per ogni località di importazione fino al porto italiano di riferimento (Taranto) e poi si è assunta la distanza media di trasporto.

2.1.1. Approvvigionamento del rotore

Il rotore della turbina eolica è costituito dalle pale e dal mozzo su cui sono montate. Le pale della turbina da 15 MW pesano circa 60 tonnellate ciascuna e sono comunemente fatte di materiali compositi come la plastica rinforzata con fibra di vetro. La composizione in termini percentuali ricostruita nel software, sulla base dei moduli presenti nella banca dati, è stata presentata in Tabella 2 ed è stata assunta dall'articolo di Wang et al. (2019).

Vestas ha recentemente avviato la produzione di pale per il modello da 15 MW anche in Italia, proprio a Taranto³, pertanto si è scelto di assumere un approvvigionamento locale, tantopiù visto che il porto per l'assemblaggio è attualmente ipotizzato a Taranto. Questa scelta permetterebbe, tra le altre cose, di minimizzare il trasporto delle pale, operazione tutt'altro che semplice viste le dimensioni (per questo modello di turbina eolica sono lunghe oltre 115 m): infatti, il percorso tra lo stabilimento produttivo e il porto sarebbe inferiore ai 10 chilometri. Tale trasporto, sebbene ridotto in termini di distanza, è stato incluso nell'analisi in quanto le tonnellate da trasportare non sono trascurabili; tale fase è stata modellizzata assumendo l'utilizzo di autocarri di massa maggiore di 32 tonnellate, secondo il mix Euro italiano attuale per questa specifica classe di automezzi (Automobile Club d'Italia - ACI, 2022). Si veda l'appendice (Tabella A.1.) per i dettagli.

Al termine della vita utile, il rotore verrà dismesso e smontato nelle diverse componenti che saranno avviate a diversi processi di riciclo o smaltimento.

In Tabella A.2 (Appendice A) si riassumono le principali fasi del ciclo di vita del rotore e i principali dataset utilizzati per la modellizzazione del ciclo di vita con i dati di inventario costituenti.

2.1.2. Ciclo di vita della navicella

La navicella è la parte più complessa della turbina eolica, in quanto è composta da una serie di componenti elettriche ed elettroniche, nonché dalla struttura che le contiene. La navicella prevista per questo modello di turbina eolica presenta il sistema di trasmissione convenzionale, ossia con scatola del cambio, che si differenzia dall'alternativa con sistema di trasmissione diretto, per il maggior numero di componenti rotanti e per l'assenza dei magneti permanenti. La composizione in termini di materie prime (Tabella 2) è stata dedotta dalla letteratura scientifica (Wang et al., 2019) e ricostruita nel software, sulla base dei moduli disponibili, senza mantenere il livello di dettaglio al singolo componente. Si assume che il loro approvvigionamento avvenga in contesto europeo, noto che Vestas ha diversi siti produttivi in Europa, in particolare tre in Danimarca e uno in Germania⁴. La fase di trasporto della navicella è stata quindi supposta come una media delle diverse opzioni di approvvigionamento. I trasporti ipotizzati risultano quindi i seguenti:

- trasporto su strada dagli stabilimenti di produzione Vestas al porto più vicino per una distanza media di 5 km (valore calcolato tramite il servizio internet geografico *Google Maps*). È stato modellizzato un trasporto con autocarro di massa maggiore di 32 tonnellate, classe Euro 4;

³ https://www.ilsole24ore.com/art/vestas-taranto-produzione-maxi-eolico-AEWs7eVC?refresh_ce&nof

⁴ <https://www.vestas.com/en/about/our-locations/production>

- trasporto via nave dal porto più vicino al porto di Taranto per una distanza media di 5.516 km calcolata con il software *SeaRates* (disponibile sul seguente [sito](#));
- non è stato assunto ulteriore trasporto su strada, in quanto il porto di Taranto, al livello di progettazione attuale, rappresenta quello più plausibile come localizzazione per il cantiere di assemblaggio delle turbine.

Al termine della vita utile, la navicella verrà dismessa e smontata nelle diverse componenti che saranno poi gestite a seconda del materiale costituente.

In Tabella A.3 (Appendice A) si riassumono le principali fasi del ciclo di vita della navicella e i principali dataset utilizzati per la modellizzazione del ciclo di vita con i dati di inventario costituenti.

2.1.3. Ciclo di vita della torre

La fase di produzione della torre è stata modellizzata a partire dalla richiesta di materie prime, ricavata da letteratura, come riportato sopra. Si è deciso di non utilizzare il dataset della banca dati di ecoinvent (v3.8) *wind power plant construction, 2MW, offshore, fixed parts - GLO*, perché le estrapolazioni fatte non erano dettagliatamente ripercorribili.

La fase di approvvigionamento delle materie prime, come anticipato, è stata modellizzata per mezzo dei *market dataset*. Come riportato in Tabella 2, il materiale preponderante per la torre è l'acciaio basso legato, di cui sono costituiti gli elementi modulari successivamente saldati in loco. La torre, quindi, non sembra necessariamente essere prodotta dal fornitore degli altri elementi della turbina eolica (es. Vestas), pertanto si è deciso di modellizzare una più generica fase produttiva. Poiché tra i dieci principali produttori di acciaio a livello mondiale, sei sono collocati in Cina⁵, si è assunta la produzione di acciaio in questo Paese. Si può peraltro anche verificare che il 57,7% della produzione di acciaio grezzo nel 2021 è avvenuta in Cina (EUROFER, 2022). Volendo poi giungere ad un valore medio di distanza di riferimento per lo studio, questo è stato ricavato come media pesata sulla quota di produzione dei primi cinque produttori⁶. In appendice (Tabella B.1) sono riportati i dettagli per la modellizzazione del trasporto dell'acciaio.

Coerentemente con tali indicazioni, sono state previste le seguenti fasi di trasporto (Tabella 3):

- trasporto su strada dagli stabilimenti di produzione in Cina al porto più vicino, per una distanza media di 36 km (valore calcolato tramite il servizio internet geografico *Google Maps*). È stato modellizzato un trasporto con autocarro di massa maggiore di 32 tonnellate, classe Euro 4;
- trasporto via nave dal porto più vicino al porto di Taranto per una distanza media di 15.411 km, calcolata con il software *SeaRates* (disponibile sul seguente [sito](#)).

⁵ <https://www.statista.com/statistics/271979/the-largest-steel-producers-worldwide-ranked-by-production-volume/>

⁶ <https://www.statista.com/statistics/1069961/china-leading-steelmakers-based-on-production-volume/>

Tabella 3 Ipotesi di itinerario e relative distanze di trasporto per l’approvvigionamento dell’acciaio dalla Cina e, per estensione, della torre della turbina

Ipotesi di itinerario	Valore	Processo ecoinvent	Note
Impianto produttivo in Cina - porto più vicino	1.260 t × 36 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, euro4 {RER} market for	Distanza media ponderata sui volumi di acciaio prodotti dai primi 5 produttori in Cina (per volume)
Porto più vicino in Cina – porto di Taranto	1.260 t × 15.411 km	Transport, freight, sea, container ship {GLO} market for	Distanza media ponderata sui volumi di acciaio prodotti dai primi 5 produttori in Cina (per volume); distanze calcolate tramite lo strumento <i>SeaRates</i>

È stato inoltre analizzato uno scenario alternativo di approvvigionamento in contesto europeo che verrà presentato in seguito (paragrafo 2.2).

Al termine della vita utile, la torre verrà smontata e suddivisa nelle diverse componenti che la costituiscono per essere poi gestite a seconda del materiale di cui sono fatte.

In Tabella A.4 (Appendice A) si riassumono le principali fasi del ciclo di vita della torre, i dati di inventario e i principali dataset utilizzati per la modellizzazione del ciclo di vita descritto.

2.1.4. Fine vita dei componenti della turbina eolica

Nella modellizzazione del fine vita dei diversi elementi della turbina eolica, in accordo con l’approccio di modellizzazione del Sistema Internazionale EPD[®], sono stati inclusi nei confini del sistema il trasporto al primo impianto di trattamento dei componenti (sia esso di separazione, selezione o riciclo), la suddetta fase di primo trattamento e/o il trasporto a smaltimento. Nello specifico, si suppone che i metalli (alluminio, acciaio e rame) e le componenti elettroniche siano avviate a riciclo, mentre le componenti in plastica rinforzata in fibra di vetro, il polietilene e l’olio esausto siano destinati a un processo di termovalorizzazione.

In relazione al trasporto dei metalli, si è considerata una percorrenza media di 100 km tra Taranto e l’impianto di selezione/recupero (similmente a Giugliano et al., 2011).

Per le componenti assimilabili a Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (RAEE), è stato ipotizzato un conferimento del rifiuto a un impianto di separazione dei singoli componenti costituenti, localizzato verosimilmente a 100 km (Falbo et al., 2015).

La distanza assunta per l’avvio a termovalorizzazione risulta pari a 212 km: tale distanza è stata calcolata in base alla localizzazione attuale degli impianti che possano effettuare tale trattamento dei rifiuti speciali, in Puglia e nelle regioni limitrofe. Le distanze di trasporto sono state verificate tramite *Google Maps* e poi pesate sulle quantità gestite (riportate dal [Catasto Rifiuti Nazionale](#) di ISPRA) in modo da ottenere un valore medio pesato (i dettagli sono disponibili in appendice Tabella B.2). Allo stesso modo è stata calcolata la distanza da ipotizzare per l’invio a termovalorizzazione di rifiuti pericolosi (trattati in impianti autorizzati). Inoltre, si stimano mediamente 128 km per raggiungere le discariche per rifiuti inerti presenti nel territorio pugliese: la distanza è stata calcolata sulla base della localizzazione delle discariche secondo il [Catasto Rifiuti Nazionale](#) di ISPRA (dettagli sono disponibili in appendice Tabella B.3).

Le distanze di trasporto stimate secondo le ipotesi illustrate si riassumono, per comodità, in Tabella 4.

Tabella 4 Distanze di trasporto assunte per il fine vita di diversi flussi di rifiuti, a seconda del trattamento ipotizzato

Destino	Distanza	Fonte
Recupero metalli	100 km	Giugliano et al., 2011
Smontaggio RAEE	100 km	Falbo et al., 2015
Termovalorizzazione di rifiuti speciali non pericolosi	212 km	Media pesata sulla base della localizzazione attuale degli impianti locali riportati sul sito del Catasto Rifiuti Nazionale di ISPRA per il tipo di gestione ipotizzato
Termovalorizzazione di rifiuti speciali pericolosi	240 km	
Smaltimento in discarica per inerti	128 km	

Il mezzo selezionato per tutti i trasporti delle componenti a fine vita è l'autocarro di massa tra 16 e 32 tonnellate, classe Euro 6 (la maggior parte degli elementi dismessi sarà smaltita tra 30 anni, al termine della vita utile dell'impianto, e quindi si è selezionata la classe Euro attualmente più alta dal punto di vista degli standard europei sulle emissioni inquinanti dei veicoli). Tale assunzione è evidentemente molto conservativa.

In relazione alle opzioni di gestione dei diversi materiali a fine vita, è stato assunto un avvio a riciclo del 90% delle parti in acciaio, ghisa, rame e alluminio, mentre il restante 10% sarà avviato a discarica come scarto non riciclabile. Infatti, nelle analisi del ciclo di vita pubblicate da Vestas (Razdan e Garrett, 2019) è stato ipotizzato che le componenti metalliche siano riciclate per il 90% e che gli scarti vengano smaltiti in discarica.

L'impianto di primo trattamento dei metalli è stato modellizzato a partire dai dati del progetto GERLA includendone i relativi consumi energetici:

- 47,5 kWh/t, modellizzati con il dataset “*Electricity, medium voltage {IT} | market for | Cut-off, U*”, per i metalli ferrosi;
- 68,8 kWh/t di “*Electricity, medium voltage {IT} | market for | Cut-off, U*” e 18 m³ di gas naturale (*Natural gas, high pressure {IT} | market for | Cut-off, U*) per l'alluminio.

Per quanto riguarda i RAEE, il trattamento di separazione a cui sono comunemente sottoposti richiede un consumo di energia elettrica che è stato aggiunto nel dataset diecoinvent (*Electronics scrap from control units {RER} | treatment of | Cut-off, U*) in quanto non già incluso. In prima approssimazione, sono stati ipotizzati 66 kWh/t rifiuto sulla base dell'articolo di Falbo et al. (2015), modellizzati mediante “*Electricity, medium voltage {IT} | market for | Cut-off, U*”. Tale valore deriva da un impianto di primo trattamento dei RAEE localizzato in Lombardia, ed è specifico per i RAEE di raggruppamento R4 (piccoli elettrodomestici) e R2 (grandi bianchi).

Si assume, invece, che gli elementi costituiti da plastica siano termovalorizzati, così come l'olio lubrificante esausto, che però verrà avviato in un impianto di termovalorizzazione per rifiuti pericolosi. Infine, la plastica rinforzata in fibra di vetro (PRFV), nello scenario base, sarà termovalorizzata ma nello scenario di fine vita alternativo si suppone avviata a riciclo, in virtù del fatto che il trattamento sarà effettuato tra più di 30 anni (al netto delle sostituzioni durante la fase operativa) e che plausibilmente le tecnologie di riciclo dei materiali compositi avranno raggiunto una maturità tale da poter essere applicate a livello industriale.

2.1.5. Analisi di sensibilità

In relazione all'analisi di sensibilità numero 3 (paragrafo 1.6) ossia quella relativa all'installazione di aerogeneratori di un modello diverso da quello indicato nel progetto sottoposto a VIA,

nello scenario base si ipotizzano la produzione delle pale in Italia, la produzione dei componenti della navicella in Europa (Germania o Danimarca) e la produzione della torre in Cina, mentre nello scenario alternativo si ipotizza che tutti i componenti siano prodotti in Cina. Per modellizzare tale scenario sono stati modificati i dataset di ecoinvent utilizzati per l'approvvigionamento delle materie prime riferendoli al "resto del mondo" e per la lavorazione dei materiali ("processing") riferendo i consumi energetici al contesto cinese, assumendo il mix energetico locale.

2.2. Ciclo di vita della fondazione galleggiante (produzione, approvvigionamento e fine vita)

Alla luce della batimetria del sito individuato per la realizzazione dell'impianto (tra 95 m e 126 m) è stato necessario prevedere l'installazione degli aerogeneratori su fondazioni di tipo galleggiante, in quanto le strutture di fondazione infisse nel fondale (*bottom-fixed*) non possono essere utilizzate per raggiungere tali profondità.

In fase progettuale, la configurazione di fondazione galleggiante ipotizzata è stata quella di tipo semisommersibile, in particolare il design *WindFloat* sviluppato da *Principle Power*. Tale piattaforma galleggiante semisommersibile è costituita da tre colonne, interconnesse con una struttura reticolare; l'aerogeneratore verrà installato su uno dei tre corpi cilindrici. Per mantenere la torre della turbina in posizione verticale, la struttura è predisposta con un sistema automatico di redistribuzione della zavorra, composta da acqua. La zavorra può, infatti, essere ripartita dal sistema tra le colonne, riducendo al minimo i carichi e massimizzando la produzione energetica della turbina stessa. In Figura 3 si riportano le principali dimensioni della struttura.

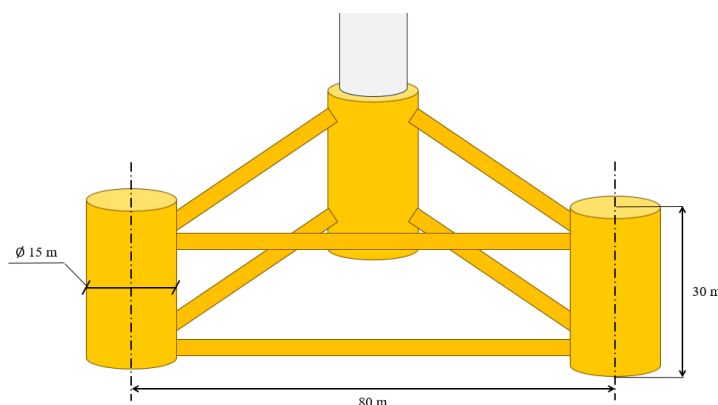


Figura 3 Rappresentazione della sottostruttura galleggiante semi-sommersibile nel design *WindFloat* sviluppato da *Principle Power*

La parte strutturale, a meno dei sensori per il controllo e la redistribuzione della zavorra, è costituita interamente da acciaio; pertanto, si è assunta una fase di approvvigionamento simile a quella della torre. Anche qua, come analisi di sensibilità, sono stati ipotizzati degli scenari di approvvigionamento limitati al contesto europeo. Inoltre, si è analizzato uno scenario con peso della struttura ridotto.

Per quanto concerne il fine vita, si è supposto che le fondazioni siano avviate interamente a riciclo essendo realizzate prevalentemente in acciaio, senza passare per un primo impianto di selezione. Come indicato dall'approccio dell'International EPD® System, si è incluso il solo conferimento all'impianto di riciclo, supposto per ipotesi distante 100 km (similmente a Giugliano et al., 2011). Tale trasporto è stato modellizzato con autocarro 16 - 32 tonnellate, classe Euro 6, visto che il trattamento avverrà prevalentemente tra 30 anni si è scelta la classe Euro migliore disponibile al momento.

La Tabella A.5 (Appendice A) riporta i dettagli di modellizzazione del ciclo di vita della fondazione galleggiante.

2.2.1. Analisi di sensibilità

In relazione all'analisi di sensibilità numero 1 (paragrafo 1.6), nello scenario base il design WindFloat di Principle Power prevede circa 320 tonnellate di acciaio per megawatt di potenza della turbina mentre lo scenario alternativo prevede delle fondazioni galleggianti di massa pari a 3.500 tonnellate. Alcuni sviluppi recenti lasciano infatti intravedere di poter scendere fino a circa 230 t/MW.

Come già citato, un'altra questione che si è deciso di indagare è la provenienza dell'acciaio (analisi di sensibilità numero 2 descritta nel paragrafo 1.6). Prima di definire gli scenari di approvvigionamento europeo, è stato necessario osservare la distribuzione in termini geografici degli impianti di produzione di acciaio, sia primario che secondario, in Europa (una mappa dell'industria dell'acciaio in Europa è scaricabile [qui](#)). Constatato che tali siti industriali sono dislocati in maniera piuttosto diffusa, non è stato possibile arrivare ad una modellizzazione di dettaglio. Tuttavia, noto che i primi cinque paesi produttori sono Germania, Italia, Spagna, Francia e Polonia (EUROFER, 2022), sono state ipotizzate delle distanze di trasporto, da ritenersi delle prime approssimazioni, e sono state confrontate tre diverse modalità di trasporto. Questo tipo di modellizzazione è utile a mettere in luce eventuali sostanziali differenze tra le opzioni ma senza scendere nel dettaglio del trasporto dal singolo impianto. I dettagli dei tre scenari alternativi, differenziati per modalità di trasporto, si riportano in Tabella 5.

Tabella 5 Assunzioni di produzione e di trasporto per l'approvvigionamento dell'acciaio: scenario base in contesto cinese e scenari alternativi in contesto europeo, ai fini dell'analisi di sensibilità. Le note riportano i dataset di ecoinvent utilizzati per la modellizzazione delle modalità di trasporto

Scenari	Assunzioni	Valore	Note
Scenario base	Approvvigionamento acciaio	-	<ul style="list-style-type: none"> Materie prime: <i>market</i> {GLO} Produzione e lavorazione: assunzione del mix energetico cinese
	Distanza da impianto produttivo in Cina - porto più vicino	36 km	Distanza media ponderata sui volumi di acciaio prodotti dai primi 5 produttori in Cina (per volume)
	Distanza da porto più vicino – porto di Taranto	15.411 km	Distanza media ponderata sui volumi di acciaio prodotti dai primi 5 produttori in Cina (per volume); distanze calcolate tramite lo strumento <i>SeaRates</i>
Scenari alternativi	Approvvigionamento acciaio	-	<ul style="list-style-type: none"> Materie prime: <i>market</i> {RER} Produzione e lavorazione: assunzione del mix energetico europeo
	100% in autocarro ^a + treno ^b	100 km + 2000 km	Utilizzo dell'autocarro solo per raggiungere la località più vicina dove fosse presente una fermata di un Corridoio Europeo Merci (dettagli sulle rotte per il trasporto di merci su rotaia sono disponibili qui)
	50% autocarro ^a + nave ^c	100 km + 2000 km	Ipotesi di trasporto via nave da Spagna e da Germania del Nord ma trasporto su gomma dalla Polonia e dalla Francia
	50% autocarro ^a + treno ^b	500 km + 3500 km	
100% in autocarro ^a	2500 km	Tutte le distanze calcolate tramite lo strumento <i>SeaRates</i>	

^a Transport, freight, lorry >32 metric ton, euro4 {RER} | market for

^b Transport, freight train {Europe without Switzerland} | market for

^c Transport, freight, sea, container ship {GLO} | market for

Nello scenario base, in relazione al processo produttivo, è stato assunto l'approvvigionamento medio dell'acciaio (*market*) e che le successive lavorazioni, laminazione a caldo (*hot rolling*) e a

freddo (*sheet rolling*), abbiano luogo in Cina. In tale modellizzazione, i processi disponibili nel database ecoinvent, rispettivamente *Hot rolling, steel {RoW}| processing | Cut-off, U* e *Sheet rolling, steel {RoW}| processing | Cut-off, U*, sono stati opportunamente modificati in modo da assumere come riferimento il contesto cinese: il relativo mix energetico (*Electricity, medium voltage {CN}| market group for | Cut-off, U*) è stato assunto per soddisfare i consumi di elettricità necessari alla lavorazione del metallo, mentre per i consumi di energia termica è stato assunto il dataset per il resto del mondo (*Heat, district or industrial, natural gas {RoW}| market for heat, district or industrial, natural gas | Cut-off, U* e *Heat, district or industrial, other than natural gas {RoW}| market for | Cut-off, U*).

2.3. Ciclo di vita del sistema di ormeggio (produzione, approvvigionamento e fine vita)

Nella documentazione progettuale è stato previsto di installare un sistema di ormeggio “*semi-taut*” ossia un sistema semi-teso in cui ogni linea di ormeggio è costituita dai seguenti componenti:

- un segmento superiore di catena, 50 m x 120 mm R3S “studlink”;
- un segmento intermedio in fibra di poliestere, 362 m x 195 mm;
- un segmento inferiore di catena, 50 m x 120 mm R3S “studlink”;
- un palo infisso.

Dalla relazione di dimensionamento si ricavano i dati necessari per quantificare la richiesta di materie prime, riportate di seguito:

- catena: 189 t per turbina (lunghezza della catena 100 m, massa per unità di lunghezza 315 kg/m, 6 linee per turbina);
- corda in fibra di poliestere: 56,5 t per turbina (lunghezza della fibra 362 m, massa per unità di lunghezza 26 kg/m, 6 linee per turbina).

La fase di lavorazione è stata modellizzata con i dataset presenti in ecoinvent per il contesto europeo; in mancanza di dettagli sulla fase di approvvigionamento si assume, per ipotesi, un trasporto di 1000 km con autocarro di massa maggiore di 32 tonnellate, classe Euro 4.

In relazione al fine vita, si suppongono i seguenti destini:

- riciclo delle catene in acciaio con efficienza del 90%, per cui si assume un trasporto pari a 100 km, senza assumere una fase di selezione;
- non conoscendo la condizione a fine vita delle corde in poliestere, come ipotesi cautelativa, si assume che siano inviate a termovalorizzazione, assumendo una distanza di trasporto pari a 212 km.

Entrambi i trasporti si suppongono effettuati con mezzi di massa lorda tra 16 e 32 tonnellate, classe Euro 6 (lo smaltimento della maggior parte delle componenti avverrà tra 30 anni).

2.4. Ciclo di vita del sistema elettrico (produzione, approvvigionamento e fine vita)

Oltre alle turbine eoliche, il parco comprenderà:

- un elettrodotto sottomarino a 66 kV che permetterà il collegamento tra gli aerogeneratori e la sottostazione di trasformazione offshore;
- una sottostazione di trasformazione offshore (SSO) a 380/66 kV;
- un elettrodotto di vettoriamento costituito da una terna di cavi a 380 kV, parzialmente in cavo sottomarino e in parte in cavo terrestre interrato, che collegheranno la sottostazione di

trasformazione offshore con lo stallo della Stazione Terna della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) 380 kV di Brindisi.

La modellizzazione del ciclo di vita dei suddetti cavi ha compreso la fase produttiva, l'approvvigionamento e il fine vita. Per la fase produttiva delle diverse tipologie di cavi sono stati realizzati degli appositi moduli (Tabelle A.7 – A.9 in Appendice) che contengono i dataset della banca dati diecoinvent v3.8 relativi alla produzione dei singoli materiali costituenti il cavo e alla loro lavorazione.

Nei seguenti paragrafi si riportano le principali assunzioni per la modellizzazione degli elementi del sistema elettrico.

2.4.1. Ciclo di vita dell'elettrodotto sottomarino

Il collegamento tra le turbine e la SSO avverrà tramite cavo sottomarino: il cavo scelto sarà tripolare, con anima in rame, isolamento in polietilene reticolato (XLPE) e armatura in acciaio zincato, e presenterà una tensione nominale di 66 kV. A seconda del numero di turbine collegate, sono stati ipotizzati cavi con diverse sezioni del materiale conduttore. I cavi sono quindi stati modellizzati secondo le indicazioni dei progettisti e sulla base di alcune schede tecniche disponibili.

In mancanza di indicazioni dettagliate sulla composizione di tali cavi, al fine di stimare la richiesta di materie prime, si è provato a dedurre tali informazioni (percentuali in massa) mediante la seguente procedura:

1. stima del volume e della massa del materiale conduttore (rame) a partire dalla sezione del conduttore, assumendo la densità del rame pari a 8.920 kg/m^3 ;
2. stima del volume e della massa del materiale isolante, XLPE, a partire dallo spessore dello strato (9 mm) e del diametro interno ed esterno all'isolante, riportati nella [brochure di ABB](#) (tabella 45 della brochure): si calcola il volume del cilindro cavo corrispondente allo strato di tale materiale poi, assumendo una densità del materiale pari a 930 kg/m^3 , si ricava la massa;
3. stima del volume e della massa della guaina di piombo basata anch'essa sullo spessore dello strato, riportato nella [brochure di ABB](#) (tabella 45 della brochure), e del diametro interno ed esterno alla guaina che possono essere ricavati ed impiegati nel calcolo del volume del cilindro cavo; si assume poi la densità del piombo pari a 11.340 kg/m^3 per la stima della massa;
4. il delta in termini di massa tra il peso totale e quello stimato per i tre materiali precedenti viene assunto tutto pari al peso dell'armatura in acciaio galvanizzato.
5. per la stima dello zinco necessario per galvanizzare l'acciaio, in prima approssimazione, la quantità è stata assunta pari a quella necessaria per ricoprire l'area di un cilindro con diametro pari al diametro esterno del cavo.

Le caratteristiche così stimate si riportano in Tabella 6, distinguendo i tre cavi con sezione diversa, così come indicati dai progettisti.

Tabella 6 Caratteristiche dei cavi sottomarini con tensione nominale 66 kV ipotizzati nella progettazione dell'impianto

Numero di poli x sezione del conduttore (mm ²)	Peso (kg/m)	Composizione (%)	Lunghezza (km)
3x150	25,7	16,5% Cu, 0,3% XLPE, 20,1% Pb, 63,1% acciaio	25,3
3x500	45,5	31,8% Cu, 0,3% XLPE, 25,7% Pb, 42,2% acciaio	23,8
3x1000	70,7	42,7% Cu, 0,3% XLPE, 24,9% Pb, 32,2% acciaio	23,3

2.4.2. Ciclo di vita dell'elettrodotto di vettoriamento

Dalla sottostazione offshore parte un unico elettrodotto di export dell'energia: da progetto, sarà costituito da una singola terna di cavi. La prima parte sarà in cavo sottomarino in corrente alternata con tensione nominale di 380 kV e lunghezza pari a circa 36.800 m, che approderà a Brindisi; dopo il punto di approdo proseguiranno tre cavi interrati terrestri in corrente alternata con tensione nominale di 380 kV, di circa 17.400 m di lunghezza. Entrambi i cavi avranno il conduttore di sezione pari a 1200 mm².

Nella documentazione progettuale, il cavo sottomarino che realizza il collegamento tra la Stazione Elettrica Offshore e il punto di approdo a terra è tripolare, con conduttore in rame di sezione 1200 mm² (3x1200), isolato in XLPE e presenta un'armatura in acciaio. Per la modellizzazione di tale cavo è stato nuovamente necessario ricostruirne la composizione in termini di materiali. La stima della quantità di rame (volume e massa) è stata fatta a partire dalla sezione dell'anima pari a 1200 mm², assumendo la densità del rame pari a 8.920 kg/m³, e poi moltiplicata per 3 in modo da considerare che il cavo è tripolare. Il peso per metro di lunghezza è stato definito dai progettisti ed è pari a 120 kg/m. La presenza di XLPE, piombo e acciaio è stata adattata da Benato et al. (2018).

Da progetto, il cavo terrestre che copre il percorso tra il punto di approdo a terra e il punto di inserimento nella Stazione RTN di Brindisi è, invece, unipolare con anima in rame di sezione 1200 mm², con isolamento in XLPE e armatura in rame, guaina in alluminio monoplaccato e rivestimento in polietilene (PE). Il raccordo sarà formato da una terna trifase con tali caratteristiche. Nuovamente, si è stimata la quantità di rame, come già illustrato, a partire dalla sezione del conduttore, mentre la composizione in termini percentuali è stata adattata dall'articolo di Benato et al. (2018).

In Tabella 7 si riportano le principali caratteristiche dei cavi modellizzati per l'elettrodotto di vettoriamento.

Tabella 7 Caratteristiche dei cavi con tensione nominale 380 kV ipotizzati nella progettazione dell'impianto

Numero di poli x sezione del conduttore (mm ²)	Peso (kg/m)	Composizione (%)	Lunghezza (km)	Tipologia
3x1200	120	26,8% Cu; 11,3% XLPE; 29,4% Pb; 32,5% acciaio	36,8	Sottomarino
3x1x1200	42	55,6% Cu; 16,9% XLPE; 3,7% Al; 16,9% Cu; 6,8% PE	17,4	Terrestre

In Appendice (Tabelle A.10 e A.11) si riportano i dettagli dell'inventario dei suddetti cavi.

2.4.3. Approvvigionamento e fine vita dei cavi

Le assunzioni per l'approvvigionamento e il fine vita sono comuni a tutti i cavi precedentemente descritti.

Oltre all'approvvigionamento delle materie prime, che è stato modellizzato con i dataset *market for* disponibili su ecoinvent, la lavorazione di tali materiali è ipotizzata nel contesto europeo. Per quanto riguarda il trasporto è stata assunta una distanza media basata sulla localizzazione in Italia degli stabilimenti produttivi di due aziende note per la produzione di cavi sottomarini: prendendo in considerazione gli impianti presso Arco Felice (NA) di Prysmian e presso Pioltello di Nexans, si suppone che i cavi siano prodotti in Italia e siano trasportati con autocarro a Taranto percorrendo una distanza media pari a 675 km. L'automezzo considerato per tale trasporto è l'autocarro di taglia > di 32t secondo il mix Euro italiano attuale della specifica classe di mezzi (ACI, 2022).

In relazione al fine vita si è ipotizzato che, dopo 30 anni, i cavi siano rimossi dalla loro posa e siano conferiti a un impianto di trattamento distante 100 km (Falbo et al., 2015); il trasporto viene assunto con autocarro di massa 16 – 32 tonnellate, classe Euro 6. Presso tale impianto si modella che avvenga la separazione dei singoli componenti e i metalli (alluminio, rame ed acciaio) poi avviati a riciclo (processo non incluso secondo l'approccio di modellizzazione dell'International EPD® System). Invece, le componenti in plastica si assumono inviate a termovalorizzazione. L'operazione di separazione richiede un consumo elettrico di 180 Wh/kg cavo avviato a trattamento (Hischier et al., 2007); il dataset “*Used cable {GLO}| treatment of | Cut-off, U*” è stato opportunamente modificato per includere l'elettricità prodotta dal mix energetico italiano.

2.4.4. Ciclo di vita della struttura della sottostazione di trasformazione offshore (SSO)

La struttura della sottostazione offshore è di tipo bottom-fixed ed è composta dai seguenti componenti: sottostruttura (*Jacket*), sovrastruttura (*Topsides*) e pali di fondazione. Il *Jacket* è una struttura reticolare saldata in acciaio tubolare con altezza pari a 120 metri e di massa pari a 3.500 tonnellate. Il *Topsides* è una struttura tralicciata a 5 livelli, con altezza totale pari a 37 metri, al cui interno si trovano tutte le apparecchiature elettriche; anche il *Topsides* sarà costituito di acciaio e avrà massa pari a 5000 tonnellate. La struttura del *Jacket* sarà ancorata al fondale mediante pali di fondazione di tipo ‘skirt piles’, due per angolo; i pali in acciaio avranno un peso complessivo atteso di circa 3000 tonnellate. La loro installazione avverrà mediante battipalo idraulico subacqueo e una volta infissi nel terreno attraverso delle opportune guide, verranno collegati al *Jacket* pompando malta di cemento nell'intercapedine tra palo e guida con apposito sistema di iniezione: tali operazioni di installazione però sono stati esclusi dall'analisi in questa fase.

Per l'approvvigionamento dell'acciaio necessario si prevede un trasporto dalla Cina, così come modellizzato per la torre e la fondazione galleggiante. Tuttavia, è stato analizzato anche uno scenario alternativo di approvvigionamento in contesto europeo (così come definito nel paragrafo 2.2).

In merito al fine vita si assume che l'intera struttura di acciaio possa essere avviata direttamente a riciclo, in un impianto ipotizzato a distanza di 100 km.

In Tabella A.12, in appendice, si riportano i dettagli dell'inventario della sottostazione offshore.

Tuttavia, oltre alla struttura portante, la SSO ospiterà una serie di componenti elettriche: la sottostazione offshore sarà alimentata dal parco eolico offshore tramite 7 cavi sottomarini e collegata alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite una linea in alta tensione (380kV). Nella sottostazione offshore saranno installati due *Gas Insulated Switchgear* (GIS) a tensione rispettivamente pari a 66kV e 380kV. Inoltre, saranno presenti un reattore Shunt, due trasformatori ausiliari e un sistema di potenza ausiliario di emergenza (composto da due generatori a gasolio). Tuttavia, la funzione principale della sottostazione sarà ospitare due trasformatori di potenza nominale a 330MVA per innalzare il livello di tensione da 66kV a 380 kV. Dai dati forniti dai progettisti, si è osservato che i trasformatori sono gli elementi preponderanti in termini di peso complessivo (coprendo il 56% del peso delle principali componenti elettriche indicati). Pertanto, in questa fase dell'analisi, si è deciso di includere nei confini del sistema solo i trasformatori, il cui ciclo di vita viene descritto nel seguente paragrafo (2.4.5).

2.4.5. Ciclo di vita del trasformatore

Nella sottostazione verrà innalzato il livello di tensione da 66kV a 380 kV tramite due trasformatori di potenza nominale a 330 MVA. Si ipotizza che i due trasformatori siano equipaggiati con un sistema di raffreddamento del tipo ONAN (Olio Naturale, Aria Naturale) e dai progettisti è stata comunicata una massa di 310 tonnellate. In mancanza di dati di inventario specifici è stato creato un

dataset che unisce la richiesta di materie prime dedotta dall'EPD "LPT 300 MVA ODAF Power Transformer" della GE Grid Solutions, adattato per riportare la massa totale a 310 tonnellate, e i consumi energetici per la produzione tratti dall'articolo di Jorge et al. (2011).

Non avendo indicazioni precise sul possibile fornitore di tali apparecchiature, si prevede un trasporto su gomma su distanza di 1000 km, operato con autocarro di massa lorda > 32 tonnellate, mix ACI.

In merito al fine vita si ipotizza il trasporto a un impianto di trattamento dei RAEE, per ipotesi ad una distanza di 100 km (Falbo et al., 2015) da effettuarsi con autocarro Euro 6 con massa maggiore di 32 tonnellate. Inoltre, si aggiungono i 240 km per il trasporto dell'olio esausto a termovalorizzazione. Il primo trattamento del trasformatore come RAEE si ipotizza come descritto nella sezione 2.1.4: in prima approssimazione, sono stati ipotizzati 66 kWh/t rifiuto sulla base dell'articolo di Falbo et al. (2015), modellizzati mediante "*Electricity, medium voltage {IT} | market for | Cut-off, U*".

I dettagli dell'inventario di riportano in Tabella 8.

Tabella 8 Dati di inventario del trasformatore da 300 MVA

Materiale	Valore/unità	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per approvvigionamento materia prima	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per lavorazione materiale
Totale	310 t		
Ferrite	110,7 t	Ferrite {GLO} market for	
Acciaio basso legato	59,8 t	Steel, low-alloyed, hot rolled {GLO} market for	Sheet rolling, steel {RER} processing
Olio	58,0 t	Lubricating oil {RER} market for lubricating oil	
Rame	50,2 t	Copper, cathode {GLO} market for	Wire drawing, copper {RER} processing
Acciaio inossidabile	12,4 t	Steel, chromium steel 18/8 {GLO} market for	Sheet rolling, chromium steel {RER} processing
Cartone	7,8 t	Kraft paper {RER} market for kraft paper	
Alluminio	3,1 t	Aluminium, wrought alloy {GLO} market for	
Pannello di fibra di legno	5,58 t	Fibreboard, hard {RER} market for fibreboard, hard	
Policarbonato	2,48 t	Polycarbonate {GLO} market for	
Energia	Valore/unità		
Consumo di elettricità (mix RER) ^b	1,4×10 ² MWh	Electricity, high voltage {RER} market group for	
Consumo di calore da gas naturale (RER) ^c	5,96×10 ² MWh	Heat, district or industrial, natural gas {RER} market group for	
Trasporto per approvvigionamento	Valore/unità	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Note
Trasporto da uno stabilimento produttivo in Italia a Taranto	310 t × 1000 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, MIX ACI 202	Trasporto di prima approssimazione
Fine vita	Valore/unità	Dataset di ecoinvent versione 3.8	
Trasporto al primo impianto di trattamento RAEE	310 t × 100 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, euro6 {RER} market for transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6	
Trasporto a termovalorizzazione di rifiuti speciali pericolosi	58,0 t × 240 km		
Termovalorizzazione dell'olio esausto	58,0 t	Waste mineral oil {Europe without Switzerland} treatment of waste mineral oil, hazardous waste incineration	
Trattamento RAEE	310 t	WEEE {RER} treatment of - mix IT	Modulo creato per modellizzare i consumi energetici relativi alla fase di smontaggio; fonte: Falbo et al., 2015

^a L'inventario dei materiali è stato dedotto dall'EPD "LPT 300 MVA ODAF Power Transformer" della GE Grid Solutions e adattato per riportare la massa totale a 310 tonnellate;

^b Il consumo energetico è tratto da Jorge et al. (2011) → 0,467 kWh/kVA×300.000 kVA

^c Il consumo energetico è tratto da Jorge et al. (2011) → 0,1893 m³/kVA×300.000 kVA×1 kWh/m³

2.5. Assemblaggio e installazione

La modellizzazione della fase di installazione ha incluso i seguenti contributi:

- i consumi elettrici;
- il consumo di gasolio (approvvigionamento e relativa combustione) per il funzionamento dei macchinari adoperati nelle operazioni di cantiere in porto (ad esempio gru);
- le operazioni di scavo per la costruzione del tratto di elettrodotto a terra;
- il consumo dei mezzi navali per l'installazione offshore.

a) Consumi elettrici

Per modellizzare i consumi elettrici necessari per l'assemblaggio, imitando l'assunzione presente nel dataset di ecoinvent “*Wind power plant, 2MW, offshore, moving parts {GLO} | construction | Cut-off, U*”, si ipotizzano 0,5 kWh/kg di materiale da montare. La massa complessiva dell'impianto, includendo la struttura della turbina eolica, la fondazione galleggiante, l'ormeggio e la sottostazione offshore, compresi i trasformatori, risulta essere pari a 257.602 tonnellate e i relativi consumi energetici sono pari a 128,8 GWh.

b) Gasolio

Il consumo di gasolio (complessivo per sollevamento di torre, navicella e rotore, fondazione galleggiante, struttura della sottostazione e trasformatori) è stato ricavato similmente a quanto fatto nel modulo presente su ecoinvent ‘*wind power plant construction, 2MW, offshore, fixed parts - GLO*’, basandosi quindi sul calcolo dell'energia potenziale necessaria e assumendo poi un'efficienza dei macchinari pari al 20%. Per tale stima dei consumi sono state fatte le ipotesi riportate in Tabella 9.

Tabella 9 Assunzioni per la modellizzazione dei consumi di gasolio per le operazioni di installazione mediante gru

Componente	Massa (kg)	Spostamento (m)	Assunzioni	Consumi teorici (MJ)	Consumi reali (MJ)
Torre	1.260.000	65	Considerando di spostare l'intera massa a mezza altezza della torre	2.522	12.612 × 35
Navicella+rotore	794.000	130	In cima alla torre di una turbina da 15 MW		
Fondazione galleggiante	4.800.000	15	Ipotesi movimentazione fondazione come modulo ecoinvent: 5 m orizzontale, 5 m sollevamento e 5 m		
Sottostazione – jackup	3.500.000	60	Nel baricentro della struttura alta 120 metri (da -105 a + 15 m slm)	3.162	15.811
Sottostazione – topside	5.000.000	18,5	Nel baricentro della struttura alta 37 metri (tra 16 e 53 m slm)		
Trasformatori	1.240.000	32	Elevazione dei trasformatori al livello del <i>topside</i> in cui saranno collocati		

c) Scavo

Per la messa a terra della terna di cavi sono previsti degli scavi a sezione ridotta (1,2 m) e di profondità obbligata (1,7 m); considerando la lunghezza dei cavi da installare (17,4 km), il volume di scavo risulta quindi pari a 35.469 m³. Tale operazione viene modellizzata con il modulo “*Excavation, hydraulic digger {RER} | processing | Cut-off, U*”. La gestione delle terre da scavo per

i rinterri o la relativa gestione come rifiuto sono escluse dall'analisi per mancanza di dettagli a riguardo.

d) Installazione

La fase di installazione mediante imbarcazioni specializzate è stata modellizzata in termini di consumi di carburante; i progettisti hanno fornito una stima di massima dei consumi in termini di carburante per i diversi mezzi navali ipotizzati. Le ipotesi sono riassunte in Tabella 10.

Tabella 10 Assunzioni per la modellizzazione della fase di installazione mediante imbarcazioni specializzate

Componente	Mezzi navali ipotizzati	Carburante (t)	Valore (t×km) ^a
Fondazioni flottanti e aerogeneratori	OCV (<i>offshore construction vessel</i>), AHV (<i>anchor handling vessel</i>), <i>supply vessel</i> e rimorchiatori	6.800	230.376.403
Sottostazione offshore	MODU (<i>mobile offshore drilling unit</i>), <i>supply vessel</i> , <i>crane brage</i> e <i>cargo vessel</i>	1.400	47.430.436
Cavi offshore	Nave posa cavi	1.200	40.654.659
Totale		9.400	318.461.498

^a Si assume dal modulo “Transport, freight, sea, ferry {GLO}| transport, freight, sea, ferry” che per ogni tkm trasportata si consumino 29,5 kg di olio combustibile pesante (HFO)

In Tabella 11 si riassumono le assunzioni e i dati di inventario risultanti ai fini della modellizzazione delle fasi di assemblaggio e installazione.

Tabella 11. Elenco delle principali operazioni conteggiate per la fase di assemblaggio e installazione

Operazione	Quantità	Dataset di ecoinvent v3.8	Note
Consumi energetici (elettricità a media tensione)	128,8 GWh	Electricity, medium voltage {IT} market for	
Consumi di gasolio e relative emissioni da combustione per i principali macchinari	457 GJ	Diesel, burned in building machine {GLO} market for	Le assunzioni sono riportate in Tabella 8
Operazioni di scavo	35.496 m ³	Excavation, hydraulic digger {RER} processing	Volume calcolato come 1,2 m × 1,7 m × 17.400 m
Consumo di olio combustibile (Heavy fuel oil) per le imbarcazioni	9.400 t (318.461.498 t-km)	Transport, freight, sea, ferry {GLO} transport, freight, sea, ferry	Dati primari di consumo (in termini di tonnellate di carburante) poi convertiti in tonnellate x chilometro (Tabella 9)

2.6. Fase operativa

Durante la fase operativa dell'impianto saranno necessarie opere di manutenzione; tali attività potranno richiedere l'ispezione delle strutture e l'eventuale riparazione o sostituzione dei componenti danneggiati o non funzionanti. Per la modellizzazione di questa fase, in assenza di dati primari, si è fatto ricorso a dati di letteratura. In particolare, dallo studio di Garcia-Teruel et al.

(2022) sono stati dedotti i tassi di sostituzione per alcuni componenti, riportati nella tabella successiva (Tabella 12). Nell'articolo vengono modellizzati due impianti eolici offshore galleggianti, uno con fondazione a pilone galleggiante e uno con fondazione semi-sommergibile (semi-sub); nel caso della presente analisi si fa riferimento al caso "semi-sub" e alle componenti ipotizzate per la manutenzione di 5 turbine con vita utile pari a 25 anni. Da tali dati sono stati dedotti i tassi di sostituzione e poi, assumendo 30 anni di operatività e 35 turbine, è stato stimato il numero di sostituzioni totali per la vita utile dell'impianto in analisi e di conseguenza le quantità da approvvigionare. Inoltre, è stata aggiunta la sostituzione del 5% delle pale del rotore durante la vita utile (adattato solo per le pale da Weinzettel et al., 2009).

Tabella 12 Assunzioni per la modellizzazione delle parti di ricambio necessarie durante la fase operativa dell'impianto, adattate dall'articolo di Garcia-Teruel et al. (2022); scenario base

Componente	Tasso di sostituzione (num/turb/anno) Fonte: Garcia-Teruel et al., 2022	Numero di sostituzioni (num/turb) in 30 anni	Numero di sostituzioni totali per 35 turbine	Peso componente (t)	Peso materiale per manutenzione (t)
Generatore	0,032	1	34	95	3.205
Scatola del cambio (<i>gearbox</i>)	0,048	1	50	124	6.271
Olio lubrificante	0,144	4	151	13	1.997
<i>Power electronics</i> ^a	0,136	4	143	25	3.599
Ormeccio	0,192	6	34	278	9.452
Ancora	0,2	6	Trascurato		
Cavi	0	0	0	0	0

^a Sono stati modellizzati come *Electronics, for control units {GLO}| market for | Cut-off, U*

Con tale modellizzazione, si attribuiscono al sistema in analisi gli impatti dell'approvvigionamento e dello smaltimento dei pezzi di ricambio; tuttavia, è esclusa dall'analisi il trasporto del personale per le ispezioni nonché il trasporto delle componenti al sito offshore.

2.6.1. Analisi di sensibilità

Come anticipato nel paragrafo 1.6, è stato poi eseguita un'analisi di sensibilità per testare l'influenza delle ipotesi per la fase di O&M sui risultati complessivi (analisi di sensibilità numero 4). Sono stati analizzati tre scenari alternativi:

- a) uno scenario di manutenzione ridotta (di seguito chiamato "ridotto") in cui si assume un'unica sostituzione completa delle componenti elettroniche (*power electronics*) per ogni turbina nel corso dei 30 anni (che corrisponderebbe ad un tasso di sostituzione pari a 0,034 cambi/turbina/anno);
- b) uno scenario "aumentato" in cui sono state fatte variare anche altre ipotesi:
 - è stato assunto un cambio d'olio all'anno per ogni turbina, come nello studio di Wang et al., (2019); così risultano 1.050 cambi d'olio durante l'intero ciclo di vita dell'impianto (che corrispondono a 13.650 tonnellate di olio lubrificante);
 - si aggiunge la sostituzione del 50% dei cavidotti durante la vita utile dell'impianto.
- c) uno scenario "combinato" in cui si uniscono le ipotesi fatte nei due scenari precedenti:
 - un'unica sostituzione completa delle componenti elettroniche per ogni turbina nei 30 anni;
 - un cambio d'olio all'anno per ogni turbina;
 - sostituzione del 50% dei cavidotti durante la vita utile dell'impianto.

2.7. Dismissione e fine vita

Al termine dei 30 anni di vita utile dell'impianto, a meno che non si decida di attuare delle operazioni di *repowering*, le componenti installate verranno smontate e riportate a terra, dove potranno essere gestite come rifiuti. La dismissione, per semplicità, è ipotizzata uguale alla fase di assemblaggio e installazione. Il fine vita dei diversi materiali e componenti è già stata descritta nei paragrafi precedenti.

Per chiarezza, si riporta in Figura 4 la rappresentazione grafica dell'approccio EPD.

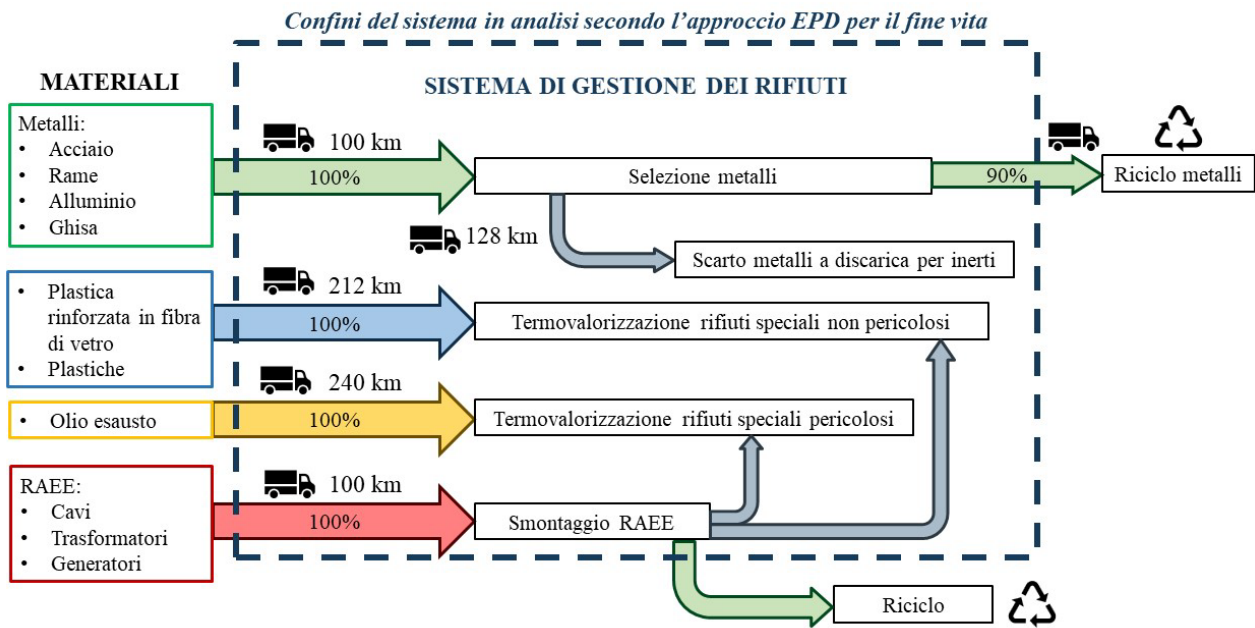


Figura 4 Rappresentazione grafica dei confini del sistema secondo l'approccio EPD per il fine vita

3. Valutazione degli impatti: risultati e discussione

I potenziali impatti complessivi per unità funzionale (1 GWh) stimati con il metodo EF 3.0, per le sedici categorie d'impatto previste, e i risultati del metodo CED sono riportati nella Tabella 13.

Tabella 13 Carichi ambientali complessivi dell'unità funzionale (1 GWh di energia elettrica prodotta dal parco eolico offshore e fornita alla RTN a terra) nello scenario base, calcolati con il metodo Environmental Footprint 3.0 e con il metodo Cumulative Energy Demand

Categoria d'impatto; metodo EF 3.0	Abbreviazione	Unità	Totale
Cambiamento climatico	CC	t CO ₂ eq	30
Assottigliamento dello strato di ozono	AO	g CFC ₁₁ eq	2
Radiazioni ionizzanti	RI	kBq U-235 eq	1.935
Formazione di ozono fotochimico	FO	kg NMVOC eq	171
Assunzione di materiale particolato	AP	disease inc.	0,0020
Tossicità umana non cancerogena	TU nc	CTUh	0,0016
Tossicità umana cancerogena	TU c	CTUh	0,0002
Acidificazione	A	mol H ⁺ eq	266
Eutrofizzazione in acqua dolce	ED	kg P eq	17
Eutrofizzazione marina	EM	kg N eq	50
Eutrofizzazione terrestre	ET	mol N eq	528
Ecotossicità delle acque dolci	EC	CTUe	1.360.932
Consumo di suolo	CS	Pt	120.020
Consumo di risorse idriche	CA	m ³ depriv.	12.632
Consumo di risorse energetiche non rinnovabili	CRNR	GJ	353
Consumo di risorse, minerali e metalli	CRM	kg Sb eq	3
Metodo CED	Abbreviazione	Unità	Totale
Risultato complessivo	CED	GJ	413

In Figura 5 si rappresenta in forma grafica l'analisi dei contributi relativamente ai risultati riportati in tabella 13 calcolati con il metodo Environmental Footprint 3.0.

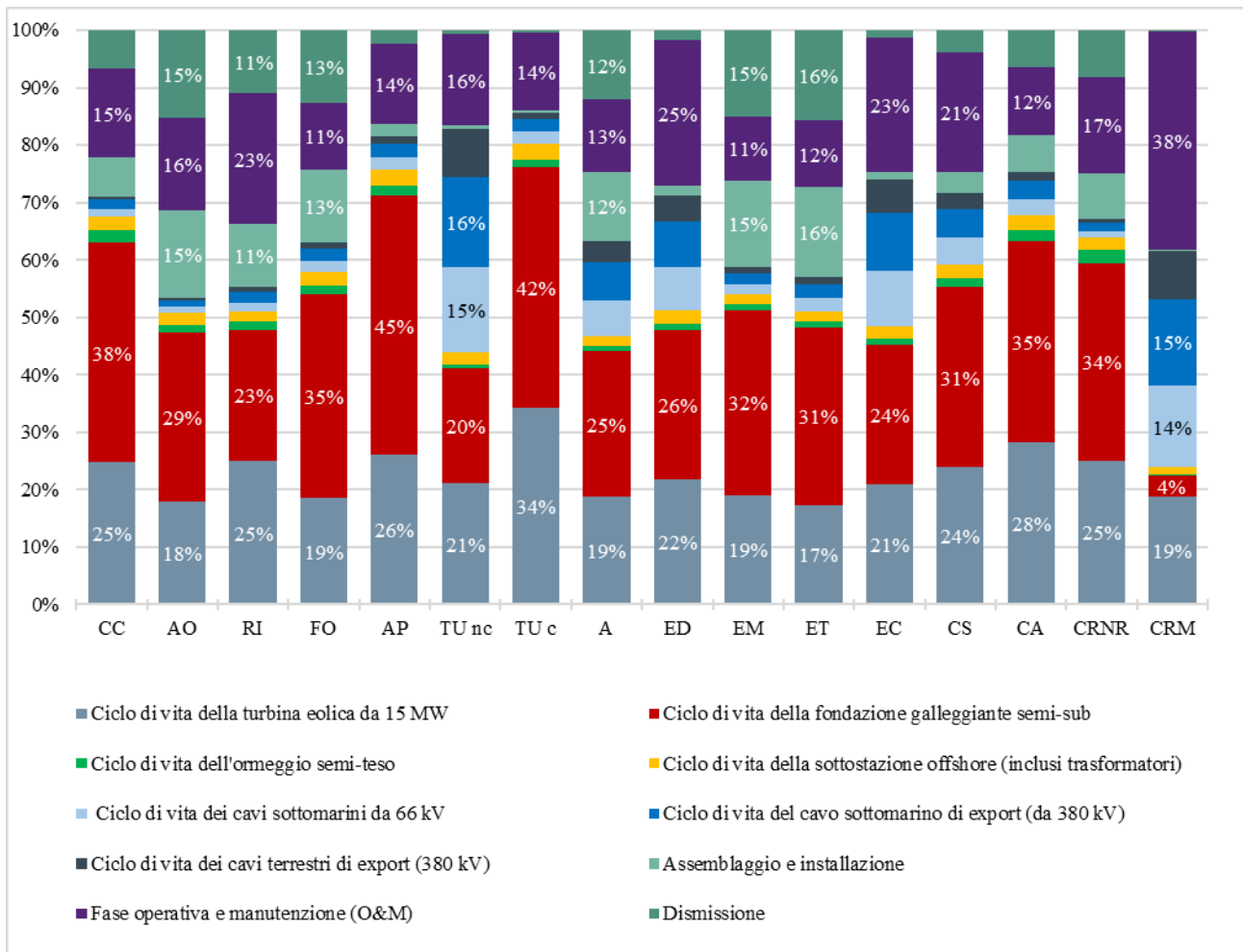


Figura 5 Analisi dei contributi ai potenziali carichi ambientali totali dell'unità funzionale (1 GWh) nello scenario base, calcolati con il metodo EF 3.0. Le categorie d'impatto analizzate sono abbreviate come segue: CC=cambiamento climatico; AO=assottigliamento dello strato di ozono; RI=radiazioni ionizzanti; FO=formazione di ozono fotochimico; AP=assunzione di materiale particolato; TU nc=tossicità umana non cancerogena; TU c=tossicità umana cancerogena; A=acidificazione; ED=eutrofizzazione in acqua dolce; EM=eutrofizzazione marina; ET=eutrofizzazione terrestre; EC=ecotossicità delle acque dolci; CS=consumo di suolo; CA=consumo di risorse idriche; CRNR=consumo di risorse energetiche non rinnovabili; CRM =consumo di risorse, minerali e metalli.

Risulta evidente che il ciclo di vita della fondazione galleggiante costituisce un contributo molto rilevante in tutte le categorie d'impatto, compreso tra il 20% (Tossicità umana non cancerogena) e il 45% (Assunzione di materiale particolato) degli impatti totali, con la sola eccezione del Consumo di risorse, minerali e metalli (4%). Un altro contributo importante è quello del ciclo di vita della turbina eolica, compreso tra il 17% (Eutrofizzazione terrestre) e il 34% (Tossicità umana cancerogena) dei carichi ambientali complessivi. Infatti, in quasi tutte le categorie d'impatto risultano il primo o il secondo principale contributo. In particolare, il ciclo di vita della fondazione galleggiante è il principale *hotspot* in 13 categorie d'impatto su 16, mentre il ciclo di vita della turbina in 2 categorie (Radiazioni ionizzanti e Tossicità umana non cancerogena) su 16. Fanno eccezione la categoria Consumo di risorse, minerali e metalli dove, invece, è la fase operativa e di manutenzione (O&M) a costituire il principale contributo agli impatti totali (38%) e la categoria Radiazioni ionizzanti in cui la fase O&M presenta lo stesso contributo del ciclo di vita della fondazione galleggiante (23%). Questa fase è inoltre il secondo contributo più importante nell'Eutrofizzazione delle acque dolci e nell'Ecotossicità delle acque dolci determinando il 23% degli impatti totali, in entrambi i casi. Per tutte le altre categorie, la fase O&M risulta essere il terzo o quarto contributo in ordine di incidenza relativa. Le fasi di assemblaggio ed installazione e quella

di dismissione (le due fasi del ciclo di vita sono modellizzate allo stesso modo e pertanto presentano gli stessi risultati nella valutazione degli impatti) determinano un contributo superiore al 10% in 6 categorie d'impatto (Assottigliamento dello strato di ozono, Radiazioni ionizzanti, Formazione di ozono fotochimico, Acidificazione, Eutrofizzazione marina ed Eutrofizzazione terrestre). Infine, nelle categorie Tossicità umana non cancerogena e Consumo di risorse, minerali e metalli risultano apprezzabili i contributi di alcuni elementi del sistema elettrico e, in particolare, dei cavi sottomarini di export, rispettivamente pari al 16% e 15% circa e dei cavi sottomarini a 66 kV, rispettivamente pari al 15% e 14%

Alla luce della rilevanza della fondazione galleggiante, si riporta in Figura 6 la relativa analisi dei contributi così da evidenziare meglio le fasi del ciclo di vita della stessa e la relativa importanza rispetto al risultato complessivo.

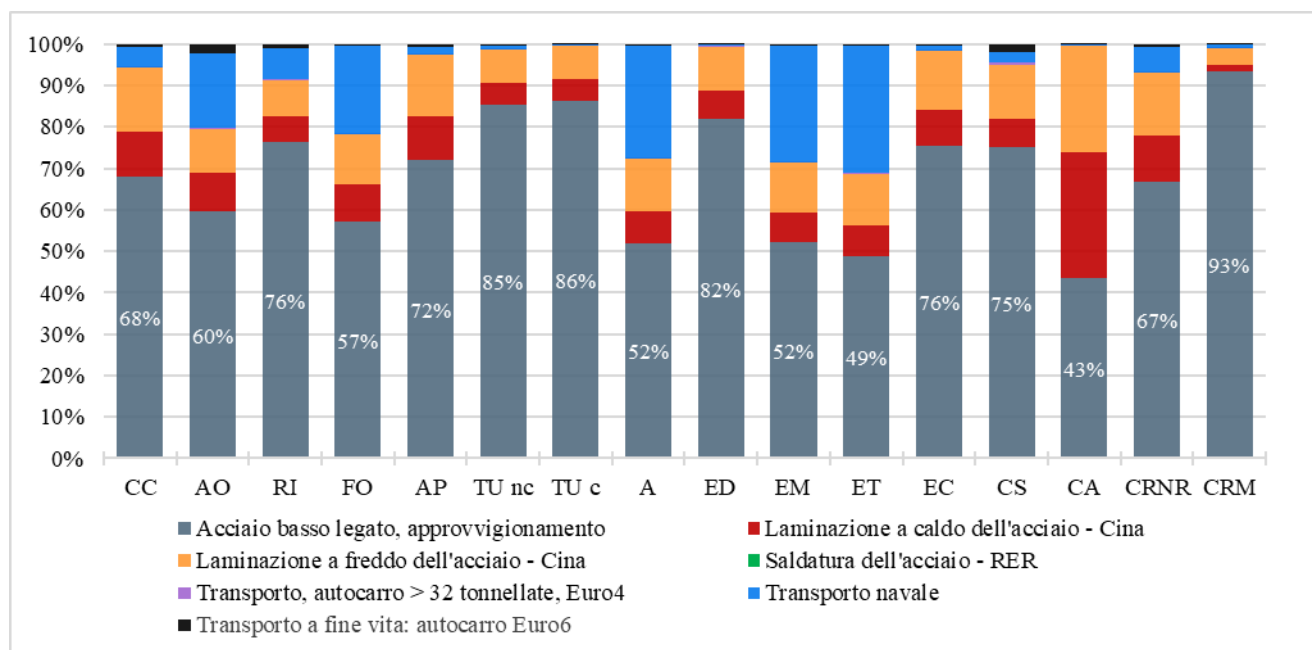


Figura 6 Analisi dei contributi ai potenziali impatti ambientali del ciclo di vita della fondazione galleggiante nello scenario base, calcolato con il metodo EF 3.0

Scorporando questi risultati dal totale si può osservare come l'approvvigionamento della materia prima, ossia dell'acciaio, sia la fase di vita più influente sul risultato complessivo, in quanto contribuisce tra il 43% (Consumo d'acqua) e il 93% (Consumo di risorse, minerali e metalli) sul totale.

Per quanto riguarda il ciclo di vita della turbina eolica, rappresentato finora nel suo complesso, in Figura 7 viene scorporato il contributo delle tre componenti principali: torre, rotore e navicella.

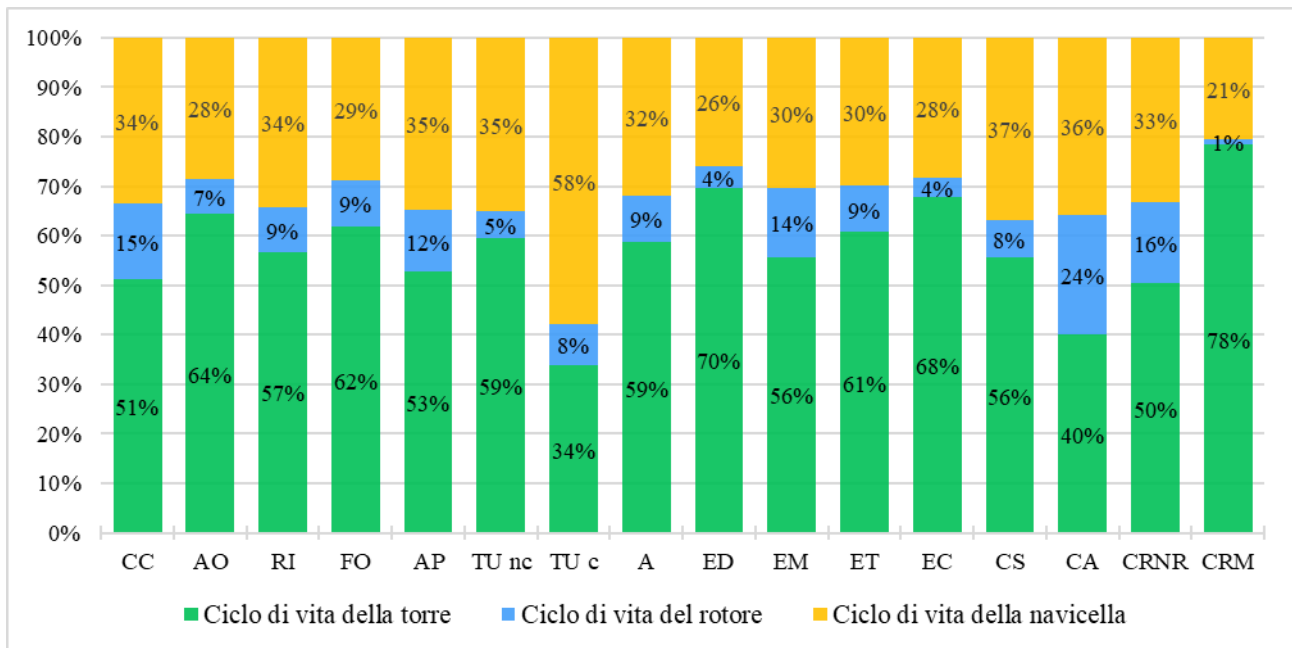


Figura 7 Analisi dei contributi agli impatti totali della turbina eolica, nello scenario base, calcolato con il metodo EF 3.0

Risulta evidente che il ciclo di vita della torre fornisce il contributo più significativo per tutte le categorie d’impatto tranne che per la Tossicità umana cancerogena dove, invece, il ciclo di vita della navicella copre il 58% del carico ambientale complessivo. Il ciclo di vita dei tre componenti può essere ulteriormente suddiviso per analizzarne le fasi più impattanti (si veda la rappresentazione grafica riportata in Appendice D – dettagli sull’interpretazione dei risultati e analisi dei contributi). In buona parte delle categorie risultano particolarmente rilevanti gli impatti dell’acciaio, sia basso legato che inossidabile; altri elementi significativi risultano il rame e le componenti elettroniche.

3.1. Indici di payback

In riferimento agli indici di payback introdotti nel paragrafo 1.5, i risultati della valutazione degli impatti dell’intero ciclo di vita utili al calcolo dei suddetti indici si riportano in Tabella 14.

Tabella 14 Risultati significativi ai fini del calcolo del CO₂ payback time (CBPT) e dell’energy payback time (EPBT)

Producibilità del parco eolico	Unità	Valore
Produzione di elettricità annuale dall’impianto	GWh/anno	1.436
Produzione di elettricità complessiva (sul ciclo di vita) dell’impianto	GWh	43.076
Impatto sul cambiamento climatico	Unità	Valore
Emissioni totali per il ciclo di vita dell’impianto (43.076 GWh)	t CO ₂ eq.	1.300.000
Emissioni da gas naturale per la produzione di energia elettrica pari a quella prodotta dall’impianto in un anno (1.436 GWh/anno)	t CO ₂ eq.	674.000
Cumulative energy demand	Unità	Valore
Richiesta di energia, diretta ed indiretta, per il ciclo di vita dell’impianto	GWh	4.937
Richiesta di energia, diretta ed indiretta, per la fase di O&M	GWh	829
Richiesta annuale di energia, diretta ed indiretta, per la fase di O&M	GWh/anno	28

Alla luce di questi risultati, si calcolano i valori degli indici relativi all’impianto eolico in analisi:

- il CO₂ payback time (CPBT) risulta pari a 2 anni;
- l'energy payback time (EPBT) risulta pari a 3 anni.

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 climalteranti ed energia per la realizzazione dell'impianto vengono ampiamente ripagati.

3.2. Risultati delle analisi di sensibilità

3.2.1. Analisi di sensibilità sulla massa della fondazione galleggiante

Come anticipato, si analizza uno scenario alternativo in cui la fondazione galleggiante risulta avere una massa complessiva pari a 3.500 tonnellate (interamente di acciaio) anziché 4.800. Una riduzione del peso del 27% corrisponde ad una pari riduzione degli impatti del ciclo di vita della sola fondazione galleggiante, dato che i carichi ambientali associati non solo alla produzione e alla lavorazione del materiale, ma anche ai trasporti dello stesso, sono legati linearmente alla quantità di acciaio ipotizzata.

In relazione alla valutazione degli impatti dell'unità funzionale, in Tabella 15 si riportano i risultati nel suddetto scenario e la relativa variazione percentuale rispetto allo scenario base.

Tabella 15 Risultati della valutazione degli impatti nello scenario con fondazione galleggiante di massa ridotta; in parentesi si riporta la variazione percentuale rispetto allo scenario base. Variazioni inferiori al ± 10% non si ritengono significative

Categoria d'impatto	Unità	Scenario alternativo: massa della fondazione pari a 3.500 t
Cambiamento climatico	kg CO ₂ eq	27.017 (-10%)
Assottigliamento dello strato di ozono	kg CFC-11 eq	0,0020 (-9%)
Radiazioni ionizzanti	kBq U-235 eq	1.790 (-7%)
Formazione di ozono fotochimico	kg NMVOC eq	154 (-10%)
Assunzione di materiale particolato	disease inc.	0,0018 (-12%)
Tossicità umana non cancerogena	CTUh	0,0015 (-5%)
Tossicità umana cancerogena	CTUh	0,00015 (-11%)
Acidificazione	mol H ⁺ eq	248 (-7%)
Eutrofizzazione in acqua dolce	kg P eq	16 (-7%)
Eutrofizzazione marina	kg N eq	46 (-9%)
Eutrofizzazione terrestre	mol N eq	485 (-8%)
Ecotossicità delle acque dolci	CTUe	1.274.331 (-6%)
Consumo di suolo	Pt	109.545 (-9%)
Consumo di risorse idriche	m ³ depriv.	11.432 (-9%)
Consumo di risorse energetiche non rinnovabili	MJ	319.315 (-9%)
Consumo di risorse, minerali e metalli	kg Sb eq	2,78 (-1%)

Nella tabella 15 si evidenziano le categorie per cui si rileva un miglioramento superiore al -10%: Cambiamento climatico, Formazione ozono fotochimico, Assunzione di particolato e Tossicità umana cancerogena. In ogni caso in molte altre categorie d'impatto la variazione è di poco inferiore al 10%.

3.2.2. Analisi di sensibilità sull'approvvigionamento dell'acciaio

Sebbene non costituisca il principale *hotspot* del ciclo di vita della fondazione galleggiante, com'è possibile osservare in Figura 6, la fase di trasporto via nave dalla Cina all'Italia risulta il secondo elemento più rilevante in cinque categorie d'impatto (Assottigliamento dello strato di ozono,

Formazione ozono fotochimico, Acidificazione, Eutrofizzazione marina ed Eutrofizzazione terrestre). Si riportano, quindi, i risultati relativi all'analisi di sensibilità in merito all'approvvigionamento dell'acciaio: i tre scenari europei ipotizzati rappresentano delle situazioni medie di approvvigionamento, considerando la diffusione nei diversi Paesi europei delle acciaierie, e si differenziano per le modalità di trasporto ipotizzate. Nella Tabella 16 si riporta, per ogni categoria d'impatto, la variazione percentuale dei risultati complessivi, riferiti all'unità funzionale, nei diversi scenari di approvvigionamento rispetto allo scenario base. Si evidenziano le categorie d'impatto per cui si riscontra una variazione significativa (almeno del $\pm 10\%$).

Tabella 16 Variazione di impatto dell'unità funzionale (1 GWh), calcolati con il metodo EF 3.0, tra lo scenario base e gli scenari di approvvigionamento europeo dell'acciaio dell'analisi di sensibilità. La variazione è stata calcolata come: [(impatto scenario europeo – impatto scenario base) / impatto scenario base] $\times 100$. Variazioni di impatto inferiori al 10% sono ritenute non significative.

Categorie d'impatto	Variazione percentuale rispetto allo scenario base		
	Scenario approvvigionamento europeo: autocarro	Scenario approvvigionamento europeo: treno	Scenario approvvigionamento europeo: nave o treno
CC	-10%	-12%	-12%
AO	3%	-6%	-7%
RI	27%	26%	27%
FO	-15%	-16%	-16%
AP	-12%	-16%	-16%
TU nc	-10%	-10%	-10%
TU c	8%	8%	8%
A	-13%	-13%	-14%
EM	-3%	-3%	-3%
ED	-17%	-17%	-18%
ET	-15%	-16%	-16%
EC	-10%	-10%	-10%
CS	9%	-3%	-4%
CA	-4%	-4%	-3%
CRNR	-4%	-7%	-7%
CRM	-1%	-1%	-1%

Legenda: CC=cambiamento climatico; AO=assottigliamento dello strato di ozono; RI=radiazioni ionizzanti; FO=formazione di ozono fotochimico; AP=assunzione di materiale particolato; TU nc=tossicità umana non cancerogena; TU c=tossicità umana cancerogena; A=acidificazione; ED=eutrofizzazione in acqua dolce; EM=eutrofizzazione marina; ET=eutrofizzazione terrestre; EC=ecotossicità delle acque dolci; CS=consumo di suolo; CA=consumo di risorse idriche; CRNR=consumo di risorse energetiche non rinnovabili; CRM =consumo di risorse, minerali e metalli.

Per otto categorie d'impatto si osserva un miglioramento compreso tra -10% e -18%: Cambiamento Climatico, Formazione ozono fotochimico, Assunzione particolato, Tossicità umana non cancerogena, Acidificazione, Eutrofizzazione acque dolci, Eutrofizzazione terrestre, Ecotossicità. Invece, nella categoria Radiazioni ionizzanti si rileva un peggioramento (impatti ambientali maggiori) rispetto allo scenario base. Nelle altre categorie, infine, non si può concludere che ci sia un netto miglioramento o peggioramento. Dai valori riportati in tabella si può anche concludere che tra i diversi scenari di approvvigionamento europeo non ci sono differenze sostanziali e quindi il mezzo di trasporto utilizzato per l'approvvigionamento non è rilevante ai fini dei risultati complessivi.

I valori numerici della valutazione degli impatti in questi scenari sono riportati in appendice (Tabella D. 1).

3.2.3. Analisi di sensibilità sull'approvvigionamento della turbina eolica

In Tabella 17 si riportano i risultati della valutazione degli impatti dell'unità funzionale (1 GWh) nello scenario con produzione dell'intera turbina eolica in Cina.

Tabella 17 Risultati della valutazione degli impatti nello scenario con turbina eolica approvvigionata interamente dalla Cina; in parentesi si riporta la variazione percentuale rispetto allo scenario base. Variazioni inferiori al $\pm 10\%$ non si ritengono significative

Categorie d'impatto	Unità	Scenario: approvvigionamento turbina eolica in Cina
Cambiamento climatico	kg CO ₂ eq	30.413 (1,2%)
Assottigliamento dello strato di ozono	kg CFC-11 eq	0,002 (-0,1%)
Radiazioni ionizzanti	kBq U-235 eq	1.840 (-4,9%)
Formazione di ozono fotochimico	kg NMVOC eq	173 (1,5%)
Assunzione di materiale particolato	disease inc.	0,002 (1,7%)
Tossicità umana non cancerogena	CTUh	0,002 (0,2%)
Tossicità umana cancerogena	CTUh	0,0002 (0,1%)
Acidificazione	mol H ⁺ eq	270 (1,4%)
Eutrofizzazione in acqua dolce	kg P eq	17 (-0,5%)
Eutrofizzazione marina	kg N eq	51 (1,8%)
Eutrofizzazione terrestre	mol N eq	538 (1,9%)
Ecotossicità delle acque dolci	CTUe	1.372.824 (0,9%)
Consumo di suolo	Pt	120.550 (0,4%)
Consumo di risorse idriche	m ³ depriv.	12.640 (0,1%)
Consumo di risorse energetiche non rinnovabili	MJ	353.523 (0,2%)
Consumo di risorse, minerali e metalli	kg Sb eq	3 (0%)

In nessuna categoria d'impatto si riscontra una variazione significativa, quindi la scelta del luogo di approvvigionamento della turbina eolica non risulta influire sui risultati.

3.2.4. Analisi di sensibilità sulla fase di Operation&Maintenance

Con riferimento ai carichi ambientali complessivi dell'unità funzionale (Figura 5), è stato osservato che la fase operativa, qui modellizzata in termini di parti di ricambio necessarie per la manutenzione dell'impianto, risulta essere il principale *hotspot* della categoria Consumo di risorse, minerali e metalli, in cui corrisponde al 38% degli impatti totali. Nelle altre categorie risulta essere il secondo, il terzo o il quarto contributo più determinante rispetto ai carichi ambientali complessivi, oscillando tra l'11% e il 23% del totale. Nello specifico, il contributo relativo alla categoria CRM è principalmente legato alla presenza delle componenti elettroniche (datasetecoinvent: *Electronics, for control units {GLO}| market for | Cut-off, U*) ipotizzate per la manutenzione, e in particolare alla presenza di oro nei circuiti.

Nonostante si rilevino questi risultati, è importante sottolineare che la modellizzazione della fase di O&M non è stata supportata da dati primari, quindi anche i risultati potrebbero non essere totalmente rappresentativi della situazione reale. Innanzitutto, i tassi di sostituzione sono stati dedotti dalla letteratura (Garcia-Teruel et al., 2022), perciò derivano dall'applicazione di un modello di *Operation&Maintenance* ad una situazione non specifica per l'impianto in esame. Inoltre, la specifica assunzione del dataset diecoinvent (*Electronics, for control units {GLO}| market for | Cut-off, U*), qui utilizzato nella modellizzazione delle componenti elettroniche nella

torre della turbina eolica, così come nell'inventario dello studio di Radaal et al. (2014) potrebbe, in realtà, non corrispondere alle reali necessità di manutenzione.

In Tabella 18 si riporta quindi la variazione percentuale dei carichi ambientali della sola fase di O&M a seconda degli scenari alternativi analizzati rispetto allo scenario base.

Tabella 18 Analisi di sensibilità sulla fase di *Operation & Maintenance* (O&M): variazione di impatto ambientale della sola fase di O&M nei tre scenari alternativi rispetto allo scenario base

Categoria d'impatto	Variazione percentuale tra scenario base e scenario O&M ridotto	Variazione percentuale tra scenario base e scenario O&M aumentato	Variazione percentuale tra scenario base e scenario O&M combinato
CC	-43%	17%	-26%
AO	-48%	68%	19%
RI	-53%	29%	-25%
FO	-44%	57%	13%
AP	-41%	24%	-17%
TU nc	-45%	107%	62%
TU c	-13%	18%	6%
A	-49%	63%	15%
ED	-61%	36%	-25%
EM	-50%	24%	-25%
ET	-50%	28%	-22%
EC	-59%	50%	-9%
CS	-52%	35%	-17%
CA	-38%	35%	-4%
CRNR	-44%	37%	-8%
CRM	-68%	43%	-26%

Come ci si poteva aspettare, è possibile osservare un beneficio dato dalla riduzione dei carichi ambientali della fase operativa nello scenario "ridotto" e un peggioramento dato dall'aumento degli impatti nello scenario "aumentato". Nello specifico, nello scenario ridotto si verifica una riduzione degli impatti della fase operativa tra -13% e -68%, mentre nello scenario aumentato un aumento dei carichi ambientali tra +17% e +107%.

Lo scenario combinato presenta una situazione intermedia: c'è un beneficio in 8 categorie d'impatto su 16 e un peggioramento in 4 categorie.

Si riportano di seguito anche le analisi dei contributi per la sola fase operativa nello scenario base (Figura 8), nello scenario O&M ridotto (Figura 9), nello scenario O&M aumentato (Figura 10) e nello scenario O&M combinato (Figura 11). Tutti i contributi sono da intendersi come riferiti alle quantità totali necessarie per la manutenzione del singolo elemento riportato nell'arco dei 30 anni di vita utile del parco eolico.

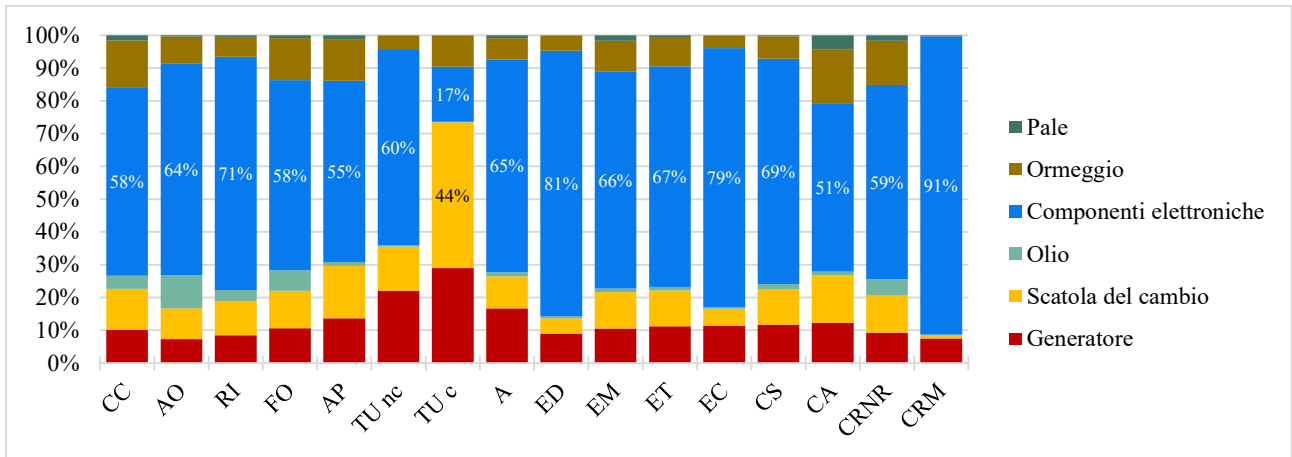


Figura 8 Analisi dei contributi agli impatti ambientali della sola fase di *Operation & Maintenance* (O&M) nello scenario base, calcolati con il metodo EF 3.0

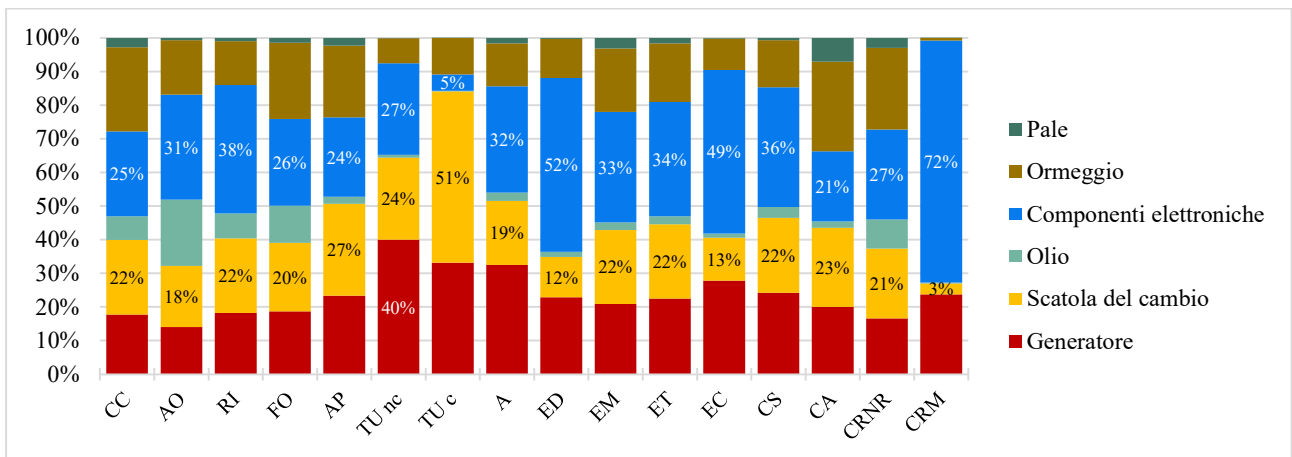


Figura 9 Analisi dei contributi agli impatti ambientali della sola fase di *Operation & Maintenance* (O&M) nello scenario di O&M ridotto, calcolati con il metodo EF 3.0

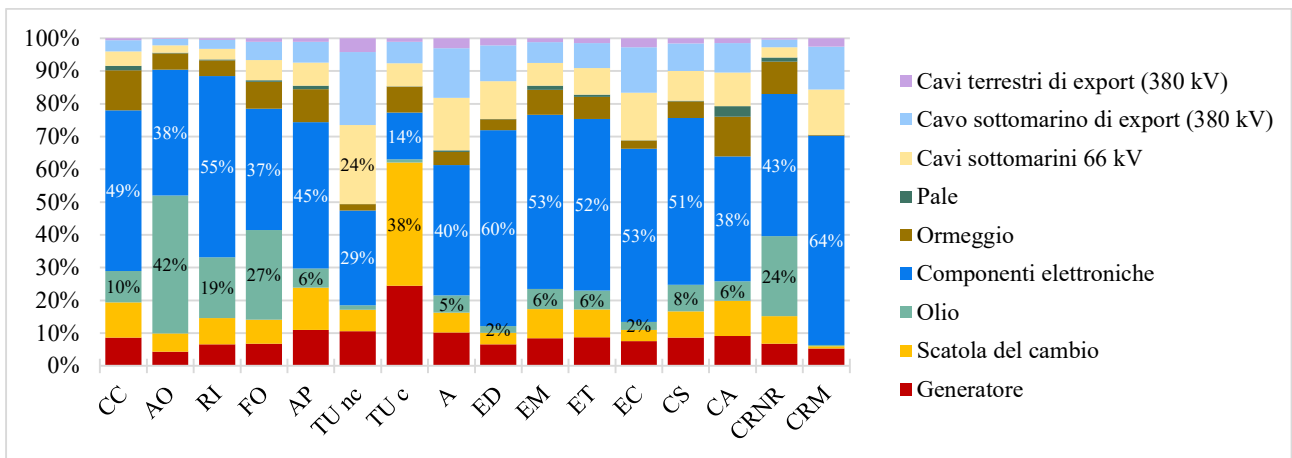


Figura 10 Analisi dei contributi agli impatti ambientali della sola fase di *Operation & Maintenance* (O&M) nello scenario di O&M aumentato, calcolati con il metodo EF 3.0

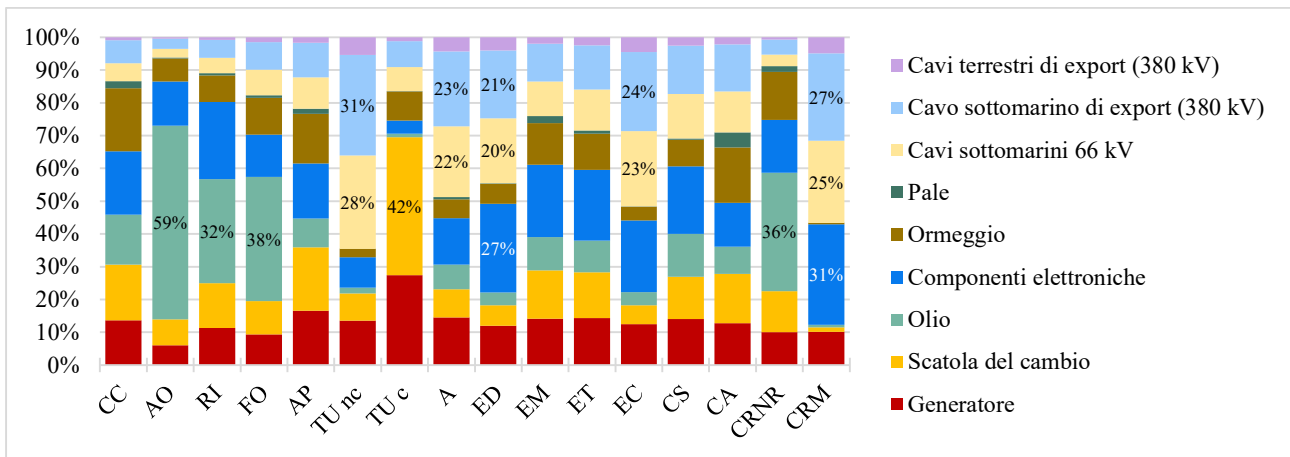


Figura 11 Analisi dei contributi agli impatti ambientali della sola fase di *Operation & Maintenance* (O&M) nello scenario di O&M combinato, calcolati con il metodo EF 3.0

Dall'analisi delle quattro rappresentazioni grafiche si possono trarre le seguenti considerazioni:

1. Nello scenario base le componenti elettroniche determinano più della metà degli impatti complessivi (51% - 91%) in 15 categorie d'impatto su 16. Fa eccezione la categoria di Tossicità umana cancerogena, dove la scatola del cambio è l'elemento più rilevante (44%) a causa della presenza di ferrocromo nel processo di produzione dell'acciaio inossidabile.
2. Nello scenario ridotto, nonostante si riduca il numero di sostituzioni delle componenti elettroniche (un solo cambio per turbina in 30 anni di vita utile), il loro contributo agli impatti complessivi della fase di O&M rimane rilevante (fino al 72%); aumenta però il numero di categorie d'impatto in cui la scatola del cambio diventa l'elemento associato al contributo relativo più significativo (3 categorie su 16); inoltre, in una categoria (Tossicità umana cancerogena) emerge il contributo del generatore, in particolare legato alla presenza di rame.
3. Nello scenario aumentato, il contributo delle componenti elettroniche sul totale si riduce ma risulta ancora il più significativo in quasi tutte le categorie: fanno eccezione la categoria Tossicità umana cancerogena, dove la scatola del cambio è ancora la più importante (38%), e la categoria Assottigliamento dello strato di ozono, dove l'olio lubrificante contribuisce al 42% del totale. Gli impatti dell'olio lubrificante nella categoria AO sono legati in particolare al diesel di cui è costituito (secondo il databaseecoinvent) e al petrolio utilizzato per la produzione del diesel stesso.
4. Nello scenario combinato la situazione è più variegata e meno netta: come ci si poteva aspettare, aumentando i cambi dell'olio lubrificante, il relativo contributo diventa più significativo e addirittura quello più rilevante in 4 categorie d'impatto su 16; la manutenzione della scatola del cambio rimane il contributo più significativo per la categoria TUC; l'introduzione della manutenzione dei cavi (50% di sostituzione durante la vita utile) è associata a contributi rilevanti in diverse categorie d'impatto e in particolare nella Tossicità umana non cancerogena (65% dell'impatto totale distribuito tra cavi sottomarini da 66 kV, cavo sottomarino di export e cavi terrestri come 28%, 31%, 5%) e nel Consumo di risorse, minerali e metalli (57% composto da 25%, 27% e 5% per le tre tipologie di cavi) dove l'impatto dei cavidotti è legato principalmente alla richiesta di rame, utilizzato come materiale conduttore. In quest'ultima categoria si riduce così il contributo delle componenti elettriche (31%) che rimaneva sostanziale negli altri scenari.

Per valutare come tali cambiamenti nella singola fase di O&M si traducono sui risultati complessivi della valutazione degli impatti dell'unità funzionale (1 GWh), si riportano (Tabella 19) le variazioni

che si osservano nei tre scenari; i valori numerici dei risultati della valutazione degli impatti in questi scenari sono riportati, invece, in appendice (Tabella D. 2).

Tabella 19 Variazione di impatto dell'unità funzionale (1 GWh), calcolati con il metodo EF 3.0, tra lo scenario base e gli scenari O&M alternativi dell'analisi di sensibilità. La variazione è calcolata come: $[(\text{impatto scenario O\&M} - \text{impatto scenario base}) / \text{impatto scenario base}] \times 100$. Variazioni di impatto inferiori al 10% sono ritenute non significative.

Categoria d'impatto	Variazione percentuale tra scenario base e scenario O&M ridotto	Variazione percentuale tra scenario base e scenario O&M aumentato	Variazione percentuale tra scenario base e scenario O&M combinato
CC	-7%	3%	-4%
AO	-8%	11%	3%
RI	-12%	7%	-6%
FO	-5%	7%	2%
AP	-6%	3%	-2%
TU nc	-7%	17%	10%
TU c	-2%	2%	1%
A	-6%	8%	2%
ED	-15%	9%	-6%
EM	-6%	3%	-3%
ET	-6%	3%	-3%
EC	-14%	12%	-2%
CS	-11%	7%	-3%
CA	-5%	4%	
CRNR	-7%	6%	-1%
CRM	-26%	16%	-10%

Legenda: CC=cambiamento climatico; AO=assottigliamento dello strato di ozono; RI=radiazioni ionizzanti; FO=formazione di ozono fotochimico; AP=assunzione di materiale particolato; TU nc=tossicità umana non cancerogena; TU c=tossicità umana cancerogena; A=acidificazione; ED=eutrofizzazione in acqua dolce; EM=eutrofizzazione marina; ET=eutrofizzazione terrestre; EC=ecotossicità delle acque dolci; CS=consumo di suolo; CA=consumo di risorse idriche; CRNR=consumo di risorse energetiche non rinnovabili; CRM =consumo di risorse, minerali e metalli.

Rispetto agli impatti totali, si rileva un miglioramento (riduzione degli impatti) in cinque categorie d'impatto nel caso dello scenario O&M ridotto, mentre nello scenario aumentato c'è un peggioramento in quattro categorie; lo scenario combinato si può ritenere confrontabile allo scenario base tranne che per due categorie.

3.3. Confronto con parchi eolici onshore

Il confronto con altri studi LCA disponibili in letteratura non risulta sempre immediato, in particolare quando si vogliono confrontare diversi impianti eolici, ad esempio parchi onshore e parchi offshore. Sebbene la scelta dell'unità funzionale sia spesso analoga, ossia un'unità di energia elettrica generata, gli impatti potenziali stimati dipendono fortemente dalle caratteristiche dell'impianto e da come queste vengono modellizzate per la valutazione del ciclo di vita. Inoltre, i risultati dell'unità funzionale variano molto a seconda della 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 e/o modellistiche.

In Tabella 20 si riportano i principali dati e la *carbon footprint* di alcuni studi LCA, disponibili in letteratura o pubblicati da noti produttori di turbine eoliche, per singoli aerogeneratori o per interi parchi eolici. Ai fini del confronto, si riportano, inoltre, le caratteristiche del presente caso studio e

di due ipotetici cluster equivalenti (con la stessa producibilità elettrica) di turbine da installare onshore. Il cluster a) considera turbine da 4,5 MW, mentre il cluster b) da 6,6 MW: è stato quindi stimato di conseguenza il numero di aerogeneratori da installare per avere la stessa producibilità elettrica, assumendo fattore di capacità 31%.

Tabella 20 Confronto con altre analisi del ciclo di vita inerenti a turbine e impianti eolici onshore disponibili in letteratura

Fonte dei dati	Specifiche	Potenza nominale unitaria (MW)	Numero di turbine	Potenza totale installata (MW)	Sito di installazione	Vita utile (anni)	Fattore di capacità	Carbon footprint (g CO ₂ eq / kWh)
Jungbluth et al., 2005	-	0,6	1	0,6	Onshore	20	14%	11
Ardente et al., 2006	-	0,6	11	6,6	Onshore	20	19% ^c	14,8
Tremeac et al., 2009	-	4,5	1	4,5	Onshore	20	30%	15,8
Martinez et al., 2009	-	2	1	2	Onshore	20	34%	6,58
Guezuraga et al., 2012	G ^a	2	1	2	Onshore	20	34% ^c	9,73
	DD ^b	1,8	1	1,8	Onshore	20	21% ^c	8,82
Garrett&Ronde, 2012	V90	2	25	50	Onshore	20	36% ^c	9,7
Bonou et al., 2016	G ^a	2,3	1	2,3	Onshore	20	64%	6
	DD ^b	3,2	1	3,2	Onshore	20	55%	5
Siemens EPD, n.d.	DD ^b	3,2	20	64	Onshore	20	46%	4
Siemens EPD, n.d.	G ^a	4	80	320	Onshore	20	52%	10
Siemens Gamesa, 2022	G ^a	6,2	15	93	Onshore	25	44% ^c	6,5
	G ^a	6,6	15	99	Onshore	25	42% ^c	6,5
Mali&Garrett, 2023	DD ^b	6	17	102	Onshore	20	42% ^c	5,6
Brussa et al., 2022	DD	14,7	190	2.793	Offshore	30	34%	31
Caso studio offshore	G ^a	15	35	525	Offshore	30	31%	30
Ipotesi onshore a	G ^a	4,5	117	525	Onshore	30	31%	-
Ipotesi onshore b	G ^a	6,6	80	525	Onshore	30	31%	-

^a G= “geared” cioè con scatola del cambio;

^b DD= “direct drive” cioè con sistema di trasmissione diretta.

^c I fattori di capacità contrassegnati sono stati dedotti dai dati riportati negli studi ma non direttamente citati negli stessi

Si può notare una certa discrepanza nelle assunzioni di vita utile (generalmente in passato si assumevano 20 anni) e di fattore di capacità. Considerando che l'assunzione di fattore di capacità maggiore o di vita utile prolungata corrisponde ad una maggiore produzione di energia e quindi a impatti ridotti per unità di elettricità generata, al fine di rendere i risultati di altri studi LCA confrontabili con la presente analisi, è stata eseguita un'armonizzazione: gli impatti sul riscaldamento globale (GW) (g CO₂ eq/kWh) degli studi citati in Tabella 20 sono stati adattati alle condizioni di riferimento secondo la seguente equazione, proposta nella letteratura (Raadal et al., 2014).

$$(gCO_2 \text{ eq/kWh})_{adattato} = (gCO_2 \text{ eq/kWh})_{caso \text{ studio}} \cdot (CF_{caso \text{ studio}}/CF) \cdot (LT_{caso \text{ studio}}/LT)$$

I valori di riferimento (indicati nella formula dal pedice “caso studio”) sono la vita utile e il fattore di capacità indicati per il presente caso di studio e sono quindi uguali rispettivamente a 30 anni e 31%.

Oltre alla carbon footprint adattata, in Tabella 21, si riportano anche le emissioni totali (tonnellate di CO₂ eq.) stimate a partire dagli impatti per l'UF e dalla producibilità totale. Nel caso dell'ipotesi onshore (a) si è assunta la *carbon footprint* riportata da Tremeac et al. (2009) mentre nell'ipotesi (b) si assume il valore di Siemens Gamesa (2022).

Tabella 21 Risultati dell'armonizzazione della *Carbon Footprint* dedotta da altre analisi del ciclo di vita inerenti a turbine e impianti eolici onshore disponibili in letteratura; si riportano, inoltre, i risultati delle emissioni totali di CO₂ eq. per l'intero ciclo di vita sia nel caso si assuma la *Carbon Footprint* originale che quella adattata

Fonte dei dati	<i>Carbon footprint</i> (g CO ₂ eq/ kWh)	<i>Carbon footprint</i> (g CO ₂ eq/ kWh) adattata alle condizioni del caso studio	Producibilità netta annua (MWh/anno)	Producibilità totale vita utile (GWh)	Emissioni totali (t CO ₂ eq)	Emissioni totali (t CO ₂ eq) con <i>carbon footprint</i> adattata
Jungbluth et al., 2005	11	3	736	15	162	48
Ardente et al., 2006	14,8	6	10.985	220	3.252	1.319
Tremeac et al., 2009	15,8	10	11.826	237	3.737	2.393
Martinez et al., 2009	6,6	5	5.957	119	784	569
Guezuraga et al., 2012	9,7	7	5.980	120	1.164	848
	8,8	4	3.270	65	577	255
Garrett&Ronde, 2012	9,7	7	157.680	3.154	30.590	23.508
Bonou et al., 2016	6	8	12.844	257	1.541	2.098
	5	6	15.363	307	1.536	1.797
Siemens EPD, n.d.	4	4	260.000	5.200	20.800	20.592
Siemens EPD, n.d.	10	11	1.450.000	29.000	290.000	320.220
Siemens Gamesa, 2022	6,5	8	358.196	8.955	58.296	68.395
	6,5	7	367.467	9.187	60.081	67.930
Mali&Garrett, 2023	5,6	5	374.200	7.484	41.910	37.468
Brussa et al., 2022	31	34	306.223	9,187	284.787	310.047
Caso studio offshore	30	30	1.436.268	43.088	1.292.641	1.292.641
Ipotesi onshore a	15,8	10	1.436.268	43.088	680.791	435.985
Ipotesi onshore b	6,5	5	1.436.268	43.088	281.796	205.778

Dai risultati dell'armonizzazione si può subito notare che la *carbon footprint* e le emissioni totali del caso studio offshore sono risultati i peggiori. Nel caso delle ipotesi onshore l'impatto sul cambiamento climatico, sia in termini relativi all'unità funzionale che in termini assoluti, sarebbe ridotto rispetto al caso offshore.

Tuttavia, si deve sottolineare che il risultato di ogni studio, soprattutto se si valuta un intero parco eolico, è rappresentativo solo dello specifico impianto ed è difficile che il risultato sia estendibile ad altri impianti. Ad esempio, il risultato finale può essere influenzato da scelte come le caratteristiche del luogo di installazione, il luogo di approvvigionamento delle componenti, i mezzi di trasporto ipotizzati per l'approvvigionamento, le opere e le attività incluse nella fase di installazione e dismissione, la modellizzazione della fase operativa e delle attività di manutenzione, la lunghezza e la tipologia dei cavidotti necessari per la distribuzione dell'energia prodotta (se inclusi).

4. Conclusioni e raccomandazioni

Anche le tecnologie che sfruttano fonti di energia rinnovabili non sono prive di impatti ambientali, soprattutto se non si considerano unicamente l'impatto sul cambiamento climatico e soltanto la fase operativa. La metodologia dell'analisi del ciclo di vita (LCA) 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 e al ruolo che possono ricoprire le rinnovabili ai fini della decarbonizzazione della generazione di elettricità, uno studio LCA può dare indicazioni anche su altri impatti ambientali ed eventuali co-benefici.

Nel presente studio, per le categorie di impatto valutate mediante il metodo *Environmental Footprint 3.0*, i potenziali impatti ambientali dell'impianto eolico offshore analizzato sono determinati soprattutto dal ciclo di vita della fondazione galleggiante semi-sommersa e della turbina eolica: più specificatamente i contributi più sostanziali sono stati riscontrati per l'approvvigionamento delle materie prime necessarie. Dalle analisi dei contributi è emerso che gli impatti sono legati soprattutto alle ingenti quantità di materiali richiesti e in particolare all'acciaio. Il limitare l'approvvigionamento dell'acciaio ad un contesto più locale (ad esempio europeo) migliorerebbe modestamente le prestazioni ambientali dell'impianto in 8 categorie d'impatto su 16 ma determinerebbe anche maggiori impatti in una categoria. Il confronto tra diversi mezzi per il trasporto dell'acciaio prodotto, invece, non ha portato a risultati che permettano di concludere quale modalità sia preferibile. La riduzione della massa della fondazione galleggiante ai livelli indicati recentemente da alcuni produttori (che prevederebbero di scendere da 320 a 230 tonnellate di acciaio per MW di potenza della turbina installata) apporta benefici dell'ordine del 10% per buona parte delle categorie d'impatto analizzate. Il confronto tra la turbina eolica prodotta in Cina e in Europa non ha invece evidenziato differenze significative in nessuna categoria d'impatto.

Una fase del ciclo di vita dell'impianto che si è rivelata particolarmente rilevante è quella operativa, ed in particolare, le operazioni di manutenzione; come evidenziato dall'analisi di sensibilità, la modellizzazione di tale fase può influire significativamente sui risultati complessivi dell'analisi. Potrebbe, quindi, essere utile migliorarne la rappresentatività introducendo dati primari, al fine di ottenere risultati più accurati e ridurre le incertezze.

Considerando i risultati degli indici di *payback*, compresi tra 2 e 3 anni, si può affermare che l'impianto ripaga velocemente gli investimenti sia in termini di emissioni che di energia, rispetto alla vita utile di 30 anni. La *carbon footprint* del parco eolico risulta pari a 30 g CO₂ eq./kWh.

In conclusione, gli impianti offshore sono generalmente realizzati con turbine di massa più elevata rispetto agli aerogeneratori da installare a terra, e come tali richiedono sistemi di fondazione e galleggiamento più complessi per resistere alle sollecitazioni in mare aperto per lunghi periodi. D'altra parte, l'installazione su fondazioni galleggianti permette di accedere a risorse eoliche più lontane dalla costa, riducendo l'impatto visivo dell'impianto e l'interferenza con altre attività produttive. Il presente studio rileva come un impianto eolico galleggiante con aerogeneratori di grande taglia richieda ingenti quantità di materie prime, soprattutto acciaio, la cui produzione determina buona parte dei carichi ambientali complessivi nella maggior parte delle categorie d'impatto analizzate. Sebbene non emetta gas serra né inquinanti atmosferici durante la sua fase operativa, se si considera l'intero ciclo di vita, anche un parco eolico presenta degli impatti

ambientali non trascurabili. Ciononostante, si può comunque concludere che l'utilizzo delle risorse eoliche permette di ridurre di molto gli impatti sul riscaldamento globale rispetto alle alternative basate sulle fonti fossili.

È importante sottolineare che i risultati sono influenzati dalle ipotesi e dalle approssimazioni fatte nel processo di modellizzazione e dalla disponibilità di dati primari derivanti dal progetto dell'impianto, tenendo conto dello stato di avanzamento dello stesso al momento dell'analisi. Di conseguenza, sono da considerarsi rilevanti non tanto gli specifici valori ottenuti per i singoli indicatori ma le considerazioni che da essi possono essere tratte e che sono state discusse nella presente relazione. I risultati dell'analisi sono dunque da considerare innanzitutto come input delle decisioni progettuali, in un'ottica di ecodesign, e comunque sono suscettibili di ulteriori affinamenti nel corso degli sviluppi successivi del progetto.

Bibliografia

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.

Automobile Club d'Italia - ACI (2022). *Autoritratto 2021*. [Disponibile online](#).

Benato, R., Balanuye, İ., Köksal, F., Ozan, N., & Özdemirci, E. (2018). *Installation of XLPE-insulated 400 kV submarine AC power cables under the Dardanelles Strait: A 4 GW Turkish grid reinforcement*. *Energies*, 11(1), 164. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11010164>

Bonou, A., Laurent, A., & Olsen, S. I. (2016). Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy-from theory to application. *Applied Energy*, 180, 327-337.

Brussa, G., Grosso, M., & Rigamonti, L. (2022). *Valutazione del ciclo di vita di un impianto eolico offshore galleggiante: un caso studio italiano*. *Ingegneria dell'Ambiente*, Volume 9, numero 3: 163-177. DOI: <https://doi.org/10.32024/ida.v9i3.425>

Burger, B. and Bauer, C. (2007) Windkraft. In: Dones, R. (Ed.) et al., *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz*. Final report ecoinvent No. 6-XIII, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH.

Cellura M., Longo S., Mistretta, M. (2012). *LC A applicata alle tecnologie alimentate da energia solare: peculiarità e limiti metodologici*. VI Convegno della Rete Italiana LCA dal titolo "Dall'analisi del ciclo di vita all'impronta ambientale: percorsi ed esperienze a confronto", atti del convegno: pp. 15-22. [Disponibile online](#).

European Steel Association - EUROFER (2022). *European Steel in Figures 2022*. [Disponibile online](#).

Falbo A., Biganzoli L., Forte F., Rigamonti L., Grosso M. (2015). *Il sistema di gestione dei RAEE in Lombardia. Parte II - Valutazione del ciclo di vita*. *Ingegneria dell'Ambiente*, Volume 2, numero 3: 27-43. DOI: [dx.doi.org/10.14672/ida.v2i3.277](https://doi.org/10.14672/ida.v2i3.277)

Fazio, S. Biganzioli, F. De Laurentiis, V., Zampori, L., Sala, S. Diaconu, E. (2018) *Supporting information to the characterisation factors of recommended EF Life Cycle Impact Assessment methods, version 2, from ILCD to EF 3.0*, EUR 29600 EN, European Commission, Ispra, ISBN 978-92-79-98584-3, DOI: 10.2760/002447, PUBSY No. JRC114822.

Frischknecht R., Stolz P., Krebs L., deWildScholten M., Sinha P., et al. (2020). *Life cycle inventories and life cycle assessments of photovoltaic systems 2020*. IEA, Photovoltaic Power Systems Programme, Report IEA-PVPS, Task 12. ISBN 978-3-907281-14-7. [Disponibile online](#).

Garcia-Teruel, A., Rinaldi, G., Thies, P. R., Johanning, L., & Jeffrey, H. (2022). Life cycle assessment of floating offshore wind farms: An evaluation of operation and maintenance. *Applied Energy*, 307, 118067. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118067>

Garrett, P., & Rønde, K. (2013). Life cycle assessment of wind power: comprehensive results from a state-of-the-art approach. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 18, 37-48. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11367-012-0445-4>

- Giugliano M., Cernuschi S., Grosso M., Rigamonti L. (2011). *Material and energy recovery in integrated waste management system. An evaluation based on life cycle assessment*, Waste Management, 31, 2092-2101. DOI: [10.1016/j.wasman.2011.02.029](https://doi.org/10.1016/j.wasman.2011.02.029)
- Grosso M., Rigamonti L., Brambilla V., Luglietti R., Falbo A. (2012). *Supporto tecnico-scientifico in materia di valutazione del ciclo di vita (LCA) applicata a sistemi di gestione di rifiuti urbani in Regione Lombardia*. Progetto GERLA (GESTione Rifiuti in Lombardia – Analisi del ciclo di vita)
- Guezuraga, B., Zauner, R., & Pölz, W. (2012). Life cycle assessment of two different 2 MW class wind turbines. *Renewable Energy*, 37(1), 37-44. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.05.008>
- Hischier R., Classen M., Lehmann M. and Scharnhorst W. (2007). *Life cycle inventories of Electric and Electronic Equipment: Production, Use and Disposal*. ecoinvent report No. 18., Dübendorf (CH)
- Hischier R., Weidema B., Althaus H.-J., Bauer C., Doka G., Dones R., Frischknecht R., Hellweg S., Humbert S., Jungbluth N., Köllner T., Loerincik Y., Margni M. and Nemecek T. (2010). *Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods*. ecoinvent report No. 3, v2.2. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf
- ISPRA. (2020). *Catasto Rifiuti Sezione Nazionale*. [Disponibile online](#).
- Jorge, R. S., Hawkins, T. R., & 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, 9-15. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11367-011-0335-1>
- Jungbluth, N., Bauer, C., Dones, R., & Frischknecht, R. (2005). Life cycle assessment for emerging technologies: case studies for photovoltaic and wind power (11 pp). *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 10, 24-34.
- Lee, J. I., Jeong, W. H., Dinh, M. C., Yu, I. K., & Park, M. (2023). Comparative Analysis of XLPE and Thermoplastic Insulation-Based HVDC Power Cables. *Energies*, 16(1), 167. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16010167>
- Mali, S., Garrett, P. (2023). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore EnVentus V150-6.0 MW Wind Plant*. Vestas. [Disponibile online](#).
- Martínez, E., Sanz, F., Pellegrini, S., Jiménez, E., & Blanco, J. (2009). Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine. *Renewable energy*, 34(3), 667-673. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.05.020>
- The International EPD® System (2021). *General Programme Instructions for the International EPD® System, versione 4.0*. [Disponibile online](#).
- Tremeac, B., & Meunier, F. (2009). Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines. *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(8), 2104-2110.
- Raadal, H. L., Vold, B. I., Myhr, A., & Nygaard, T. A. (2014). GHG emissions and energy performance of offshore wind power. *Renewable energy*, 66, 314-324. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.11.075>
- Razdan, P., Garrett, P. (2019). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V117-4.2 MW Wind Plant*. P. 35

Rigamonti L., Grosso M., Sunseri M. C. (2009). *Influence of assumptions about selection and recycling efficiencies on the LCA of integrated waste management system*, Int J Life Cycle Assess n. 14 pp 411-419. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11367-009-0095-3>

Siemens (n.d.) *Environmental Product Declaration. A clean energy solution - from cradle to grave. Onshore wind power plant employing SWT-3.2-113*. [Disponibile online](#).

Siemens (n.d.) *Environmental Product Declaration. A clean energy solution - from cradle to grave. Onshore wind power plant employing SWT-4.0-130*.

Siemens Gamesa. (2022). *Electricity from a European onshore wind farm using SG 6.2-170 / 6.6-170 wind turbines*. [Disponibile online](#).

Wang, S., Wang, S., & Liu, J. (2019). Life-cycle green-house gas emissions of onshore and offshore wind turbines. *Journal of Cleaner Production*, 210, 804-810. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.031>

Weinzettel, J., Reenaas, M., Solli, C., & Hertwich, E. G. (2009). *Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine*. *Renewable Energy*, 34(3), 742-747. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.04.004>

Zampori, L. and Pant, R. (2019). *Suggestions for updating the Product Environmental Footprint (PEF) method*. EUR 29682 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, ISBN 978-92-76-00653-4, DOI:10.2760/265244, JRC11595

Appendice A - elenco dei principali dataset adottati per singola fase

Tabella A.1. Mix ACI anno 2021 per gli autocarri con massa superiore alle 32 tonnellate

Veicoli industriali pesanti	EURO 0, EURO 1, EURO 2, EURO 3 ^a	EURO 4	EURO 5	EURO 6	TOTALE
Alimentazione: GASOLIO Fascia: Oltre 32 t	5.156	448	372	1.514	7.490
	68,8%	6,0%	5,0%	20,2%	

^aModellizzati tutti come EURO 3

Tabella A.2. Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent versione 3.8 utilizzati per la modellizzazione del ciclo di vita di un rotore della turbina eolica da 15 MW, nello scenario base

Materiale	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per approvvigionamento materia prima	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per lavorazione materiale
Acciaio cromato	39,7 t	Steel, chromium steel 18/8, hot rolled {RER} market for	Sheet rolling, chromium steel {RER} processing
Ghisa	41,6 t	Cast iron {RER} market for	Section bar rolling, steel {RER} processing
Plastica rinforzata con fibre di vetro	108 t	Glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulded {RER} market for	
Trasporto per approvvigionamento	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Stabilimento produttivo Vestas a Taranto - porto di Taranto	189 t × 5 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, mix Euro Italiano anno 2021 (ACI, 2022)	Distanza dallo stabilimento produttivo Vestas a Taranto
Fine vita	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 e dataset creati	Assunzioni, fonte
Trasporto all'impianto di recupero dei metalli	81,3 t × 100 km	Transport, freight, lorry 16 - 32 metric ton, euro6 {RER} market for	Distanza adattata dallo studio di Giugliano et al., 2011
Trasporto all'impianto di termovalorizzazione	108 t × 212 km		Assunzione della distanza per il trasporto ad un impianto di termovalorizzazione di rifiuti speciali, considerando la distribuzione degli impianti in Puglia e nelle regioni limitrofe e pesando la distanza sulle quantità gestite

Trasporto a discarica dei residui metallici non riciclabili	8,1 t × 128 km		Assunzione della distanza per il trasporto ad un impianto di discariche per inerti, considerando la distribuzione degli impianti in Puglia e pesando la distanza sulle quantità gestite
Selezione dei metalli ferrosi – acciaio, ghisa	81,3 t	Ferrous metals scrap sorting - dati Gerla	Processo modellizzato sulla base dei dati del Progetto GERLA per includere i consumi energetici della fase di selezione dei metalli da avviare a riciclo
Termovalorizzazione plastica rinforzata con fibra di vetro	108 t	Vetro (60%): Waste glass {CH} treatment of, municipal incineration Plastica (40%): Waste plastic, mixture {CH} treatment of, municipal incineration	
Smaltimento in discarica dei residui metallici non riciclabili – acciaio, ghisa	8,1 t	Scrap steel {CH} treatment of, inert material landfill	10% del peso totale dei metalli riciclabili

Tabella A.3. Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent 3.8 per la modellizzazione del ciclo di vita di una navicella della turbina eolica da 15 MW, nello scenario base

Materiali	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per approvvigionamento materia prima	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per lavorazione materiale
Acciaio (basso legato)	90,5 t	Steel, low-alloyed, hot rolled {RER} market for	Sheet rolling, steel {RER} processing
Acciaio cromato	298,8 t	Steel, chromium steel 18/8, hot rolled {RER} market for	Sheet rolling, chromium steel {RER} processing
Ghisa	135,6 t	Cast iron {RER} market for	Section bar rolling, steel {RER} processing
Plastica rinforzata con fibre di vetro	67,5 t	Glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulded {RER} market for	
Rame	6,1 t	Copper, cathode {GLO} market for	Wire drawing, copper {RER} processing
Alluminio	5,1 t	Aluminium, wrought alloy {GLO} market for	Sheet rolling, aluminium {RER} processing
Plastica (PE)	0,6 t	Polyethylene, high density, granulate, {RER} market for	Injection moulding {RER} processing
Olio lubrificante	0,6 t	Lubricating oil {RER} market for lubricating oil	
Trasporto per approvvigionamento	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Stabilimento produttivo Vestas - porto più vicino	605 t × 5 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, euro4 {RoW} market for	Distanza media calcolata sulla base degli stabilimenti produttivi Vestas in Europa (Danimarca e Germania)

Porto più vicino - Taranto	605 t × 5.516 km	Transport, freight, sea, container ship {GLO} market for	Distanza media calcolata sulla base degli stabilimenti produttivi Vestas in Europa (Danimarca e Germania) tramite lo strumento <i>SeaRates</i>
Fine vita	Quantità richiesta	Dataset diecoinvent versione 3.8 e dataset creati	Assunzioni, fonte
Trasporto al primo impianto di trattamento: recupero metalli - acciaio, ghisa, alluminio, rame	536 t × 100 km	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6	Distanza adattata da Giugliano et al., 2011
Trasporto all'impianto di termovalorizzazione – PRFV, PE	68,1 t × 212 km		Assunzione della distanza per il trasporto ad un impianto di termovalorizzazione di rifiuti speciali, considerando la distribuzione degli impianti in Puglia e nelle regioni limitrofe e pesando la distanza sulle quantità gestite
Trasporto all'impianto di termovalorizzazione – olio	0,6 t × 240 km		Assunzione della distanza per il trasporto ad un impianto di termovalorizzazione di rifiuti speciali pericolosi, considerando la distribuzione degli impianti in Puglia e nelle regioni limitrofe e pesando la distanza sulle quantità gestite
Trasporto a discarica dei residui metallici non riciclabili	53,5 t × 128 km	Transport, freight, lorry 16 - 32 metric ton, euro6 {RER} market for	Assunzione della distanza per il trasporto ad un impianto di discariche per inerti, considerando la distribuzione degli impianti in Puglia e pesando la distanza sulle quantità gestite
Selezione dei metalli ferrosi	531 t	Ferrous metals scrap sorting - dati Gerla	Processo modellizzato sulla base dei dati del Progetto GERLA per includere i consumi energetici della fase di selezione dei metalli da avviare a riciclo
Selezione dell'alluminio	5,1 t	Aluminium scrap sorting - dati Gerla	
Termovalorizzazione olio	0,6 t	Waste mineral oil {CH} treatment of, hazardous waste incineration	
Termovalorizzazione polietilene	0,6 t	Waste polyethylene {CH} treatment of, municipal incineration	
Termovalorizzazione plastica rinforzata con fibra di vetro	67,5 t	Vetro (60%): Waste glass {CH} treatment of, municipal incineration Plastica (40%): Waste plastic, mixture {CH} treatment of, municipal incineration	

Smaltimento in discarica dei residui metallici non riciclabili – acciaio, rame e ghisa	53 t	Scrap steel {CH} treatment of, inert material landfill	10% del peso totale dei metalli riciclabili
Smaltimento in discarica dei residui metallici non riciclabili - alluminio	0,51t	Waste aluminium {CH} treatment of, sanitary landfill	10% del peso totale dell'alluminio inviato a riciclo

Tabella A.4. Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent versione 3.8 utilizzati per la modellizzazione del ciclo di vita di una torre della turbina eolica da 15 MW, nello scenario base

Materiale	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per approvvigionamento materia prima	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per lavorazione materiale
Acciaio	1.159 t	Steel, low-alloyed, hot rolled {GLO} market for	Sheet rolling, steel {GLO} processing - mix Cina
Alluminio	25,2 t	Aluminium, wrought alloy {GLO} market for	Sheet rolling, aluminium {GLO} processing - mix Cina
Rame	12,6 t	Copper, cathode {GLO} market for	Wire drawing, copper {GLO} processing - mix Cina
Plastica (PE)	25,2 t	Polyethylene, high density, granulate, {GLO} market for	Injection moulding {GLO} processing - mix Cina
Componenti elettroniche per le unità di controllo	25,2 t	Electronics, for control units {GLO} market for	
Olio lubrificante	12,6 t	Lubricating oil {RoW} market for	
Fase produttiva	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Saldatura	150 m	Welding, arc, steel {RER} processing	Assumendo la saldatura lungo l'altezza della torre
Trasporto per approvvigionamento	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Impianto produttivo in Cina - porto più vicino	1.260 t × 36 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, euro4 {RER} market for	Distanza media ponderata sui volumi di acciaio prodotti dai primi cinque produttori in Cina (per volume)
Porto più vicino - Taranto	1.260 t × 15.411 km	Transport, freight, sea, container ship {GLO} market for	Distanza media ponderata sui volumi di acciaio prodotti dai primi cinque produttori in Cina (per volume); distanze calcolate tramite lo strumento <i>SeaRates</i>

Fine vita	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 e dataset creati	Assunzioni, fonte
Trasporto al primo impianto di recupero dei metalli	1.197 t × 100 km	Transport, freight, lorry 16 - 32 metric ton, euro6 {RER} market for	Distanza adattata da Giugliano et al., 2011
Trasporto all'impianto di termovalorizzazione – PE	25,2 × 212 km		Assunzione della distanza per il trasporto ad un impianto di termovalorizzazione di rifiuti speciali considerando la distribuzione degli impianti in Puglia e nelle regioni limitrofe e pesando la distanza sulle quantità gestite
Trasporto all'impianto di termovalorizzazione – olio	12,6 t × 240 km		Assunzione della distanza per il trasporto ad un impianto di termovalorizzazione di rifiuti speciali pericolosi, considerando la distribuzione degli impianti in Puglia e nelle regioni limitrofe e pesando la distanza sulle quantità gestite
Trasporto all'impianto di trattamento RAEE	25,2 t × 100 km		Distanza da Falbo et al., 2015
Trasporto a discarica dei residui metallici non riciclabili	119,5 t × 128 km		Assunzione della distanza per il trasporto ad un impianto di discariche per inerti, considerando la distribuzione degli impianti in Puglia e pesando la distanza sulle quantità gestite
Selezione dei metalli ferrosi	1.171 t	Ferrous metals scrap sorting - dati Gerla	Processo modellizzato sulla base dei dati del Progetto GERLA per includere i consumi energetici della fase di selezione dei metalli da avviare a riciclo
Selezione dell'alluminio	25,2 t	Ferrous metals scrap sorting - dati Gerla	
Smontaggio dei RAEE	25,2 t	Electronics scrap from control units {RER} treatment of + energy mix IT	Proxy per il disassemblaggio dei RAEE: modulo creato per modellizzare i consumi energetici relativi alla fase di smontaggio; fonte del consumo elettrico: Falbo et al., 2015
Termovalorizzazione olio	12,6 t	Waste mineral oil {CH} treatment of, hazardous waste incineration	
Termovalorizzazione polietilene	25,2 t	Waste polyethylene {CH} treatment of, municipal incineration	
Smaltimento in discarica dei residui metallici non riciclabili – acciaio, rame	117 t	Scrap steel {CH} treatment of, inert material landfill	10% del peso totale dei metalli riciclabili
Smaltimento in discarica dei residui metallici non riciclabili - alluminio	2,5 t	Waste aluminium {CH} treatment of, sanitary landfill	10% del peso totale dell'alluminio inviato a riciclo

Tabella A.5. Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent versione 3.8 utilizzati per la modellizzazione del ciclo di vita di una fondazione galleggiante di tipo semi-sommergibile, nello scenario base

Fase produttiva	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Produzione acciaio	4.800 t	Steel, low-alloyed {GLO} market for	
Lavorazione acciaio	4.800 t	Hot rolling, steel {RoW} processing - mix Cina	Modificato per assumere mix energetico cinese e produzione di energia termica nel contesto geografico “resto del mondo”
Lavorazione acciaio	4.800 t	Sheet rolling, steel {RoW} processing - mix Cina	Modificato per assumere mix energetico cinese e produzione di energia termica nel contesto geografico “resto del mondo”
Saldatura	373 m	Welding, arc, steel {RER} processing	Assumendo la saldatura lungo la parte superiore ed inferiore dei 3 cilindri con diametro 15m e 30m di saldatura supplementare lungo l'altezza di ogni cilindro
Trasporto per approvvigionamento	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Impianto produttivo in Cina - porto più vicino	4.800 t × 36 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, euro4 {RER} market for	Distanza media ponderata sui volumi di acciaio prodotti dai primi cinque produttori in Cina (per volume)
Porto più vicino - Taranto	4.800 t × 15.411 km	Transport, freight, sea, container ship {GLO} market for	Distanza media ponderata sui volumi di acciaio prodotti dai primi cinque produttori in Cina (per volume); distanze calcolate tramite lo strumento <i>SeaRates</i>
Fine vita	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Trasporto all'impianto di recupero metalli	4.800 t × 100 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, euro6 {RER} market for	Distanza secondo Falbo et al., 2015

Tabella A.6. Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent versione 3.8 per la modellizzazione del sistema di ormeggio semi-teso per una turbina eolica da 15 MW

Fase produttiva	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Produzione acciaio	189 t	Reinforcing steel {GLO} market for	Il dataset modella l'approvvigionamento di un mix di acciaio non legato (63%) e basso legato (37%), entrambi laminati a caldo (<i>hot rolled</i>)
Lavorazione acciaio	189 t	Section bar rolling, steel {RER} processing	
Saldatura	435 m	Welding, arc, steel {RER} processing	Assumendo 0,0023 m saldatura/kg acciaio dal dataset <i>Wind power plant, 2MW, offshore, fixed parts {GLO} construction</i>
Produzione poliestere (PE)	57,3 t	Polyethylene, high density, granulate {GLO} market for	Valore aumentato per assumere un'efficienza del processo di produzione della fibre pari a 98,5%
Produzione della fibra in PE	57,3 t	Fibre, polyester {RoW} polyester fibre production, finished	Modificato per eliminare la materia prima già contenuta nel modulo
Trasporto per approvvigionamento	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Trasporto da stabilimento produttivo a Taranto	245,5 t × 1000 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, MIX ACI 2021 (GB)	Distanza di prima approssimazione
Fine vita	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Trasporto all'impianto di recupero metalli	189 t × 100 km	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, euro6	Distanza secondo Giugliano et al., 2011
Trasporto all'impianto di termovalorizzazione - PE	56,5 t × 212 km	{RER} market for transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6	Distanza calcolata sulla base agli impianti di termovalorizzazione di rifiuti speciali attualmente presenti in Puglia (distanza media pesata sulle quantità gestite)
Termovalorizzazione polietilene	56,5 t	Waste polyethylene {CH} treatment of, municipal incineration	100% del polietilene

Tabella A.7. Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent versione 3.8 utilizzati per la modellizzazione della fase produttiva del cavo sottomarino 3x150 (66 kV)

Materiale	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per approvvigionamento materia prima	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per lavorazione materiale
Rame	4,2 kg/m	Copper, cathode {GLO} market for	Wire drawing, copper {RER} processing
XLPE	0,1 kg/m	Polyethylene, high density, granulate {GLO} market for (assunto come proxy del polietilene reticolato XLPE)	Extrusion, plastic pipes {RER}
Piombo	5,2 kg/m	Lead {GLO} market for	
Acciaio	16,2 kg/m	Steel, low-alloyed, hot rolled {GLO} market for	Section bar rolling, steel {RER} processing
Zinco	0,0004 m ²	Zinc coat, pieces {GLO} market for	

Tabella A.8. Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent versione 3.8 utilizzati per la modellizzazione della fase produttiva del cavo sottomarino 3x500 (66 kV)

Materiale	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per approvvigionamento materia prima	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per lavorazione materiale
Rame	14,4 kg/m	Copper, cathode {GLO} market for	Wire drawing, copper {RER} processing
XLPE	0,1 kg/m	Polyethylene, high density, granulate {GLO} market for (assunto come proxy del polietilene reticolato XLPE)	Extrusion, plastic pipes {RER}
Piombo	11,7 kg/m	Lead {GLO} market for	
Acciaio	19,2 kg/m	Steel, low-alloyed, hot rolled {GLO} market for	Section bar rolling, steel {RER} processing
Zinco	0,0005 m ²	Zinc coat, pieces {GLO} market for	

Tabella A.9. Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent versione 3.8 utilizzati per la modellizzazione della fase produttiva del cavo sottomarino 3x1000 (66 kV)

Materiale	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per approvvigionamento materia prima	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per lavorazione materiale
Rame	30,2 kg/m	Copper, cathode {GLO} market for	Wire drawing, copper {RER} processing
XLPE	0,2 kg/m	Polyethylene, high density, granulate {GLO} market for (assunto come proxy del polietilene reticolato XLPE)	Extrusion, plastic pipes {RER}
Piombo	17,6 kg/m	Lead {GLO} market for	
Acciaio	22,7 kg/m	Steel, low-alloyed, hot rolled {GLO} market for	Section bar rolling, steel {RER} processing
Zinco	0,0006 m ²	Zinc coat, pieces {GLO} market for	

Tabella A.10. Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent versione 3.8 utilizzati per la modellizzazione della fase produttiva del cavo sottomarino 3x1200 (380 kV)

Materiale	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per approvvigionamento materia prima	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per lavorazione materiale
Rame	32,2 kg/m	Copper, cathode {GLO} market for	Wire drawing, copper {RER} processing
XLPE	13,6 kg/m	Polyethylene, high density, granulate {GLO} market for (assunto come proxy del polietilene reticolato XLPE)	Extrusion, plastic pipes {RER}
Piombo	35,3 kg/m	Lead {GLO} market for	
Acciaio	39 kg/m	Steel, low-alloyed, hot rolled {GLO} market for	Section bar rolling, steel {RER} processing
Zinco	0,001 m ²	Zinc coat, pieces {GLO} market for	

Tabella A.11. Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent versione 3.8 utilizzati per la modellizzazione della fase produttiva del cavo terrestre 3x1x1200 (380 kV)

Materiale	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per approvvigionamento materia prima	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per lavorazione materiale
Rame	10,6 kg/m	Copper, cathode {GLO} market for	Wire drawing, copper {RER} processing
XLPE	3,2 kg/m	Polyethylene, high density, granulate {GLO} market for (assunto come proxy del polietilene reticolato XLPE)	Extrusion, plastic pipes {RER}
Alluminio	0,8 kg/m	Aluminium, wrought alloy {GLO} market for	Aluminium, wrought alloy {GLO} market for
Rame	3,2 kg/m	Copper, cathode {GLO} market for	Section bar rolling, steel {RER} processing
PE	1,3 kg/m	Polyethylene, high density, granulate {GLO} market for	Extrusion, plastic pipes {RER}

Tabella A.12. Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent versione 3.8 utilizzati per la modellizzazione del ciclo di vita di una fondazione galleggiante di tipo semi-sommergibile

Fase produttiva	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 e dataset creati per scenario di approvvigionamento acciaio dalla Cina	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per scenario alternativo: approvvigionamento acciaio in UE	
Produzione acciaio	11.500 t	Reinforcing steel {GLO} market for	Reinforcing steel {Europe without Austria} reinforcing steel production	
Lavorazione acciaio:	11.500 t	Section bar rolling, steel {GLO} market for	Section bar rolling, steel {RER} processing	
Trasformatore	2 pezzi	Transformer 300 MVA	Dataset creato descritto nella sezione 2.4.5	
Trasporto per approvvigionamento	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8
Impianto produttivo in Cina - porto più vicino	11.500 t × 36 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, euro4 {RoW} market for	11.500 t × 2.500 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, euro4 {RER} market for transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO4
Porto più vicino - Taranto	11.500 t × 15.411 km	Transport, freight, sea, container ship {GLO} market for		

Fine vita	Quantità richiesta	Dataset diecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Trasporto all'impianto di recupero metalli	11.500 t × 100 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, euro6 {RER} market for	Distanza secondo Falbo et al., 2015

Appendice B - dettagli di modellizzazione dei trasporti

Tabella B. 1 Modellizzazione dell'approvvigionamento dell'acciaio dalla Cina

Produttori di acciaio in Cina	Acciaio prodotto (Milioni t)	Pesi (volume prodotto) sui primi 5 produttori	Sito produttivo	Distanza via terra al porto più vicino (km)	Distanza via mare a Taranto (km)
China Baowu	119,95	40,2%	Shanghai	28	14.897
Ansteel	55,65	18,7%	Anshan	7	16.083
Shagang	44,23	14,8%	Zhangjiagang	28	15.040
HBIS Group	41,64	14,0%	Tangshan	74	15.929
Jianlong	36,71	12,3%	Tangshan	74	15.929
Media pesata su 5				36	15.411

Tabella B. 2 Modellizzazione del trasporto dei rifiuti speciali a termovalorizzazione

Impianti di termovalorizzazione	Rifiuti speciali non pericolosi (NP) trattati (t)	Rifiuti speciali pericolosi (P) trattati (t)	Pesi (su tonnellate NP trattate)	Pesi (su tonnellate P trattate)	Distanza via terra all'impianto (km)
Massafra	23	0	0,1%	-	17
Statte	5.200	0	22,2%	-	10
Cavallino	2.372	0	10,1%	-	115
Lecce	535	6.316	2,3%	20,5%	110
Melfi	15.337	24.514	12,3%	79,5%	300
Media pesata su non pericolosi (NP)					212
Media pesata su pericolosi (P)					240

Tabella B. 3 Modellizzazione del trasporto dei rifiuti speciali a discarica per inerti

Discariche per rifiuti inerti - Comune	Rifiuti speciali non pericolosi (NP) trattati (t)	Pesi (su tonnellate NP trattate)	Distanza via terra all'impianto (km)
Lucera	44.317	28%	235
Locorotondo	6.294	4%	30
Brindisi	75.513	48%	70
Oria	2.555	2%	Trascurato
Galatina	360	0%	trascurato
Trani	29.696	19%	135
Media pesata su non pericolosi (NP)			128

Appendice C - dettagli sulla fase operativa

Tabella C. 1 Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent per la modellizzazione della scatola del cambio (gearbox)

Materiale	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per approvvigionamento materia prima	Dataset di ecoinvent versione 3.8 per lavorazione materiale
Totale	124 t^a		
Ghisa	61,6 t	Cast iron {GLO} market for Cut-off, U	
Acciaio inossidabile	61,6 t	Steel, chromium steel 18/8, hot rolled {GLO} market for Cut-off, U	Sheet rolling, chromium steel {RER} processing Cut-off, U
Gomma	0,74 t	Synthetic rubber {GLO} market for Cut-off, U	
Trasporto	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Trasporto dallo stabilimento Vestas al porto più vicino	124 t × 5 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO4 {RER} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO4 Cut-off, U	Distanza media calcolata sulla base degli stabilimenti produttivi Vestas in Europa (Danimarca e Germania)
Trasporto dal porto in DE o DK a Taranto	124 t × 5.516 km	Transport, freight, sea, container ship {GLO} market for transport, freight, sea, container ship Cut-off, U	Distanza media calcolata sulla base degli stabilimenti produttivi Vestas in Europa (Danimarca e Germania) tramite lo strumento <i>SeaRates</i>
Fine vita	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Trasporto all'impianto di trattamento RAEE	124 t × 100 km	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	Distanza approssimata da Giugliano et al., 2011
Consumi per lo smontaggio del dispositivo	0,5 MWh × 124 t	Electricity, medium voltage {IT} market for Cut-off, U	Proxy per il disassemblaggio: consumi energetici calcolati come per la fase di assemblaggio (dal dataset " <i>Wind power plant, 2MW, offshore, moving parts {GLO} construction Cut-off, U</i> ")
Trasporto a termovalorizzazione della gomma	0,74 t × 212 km	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	Assunzione della distanza per il trasporto ad un impianto di termovalorizzazione di rifiuti speciali, considerando la distribuzione degli impianti in Puglia e nelle regioni limitrofe e pesando la distanza sulle quantità gestite
Termovalorizzazione della gomma	0,74 t	Waste rubber, unspecified {CH} treatment of, municipal incineration Cut-off, U	

^a Il peso del componente è stato stimato come porzione (16%) del peso totale della navicella (605 t) a partire dai dati riportati da Wang et al. (2019) e riferiti ad una turbina da 2 MW con scatola del cambio; anche la composizione in termini di frazioni in massa è stata dedotta dalla stessa fonte.

Tabella C. 2 Principali dati di inventario e dataset di ecoinvent per la modellizzazione del generatore contenuto nella turbina eolica

Fase del ciclo di vita	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Totale	95 t^a		
Produzione ghisa	22,8 t	Cast iron {GLO} market for	
Produzione e lavorazione acciaio inossidabile	59,9 t	Steel, chromium steel 18/8, hot rolled {GLO} market for Sheet rolling, chromium steel {RER} processing	
Produzione alluminio	5,7 t	Aluminium, wrought alloy {GLO} market for	
Produzione e lavorazione rame	6,7 t	Copper, cathode {GLO} market for Wire drawing, copper {RER} processing	
Acqua	143 m ³	Water/m3	Richieste d'acqua adattata dal modulo di ecoinvent per la produzione di un generatore (Hischier et al., 2007)
Consumi energetici	108,1 GJ	Electricity, medium voltage {RER} market group for	Consumi adattati dal modulo di ecoinvent per la produzione di un generatore (Hischier et al., 2007)
	486,6 GJ	Heat, district or industrial, natural gas {RER} market group for	
	486,6 GJ	Heat, district or industrial, other than natural gas {RER} market group for	
Trasporto	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Trasporto dallo stabilimento Vestas al porto più vicino	95 t × 25 km	Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO4 {RER} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO4	Trasporto dallo stabilimento di Travemünde, indicato per la produzione dei generatori Vestas
Trasporto dal porto in DE a Taranto	95 t × 5.910 km	Transport, freight, sea, container ship {GLO} market for transport, freight, sea, container ship	
Fine vita	Quantità richiesta	Dataset di ecoinvent versione 3.8	Assunzioni, fonte
Trasporto all'impianto di trattamento RAEE	95 t × 100 km	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER} transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6	Distanza secondo Falbo et al., 2015
Consumi per lo smontaggio del dispositivo	95 t	WEEE {RER} treatment of - mix IT	Proxy per il disassemblaggio dei RAEE: modulo creato per modellizzare i consumi energetici relativi alla fase di smontaggio; fonte del consumo elettrico: Falbo et al., 2015

^a Il peso del componente è stato stimato come porzione (21%) del peso totale della navicella (605 t) a partire dai dati riportati da Wang et al. (2019) e riferiti ad una turbina da 2 MW con scatola del cambio; anche la composizione in termini di frazioni in massa è stata dedotta dalla stessa fonte.

Appendice D – dettagli sull’interpretazione dei risultati e analisi dei contributi

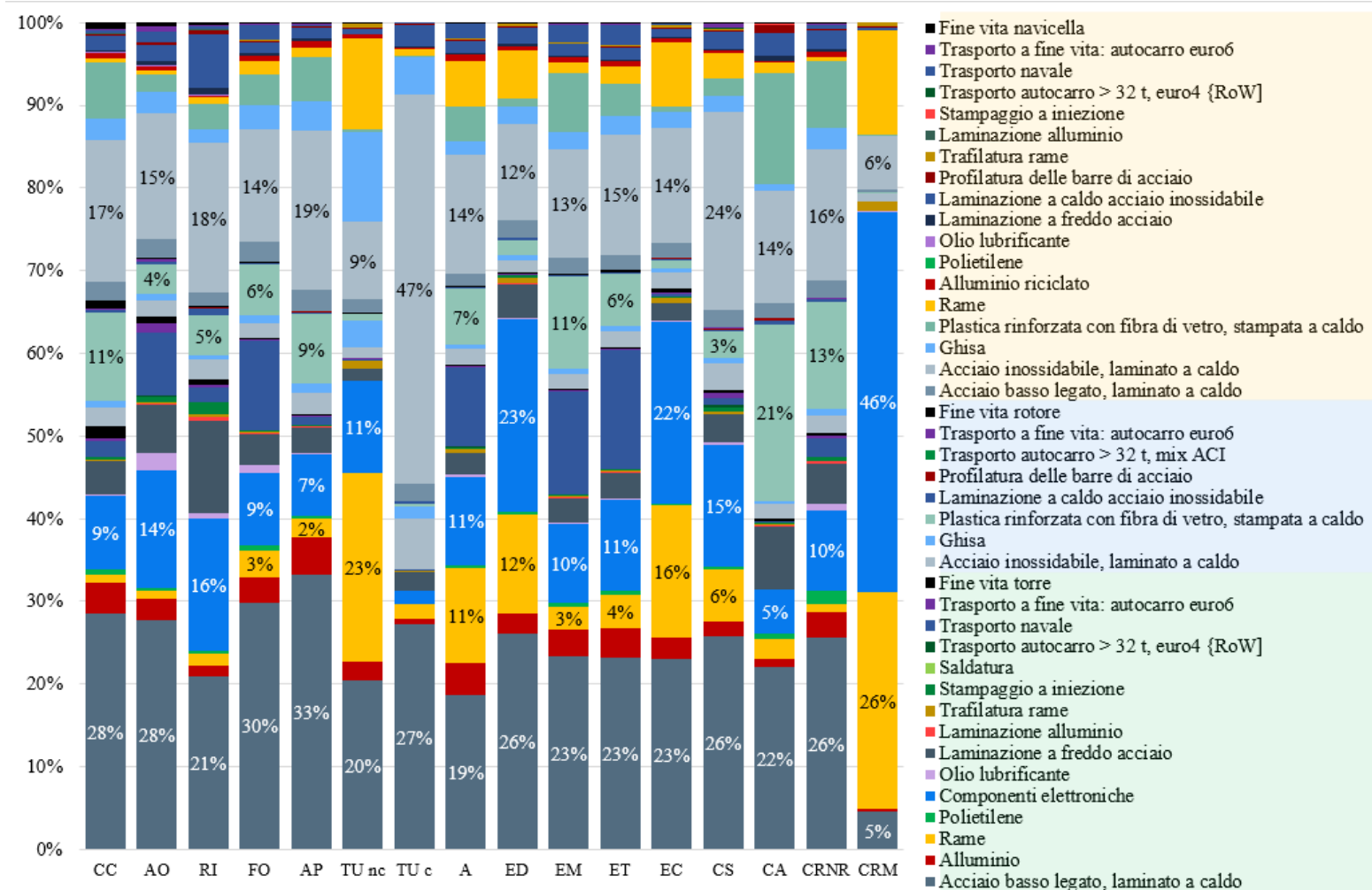


Figura D. 1 Analisi dei contributi agli impatti ambientali totali del ciclo di vita della turbina eolica da 15 MW calcolati con il metodo EF 3.0 nello scenario base; i box colorati raggruppano le fasi del ciclo di vita dei tre elementi principali costituenti l’aerogeneratore, dal basso verso l’alto: torre, rotore e navicella

Tabella D. 1 Risultati della valutazione degli impatti, effettuata con il metodo Environmental footprint 3.0, relativi all'unità funzionale (1 GWh) nei diversi scenari di approvvigionamento dell'acciaio dell'analisi di sensibilità

Categorie d'impatto	Unità	Risultati dell'analisi di sensibilità sull'approvvigionamento dell'acciaio			
		Scenario base	Scenario autocarro	Scenario treno	Scenario treno o nave
CC	t CO ₂ eq	30	27	26	27
AO	g CFC-11 eq	2	2	2	2
RI	kBq U-235 eq	1.935	2.458	2.437	2.466
FO	kg NMVOC eq	171	145	144	143
AP	disease inc.	0,002	0,002	0,002	0,002
TU nc	CTUh	0,002	0,001	0,001	0,001
TU c	CTUh	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
A	mol H ⁺ eq	266	231	231	230
ED	kg P eq	17	17	17	17
EM	kg N eq	50	41	41	41
ET	mol N eq	528	447	445	441
EC	CTUe	1.360.932	1.230.301	1.222.975	1.224.098
CS	Pt	120.020	130.364	115.956	115.721
CA	m ³ depriv.	12.632	12.184	12.170	12.194
CRNR	GJ	353	338	328	328
CRM	kg Sb eq	3	3	3	3

Legenda: CC=cambiamento climatico; AO=assottigliamento dello strato di ozono; RI=radiazioni ionizzanti; FO=formazione di ozono fotochimico; AP=assunzione di materiale particolato; TU nc=tossicità umana non cancerogena; TU c=tossicità umana cancerogena; A=acidificazione; ED=eutrofizzazione in acqua dolce; EM=eutrofizzazione marina; ET=eutrofizzazione terrestre; EC=ecotossicità delle acque dolci; CS=consumo di suolo; CA=consumo di risorse idriche; CRNR=consumo di risorse energetiche non rinnovabili; CRM =consumo di risorse, minerali e metalli.

Tabella D. 2 Risultati della valutazione degli impatti, effettuata con il metodo Environmental footprint 3.0, relativi all'unità funzionale (1 GWh) nei diversi scenari di *Operation & Maintenance* dell'analisi di sensibilità

Categoria d'impatto	Unità	Risultati dell'analisi di sensibilità sulla fase di <i>Operation and Maintenance</i> (O&M)			
		Scenario base	Scenario O&M ridotto	Scenario O&M aumentato	Scenario O&M combinato
CC	t CO ₂ eq	30	28	31	29
AO	g CFC-11 eq	2	2	2	2
RI	kBq U-235 eq	1.935	1.701	2.061	1.827
FO	kg NMVOC eq	171	162	182	173
AP	disease inc.	0,002	0,002	0,002	0,002
TU nc	CTUh	0,002	0,001	0,002	0,002
TU c	CTUh	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
A	mol H ⁺ eq	266	250	287	271
ED	kg P eq	17	14	19	16
EM	kg N eq	50	47	51	49
ET	mol N eq	528	497	545	515
EC	CTUe	1.360.932	1.172.086	1.519.403	1.330.574
CS	Pt	120.020	107.121	128.768	115.874
CA	m ³ depriv.	12.632	12.063	13.144	12.576
CRNR	GJ	353	327	374	348
CRM	kg Sb eq	3	2	3	3

Legenda: CC=cambiamento climatico; AO=assottigliamento dello strato di ozono; RI=radiazioni ionizzanti; FO=formazione di ozono fotochimico; AP=assunzione di materiale particolato; TU nc=tossicità umana non cancerogena; TU c=tossicità umana cancerogena; A=acidificazione; ED=eutrofizzazione in acqua dolce; EM=eutrofizzazione marina; ET=eutrofizzazione terrestre; EC=ecotossicità delle acque dolci; CS=consumo di suolo; CA=consumo di risorse idriche; CRNR=consumo di risorse energetiche non rinnovabili; CRM=consumo di risorse, minerali e metalli.

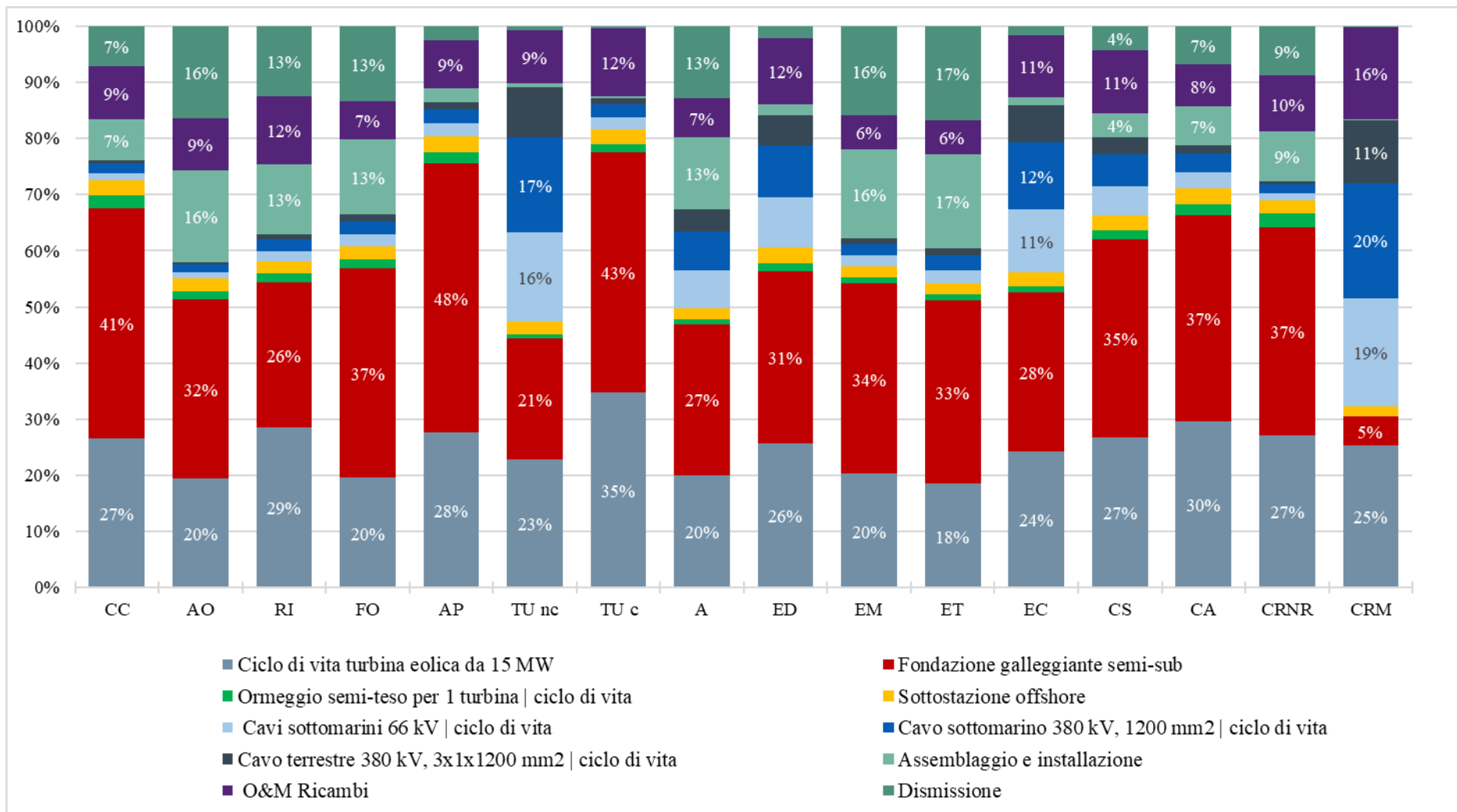


Figura D. 3 Analisi dei contributi ai potenziali carichi ambientali totali dell'unità funzionale (1 GWh) nello scenario di O&M ridotto, calcolati con il metodo EF 3.0.

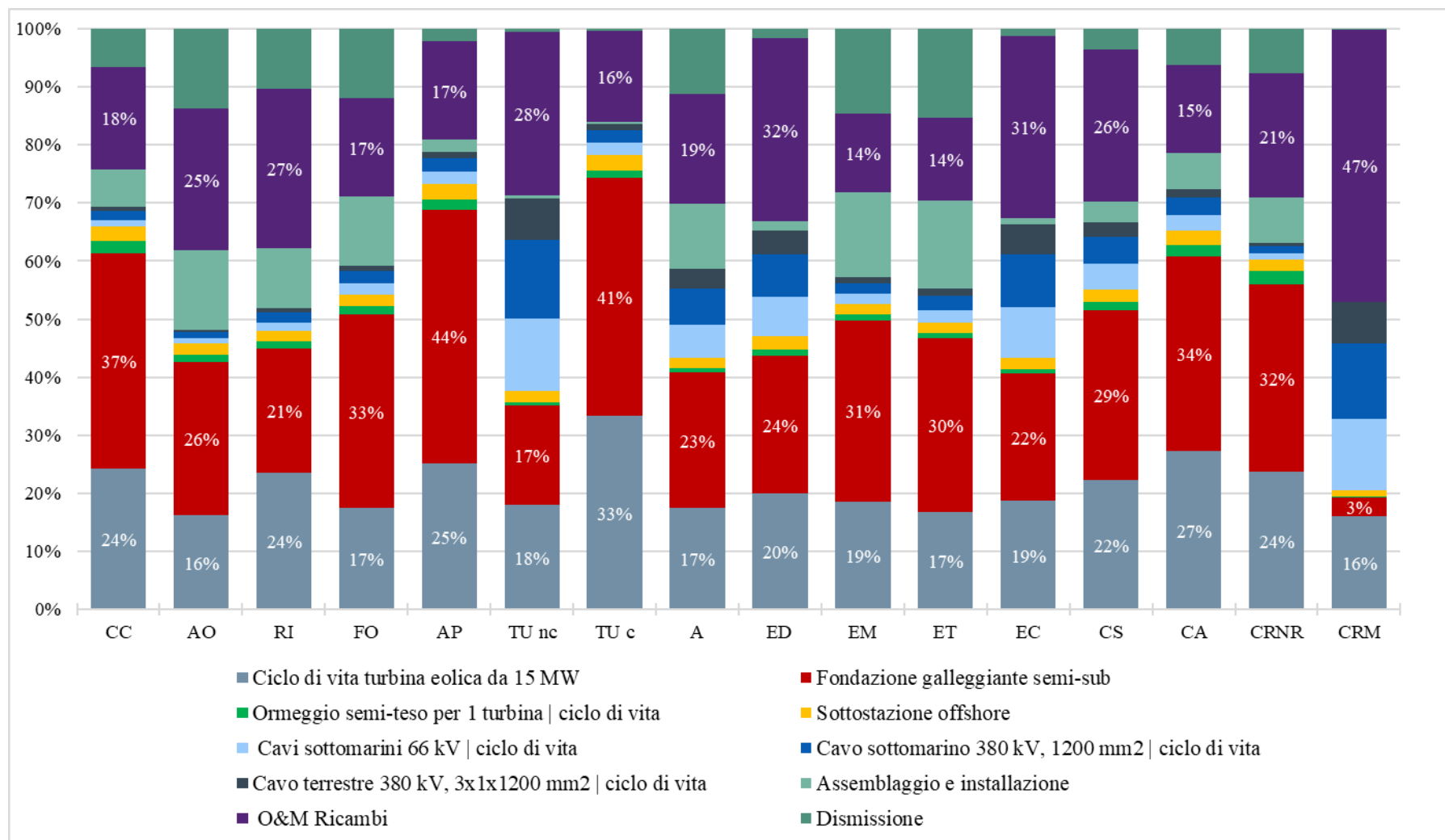


Figura D. 4 Analisi dei contributi ai potenziali carichi ambientali totali dell'unità funzionale (1 GWh) nello scenario di O&M aumentato, calcolati con il metodo EF 3.0.

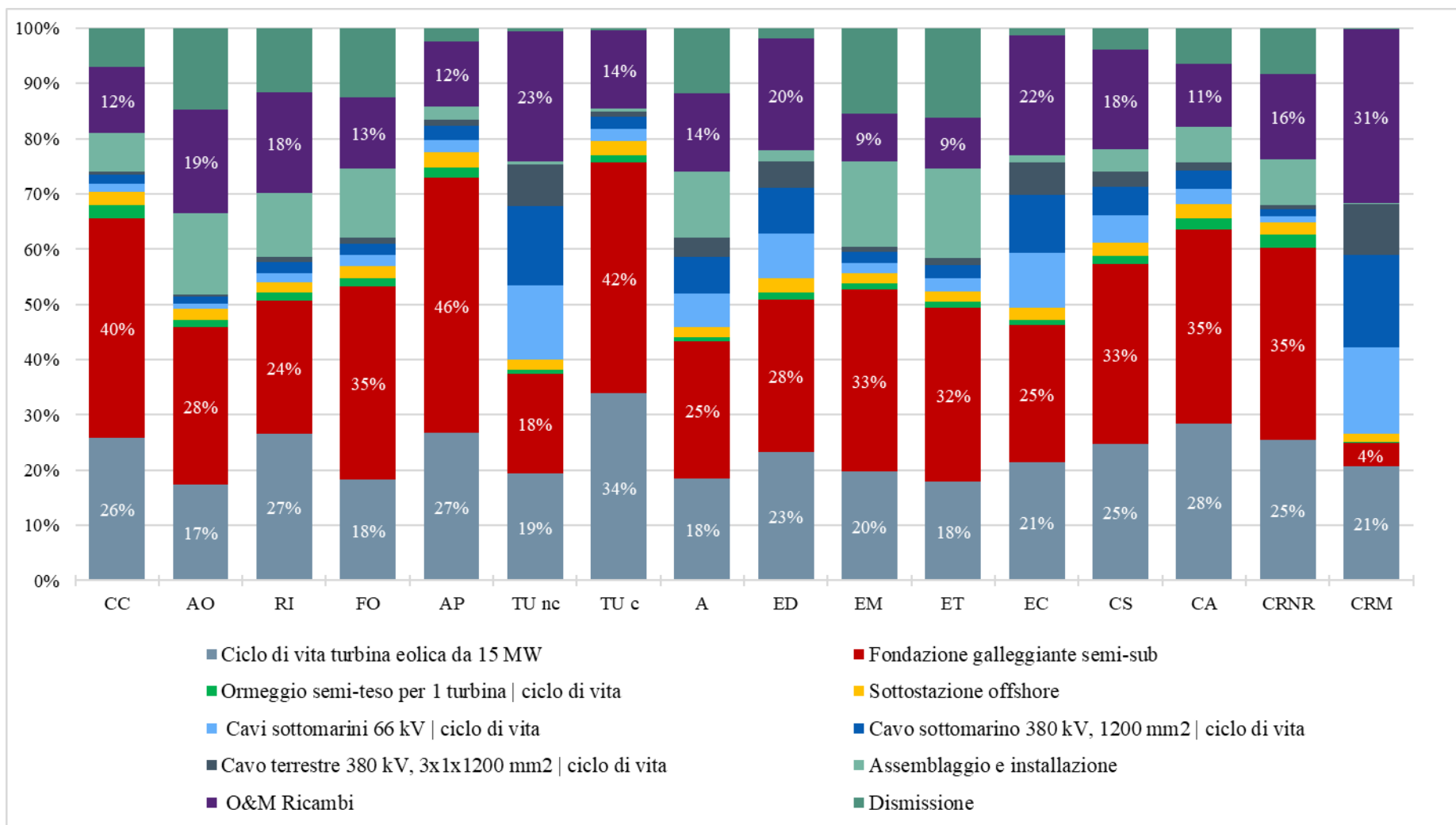


Figura D. 5 Analisi dei contributi ai potenziali carichi ambientali totali dell'unità funzionale (1 GWh) nello scenario di O&M combinato, calcolati con il metodo EF 3.0.

Appendice E - Dettagli sulla metodologia LCA

E.1. Descrizione delle principali fasi della LCA

Secondo le norme citate, uno studio LCA comprende quattro fasi distinte (Figura E.1), ovvero: i) definizione dell'obiettivo e del campo d'applicazione; ii) analisi dell'inventario del ciclo di vita; iii) fase di valutazione degli impatti e iv) interpretazione dei risultati. I paragrafi successivi descrivono brevemente ciascuna di queste fasi.



Figura E 1 Fasi della valutazione del ciclo di vita (LCA) secondo le norme ISO

Definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione

La definizione dell'obiettivo e la definizione del campo di applicazione costituiscono due fasi distinte. La prima consiste nell'inquadramento generale dello studio: cosa analizzare, quali sono le motivazioni, quale è l'applicazione prevista (ovvero come saranno utilizzati i risultati) e a quale tipologia di pubblico è destinato. Fondamentale è chiedersi cosa si vuole conoscere con lo studio LCA: ad esempio, confrontare tra loro due sistemi, fare riferimento a uno standard predefinito, avere informazioni sulle fasi critiche del sistema o sulla progettazione di un nuovo prodotto.

Nella definizione del campo di applicazione si descrive innanzitutto il sistema studiato, se ne identifica la funzione ritenuta significativa ai fini dell'analisi e si definisce la relativa Unità Funzionale (UF). Quest'ultima è uno degli elementi più importanti di un'analisi del ciclo di vita, in quanto rappresenta una sorta di unità di misura rispetto a cui associare i flussi in entrata e in uscita e quindi calcolare gli impatti potenziali del sistema studiato. Essa costituisce inoltre l'unità comune su cui basare un eventuale confronto fra sistemi alternativi che svolgono la stessa funzione. In termini pratici, l'unità funzionale esprime una specifica quantità della funzione selezionata per il sistema, rispetto alla quale vengono quantificati i rispettivi impatti. Ad esempio, se per una pittura murale si assume come funzione principale la tinteggiatura di pareti interne, una possibile unità funzionale dello studio sarebbe *“la tinteggiatura di 20 m² di parete interna con un'opacità del 98% e una durata di 5 anni”*.

In fase di definizione del campo di applicazione dovranno inoltre essere individuati i confini del sistema, specificando chiaramente quali fasi del ciclo di vita e quali unità di processo fra quelle appartenenti alla filiera produttiva esaminata saranno considerate nell'analisi e quali invece escluse

(specificandone il motivo). Tradizionalmente la valutazione include l'intero ciclo di vita ("dalla culla alla tomba"); tuttavia è talvolta specifica esigenza di chi commissiona l'analisi escludere già a priori determinate fasi. Tipiche sono le analisi "dalla culla all'uscita dallo stabilimento", se l'analisi viene interrotta al termine del processo produttivo.

Ulteriori importanti elementi da specificare nel campo di applicazione sono: 1) gli approcci che si utilizzeranno nella risoluzione di eventuali casi di multifunzionalità; 2) le problematiche ambientali (categorie di impatto) considerate; 3) i requisiti sulla qualità dei dati.

Analisi di inventario

L'analisi di inventario (Life Cycle Inventory - LCI) è la seconda fase di uno studio LCA e ne costituisce la parte più impegnativa, procedendo alla costruzione di un modello in grado di rappresentare, nella maniera più fedele possibile, tutti gli scambi tra i singoli processi appartenenti alla catena produttiva analizzata. Lo scopo di questa fase è evidenziare e quantificare (in riferimento all'unità funzionale) tutti i flussi di input e di output connessi alle diverse fasi del ciclo di vita del sistema analizzato, costruendo un diagramma di flusso. I flussi sono espressi in unità fisiche (unità di massa e di energia per UF) e riguardano: 1) il prelievo delle materie prime, la loro trasformazione in prodotti finiti, co-prodotti, sottoprodotti e scarti con l'immissione di agenti inquinanti in aria, acqua e suolo; 2) il prelievo di fonti di energia, il loro uso e i rilasci associati ai diversi comparti ambientali.

Trattandosi di un modello del processo reale, il diagramma di flusso ne sarà necessariamente una rappresentazione approssimata e a volte può essere effettuata l'esclusione volontaria di alcuni sottosistemi, relativi a componenti minori di un processo o a materiali con apporto trascurabile. Tale esclusione deve essere comunque giustificata dallo scopo dello studio e sempre dichiarata. Il risultato finale di questo procedimento è una sorta di bilancio ambientale, con una serie di voci relative a: 1) consumo/produzione di materiali ed energia; 2) emissioni dirette in aria, acqua e suolo e produzione di rifiuti. Non sono compresi, a questo livello di analisi, valutazioni o giudizi sul significato dei diversi input e output, ossia sugli effetti ambientali che questi possono provocare.

Per la redazione di tale bilancio, dovrà essere controllata la qualità dei dati, in quanto è su quest'ultima che si fonda la validità e l'attendibilità di tutto lo studio LCA.

I dati raccolti si distinguono in tre classi: i) dati primari (provenienti da rilevamenti diretti); ii) dati secondari (ricavati da letteratura e banche dati) e iii) dati terziari (provenienti da stime e valori medi). Per quanto possibile, i dati da utilizzare nella fase di inventario devono essere raccolti direttamente sul campo. Infatti, l'utilizzo di dati secondari e terziari, pur semplificando di molto la ricerca delle informazioni, pone il problema dell'attendibilità della fonte e della correttezza dell'interpretazione.

Fase di valutazione degli impatti

Questa fase consiste nella stima dei potenziali impatti ambientali associati all'inventario definito nella fase precedente. La valutazione degli impatti si compone di sei fasi, di cui tre obbligatorie e tre opzionali. Le tre fasi obbligatorie comprendono:

- *selezione delle categorie di impatto, degli indicatori di categoria e dei modelli di caratterizzazione.* In questa fase, che in realtà va condotta durante la definizione del campo di applicazione dello studio, si selezionano: 1) le problematiche ambientali, rappresentate dalle categorie di impatto, che si intendono prendere in considerazione nello studio; 2) gli indicatori di categoria con cui esprimere quantitativamente l'entità dell'impatto potenziale in ciascuna categoria selezionata; 3) i modelli da utilizzare per il calcolo di tali indicatori a partire dai dati di inventario (i cosiddetti modelli di caratterizzazione). La selezione delle categorie di impatto deve avvenire in modo da prendere in considerazione tutte le problematiche ambientali potenzialmente rilevanti per la filiera in esame, considerando allo stesso tempo lo specifico obiettivo dello studio;
- *classificazione.* È l'operazione attraverso cui i singoli flussi elementari individuati e quantificati durante l'analisi di inventario (es. risorse consumate ed emissioni nell'ambiente) sono assegnati, su base puramente qualitativa, alle categorie d'impatto a cui essi contribuiscono. Un esempio di classificazione per alcune emissioni gassose è riportato in Tabella C.1;
- *caratterizzazione.* Una volta assegnati i diversi flussi alle categorie di impatto di competenza, si calcola, per ciascuna di esse, l'impatto potenziale complessivo (ossia il valore del rispettivo indicatore) attraverso la sommatoria dei contributi dei singoli flussi elementari. A tal fine, i flussi sono preventivamente convertiti nella stessa unità di misura, applicando un fattore di conversione specifico per ogni sostanza, detto fattore di caratterizzazione (Tabella C.2). Tali fattori vengono calcolati mediante i cosiddetti modelli di caratterizzazione (selezionati precedentemente). Al termine di questa fase, a ciascuna categoria d'impatto considerata risulterà associato un singolo indicatore numerico, che quantifica l'impatto potenziale del sistema esaminato.

Tabella E.1. Esempio di classificazione per alcune emissioni gassose in riferimento a quattro categorie di impatto

Sostanza	Cambiamento climatico	Formazione fotochimica di ozono	Acidificazione	Assunzione di materiale particolato
Anidride carbonica (CO ₂)	X			
Ossidi di zolfo (SO _x)		X	X	X
Composti organici volatili non metanigeni (COVNM)		X		
Metano (CH ₄)	X	X		
Ossidi di azoto (NO _x)		X	X	X
Propano		X		
Formaldeide		X		
Benzene		X		
Toluene		X		
Ammoniaca			X	X
Protossido d'azoto	X			
Particolato (PM10)				X

Tabella E.2. Esempio di calcolo dell'indicatore per la categoria di impatto "acidificazione" attraverso i fattori di caratterizzazione del metodo Environmental Footprint (Fazio et al., 2018), utilizzato in questo studio

Sostanza	Emissione (kg/UF)	Fattore di caratterizzazione (moli H ⁺ eq. /kg sostanza)	Singolo impatto (moli H ⁺ eq. /UF)
Anidride solforosa (SO ₂)	1,0	1,31	1,31
Anidride solforica (SO ₃)	0	1,05	0
Monossido di azoto (NO)	2,1	1,13	2,37
Biossido di azoto (NO ₂)	0,9	0,74	0,67
Ammoniaca (NH ₃)	3	3,02	9,06
Impatto potenziale complessivo del sistema			13,41

Alla fase di caratterizzazione possono poi seguire le fasi opzionali di *normalizzazione*, *raggruppamento* e *pesatura*, che nel complesso sono finalizzate a omogeneizzare e aggregare i singoli indicatori di impatto, in modo da ottenere un unico indice rappresentativo della prestazione ambientale complessiva del sistema in esame. Poiché queste fasi comportano alcune scelte soggettive, che possono introdurre ulteriori incertezze nei risultati, nel presente studio la valutazione di impatto è stata limitata alle sole fasi obbligatorie.

Interpretazione dei risultati

Nell'ultima fase dell'analisi, i risultati ottenuti vengono presentati e analizzati alla luce dell'obiettivo e del campo di applicazione dello studio. Innanzitutto, i risultati sono valutati in termini di coerenza, completezza e robustezza. Da qui può emergere la necessità di effettuare un'analisi di sensitività sulle principali assunzioni dello studio, allo scopo di verificarne l'influenza sui risultati e sulle conclusioni finali.

Si formulano quindi conclusioni, si propongono raccomandazioni per i destinatari dello studio (es. indicazioni delle fasi più critiche nel sistema) e, in caso di confronto fra sistemi alternativi, si identifica, se possibile, la soluzione migliore per ciascuno degli indicatori ambientali considerati.

E.2. Breve descrizione delle categorie di impatto analizzate

Cambiamento climatico (CC). La categoria quantifica, tramite l'indicatore incremento della forzante radiativa infrarossa, gli impatti associati al fenomeno dell'effetto serra. L'effetto serra è un fenomeno naturale, che caratterizza la terra fin dalle sue origini. La superficie terrestre assorbe la radiazione emessa dal sole sotto forma di radiazioni a breve lunghezza d'onda e ridistribuisce l'energia ricavata grazie alla circolazione atmosferica e oceanica. Questo flusso energetico viene bilanciato dalle radiazioni infrarosse a onde lunghe che la Terra riemette verso lo spazio. Una porzione di questa radiazione infrarossa è tuttavia assorbita dai gas presenti nell'atmosfera, provocando quel riscaldamento della superficie terrestre e dell'atmosfera conosciuto come "effetto serra naturale", senza il quale la temperatura media della superficie terrestre sarebbe di circa 30°C più bassa. I gas che rendono possibile tale fenomeno sono il vapore acqueo, l'anidride carbonica (CO₂), il metano (CH₄), l'ozono (O₃) e il protossido d'azoto (N₂O) e vengono definiti "gas serra naturali". Negli ultimi anni, però, la presenza di questi gas serra nell'atmosfera è andata continuamente aumentando, principalmente a causa delle attività umane, e sono stati immessi

nell'atmosfera anche gas serra di natura sintetica. La maggioranza dei climatologi oggi ritiene che vi sia una diretta correlazione tra l'aumento della concentrazione dei gas serra nell'atmosfera e l'aumento della temperatura media della superficie terrestre riscontrato negli ultimi decenni.

Assottigliamento dello strato di ozono (AO). Le molecole di ozono stratosferico, pari a circa il 90% dell'ozono presente in atmosfera, rappresentano lo schermo naturale della terra alle radiazioni solari UltraViolette (UV). In particolare, l'ozono agisce sulla componente più pericolosa, rimuovendo completamente la radiazione UV-C e diminuendo considerevolmente la componente UV-B che raggiunge la superficie terrestre. Una riduzione della concentrazione di ozono stratosferico può avere effetti dannosi sulla fauna, sugli ecosistemi terrestri e acquatici e sulla salute umana. Per l'uomo si annoverano, nello specifico, il cancro della pelle, l'invecchiamento precoce, la cataratta e la diminuzione delle difese immunitarie. Le sostanze che contribuiscono all'assottigliamento dello strato di ozono sono, innanzitutto, composti sufficientemente stabili in grado di raggiungere, almeno in parte, la stratosfera una volta emessi da una sorgente. Inoltre, devono contenere cloro o bromo, elementi che partecipano attivamente al meccanismo di decomposizione chimica dell'ozono stratosferico. Tra queste si annoverano i clorofluorocarburi, gli idroclorofluorocarburi e idrobromofluorocarburi.

Radiazioni ionizzanti, danni sulla salute umana (RI). Le radiazioni ionizzanti possono interagire con la materia vivente trasferendo energia alle molecole delle strutture cellulari e sono quindi in grado di danneggiare in maniera temporanea o permanente le funzioni delle cellule stesse.

Tra i diversi componenti cellulari, gli acidi nucleici che contengono l'informazione genetica, rappresentano il bersaglio più sensibile. I danni più gravi derivano pertanto dall'interazione delle radiazioni ionizzanti con il DNA dei cromosomi. I danni al DNA cellulare possono essere prodotti direttamente dalle radiazioni incidenti o indirettamente dalle aggressioni chimiche generate dall'interazione delle radiazioni con le molecole di acqua contenute nei tessuti. Nel metodo EF, l'impatto potenziale delle radiazioni ionizzanti sulla salute umana è rappresentato dalle emissioni radioattive in termini di U-235 equivalenti, quantificate secondo il metodo sviluppato da Frischknecht et al. (2000).

Formazione di ozono fotochimico (FO). La categoria fa riferimento alla formazione di smog fotochimico, una miscela complessa di inquinanti atmosferici composta da ozono e altre sostanze chimiche con carattere fortemente ossidante che si produce nella bassa troposfera, in giornate caratterizzate da condizioni meteorologiche di stabilità e di forte insolazione. Gli ossidi di azoto (NO_x), i composti organici volatili (COV) e il monossido di carbonio (CO) emessi in atmosfera da processi naturali e antropogenici vanno incontro a un complesso sistema di reazioni fotochimiche indotte dalla luce ultravioletta della radiazione solare. Il tutto porta alla formazione di ozono (O₃), perossiacetil nitrato (PAN), perossibenzoil nitrato (PBN), aldeidi e chetoni. Il contributo di un inquinante emesso in atmosfera alla formazione fotochimica di ozono dipende dalla sua concentrazione, dalla velocità delle reazioni fotochimiche coinvolte e dalla reattività del composto, ossia la sua propensione a produrre ozono.

Assunzione di materiale particolato (AP). Per questa categoria, l'indicatore scelto quantifica l'impatto sulla salute umana associato all'esposizione al particolato primario (emissioni dirette di particolato in quanto tale) e secondario (formazione di particolato a partire da gas precursori, quali NO_x e SO_x, in seguito a trasformazioni chimico-fisiche in atmosfera). La scelta della classe PM_{2.5} (particelle di diametro aerodinamico inferiore o uguale ai 2,5 µm) come indicatore di categoria non è casuale. Già da tempo, ormai, l'attenzione degli epidemiologi si concentra sulle particelle più fini del particolato in quanto:

- il livello di tossicità per massa cresce con la diminuzione del diametro particellare a causa della maggiore presenza di metalli di transizione, di radicali e di gas reattivi adsorbiti sulla superficie della particella stessa;
- la capacità di penetrazione nelle vie respiratorie dipende dalla dimensione della particella.

L'esposizione al PM_{2.5} ha comportato un generale aumento delle patologie cardiovascolari e respiratorie e più di 7 milioni di morti a livello globale nell'anno 2015 (Fantke et al., 2019).

Tossicità umana cancerogena e non cancerogena (TUc e TUnc). Questa categoria quantifica attraverso l'indicatore unità tossica comparativa per l'uomo gli effetti cancerogeni e non cancerogeni delle emissioni di sostanze tossiche in aria nell'ambiente esterno e negli edifici, in acqua dolce, marina e nella falda sotterranea, su suolo naturale e destinato a uso agricolo. Nel calcolo dell'indicatore si tiene conto del tempo di permanenza di una certa sostanza chimica in un dato comparto ambientale, della capacità di assunzione del composto da parte dell'organismo e del livello di rischio correlato all'assunzione della sostanza stessa.

Acidificazione (A). La categoria fa riferimento al fenomeno delle piogge acide che provoca l'acidificazione di laghi e corsi d'acqua, danneggia la vegetazione e i suoli forestali. Si tratta di un fenomeno prevalentemente associato alle emissioni di ossidi di azoto e di zolfo oltre che di ammoniaca. L'ammoniaca, infatti, reagisce con gli ossidi di azoto e di zolfo formando composti relativamente stabili come il solfato e il nitrato di ammonio. In questo modo, gli inquinanti acidi vengono trasportati a medio e lungo raggio e gli effetti dell'acidificazione si rilevano anche in zone a migliaia di chilometri dalle fonti di emissione. Inoltre, l'ammoniaca ha anche un importante effetto diretto sull'acidificazione del suolo, a causa della trasformazione dello ione ammonio NH₄⁺ in nitrati NO₃⁻ ad opera dei microrganismi.

Eutrofizzazione terrestre (ET). La categoria fa riferimento all'arricchimento eccessivo di sostanze nutritive nei suoli, prevalentemente dovuto alla deposizione di azoto (NO_x ed ammoniaca). Tale fenomeno provoca un impoverimento della biodiversità negli ecosistemi favorendo la crescita di specie vegetali in grado di utilizzare con facilità l'azoto in eccesso, in luogo di altre.

Eutrofizzazione in acqua dolce e marina (ED ed EM). Per eutrofizzazione nelle acque si intende un arricchimento eccessivo di sostanze nutritive tale da provocare un'alterazione dell'equilibrio dell'ecosistema, in particolare cambiamenti quali l'incremento della produzione di alghe e di piante acquatiche, l'impoverimento delle risorse ittiche, la generale degradazione della qualità dell'acqua e altri effetti che ne riducono e ne precludono l'uso.

Negli ambienti di acqua dolce l'eutrofizzazione è quasi sempre originata dalla presenza di fosforo; per l'ambiente marino il fattore limitante è, invece, nella maggior parte dei casi, l'azoto.

Ecotossicità delle acque dolci (EC). Analogamente alle categorie di tossicità umana, la categoria quantifica, tramite l'indicatore unità tossica comparativa per gli ecosistemi, gli effetti delle emissioni di sostanze tossiche sull'ecosistema acquatico nella colonna d'acqua. L'impatto su altri ecosistemi, tra cui i sedimenti, non viene preso in considerazione. Nel calcolo dell'indicatore si tiene conto della persistenza di una certa sostanza chimica nel comparto ambientale, della sua biodisponibilità in acqua (frazione disciolta) e del fattore di effetto.

Consumo di suolo (CS). Il suolo si può identificare come lo strato più superficiale della crosta terrestre, composto da orizzonti e formato da particelle minerali, acqua, gas e organismi, in cui si generano minerali e composti organici, la roccia subisce processi di alterazione e i fluidi veicolano un indefinito numero di sostanze. La degradazione del suolo si manifesta soprattutto tramite erosione, perdita di nutrienti e materia organica, salinizzazione e deterioramento delle proprietà fisiche, compromettendo la disponibilità di servizi ecosistemici (Righi et al., 2019). L'indicatore di qualità del suolo del metodo EF è basato sul modello LANCA (Bos et al., 2016) che, per diversi usi del suolo, consente di esprimere il potenziale di riduzione di 5 indicatori di qualità del suolo (erosione del suolo, filtrazione meccanica, filtrazione fisico-chimica, ricarica delle acque superficiali e produzione biotica) rispetto una data situazione di riferimento, per impatti da trasformazione e occupazione.

Consumo di risorse idriche (CA). Questa categoria valuta il livello di scarsità idrica in una determinata area dopo aver soddisfatto la domanda dell'attività antropica sotto esame. In altre parole, esprime fino a che punto gli altri utenti nella stessa area sono a rischio di scarsità d'acqua.

Consumo di risorse, vettori energetici non rinnovabili (CRNR). Questa categoria quantifica tramite il suo indicatore il livello di depauperamento dei combustibili fossili e dell'uranio associato al processo in esame.

Consumo di risorse, minerali e metalli (CRM). Questa categoria valuta il livello di depauperamento delle risorse non rinnovabili (minerali e metalli) associato al processo in esame. L'indicatore impoverimento delle risorse abiotiche (riserve ultime) risulta di particolare interesse in quanto la domanda globale di metalli e minerali è aumentata in modo esponenziale negli ultimi anni. A titolo di esempio, circa il 50% dell'estrazione di rame è stata effettuata negli ultimi 25 anni (Henckens e Worrel, 2020).