

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.S ELABORATI GENERALI**

**S.5 Analisi costi benefici**

REV.	DATA	DESCRIZIONE



## INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PROBLEMATICHE DI FONDO NELL'ACB .....</b>	<b>1</b>
	2.1 I METODI DI VALUTAZIONE DEL VALORE ECONOMICO DEI BENI AMBIENTALI .....	3
	2.2 IL PROGETTO ESTERNE .....	6
	2.3 IL COSTO GLOBALE DELLE FONTI ENERGETICHE .....	8
<b>3</b>	<b>ANALISI DEI COSTI .....</b>	<b>10</b>
	3.1 PAESAGGIO .....	10
	3.2 ECONOMIA DEL MARE - PESCA .....	13
	3.3 COSTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA .....	14
<b>4</b>	<b>ANALISI DEI BENEFICI .....</b>	<b>16</b>
	4.1 PREZZO DELL'ENERGIA .....	16
	4.2 BENEFICI AMBIENTALI .....	17
<b>5</b>	<b>RISULTATI .....</b>	<b>20</b>

## 1 PREMESSA

L'Analisi Costi-Benefici (ACB) è un metodo di valutazione ex ante di progetti privati applicata anche nel campo delle scelte di investimento pubbliche: essa può essere utilizzata per valutare la convenienza di un singolo progetto, di un programma, o di uno strumento di politica economica. In realtà, essa è parte integrante del progetto stesso, in quanto consente di valutarne la convenienza e di scegliere, tra diverse alternative progettuali, quella più conveniente.

L'ACB prende in esame diverse prospettive di valutazione: quella finanziaria, quella economica e quella sociale.

Nell'**analisi finanziaria** l'investimento viene considerato dal punto di vista privato: il progetto viene valutato in rapporto alla sua capacità di contribuire al profitto del proponente, e pertanto vengono considerate le tipiche variabili che influenzano direttamente la funzione del profitto (flusso di ricavi e dei costi). Il progetto sarà considerato conveniente se il profitto da esso derivante sarà positivo. Nel caso di confronto tra diverse alternative progettuali si considererà più conveniente il progetto cui è associato un livello di profitto più elevato.

Nell'**analisi economica** la prospettiva rispetto alla quale deve essere valutata la convenienza di un progetto è invece quella collettiva. L'operatore pubblico che finanzia l'intervento dovrà valutare i benefici per la collettività massimizzando la funzione di benessere collettivo e sarà quindi quest'ultima funzione la discriminante che consentirà di decidere se attuare (o finanziare) un progetto o quale alternativa progettuale realizzare.

Nel caso in esame è evidente che l'approccio da seguire sia quello dell'analisi economica e che la massima rilevanza è data dagli effetti ambientali associati all'intervento in progetto.

Prima di procedere con la quantificazione dei costi e dei benefici economici correlati alla realizzazione delle opere di progetto, si riportano alcune considerazioni relativamente alle problematiche intrinsecamente connesse all'ACB ed alle metodologie comunemente utilizzate per la valutazione dei beni economici.

## 2 PROBLEMATICHE DI FONDO NELL'ACB

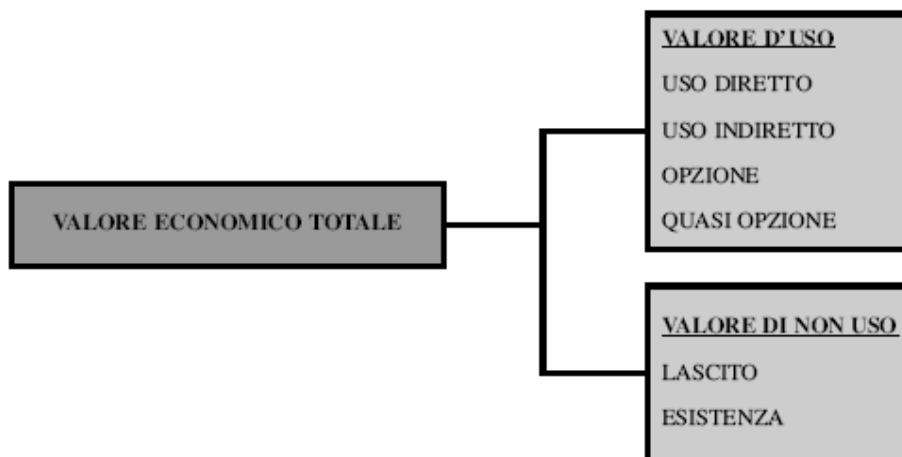
Nella valutazione degli effetti ambientali relativi alla realizzazione di un intervento, bisogna considerare che i beni ambientali sfuggono alla logica di mercato e, pertanto, il loro valore non può essere determinato attraverso l'analisi tradizionale delle curve di domanda ed offerta. È evidente, allora, come la definizione del valore economico di una risorsa ambientale, ossia l'attribuzione di un corrispettivo monetario ad essa, debba superare i limiti del valore di scambio ed abbracciare una nozione di valore più ampia che consideri tutte le ragioni per le quali la risorsa ambientale è fonte di utilità per la collettività.

In linea generale, quindi, l'attività di valutazione di un bene ambientale implica la misurazione, attraverso una qualche unità di misura convenzionale, della capacità del bene di essere utile e quindi di soddisfare determinati bisogni. In presenza di esternalità negative, risulta necessario identificare la curva del costo esterno, ossia cercare di misurare i danni ambientali. Tale misurazione dovrà essere effettuata in termini monetari, dal momento che i benefici privati sono espressi in questa unità di misura: la moneta, infatti, è utilizzata come strumento di misurazione dei guadagni e delle perdite di utilità (o di benessere). **L'idea fondamentale per la misurazione in termini monetari dei benefici è che gli individui rivelino le loro preferenze per i beni ambientali mostrando la loro Disponibilità A Pagare (DAP) per quei beni.** Il prezzo di mercato costituisce la guida iniziale per misurare tale disponibilità, e quindi, la spesa totale per il bene rappresenta la prima approssimazione del beneficio ricevuto. Ovviamente, la ragione per la quale

la moneta viene utilizzata come unità di misura è che tutti esprimono le proprie preferenze nei termini di questa unità di misura: se acquistiamo un bene, ad esempio, esprimiamo la nostra disponibilità a pagare offrendo moneta in cambio di quel bene, e indirettamente riflettiamo il valore economico che viene attribuito al bene in questione.

Naturalmente **l'approccio monetario presenta numerosi limiti**. In primo luogo, tale approccio “monetizza” le preferenze degli individui per una variazione nella fornitura di un bene non di mercato (es. qualità ambientale) – non il valore del bene in sé. Spesso **le persone non hanno preferenze ben definite in termini monetari per i beni non di mercato**; può quindi essere necessario fornire informazioni aggiuntive per consentire la formazione di tali preferenze. **La disponibilità a pagare, inoltre, dipende dalla capacità di pagare, è distorta dalla distribuzione del reddito**.

A livello teorico, il problema della valutazione economica dei beni ambientali ha subito, negli ultimi decenni, una profonda rielaborazione, soprattutto a causa delle pressioni politiche rivolte al cambiamento della politica ambientale. Nel corso degli anni '80, in particolare, le critiche rivolte alla teoria microeconomica tradizionale di non tenere conto, nelle valutazioni monetarie dei beni ambientali, dei valori diversi da quelli di puro utilizzo ha spinto verso l'**introduzione del concetto di Valore Economico Totale (VET)**. Nonostante esistano approcci diversi, e non vi sia accordo unanime circa la terminologia utilizzata, in economia ambientale si è giunti ad identificare una precisa tassonomia dei valori economici dei beni ambientali, così come riportato nel seguente schema.



Il Valore Economico Totale è composto da “valori d’uso” e “valori di non uso” (o intrinseci). Appartengono alla prima categoria, i valori d’uso (diretto ed indiretto) ed i valori d’opzione e quasi opzione; rappresentano, invece, valori di non uso, il valore di lascito ed il valore d’esistenza. Il valore economico totale risulta quindi pari a:

$VET = \text{valore d'uso diretto} + \text{valore d'uso indiretto} + \text{valore d'opzione} + \text{valore di quasi opzione} + \text{valore di esistenza} + \text{valore di lascito}$

Analizziamo brevemente le diverse componenti:

Il **valore d’uso** rappresenta la principale componente del valore economico di una risorsa ambientale. Gran parte del valore che da questo deriva è legato, infatti, all’utilità percepita dai consumatori attraverso la fruizione. Alcuni autori distinguono tra valore d’uso diretto, che deriva dalla fruizione diretta della risorsa naturale (si pensi, ad esempio, al piacere che deriva dall’utilizzo di una spiaggia), e valore d’uso indiretto, legato ai benefici indiretti che gli individui ricevono dall’utilizzo della risorsa (si pensi, ad esempio, ai fruitori di una spiaggia che beneficiano, nel corso della loro permanenza, degli effetti paesaggistici del territorio circostante).

Il **valore di opzione** è legato al desiderio di assicurare la disponibilità del bene per un potenziale utilizzo futuro. Esso assume particolare rilevanza quando vi sono situazioni di incertezza sulla disponibilità futura

della risorsa ambientale, come, ad esempio, per i c.d. beni irriproducibili o per i beni la cui offerta non è in grado di adeguarsi alle variazioni della domanda. Il valore d'opzione corrisponde, in linea teorica, all'ammontare di un ipotetico premio assicurativo pagato al fine di avere la garanzia della disponibilità futura del bene per un uso diretto o indiretto. I soggetti avversi al rischio saranno, infatti, disposti a pagare una somma di denaro per garantirsi tale disponibilità in futuro.

Il valore di quasi opzione individua, invece, il valore attribuito alla possibilità di preservare la risorsa per utilizzi futuri non ancora identificati e conseguenti al processo di sviluppo tecnologico. In altre parole, esso rappresenta il valore del potenziale aumento di conoscenza che può derivare dalla semplice esistenza di quel bene.

Oltre al valore d'uso, esistono altre valenze, sinteticamente definite come valori di non uso, del tutto indipendenti dall'utilizzo individuale del bene. Ad esempio, il valore di lascito si identifica con l'utilità derivante dalla consapevolezza che, grazie al proprio interessamento, anche le generazioni future potranno godere di determinate risorse ambientali (atteggiamento di tipo altruistico). Dal punto di vista economico, tale valore è esprimibile quindi come la disponibilità a pagare da parte di un soggetto per la conservazione di un certo bene affinché le generazioni future possano disporre. È evidente, allora, come tale concetto sia affine al valore di opzione, nel senso che, come questo, si riferisce a fruizioni differite nel tempo, è correlato all'uso di una risorsa, ma è condizionato dall'incertezza sulla sua disponibilità futura.

Il valore di esistenza è invece legato alla possibilità di preservare il bene da una possibile distruzione a prescindere da qualunque considerazione legata all'uso attuale o futuro di tale risorsa. Tale valore si riferisce, infatti, all'utilità percepita dai soggetti per il solo fatto che le risorse continuano ad esistere, indipendentemente dalla possibilità di trarne un beneficio dall'uso. In termini economici, tale valore è misurato dalla disponibilità a pagare per l'esistenza o la salvaguardia di determinati beni.

L'introduzione del Valore Economico Totale ha segnato un indubbio passo in avanti nelle valutazioni economiche dei beni ambientali. In letteratura, oggi, esiste un sostanziale accordo sul fatto che le componenti appena richiamate possano influire, almeno in linea teorica, sul valore di una risorsa ambientale. Tuttavia, esistono numerose perplessità legate alla possibilità di quantificare valori come quelli di esistenza, per i quali non esiste un riferimento di mercato. Naturalmente, tale problema può essere ridimensionato considerando il peso relativo che le diverse componenti assumono in termini di effettivo contributo al valore economico totale. Nel caso della stima degli effetti misurabili del danno ambientale, infatti, tale operazione consente una notevole semplificazione delle operazioni di stima, garantendo la possibilità di trascurare alcune componenti irrilevanti. In linea generale, la rilevanza delle componenti di non uso dipende da tre elementi fondamentali:

- **l'irreversibilità del bene** - se il bene non viene preservato, le possibilità di rigenerazione sono assai complesse e i tempi ancor più lunghi;
- **l'incertezza** - in quanto il futuro non è noto e gli attuali errori di gestione della risorsa possono generare dei costi potenziali futuri difficili da determinare;
- **l'unicità** - il bene in questione non è facilmente sostituibile, si preferirà quindi la preservazione piuttosto che lo sfruttamento indiscriminato.

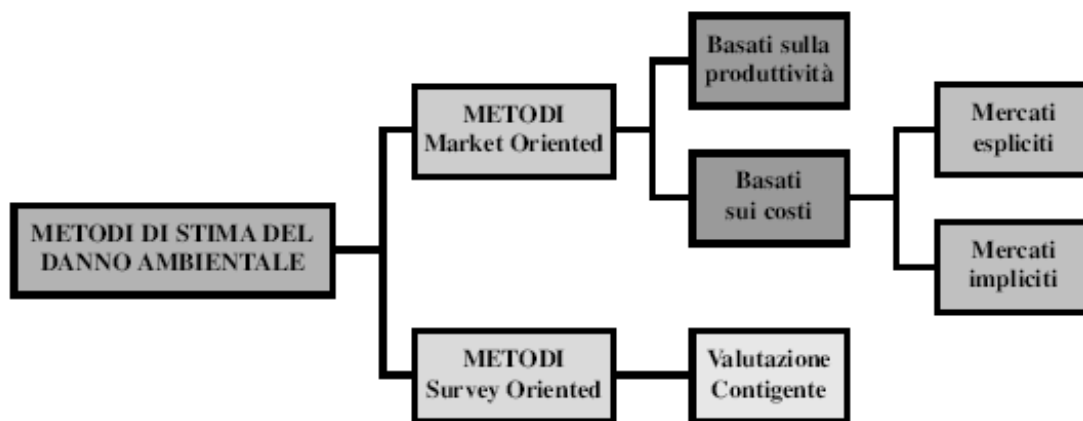
## 2.1 I METODI DI VALUTAZIONE DEL VALORE ECONOMICO DEI BENI AMBIENTALI

Negli ultimi anni sono state definite numerose e differenti metodologie di stima dei costi e benefici esterni ambientali. Malgrado la maggior parte degli approcci si basi su un apparato teorico comune ben definito, esistono notevoli differenze tra loro. Naturalmente, è al di là dello scopo del presente lavoro presentare una rassegna esaustiva delle diverse tecniche di "monetizzazione" esistenti, tuttavia, è opportuno descrivere sinteticamente le principali tecniche al fine di spiegare quali sono i loro ambiti specifici di

applicazione e perché diversi approcci applicati ad un medesimo problema di valutazione ambientale producono risultati diversi.

In primo luogo, è necessario sottolineare come, dal punto di vista giurisprudenziale, il valore economico di un bene ambientale per la collettività sia pari al danno (costo) subito dalla collettività a causa di un'attività di alterazione, deterioramento e distruzione del bene stesso. E' evidente allora come gran parte delle tecniche di valutazione sviluppate sia rivolta alla quantificazioni dei danni arrecati all'ambiente.

Come rilevato da numerosi autori (vedi, ad esempio, Stirling, 1992) esiste una notevole confusione nella classificazione e nomenclatura dei diversi metodi. Malgrado la maggior parte degli autori distingua tra metodi diretti (o delle preferenze dichiarate) e metodi indiretti (o delle preferenze rivelate), i differenti significati attribuiti alla parola 'diretto' da parte dei diversi autori, ha infatti impedito la formazione di un linguaggio comune (Fontana, 2005). Al fine di superare (evitare) tale confusione, si distinguerà tra metodi di stima "market oriented" e metodi di stima "survey oriented". Consideriamo la seguente figura.



Per quanto riguarda i metodi **market oriented**, basati sui costi, assumono particolare rilevanza le tecniche orientate a mercati espliciti, ossia basate su dati di prezzo e quantità ricavati da mercati effettivi. È possibile distinguerle in:

- costo di ripristino: ricostruzione e stima delle spese che sarebbe necessario sostenere per riportare i beni ambientali danneggiati alla situazione precedente il danno (baseline);
- costo di sostituzione: ricostruzione e stima delle spese che sarebbe necessario sostenere per beni prodotti dall'uomo che possano sostituire i beni o i servizi ambientali compromessi;
- costo del progetto ombra: ricostruzione e stima delle spese che sarebbe necessario sostenere per creare un progetto alternativo alla risorsa ambientale danneggiata;
- costo di rilocalizzazione: ricostruzione e stima delle spese che sarebbe necessario sostenere per spostare altrove le attività economiche danneggiate a causa della riduzione della qualità ambientale;
- spese difensive: ricostruzione e stima delle spese che sarebbe necessario sostenere per evitare o prevenire impatti sulle componenti ambientali.

Le tecniche orientate a **mercati impliciti** utilizzano, invece, dati di prezzo e quantità ricavati da mercati di beni surrogati rispetto a quello ambientale da valutare. È possibile distinguerle in:

- prezzi edonici (Griliches, 1971; Rosen, 1974): si fa riferimento al valore di mercato di particolari beni succedanei complementari ai beni ambientali. Si ricorre a questi metodi quando i beni ambientali danneggiati sono intangibili (paesaggio incontaminato, aria pulita, silenziosità di un luogo);
- costi di viaggio (Hotelling, 1931; Clawson, 1959; Claxton e Knetsch, 1966): si fa riferimento alle spese sostenute dagli individui per raggiungere una determinata località, e si assume che tali cifre rappresentino l'effettivo valore che gli individui attribuiscono al sito.

Le tecniche orientate alla produttività considerano l'ambiente naturale come fattore di produzione (Ellis e Fisher, 1987; Maler, 1992; Freeman, 1993):

$$Q = f(K, L, E)$$

dove Q rappresenta il prodotto, K il capitale, L il lavoro ed E un indicatore di qualità ambientale.

Qualora la forma algebrica della funzione di produzione sia nota è possibile calcolare l'effetto che una variazione della qualità ambientale ha sulla produzione. Se un danno altera la quantità o il prezzo di un bene (o di un servizio) fornito da una qualità ambientale, il valore monetario di tale cambiamento costituisce, quindi, una misura del danno alla qualità ambientale stessa. In linea generale, i metodi orientati al mercato presentano una serie di criticità:

- le stime sono dipendenti dal mercato e dunque da fattori contingenti;
- esistono delle difficoltà nella ripartizione della responsabilità dei danni nello spazio e nel tempo, in caso di più inquinatori;
- sono difficilmente applicabili ai casi di danno atmosferico, alla falda, a bacini idrici di vaste dimensioni;
- sono di difficile applicabilità al concetto di biodiversità;
- non sono applicabili qualora i danni ambientali siano, in massima parte, localizzati in aree marginali, di pregio modesto e con scarso valore d'uso per la collettività.

Per quanto riguarda i metodi "survey oriented", le tecniche orientate a mercati ipotetici, o di valutazione contingente, sono invece basate su interviste attraverso le quali viene stimata la disponibilità a pagare degli individui, o di un insieme di individui, per particolari beni e servizi ambientali. In alternativa, sempre tramite interviste, tali tecniche si affidano a valutazioni di tali beni e servizi fornite da esperti. Il valore di un bene ambientale viene così individuato attraverso la ricostruzione della disponibilità a pagare (DAP) degli individui per un beneficio ambientale o la disponibilità ad accettare compensi per un costo ambientale (DAC). Tale disponibilità viene stimata attraverso domande dirette su preferenze personali riguardo l'ambiente, o dedotta analizzando le scelte da essi effettuate in simulazioni in cui vengono proposti beni o servizi ambientali alternativi.

Naturalmente anche questo metodo non è esente da criticità, quali:

- la scarsa conoscenza da parte dell'individuo relativa ai beni ambientali;
- il rischio di comportamenti strategici (free riding);
- non neutralità delle modalità di pagamento;
- il fatto che le preferenze non sono sempre transitive e sommabili;
- il rischio distorsione in ragione del tipo di domanda o del campione.

Dal punto di vista della quantificazione del valore economico totale delle risorse ambientali, i diversi metodi di valutazione presentano, quindi, delle evidenti criticità. **Le metodologie market oriented permettono di stimare solo il valore d'uso, diretto ed indiretto, dei beni ambientali; mentre le metodologie survey oriented, malgrado permettano di individuare sia il valore d'uso che il valore di non uso, risultano altamente arbitrarie.**

Sebbene il concetto di Valore Economico Totale di una risorsa ambientale rappresenti, quindi, un avanzamento dal punto di vista teorico, i metodi utilizzati per la sua valutazione non permettono una chiara quantificazione dei diversi elementi che lo compongono. Tale fenomeno non è sorprendente: da una parte, l'Economia Ambientale, tentando di riportare all'interno dell'impostazione standard i problemi di carattere ambientale, non permette di considerare in maniera soddisfacente parte dei valori di non uso; dall'altra, l'Economia Ecologica, sebbene interessata al valore intrinseco del capitale naturale non sembra

ancora in grado di esprimere, a livello operativo, metodi in grado di quantificare il valore economico di una risorsa.

Queste considerazioni evidenziano in ultima analisi le criticità intrinsecamente connesse alla quantificazione economica dei beni ambientali.

Noto quanto sopra, ai fini della presente analisi si è deciso di utilizzare quale riferimento la metodologia sviluppata nell'ambito del progetto ExternE, acronimo di "External Costs of Energy" e riferimento di una serie di progetti promossi dalla Commissione Europea a partire dagli anni Novanta. Le analisi condotte nell'ambito di tale progetto sono anche state utilizzate nell'ambito di analisi costi benefici a livello "macro" per valutare il costo globale di produzione dell'energia e gli effetti dello sviluppo delle rinnovabili.

Nel successivo paragrafo si riporta una breve descrizione della metodologia adottata per l'implementazione del progetto ExternE, mentre successivamente si riportano delle valutazioni di costo globale delle varie fonti energetiche.

## **2.2 IL PROGETTO EXTERNE**

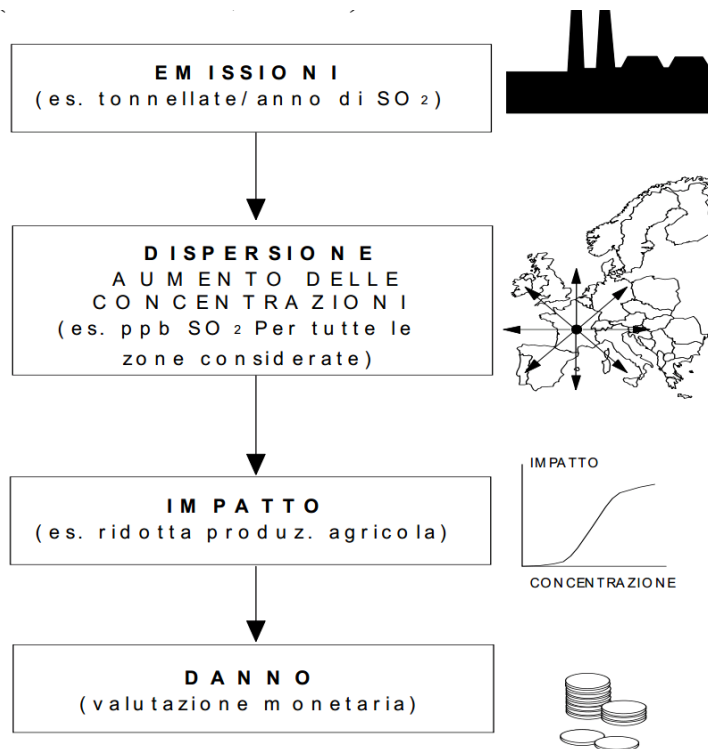
Il progetto ExternE, "External Costs of Energy", è stato inizialmente promosso dalla Commissione Europea in collaborazione con il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti nel 1991, in seguito alla convinzione che gli impatti ambientali connessi alla produzione di energia non fossero debitamente considerati nei processi decisionali. Il progresso nella conoscenza scientifica aveva dimostrato che talune fonti energetiche possono provocare impatti negativi anche molto significativi su un ampio numero di recettori, influenzando sulla salute umana, sugli ecosistemi e sull'ambiente in generale.

La scelta di approfondire le esternalità riconducibili al settore dell'energia è stata, quindi, dettata da diversi fattori, tra cui:

- la necessità di considerare l'interesse ambientale nella scelta tra differenti fonti energetiche e tecnologie ad esse associate;
- la necessità di valutare i costi ed i benefici dell'applicazione di standard ambientali più rigorosi;
- la maggiore attenzione verso l'utilizzo di strumenti economici nelle politiche ambientali;
- la promozione di politiche volte all'incoraggiamento dello sviluppo dei meccanismi di mercato e della competizione nel settore dell'energia (privatizzazione, liberalizzazione dei mercati energetici...)

La metodologia sviluppata nell'ambito del progetto ExternE rappresenta il primo approccio sistematico per la valutazione monetaria dei costi esterni di una vasta gamma di cicli di produzione di energia. L'approccio al calcolo delle esternalità è di tipo bottom-up e si basa sullo studio del percorso degli impatti (Impact Pathway): l'analisi procede in maniera sequenziale dalla quantificazione dei fattori d'impatto (emissioni atmosferiche, rumore ecc..) alla stima delle modificazioni ambientali, alla valutazione degli impatti fisici fino a giungere alla loro quantificazione in termini monetari. Gli impatti ed i costi sono sommati per i diversi recettori sensibili e lo studio si delinea come un'analisi di tipo multidisciplinare.





Il primo studio prodotto dal progetto ExternE è stato pubblicato negli Stati Uniti ed in Europa tra il 1994 ed 1995 e propone una metodologia di lavoro da applicarsi per un dettagliata quantificazione dei costi esterni del ciclo di vari carburanti o fonti energetiche. In particolare, lo studio comprende i seguenti volumi:

- Vol. 1: Sintesi;
- Vol. 2: Metodologia;
- Vol. 3: Carbone e lignite;
- Vol. 4: Petrolio e gas;
- Vol. 5: Nucleare;
- Vol. 6: Eolico ed idroelettrico.

Negli anni la metodologia è stata ulteriormente sviluppata (l'ultima pubblicazione comprendente l'aggiornamento della stessa risale al 2005) e lo studio esteso ad altri settori come il fotovoltaico, i rifiuti o i danni riconducibili al riscaldamento globale.

Ai fini della presente analisi, ci si concentrerà sulla metodologia proposta da ExternE per la monetizzazione dei danni riconducibili alla produzione di energia tramite lo sfruttamento del vento, ovvero al vol. 6 del suddetto studio pubblicato dalla Commissione Europea – Direzione generale XII Scienza, ricerca e sviluppo.

La sezione relativa alla fonte energetica in esame, ovvero il vento, illustra sia la metodologia proposta per il calcolo delle esternalità riconducibili ad un parco eolico, che l'applicazione della stessa per due wind farm localizzate in due diverse zone del Regno Unito, al fine di evidenziare i costi esterni in funzione dell'ubicazione del parco stesso. Nello specifico, il primo parco eolico considerato è situato a Delabole in Cornovaglia, in un'area caratterizzata da un paesaggio prevalentemente collinare, largamente abitato, nonché una delle principali mete turistiche del Regno Unito. Il secondo impianto è ubicato presso le località di Penrhyddlan e Llidiartywaun nel Galles centrale, in un'area maggiormente isolata e meno popolata e frequentata.

Gli impatti identificati come maggiormente rilevanti da ExternE relativamente all'eolico onshore sono il rumore prodotto dagli aerogeneratori e l'impatto visivo degli aerogeneratori. Sono, invece, considerati mediamente rilevanti gli impatti determinati dagli aerogeneratori sull'avifauna e sugli ecosistemi e le relative valutazioni economiche sono ritenute trascurabili.

Nell'ambito della presente analisi, si è adattata la metodologia sopra citata al caso dell'impianto eolico offshore di progetto, identificando come costi ambientali più rilevanti quelli legati al paesaggio e alla pesca.

### 2.3 IL COSTO GLOBALE DELLE FONTI ENERGETICHE

Tra i numerosi studi condotti su questo argomento, decisamente significativi sono quelli condotti per **assoRinnovabili** e **ANEV** rispettivamente da Althesys e da eLeMeNS.

Lo studio commissionato da **assoRinnovabili** ha la finalità di stimare i costi e i benefici legati allo sviluppo delle energie rinnovabili per l'Italia, analizzando i costi di generazione elettrica e confrontando le fonti fossili con quelle rinnovabili. Di seguito si riportano le valutazioni principali e le conclusioni.

“... l'analisi si è sviluppata su due livelli: innanzitutto si sono confrontati e valutati i costi di generazione elettrica delle varie fonti disponibili, rinnovabili e non, considerando sia i costi industriali e finanziari che i relativi costi ambientali e sociali legati alla generazione elettrica (esternalità).

Di seguito si riportano le tabelle elaborate, dalle quali si evince come, già oggi, in alcuni casi le rinnovabili possano essere competitive sul piano economico rispetto alle fonti fossili anche senza tener conto degli aspetti ambientali. **Se si includono nel computo del costo di generazione elettrica anche quelli esterni legati agli impatti ambientali e sociali** delle diverse fonti (Global Cost), **le rinnovabili hanno costi inferiori a quelli del carbone e, a seconda del costo del combustibile, anche a quelli del gas.**

#### Gli LCOE stimati in Italia

€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico <sup>1</sup>		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
RSE, 2014	53,0	65,0	70,0	86,0	123,0		150,0		77,0	165,0
Ecofys, 2014	60,0	90,0	80,0	135,0	55,0	120,0	75,0	105,0	25,0	135,0
IEA, 2015					69,5		108,1		130,2	
Irex Monitor, 2014-2015 <sup>2</sup>					81,5		112,3	147,3		
<b>MEDIA</b>	<b>67,0</b>		<b>92,8</b>		<b>89,8</b>		<b>116,3</b>		<b>106,4</b>	

<sup>1</sup> Impianti Utility Scale (> 1 MW)

<sup>2</sup> Eolico: Irex Annual Report 2015; Fotovoltaico: Irex Annual Report 2014

#### Gli LCOE stimati a livello globale

€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Ecofys, 2014 <sup>1</sup>	55,0	95,0	75,0	135,0	55,0		90,0		30,0	160,0
IRENA, 2015 <sup>1</sup>					31,6	105,4	94,1	185,2	26,3	173,1
IEA, 2015 <sup>2</sup>	30,1	67,7	30,1	90,3	41,4		71,5		15,1	173,1
Irex Monitor, 2015 <sup>3</sup>					60,2		126,8			
<b>MEDIA</b>	<b>62,0</b>		<b>82,6</b>		<b>58,7</b>		<b>113,5</b>		<b>96,3</b>	

<sup>1</sup> Media UE 28

<sup>2</sup> Media mondiale

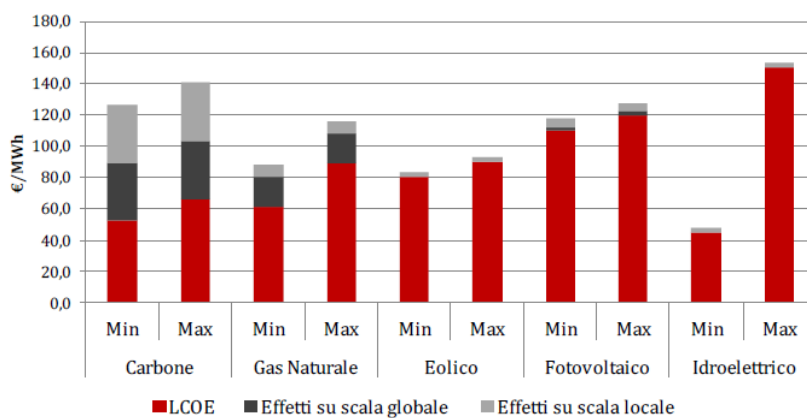
<sup>3</sup> Eolico: Irex Annual Report 2015; Fotovoltaico (utility scale): Irex Annual Report 2014; media (IT, FR, DE, ES, DK, EL, UK, RO, PL)

Stime dei costi esterni per le diverse fonti di generazione

€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
RSE, 2014	50,00	70,00	20,00		trascurabili		2,00		trascurabili	
Ecofys, 2014	81,70	95,30	34,30		4,20		14,20		1,00	
ExternE, 2005	86,37		25,34		1,28		6,11		4,90	
REN 21, 2012	64,42		26,48		3,24		7,69		3,24	
<b>MEDIA</b>	<b>74,6</b>		<b>26,5</b>		<b>2,9</b>		<b>7,5</b>		<b>3,0</b>	

Global Cost of Electricity per le diverse fonti di generazione

€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
LCOE	52,1	65,9	61,1	89,3	80,0	90,0	110,0	120,0	45,0	150,0
Costi esterni	74,6		26,5		2,9		7,5		3,0	
<b>Global cost</b>	<b>126,7</b>	<b>140,5</b>	<b>87,6</b>	<b>115,8</b>	<b>82,9</b>	<b>92,9</b>	<b>117,5</b>	<b>127,5</b>	<b>48,0</b>	<b>153,0</b>



In seguito, tenendo conto dei risultati della prima parte, si è svolta l'analisi costi-benefici per il sistema Paese relativa allo sviluppo delle rinnovabili, considerando due possibili scenari di crescita. Il primo, inerziale, che prevede una quota moderata di nuove installazioni (**Business as Usual - BAU**) e il secondo, più spinto, che prevede una produzione da FER del 58,5% sulla domanda elettrica al 2030 (**Accelerated Deployment Policy - ADP**).

Costi	dati in mln €		
	BAU	ADP	
Incentivi	158.347	171.043	
<i>di cui nuovi</i>	2.467	15.164	
Detrazioni fiscali fotovoltaico	2.429	3.495	
Costi carenze infrastrutturali	1.585	1.815	
<b>TOTALE</b>	<b>162.361</b>	<b>176.354</b>	
Benefici	BAU	ADP	
	Riduzione del prezzo dell'elettricità	72.091	92.254
	Riduzione del fuel risk	7.586	11.825
	Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate	25.289	48.369
	Altre esternalità evitate	13.537	16.575
	Ricadute economiche dirette	50.246	74.538
	<i>di cui per l'occupazione</i>	20.862	34.051
	Ricadute economiche indirette	15.899	25.959
Ricadute economiche indotte	7.344	11.092	
<b>TOTALE</b>	<b>191.992</b>	<b>280.612</b>	
<b>Saldo benefici-costi</b>	<b>29.631</b>	<b>104.258</b>	

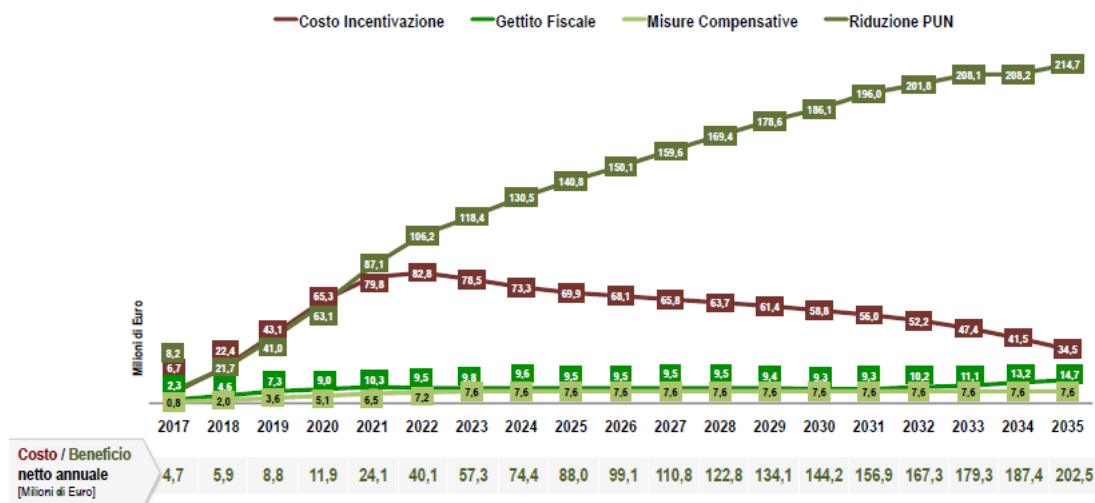
L'analisi costi-benefici evidenzia come gli effetti positivi apportati al sistema Paese dalle FER (fonti energetiche rinnovabili) siano considerevolmente superiori agli incentivi erogati per il loro sviluppo. Il

saldo dell'analisi è ampiamente positivo in entrambi gli scenari ipotizzati, con benefici netti compresi tra i 29,6 mld € (BAU) e i 104,2 mld € (ADP).

Lo studio commissionato da ANEV ha invece l'obiettivo di valutare gli effetti dell'incentivazione della generazione eolica sul sistema italiano, e in particolare si focalizza su alcuni dei benefici derivanti dalla fonte eolica, quali:

- **Effetto di riduzione del Prezzo Unico Nazionale dell'energia - PUN** [beneficiari: consumatori di energia elettrica]
- **Gettito fiscale** [beneficiari: finanza pubblica / contribuenti]
- **Misure compensative locali** [beneficiari: Comuni ospitanti impianti eolici]

Di seguito si riporta il grafico che rappresenta lo scenario determinato adottando i parametri più cautelativi (scenario LOW 2017-2035).



### 3 ANALISI DEI COSTI

#### 3.1 PAESAGGIO

Per quanto riguarda il costo economico associabile alla modifica del paesaggio, il progetto ExternE, il percorso di impatto considera: l'impatto visivo della turbina in relazione alle caratteristiche della stessa; l'area di interferenza visuale tenendo conto della morfologia dei luoghi e della tipologia di paesaggio; l'impatto visivo sia rispetto alla fruizione dei luoghi da parte della popolazione che di pianificazione del

territorio; la possibile percezione della modifica del paesaggio valutabile rispetto all'attuale uso del suolo, alla ventosità, a fattori socio-economici anche tramite rilievi e fotomontaggi. La monetizzazione del danno, ovvero il costo ambientale, viene quindi calcolata in base alla disponibilità a pagare per la preservazione del paesaggio da parte dei residenti e dei turisti.

In particolare, lo studio di ExternE giunge all'individuazione di due diversi valori monetari per il danno associabile al parco eolico ubicato in Cornovaglia e per il parco eolico situato in Galles. Essendo, infatti, il danno pari alla somma del prodotto della disponibilità a pagare da parte dei residenti per il numero dei residenti con il prodotto della disponibilità a pagare da parte dei turisti per il numero dei turisti; esso varierà in funzione della densità abitativa della zona e dell'attrattiva turistica dei luoghi.

Nel caso in esame, dalle valutazioni effettuate nello studio paesaggistico hanno evidenziato come l'impatto degli aerogeneratori risulti basso.

Ad ogni modo, al fine di tenere comunque conto di tale possibile costo esterno, ci si è riferiti alle valutazioni effettuate dal prof. Tirendi, che ha utilizzato la metodologia del progetto EsternE per valutare e quantificare l'impatto paesaggistico prodotto dalla realizzazione di due parchi eolici nei Comuni di Accadia e Sant'Agata di Puglia, nei Monti Dauni.

Riprendendo un passaggio dello Studio. *“Il paesaggio in quanto bene pubblico viene consumato da turisti e residenti senza alcuna spesa. Il fatto che non sia pagato, però, non significa che il paesaggio non abbia un suo valore. Un consumatore, infatti, potrebbe essere disposto a pagare per la sua fruizione/mantenimento (valore d'uso corrente), per poterne usufruire in futuro (valore d'opzione), perché ne possano usufruire le future generazioni (valore di lascito), per il piacere che altri individui possano godere (valore vicario) e per il solo fatto che un bene territoriale con quelle caratteristiche esista (valore di esistenza). La valutazione di contingenza consiste nel domandare ad un campione di individui quale sia la massima disponibilità a pagare (DAP) per il mantenimento/miglioramento della qualità di una risorsa mirando a tracciare una curva di domanda altrimenti latente. Questo strumento, fondato su questionari compilati attraverso interviste del tipo “in persona” ad un campione casuale di 200 residenti dei comuni di Accadia e Sant'Agata (per un totale di 400 interviste complessive) ha avuto come obiettivo principale la misurazione del possibile danno arrecato al paesaggio dalla presenza delle turbine eoliche.”*

TABELLA 1 - DISPONIBILITÀ A PAGARE DEL CAMPIONE DEGLI INTERVISTATI DI ACCADIA E SANT'AGATA DI PUGLIA						
DAP per livello di tassazione						
Tasso	Accadia			Sant'Agata di Puglia		
	si	totale	% si	si	totale	% si
5 €	30	50	60	33	50	66
10 €	28	50	56	26	50	52
25 €	14	50	28	22	50	44
50 €	15	50	30	14	50	28

In pratica è stato chiesto a questo campione significativo di abitanti dei due comuni quanto fossero disposti a pagare per una delocalizzazione dei Parchi Eolici in altre aree indicando nella stessa domanda i valori di 5€, 10 €, 25€, 50 €. È evidente che questa “valorizzazione” è stata richiesta solo a chi era disposto a pagare ovvero ad autotassarsi per non avere l'impianto eolico nel territorio comunale.

*“Nel questionario dopo una serie di domande preparatorie è stato richiesto all'intervistato di esprimere la propria disponibilità a pagare (DAP) per ottenere la delocalizzazione degli impianti eolici presenti nel proprio ambito comunale. La richiesta relativa alla DAP è stata preceduta dalla descrizione del seguente scenario: « La Giunta Regionale della Puglia sta studiando un Piano di localizzazione dei nuovi impianti eolici; per quelli già attivi, laddove sia evidente la presenza di impatti negativi sul paesaggio circostante sta valutando la possibilità di delocalizzare gli impianti «off-shore» (sul mare) sul basso adriatico a*

*notevole distanza dalla costa in modo da risultare non visibile anche attraverso l'uso di colori in grado di renderne minimo l'impatto visivo. Lei sarebbe a favore di uno spostamento delle turbine? (SI - NO). Essendo la delocalizzazione molto onerosa la Regione interverrà nella misura del 50% dei costi, lasciando la restante parte a carico dei cittadini. Se la sua famiglia fosse chiamata a contribuire con un contributo di € x da pagare una sola volta per attuare questo programma, lei come voterebbe?"*

Dalla Tabella 1, sopra riportata, si evince che ad Accadia su 200 abitanti, 87 (43,5%) sono disposte a pagare e mediamente sono disposte a pagare 17,6 €. A Sant'Agata di Puglia su 200 persone sono disposte a pagare 95 persone (47,5%) e mediamente sono disposte a pagare 17,6 €.

Mediando ulteriormente i dati dei due comuni possiamo dire che il 45,5% dei residenti è disposto a pagare una somma di 17,6 €, per delocalizzare il parco eolico e non avere l'impatto visivo da esso prodotto. Considerando inoltre che la ricerca è del 2006 e che l'indice di rivalutazione ISTAT da gennaio 2006 ad aprile 2023 è pari a 1,378, abbiamo  $17,6 \text{ €} \times 1,378 = 24,25 \text{ €}$ .

Esaminando ora le particolarità del Parco Eolico in esame, dalle analisi di intervisibilità si può effettivamente concludere che l'impianto non viene sostanzialmente percepito da nessun punto di vista e l'unico modo per rilevarne la presenza è utilizzare un binocolo con zoom 8x. Ad ogni buon fine, nel seguito viene quantificata questa esternalità nelle medesime ipotesi sopra richiamate, ipotizzando quindi che il 50% della popolazione residente sia disposta a pagare un valore pari a circa 25 € per delocalizzare il parco eolico.

La popolazione residente viene riferita a quella complessiva dei comuni localizzati lungo il tratto di costa prospiciente il parco eolico, come di seguito riportato.

Comune	Provincia	Distanza	Popolazione
Vieste	Foggia	54 km	13.405
Manfredonia	Foggia	70 km	53.902
Zapponeta	Foggia	70 km	3.275
Margherita di Savoia	BAT	61 km	11.161
Barletta	BAT	53 km	92.427
Trani	BAT	49 km	54.941
Bisceglie	BAT	47 km	53.534
Molfetta	Bari	45 km	57.329
Giovinazzo	Bari	43 km	19.366
Bari	Bari	39 km	316.015
Mola di Bari	Bari	43 km	24.416
Polignano a Mare	Bari	52 km	17.531
Monopoli	Bari	58 km	47.996

La popolazione complessiva è pari quindi a circa 765.298 abitanti.

Fermo restando che, atteso che l'impianto risulta non visibile dalle aree abitate, considerare un numero così elevato di abitanti determina un notevole sovradimensionamento del costo esterno legato al paesaggio, il valore che si ottiene è:

$$765.298 \text{ abitanti} \times 25 \text{ €} = 13.137.000,00 \text{ €}$$

Al fine di tenere conto del valore assegnato al paesaggio dai turisti e non residenti che attraversano l'area, ovvero della diversa tipologia di impianto, si è incrementato il costo ambientale calcolato per i residenti del 50%, ottenendo infine una stima del costo esterno pari a **€ 19.132.450,00**.

Tale importo rappresenta, quindi, il costo esterno associabile all'impatto visivo.

Di seguito, tale valore viene riparametrato rispetto alla produzione di energia elettrica attesa, che è pari a:

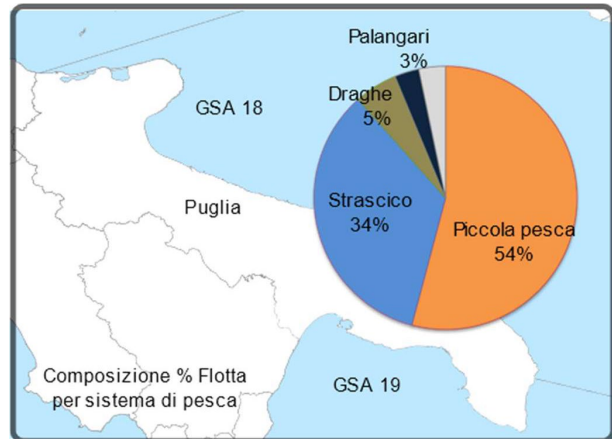
3.121.320 MWh/anno x 30 anni = 93.639.600 MWh.

Pertanto, il costo esterno unitario è pari a **0,20 €/MWh**.

### 3.2 ECONOMIA DEL MARE - PESCA

In base al “Rapporto sull'andamento economico della flotta italiana per regione amministrativa” di luglio 2022 redatto da NISEA (Fisheries and Aquaculture ,Economic Research), la flotta pugliese rappresenta il 12% della consistenza totale della flotta nazionale in termini numerici e il 17% dello sforzo di pesca espresso in termini di giorni di attività; dunque, in Puglia si concentra una buona parte della capacità peschereccia italiana a conferma dell'estrema rilevanza dell'attività di pesca regionale.

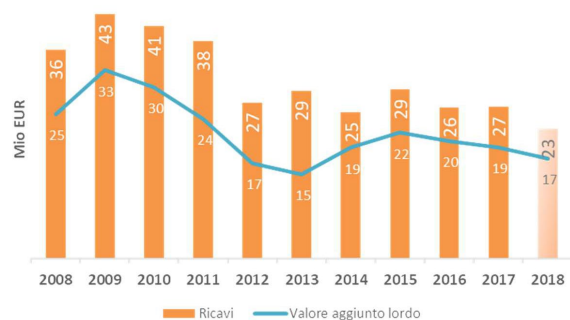
Tale rilevanza acquista ancora maggior forza se si considera che per i sistemi maggiormente produttivi, quali lo strascico, l'incidenza della flotta pugliese su quella italiana è ancora più alta; infatti, nei compartimenti marittimi pugliesi è iscritto il 23% di tutta la flotta a strascico nazionale. Le principali specie pescate sono: alici, gamberi bianchi, naselli, seppie, moscardini, totani che nel complesso rappresentano il 50% del volume dello sbarcato. La pesca in Puglia rappresenta il 15% dello sbarcato nazionale in termini di valore.



L'attività degli strascicanti pugliesi da cui dipende il 72% del valore totale della produzione ittica regionale si concentra nelle marinerie di Molfetta e Manfredonia, proprio nell'ambito dell'area di progetto. Rispetto al 2018, i ricavi sono notevolmente aumentati (+22%), raggiungendo con circa 103 milioni di euro, il massimo dal 2014. Tra il 2017 ed il 2018, il numero degli imbarcati si è mantenuto stabile, con 1449 persone stimate a bordo. La ripresa dei ricavi ha determinato un incremento del costo del lavoro medio per occupato, pari, nel 2018 a 15,1 mila euro.

Nonostante ciò, il sistema più diffuso in ambito regionale è la piccola pesca (860 natanti pari al 57% del numero complessivo). I ricavi con circa 23 milioni di euro, nel 2018, hanno inciso per il 16% sui ricavi totali regionali e sono diminuiti del 14% rispetto al 2017. Stessa flessione si è registrata per il valore aggiunto lordo che ha raggiunto il minimo dal 2012. Tra il 2017 ed il 2018, anche il numero di addetti ed il costo del lavoro si sono ridotti rispettivamente del 5% e del 4%.

I suddetti dati sono riassunti nei grafici che seguono, dai quali emerge un trend in crescita per la pesca a strascico e in diminuzione per la piccola pesca.



A seguito della inibizione alla navigazione, l'attività ittica risente della sottrazione di parte dell'ambiente marino, l'effetto negativo è però attenuato dalle seguenti condizioni:

- la possibilità che l'area sottratta alla pesca sia oggetto di un naturale effetto di ripopolamento ittico, soprattutto dei fondali, sottratti alla pratica industriale della pesca a strascico, con la creazione di un effetto nursery e il conseguente aumento del pescato.
- la possibilità di utilizzare le aree di installazione del parco offshore per la co-installazione di impianti di acquacoltura favorita dalle aree di calma, effetto della modificazione del moto ondoso.

L'effetto negativo sulla attività ittica di tipo industriale è focalizzato all'area di transito del cavidotto marino, dove si registra la massima frequenza di interazione tra le navi adibite a tali attività, come da Figura seguente.



*Frequenza interazione con cavidotti per imbarcazioni adibite alla pesca a strascico*

Nell'ambito del presente studio, a favore di sicurezza, si intendono quantificare gli effetti della realizzazione delle opere sull'economia del mare unicamente come costo, in termini di mancati ricavi per l'attività di pesca a strascico. Sul punto si precisa che dal report di COISPA (allegato ES.9.4) e dalle risultanze delle indagini Side Scan Sonar (allegato ES.6.1 e ES.6.4) che l'area su cui insiste il parco eolico è caratterizzata da una intensità bassa di pesca a strascico, probabilmente per la profondità del fondale. Ne deriva che l'effetto dell'interdizione di tale area alle attività di pesca potrebbe essere ininfluenza, se non addirittura positivo.

Ad ogni buon conto, ai fine del presente studio, si è ipotizzato un danno minimo, quantificando il costo associato di valore pari al 2 % dei ricavi annuali legati alla pesca a strascico, ovvero circa 2.000.000 €/anno.

Riparametrando il suddetto valore rispetto alla produzione di energia elettrica attesa, pari a 1.417.500 MWh/anno, il costo esterno unitario è pari a **0,65 €/MWh**.

### 3.3 COSTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA

Ai costi sopra stimati va aggiunto il costo di produzione dell'energia elettrica per l'impianto in studio. In generale, i costi della generazione di elettricità dal vento dipendono da vari fattori, in particolare dall'intensità del vento nel sito prescelto, dal costo delle turbine e delle relative attrezzature, dalla vicinanza alla rete elettrica nazionale e dall'accessibilità al sito.

Innanzitutto, è opportuno ricordare come l'individuazione e le caratteristiche anemologiche del sito prescelto abbiano un'indubbia importanza economica, in quanto la fisica chiarisce che la potenza della



vena fluida è proporzionale al cubo della velocità del vento: se quest'ultima dovesse raddoppiare, matematicamente si potrebbe ottenere un'energia otto volte maggiore.

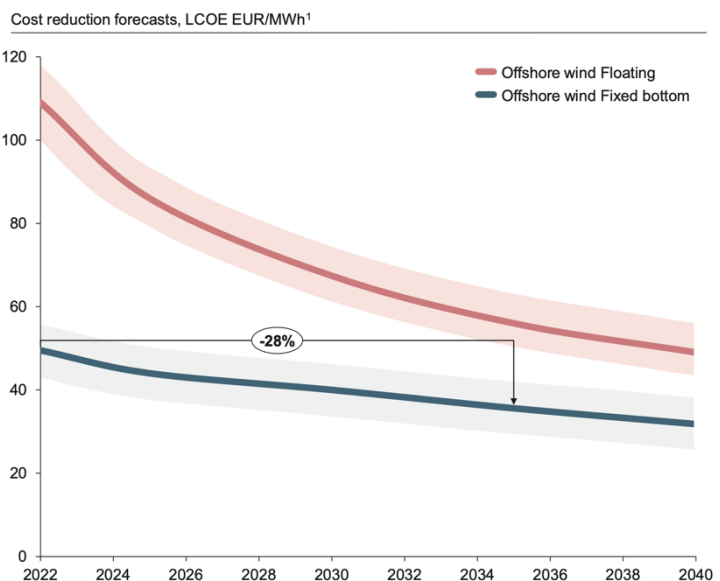
Inoltre, rispetto ad una tradizionale centrale alimentata con combustibili fossili, una centrale a fonte rinnovabile è caratterizzata dall'assenza di oneri per il “combustibile”, in quanto il vento è una risorsa assolutamente gratuita e perciò disponibile liberamente. Si deve tener anche conto del fatto che, nel breve termine, i costi iniziali di investimento predominano rispetto a quelli di esercizio, comportando una particolare attenzione alla copertura finanziaria dell'investimento, in modo particolare se si ricorre a finanziamenti di terzi. Da oltre venti anni, ossia da quando l'industria del settore ha cominciato a raggiungere la sua maturità commerciale, il costo dell'energia eolica è in continua diminuzione, grazie alle economie di scala legate all'ottimizzazione dei processi produttivi, alle innovazioni e al conseguente miglioramento delle prestazioni delle macchine eoliche. In letteratura esistono vari studi che stimano i costi dell'energia generata da impianti eolici. Il più utilizzato è quello che utilizza l'approccio del “costo di produzione costante dell'energia”, rapportato all'intera vita operativa dell'impianto, meglio conosciuto con l'acronimo LCOE (Levelized Cost of Energy). Questo tipo di approccio, utilizzato, fra l'altro, per confrontare il costo della generazione elettrica delle diverse fonti (fossili e non), tiene conto dei costi di investimento del capitale, del costo delle operazioni di manutenzione degli impianti (O&M) e del costo del combustibile; costituisce inoltre un punto di riferimento nelle analisi dei costi di produzione dell'energia elettrica derivante dalle diverse fonti esistenti. È evidente che il costo del capitale risulti essere il principale componente per le tecnologie rinnovabili, mentre, al contrario, il costo del combustibile ha un peso molto grande per la maggior parte di quelle fossili.

Secondo un rapporto di KIC InnoEnergy e BVG Associates intitolato “Future renewable energy costs”, il costo livellato dell'energia prodotta dall'eolico offshore in Europa potrebbe in 14 anni ridursi di un terzo. Obiettivo dell'articolo è quello di individuare le innovazioni tecnologiche in grado di permettere all'eolico offshore di competere, in termini di costi, con le forme più economiche di energia.

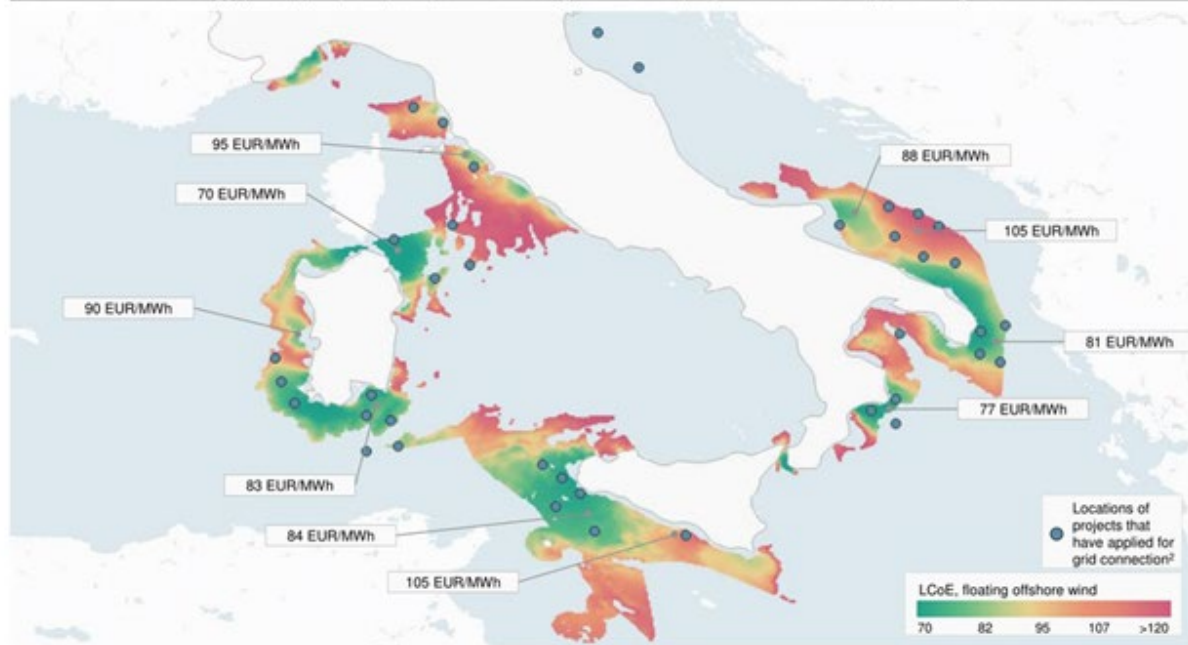
Il risultato sono oltre 50 trend e miglioramenti tecnologici, dalle modifiche del design ai cambiamenti nel software: due terzi dei risparmi sui costi stimati sono risultati essere realizzabili attraverso solo nove aree di intervento, come il miglioramento dell'aerodinamica delle pale e l'ottimizzazione del layout delle turbine. L'innovazione con il maggiore potenziale impatto sulla riduzione dei costi è l'aumento delle dimensioni degli aerogeneratori, in quanto utilizzando un minor numero di turbine si ottengono significativi risparmi nel costo delle fondamenta e dei lavori di costruzione.

A fianco, si riporta il trend del valore di LCOE al 2040 riportato nel report 2022 di AEGIR, supportato da dettagliate analisi di mercato sui costi dei materiali e della manodopera, oltre che delle tecnologie e i relativi trend da cui si evince che già al 2026 il valore di LCOE sarà pari a 80 €/MWh.

Di seguito si riporta, invece, l'elaborazione, sempre a cura di AEGIR, svolta in funzione dell'area geografica di installazione, componendo i diversi fattori che concorrono alla formazione del LCOE. Da tale ricostruzione emerge che le aree in cui ricade il progetto in esame sono caratterizzate da un LCOE pari a circa 90 €/MWh.



Levelized cost of energy (LCoE) map for prospective floating areas<sup>1</sup> and projects that have applied for grid connection<sup>2,3</sup>



Sources: Aegir Quant, Tema (Italian TSO), Global Wind Atlas  
 Notes: 1) Areas with water depth 60-1300 m and wind-speed above 6 m/s are assumed prospective for floating wind. 2) Tema: Eolico Off-shore per la transizione ecologica di Civitavecchia: sfide e opportunità (2021). 3) Project locations are approximate. LCoE heatmap is based on a generic project size of 1000MW with CO2 at 2030.

AEDR INSIGHTS

2

Sulla base di quanto sopra riportato, per quanto attiene il Parco Eolico in esame, dal momento che utilizza macchine di ultima generazione molto efficienti che sfruttano molto bene la risorsa eolica dell'area, possiamo tranquillamente stimare, in via del tutto cautelativa, un costo di produzione dell'energia elettrica pari a **100 €/MWh**

## 4 ANALISI DEI BENEFICI

### 4.1 PREZZO DELL'ENERGIA

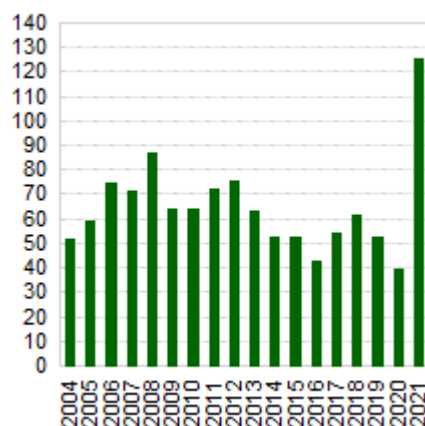
Per poter valutare compiutamente costi e benefici va stimato il prezzo dell'energia, in altri termini il valore di quanto prodotto dal parco eolico.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nell'ultimo periodo ha subito un incremento notevole, fino a 500 €/MWh, considerato che la situazione attuale risente di ripercussioni legate a questioni socio-politiche e che non può ritenersi un valore di riferimento, un valore plausibile che potrebbe stabilizzarsi nel prossimo futuro è pari a 80 €/MWh.

Nello specifico caso in esame, per gli impianti eolici offshore è prevista, come noto, una tariffa incentivante pari a 180 €/MWh.

Di seguito, si riportano i valori annuali dell'andamento del PUN a partire da 2004.

periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)		
	media	min	max
2004*	51,60	1,10	189,19
2005	58,59	10,42	170,61
2006	74,75	15,06	378,47
2007	70,99	21,44	242,42
2008	86,99	21,54	211,99
2009	63,72	9,07	172,25
2010	64,12	10,00	174,62
2011	72,23	10,00	164,80
2012	75,48	12,14	324,20
2013	62,99	0,00	151,88
2014	52,08	2,23	149,43
2015	52,31	5,62	144,57
2016	42,78	10,94	150,00
2017	53,95	10,00	170,00
2018	61,31	6,97	159,40
2019	52,32	1,00	108,38
2020	38,92	0,00	162,57
2021	125,46	3,00	533,19



Prezzo dell'energia elettrica, PUN (€/MWh)  
(Fonte dati GME – Gestore dei Mercati Energetici)

#### 4.2 BENEFICI AMBIENTALI

Come è ormai riconosciuto a livello unanime dalla comunità scientifica, le emissioni di anidride carbonica, tra i principali responsabili del riscaldamento globale del pianeta, derivano in gran parte dallo sfruttamento dei combustibili fossili; tali emissioni possono essere evitate preferendo la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. I benefici ambientali che derivano dall'esercizio dell'impianto sono connessi dunque alla mancata immissione in atmosfera di gas ad "effetto serra" (CO<sub>2</sub>), oltre che di gas nocivi alla salute, quali gli NO<sub>x</sub> ed SO<sub>x</sub>.

Nel caso specifico, il quantitativo di emissioni evitate può essere valutato moltiplicando la produzione di energia elettrica del parco eolico di progetto per il fattore di emissione del mix energetico nazionale. Tale fattore rappresenta la quantità di un determinato inquinante immessa in atmosfera per unità di energia elettrica prodotta, considerando la composizione percentuale delle varie fonti di produzione di energia elettrica che concorrono nella rete nazionale.

I dati del rapporto dell'Ispra "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei" pubblicato nel 2019 mostrano la riduzione dal 1990 del fattore di emissione medio europeo e dei singoli Paesi considerati. Nel 2017 l'Italia mostra un fattore di emissione (410,4 g CO<sub>2</sub>eq/kWh) superiore solo a quello di Svezia (201,8 g CO<sub>2</sub>eq/kWh), dove il parco termoelettrico è prevalentemente alimentato da bioenergie.

**Tabella 4.6 – Fattori di emissione di gas serra del parco termoelettrico per la produzione di elettricità e calore (g CO<sub>2eq</sub>/ kWh) nei principali Paesi europei e in EU28. Dati in ordine decrescente del valore del 2017.**

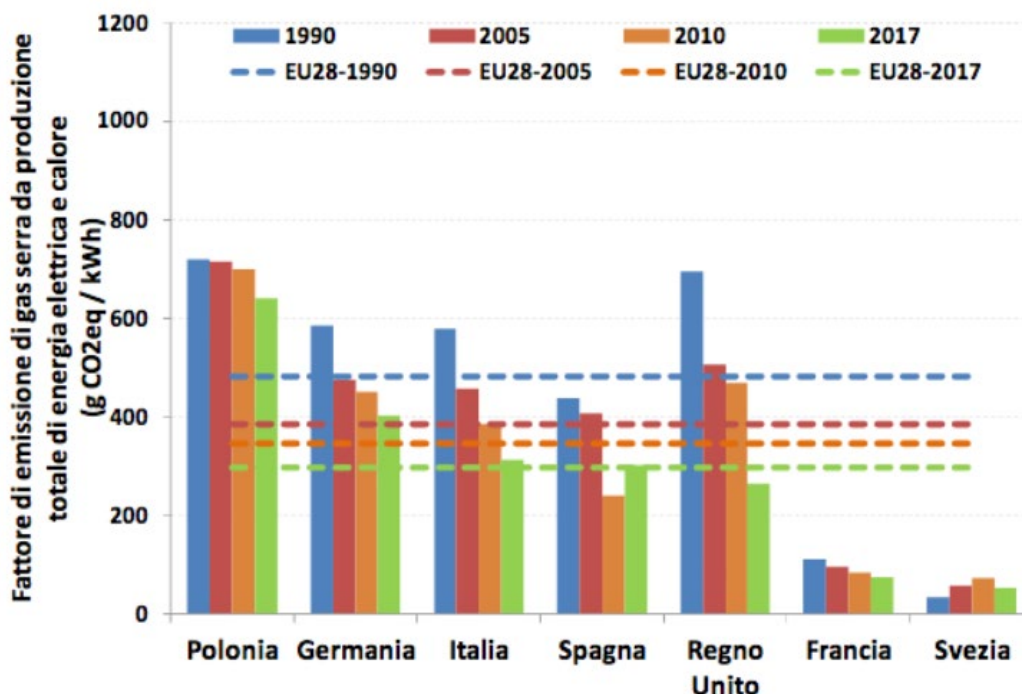
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
<b>EU28</b>	747,3	716,2	654,8	608,5	561,7	569,8	536,2	525,8
<b>Polonia</b>	723,8	761,0	749,8	724,0	714,6	705,8	697,9	694,5
<b>Spagna</b>	928,7	894,1	780,8	629,3	502,3	655,2	618,1	622,2
<b>Germania</b>	785,3	780,3	745,8	680,0	639,0	637,8	621,3	600,7
<b>Francia</b>	952,2	856,6	547,4	520,1	578,9	507,9	442,8	445,6
<b>Regno Unito</b>	896,2	787,2	647,8	655,8	585,6	590,5	468,9	447,1
<b>Italia</b>	691,8	666,4	623,9	524,3	478,3	442,1	425,4	410,4
<b>Svezia</b>	343,0	272,2	267,4	261,8	224,8	194,4	199,7	201,8

Di seguito sono riportati i fattori di emissione per la produzione di elettricità e calore dall'intero settore elettrico, comprensivo quindi della produzione rinnovabile e di origine nucleare.

**Tabella 4.7 – Fattore di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore (g CO<sub>2eq</sub>/ kWh) nei principali Paesi europei e in EU28. Dati in ordine decrescente del valore del 2017.**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
<b>EU28</b>	481,3	437,5	399,1	384,7	346,5	317,9	302,3	297,0
<b>Polonia</b>	719,8	753,8	741,8	715,2	699,0	663,8	650,3	639,8
<b>Germania</b>	585,3	559,9	514,6	476,5	451,4	436,5	432,5	403,4
<b>Italia</b>	578,7	549,6	507,7	457,2	386,2	325,2	316,6	312,0
<b>Spagna</b>	439,0	468,5	444,3	407,3	239,8	304,3	258,9	302,6
<b>Regno Unito</b>	696,0	564,2	490,2	507,4	468,0	371,9	295,0	263,4
<b>Francia</b>	111,3	77,5	85,3	95,7	85,0	62,5	68,1	76,5
<b>Svezia</b>	34,0	53,2	50,7	58,6	73,2	48,6	54,8	53,2

Il fattore di emissione per l'Italia scende così a 312 grammi di CO<sub>2</sub> equivalente/kWh grazie all'apporto delle fonti rinnovabili.



*Fattori di emissione di gas serra per la produzione termica di energia elettrica e calore (g CO<sub>2eq</sub>/ kWh)*

D'altro canto, come riferito nel documento relativo alla valutazione del ciclo vita elaborato dal Politecnico di Milano (cfr. allegato ES.5), ad un impianto eolico offshore è associabile una immissione pari a circa 30 grammi di CO<sub>2</sub> equivalente/kWh, a fronte dei circa 450 grammi associati all'elettricità prodotta dal gas

naturale in impianto a ciclo combinato: ne deriva che le emissioni evitate sarebbero pari alla differenza, corrispondente quindi a circa 400 grammi di CO<sub>2</sub> equivalente/kWh. A vantaggio di sicurezza nella valutazione del rapporto costi/benefici, si considera come valore di riferimento per le emissioni evitate il fattore di emissione sopra individuato.

Contemporaneamente, l'EPA, Agenzia statunitense per la protezione dell'ambiente, ha proposto una nuova stima per il costo sociale delle emissioni di carbonio in un documento datato settembre 2022 “Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances.”

Tale documento, come si osserva nella Tabella che segue, stima il costo sociale del carbonio in \$ 120, \$ 190 o \$ 340 per tonnellata metrica di CO<sub>2</sub>, utilizzando tassi di sconto del 2,5%, 2,0% e 1,5%, rispettivamente. Tali tassi riflettono il peso attribuito agli impatti futuri del cambiamento climatico. Un tasso più alto significa che viene assegnato un valore in dollari inferiore agli impatti futuri; un tasso inferiore assegna più valore ai danni futuri.

*Table 3.1.1: Social Cost of Carbon (SC-CO<sub>2</sub>) by Damage Module, 2020-2080 (in 2020 dollars per metric ton of CO<sub>2</sub>)*

Emission Year	Near-Term Ramsey Discount Rate and Damage Module								
	2.5%			2.0%			1.5%		
	DSCIM	GIVE	Meta-Analysis	DSCIM	GIVE	Meta-Analysis	DSCIM	GIVE	Meta-Analysis
2020	110	120	120	190	190	200	330	310	370
2030	140	150	150	230	220	240	390	350	420
2040	170	170	170	280	250	270	440	390	460
2050	210	200	200	330	290	310	500	430	520
2060	250	220	230	370	310	350	550	470	570
2070	280	240	250	410	340	380	600	490	610
2080	320	260	280	450	360	410	640	510	650

Un precedente riferimento è rappresentato dallo scenario elaborato dal Netherlands Bureau of Economics (CPB) e Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL) in “Valuation of CO<sub>2</sub> emissions in SCBA: implications of the scenario study Welfare, Prosperity and the Human Environment (2016)”. Nel documento sono riportati i valori del SCC per diversi scenari di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> collegata a investimenti nella produzione di energia elettrica.

I valori di riferimento, in uno scenario di contenimento dell’aumento della temperatura media globale al di sotto dei 2°C, variano fra i 200 e i 1.000 €/ton al 2050 che, con un tasso di sconto pari al 3,5%, corrispondono ad un range di circa 76 – 382 €/ton al 2022, con un valore mediano di circa 230€/ton.

Nell’ambito del presente studio, si è quindi scelto di considerare un costo sociale delle emissioni di CO<sub>2</sub> pari a 200 €/t; il beneficio che si ottiene è pari a:

$$0,3 \text{ t/MWh} \times 200 \text{ €/t} = \mathbf{60,00 \text{ €/MWh}}$$

## 5 RISULTATI

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa in cui sono indicati i singoli contributi fin qui valutati ed il relativo saldo.

Prezzo di vendita dell'energia elettrica	180,00	€/MWh
LCOE (Levelized Cost of Energy)	- 100,00	€/MWh
Costo esterno per impatto visivo	- 0,20	€/MWh
Costo esterno per impatto economia del mare (pesca)	- 0,65	€/MWh
Valore delle emissioni di CO <sub>2</sub>	60,00	€/MWh
<b>SALDO COSTI/BENEFICI</b>	<b>139,15</b>	<b>€/MWh</b>

Da tale analisi emergono due conclusioni fondamentali:

1. Il saldo costi/benefici rimane positivo anche considerando le esternalità
2. Le esternalità negative assumono un valore molto basso, nonostante siano state fatte delle assunzioni molto cautelative

Al saldo positivo si aggiungono i benefici associati alla costruzione dell'impianto, in grado di generare un investimento che porta un sicuro indotto sul territorio: oltre ai costi di realizzazione che saranno con ogni probabilità riversati in favore di imprese e tecnici locali, ci si riferisce agli interventi previsti nell'ambito del progetto di paesaggio, definiti con la finalità di ottenere una valorizzazione del territorio interessato attraverso meccanismi di riqualificazione ambientale, urbanistica, sociale e di sviluppo economico.

Ne deriva che, come peraltro ormai acclarato a livello internazionale, l'eolico offshore rappresenta una delle soluzioni più sostenibili per produrre energia da fonti rinnovabili.