



OTTOBRE 2023

## POVEGLIA WIND S.R.L.

IMPIANTO EOLICO "CHIARAMONTI" DA 34 MW  
LOCALITÀ STRADA DI SANTA GIUSTA  
COMUNI DI CHIARAMONTI E PLOAGHE (SS)

Marntana

**ELABORATI TECNICI DI PROGETTO**  
**ELABORATO R20**  
**ANALISI COSTI-BENEFICI**

**Progettista**

Ing. Laura Maria Conti – Ordine Ing. Prov. Pavia n. 1726

**Coordinamento**

Eleonora Lamanna

Matteo Lana

Lorenzo Griso

**Codice elaborato**

2799\_4965\_CHR\_PFTE\_R20\_Rev0\_ACB.docx

## Memorandum delle revisioni

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
2799_4965_CHR_PFTE_R20_Rev0_ACB.docx	10/2023	Prima emissione	G.d.L.	E.Lamanna	A.Angeloni

## Gruppo di lavoro

Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro	N° ordine
Laura Conti	Direttore Tecnico - Progettista	Ord. Ing. Prov. PV n. 1726
Corrado Pluchino	Responsabile Tecnico Operativo	Ord. Ing. Prov. MI n. A27174
Eleonora Lamanna	Coordinamento Generale, Progettazione, Studio Ambientale, Studi Specialistici	
Matteo Lana	Coordinamento Progettazione Civile	
Riccardo Festante	Coordinamento Progettazione Elettrica	
Lorenzo Griso	Coordinamento Dati Territoriali – Senior GIS Expert	
Ali Basharзад	Ingegnere Civile - Progettazione civile e viabilità	Ord. Ing. Prov. PV n. 2301
Mauro Aires	Ingegnere Civile – Progettazione Strutture	Ord. Ing. Prov. Torino – n. 9583J
Stefano Adami	Ingegnere Civile Ambientale – Progettazione Civile	Ord. Ing. Milano – n. A23812
Andrea Amantia	Geologo - Progettazione Civile	
Giancarlo Carboni	Geologo	Ord. Geologi Sardegna n. 497
Fabio Lassini	Ingegnere Civile Ambientale – Progettazione Civile	Ord. Ing. Prov. MI n. A29719
Carla Marcis	Ingegnere per l’Ambiente ed il Territorio, Tecnico competente in acustica	Ord. Ing. Prov. CA n. 6664 – Sez. A ENTECA n. 4200

### Montana S.p.A.

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, 20143 Milano  
Tel. +39 02 54 11 81 73 | Fax +39 02 54 12 98 90

Milano (Sede Certificata ISO) | Brescia | Palermo | Cagliari | Roma | Siracusa

C. F. e P. IVA 10414270156

Cap. Soc. 600.000,00 €

[www.montanambiente.com](http://www.montanambiente.com)





Lia Buvoli	Biologa – Esperto GIS – Esperto Ambientale	
Elena Comi	Biologa – Esperto GIS – Esperto Ambientale	Ord. Nazionale Biologi n. 060746 Sez. A
Andrea Mastio	Ingegnere per l’Ambiente e il Territorio – Esperto Ambientale Junior	
Sara Zucca	Architetto – Esperto GIS – Esperto Ambientale	
Andrea Delussu	Ingegnere Elettrico – Progettazione Elettrica	
Matthew Piscedda	Esperto in Discipline Elettriche	
Francesca Casero	Esperto GIS – Esperto Ambientale Junior	
Simone Demonti	Esperto GIS – Esperto Ambientale Junior	
Alessia Papeti	Esperto Ambientale – Geologo - GIS Junior	
Riccardo Coronati	Geourbanista – Pianificatore junior	
Fabio Bonelli	Esperto Ambientale - Naturalista	
Davide Molinetti	Esperto GIS – Esperto Ambientale Junior	
Mariana Marchioni	Ingegnere Civile Ambientale – Progettazione Civile	
Elide Moneta	Esperto GIS – Esperto Ambientale Junior	
Roberto Camera	Esperto GIS – Esperto Ambientale Junior	

**Montana S.p.A.**

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, 20143 Milano  
Tel. +39 02 54 11 81 73 | Fax +39 02 54 12 98 90

Milano (Sede Certificata ISO) | Brescia | Palermo | Cagliari | Roma | Siracusa

C. F. e P. IVA 10414270156

Cap. Soc. 600.000,00 €

[www.montanambiente.com](http://www.montanambiente.com)





## INDICE

<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>5</b>
<b>1.1 SCOPO DEL DOCUMENTO .....</b>	<b>5</b>
<b>2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO .....</b>	<b>7</b>
<b>3. VITA ECONOMICA DEL PROGETTO.....</b>	<b>9</b>
<b>3.1 COSTI DI INVESTIMENTO.....</b>	<b>9</b>
3.1.1 Costi di “Operation & Maintenance” .....	9
3.1.2 Costi di gestione.....	9
3.1.3 Costi di dismissione.....	9
3.1.4 Ricavi.....	10
3.1.5 Tasso di sconto.....	10
3.1.6 IRR del progetto .....	10
<b>3.2 CALCOLO DEI COSTI-BENEFICI DI CARATTERE AMBIENTALE.....</b>	<b>10</b>
3.2.1 Esternalità della produzione energetica .....	11
3.2.2 Atmosfera, consumo di risorse non rinnovabili, salute pubblica e biodiversità a livello globale .....	15
3.2.3 Paesaggio.....	16
3.2.4 Perdita di servizi ecosistemici .....	18
3.2.5 Perdita di redditività agricola .....	25
3.2.6 Componente socio-economica .....	27
3.2.7 Possibili compensazioni ambientali .....	28
<b>4. QUADRO RIEPILOGATIVO E CONCLUSIONI.....</b>	<b>29</b>



## 1. PREMESSA

Il progetto in esame riguarda la realizzazione di un nuovo Parco Eolico della potenza complessiva di 34 MW, che prevede l'installazione di n. 5 aerogeneratori da 6,8 MW con relative opere di connessione da installarsi nei territori comunali di Chiaramonti e Ploaghe, nel territorio provinciale di Sassari, regione Sardegna.

La Società Proponente è la POVEGLIA WIND S.R.L., con sede legale in Via Friuli Venezia Giulia 75, 30030 Pianiga (VE).

Tale opera si inserisce nel quadro istituzionale di cui al D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" le cui finalità sono:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

La Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) elaborata prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 36 kV con un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/220/150 kV della RTN "Codrongianos".

Nel suo complesso il parco di progetto sarà composto da:

- N° 5 aerogeneratori della potenza nominale di 6,8 MW ciascuno;
- dalla viabilità di servizio interna realizzata in parte ex-novo e in parte adeguando strade comunali e/o agricole esistenti;
- dalle opere di regimentazione delle acque meteoriche;
- dalle opere di collegamento alla rete elettrica;
- dalla viabilità di servizio interna;
- dalle reti tecnologiche per il controllo del parco.

A tal fine il presente documento costituisce l' **Analisi Costi-Benefici** del progetto.

### 1.1 SCOPO DEL DOCUMENTO

L'Analisi Costi-Benefici (di seguito ACB) è la metodologia più diffusa al fine di razionalizzare i processi decisionali in tema di allocazione delle risorse permettendo di valutare se il progetto è economicamente conveniente e socialmente desiderabile, condizione che si verifica quando il totale dei benefici ad esso associati supera il totale dei costi:

$$(B-C) > 0$$

La corretta valutazione dei risultati di un progetto di investimento, realizzato in un'ottica collettivistica, presuppone la considerazione di tutti gli effetti da esso prodotti quindi anche di quelli che, seppure di natura involontaria, ricadono su individui o imprese esterne rispetto alla sfera di interessi di chi realizza il progetto, si parla a questo proposito di esternalità, le quali possono essere positive o negative, facendo riferimento ai benefici o costi apportati verso l'esterno all'effettiva attività svolta.

Il concetto di esternalità discende dal presupposto economico secondo il quale ogni attività economica, sia essa condotta da individui o associazioni, che fa uso di risorse scarse, non possa essere di utilità se i



conseguenti effetti si ripercuotono negativamente sul benessere di altri individui o gruppi di persone (Energy Information Administration, 1995).

Da tale presupposto discende la più generica definizione di esternalità: *“costi e benefici che si generano allorquando un’attività sociale o economica condotta da un gruppo di persone ha un impatto su un altro gruppo e, allo stesso tempo, il primo gruppo non compensa pienamente i propri impatti”* (Commissione Europea, 1994).

L’analisi e quantificazione dei costi esterni non è certamente un obiettivo semplice ed investe questioni di carattere scientifico (per capire la reale portata dell’impatto) ed economico (per monetizzare tale impatto). Quanto più è complessa la valutazione dei beni intangibili (per esempio la quantificazione economica di una persona ammalatasi a seguito di un incidente nucleare o del costo conseguente all’intrusione visiva di un impianto fotovoltaico o di una turbina eolica o, ancora, del danno futuro conseguente all’emissione in atmosfera di una tonnellata di CO<sub>2</sub>) tanto più la stima delle esternalità è affetta da incertezze. Questa circostanza è alla base, molto spesso, di estreme difficoltà nell’implementazione delle esternalità nelle misure di politica economica.

Il presente documento riporta un’analisi relativa alla vita economica del progetto e un’analisi dei costi “esterni” ambientali e sociali conseguenti dalla realizzazione ed esercizio dell’impianto eolico in progetto.

## 2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO

Il parco eolico in progetto si estende nella provincia di Sassari e prevede l'installazione di n. 5 aerogeneratori territorialmente così collocati:

- n. 4 aerogeneratori nel comune di Chiaramonti (CHR02, CHR03, CHR04, CHR05);
- n. 1 aerogeneratori nel comune di Ploaghe (CHR01).

Le opere di connessione sono collocate anch'esse nei comuni di Chiaramonti e Ploaghe, nel territorio provinciale di Sassari (Figura 2.1).

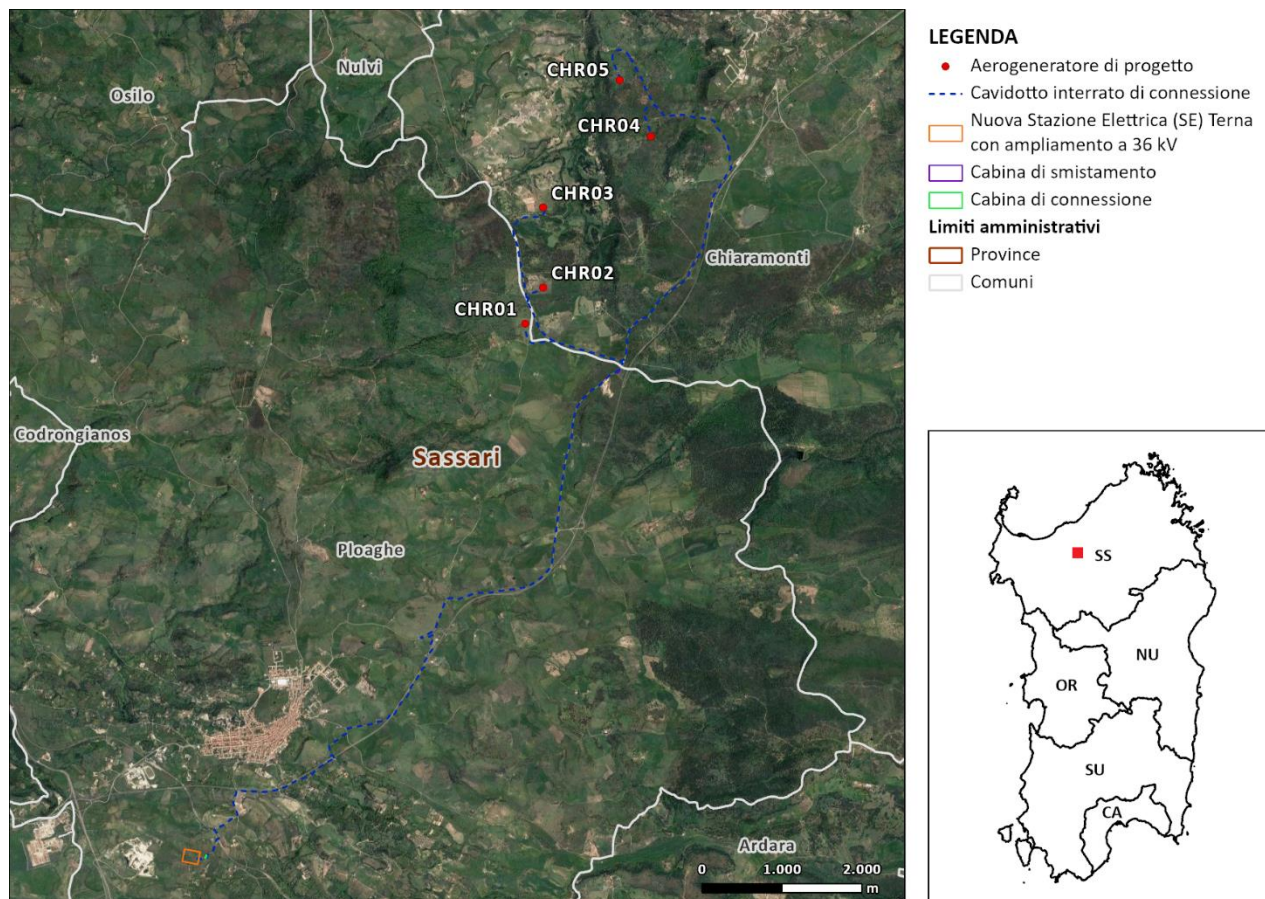


Figura 2.1: Localizzazione a scala provinciale e comunale dell'impianto proposto

Le coordinate degli aerogeneratori previsti sono riportate in Tabella 2-1.

Tabella 2-1 Coordinate aerogeneratori - Monte Mario - Zona 1 EPSG 3003 (Metri)

WTG	WGS 84 – GRADI DECIMALI	
	Longitudine	Latitudine
CHR01	1481676,241	4506716,1332
CHR02	1481909,18826	4507166,55749
CHR03	1481908,3228	4508165,9402
CHR04	1483249,8348	4509059,7679
CHR05	1482862,1831	4509756,5101

L'accesso al sito avverrà mediante strade pubbliche esistenti a carattere nazionale e provinciale partendo dal porto di Porto Torres, per poi percorrere le principali strade statali del territorio fino ad arrivare all'area di progetto (Figura 2.1).

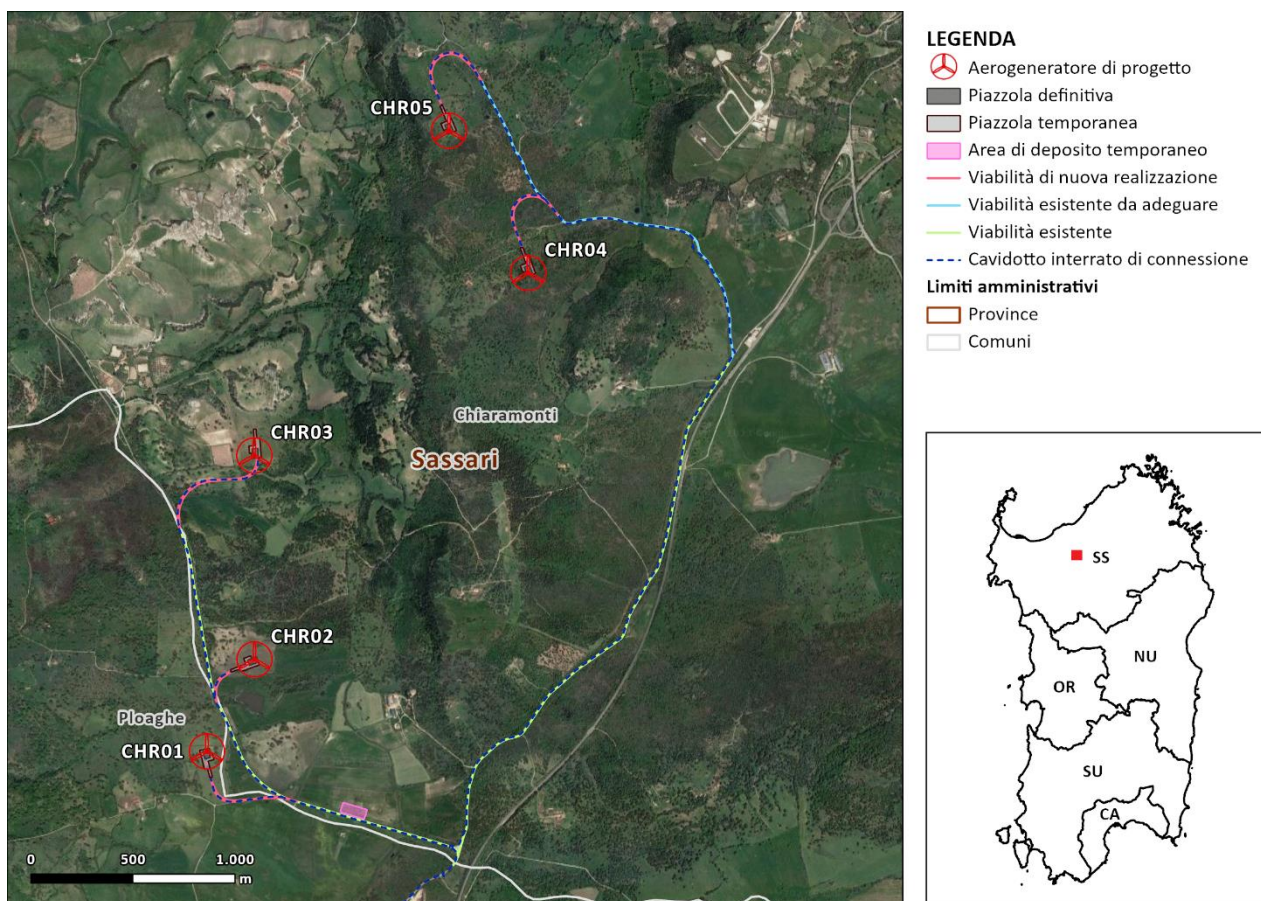


Figura 2.2: Inquadramento della viabilità di progetto.





### 3. VITA ECONOMICA DEL PROGETTO

In relazione al settore e alla tipologia dell'intervento, nell'analisi dei costi e dei benefici si è ipotizzata una vita media economica del parco eolico pari a circa 30 anni.

Si tratta di un periodo di tempo idoneo a ritenere l'intervento economicamente valido e non obsoleto, sia sul piano tecnico, sia in riferimento alle caratteristiche della domanda.

#### 3.1 COSTI DI INVESTIMENTO

L'investimento complessivo stimato per la realizzazione del parco eolico risulta pari a **56,5 M di euro**.

Considerando che il campo eolico in progetto sarà costituito da 5 Turbine da 6,8 MW ciascuna, per una potenza nominale pari a **34 MW**, è possibile stabilire un costo medio di installazione pari a circa **1,66 M€/MW**.

La sequenza di fasi prevista e la stima dei costi associati è descritta nell'elaborato denominato COMPUTO METRICO ESTIMATIVO ns. Rif.: 2799\_4965\_CHR\_PFTE\_R03\_Rev0\_CME mentre l'elaborato denominato RELAZIONE TECNICA GENERALE ns. Rif.: 2799\_4965\_CHR\_PFTE\_R01\_Rev0\_RTG all'interno del quadro economico riepiloga i costi presunti di realizzazione dell'impianto stimati in funzione delle specificità del progetto e dei componenti installati.

Nell'elaborato CRONOPROGRAMMA ns. Rif.: 2799\_4965\_CHR\_PFTE\_R14\_Rev0\_CRONOPROGRAMMA si riporta il dettaglio delle lavorazioni e delle tempistiche di esecuzione.

##### 3.1.1 Costi di "Operation & Maintenance"

Si prevede un costo annuo per interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto in fase di esercizio e per la manutenzione delle cabine di smistamento e consegna, pari a **20.000 €/MW/anno**, per i primi due anni e a **22.000 €/MW/anno** per gli altri 28 anni.

##### 3.1.2 Costi di gestione

I costi di gestione sono riconducibili alle seguenti voci:

- compenso una tantum ai privati per diritti di superficie, servitù: sarà riconosciuto un compenso complessivo pari a circa 15 k€ da suddividere tra i privati in base ai diritti coinvolti;
- compenso annuale ai privati per diritti di superficie, servitù: sarà riconosciuto un compenso complessivo pari a circa 75 k€/anno da suddividere tra i privati in base ai diritti coinvolti;
- IMU: calcolata in circa 1,1 k€/anno, pari a 37,4 k€ totali
- manodopera: si prevede l'impiego di personale (seppur non in pianta stabile) sia in fase di realizzazione dell'impianto, durante la fase di esercizio e durante le attività di manutenzione.  
In fase di esercizio si stima un costo annuo di circa 100 k€/anno;
- Altri costi di gestione, assicurazioni e Monitoraggi ambientali: si prevede un costo di 125,8 k€/anno.

**Complessivamente i costi di gestione sono stimati in circa 353,2 k€/anno.**

##### 3.1.3 Costi di dismissione

La dismissione degli impianti, affidata a società specializzate nella demolizione e recupero dei materiali, prevede:

- costi relativi a smontaggi, demolizioni e trasporto e conferimento materiali a discarica, rimozione e dismissione degli aerogeneratori, delle cabine di consegna e smistamento e la



dismissione di tutti i cavi dell'elettrodotto, dismissione dei tratti di pista realizzati ex novo di collegamento fra la viabilità principale e le piazzole degli aerogeneratori;

- costi relativi al ripristino ambientale;
- eventuali ricavi connessi alla vendita per rottamazione di materiali dismessi quali acciaio, rame, alluminio ed in generale materiali metallici.

In sintesi, si hanno (si veda "2799\_4965\_CHR\_PFTE\_R19\_Rev0\_PIANODISMISIONE" e relativo computo allegato.):

- Costi\_€ 10.332.050,51
- Ricavi\_€ 694.348,29
- Costo totale previsto per la dismissione\_€ 9.637.702,22

Non si prevedono costi per il ripristino di aree inquinate in quanto non esistono cause possibili di inquinamento.

Non si prevedono, infine, costi legati alla gestione degli stock di prodotti finali, beni intermediari e materie prime, data la tipologia dell'impianto.

Un'alternativa alla dismissione sopra descritta e analizzata è la rigenerazione del parco (repowering). Al termine del ciclo di vita del parco eolico, o anche durante nel caso in cui la tecnologia renda disponibili sul mercato nuove tipologie di aerogeneratori, può essere preso in considerazione il rinnovo delle strutture produttive del parco (repowering) sostituendo le turbine divenute obsolete con modelli più recenti e performanti.

Nell'elaborato "2799\_4965\_CHR\_PFTE\_R19\_Rev0\_PIANODISMISIONE" si riporta il dettaglio delle lavorazioni e delle tempistiche di esecuzione.

### **3.1.4 Ricavi**

I ricavi saranno costituiti dalla vendita di energia elettrica, per una produzione di 73,2 GWh/anno, pari a 73.236 MWh/anno.

Si ipotizza che non venga riconosciuta alcuna tariffa incentivante e che i profitti siano dovuti alla sola vendita dell'energia elettrica, supponendo uno scenario del prezzo di cessione dell'energia che si basa su previsioni di 70 €/MWh

### **3.1.5 Tasso di sconto**

Il modello finanziario ha considerato un **WACC** pari a **5,46 %**.

Tale valore viene generalmente assunto dalla società proponente nella valutazione degli investimenti e comporta delle stime prudenziali.

### **3.1.6 IRR del progetto**

L'IRR del progetto proposto è pari a **5,16%**.

## **3.2 CALCOLO DEI COSTI-BENEFICI DI CARATTERE AMBIENTALE**

È considerazione comune che, sebbene l'energia prodotta con sistemi eolici e con altre energie rinnovabili presentino degli indubbi benefici ambientali al confronto con le altre fonti tradizionali di produzione di energia elettrica, proprio tali benefici non si riflettano pienamente nel prezzo di mercato dell'energia elettrica. In definitiva il prezzo dell'energia sembra non tenere conto in modo appropriato dei costi sociali conseguenti alle diverse tecnologie di produzione energetica.



La valutazione dei cosiddetti costi esterni o esternalità della produzione energetica risponde all'obiettivo di stimare i benefici (o costi) ambientali e sociali conseguenti alla produzione di energia elettrica che non sono tenuti in debita considerazione nella formazione del prezzo del chilowattora.

Per quanto sopra, un'analisi costi-benefici del progetto proposto, per quanto sommaria, necessita di operare un'adeguata valutazione economica dei costi esterni indotti dalle possibili alternative strategiche di produzione di energia elettrica (c.d. centrali convenzionali), considerando opportunamente tutte le possibili voci di costo pagate dalla società, siano esse interne o esterne.

Come noto, le esternalità negative principali della produzione energetica si riferiscono, a livello globale, all'emissione di sostanze inquinanti, o climalteranti, in atmosfera, ai conseguenti effetti del decadimento della qualità dell'aria sulla salute pubblica, alle conseguenze dei cambiamenti climatici sulla biodiversità, alla riduzione delle terre emerse per effetto dell'innalzamento dei mari, agli effetti delle piogge acide sul patrimonio storico-artistico e immobiliare.

L'obiettivo della analisi di seguito proposta è di contribuire alla verifica della sostenibilità economico-ambientale della configurazione impiantistica in progetto. Essa si propone di pervenire ad una monetizzazione dei principali effetti ambientali (positivi e negativi) attesi a seguito della realizzazione del Parco Eolico denominato "Chiamonti" di potenza nominale pari a 34 MW, utili ai fini dell'analisi economica costi-benefici.

Nello specifico sono state considerate le componenti ambientali più esposte e gli impatti più rilevanti per la specifica categoria progettuale, distinte in base al contesto di riferimento: globale o locale. Al contesto globale sono riconducibili le principali esternalità evitate dal progetto proposto, associate alla produzione energetica da fonte convenzionale.

Con l'intento di fornire alcuni elementi di valutazione utili per un'analisi costi-benefici del progetto, viene di seguito illustrato l'attuale stato di conoscenze sulla valutazione dei costi esterni conseguenti alla produzione di energia elettrica in Europa e si procederà a quantificare le esternalità a livello globale (negative e positive) che presumibilmente scaturiranno dalla realizzazione dell'intervento in progetto, stimate sulla base di costi unitari medi e della producibilità attesa dell'impianto eolico proposto.

### **3.2.1 Esternalità della produzione energetica**

Le attività di produzione energetica possono dar luogo a impatti significativi a carico di numerosi potenziali recettori, quali la salute pubblica, gli ecosistemi naturali e l'ambiente costruito, e tali impatti sono da intendersi come costi esterni dell'energia (Commissione Europea, 1994).

Le principali emissioni associate alla produzione di energia elettrica da combustibili fossili, alle quali deve attribuirsi una quota significativa dei costi esterni, si riferiscono all'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), al biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), agli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) ed al pulviscolo atmosferico con diametro inferiore a 10 millesimi di millimetro (PM<sub>10</sub>). Le caratteristiche delle emissioni dipendono, evidentemente, dal tipo di combustibile considerato. (IPPC, 2002).

Nel settore della produzione energetica i costi esterni incominciarono ad essere quantificati nell'ambito di studi pionieristici alla fine degli anni '80 e all'inizio degli anni '90. Tali studi furono la base per accrescere l'interesse attorno a tali problematiche e rappresentarono il punto di partenza per l'assunzione delle esternalità come strumento decisionale nell'ambito dello sviluppo delle politiche energetiche. Il principale studio avviato in Europa nell'ottica di procedere alla quantificazione dei costi esterni della produzione energetica è certamente il progetto ExternE<sup>1</sup>. Di particolare interesse, inoltre, sono le risultanze del più recente progetto CASES - Cost Assessment for Sustainable Energy Systems (Valutazione dei costi per sistemi energetici sostenibili), sviluppato da un Consorzio di 26 partner accreditati (in prevalenza centri di ricerca e/o istituti universitari), attraverso un'azione di

---

<sup>1</sup> Commissione Europea, progetto ExternE – Externalities of energy, <http://www.externe.info>, 2005;



coordinamento della Commissione Europea nell'ambito del Sesto Programma Quadro per la sostenibilità dei sistemi energetici.

I vari studi si sono proposti di delineare un quadro consistente e completo dei costi totali di produzione dell'energia e di diffondere questa conoscenza tra tutti gli operatori del settore, sia economici che politici.

Un aspetto importante di qualunque analisi delle esternalità ambientali associate alle fasi di produzione dell'energia elettrica è quello di individuare le attività correlate che possono determinare impatti sull'ambiente. In quest'ottica, gli impatti conseguenti alla produzione energetica non sono unicamente quelli associati al ciclo produttivo ma anche quelli derivanti dall'intera filiera di produzione e distribuzione, come ad esempio l'estrazione del materiale di alimentazione, la sua lavorazione e trasformazione, la costruzione ed installazione delle infrastrutture necessarie, così come la realizzazione ed esercizio dei relativi impianti di smaltimento dei residui di processo. I vari stadi che costituiscono la catena della produzione e distribuzione dell'energia elettrica sono noti come "fuel cycle" e ogni tecnologia di produzione (fotovoltaica, eolica, idroelettrica, a carbone, a gas, ecc.) è caratterizzata da un distinto "fuel cycle".

L'approccio della metodologia di valutazione dei costi esterni è generalmente del tipo "bottom-up", ossia si concentra inizialmente sui primi livelli del "fuel cycle" relativo allo specifico sistema (p.e. sulla produzione di carbone per le centrali termoelettriche), individuando le attività associate alla tecnologia di produzione. In una fase successiva si definiscono con completezza il quadro delle possibili attività generatrici di potenziali impatti, i conseguenti effetti ambientali e la portata degli stessi in termini di magnitudo e distribuzione spaziale prevedibile. In ultimo, la metodologia prevede una quantificazione economica dei costi e dei benefici ambientali indotti da ciascuna attività considerata. I risultati, per i singoli processi, sono generalmente riferiti all'unità funzionale di un kilowattora di energia elettrica netta prodotta ed immessa in rete.

Per le finalità in premessa, i costi esterni della produzione energetica sono stati desunti dai più recenti studi reperiti sull'argomento (*Karkour S. et al., 2020, European Commission – Report Ottobre 2020*)<sup>2</sup>.

L'obiettivo perseguito dagli studi citati è stato quello di stimare i più recenti costi esterni della produzione energetica dei paesi membri della comunità europea e del G20 considerando un più ampio spettro di categorie di impatto, alcune delle quali non considerate dai principali studi pubblicati sull'argomento (p.e. il consumo di suolo o l'occupazione di territorio).

Detti studi, infatti, tra cui quello della commissione europea pubblicato ad Ottobre del 2020, hanno focalizzato l'attenzione sui danni conseguenti all'inquinamento atmosferico o al cambiamento climatico in atto, il che può condurre facilmente ad una sottostima dei costi esterni. Le stime di seguito riportate, di contro, assumono categorie di impatto non considerate in precedenza, quali il consumo di risorse (minerali, fossili e acqua) e le trasformazioni di territorio.

Al fine di pervenire ad una stima più attendibile dei costi esterni della produzione energetica, pertanto, il richiamato studio pubblicato nel 2020 ha fatto riferimento ad un approccio basato sull'impostazione del Life Cycle Assessment, riferito a 7 linee di impatto: cambiamento climatico, inquinamento atmosferico, ossidanti fotochimici, consumi idrici, consumo di suolo, consumo di risorse minerali, fossili e combustibili. L'approccio schematico seguito dallo studio è illustrato in Figura 3.1

---

<sup>2</sup> Selim Karkour, et al. External-Cost Estimation of Electricity Generation in G20 Countries: Case Study Using a Global Life-Cycle Impact-Assessment Method (2020)  
Final Report, External Costs Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments – European Commission

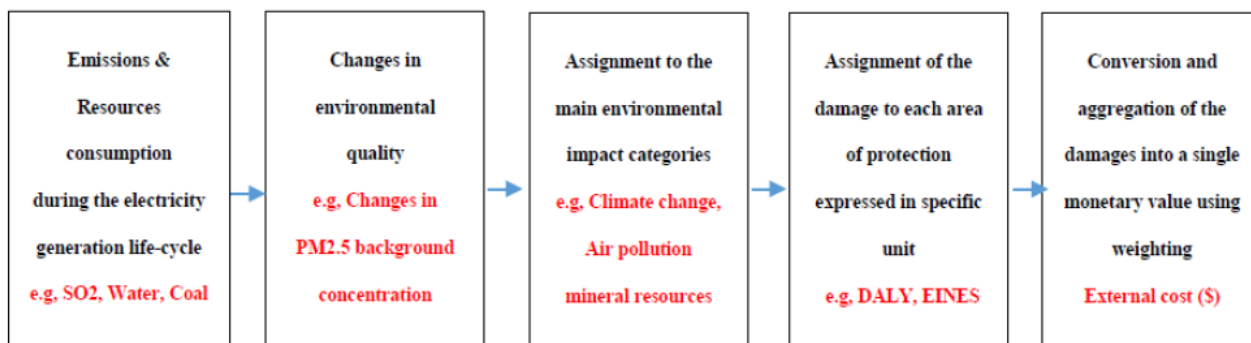
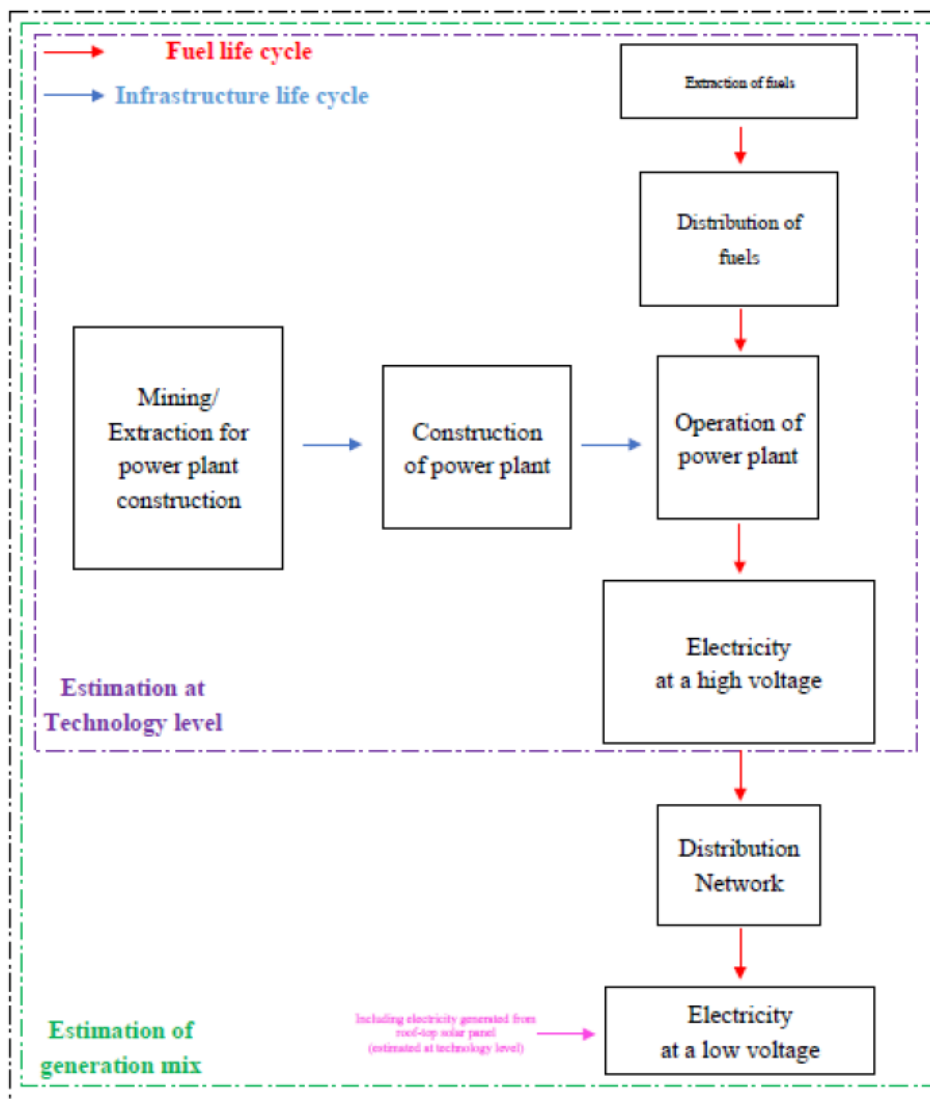


Figura 3.1. Percorso seguito per la stima dei costi esterni della produzione energetica (Fonte Karkour, et al, 2020)

I costi esterni riferiti alla generazione elettrica delle diverse tecnologie nei paesi membri della comunità europea e del G20 sono riportati in Figura 3.2.

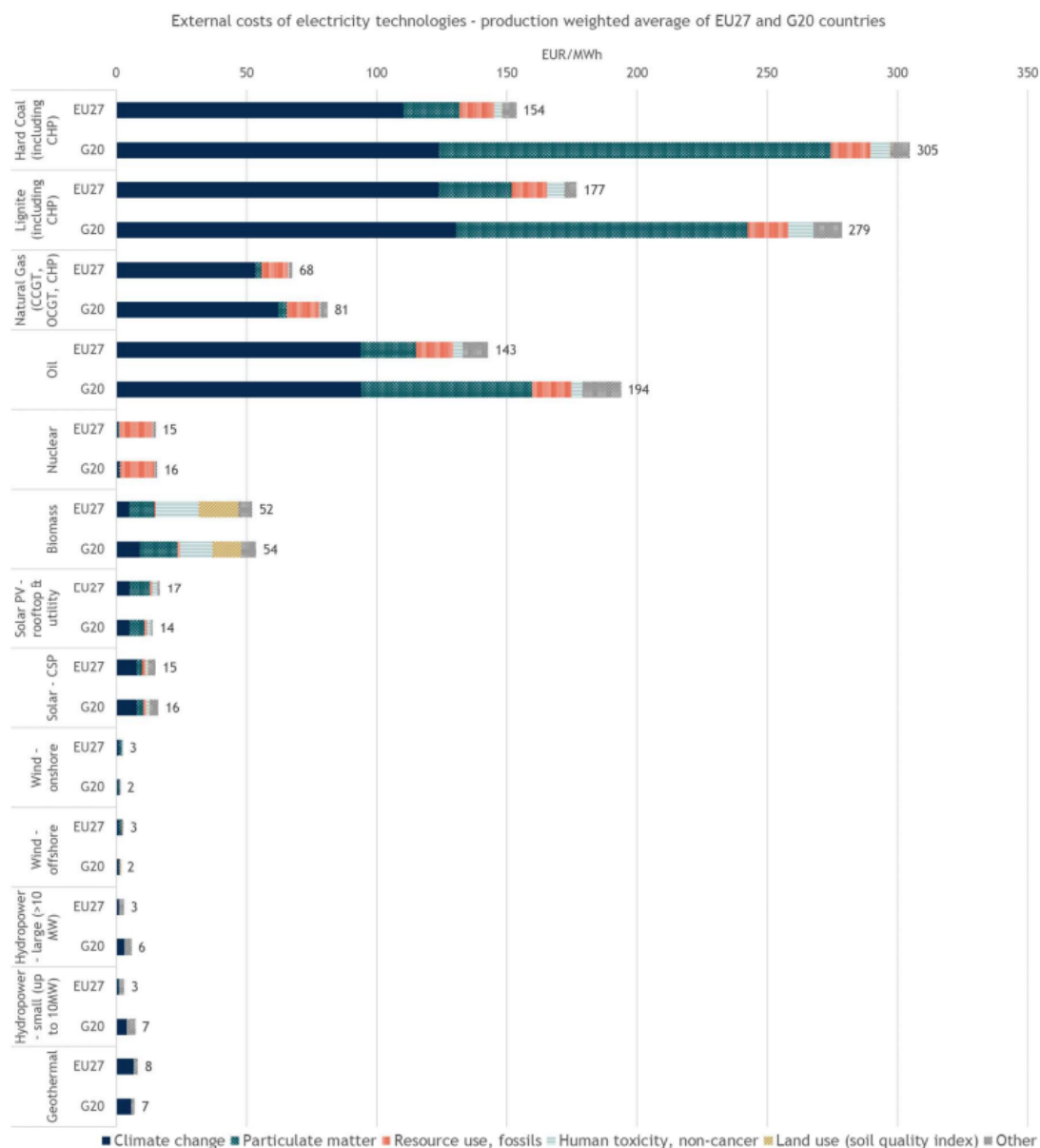


Figura 3.2. Range di variabilità dei costi esterni per le diverse linee di impatto della produzione energetica nei paesi EU27 and G20- valori espressi in €<sub>2018</sub>/MWh – fonte “Final Report - External Costs” EUROPEAN COMMISSION - ottobre 2020

I danni derivanti dal cambiamento climatico, associato alle elevate emissioni di gas a effetto serra, nonché gli impatti sulla qualità dell'aria, derivanti dalla produzione di energia elettrica da combustibili fossili, incidono significativamente sui costi esterni. Tuttavia, in considerazione dell'estensione temporale degli scenari di riferimento e della mancanza di uno scenario univoco sui futuri impatti del cambiamento climatico in sé, vi è una notevole incertezza nelle stime dei danni conseguenti. L'incertezza dei costi esterni del cambiamento climatico riguarda non solo il “reale” valore degli impatti che sono previsti dai modelli, ma anche l'incertezza sugli impatti che non sono ancora stati quantificati e valutati. Inoltre, nessuna delle attuali stime dei costi esterni comprende tutti gli effetti del cambiamento climatico.

Il livello complessivo delle esternalità dipende, infatti, da una serie di fattori tra cui:

- il mix di combustibili per la generazione di energia elettrica;
- l'efficienza della produzione di energia elettrica;
- l'uso di tecnologie di abbattimento dell'inquinamento;
- l'ubicazione dell'impianto di riferimento rispetto ai centri abitati, terreni agricoli, ecc.

I costi esterni della produzione elettrica stimati per i paesi dell'Unione Europea sono diagrammati in Figura 3.3.

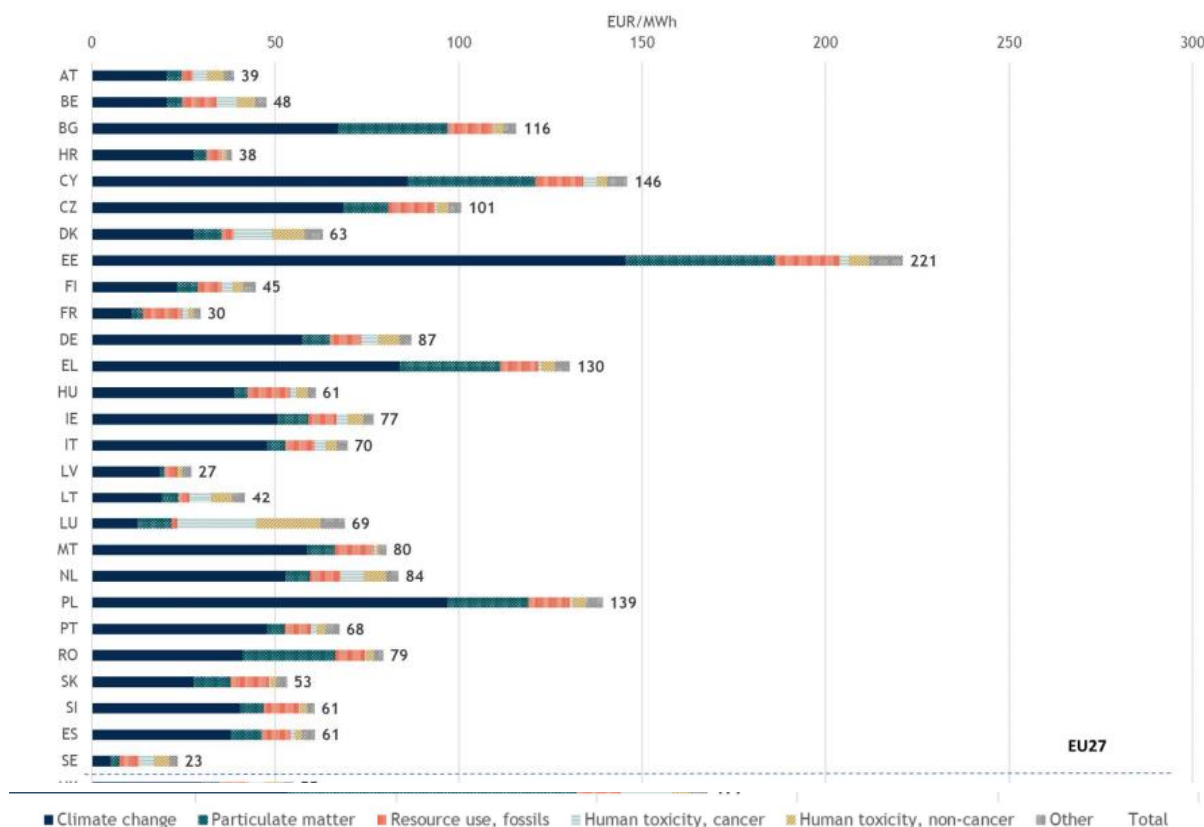


Figura 3.3. Costi esterni di generazione elettrica (valore medio ponderato) nei paesi del EU27 -valori espressi in €/MWh riferiti al mix energetico del 2018- "Final Report - External Costs" EUROPEAN COMMISSION - ottobre 2020

In Italia, il relativo costo esterno è stato stimato in 70 €/MWh riferito al mix di generazione dell'anno 2018.

### 3.2.2 Atmosfera, consumo di risorse non rinnovabili, salute pubblica e biodiversità a livello globale

Sulla base dei dati sopra riportati, riferiti ai costi esterni stimati per la produzione energetica nei paesi dell'EU27, si propone di seguito una stima delle esternalità a livello globale, indotte ed evitate, conseguenti all'entrata in esercizio dell'impianto eolico in progetto.

Come espresso in precedenza, trattandosi di una materia piuttosto complessa ed essendo i parametri di riferimento dati medi, stimati sulla base di contesti ambientali sensibilmente differenti tra loro, le valutazioni monetarie non hanno la pretesa di essere attendibili ma hanno il solo obiettivo di rappresentare l'ordine di grandezza dei valori in gioco al fine di fornire elementi comunque utili per il processo di valutazione ambientale del progetto. Corre l'obbligo di ribadire, a questo proposito, i principali limiti intrinseci della metodologia di stima dei costi esterni:



- le stime, per loro natura, sono sito-specifiche e sono correlate al grado di sviluppo delle tecnologie di riferimento e, conseguentemente non si prestano a generalizzazioni;
- i valori di riferimento riflettono lo stato dell'arte delle tecnologie di produzione dell'energia elettrica al momento della loro determinazione;
- la stima dei costi esterni di riferimento tiene conto, principalmente, degli impatti derivanti dai cambiamenti climatici, del decadimento della qualità dell'aria, degli effetti sulla salute pubblica, sugli ecosistemi e sulle attività agricole.

Con tali doverose premesse, la Tabella 3.1 evidenzia l'ordine di grandezza dei costi esterni indotti e di quelli evitati su scala globale, dalla realizzazione del progetto proposto.

Le esternalità negative della produzione energetica con tecnologia eolica sono state desunte dal report della Commissione Europea "Final Report - External Costs" EUROPEAN COMMISSION - ottobre 2020 e quantificate in **3 €/MWh**.

Lo studio mostra come nei Paesi membri i costi esterni più elevati per MWh sono relativi alle tecnologie energetiche che utilizzano i combustibili fossili (carbone fossile, lignite, gas naturale e petrolio) con un range che va da circa **68 €/MWh** a **177 €/MWh**.

Ai fini del presente studio si è assunto come valore per il calcolo dei costi esterni evitati a seguito della realizzazione dell'impianto in progetto il valore medio dei costi esterni relativi alla produzione energetica da combustili fossili pari a **122,5 €/MWh**.

Tabella 3.1: stime dei costi esterni, indotti ed evitati, a livello globale

Producibilità dell'impianto * (MWh/anno)	Costi esterni indotti (€/anno)	Costi esterni evitati (€/anno)
73.236	219.708	8.971.410

\* le stime di producibilità sono state calcolate con riferimento ad un numero di ore equivalenti di funzionamento a potenza nominale pari circa 2154 heq/anno.

### 3.2.3 Paesaggio

Il paesaggio è un bene estremamente complesso. La Convenzione Europea del Paesaggio definisce il paesaggio come "una zona, come è percepita dalle popolazioni, il cui carattere è il risultato dell'azione e dell'interazione di fattori naturali e/o umani" (Consiglio d'Europa 2000).

In accordo con quanto sostenuto dall'OCSE (2000), il paesaggio può considerarsi composto da tre elementi chiave:

- la struttura o l'aspetto: comprendente le caratteristiche ambientali (ad esempio flora, fauna, habitat ed ecosistemi), i tipi di uso del suolo (ad esempio tipi di colture e sistemi di coltivazione), e gli elementi antropici o le caratteristiche culturali (ad esempio siepi, fabbricati agricoli);
- gli aspetti funzionali: come luoghi in cui vivere, lavorare, visitare il sito, e fornire vari servizi ambientali;
- il sistema di valori: i costi sostenuti per conservare il paesaggio ed i valori sociali del paesaggio, quali le valenze culturali e ricreative.

Il valore del paesaggio è, quindi, determinato da diverse componenti, quali, tra le altre: *la diversità biologica* (ad esempio, le specie e la diversità genetica degli ecosistemi, agro-biodiversità); *gli aspetti culturali e storici* (es. modalità gestionali del paesaggio naturale, gli edifici, le tradizioni, l'artigianato, la storia, le tradizioni musicali); *l'amenità del paesaggio* (valore estetico); *gli aspetti ricreazionali e di fruibilità* (ad esempio, attività ricreative all'aperto, sci, mountain bike, campeggio) e *gli aspetti di*





*carattere scientifico ed educazionali* (ad esempio l'archeologia, la storia, la geografia, l'ecologia, l'economia e architettura) (Romstad et al, 2000; Vanslebrouck e vanHuylbroeck 2005).

Negli ultimi decenni c'è stato un grande sforzo della ricerca finalizzato ad attribuire un valore (o attribuire un prezzo) al paesaggio (ad esempio Drake, 1992; Garrod e Willis, 1995; Hanley e Ruffell, 1993; Pruckner, 1995; Campbell, Hutchinson Scarpa e 2005; Johns et al 2008). Poiché il paesaggio non è un bene di mercato, il suo valore monetario non può essere osservato e quindi non è disponibile da fonti statistiche tradizionali. La letteratura, quindi, il più delle volte applica un approccio di valutazione legato alle preferenze dichiarate, utilizzando metodi basati su specifiche indagini per scoprire la disponibilità dei consumatori a pagare (*WTP- Willingness to pay – “disponibilità a pagare”*), per la conservazione del paesaggio. Tuttavia, un inconveniente importante di questi studi è che quasi tutti riguardano contesti estremamente specifici. Ci sono pochi studi che si sono prefissi di aggregare i risultati per gli Stati membri o per l'Unione europea nel suo complesso.

Uno tra gli studi principali, a cui si può fare riferimento per una stima monetaria degli impatti paesaggistici introdotti dal progetto proposto, è stato promosso dalla Commissione Europea e raccoglie i risultati di numerosi studi condotti nei paesi dell'Unione nel periodo 1991-2009. Le analisi condotte nell'ambito del citato studio indicano per la WTP nella UE un valore medio di **149 €/ettaro** nel 2009.

Con specifico riferimento ai paesaggi agrari caratterizzati dalla prevalente presenza di seminativi, lo studio valuta, per il territorio italiano, una WTP media di **207 €/ettaro/anno**.

Il parco eolico in progetto si trova all'interno dei comuni Chiaramonti e Ploaghe, nel territorio provinciale di Sassari, regione Sardegna.

Le opere in progetto ricadono all'interno degli ambiti di paesaggio interni n. 48 “Logudoro” e n. 50 “Anglona”, delimitati a nord-ovest dal mare, a est dal fiume Coghinas, a sud dal Monte Sassu e a ovest dal fiume Silis e dal Monte Pilosu.

Dall'analisi delle componenti non sono rilevabili emergenze né naturalistiche, né archeologiche, né storico culturali che possano essere impattate in maniera significativa dall'inserimento delle WTG.

La visibilità, con le sue conseguenze sui caratteri di storicità e antichità, naturalità e fruibilità dei luoghi, è certamente l'effetto più rilevante di un impianto eolico. Gli elementi che principalmente concorrono all'impatto visivo di un impianto eolico sono di natura *dimensionale* (l'altezza delle turbine, il diametro del rotore, la distanza tra gli aereogeneratori, l'estensione dell'impianto, ecc.), *quantitativa* (ad esempio il numero delle pale e degli aereogeneratori) e *formale* (la forma delle torri o la configurazione planimetrica dell'impianto); senza dimenticare gli impatti visivi generati dal colore, dalla velocità di rotazione delle pale, nonché dagli elementi accessori all'impianto (vie d'accesso, rete elettrica di collegamento, cabine di trasformazione, ecc.).

Le scelte progettuali del caso in esame, sono state orientate a minimizzare l'impatto delle opere sull'esistente, avendo come scopo, nell'inserimento delle opere, quello di preservare il contesto paesaggistico e la sua struttura paesistica, anche sotto i profili storico-artistico e culturale: il rispetto di tutte le indicazioni normative sulla buona progettazione, a partire dalla localizzazione degli aerogeneratori fino allo studio delle aree cantierabili, nonché le misure di mitigazione previste, concorrono al rispetto del sistema paesaggistico e dei suoi elementi costitutivi.

Nello specifico, uno degli obiettivi principali della progettazione è stato quello di contenere l'impatto visivo degli aerogeneratori, calibrandone la posizione e altitudine, nonché la distanza da eventuali punti panoramici o fruibili dalla popolazione.

Nel contempo la progettazione della viabilità del parco ha avuto come approccio principale quello di limitare il più possibile la realizzazione di nuovi tratti stradali, prevedendo al contrario di usufruire dei tracciati esistenti e laddove necessario adeguarli in funzione dell'accessibilità al sito. La posa dei cavidotti di connessione avverrà tramite la realizzazione di uno scavo realizzato in parallelo rispetto alle



sedi stradali esistenti o in progetto, a conclusione del quale, verrà effettuato il ripristino del profilo morfologico del terreno alle condizioni originarie.

Pertanto alla luce dell'analisi dell'impatto visivo-percettivo effettuata tramite l'analisi dell'intervisibilità (PLANIMETRIA CON PUNTI DI PRESA FOTOGRAFICI ns. Rif.: 2799\_4965\_CHR\_SIA\_R03\_T02\_Rev0\_PDVFOTOSIM e RELAZIONE PAESAGGISTICA ns. Rif.: 2799\_4965\_CHR\_SIA\_R03\_Rev0\_RPAE) si ritiene che l'intervento proposto si inserisca in maniera adeguata nel paesaggio, senza condizionare in maniera assoluta gli elementi visivi prevalenti e le viste da e verso i centri abitati e i principali punti di interesse. Inoltre, la presenza di altri impianti che già da tempo si sono integrati con il paesaggio di riferimento, fa sì che l'impianto in progetto non risulti invasivo e non costituisca elemento di disturbo visivo in uno skyline già caratterizzato dalla presenza di aerogeneratori.

Pertanto, la capacità di alterazione percettiva limitata alle caratteristiche insite di un impianto eolico, la totale reversibilità dei potenziali impatti alla fine della vita utile dell'impianto fanno sì che il progetto in esame possa considerarsi sostanzialmente compatibile con i caratteri paesaggistici e con le relative istanze di tutela derivanti dagli indirizzi pianificatori e dalle norme che riguardano le aree di interesse.

Va inoltre sottolineato che i potenziali effetti introdotti dal progetto proposto non sono suscettibili di innescare effetti irreversibili di alterazione e/o destrutturazione delle caratteristiche funzionali ed ecologiche del paesaggio e, inoltre, la stessa presenza dell'impianto non altera in maniera significativa o irreversibile le potenzialità d'uso dei terreni (ossia le componenti materiali del paesaggio). Per lo specifico progetto, inoltre, non si prevedono apprezzabili modifiche morfologiche né un reale "consumo di suolo" poiché l'area effettivamente occupata dalle opere di progetto (piazzola su cui insiste l'aerogeneratore, viabilità di progetto e cavidotti interrati, edifici di impianto, adeguamento della viabilità pubblica locale), è di fatto notevolmente irrisoria data la natura essenzialmente puntuale di tali opere.

Ciò premesso, ai soli fini della presente analisi si assumerà in via del tutto conservativa che il costo ambientale conseguente all'impatto del progetto sul paesaggio comporti una "perdita totale" dell'integrità paesaggistica entro un areale di 1,5 km dagli aerogeneratori dell'impianto. Tale assunzione è oltremodo cautelativa considerando l'assenza di emissioni o effetti di disturbo suscettibili di perturbare la qualità paesaggistica complessiva.

Con specifico riferimento ai paesaggi agrari, ai quali può assimilarsi astrattamente il territorio di interesse, lo studio della Comunità Europea sopra citato valuta, per il territorio italiano, una WTP media di 207 €/ettaro per anno.

**Con tali presupposti, posto che le superfici incrementali in cui si è stimato un consistente degrado dell'integrità paesaggistica sono risultate pari a circa 1.823,05 ettari il costo da attribuirsi all'impatto paesaggistico è conseguentemente valutabile in 377.371,35 euro/anno.**

#### **3.2.4 Perdita di servizi ecosistemici**

La tutela della vegetazione e della flora così come della fauna e la tutela dei servizi ecosistemici sono strettamente interconnesse: gli ecosistemi sono infatti composti da diverse specie di organismi vegetali e animali che interagiscono tra loro e con l'ambiente in cui vivono. Le specie viventi forniscono servizi ecosistemici come la produzione di cibo e l'assorbimento di inquinanti, la produzione di ossigeno, la regolazione dei cicli di acqua e nutrienti, la protezione del suolo, l'offerta di habitat e la purificazione dell'acqua. Quando questi organismi sono messi in pericolo, ad esempio attraverso attività umane, anche i servizi ecosistemici che essi forniscono vengono compromessi. Pertanto, la tutela della vegetazione e della fauna è essenziale per la tutela dei servizi ecosistemici.

La valutazione dei servizi ecosistemici (SE) è un processo complesso: mentre per la valutazione di alcuni SE la metodologia è piuttosto consolidata, come ad es. la valutazione dello stoccaggio di carbonio, e la

discussione in questi casi verte sull'approfondimento delle fonti di dati, per altri si stanno sperimentando diverse modalità di valutazione.

Nella valutazione a scala nazionale prodotta da ISPRA-SNPA, viene stimata la variazione di SE conseguente al consumo di suolo prodotto ogni anno. Viene considerata sia la variazione dei servizi offerti, sia la variazione dello stock di risorse, a seconda dei casi e in funzione di metodi e dati disponibili. Questo è un aspetto attualmente oggetto di discussione e approfondimento, in particolare rispetto alla componente di perdita di capacità degli ecosistemi all'interno dell'impatto complessivo, che va oltre la valutazione del servizio effettivamente fornito e assume, secondo alcuni, un ruolo simile a quello della perdita dello stock di risorse.

Partendo dai sette servizi inizialmente identificati nell'ambito del progetto Life SAM4CP, già nella prima edizione della valutazione nazionale (ISPRA, 2016) il rapporto 2018 ha considerato alcuni SE diversi o aggiuntivi come evidenzia la Tabella 3.2.

Alcuni aspetti restano delle sfide per il prossimo futuro, come ad esempio la valutazione del valore del capitale naturale in un dato periodo, la valutazione delle variazioni dei SE anche rispetto ai cambiamenti da copertura artificiale a naturale e in generale tra le diverse classi (*tradeoff*), o l'analisi di ulteriori servizi, quali quelli culturali, finora poco investigati.

Tabella 3.2: Servizi ecosistemici considerati nel Rapporto 2018

Servizi	u.m. biofisica	u.m. economica	LIFE SAM4CP <sup>1</sup>	Rapporto 2016	Rapporto 2017	Rapporto 2018
Stoccaggio e sequestro di carbonio						
Flusso	t/ha	€/t				x
Stock	t/ha	€/t	x	x	x	x
Qualità degli habitat	adim	€/ha	x	x	x	x
Produzione agricola						
Flusso	ha	€/ha				x
Stock	ha	€/ha	x	x	x	x
Produzione di legname						
Flusso	m <sup>3</sup>	€/m <sup>3</sup>				x
Stock		€/ha	x	x	x	x
Impollinazione	adim	€/ha	x	x	x	x
Regolazione del microclima	stima	stima		x	x	x
Rimozione particolato e ozono	t/ha	€/t		x	x	x
Protezione dall'erosione	t/ha	€/t	x	x	x	x
Disponibilità di acqua	m <sup>3</sup>	€/m <sup>3</sup>				x
Regolazione del regime idrologico	m <sup>3</sup>	€/m <sup>3</sup>	Come Water Yield	x	x	x
Purificazione dell'acqua	adim	€/ha/anno	x	x	-	x
Supporto alle attività umane	adim	-				x

Per il progetto in esame, dal punto di vista ecologico gli impatti sulla componente vegetazionale e arborea sono trascurabili. In particolare le aree oggetto non interessano direttamente biotopi di interesse conservazionistico.

Sotto il profilo idrologico, lo studio specialistico (RELAZIONE IDRAULICA ns. Rif.: 2799\_4965\_CHR\_PFTE\_R09\_Rev0\_RELAZIONEIDRAULICA) non ha individuato interferenze degli elementi idrografici superficiali con le WTGs, ma si individuano 16 interferenze con la linea di connessione e le strade.

Per la maggior parte dei collegamenti viari verrà sfruttata la viabilità esistente nell'area. I tratti di viabilità di nuova realizzazione, di breve estensione e vicini alla localizzazione delle WTGs, attraverseranno per la maggior parte ambienti già trattati nei Paragrafi precedenti. In alcuni punti le opere di viabilità, sia nuova che esistente ma da adeguare, toccheranno alcuni nuclei vegetati arbustivi o arborei. In



particolare nella relazione naturalistica “2799\_4965\_CHR\_SIA\_R04\_Rev0\_RN”, a cui si rimanda per maggiori dettagli, sono segnalate 8 punti di interazione della viabilità di nuova realizzazione con la vegetazione arbustiva ed arborea esistente e 3 punti di interazione della viabilità da adeguare con la vegetazione arbustiva ed arborea esistente e possibili risoluzioni.

Si evidenzia che le installazioni in progetto richiedono di fatto una esigua occupazione di territorio, limitata al posizionamento della turbina eolica e la relativa piazzola. Le opere chiamate di cantiere e funzionali alla realizzazione dell'aerogeneratore, sono temporanee e le aree saranno soggette al ripristino dello stato dei luoghi ante-operam. Per quanto riguarda le opere di viabilità, queste interessano interventi su tracciati stradali già esistenti e laddove si è ritenuto necessario integrare con tratti di nuova realizzazione, questi costituiscono il naturale proseguimento dell'attuale assetto stradale e comunque sempre per brevi tratti.

L'esercizio degli impianti eolici inoltre non pregiudica la qualità dei terreni o delle acque, trattandosi infatti di installazioni prive di emissioni solide, liquide o gassose.

Nel caso del progetto in esame sono stati considerati, pertanto, pertinenti e di interesse per la presente Analisi Costi-Benefici i seguenti servizi ecosistemici.

1. Stoccaggio e sequestro di carbonio
2. Qualità degli habitat

### *Stoccaggio e sequestro del carbonio*

Il sequestro e lo stoccaggio di carbonio (SCC) costituiscono un servizio di regolazione assicurato dai diversi ecosistemi terrestri e marini grazie alla loro capacità di fissare gas serra, seppur con diversa entità (Hutyra et al., 2011), secondo modalità incrementali rispetto alla naturalità dell'ecosistema considerato (tale regola vale in generale e nel contesto mediterraneo e del nostro Paese). Questo servizio contribuisce alla regolazione del clima a livello globale e gioca un ruolo fondamentale nell'ambito delle strategie di mitigazione e di adattamento ai cambiamenti climatici.

Fra tutti gli ecosistemi, quelli forestali naturali e seminaturali presentano il più alto potenziale di sequestro di carbonio. Il danno peggiore è pertanto il consumo di suolo nelle aree a copertura naturale e seminaturale o, più in generale, nei contesti territoriali connotati da un elevato grado di naturalità.

La valutazione di questo servizio di regolazione viene effettuata sia rispetto al valore di stock sia al valore del flusso di servizio. Per quanto riguarda il valore di stock, la valutazione viene fatta con riferimento alla stima del quantitativo di carbonio stoccato a seconda della tipologia d'uso/copertura del suolo.

Non esiste un unico valore monetario corretto per l'SCC (Isacs et al., 2016), in letteratura è disponibile un rilevante numero di stime, che tuttavia differiscono per diversi ordini di grandezza, lasciando ambiguità e confusione su quale usare. L'incertezza di queste stime è intrinseca a quella dei fenomeni da cui dipende tra cui la sensibilità al clima, le ipotesi sulle emissioni future e le posizioni etiche dei decisori.

Il costo sociale considera il danno evitato, a livello globale, grazie al sequestro di CO<sub>2</sub>. Questo tipo di costo è variabile a causa dell'incertezza della stima.

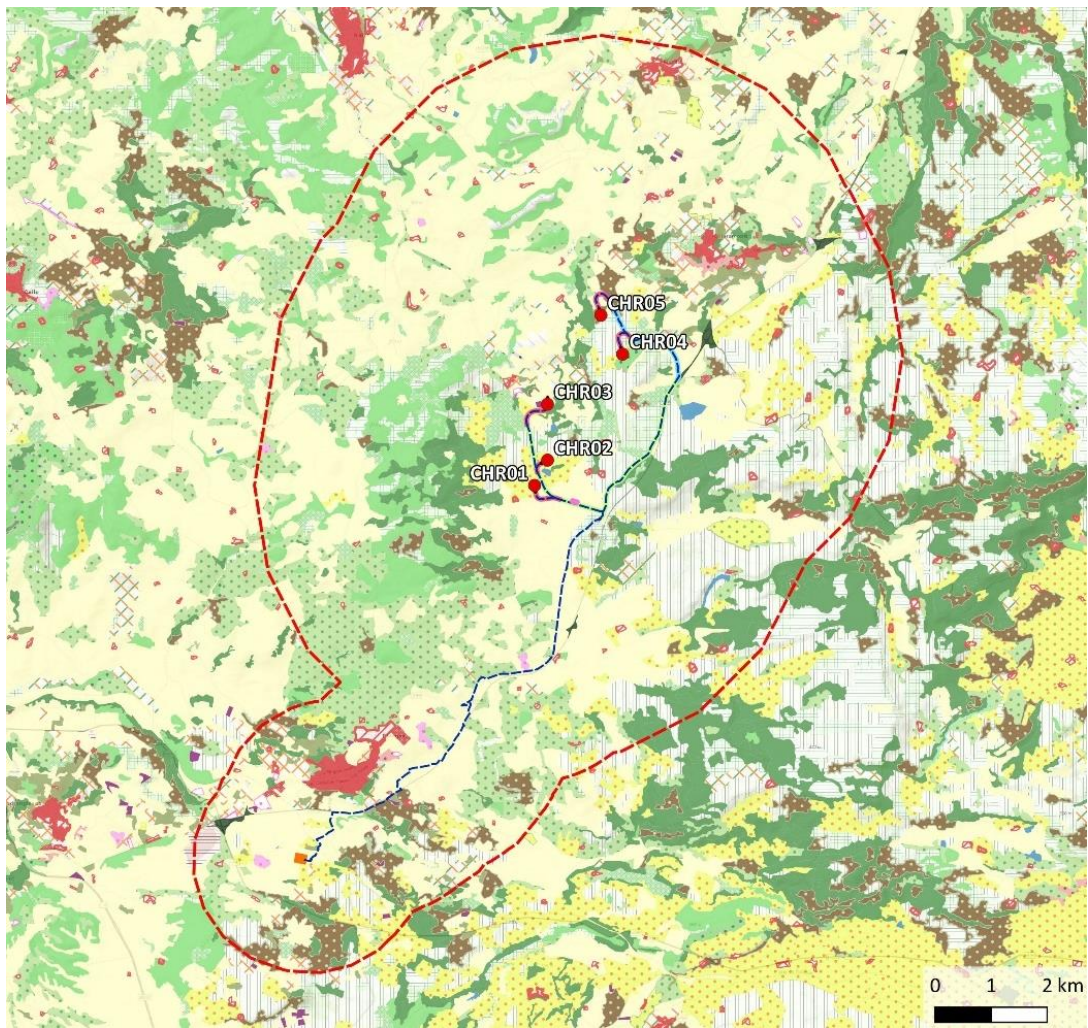
Per la valutazione economica del servizio ecosistemico di stoccaggio e sequestro di carbonio esistono diversi approcci, ma due sono quelli più utilizzati: uno basato sul costo sociale, l'altro sul valore di mercato dei permessi di emissione. Per le finalità in esame si farà riferimento al prezzo utilizzato frequentemente per la valutazione dei costi potenziali associati al cambiamento climatico (US EPA - Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gases, United States Government, 2016), come assunto nel Rapporto ISPRA pari a **101,85 €/tC**.

I valori di contenuto di carbonio per classe d'uso del suolo (da Sallustio et al. 2015), come riportati nel citato report ISPRA, sono indicati in Tabella 3.3.

Tabella 3.3: Valori di contenuto di carbonio per classe d'uso del suolo (da Sallustio et al. 2015)

Classe d'uso del suolo	Epigeo (Mg C ha <sup>-1</sup> )	Ipogeo (Mg C ha <sup>-1</sup> )	Sostanza organica morta (Mg C ha <sup>-1</sup> )	Suolo (Mg C ha <sup>-1</sup> )	Totale (Mg C ha <sup>-1</sup> )
Foreste	50.5 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	11.525 (Est. ISPRA, 2014)	5.295 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	76.1 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	143.42
Aree agricole	5 (ISPRA, 2014)	/	/	53.1 (Chiti et al., 2012)	58.1
Arboricoltura da frutto	10 (ISPRA, 2014)	/	/	52.1 (Chiti et al., 2012)	62.1
Arboricoltura da legno	28.55 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	5.25 (Est. ISPRA, 2014)	1.75 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	63.9 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	99.45
Prati e pascoli	/	/	/	78.9 (ISPRA, 2014)	78.9
Altre terre boscate	3.05 (IPCC, 2003)	/	/	66.9 (ISPRA, 2014; Alberti et al. 2011)	69.95
Urbano	*	*	*	*	*
Aree con vegetazione rada o assente	**	**	**	**	**

Nello specifico, secondo quanto mostrato dal Geoportale Sardegna circa l'uso del suolo e riportato in Figura 3.4 le superfici occupate dal layout di progetto risultano essere caratterizzate principalmente da una matrice prevalente rurale che raggiunge il 72% circa di copertura (Seminativi in aree non irrigue, Prati artificiali, Seminativi semplici e colture orticole a pieno campo, Sistemi colturali e particellari complessi, Aree agroforestali, Sugherete, Aree prevalentemente occupate da coltura agrarie con presenza di spazi naturali importanti, Colture temporanee associate all'olivo e ad altre colture permanenti), in cui si inseriscono gli elementi naturali, nel complesso corrispondenti a al 19% circa, sia aree a ricolonizzazione artificiale, il 7% circa. Solo l'1% è occupato da tessuto residenziale.



**Legenda**

- Aerogeneratori di progetto
  - ▭ Piazzola definitiva
  - ▭ Piazzola temporanea
  - ▭ Area di deposito temporaneo
  - Cavidotto interrato di connessione
  - Nuova Stazione Elettrica (SE)  
Terna con ampliamento a 36 kV
  - Cabina di smistamento
  - Cabina di connessione
  - Viabilità di nuova realizzazione
  - Viabilità esistente da adeguare
  - Viabilità esistente
  - ▭ Area di studio naturalistico
- Usi del suolo (2008) Sardegna**
- 1111 TESSUTO RESIDENZIALE COMPATTO E DENSO
  - ▨ 1112 TESSUTO RESIDENZIALE RADO
  - ▨ 1121 TESSUTO RESIDENZIALE RADO E NUCLEIFORME
  - ▨ 1122 FABBRICATI RURALI
  - 1211 INSEDIAMENTI INDUSTRIALI, ARTIGIANALI E COMMERCIALI E SPAZI ANNESSI
  - ▨ 1212 INSEDIAMENTO DI GRANDI IMPIANTI DI SERVIZI
  - 1221 RETI STRADALI E SPAZI ACCESSORI
  - 131 AREE ESTRATTIVE
  - ▨ 1322 DEPOSITI DI ROTTAMI A CIELO APERTO, CIMITERI DI AUTOVEICOLI
  - ▨ 133 CANTIERI
  - ▨ 1421 AREE RICREATIVE E SPORTIVE
  - ▨ 143 CIMITERI
  - 2111 SEMINATIVI IN AREE NON IRRIGUE
  - 2112 PRATI ARTIFICIALI
  - 2121 SEMINATIVI SEMPLICI E COLTURE ORTICOLE A PIENO CAMPO
  - 2124 CULTURA IN SERRA
  - 221 VIGNETI
  - 223 OLIVETI
  - 2411 COLTURE TEMPORANEE ASSOCIATE ALL'OLIVO
  - 2413 COLTURE TEMPORANEE ASSOCIATE AD ALTRE COLTURE PERMANENTI
  - ▨ 242 SISTEMI CULTURALI E PARTICELLARI COMPLESSI
  - ▨ 243 AREE PREVALENTEMENTE OCCUPATE DA CULTURA AGRARIE CON PRESENZA DI SPAZI NATURALI IMPORTANTI
  - 244 AREE AGROFORESTALI
  - 3111 BOSCO DI LATIFOGLIE
  - ▨ 31121 PIOPPETI, SALICETI, EUCALITTETI ECC. ANCHE IN FORMAZIONI MISTE
  - ▨ 31122 SUGHERETE
  - 3121 BOSCO DI CONIFERE
  - ▨ 313 BOSCHI MISTI DI CONIFERE E LATIFOGLIE
  - 321 AREE A PASCOLO NATURALE
  - 3221 CESPUGLIETI ED ARBUSTETI
  - 3222 FORMAZIONI DI RIPANON ARBOREE
  - ▨ 3231 MACCHIA MEDITERRANEA
  - 3232 GARIGA
  - 3241 AREE A RICOLONIZZAZIONE NATURALE
  - 3242 AREE A RICOLONIZZAZIONE ARTIFICIALE
  - ▨ 332 PARETI ROCCIOSE E FALESIE
  - ▨ 333 AREE CON VEGETAZIONE RADA >5% E <40%
  - 5122 BACINI ARTIFICIALI

Figura 3.4: Uso del suolo nell'area vasta (Fonte: Geoportale Sardegna)



Le superfici per le quali è prevista una effettiva trasformazione dell'uso del suolo in corrispondenza degli aerogeneratori corrisponde a quella occupata dalle basi delle torri e utilizzata per le attività di manutenzione e controllo, complessivamente pari a 23.701 m<sup>2</sup> (2,37 ha). A questi vanno sommati circa 2,2 ha di viabilità "ex novo" e l'area della sottostazione e delle cabine elettriche (circa 3,13 ha). La restante parte della viabilità (esistente), avrà un uso promiscuo e non specificamente dedicato all'impianto; questo porta a considerare la superficie totale permanente dedicata all'impianto durante la sua fase di esercizio pari a circa 7,7 ha.

Sia le piazzole dei WTG che le aree della sottostazione e delle cabine elettriche sono collocate nella loro quasi totalità su aree agricole, per cui si è considerato, ai fini della presente analisi la classe d'uso del suolo definita come "aree agricole" in Tabella 3.3.

La stima economica della perdita di stock di CO<sub>2</sub> è di seguito riportata:

**S = Superficie sottratta [ha] = 7,7**

**C = Contenuto di Carbonio [t] = 58,01 t C ha<sup>-1</sup> x 7,7 ha = 446,68**

**P = Prezzo delle emissioni di carbonio [€/tC] = 101,85**

**Valore economico perdita di Stock [€] = 45.494,05**

### *Qualità degli habitat*

Il servizio ecosistemico relativo alla qualità degli habitat, anche denominato nelle diverse classificazioni come habitat per gli organismi o tutela della biodiversità, consiste nella fornitura di diversi tipi di habitat essenziali per la vita di qualsiasi specie e il mantenimento della biodiversità stessa, e rappresenta uno dei principali valori di riferimento nella valutazione dello stato ecosistemico dei suoli. Questo servizio è considerato come un indice della biodiversità complessiva, e rientra nella categoria dei cosiddetti servizi di supporto, secondo alcune classificazioni, o incluso nei servizi di Regolazione e mantenimento, o in altri casi ancora escluso come nello schema CICES.

Per quanto riguarda il valore economico da associare a questo servizio, ISPRA ha scelto di fare riferimento a valutazioni come quella di Costanza (Costanza et al.1997 e 2014) che fornisce il valore economico a scala globale di 17 servizi ecosistemici, tra cui anche l'habitat/refugia, suddivisi in 16 biomi.

Per il Rapporto ISPRA 2018, al fine di migliorare i valori economici, sempre a partire dai valori proposti da Costanza sono stati derivati i valori per gli altri ecosistemi per i quali non sono presenti valori nello studio citato (Tabella 3.4).

Tabella 3.4: Valori economici per tipologia di Habitat

Classe	Tipologie di habitat	Suitability	Valore id\$ 2007/ha	Valore €/ha 2017
1	Spiagge, dune e sabbie	0,74	794,4	740,6
2	Corpi idrici permanenti	0,83	891	830,7
3	Zone umide	0,96	12452	11609,1
4	Praterie	0,86	1214	1131,8
5	Cespuglieti	0,81	869,6	810,7
6	Foreste di latifoglie	0,93	862	803,6
7	Foreste di conifere	0,82	862	803,6
8	Aree interne con vegetazione scarsa o assente	0,55	590,4	550,4
9	Superfici agricole a uso intensivo	0,26	279,1	260,2
10	Superfici agricole a uso estensivo	0,52	558,2	520,4
11	Edifici e altre aree artificiali	0,09	96,6	90,1
12	Aree aperte urbane	0,27	289,9	270,3
	Media pesata sulle superfici	0,58	633,2	590,4

Considerate le attuali condizioni d'uso del territorio in esame, l'intervento configura la sottrazione di limitate superfici per la realizzazione delle piazzole e relative piste di accesso. Queste sono localizzate sia in ambiti naturali, quali aree agroforestali e prati aridi (CHR01, CHR03, CHR04), sia in ambiti adibiti a seminativi (CHR02, CHR03). Tali locali modifiche dell'esistente organizzazione degli spazi naturali ed agricoli, alle quali faranno seguito adeguate azioni di ripristino, interesseranno comunque ambiti ristretti e si ritiene, conseguentemente, che le stesse non possano snaturare significativamente l'esistente trama fondiaria, riscontrabile diffusamente all'esterno dell'area di intervento. L'impostazione progettuale della viabilità di accesso alle posizioni delle WTG è stata improntata, ogniqualevolta possibile, al consolidamento ed ampliamento dei tracciati esistenti.

Ai soli fini della presente ACB si assumerà che il costo ambientale conseguente all'impatto del progetto sulla qualità degli habitat comporti una perdita relativa alle superfici complessivamente sottratte alla copertura vegetale naturaliforme. Il valore per ettaro è stato calcolato facendo una media degli habitat identificati nella Relazione naturalistica per l'area di ciascuna WTG, come illustrato in Tabella 3.5

Tabella 3.5: Valori economici per tipologia di Habitat dell'impianto

WTG	TIPOLOGIA DI HABITAT	VALORE €/HA (2017)
CHR01	aree agroforestali	810
CHR02	seminativi	520,4
CHR03	prati aridi	1131
CHR04	pascoli arborati	810
CHR05	seminativi	520,4
<b>MEDIA</b>		<b>758,4</b>





Il totale delle superfici impegnate in modo permanente dalla realizzazione dell'opera, desumibile dall'esame degli elaborati di progetto (superfici occupate dal posizionamento della turbina eolica e la relativa piazzola e dalla nuova viabilità di servizio dell'impianto), come già specificato, ammonta a circa 7,7 ettari.

**Con tali presupposti, sulla base di un valore stimato del servizio ecosistemico di 758,4 €/ettaro, valutato per la categoria "superfici agricole ad uso estensivo" alla quale possono assimilarsi le aree di progetto, e di una superficie "coperta" occupata dall'impianto pari a circa 7,7 ettari può stimarsi un costo esterno derivante dalla perdita di qualità dell'habitat pari a 5.839,68 euro.**

### **3.2.5 Perdita di redditività agricola**

Il tema legato alle possibili interferenze delle opere in progetto con le pratiche in uso di utilizzo del territorio costituisce un focus importante. Tali aspetti si rivelano particolarmente sentiti nei contesti agricoli, laddove l'esigenza di assicurare la regolare prosecuzione delle pratiche di coltivazione o allevamento del bestiame assume rilevanza sia in termini strettamente socio-economici che di salvaguardia dei valori tradizionali identitari.

In questo senso, è noto che i progetti di impianti eolici, quando concepiti nel rispetto delle condizioni d'uso preesistenti dei territori, assicurano una profonda integrazione con i sistemi agricoli – pastorali che li ospitano.

Il P.P.R. della Regione Sardegna contiene l'Atlante dei Paesaggi Rurali che individua e descrive le tipologie di paesaggio rurale più rappresentative dell'isola, contenute all'interno di più ampie unità territoriali, denominate Macro-Paesaggi, in cui è stato suddiviso il territorio a seguito dell'analisi dei sistemi agricolo-forestali, delle macro-unità pedologiche e dei caratteri storici.

Le opere di progetto si inseriscono nel Macro-paesaggio rurale della Gallura e per una parte nel Macro-paesaggio rurale della Nurra. Il primo è caratterizzato da rocce intrusive che influenzano sensibilmente i suoli, con agricoltura caratterizzata da viticoltura e allevamento, mentre il secondo è caratterizzato da un insieme di litotipi costituiti da rocce metamorfiche, calcaree e tratti alluvionali con agricoltura piuttosto mista.

Si evidenzia che l'intervento prevede la sottrazione limitata di superfici adibite ad attività agricole, per la realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori e della nuova viabilità di servizio dell'impianto. La progettazione della viabilità di accesso alle posizioni delle WTG è stata improntata, ove possibile, al consolidamento ed ampliamento dei tracciati esistenti. Laddove si è ritenuto necessario integrare con tratti di nuova realizzazione, questi costituiscono il naturale proseguimento dell'attuale assetto stradale e comunque sempre per brevi tratti.

Le eventuali modifiche dell'esistente organizzazione degli spazi agricoli, alle quali faranno seguito adeguate azioni di ripristino, interesseranno comunque ambiti ristretti e si ritiene, conseguentemente, che le stesse non possano snaturare significativamente l'esistente trama fondiaria, riscontrabile diffusamente all'esterno dell'area di intervento.

Data la natura prevalentemente agricola della zona, si dovrà, infatti, procedere al ripristino delle aree in precedenza coltivate con una rimessa a coltura dei terreni. Tutte le operazioni di messa a coltura saranno effettuate, seguendo le tempistiche e gli accorgimenti dettati dalla classica tecnica agronomica locale.

Le opere in progetto si inseriscono in un contesto ambientale dell'area vasta caratterizzato da sistemi agricoli seminativi (72% di copertura); un paesaggio solo in parte alterato dall'attività antropica in cui si rinvergono formazioni forestali ben conservate. Inoltre, il territorio non è estraneo alla presenza dei parchi eolici di grande e piccola taglia, elemento importante che entra a far parte del quadro paesaggistico esistente nel quale si inserisce il progetto in esame.



In aggiunta alle considerazioni di cui al punto precedente, la progettazione ha previsto la ricerca e individuazione della soluzione che garantisca contemporaneamente la migliore accessibilità al sito e al tempo stesso l'integrità delle aree agricole occupate.

Va inoltre sottolineato come l'esercizio degli impianti eolici non pregiudichi la qualità dei terreni o delle acque, trattandosi infatti di installazioni prive di emissioni solide, liquide o gassose.

Per tali ragioni non può riconoscersi una effettiva sottrazione delle aree utilizzate alla loro attuale destinazione d'uso, sia per quanto riguarda le piazzole (di fatto accessibili per il pascolo del bestiame), sia per le piste di accesso (che percorrono, in genere strade e stradelli esistenti), sia per i cavidotti, interrati in larga parte su strade esistenti.

Al fine di pervenire comunque ad una stima della perdita economica connessa alla sottrazione di suolo per l'installazione degli aerogeneratori e delle opere connesse può farsi riferimento al valore agricolo del terreno per il tipo di colture o uso praticato.

Nella stima del danno sociale connesso alla sottrazione di suolo si deve fare riferimento esclusivamente ai minori redditi che potranno essere goduti dalla collettività per la perdita del suolo. Tali redditi sono esclusivamente quelli derivanti dall'uso agricolo o zootecnico e possono farsi corrispondere al beneficio fondiario, cioè al reddito del proprietario fondiario.

Non può, infatti, ravvisarsi un eventuale danno economico pari al valore di mercato del bene sottratto, valutato che tutti i terreni occupati sono di proprietà privata e saranno restituiti al termine della vita utile dell'impianto.

Per stimare i costi legati al mancato uso dei terreni in questione si utilizza il valore di Produzione Standard (PS) che potrebbe essere generato laddove i terreni sottratti fossero condotti con colture da seminativi o foraggere. La Produzione Standard (PS) di un'attività produttiva rappresenta il valore medio ponderato della produzione lorda totale, comprendente sia il prodotto principale che gli eventuali prodotti secondari, realizzati in una determinata regione o provincia nel corso di una annata agraria.

Con tali assunzioni la PS desunta dalla tabella dei Redditi Lordi Standard (Figura 3.5) pubblicata sul sito di Regione Sardegna, calcolata come media dei valori di 4 possibili tipologie colturali, ha un valore **di 631,25 €/ettaro**.



Regione_P.A.	COD_PRODUCT	Rubrica_RICA	Descrizione_Rubrica	SOC_EUR	UM
Sardegna	C1110T	D01	Frumento tenero e spelta	632	EUR_per_ha
Sardegna	C1120T	D02	Frumento duro	935	EUR_per_ha
Sardegna	C1200T	D03	Segale	550	EUR_per_ha
Sardegna	C1300T	D04	Orzo	698	EUR_per_ha
Sardegna	C1400T	D05	Avena	460	EUR_per_ha
Sardegna	C1500T	D06	Mais	1.508	EUR_per_ha
Sardegna	C2000T	D07	Riso	1.608	EUR_per_ha
Sardegna	C1600T_C1700T_C1900T	D08	Altri cereali da granella (sorgo, miglio, panico, farro, ecc.)	1.020	EUR_per_ha
Sardegna	P0000T	D09	Leguminose da granella - totale	1.307	EUR_per_ha
Sardegna	P1000T	D09A	Leguminose da granella (piselli, fave e favette, lupini dolci)	1.026	EUR_per_ha
Sardegna	R1000T	D10	Patate (comprese le patate primaticce e da semina)	10.085	EUR_per_ha
Sardegna	R2000T	D11	Barbabietola da zucchero	2.386	EUR_per_ha
Sardegna	R9000T	D12	Piante sarchiate foraggere	3.827	EUR_per_ha
Sardegna	V0000_S0000T	D14	Orticole - all'aperto	15.191	EUR_per_ha
Sardegna	V0000_S0000TO	D14A	Orticole - all'aperto - in pieno campo	11.594	EUR_per_ha
Sardegna	V0000_S0000TK	D14B	Orticole - all'aperto - in orto industriale	19.233	EUR_per_ha
Sardegna	V0000_S0000S	D15	Orticole - in serra	33.459	EUR_per_ha
Sardegna	N0000T	D16	Fiori e piante ornamentali - all'aperto	98.670	EUR_per_ha
Sardegna	N0000S	D17	Fiori e piante ornamentali - in serra	187.154	EUR_per_ha
Sardegna	G0000T	D18	Piante raccolte verdi	892	EUR_per_ha
Sardegna	G1000T	D18A	Prati avvicendati (medica, sulla, trifoglio, lupinella, ecc.)	751	EUR_per_ha
Sardegna	G9100T_G9900T	D18B	Altre foraggere avvicendate	222	EUR_per_ha
Sardegna	G3000T	D18C	Altre foraggere: Mais verde	1.344	EUR_per_ha
Sardegna	G2000T	D18D	Altre foraggere: Leguminose	418	EUR_per_ha
Sardegna	E0000T	D19	Semi e piantine seminativi	5.363	EUR_per_ha
Sardegna	ARA99T_ARA09S	D20	Altre colture per seminativi	1.145	EUR_per_ha
Sardegna	Q0000T	D21	Terreni a riposto o a set-aside senza aiuto	-	EUR_per_ha
Sardegna	I3000T	D23	Tabacco	8.882	EUR_per_ha
Sardegna	I4000T	D24	Luppolo	10.175	EUR_per_ha
Sardegna	I1150_2300T	D25	Cotone	1.400	EUR_per_ha
Sardegna	I1110T	D26	Colza e ravizzone	326	EUR_per_ha
Sardegna	I1120T	D27	Girasole	570	EUR_per_ha

Figura 3.5: Estratto tabella dei Redditi Lordi Standard, in rosso le colture prese in considerazione (<https://www.provincia.sudsardegna.it/it/page/iap-normativa>)

Il totale delle superfici impegnate in modo permanente dalla realizzazione dell'opera, desumibile dall'esame degli elaborati di progetto (superfici occupate dal posizionamento della turbina eolica e la relativa piazzola e dalla nuova viabilità di servizio dell'impianto) ammonta a circa 7,7 ettari. Anche se non tutte le WTG ricadono direttamente su aree strettamente agricole e produttive, a scopo precauzionale si è deciso di considerare come area di calcolo tutta la superficie occupata dall'opera.

I costi attribuibili alle superfici di terreno agricolo sottratte in modo permanente sono, pertanto, così valutabili:

**Mancato reddito agricolo = 7,7 ha x 631,25 euro/ha x anno = 4.860,63 €/anno.**

### 3.2.6 Componente socio-economica

Il Parco Eolico in progetto rappresenta un'importante opportunità per il rilancio dello sviluppo e dell'economia locale, sia nell'immediato che in prospettiva.

L'indotto generato dalla realizzazione del Parco Eolico favorirà una crescita occupazionale nella zona, creando nuovi posti di lavoro sia in fase di costruzione che di gestione dell'impianto.

In questi termini, si stima che, con la realizzazione dell'impianto, potranno essere ottenuti i seguenti risultati:

- compenso una tantum ai privati per diritti di superficie, servitù, confine di tanca, sorvolo: sarà riconosciuto un compenso complessivo pari a circa 15 k€ da suddividere tra i privati in base ai diritti coinvolti;



- in fase di esercizio, compenso annuale ai privati per diritti di superficie, servitù, confine di tanca, sorvolo: sarà riconosciuto un compenso complessivo pari a circa 75 k€/anno da suddividere tra i privati in base ai diritti coinvolti;
- manodopera: si prevede l'impiego di personale sia in fase di realizzazione dell'impianto nonché durante la fase di esercizio e durante le attività di manutenzione, che seppur non in pianta stabile produrrà comunque effetti occupazionali positivi.
- formazione tecnica per le risorse da impiegare per soddisfare i fabbisogni occupazionali del parco eolico, destinati ad un numero di risorse più elevato rispetto a quelle richieste e da indirizzare ad altri sbocchi occupazionali;
- il miglioramento della rete viaria grazie alla sistemazione di strade esistenti.

### **3.2.7 Possibili compensazioni ambientali**

L'attuale disciplina autorizzativa degli impianti alimentati da fonti rinnovabili stabilisce che per l'attività di produzione di energia elettrica da FER non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni. L'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi, nel rispetto dei criteri di cui all'Allegato 2 del D.M. 10/09/2010.

Le eventuali misure di compensazione ambientale e territoriale non possono, in ogni caso, essere superiori al 3% dei proventi, comprensivi degli incentivi vigenti, derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto.

Durante l'iter autorizzativo del progetto, di concerto con le amministrazioni locali verranno stabilite adeguate misure di compensazione ambientale che saranno a vantaggio della collettività, quali, miglioramento dei servizi ai cittadini, progetti di valorizzazione territoriale e ambientale, potenziamento delle capacità attrattive del territorio, ecc.

A titolo meramente esemplificativo, potranno riguardare i seguenti aspetti:

- iniziative nel campo delle rinnovabili da realizzare nel territorio come, ad esempio, l'installazione di impianti fotovoltaici in edifici comunali, la creazione di punti di ricarica per la mobilità sostenibile;
- progetti di educazione ambientale da attuarsi nelle scuole al fine di promuovere l'assunzione di valori ambientali, ritenuti indispensabili affinché, sin da piccoli, gli alunni e le rispettive famiglie imparino a conoscere e ad affrontare i principali problemi connessi all'utilizzo del territorio e ad un uso non sostenibile e siano consapevoli del proprio ruolo attivo per salvaguardare l'ambiente naturale per le generazioni future;
- sostegno economico volto a valorizzare le tradizioni culturali locali o a preservare luoghi di interesse archeologico;
- sostegno allo studio tramite acquisto di strumenti/materiali didattici;
- promozione di una mobilità sostenibile tramite l'acquisto di veicoli ecocompatibili;
- sostegno per la creazione di zone ricreative.

#### 4. QUADRO RIEPILOGATIVO E CONCLUSIONI

I risultati dell'ACB sono sintetizzati nella Tabella 4.1

L'ACB è stata riferita ad un generico anno di esercizio. I valori relativi ai costi ed i benefici sono non attualizzati rispetto ai parametri di riferimento dell'analisi economica

Tabella 4.1 Sintesi dei risultati dell'Analisi costi – benefici Ambientale

COSTI (€/ANNO)		BENEFICI (€/ANNO)	
Atmosfera, consumo di risorse non rinnovabili, salute pubblica e biodiversità a livello globale	219.708,00	Atmosfera, consumo di risorse non rinnovabili, salute pubblica e biodiversità a livello globale	8.971.410,00
Paesaggio	377.371,35	Compensazioni territoriali	n.d.
Perdita serv.ecos.- Stock Carbonio	45.494,05		
Perdita serv.ecos.- Habitat	5.839,68		
Mancato Reddito agricolo	4.860,63		
<b>totale 653.273,71</b>		<b>totale 8.971.410,00</b>	
<b>BENEFICI - COSTI</b>		<b>8.318.136,29</b>	

L'IRR dell'iniziativa proposta è pari a **5,16%**.

*Il progetto è economicamente conveniente e socialmente desiderabile, in quanto si verifica la condizione che il totale dei benefici ad esso associati supera il totale dei costi  $(B-C) > 0$  e presenta una performance economica significativamente positiva.*

La performance positiva dal punto di vista economico e ambientale del progetto è conseguenza della specificità degli impianti energetici a fonte rinnovabile e della loro funzione strategica in termini di contrasto all'azione dei cambiamenti climatici. Si ricorda, a tale proposito, come la Direttiva 2014/52/UE, che modifica la direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, sottolinei la necessità che alcune questioni ambientali, come l'efficienza delle risorse e la sostenibilità, la tutela della biodiversità, i cambiamenti climatici e i rischi di incidenti e calamità, debbano costituire elementi importanti all'interno dei processi di valutazione e decisionali.

**I risultati mostrano in tutta evidenza come l'iniziativa proposta sia suscettibile di determinare significative ricadute positive sul territorio.**