

Mistral Wind Energy S.r.l.

# Parco Eolico Mistral sito nei Comuni di Ittiri e Bessude

Analisi costi benefici ambientali

Giugno 2022



**REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA**



**Comune di Bessude**



**Comune di Ittiri**

*Committente:*

**Mistral Wind Energy S.r.l.**

**Mistral Wind Energy S.r.l.**

Via Sardegna, 40

00187 Roma

P.IVA/C.F. 16181131000

*Titolo del Progetto:*

**Parco Eolico Mistral sito nei Comuni di Ittiri e Bessude**

*Documento:*

**Analisi costi benefici ambientali**

*N° Documento:*

**IT-VesMis-CLP-ES-PGR-012**

*Progettista:*

**Dott. Ing. Bruno Manca**

Rev	Data Revisione	Descrizione	Redatto	Controllato	Approvato
0	21/06/2022	Prima emissione			

## Sommario

<b>1. Premessa</b>	<b>5</b>
<b>2. Oggetto e obiettivi</b>	<b>6</b>
<b>3. L'attività</b>	<b>6</b>
3.1 La metodologia di riferimento	6
3.2 3.2 Fasi di lavoro	7
3.2.1 La definizione delle esternalità	7
3.2.2 Esternalità: costi ambientali	8
3.2.3 Esternalità - Costi non-ambientali:	8
3.2.4 L'individuazione e la quantificazione delle esternalità negative	9
3.2.5 La stima delle possibili esternalità negative nella fase di cantiere	9
3.2.6 La stima delle possibili esternalità negative nella fase di esercizio	10
3.2.7 L'individuazione e la quantificazione delle esternalità positive	11
<b>4. Alternative progettuali</b>	<b>12</b>
4.1 Definizione "momento zero"	12
4.2 Alternative esaminate	12
<b>5. Analisi della remunerazione da vendita dell'energia</b>	<b>14</b>
5.1 DM 4 Luglio 2019	14
5.1.1. Ambito di applicazione	14
5.1.2. Modalità di accesso agli incentivi	15
5.1.3 Tariffe incentivanti	17
<b>6. Analisi Finanziaria</b>	<b>20</b>
6.1 Valore Attuale Netto (VAN) e Valore Attuale Netto Economico (VANE)	20
6.2 Analisi della sensitività ipotesi di progetto	25
6.3 Analisi di probabilità del rischio progetto in proposta	29
<b>7. Analisi Ambientale</b>	<b>31</b>
7.1 Bilancio delle esternalità associate all'entrata in esercizio dell'impianto eolico	31
7.2 Analisi componenti ambientali	32
7.2.1 Atmosfera	32
7.2.1.1 Emissioni inquinanti dai gas di scarico dei mezzi di cantiere (CO2 pbt)	33
7.2.2 Fauna	34
7.2.3 Suolo e sottosuolo	35
7.2.3.1 Occupazione temporanea del suolo	36
7.2.3.2 Consumo del suolo	37
7.2.3.3 Valore agricolo	39
7.2.4 Vegetazione e Flora	39
7.2.5 Rumore e Vibrazione	40
7.2.6 Paesaggio	41

<b>10</b>	<b>Analisi Socio-Economica .....</b>	<b>45</b>
<b>11</b>	<b>Conclusioni.....</b>	<b>46</b>

## 1. Premessa

Il presente studio riguarda l'analisi dei costi e benefici per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato "Parco Eolico Mistral" che la società Mistral Wind S.r.l. ha in programma di realizzare nei territori comunali di Ittiri e Bessude, nella Provincia Sassari (SS).

Il parco eolico in progetto si svilupperà prevalentemente nel territorio Comunale di Ittiri, a ovest del centro abitato, nonché nel limitrofo territorio Comunale di Bessude. Gli aerogeneratori in progetto saranno ubicati tra i territori di Ittiri (n.4 aerogeneratori, AG\_01 / AG\_02 / AG\_03 / AG\_04) e Bessude (n.2 aerogeneratori, AG\_05 / AG\_06), su quote altimetriche indicativamente comprese tra i 464 (AG\_02) e i 613 (AG\_05) m s.l.m.. Le opere civili in progetto si rendono indispensabili per un ottimale funzionamento e gestione dei nuovi aerogeneratori (viabilità e piazzole di servizio, distribuzione elettrica di impianto, stazione di trasformazione MT/AT per la successiva immissione dell'energia prodotta alla Rete di Trasmissione Nazionale).

Il presente documento riporta la descrizione delle attività proposte per la realizzazione dell'**analisi costi-benefici** relativa all'intervento sopra indicato.

## 2. Oggetto e obiettivi

È oggetto dell'intervento la realizzazione di un parco eolico.

Gli obiettivi del progetto sono i seguenti:

Sviluppare nuova capacità energetica per soddisfare una domanda crescente;

Sviluppare nuova capacità energetica per ridurre la dipendenza dalle importazioni;

Ampliare la rete energetica per raggiungere aree non ancora servite;

Diversificare le fonti energetiche e i mercati di approvvigionamento;

Integrare meglio il mercato nazionale dell'energia con quello degli altri Paesi, in modo da un favorire l'allineamento dei prezzi al consumo nell'UE;

Migliorare l'affidabilità tecnica e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, evitando le interruzioni di energia;

Accrescere l'efficienza e la qualità del sistema, migliorando la trasmissione e/o la distribuzione di energia dal punto di vista tecnico e/o operativo;

Ridurre le emissioni di gas serra e inquinanti prodotti dal settore dell'energia, sostituendo i combustibili fossili con fonti energetiche sostenibili.

L'obiettivo della presente relazione di analisi costi benefici è quello di misurare le esternalità positive e negative previste dall'investimento al fine di valutarne la convenienza globale.

## 3. L'attività

### 3.1 La metodologia di riferimento

L'analisi economico-sociale all'interno dello studio di fattibilità di un'opera pubblica o privata ha lo scopo di verificare il grado di utilità dell'opera per la collettività.

L'analisi economica si concentra sullo studio dei costi e dei benefici attesi interni ed esterni al progetto mediante l'impostazione teorica propria dell'analisi costi e benefici (Cost-Benefit Analysis).

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, in sintesi permette 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

È considerazione diffusa che, sebbene l'energia da fonte eolica e le altre energie rinnovabili presentino degli indubbi benefici ambientali al confronto con le altre fonti tradizionali di produzione di energia elettrica, tali benefici non si riflettano pienamente nel prezzo di mercato dell'energia elettrica. In realtà i notevoli miglioramenti tecnologici intercorsi negli ultimi anni, sia a livello di prestazioni energetiche che di processi produttivi, hanno permesso il raggiungimento di un costo dell'energia elettrica prodotta estremamente minore rispetto al recente passato, condizione che, di fatto, permette di annoverare tale tipologia di impianti tra quelle più efficienti dal punto di vista energetico.

Tale circostanza si riflette di conseguenza sul costo dell'utenza elettrica.

L'ACB è un metodo sistematico per la valutazione dell'impatto globale dell'azione delle imprese, del settore pubblico, del settore no profit, ai fini di un'analisi di medio-lungo periodo degli effetti diretti, indiretti e collaterali. Lo studio considera l'istante iniziale (anno zero) coincidente con l'inizio del funzionamento dell'impianto ed una vita utile dell'impianto di 35 anni (assunzione).

Il progetto sarà considerato "utile socialmente" quando il valore aggiunto prodotto (Va) sommato alle economie esterne prodotte (Ee) e al maggior benessere sociale (Bs) avrà un valore superiore ai costi di produzione del servizio (Cs) sommato alle diseconomie esterne (De) e al disagio sociale (Ds), in formula:

$$Va+Ee+Bs > Cs+De+Ds$$

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.

### 3.2 3.2 Fasi di lavoro

#### 3.2.1 La definizione delle esternalità

La realizzazione di un progetto produce generalmente degli effetti economici esogeni al sistema dei prezzi che devono tuttavia essere considerati nell'analisi costi-benefici. Tali effetti, chiamati dalla letteratura economica esternalità, si manifestano quando le attività di un gruppo (sia di produttori sia di consumatori) influiscono sui livelli di produzione o di consumo di un altro gruppo senza che tale effetto sia valutato mediante i prezzi o compensato tramite trasferimenti.

Le esternalità possono essere sia positive, e in questo caso si parla di benefici esterni o economie, sia negative, ossia costi esterni o diseconomie.

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).

La Comunità Europea suggerisce la classificazione delle esternalità conseguenti alla produzione di energia elettrica, riconducendole a due principali categorie: ambientali e non ambientali.

### 3.2.2 Esternalità: costi ambientali

- Salute pubblica (incidenti, malattie)
- Sicurezza sul lavoro (incidenti, rumore, stress psicofisico)
- Disturbi (rumore, impatto visivo, odori)
- Occupazione
- Impatti ecologici (piogge acide, eutrofizzazione, qualità dei suoli)
- Cambiamenti climatici (aumento della temperatura, incremento del livello medio del mare, cambiamenti nel regime delle precipitazioni, aumento degli uragani)

### 3.2.3 Esternalità - Costi non-ambientali:

- Sussidi
- Costi per ricerca e sviluppo
- Affidabilità e sicurezza della fornitura
- Effetti sul prodotto interno lordo

A loro volta le esternalità ambientali possono essere classificate in locali, regionali o globali, queste ultime con particolare riferimento al problema dei cambiamenti climatici conseguenti alle emissioni di CO2 riduzione dello strato di ozono a seguito dell’emissione di clorofluorocarburi o di esafluoruro di zolfo.

Le esternalità non-ambientali si riferiscono ai costi nascosti.

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 il costo conseguente all'inserimento visivo di una turbina eolica o di un impianto fotovoltaico 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.

### 3.2.4 L'individuazione e la quantificazione delle esternalità negative

In linea generale, da un punto di vista socio-economico, le esternalità negative più rilevanti legate alla realizzazione di un'opera analoga a quella in oggetto della presente fanno riferimento ai disagi che la fase di realizzazione delle opere procura a chi — cittadini, istituzioni, attività produttive — gravita nelle zone interessate dai lavori di costruzione dell'opera stessa. Si dovrà tenere conto anche delle esternalità negative legate alla fase di gestione del parco che riguarderanno sia gli aspetti visivi (paesaggistici), sia quelli naturalistici. Tali esternalità saranno ad ogni modo riscontrabili esclusivamente nel periodo di costruzione dell'impianto, andando praticamente a scomparire nella successiva fase di esercizio. Addirittura, tali esternalità negative si trasformeranno in alcuni casi in positive: si pensi ad esempio alla realizzazione di nuove piste ed all'adeguamento di quelle vetuste, che comporteranno naturalmente il miglioramento degli accessi ai fondi e della percorribilità delle infrastrutture viarie.

### 3.2.5 La stima delle possibili esternalità negative nella fase di cantiere

Le esternalità negative che potrebbero avere un impatto significativo nel caso della realizzazione dell'opera considerata possono essere raggruppate in due categorie:

1. aspetti insediativi e infrastrutturali;
2. aspetti di natura ambientale e paesaggistica.

Gli aspetti insediativi e infrastrutturali comprendono:

- le funzioni abitative. L'apertura dei cantieri può determinare impatti di varia natura sulle abitazioni che vengono direttamente o indirettamente coinvolte dai lavori.
- le funzioni produttive e di servizio. Analogamente alle funzioni abitative, l'apertura dei cantieri potrebbe determinare condizionamenti alle attività commerciali e professionali e sul funzionamento di alcuni servizi complessi interessate da attività di servizio all'intera cittadinanza.
- la mobilità. I lavori eseguiti nei cantieri possono avere ripercussioni sulle funzioni di mobilità in via sia transitoria sia permanente (ad esempio, alcuni collegamenti potrebbero essere inibiti temporaneamente o comportare la percorrenza di tragitti più lunghi). I costi sociali più significativi derivano dalle interferenze sul traffico veicolare, dall'apertura dei cantieri e dalle interferenze sul traffico dovuto alla presenza in fase di realizzazione di automezzi per il trasporto dei materiali e delle strutture.

– le infrastrutture stradali. L'apertura dei cantieri e il completamento delle opere possono determinare una possibile interferenza con le infrastrutture stradali e provocare pertanto potenzialmente un deterioramento dell'efficienza del sistema stradale;

– le infrastrutture tecnologiche. In questo caso ci si riferisce alle interferenze che i cantieri possono provocare alle infrastrutture tecnologiche (soprattutto ai sotto-servizi a rete) in termini delle possibili interruzioni parziali del servizio, che provocano evidentemente un danno alla collettività.

Il problema della minimizzazione di parte di queste esternalità negative, soprattutto sul traffico e sulla mobilità derivanti dall'esecuzione dei lavori, può essere affrontato e risolto in sede di progettazione sia mediante scelte progettuali adeguate sia tramite soluzioni flessibili da adottare durante la realizzazione delle opere che consentono il conseguimento di risparmi di tempo e di costi di realizzazione. In particolare, alcuni disagi sostenuti dalla collettività potranno essere mitigati grazie ad alcuni accorgimenti che sono stati predisposti e che sono qui brevemente riassunti:

- individuazione di momenti differenti per l'apertura dei cantieri;
- limitazione dell'estensione dei cantieri, con l'obbligo di mantenere almeno una carreggiata di scorrimento fruibile, al fine di evitare strozzature nelle principali direttrici stradali.

Gli aspetti ambientali delle esternalità negative comprendono:

- il consumo di suolo. L'apertura dei cantieri e le opere da realizzarsi possono determinare un consumo del suolo sia qualitativamente sia quantitativamente;
- il consumo di inerti. La realizzazione degli scavi può provocare un parziale consumo di inerti che possono essere pregiati come le "sabbie, ghiaie e lapidei di monte" o meno pregiati come le "terre";
- il contesto naturalistico. I lavori potrebbero causare un danno al sistema naturale, ossia alla flora e alla fauna di alcune zone interessate ai lavori nel caso in esame.

### 3.2.6 La stima delle possibili esternalità negative nella fase di esercizio

Le esternalità negative che potrebbero avere un impatto significativo durante la fase di esercizio dovrebbero essere ricondotte essenzialmente a quelle relative a:

- l'Impatto visivo. La "visibilità delle strutture" da grande distanza e la loro localizzazione.
- Il contesto naturalistico. L'effetto che il funzionamento del parco può avere sulla fauna ed in particolare sull'avifauna stanziale e migratoria.

### 3.2.7 L'individuazione e la quantificazione delle esternalità positive

Le esternalità positive generate dalla realizzazione dell'opera in oggetto possono essere suddivise in effetti misurabili mediante parametri di natura ambientale ed economica. I principali benefici del progetto che si possono ipotizzare sono:

#### **Fase di realizzazione:**

- I benefici occupazionali;
- I benefici economici diretti e indiretti

#### **Fase di esercizio:**

- La riduzione della quantità di emissioni inquinanti;
- I benefici occupazionali ed economici.

La metodologia utilizzata per quantificare in termini monetari le economie sopraesposte fa riferimento alla definizione di un prezzo ombra per ciascuno dei parametri identificati e all'individuazione in termini fisici della variazione del parametro in esame prodotta dalla realizzazione del progetto rispetto alla situazione "in assenza" del progetto. Pertanto, per ognuna delle variabili considerate, sarà stimato il relativo valore atteso futuro sia nello scenario "in assenza di intervento" sia nello scenario "con intervento". Successivamente, sarà calcolato il valore monetario di tale parametro, sulla base del prezzo individuato in entrambe le ipotesi; la differenza tra i due valori individuati rappresenta il beneficio generato dalla realizzazione del progetto riferito all'elemento considerato.

La fase di definizione delle esternalità è stata preceduta da una fase di analisi e raccolta di tutti i dati e le informazioni necessarie per una adeguata e corretta valutazione. Attraverso il Progetto Definitivo e le relazioni specialistiche facenti parte dello Studio di Impatto Ambientale e lo Studio stesso nonché delle analisi paesaggistiche, con particolare riferimento allo studio della visibilità, sono state fornite informazioni dettagliate sulle caratteristiche dell'opera, sulle interazioni con le componenti ambientali e paesaggistiche, sul contesto, sul personale e sui mezzi impiegati in fase di cantiere e del personale impiegato in fase di esercizio.

#### **Calcolo del beneficio sociale netto**

Sulla base della valutazione congiunta delle esternalità positive e negative generate dalla realizzazione del parco eolico è possibile calcolare il beneficio sociale netto.

Tale valutazione indica un saldo netto determinato dalla differenza tra i benefici e le esternalità negative.

#### **Output finali**

Report contenente:

- La quantificazione delle esternalità negative
- La quantificazione delle esternalità positive
- Il beneficio sociale netto

## 4. Alternative progettuali

### 4.1 Definizione "momento zero"

Il "momento zero" è inteso come condizione temporale di partenza dei sistemi ambientale, infrastrutturale, insediativo, economico e sociale, sulla quale si innestano i successivi eventi di trasformazione e gli effetti conseguenti alla realizzazione dell'opera.

Lo Studio di Impatto Ambientale e la Relazione Paesaggistica forniscono una descrizione di tale momento.

### 4.2 Alternative esaminate

Le alternative rappresentano le situazioni verso la quale evolverebbe l'area in oggetto con la realizzazione del progetto, che diversamente rimarrebbe legata all'attuale destinazione d'uso agricolo. L'alternativa "0" di non realizzazione dell'impianto viene considerata in questa analisi partendo dal presupposto che i benefici di carattere sociale e ambientale nel caso di non realizzazione dell'opera sono poco lontani dallo zero. Infatti come risulta dalle relazioni botanica ed agronomica allegate allo Studio di Impatto Ambientale, il pregio agronomico complessivo dell'area di intervento è basso così come pure il grado di naturalità dell'area risulta piuttosto basso per il fatto che le caratteristiche botaniche dell'area interessata dal progetto sono fortemente determinate dall'uso del territorio, come pascolo, per l'agricoltura e per la silvicoltura e dalle pratiche tradizionalmente associate a queste attività.

Sono state individuate due possibili evoluzioni del contesto legate all'ipotesi "zero" o "do nothing":

1) la meno probabile ovvero la rinaturalizzazione dell'area (passaggio da uso antropico agricolo ad abbandono o gestione naturalistica);

2) la più probabile ovvero l'uso agricolo-forestale, in continuità al momento attuale;

È stata esclusa l'evoluzione dell'area in zona industriale.

Si ritiene che entrambi gli scenari "zero" di cui sopra rilevino una capacità di confronto quasi nulla rispetto alla ipotesi di impianti di produzione di elettricità da fotovoltaico per le seguenti ragioni:

a) per quanto riguarda la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e altri gas serra che, come esposto più oltre, rappresentano la maggiore voce di beneficio ambientale (o costo negativo), sia la rinaturalizzazione che l'uso agricolo presentano bilanci di CO<sub>2</sub> praticamente in pareggio o come nel caso di agricoltura intensiva meccanizzata bilanci negativi (Vd. *"Come calcolare le emissioni di gas serra del settore agricolo? Emanuele Blasi, Nicolò Passeri, Università degli Studi della Tuscia, Dipartimento Economia e Impresa"*), soprattutto a causa dell'uso di fertilizzanti e di combustibili per macchinari;

b) per quanto riguarda le voci relative all'occupazione lavorativa e alle ricadute economiche sul sistema collettivo, pur di minor rilevanza rispetto alla riduzione dei gas inquinanti, si tratta comunque di valori di due ordini di grandezza inferiori rispetto all'ipotesi in progetto.

Pertanto, pur volendo considerare nulli gli altri benefici secondari e ambientali dell'ipotesi di progetto e volendo considerare nulli tutti i costi ambientali dell'ipotesi "zero", quest'ultima risulta dal confronto non conveniente in modo evidente ed inequivocabile.

## 5. Analisi della remunerazione da vendita dell'energia

La remunerazione economica del settore eolico è rappresentato dalla remunerazione da vendita dell'energia prodotta attraverso cessione alla rete dei kWh prodotti secondo quanto previsto dal DM 04/07/2019 in continuità con i precedenti Decreti Ministeriali D.M. 06/07/2012 e il D.M. 23/06/2016, da cui eredita parte della struttura (meccanismo gestito dal GSE).

### 5.1 DM 4 Luglio 2019

#### 5.1.1. Ambito di applicazione

Il D.M. 04/07/2019 ha il fine di promuovere, attraverso un sostegno economico, la diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di piccola, media e grande taglia.

Gli impianti che possono beneficiare degli incentivi previsti dal Decreto sono quelli fotovoltaici di nuova costruzione, eolici onshore, idroelettrici e infine quelli a gas di depurazione.

Potranno presentare richiesta di accesso agli incentivi solo gli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie di una delle sette procedure concorsuali di Registro o Asta al ribasso sul valore dell'incentivo, redatte dal GSE sulla base di specifici criteri di priorità.

L'iscrizione ai Registri o alle Aste può essere effettuata per impianto singolo o per più impianti in forma aggregata, purché tutti di nuova costruzione.

Il **D.M. 04/07/2019** suddivide gli impianti che possono accedere agli incentivi in **quattro gruppi** in base alla tipologia, alla fonte energetica rinnovabile e alla categoria di intervento:

- **Gruppo A:** comprende gli impianti:
  - eolici "on-shore" di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento
  - fotovoltaici di nuova costruzione
- **Gruppo A-2:** comprende gli impianti **fotovoltaici di nuova costruzione**, i cui moduli sono **installati in sostituzione di coperture** di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa **rimozione dell'eternit o dell'amianto**
- **Gruppo B:** comprende gli impianti:
  - **idroelettrici di nuova costruzione, integrale ricostruzione (esclusi gli impianti su acquedotto), riattivazione o potenziamento**
  - **a gas residuati dei processi di depurazione di nuova costruzione, riattivazione o potenziamento**
- **Gruppo C:** comprende gli impianti oggetto di **rifacimento totale o parziale:**
  - **eolici "on-shore"**
  - **idroelettrici**
  - **a gas residuati dei processi di depurazione**

L'impianto in proposta ricade nel gruppo A

### 5.1.2. Modalità di accesso agli incentivi

Sono previste due diverse modalità di accesso agli incentivi a seconda della potenza dell'impianto e del gruppo di appartenenza:

#### **Iscrizione ai Registri**

Gli impianti di potenza superiore a 1 kW (20 kW per i fotovoltaici) e inferiore a 1 MW che appartengono ai Gruppi A, A-2, B e C devono essere iscritti ai Registri, attraverso i quali è assegnato il contingente di potenza disponibile sulla base di specifici criteri di priorità

#### **Partecipazione a Procedure d'Asta**

Gli impianti di potenza superiore o uguale a 1 MW che appartengono ai Gruppi A, B e C devono partecipare alle Aste, attraverso le quali è assegnato il contingente di potenza disponibile, in funzione del maggior ribasso offerto sul livello incentivato e, a pari ribasso, applicando ulteriori criteri di priorità.

Sono previsti 7 bandi per la partecipazione ai Registri e/o alle Aste, con le seguenti tempistiche:

Nr. Procedura	Data di apertura del bando	Data di chiusura del bando
1	30 settembre 2019	30 ottobre 2019
2	31 gennaio 2020	1 marzo 2020
3	31 maggio 2020	30 giugno 2020
4	30 settembre 2020	30 ottobre 2020
5	31 gennaio 2021	2 marzo 2021
6	31 maggio 2021	30 giugno 2021
7	30 settembre 2021	30 ottobre 2021
8	31 gennaio 2022	2 marzo 2022
9	31 maggio 2022	30 giugno 2022
10	30 settembre 2021	30 ottobre 2022

Gruppo di appartenenza	Tipologia impiantistica	Categoria di intervento	Potenza (*)	
			1 kW	20 kW
Gruppo A	Eolico on shore	Nuova costruzione Integrale ricostruzione Riattivazione Potenziamento		
	Fotovoltaico	Nuova costruzione		
Gruppo A-2	Fotovoltaico sostituzione di coperture con rimozione eternit e amianto	Nuova costruzione		
Gruppo B	Idroelettrico	Nuova costruzione Integrale ricostruzione (esclusi impianti su acquedotto) Riattivazione Potenziamento		
	Impianti a gas residuati dei processi di depurazione	Nuova costruzione Riattivazione Potenziamento		
Gruppo C	Eolico on shore	Rifacimento		
	Idroelettrico	Rifacimento		
	Impianti a gas residuati dei processi di depurazione	Rifacimento		

(\*) Per interventi di potenziamento gli intervalli di potenza sono riferiti all'aumento della potenza dell'impianto al termine dell'intervento.

### Tabella 1- modalità di accesso agli incentivi DM 04/07/2019.

Gli incentivi sono riconosciuti all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete dall'impianto, calcolata come minor valore tra la produzione netta (a sua volta pari alla produzione lorda ridotta dei consumi dei servizi ausiliari, delle perdite di linea e di trasformazione) e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete, misurata con il contatore di scambio.

Il D.M. 04/07/2019 prevede tre diverse definizioni di tariffa:

- la **Tariffa di Riferimento** è determinata, in funzione della fonte e tipologia dell'impianto e della potenza, applicando:
  - le tariffe e le eventuali riduzioni previste dal D.M. 23/6/2016, per gli impianti non fotovoltaici iscritti in posizione utile nei Registri, che entrano in esercizio entro un anno dall'entrata in vigore del D.M. 04/07/2019 e che non hanno beneficiato di specifici criteri di priorità previsti da quest'ultimo
  - le tariffe di cui all'Allegato 1 al D.M. 04/07/2019 per tutti gli altri impianti
- la **Tariffa Offerta** è calcolata applicando alla tariffa di riferimento le eventuali riduzioni richieste dal Soggetto Responsabile in fase di iscrizione ai Registri o alle Aste, al fine di beneficiare dei relativi criteri di priorità.



- la **Tariffa Spettante** è calcolata applicando alla tariffa offerta le ulteriori riduzioni previste dal D.M. 04/07/2019 per gli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei Registri e delle Aste e successivamente ammessi agli incentivi.

Il Decreto prevede due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

- la Tariffa Onnicomprensiva (TO) costituita da una tariffa unica, corrispondente alla tariffa spettante, che remunera anche l'energia elettrica ritirata dal GSE;
- un Incentivo (I), calcolato come differenza tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario dell'energia, poiché l'energia prodotta resta nella disponibilità dell'operatore.

Per gli impianti di potenza fino a 250 kW è possibile scegliere una delle due modalità, con la possibilità di passare da una modalità all'altra non più di due volte nel corso dell'intero periodo di incentivazione.

Gli impianti di potenza superiore a 250 kW possono invece accedere al solo Incentivo.

Tariffe Onnicomprensive e Incentivo sono erogati dal GSE a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale, per un periodo specifico per ciascuna tipologia di impianto pari alla vita utile dell'impianto stesso. La data di entrata in esercizio commerciale può essere scelta dall'operatore, purché compresa nei 18 mesi successivi all'entrata in esercizio dell'impianto.

Sono inoltre previsti due premi, rispettivamente per gli impianti fotovoltaici di cui al gruppo A-2, erogato su tutta l'energia prodotta e un premio per gli impianti di potenza fino a 100 kW su edifici, sulla quota di produzione netta consumata in sito.

### 5.1.3 Tariffe incentivanti

Il DM 4 luglio 2019 individua, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, il valore delle tariffe di riferimento (Tr), e degli eventuali premi

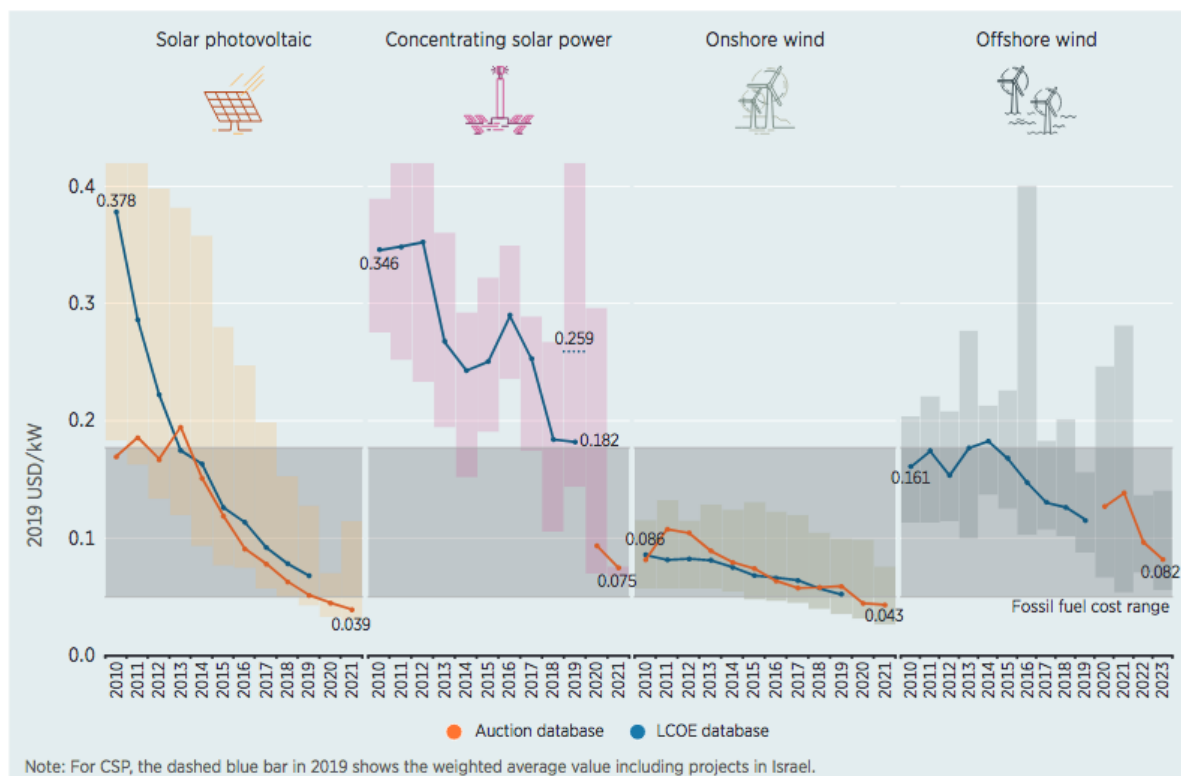
Fonte rinnovabile Impianti	Gruppo di appartenenza	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	TARIFFA DI RIFERIMENTO (Tr)	PREMI (Pr)	
						Fotovoltaici appartenenti al Gruppo A-2 di P<1000 kW	Impianti su edifici con autoconsumo di P≤100 kW
						art.7.10	art.7.12
			kW	anni	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Eolici	Gruppo A Gruppo C	on-shore	1<P≤100	20	150		10
			100<P<1000	20	90		
			P≥1000	20	70		
Fotovoltaici	Gruppo A		20<P≤100	20	105		10
			100<P<1000	20	90		
			P≥1000	20	70		
	Gruppo A-2	installati in sostituzione di coperture con completa rimozione eternit e amianto	20<P≤100	20	105	12	10
100<P<1000			20	90	12		
Idroelettrici	Gruppo B Gruppo C	ad acqua fluente (compresi gli impianti su acquedotto)	1<P≤400	20	155		
			400<P<1000	25	110		
		a bacino o a serbatoio	P≥1000	30	80		
			1<P<1000	25	90		
Alimentati a gas residuati dai processi di depurazione	Gruppo B Gruppo C		P≥1000	30	80		
			1<P≤100	20	110		
			100<P<1000	20	100		
			P≥1000	20	80		

I valori della Tabella 1 sono ridotti (esclusi i premi), a decorrere dall'1 gennaio 2021, del 2% per gli impianti idroelettrici e a gas residuati dai processi di depurazione e del 5% per gli impianti eolici e fotovoltaici (DM2019, All.1 Tabella 1.1).

## Tabella 2 -Tariffe incentivanti di riferimento, vita utile e premi stabiliti dal DM 2019.

L'impianto in proposta entrerà nel mercato libero, in modalità Grid parity. Per gli impianti eolici onshore secondo quanto riporta il rapporto IRENA2 "Renewable Power Generation costs 2019" il LCOE (costo livellato dell'elettricità - Levelized cost of energy) nel 2021, con ogni probabilità scenderà a 0,043 \$/kWh, ossia il 18% in meno in confronto al valore medio LCOE dell'eolico onshore nel 2019.

<sup>2</sup>INTERNATIONAL RENEWABLES ENERGY AGENCY [https://cdn.qualenergia.it/wp-content/uploads/2020/06/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2019.pdf](https://cdn.qualenergia.it/wp-content/uploads/2020/06/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf)



Note: The thick lines are the global weighted average LCOE, or auction values, by year. The grey bands that vary by year are cost/price range for the 5th and 95th percentiles of projects. For the LCOE data, the real WACC is 7.5% for OECD countries and China, and 10% for the rest of the world. The band that crosses the entire chart represents the fossil fuel-fired power generation cost range.

### Tabella 3 - LCOE (costo livellato dell'elettricità) - Rapporto IRENA "Renewable Power Generation costs 2019".

Si ipotizza nel presente studio una vendita dell'Energia con contratto di PPA<sup>3</sup> pari a **62€/MWh**.

<sup>3</sup>acronimo di **Power Purchase Agreement**. Si tratta di contratti a lungo termine in cui un'azienda accetta di acquistare elettricità direttamente da un produttore di energia. Hanno durata superiore ai 10 anni e prevedono la vendita dell'elettricità a un prezzo fisso per kWh, offrendo pertanto una copertura contro eventuali fluttuazioni dei prezzi energetici.

## 6. Analisi Finanziaria

### 6.1 Valore Attuale Netto (VAN) e Valore Attuale Netto Economico (VANE)

Da questa analisi è possibile, mediante cash flow (i flussi di cassa) dei costi-benefici, calcolare il Valore Attuale Netto (VAN) che calcola appunto il valore odierno di una serie di flussi di cassa generati in periodi futuri attraverso l'utilizzo di un tasso di sconto (o tasso di attualizzazione). Verrà considerato, tra più alternative, l'investimento con il VAN maggiore o comunque con  $VAN > 0$ .

I costi e i benefici annui legati alle alternative progettuali vengono attualizzati attraverso le regole della matematica finanziaria all'anno di riferimento calcolandone il valore attuale attraverso il tasso di sconto:

$$VA_k = FC_k / (1+i)^k$$

Il "saggio di preferenze intertemporale" (o più semplicemente saggio di sconto) è indispensabile in quanto nell'Analisi Costi-Benefici si mettono a confronto costi e benefici che maturano in tempi diversi: esprime la condizione alle quali gli individui sono disposti a privarsi della disponibilità del denaro e di rinviarla nel futuro. Ai fini della presente analisi è stato utilizzato un saggio di attualizzazione al 7,7%<sup>4</sup> ipotizzando una vita utile di 35 anni (34 anni di funzionamento e 1 anno di costruzione/smantellamento).

I costi sono dati da tutti gli esborsi richiesti per la connessione alla rete, costruzione, gestione, manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto, studi ingegneria, dismissione impianto.

---

<sup>4</sup>Seguendo la teoria del Capital Asset Pricing Model di William Sharpe, e sulle deduzioni delle implicazioni dei postulati di Modigliani-Miller sul costo del capitale, si assume come tasso di attualizzazione dei flussi di cassa il Costo Medio Ponderato del Capitale (in Inglese WACC o Weighted Average Cost of Capital) pari al 7,7%

	IPOTESI 1 (progetto)	IPOTESI 2
	Parco Eolico proposto 36 MW)	"Do nothing"
Costi progetto e riepilogo economie e reddito		
<b>Costi iniziali</b>		
Studio di fattibilità	€ 18.300,00	€ 6.000,00
Sviluppo	€ 24.400,00	€ 60.000,00
Ingegneria	€ 201.446,40	€ 15.000,00
Sistema produzione energia elettrica	€ 40.392.219,00	€ -
Bilancio sistema e varie	€ 525.966,00	€ 5.000,00
<b>Totale costi iniziali</b>	<b>€ 41.162.331,40</b>	<b>€ 86.000,00</b>
<b>Costi annuali e pagamento debiti</b>		
Gestione e manutenzione	€ 577.237,50	€ 75.000,00
Pagamento debiti - 10 anni	€ -	€ -
<b>Totale costi annui</b>	<b>€ 577.237,50</b>	<b>€ 75.000,00</b>
<b>Costi di dismissione impianto fine vita</b>	<b>€ 2.895.866,31</b>	<b>€ -</b>
<b>Economie e reddito annuali</b>		
Ricavo cessione energia elettrica	€ 14.316.604,53	€ -
Reddito per produzione EP - 20 anni	€ -	€ 800.000,00
<b>Totale annuale economie e redditi</b>	<b>€ 14.316.604,53</b>	<b>€ 800.000,00</b>

**Tabella 4 - Riepilogo Costi, economie e redditi.**

I benefici sono legati alle tariffe incentivanti ed alla vendita dell'Energia Elettrica (nel caso in esame non abbiamo tariffe incentivanti e si ipotizza una tariffa di **62€/MWh**). Dall'analisi del business plan, con l'utilizzo dei parametri delle tabelle precedenti e con i parametri finanziari di seguito riportati, ne deriva un VAN sempre positivo.

Nella tabella che segue vengono riportati i parametri finanziari utilizzati nel presente studio. Si evidenzia che per il caso in studio si è deciso di ipotizzare un tasso di indebitamento dell'80% (20% coperto dal proponente).

		IPOTESI 1 (progetto)	IPOTESI 2
		Parco Eolico proposto 36 MW)	"Do nothing"
Parametri Finanziari			
<b>Generale</b>			
Tasso inflazione	%	1,2%	1,2%
Tasso di sconto	%	7,7%	7,7%
Vita progetto	anni	20	20
<b>Finanziamento</b>			
Incentivi e sovvenzioni	€	0	0
Rapporto d'indebitamento	%	80%	0,0%
Debiti	€	32.929.865,12	
Capitale proprio investito	€	8.232.466,28	
Tasso d'interesse debitorio	%	5%	
Durata del debito	anni	10	
Pagamento debiti	€/anno	4.161.637,55	

**Tabella 5 - Parametri finanziari.**

Per quanto riguarda i parametri fiscali sono stati utilizzati i seguenti parametri

<b>Analisi imposta sul reddito</b>		?
Tasso imposta sul reddito	%	27,9%
Riportare la perdita?	Sì	
Metodo ammortamento	Lineare	
Tipo ammortamento fiscale	%	9,0%
Periodo d'ammortamento	anno	10
Esenzione fiscale disponibile?	sì/no	No

## Fattibilità Finanziaria

<b>IPOTESI 1 (progetto)</b>		
<b>Parco Eolico proposto 36 MW)</b>		
TIR pre-tasse - capitale proprio investito	%	26,9%
TIR ante-imposte - attività	%	5,1%
TIR al netto imposte - capitale proprio	%	24,5%
TIR al netto imposte - attività	%	2,7%
Ritorno semplice dell'investimento	anno	6,7
Ritorno del capitale investito	anno	4,3
<b>Valore attuale netto (VAN)</b>	<b>€</b>	<b>€ 16.499.716,78</b>
Economie annuali sulla vita dell'impianto	€/anno	€ 1.643.190,63
<b>IPOTESI 2</b>		
<b>"Do nothing"</b>		
TIR pre-tasse - capitale proprio investito	%	6,9%
TIR ante-imposte - attività	%	6,9%
TIR al netto imposte - capitale proprio	%	3,5%
TIR al netto imposte - attività	%	3,5%
Ritorno semplice dell'investimento	anno	12,5
Ritorno del capitale investito	anno	14,6
<b>Valore attuale netto (VAN)</b>	<b>€</b>	<b>€ 1.800.000,00</b>
Economie annuali sulla vita dell'impianto	€/anno	€ 31.000,00

## Fattibilità Finanziaria

<b>IPOTESI 1 (progetto)</b>		
<b>Parco Eolico proposto (92,4 MW)</b>		
TIR pre-tasse - capitale proprio investito	%	26,9%
TIR ante-imposte - attività	%	5,1%
TIR al netto imposte - capitale proprio	%	24,5%
TIR al netto imposte - attività	%	2,7%
Ritorno semplice dell'investimento	anno	6,7
Ritorno del capitale investito	anno	4,3
<b>Valore attuale netto (VAN)</b>	<b>€</b>	<b>€ 16.499.716,78</b>
Economie annuali sulla vita dell'impianto	€/anno	€ 1.643.190,63
<b>IPOTESI 2</b>		
<b>"Do nothing"</b>		
TIR pre-tasse - capitale proprio investito	%	6,9%
TIR ante-imposte - attività	%	6,9%
TIR al netto imposte - capitale proprio	%	3,5%
TIR al netto imposte - attività	%	3,5%
Ritorno semplice dell'investimento	anno	12,5
Ritorno del capitale investito	anno	14,6
<b>Valore attuale netto (VAN)</b>	<b>€</b>	<b>€ 1.800.000,00</b>
Economie annuali sulla vita dell'impianto	€/anno	€ 31.000,00

**Tabella 6 - Riepilogo fattibilità finanziaria.**

**IPOTESI 1 (progetto)  
Parco Eolico proposto 36 MW)**
**Flusso monetario annuo**

Anno	Pre-tasse	Post-tasse	Cumulativo
#	€	€	€
0	-8.232.466	-8.232.466	-8.232.466
1	1.933.842	1.933.842	-6.298.625
2	1.926.832	1.926.832	-4.371.793
3	1.919.738	1.919.738	-2.452.055
4	1.912.558	1.912.558	-539.497
5	1.905.293	1.905.293	1.365.796
6	1.897.940	1.897.940	3.263.737
7	1.738.308	1.738.308	5.002.044
8	1.882.970	1.882.970	6.885.014
9	1.875.349	438.947	7.323.961
10	1.867.637	338.828	7.662.788
11	6.021.470	4.341.480	12.004.269
12	5.771.254	4.161.074	16.165.343
13	6.005.579	4.330.023	20.495.366
14	5.832.045	4.204.905	24.700.270
15	5.989.305	4.318.289	29.018.559
16	5.981.021	4.312.316	33.330.875
17	5.972.637	4.306.272	37.637.147
18	5.964.153	4.300.155	41.937.301
19	5.955.567	4.293.964	46.231.265
20	2.270.766	1.637.222	47.868.488

**Tabella 7 – flusso di cassa.**

Il flusso monetario si può rappresentare anche in forma cumulativa grafica, come rappresentato in figura, con evidenziato il punto di pareggio in termini di tempo.



## Grafico del flusso monetario cumulativo

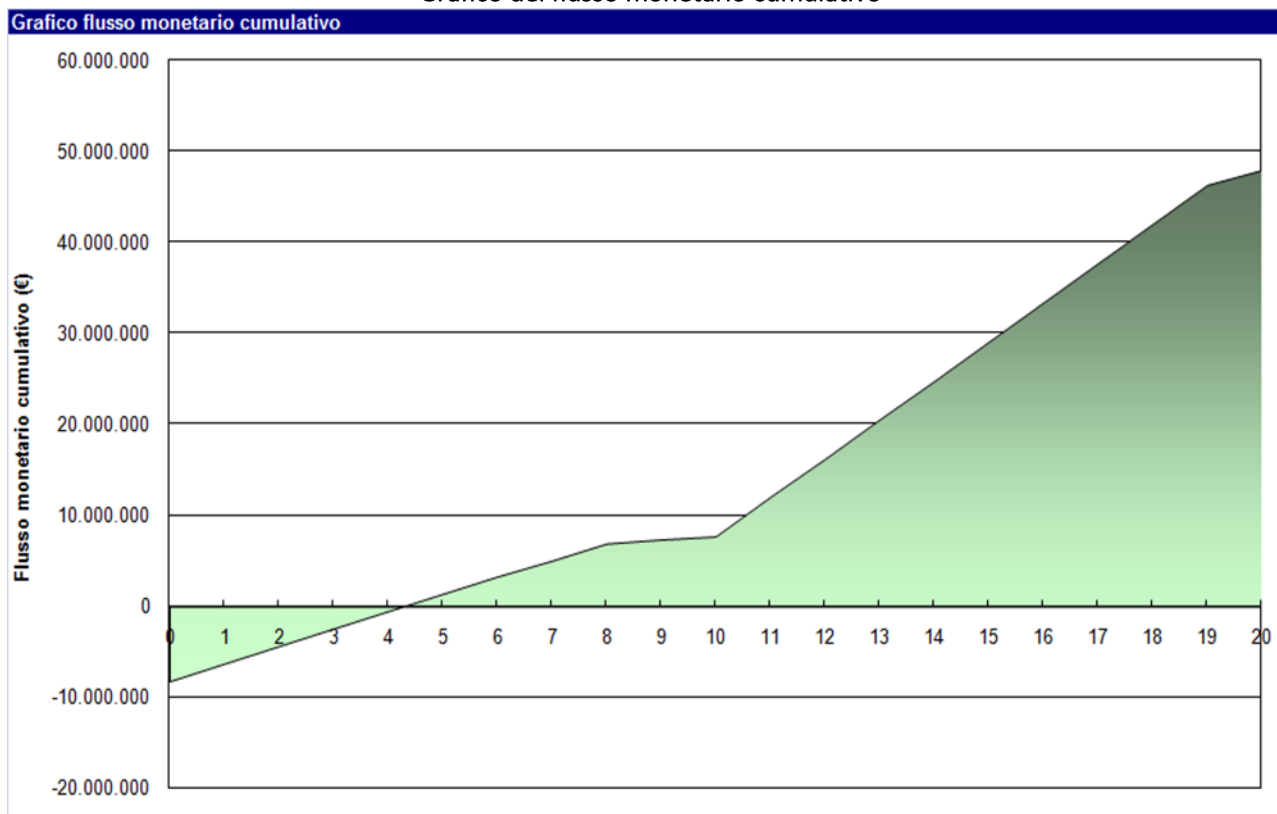


Figura 1 - Cash flow cumulativo (asse x - anni).

Da quanto riportato nelle precedenti tabelle evince che la soluzione progettuale in proposta ha un VAN ampiamente positivo ed un tempo di ritorno in linea con le aspettative di questo genere di interventi.

## 6.2 Analisi della sensitività ipotesi di progetto

Al fine di quantificare gli effetti sui risultati forniti dall'analisi dell'investimento, indotti da una modifica dei parametri con i quali sono calcolati gli indicatori di sostenibilità economica e finanziaria del progetto si è proceduto al calcolo di una analisi della sensitività. Essa viene effettuata alterando il peso di alcuni parametri ritenuti critici (il prezzo cessione energia elettrica, i costi iniziali e di manutenzione, il tasso debitorio, il rapporto di indebitamento ecc.) e osservando le conseguenze in termini di risultati finanziari ed economici. Stabilendo, pertanto, i margini di variabilità massima tollerati per gli indicatori economici e finanziari a fronte di una variazione percentuale prestabilita per ciascun parametro (20%), si desumono informazioni utili per valutarne l'incertezza, nonché la possibile perdita di sostenibilità dell'investimento.

Con riferimento al Tasso di Rendimento Interno **TIR** (saggio di attualizzazione che azzerava il VAN) ad esempio, abbiamo il seguente risultato:

## Analisi sensitività

Effettuare analisi su  
Gamma sensitività  
Limite

TIR al netto imposte - capitale proprio	
20%	
10	%

		Costi iniziali				€
Prezzo cessione energia elettrica		32.929.865	37.046.098	41.162.331	45.278.565	49.394.798
€/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
49,60	-20%	23,2%	17,4%	13,2%	10,1%	7,7%
55,80	-10%	31,4%	23,9%	18,6%	14,6%	11,6%
62,00	0%	40,3%	31,2%	24,5%	19,5%	15,7%
68,20	10%	49,7%	39,1%	31,1%	25,0%	20,3%
74,40	20%	59,4%	47,4%	38,1%	31,0%	25,4%

		Gestione e manutenzione				€
Costi iniziali		461.790	519.514	577.238	634.961	692.685
€		-20%	-10%	0%	10%	20%
32.929.865	-20%	42,0%	41,2%	40,3%	39,5%	38,6%
37.046.098	-10%	32,6%	31,9%	31,2%	30,5%	29,8%
41.162.331	0%	25,7%	25,1%	24,5%	23,9%	23,4%
45.278.565	10%	20,5%	20,0%	19,5%	19,0%	18,6%
49.394.798	20%	16,6%	16,1%	15,7%	15,3%	14,9%

		Prezzo cessione energia elettrica				€/MWh
Gestione e manutenzione		49,60	55,80	62,00	68,20	74,40
€		-20%	-10%	0%	10%	20%
461.790	-20%	14,2%	19,6%	25,7%	32,3%	39,5%
519.514	-10%	13,7%	19,1%	25,1%	31,7%	38,8%
577.238	0%	13,2%	18,6%	24,5%	31,1%	38,1%
634.961	10%	12,8%	18,0%	23,9%	30,4%	37,5%
692.685	20%	12,3%	17,5%	23,4%	29,8%	36,8%

## Analisi sensitività

Effettuare analisi su  
Gamma sensitività  
Limite

TIR al netto imposte - capitale proprio	
20%	
10	%

		Costi iniziali				€
Prezzo cessione energia elettrica		48.679.799	54.764.774	60.849.749	66.934.724	73.019.699
€/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
49,60	-20%	19,8%	15,6%	12,7%	10,6%	9,0%
55,80	-10%	25,8%	20,1%	16,3%	13,5%	11,5%
62,00	0%	32,7%	25,4%	20,4%	16,8%	14,2%
68,20	10%	40,4%	31,5%	25,1%	20,6%	17,2%
74,40	20%	48,5%	38,2%	30,5%	24,9%	20,7%

		Gestione e manutenzione				€
Costi iniziali		370.790	417.139	463.488	509.837	556.186
€		-20%	-10%	0%	10%	20%
48.679.799	-20%	33,6%	33,1%	32,7%	32,3%	31,9%
54.764.774	-10%	26,1%	25,7%	25,4%	25,1%	24,8%
60.849.749	0%	20,9%	20,6%	20,4%	20,1%	19,9%
66.934.724	10%	17,2%	17,0%	16,8%	16,6%	16,4%
73.019.699	20%	14,5%	14,3%	14,2%	14,0%	13,8%

		Prezzo cessione energia elettrica				€/MWh
Gestione e manutenzione		49,60	55,80	62,00	68,20	74,40
€		-20%	-10%	0%	10%	20%
370.790	-20%	13,1%	16,7%	20,9%	25,7%	31,2%
417.139	-10%	12,9%	16,5%	20,6%	25,4%	30,9%
463.488	0%	12,7%	16,3%	20,4%	25,1%	30,5%
509.837	10%	12,5%	16,0%	20,1%	24,8%	30,2%
556.186	20%	12,4%	15,8%	19,9%	24,5%	29,9%

Figura 2 – analisi sensitività del TIR.

Dall'analisi della sensitività, fissando il valore del TIR limite pari al 10%, si vede come anche con variazioni del 20% dei parametri in gioco il valore minimo risulta garantito<sup>5</sup>. Medesimo risultato si ha analizzando il tempo di ritorno del capitale investito:

---

<sup>5</sup>Il caso segnato in rosso in cui sia ha una diminuzione del prezzo di cessione di Energia è impossibile in quanto per definizione nei contratti PPA tale valore di 52 €/MWh rimane costante.

**Analisi sensitività**

Effettuare analisi su  
Gamma sensitività  
Limite

Ritorno del capitale investito

10%

10

anno

		Costi iniziali				€
Prezzo cessione energia elettrica		37.046.098	39.104.215	41.162.331	43.220.448	45.278.565
€/MWh		-10%	-5%	0%	5%	10%
55,80	-10%	4,4	5,3	6,6	8,5	10,2
58,90	-5%	3,7	4,3	5,2	6,3	7,9
62,00	0%	3,2	3,7	4,3	5,1	6,0
65,10	5%	2,8	3,2	3,7	4,2	4,9
68,20	10%	2,5	2,8	3,2	3,6	4,2

		Gestione e manutenzione				€
Costi iniziali		519.514	548.376	577.238	606.099	634.961
€		-10%	-5%	0%	5%	10%
37.046.098	-10%	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2
39.104.215	-5%	3,6	3,6	3,7	3,7	3,8
41.162.331	0%	4,2	4,2	4,3	4,4	4,4
43.220.448	5%	4,9	5,0	5,1	5,1	5,2
45.278.565	10%	5,8	5,9	6,0	6,2	6,3

		Prezzo cessione energia elettrica				€/MWh
Gestione e manutenzione		55,80	58,90	62,00	65,10	68,20
€		-10%	-5%	0%	5%	10%
519.514	-10%	6,3	5,0	4,2	3,6	3,1
548.376	-5%	6,5	5,1	4,2	3,6	3,1
577.238	0%	6,6	5,2	4,3	3,7	3,2
606.099	5%	6,8	5,3	4,4	3,7	3,2
634.961	10%	7,0	5,4	4,4	3,8	3,3

**Analisi sensitività**

Effettuare analisi su  
Gamma sensitività  
Limite

Ritorno del capitale investito

10%

10

anno

		Costi iniziali				€
Prezzo cessione energia elettrica		54.764.774	57.807.262	60.849.749	63.892.237	66.934.724
€/MWh		-10%	-5%	0%	5%	10%
55,80	-10%	6,3	8,3	10,2	10,7	11,3
58,90	-5%	5,1	6,3	8,0	10,1	10,6
62,00	0%	4,2	5,1	6,2	7,8	10,0
65,10	5%	3,6	4,3	5,1	6,1	7,6
68,20	10%	3,2	3,7	4,3	5,1	6,1

		Gestione e manutenzione				€
Costi iniziali		417.139	440.314	463.488	486.662	509.837
€		-10%	-5%	0%	5%	10%
54.764.774	-10%	4,1	4,2	4,2	4,3	4,3
57.807.262	-5%	5,0	5,0	5,1	5,1	5,2
60.849.749	0%	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4
63.892.237	5%	7,6	7,7	7,8	7,9	8,0
66.934.724	10%	9,8	9,9	10,0	10,1	10,1

		Prezzo cessione energia elettrica				€/MWh
Gestione e manutenzione		55,80	58,90	62,00	65,10	68,20
€		-10%	-5%	0%	5%	10%
417.139	-10%	10,1	7,8	6,0	5,0	4,2
440.314	-5%	10,2	7,9	6,1	5,0	4,3
463.488	0%	10,2	8,0	6,2	5,1	4,3
486.662	5%	10,3	8,1	6,3	5,1	4,3
509.837	10%	10,3	8,3	6,4	5,2	4,4

**Figura 3 -analisi sensitività del tempo di ritorno del capitale investito.**

Questa è la situazione per il VAN, che risulta ampiamente positivo anche con forti variazioni dei parametri in gioco, a parte il caso estremamente improbabile di un aumento dei costi iniziali del 25% ed una contemporanea riduzione del 25% del prezzo di cessione dell'energia elettrica (che, come detto, rimane costante per tutta la durata del PPA):

Analisi sensitività						
Effettuare analisi su		Valore attuale netto (VAN)				
Gamma sensitività		25%				
Limite		0	€			
<b>Prezzo cessione energia elettrica</b>		<b>Costi iniziali</b>				<b>€</b>
€/MWh		30.871.749	36.017.040	41.162.331	46.307.623	51.452.914
		-25%	-13%	0%	13%	25%
46,50	-25%	11.114.282	7.401.614	3.593.011	-290.230	-4.245.933
54,25	-13%	17.414.452	13.807.000	10.107.284	6.331.205	2.489.420
62,00	0%	23.623.336	20.103.504	<b>16.499.717</b>	12.812.953	9.056.090
69,75	13%	29.781.760	26.323.624	22.792.556	19.188.430	15.516.045
77,50	25%	35.889.431	32.488.104	29.020.334	25.481.608	21.875.299
<b>Costi iniziali</b>		<b>Gestione e manutenzione</b>				<b>€</b>
€		432.928	505.083	577.238	649.392	721.547
		-25%	-13%	0%	13%	25%
30.871.749	-25%	24.810.784	24.217.060	23.623.336	23.029.613	22.435.889
36.017.040	-13%	21.302.493	20.702.999	20.103.504	19.504.010	18.899.472
41.162.331	0%	17.713.128	17.107.345	<b>16.499.717</b>	15.887.220	15.274.723
46.307.623	13%	14.048.322	13.432.507	12.812.953	12.193.400	11.573.847
51.452.914	25%	10.309.843	9.682.966	9.056.090	8.429.213	7.802.336
<b>Gestione e manutenzione</b>		<b>Prezzo cessione energia elettrica</b>				<b>€/MWh</b>
€		46,50	54,25	62,00	69,75	77,50
		-25%	-13%	0%	13%	25%
432.928	-25%	4.860.073	11.346.390	17.713.128	23.991.545	30.211.359
505.083	-13%	4.227.414	10.726.837	17.107.345	23.392.051	29.617.635
577.238	0%	3.593.011	10.107.284	<b>16.499.717</b>	22.792.556	29.020.334
649.392	13%	2.958.608	9.487.730	15.887.220	22.192.124	28.420.840
721.547	25%	2.324.206	8.868.177	15.274.723	21.586.341	27.821.346

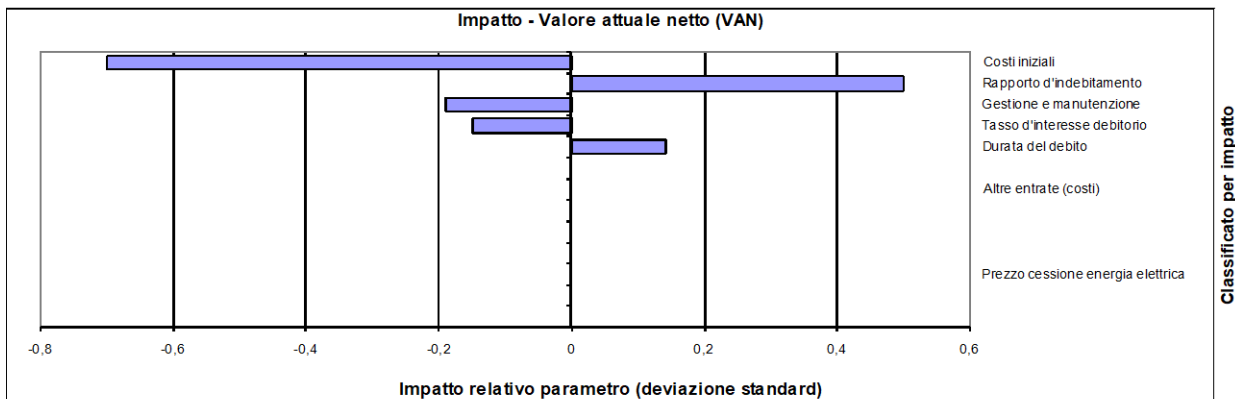
Figura 4 - analisi sensitività del VAN.

### 6.3 Analisi di probabilità del rischio progetto in proposta

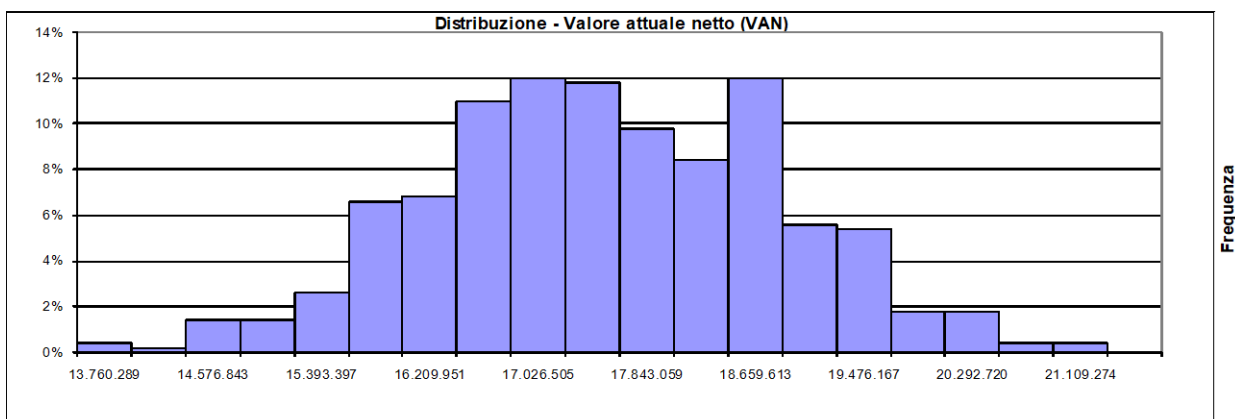
L'analisi di sensitività non fornisce alcuna indicazione circa la probabilità che i parametri raggiungano tali soglie critiche, il che costituisce invece l'oggetto di valutazione dell'analisi di rischio. Una volta individuate le variabili critiche, per effettuare l'analisi del rischio occorre associare a ciascuna di essa una distribuzione di probabilità, definita in un preciso intervallo di valori nell'intorno della migliore stima, utilizzata nel caso base, per il calcolo degli indici di valutazione. Per quanto riguarda la distribuzione di probabilità, sono state considerate curve gaussiane discrete derivanti da valori medi reperiti in rete. Stabilita la distribuzione di probabilità delle variabili critiche è possibile procedere al calcolo della distribuzione di probabilità del VAN del progetto. I risultati sono esposti nella seguente figura:

**Analisi rischio**Effettuare analisi su **Valore attuale netto (VAN)**

Parametro	Unità	Valore	Gamma (+/-)	Minimo	Massimo
Costi iniziali	€	41.162.331	10%	37.046.098	45.278.565
Gestione e manutenzione	€	577.238	15%	490.652	663.823
Prezzo cessione energia elettrica	€/MWh	62,00	0%	62,00	62,00
Altre entrate (costi)	€	76.644		76.644	76.644
Rapporto d'indebitamento	%	80%	25%	60%	100%
Tasso d'interesse debitori	%	4,50%	10%	4,05%	4,95%
Durata del debito	anno	10	20%	8	12



Mediana	€	17.528.817
Livello di rischio	%	20,0%
Minimo entro intervallo di confidenza	€	15.821.715
Massimo entro intervallo di confidenza	€	19.255.880

**Figura 5 - Analisi del rischio.**

## 7. Analisi Ambientale

Al fine della formazione del prezzo del chilowattora, oltre a considerare i costi suddetti (costi di investimento, gestione, spese assicurative, ecc.), si riportano in analisi anche i costi ambientali e sociali conseguenti dalla produzione di energia elettrica, tali costi sono definiti “esterni”, in quanto gli stessi risultano pagati da terzi e dalle future generazioni.

A tale proposito si possono riportare alcune considerazioni sulle tecnologie in alternativa.

- In generale, alla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili sono associati dei dividendi multipli (coinvolgimento delle piccole imprese, sviluppo locale, esternalità ambientali positive, sicurezza delle fonti di approvvigionamento). Ricadute queste che si trasformano anche in opportunità occupazionali. Infatti, gli investimenti per il loro sviluppo possono essere una reale occasione di crescita economica diffusa sul territorio e di presidio di comparti industriali ad alto tasso di crescita e alto contenuto di innovazione.

- l'installazione di un impianto eolico può provocare anche esternalità negative, tra cui: la creazione di campi elettrici e magnetici e l'impatto paesaggistico (seppur limitato alle immediate vicinanze dell'area di impianto). Questi aspetti sono stati dettagliatamente analizzati in fase di progetto, e minimizzati mediante un attento studio del layout.

Inoltre, la costruzione di un parco eolico provoca esternalità negative su alcune componenti della matrice ambientale. Gli impatti provocati sull'atmosfera, sulla situazione pedologica, geologica e geomorfologica, sull'idrologia, sulla vegetazione e sulla fauna della zona occupata dal parco eolico, risultano essere ridotti.

### 7.1 Bilancio delle esternalità associate all'entrata in esercizio dell'impianto eolico

Le principali emissioni associate alla produzione di energia elettrica da fonti convenzionali sono associate 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>) e sono da attribuirsi al tipo di combustibile utilizzato.

Per fare un esempio concreto, si pensi che il consumo energetico, per la sola illuminazione domestica in Italia, è pari a 7 miliardi di chilowattora all'anno.

Per produrre 1 miliardo di chilowattora utilizzando combustibili fossili come il gasolio si emettono nell'atmosfera oltre 800.000 tonnellate di CO<sub>2</sub>.

Ecco i valori specifici delle principali emissioni associate alla generazione elettrica da combustibili tradizionali:

**CO<sub>2</sub> (anidride carbonica)<sup>6</sup>: 491 g/kWh;**

**SO<sub>2</sub> (anidride solforosa): 0,373 g/kWh;**

**NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto): 0,427 g/kWh**

<sup>6</sup>Fonte: Rapporto ISPRA 303/2018: Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei.

Tra questi gas, il più rilevante dal punto di vista degli impatti è proprio l'anidride carbonica o biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all'effetto serra e quindi causare drammatici cambiamenti climatici.

Nelle due ipotesi di progetto abbiamo i valori riportati in Tabella espressi in tonnellate.

<b>Potenza nominale "Mistral": [KW]</b>	<b>36.000</b>
<b>Ore equivalenti anno</b>	<b>2.888</b>
<b>Produzione elettrica prevista (anno zero): [KWh]</b>	<b>103.968.000</b>
<b>Producibilità elettrica attesa cumulativa (dopo 30 anni): [MWh]</b>	<b>2.877.314</b>
<b>Risparmio combustibile fossile</b>	
<b>Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]</b>	<b>0,187</b>
<b>Risparmio combustibile fossile in un anno [TEP]</b>	<b>19.442,02</b>
<b>Risparmio combustibile fossile in 30 anni [TEP]</b>	<b>680.470,56</b>
<b>Emissioni evitate in atmosfera</b>	
<b>Emissioni evitate in atmosfera di</b>	<b>CO<sub>2</sub></b> <b>SO<sub>2</sub></b> <b>NO<sub>X</sub></b> <b>Polveri</b>
<b>Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]</b>	<b>462,2</b> <b>0,0584</b> <b>0,218</b> <b>0,0291</b>
<b>Emissioni evitate in un anno [t]</b>	<b>48.054,01</b> <b>6,07</b> <b>22,67</b> <b>3,03</b>
<b>Emissioni evitate in 30 anni [t]</b>	<b>1.329.894,72</b> <b>168,04</b> <b>627,25</b> <b>83,73</b>

**Tabella 8- Mancate emissioni.**

## 7.2 Analisi componenti ambientali

I costi ed i benefici scaturiscono dall'analisi svolta su ciascuna delle componenti e fattori ambientali per le quali si sia riscontrato un impatto, positivo o negativo, significativo o meno.

### 7.2.1 Atmosfera

Uno dei benefici maggiori è rappresentato dalle **mancate emissioni** rispetto ad altre fonti convenzionali. Abbiamo analizzato il valore economico del TEP risparmiato, nella quale  $TEP^7=1000$  Kg di petrolio  $1000$  Kg di petrolio =  $6,841^8$  barili standard di petrolio.

Considerato il valore medio mensile del barile nell'ultimo quinquennio pari a **67,26 €<sup>9</sup>**, avremo il seguente beneficio:

<sup>7</sup>TEP (una tonnellata di petrolio corrisponde a circa 6,841 barili), 1 MWh = 0,187 TEP.

<sup>8</sup> Il peso specifico del petrolio può variare tra 0.87 e 0.97, in questo caso si è usato il valore 0.92.

<sup>9</sup> Fonte <http://it.investing.com>.



### Emissioni evitate Atmosfera

Ipotesi Alternative	Produttività Elettrica attesa			Costi/Benefici	VANE
	kWh/anno	TEP	Barili Petrolio		
Parco Eolico proposto 36 MW)	106.500.000,00	9.157,35	62.645,44	€ 4.002.665,75	€ 49.882.062,49
"Do nothing"	-	-	-	€ -	€ -

Tabella 9 - rapporto Costi/Benefici Emissioni evitate in atmosfera.

#### 7.2.1.1 Emissioni inquinanti dai gas di scarico dei mezzi di cantiere (CO2 pbt)

Al fine di rappresentare uno scenario emissivo realistico tenuto conto della CO2 pbt (pay back time), ossia la quantità di CO2 prodotta durante la costruzione e la dismissione dell'impianto. Sono stati considerati la tipologia di mezzi di cantiere, il numero di tali mezzi e il numero di ore giornaliere di impiego, così come da cronoprogramma.

Considerando i fattori di emissione riportati nella seguente Tabella, in funzione della potenza dei mezzi (KW), contemporaneamente operativi, e considerando la durata del cantiere in fase di realizzazione si ottengono i valori riassunti nelle tabelle successive. Duplicando i valori ottenuti, al fine di valutare le emissioni anche in fase di dismissione, risulta immediatamente evidente come i quantitativi di inquinanti emessi siano enormemente minori rispetto a quelli risparmiati.

Inquinante (g/kWh)	Intervallo di Potenza kW							
	0-20	20-37	37-75	75-130	130-300	300-560	560-1MW	>1MW
CO	8,38	5,50	5,00	5,00	3,50	3,50	3,00	3,00
NOx	14,4	6,40	4,00	3,50	3,50	3,50	14,4	14,4
PM2,5	2,09	0,56	0,38	0,28	0,18	0,19	1,03	1,03
PM	2,22	0,60	0,40	0,30	0,20	0,20	1,10	1,10

Tabella 10- Fattori di Emissione EMEP-CORINAIR per NRMM – Stage III (in vigore da luglio 2005).

EMISSIONI TOTALI IN FASE DI COSTRUZIONE								
	CO		NOX		PM2,5		PM	
	fattore di emissione [g/kWh]	Emissioni totali	fattore di emissione [g/kWh]	Emissioni totali	fattore di emissione [g/kWh]	Emissioni totali	fattore di emissione [g/kWh]	Emissioni totali
Escavatore con benna (2 m3)	3,50	3,17	3,50	3,17	0,18	0,16	0,20	0,18
Escavatore con martello demolitore	3,50	3,09	3,50	3,09	0,19	0,17	0,20	0,18
Pala caricatrice cingolata (3 m3)	3,50	2,14	14,40	8,78	0,18	0,11	0,20	0,12
Autocarro (20 m3)	3,50	2,15	3,50	2,15	0,19	0,12	0,20	0,12
Dumper (78 m3)	3,00	3,66	14,40	17,58	1,03	1,26	1,10	1,34
Bull-dozer	3,50	1,28	3,50	1,28	0,18	0,07	0,20	0,07
Rullo Comprensore Vibrante	5,00	0,83	4,00	0,66	0,38	0,06	0,40	0,07
MotorGrader	3,50	0,98	3,00	0,84	0,18	0,05	1,10	0,31
Automezzi speciali, utilizzati per il trasporto dei tronchi delle torri, delle navicelle, delle pale del rotore. Autoarticolato (anchor cage) Autoarticolato con carrello di trasporto estendibile (pale) Bilico ribassato (navicella, drivetrain, cooler top, hub, torre)	3,50	1,18	3,50	1,18	0,19	0,06	0,20	0,07
Autogru	3,50	0,84	3,50	0,84	0,18	0,04	0,20	0,05
Betoniera	3,50	13,09	3,50	13,09	0,18	0,67	0,20	0,75
Emissioni totali generate in fase di cantiere (costruzione) [t]		32,40		52,65		2,77		3,26

EMISSIONI TOTALI IN FASE DI DISMISSIONE								
	CO		NOX		PM2,5		PM	
	fattore di emissione [g/kWh]	Emissioni totali	fattore di emissione [g/kWh]	Emissioni totali	fattore di emissione [g/kWh]	Emissioni totali	fattore di emissione [g/kWh]	Emissioni totali
Escavatore con benna (2 m3)	3,50	0,45	3,50	0,45	0,18	0,02	0,20	0,03
Escavatore con martello demolitore	3,50	4,05	3,50	4,05	0,19	0,22	0,20	0,23
Pala caricatrice cingolata (3 m3)	3,50	0,77	14,40	3,17	0,18	0,04	0,20	0,04
Autocarro (20 m3)	3,50	1,00	3,50	1,00	0,19	0,05	0,20	0,06
Rullo Comprensore Vibrante (l=2,134 m)	5,00	0,00	4,00	0,00	0,38	0,00	0,40	0,00
MotorGrader (larghezza lama 4,2 m)	3,50	0,00	3,00	0,00	0,18	0,00	0,20	0,00
Automezzi speciali, utilizzati per il trasporto dei tronchi delle torri, delle navicelle, delle pale del rotore	3,50	5,60	3,50	5,60	0,19	0,30	0,20	0,32
Autogru	3,50	0,00	3,50	0,00	0,18	0,00	0,20	0,00
Emissioni totali generate in fase di cantiere (dismissione) [t]		11,87		14,27		0,64		0,68

Come si vede le emissioni relative alla fase di costruzione e di dismissione dell'impianto sono inferiori di diversi ordini di grandezza delle emissioni evitate in fase di esercizio, tanto da risultare trascurabili.

## 7.2.2 Fauna

Gli impatti che un parco eolico può arrecare alla fauna possono essere di tipo diretto (collisione) o indiretto (disturbo e perdita di habitat). Di seguito si riporta la tabella di valutazione di impatto allegato allo SIA.

TIPOLOGIA IMPATTO	COMPONENTE FAUNISTICA							
	Anfibi		Rettili		Mammiferi		Uccelli	
	F.C.	F.E.	F.C.	F.E.	F.C.	F.E.	F.C.	F.E.
Mortalità/Abbattimenti	Molto lieve	Assente	Basso	Assente	Assente	Moderato*	Assente	Moderato *
Allontanamento	Assente	Assente	Basso	Assente	Moderato	Basso	Moderato	Basso*
Perdita habitat riproduttivo e/o di alimentazione	Molto lieve	Molto lieve	Basso	Molto lieve	Basso	Molto lieve	Basso	Basso
Frammentazione dell'habitat	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente
Insularizzazione dell'habitat	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente
Effetto barriera	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente
Presenza di aree protette	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente

Tabella 12 - Valutazione degli impatti della componente faunistica.

Ai fini della presente analisi si sono presi in considerazione dati cautelativi e generali derivati dalla letteratura poiché al momento non si possono fare considerazioni sulle diverse specie faunistiche, sui diversi impatti riferibili agli stessi e anche al differente valore economico che può essere attribuito attraverso l'utilizzo delle tabelle elaborate dal CESI Ricerche.

Sulla base di alcune pubblicazioni e riferimenti riscontrati su tale argomento, si stima pertanto che la mortalità per collisione possa ritenersi di circa n. 10 esemplari/aerogeneratore per anno per l'impianto eolico in proposta.

### Componente Faunistica

Ipotesi Alternative	Mortalità	€/specie	Costi/Benefici	VANE
Parco Eolico proposto 36 MW)	60,0	1000,0	€ 60.000,00	-€ 1.200.000,00
"Do nothing"	5,0	1000,0	€ 5.000,00	-€ 62.311,05

Tabella 113 - rapporto Costi/Benefici componente faunistica.

#### 7.2.3 Suolo e sottosuolo

La perdita economica connessa alla sottrazione di suolo per l'installazione dell'ipotesi di impianto può essere stimata facendo riferimento al valore agricolo del terreno per il tipo di colture praticate.

Questo costo è rappresentato dal valore economico potenziale dato dal terreno occupato per la realizzazione delle opere. A tal fine consideriamo un valore cautelativo di mercato pari a 10.000 €/ha. Considerate le seguenti voci:

### Occupazione Aree (Ettari)

Tipologia	IPOTESI 1
	Parco Eolico proposto (36 MW)
Plinti	0,271296
Piazzole permanenti	1,2266
Piazzole temporanee (cantiere)	3,7039
Aree di cantiere (stoccaggio, deposito,..)	3,1
SSE utente in progetto	0,6564
SE stazione elettrica	0,4565
Cavidotti	0,6634
Strade (viabilità ex novo)	1,7357
Aree di impatto visuale rilevante	3190

Tabella 14 - Aree occupate.

#### 7.2.3.1 Occupazione temporanea del suolo

Per quanto riguarda questo aspetto, nel presente studio ci basiamo sul mancato introito per l'impossibilità di utilizzo agricolo e ai costi valutati dall'Ispra relativamente all'impermeabilizzazione delle superfici.

È necessario valutare il mancato reddito che si sarebbe percepito da un utilizzo differente del suolo (in base a quelle che potevano essere le coltivazioni tipiche della zona). Per questa valutazione faremo ricorso al **Reddito Lordo Standard (RLS)**, che rappresenta il criterio economico utilizzato per classificare le aziende agricole della UE, conosciuta come Tipologia comunitaria.

Nel nostro caso specifico possiamo fare riferimento a dati pubblicati dall'Assessorato all'Agricoltura della Regione Sardegna, esattamente a Allegato 1<sup>10</sup> alla Determinazione n. 15737/706 del 04.08.2009 secondo cui:

il RLS aziendale è pari alla sommatoria dei prodotti tra:

- per le produzioni vegetali: RLS/anno per Ha di superficie coltivata e le rispettive superfici interessate alle colture praticate in azienda;
  - per le produzioni animali: RLS/anno per capo allevato e numero di capi per specie allevati in azienda.
- delle aziende agricole.

Nel nostro caso specifico facendo riferimento a terreni adibiti alla produzione di foraggio (siglato D18B) il valore attribuito in tabella pari a 859,00 €/ha per anno (la tabella riporta RLS 2004), una rivalutazione monetaria ad oggi sarebbe (dal 2004 ad oggi) pari a circa 1.065,00 €/ha.

<sup>10</sup>[https://www.regione.sardegna.it/documenti/1\\_19\\_20090806130855.pdf](https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_19_20090806130855.pdf)

Ma si potrebbe anche valutare il miglior costo opportunità valutando il massimo reddito agricolo che questo terreno potrebbe produrre con la coltivazione di eucalipto (si potrebbe considerare “altre colture permanenti siglato G06, in tal caso il valore attribuito in tabella pari a 2.250 €/ha per anno (la tabella riporta RLS 2004), una rivalutazione monetaria ad oggi sarebbe (dal 2004 ad oggi) pari a circa 2.790 €/ha.

Ipotizzando questo ultimo caso, la rinuncia presunta per mancato reddito agricolo sarebbe per entrambe le ipotesi pari a:

<b>Occupazione temporanea del suolo</b>					
<b>Ipotesi Alternative</b>	<b>Ettari</b>	<b>€/ha</b>	<b>Costi/Benefici</b>		<b>VANE</b>
<b>Parco Eolico proposto (36 MW)</b>	6,8	2.790,00	€	<b>18.982,88</b>	<b>-€ 236.568,66</b>
<b>"Do nothing"</b>	6,8	2.790,00	€	<b>18.982,88</b>	<b>-€ 236.568,66</b>

**Tabella 16 – rapporto costi/benefici in relazione all’occupazione temporanea del suolo (orizzonte temporale 20 anni).**

#### 7.2.3.2 Consumo del suolo

Per quanto riguarda l’effettivo consumo di suolo dell’opera avremo valutazioni differenti a seconda della tipologia di impianto. Se infatti tutto l’impianto togliesse la possibilità di un utilizzo agricolo pieno dei 43 ha, la superficie da considerare impermeabilizzata<sup>11</sup> sarebbe la totalità dell’area considerata (vista come la perdita di servizi ecosistemici, ovvero di quei benefici che l’uomo ottiene, direttamente o indirettamente, dagli ecosistemi e necessari al proprio sostentamento.)

Tuttavia, nel caso in esame sarà molto inferiore, circa il 5% (dati dalla somma della occupazione dei pali dei trackers, cabine elettriche, strade interne, cavidotti interni e cabina stepup). In questa fase dobbiamo calcolare il costo per il terreno sacrificato che sarebbe stato destinato all’agricoltura.

Se facciamo riferimento al CONSUMO DI SUOLO IN ITALIA Estratto del Rapporto ISPRA-SNPA Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici - Edizione 2018, i servizi ecosistemici analizzati in questo Rapporto sono undici e vanno dallo stoccaggio alla purificazione dell’acqua (vedi tabella seguente estratta dal rapporto ISPRA-SNPA):

<sup>11</sup>Definizione ISPRA: Impermeabilizzazione (Soil sealing): una parte della copertura artificiale del suolo dove gli interventi di copertura permanente del terreno con materiale artificiale sono tali da eliminarne o ridurne la permeabilità

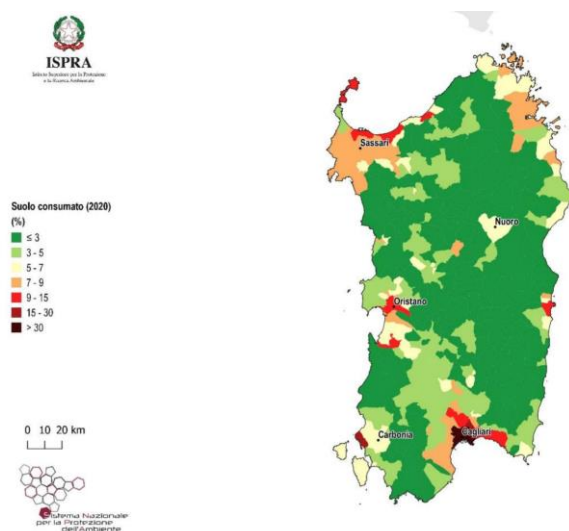
**Tabella 4 - Valori del flusso di servizi ecosistemici persi a causa del consumo di suolo registrato tra il 2012 e il 2017 in Italia. Fonte: elaborazioni ISPRA.**

	Valore minimo [€/anno]	Valore massimo [€/anno]
Stoccaggio e sequestro di carbonio	102.056	538.898
Qualità degli habitat	11.615.539	11.615.539
Produzione agricola	61.796.023	61.796.023
Produzione di legname	26.945.760	26.945.760
Impollinazione	4.109.804	5.487.373
Regolazione del microclima	2.251.732	9.006.928
Rimozione particolato e ozono	950.980	2.938.569
Protezione dall'erosione	10.521.848	112.385.949
Disponibilità di acqua	1.977.636	47.463.254
Regolazione del regime idrologico	1.535.630.715	1.789.521.660
Purificazione dell'acqua dai contaminanti	226.033	60.297.780
<b>Totale</b>	<b>1.656.128.126</b>	<b>2.127.997.732</b>

**Tabella 5 - Valore del capitale naturale perso a causa del consumo di suolo registrato tra il 2012 e il 2017 in Italia. Fonte: elaborazioni ISPRA.**

	Valore minimo [€]	Valore massimo [€]
Stoccaggio e sequestro di carbonio	35.549.433	187.716.460
Produzione agricola	857.063.550	857.063.550
Produzione di legname	21.847.012	21.847.012
<b>Totale</b>	<b>914.459.995</b>	<b>1.066.627.022</b>

**Tabella 16 - elaborazioni ISPRA.**



**Figura 13 -Suolo consumato 2020: percentuale sulla superficie amministrativa (%)<sup>12</sup>.**

La stima dei costi totali della perdita di servizi ecosistemici varia da un minimo di 1,66 a un massimo di 2,13 miliardi di euro, persi ogni anno a causa dell'aumento di suolo consumato avvenuto tra il 2012 e il 2017. Il valore perso di stock, valutato qui rispetto ad alcune delle funzioni che producono i servizi ecosistemici considerati, varia tra i 914,5 milioni e poco più di un miliardo di euro, ovvero ad un **valore compreso tra i 36.066 e i 42.068 euro per ogni ettaro di suolo consumato nei cinque anni di riferimento**. La perdita di stock più elevata è quella della produzione agricola che rappresenta circa l'80% del totale.

<sup>12</sup>[https://www.snpambiente.it/wp-content/uploads/2021/07/Schede\\_regionali\\_consumo\\_di\\_suolo\\_2021.pdf](https://www.snpambiente.it/wp-content/uploads/2021/07/Schede_regionali_consumo_di_suolo_2021.pdf)

Considerando il valore più alto della forbice, 42.068€/ha abbiamo per l'ipotesi in progetto:

<b>Consumo del suolo</b>				
<b>Ipotesi Alternative</b>	<b>Ettari</b>	<b>€/ha</b>	<b>Costi/Benefici</b>	<b>VANE</b>
<b>Parco Eolico proposto (36 MW)</b>	11,8	42.068,00	€ <b>496.982,77</b>	-€ <b>6.193.503,82</b>
<b>"Do nothing"</b>	0,0	42.068,00	€ -	€ -

**Tabella 17 - rapporto costi/benefici in relazione al consumo del suolo (orizzonte temporale 20 anni).**

### 7.2.3.3 Valore agricolo

La perdita economica connessa alla sottrazione di suolo per l'installazione delle due ipotesi di impianti può essere stimata anche facendo riferimento al valore agricolo del terreno per il tipo di colture (foraggere) praticate.

Questo costo è rappresentato dal valore economico potenziale dato dal terreno occupato per la realizzazione delle opere. A tal fine consideriamo un valore cautelativo di mercato pari a **15.000,00 €/ha**.

Abbiamo pertanto per le due ipotesi:

<b>Valore Agricolo</b>				
<b>Ipotesi Alternative</b>	<b>Ettari</b>	<b>€/ha</b>	<b>Costi/Benefici</b>	<b>VANE</b>
<b>Parco Eolico proposto (36 MW)</b>	11,8	15.000,00	€ <b>177.206,94</b>	-€ <b>2.208.390,16</b>
<b>"Do nothing"</b>	0,0	15.000,00	€ -	€ -

**Tabella 19 - Rapporto Costi/Benefici relativo alla sottrazione di suolo (valore agricolo)-(orizzonte temporale 20 anni).**

### 7.2.4 Vegetazione e Flora

L'insieme delle risorse naturali presenti sul pianeta costituisce uno stock limitato a disposizione degli organismi che lo popolano.

La teoria economica opera una distinzione fondamentale fra risorse rinnovabili e risorse non rinnovabili.

Nel caso delle risorse rinnovabili il valore del bene ambientale si mantiene in equilibrio fra il tasso di ricostituzione e quello di prelievo, mentre nel caso delle risorse non rinnovabili, il valore del bene ambientale è in funzione della sola quantità disponibile, misurato in riferimento al prelievo lungo la scala temporale.

L'introduzione del concetto di ripristino appare legato, in tutto l'impianto normativo generato da due direttive europee (La Direttiva 92/43 CEE (Habitat) e la Direttiva 79/409/CEE), al concetto di danno ambientale, la cui insorgenza deriva dall'accertamento della riduzione della consistenza di habitats e specie rispetto a quanto rilevato in fase di istituzione dei siti.

Si pensi, a titolo di esempio, ai concetti di “paesaggio” o di “habitat”, rispetto ai quali la componente vegetazionale costituisce un importante tassello; o, allo stesso modo, alla funzione protettiva che la stessa vegetazione esercita ai fini della protezione contro l’erosione, nonché al ruolo cruciale legato alla produzione di ossigeno e alla cattura della CO<sub>2</sub>. Esiste quindi una importante dimensione economica legata alle funzioni socio-ambientali dei sistemi vegetali, che sebbene spesso indirette non sono per questo di minore importanza. Una parte significativa di questa dimensione economica, per le finalità del presente studio, è computata attraverso la stima del danno monetario al paesaggio.

Il maggior impatto, stimato nella perdita di producibilità del terreno oltre i costi necessari per ripristinare la situazione ex ante (costi di ripristino) e copertura vegetale, si verificherà principalmente durante la fase di cantiere, con i tagli della vegetazione per l’allargamento delle strade esistenti (che risultano del tutto minimali come indicato nella relazione sulla flora), per la realizzazione delle opere elettriche previste in progetto.

Alla fine della quantificazione del costo sono stati considerati i parametri espressi in ettari nella tabella sotto riportata e viene preso come riferimento un tasso di assorbimento medio di CO<sub>2</sub> per ettaro di seminativo, ossia 3 tonnellate, successivamente tale quantitativo è stato moltiplicato per il valore medio della quotazione<sup>13</sup> 2020 della CO<sub>2</sub>, pari a 23,21 €/tonnellata, in coerenza con la direttiva 2003/87/CE sull’Emission Trading Scheme.<sup>14</sup>

### Vegetazione e Flora

Ipotesi Alternative	Ettari	CO <sub>2</sub> assorbita	Costi/Benefici	VANE
Parco Eolico proposto (36 MW)	11,8	59,1	€ 1.370,99	-€ 17.085,58
"Do nothing"	0,0	0,0	€ -	€ -

Tabella 20 - Rapporto Costi/Benefici relativo alla componente Vegetazione e Flora.

#### 7.2.5 Rumore e Vibrazione

In fase di costruzione potrebbero arrecare disturbo i movimenti dei mezzi e dei macchinari utilizzati. Tale effetto risulta limitato in quanto distante dai luoghi più frequentati e si protrae per un periodo limitato.

In fase di funzionamento il rumore che produce un parco eolico viene generato dal movimento meccanico, prodotto dall’eventuale moltiplicatore di giri del generatore e dall’interazione del vento con le pale. Si tratta di un rumore molto lieve e naturale anche per la fauna locale.

<sup>13</sup>Media di tutto il 2020. Fonte: <https://www.sendeco2.com/it/prezzi-co2>

<sup>14</sup>L’[European Union Emissions Trading Scheme](#) (EU ETS) è un sistema per lo scambio di quote di emissione di gas serra finalizzato alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei settori energivori (elettricità, cemento, acciaio, alluminio, laterizi e ceramiche, vetro, chimica, aviazione, etc)



La monetizzazione dei danni ambientali è caratterizzata da una notevole difficoltà di misurazione. Poiché l'impatto negativo deriva dalla mancata possibilità di realizzare delle costruzioni nelle aree limitrofe al parco, per il calcolo consideriamo la mancata possibilità di edificare nell'intorno di un buffer di 300m da ciascuna turbina. In queste aree, pari in totale a 169,75 ha, attualmente non sono presenti edifici.

Compatibilmente con le misure urbanistiche in vigore, ipotizzando in via cautelativa la possibilità di edificare una superficie pari a quella attualmente presente (raddoppio della superficie attuale uniformemente distribuita nei 35 anni), ed un costo medio delle case per l'ambito rurale di 1.000€/m<sup>2</sup>, ne consegue quanto riportato in tabella:

### Rumore e Vibrazioni

Ipotesi Alternative	Ettari	Sup. Edificabile/anno	€/m2	Costi/Benefici	VANE
Parco Eolico proposto (36 MW)	169,8	848,8	1.000,00	€ 848.750,00	-€ 10.577.301,03
<b>"Do nothing"</b>	0,0	0,0	1.000,00	€ -	€ -

**Tabella 21 – Rapporto Costi/Benefici relativo alle componenti Rumore e vibrazioni.**

#### 7.2.6 Paesaggio

Il paesaggio è un sistema complesso, che somma aspetti produttivi, culturali e ambientali. Esso costituisce un elemento fondamentale di interconnessione fra l'attività umana e il sistema ambientale, in cui la capacità dell'uomo di influire sul territorio si esplica con modalità diverse, che possono variare in relazione alle diverse situazioni ambientali e alle diverse tecniche produttive, ma che comunque si basano sulla necessità di trovare un equilibrio con le condizioni dell'ambiente in cui si opera.

Con il termine paesaggio si designa una determinata parte di territorio caratterizzata da una profonda interrelazione fra fattori naturali e antropici. Il paesaggio, deve dunque essere letto come l'unione inscindibile di molteplici aspetti naturali, antropico-culturali e percettivi.

Il paesaggio non è un bene di mercato, per tale motivo è necessario estrapolare informazioni indirette dai comportamenti reali, per questo è necessario valutare mediante l'osservazione della "preferenza" e quindi la disponibilità dei consumatori a pagare (WTP – Willingness to Pay) o accettare (WTA - Willingness to Accept) per ottenere un beneficio, evitare un danno o accettare di sopportare un determinato intervento. Questo approccio dovrebbe consentire la definizione di valori compensativi per quanto riguarda tipi di impatto che sfuggono ad una quantificazione diretta.

La disponibilità a pagare degli individui è stimabile impostando un'analisi statistica campionaria, nella quale la disponibilità a pagare della collettività è rilevata direttamente attraverso la somministrazione di questionari ad hoc.

Uno degli studi più importanti per la stima monetaria dell'impatto di questo progetto sul paesaggio è stato promosso dalla Commissione Europea, che indica che la WTP nella UE ha un valore medio nel 2009 pari a 149 €/ha/anno, mentre per l'Italia abbiamo 263 €/ha/anno<sup>15</sup>.

Il paesaggio è in continua evoluzione e un parco eolico, come tutte le opere antropiche, comporta delle trasformazioni del paesaggio, per tale motivo è doveroso affrontare tale impatto in termini di costo per la collettività. La giurisprudenza afferma che "il danno paesaggistico derivante è determinato principalmente dai costi di demolizione, recupero ambientale dei luoghi."

Nel presente studio, abbiamo considerato un'area pari a circa 3.190 ha, come somma delle aree per le quali dallo studio paesaggistico delle ZVI è emerso un impatto rilevante.

Abbiamo pertanto:

### Paesaggio

Ipotesi Alternative	Ettari	WTP [€/ha/anno]	Costi/Benefici	VANE
Parco Eolico proposto (36 MW)	3190,0	350,0	€ 1.116.500,00	-€ 13.914.057,85
"Do nothing"	0,0	0,0	€ -	€ -

**Tabella 21 - Rapporto Costi/Benefici componente Paesaggio.**

Dalla somma dell'analisi ambientale abbiamo pertanto il seguente riepilogo:

VANE	IPOTESI 1	IPOTESI 2
	Parco Eolico proposto (36 MW)	"Do nothing"
Mancate Emissioni	€ 49.882.062,49	€ -
Fauna	-€ 1.200.000,00	-€ 62.311,05
Occupazione temporanea del suolo	-€ 236.568,66	-€ 236.568,66
Consumo del suolo	-€ 6.193.503,82	€ -
Valore Agricolo	-€ 2.208.390,16	€ -
Vegetazione e flora	-€ 17.085,58	€ -
Rumore e Vibrazioni	-€ 10.577.301,03	€ -
Paesaggio	-€ 13.914.057,85	€ -
VANE ANALISI AMBIENTALE	€ 15.535.155,40	-€ 298.879,71
differenza IP1-IP2	€	15.834.035,11

**Tabella 21 – Rapporto Costi/Benefici per anno - analisi Ambientale.**

Dalla tabella appena riportata si evince che il VANE (parte ambientale) risulta ampiamente positivo.

<sup>15</sup>European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies, The Value of EU Agricultural Landscape, 2011; <http://ipts.jrc.ec.europa.eu/publications/pub.cfm?id=4500>

## 9. Valore Attuale Netto Economico (VANE) proposta in progetto

Il valore attuale netto economico (VANE) consiste nell'applicazione di un tasso di sconto al flusso di benefici e costi del progetto tale da consentire la loro attualizzazione. La valutazione di un progetto è normalmente positiva se il VANE è positivo e viceversa.

Analiticamente abbiamo:

$$VANE = \sum_t B_t (1+i_t)^{-t} - \sum_t C_t (1+i_t)^{-t} - K$$

Nella quale **B<sub>t</sub>** sono i benefici finanziari e **C<sub>t</sub>** i costi finanziari che si manifestano nel periodo **t** (20 anni nel nostro caso), **K** sono i costi di investimento iniziali che si manifestano nel periodo zero e, infine, **i<sub>t</sub>** è il tasso di sconto applicato lungo tutta la durata del progetto.

Il tasso di sconto indicato è il cosiddetto tasso di sconto sociale e viene utilizzato nell'analisi economica dei progetti di investimento per attualizzarne i costi e i benefici futuri;

Un tasso di sconto sociale pari a zero in diversi periodi di tempo presuppone che si associno ponderazioni uguali alle utilità generate in qualsiasi momento, vale a dire che i consumi presenti e futuri hanno valenza indifferente dal punto di vista dell'utilità. Un tasso di sconto positivo indica una preferenza verso il consumo presente rispetto a quello futuro, viceversa se il tasso di sconto è negativo, vuol dire che le preferenze sono invertite.

In un'economia perfettamente concorrenziale e in equilibrio, il tasso di sconto sociale coincide con il tasso di sconto finanziario, corrispondente al tasso di interesse del capitale sul mercato finanziario. Ciò però, di norma, non si verifica nella realtà a causa delle distorsioni presenti nei mercati dei capitali.

Nel nostro caso considerando **un tasso sociale pari al 5%** abbiamo i seguenti valori:

costi annuali		Benefici annuali	
Fauna	€ 60.000,00	Emissioni evitate in atmosfera	€ 4.002.665,75
Occupazione temporanea del suolo	€ 18.982,88	Occupazione in fase di esercizio	€ 577.237,50
Consumo del suolo	€ 496.982,77		
Valore agricolo	€ 177.206,94		
Vegetazione e flora	€ 1.370,99		
Rumore e vibrazioni	€ 848.750,00		
Paesaggio	€ 1.116.500,00		
<b>totale</b>	<b>€ 2.719.793,58</b>		<b>€ 4.579.903,25</b>
VAN* Costi		VAN* Benefici	
Fauna	-€ 1.200.000,00	Investimento iniziale	€ 41.162.331,40
Occupazione temporanea del suolo	-€ 236.568,66	Emissioni evitate in atmosfera	€ 49.882.062,49
Consumo del suolo	-€ 6.193.503,82	Occupazione in fase di cantiere	€ 9.231.241,68
Valore agricolo	-€ 2.208.390,16	Occupazione in fase di esercizio	€ 8.754.934,06
Vegetazione e flora	-€ 17.085,58		
Rumore e vibrazioni	-€ 10.577.301,03		
Paesaggio	-€ 13.914.057,85		
<b>totale</b>	<b>-€ 34.346.907,09</b>		<b>€ 109.030.569,62</b>
* Tasso di sconto sociale=5%			

Tabella 22 – Costi e benefici.

Abbiamo pertanto un VANE pari a:

<b>Benefici</b>	-	<b>Costi</b>	-	<b>Costi investimento iniziali</b>	=	<b>VANE</b>
VANE= € 109.030.569,62	-	€ 34.346.907,09	-	41.162.331,40 €	=	33.521.331,14 €

Dalle valutazioni fatte anche variando il tasso di interesse il VANE risulta sempre positivo confermando quindi la convenienza del progetto.

## 10 Analisi Socio-Economica

La realizzazione del progetto in proposta creerà indotto locale che porterà benefici nei confronti della comunità che ospita l'impianto.

L'indotto generato dalla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili potrà infatti favorire una crescita occupazionale nella zona (si vedano i dati riportati nelle tabelle 18 e 19), creando nuovi posti di lavoro, sia in sede di costruzione che di gestione dell'impianto, associandola con una corretta gestione ambientale. Potranno inoltre favorire programmi di sviluppo locale delle Amministrazioni Comunali contribuendo ad evitare il degrado e lo spopolamento cittadino.

A tutto ciò si aggiunge che gli impianti sostenuti da fonti rinnovabili costituiscono un importante contributo per il raggiungimento di obiettivi nazionali, comunitari e internazionali in materia ambientale e soprattutto di sostenibilità energetica e favoriscono l'utilizzo di risorse del territorio, dando impulso allo sviluppo economico locale.

<b>IPOSTESI 1</b>		
<b>Parco Eolico proposto (36 MW)</b>		
	<b>VALORE ANNUO</b>	<b>VANE</b>
Occupazione in fase di cantiere		€ 9.231.241,68
Occupazione in fase di esercizio	€ 577.237,50	€ 8.754.934,06
Acquisto terreni	€ 4.500.000,00	€ 6.083.717,04
Affitto Terreni	€ 129.100,00	€ 1.583.717,04
Misure di compensazione verso il Comune	€ 1.750,00	€ 21.467,89
Totale Analisi socio Economica		€ 25.675.077,71

**Tabella 23 – ricadute economiche per anno e VANE.**

## 11 Conclusioni

Riepilogando tutte le analisi svolte finora, abbiamo la seguente tabella riepilogativa:

	IPOTESI 1	IPOTESI 2
	Parco Eolico proposto (36 MW)	"Do nothing"
VANE - Analisi Finanziaria	€ 16.499.716,78	€ 1.800.000,00
VANE - Analisi Ambientale	€ 15.535.155,40	-€ 298.879,71
VANE - Analisi Socio-economica	€ 25.675.077,71	€ 1.000.000,00
<b>Totali</b>	€ 57.709.949,89	€ 2.501.120,29
<b>Differenza IP1-IP2</b>	€	<b>55.208.829,60</b>

**Tabella 24 - riepilogo VANE.**

Quindi, a valle di quanto appena riportato, possiamo concludere che il progetto è in grado di restituire importanti ritorni sia in termini economici che ambientali.