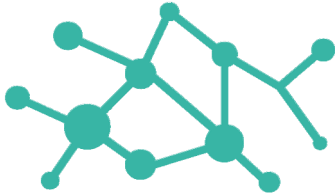




## IMPIANTO AGROVOLTAICO SERRAMANNA 1

## COMUNE DI SERRAMANNA

### PROPONENTE



**Tintoretto srl**

TINTORETTO s.r.l.  
via Vittori 20  
48018 Faenza (RA)

## VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

CODICE ELABORATO

OGGETTO:  
Analisi costi-benefici ambientali

VIA  
R11

### COORDINAMENTO



BRUNO MANCA | STUDIO TECNICO DI INGEGNERIA

📍 CENTRO COMMERCIALE LOCALITA' "PINTOREDDU", SN  
STUDIO TECNICO 1° PIANO INTERNO 4P 09028 SESTU  
☎ +39 347 5965654 € P.IVA 02926980927  
📧 SDI: W7YVJK9 ATTESTATO ENAC N° I.A.PRA.003678  
📧 INGBRUNOMANCA@GMAIL.COM PEC: BRUNO.MANCA@INGPEC.EU  
🌐 WWW.BRUNOMANCA.COM 🌐 WWW.UMBRAS360.COM

### GRUPPO DI LAVORO S.I.A.

Dott.ssa Geol. Cosima Atzori  
Dott. Ing. Fabio Massimo Calderaro  
Dott. Giulio Casu  
Dott. Agr. Vincenzo Sechi  
Dott.ssa Ing. Silvia Exana  
Dott.ssa Ing. Ilaria Giovagnorio  
Dott. Ing. Bruno Manca  
Dott. Ing. Giuseppe Pili  
Dott. Ing. Michele Pigliaru  
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas  
Dott. Nat. Fabio Schirru  
Dott. Archeol. Matteo Tatti

### REDATTORE

Dott. Ing Bruno Manca

00	febbraio 2022	Prima emissione	Bruno Manca	Paolo Fagnoli
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	ELABORAZIONE	VERIFICA

FORMATO  
ISO A4 - 297 x 210

## SOMMARIO

1. Premessa .....	<b>1</b>
2. Oggetto e obiettivi .....	<b>1</b>
3. L'attività .....	<b>2</b>
3.1 La metodologia di riferimento .....	2
3.2 Fasi di lavoro .....	3
3.2.1 La definizione delle esternalità .....	3
3.2.2 Esternalità: costi ambientali .....	4
3.2.3 Esternalità: Costi non-ambientali: .....	4
3.2.4 L'individuazione e la quantificazione delle esternalità negative .....	5
3.2.5 La stima delle possibili esternalità negative nella fase di cantiere .....	5
3.2.6 La stima delle possibili esternalità negative nella fase di esercizio .....	7
3.2.7 L'individuazione e la quantificazione delle esternalità positive .....	7
4. Alternative progettuali .....	<b>9</b>
4.1 Definizione "momento zero" .....	9
4.2 Alternative esaminate .....	9
5. Analisi remunerazione vendita energia per l'impianto oggetto di studio .....	<b>11</b>
5.1 DM 4 Luglio 2019 .....	11
5.1.1. Ambito di applicazione .....	11
5.1.3. Modalità di accesso agli incentivi .....	12
5.1.4 Tariffe incentivanti .....	15
6. Analisi Finanziaria .....	<b>16</b>
6.1 Valore Attuale Netto (VAN) e Valore Attuale Netto Economico (VANE) .....	16
6.2 Analisi della sensitività ipotesi di progetto .....	20
6.3 Analisi di probabilità del rischio progetto in proposta .....	23
7. Analisi ambientale .....	<b>26</b>

---

<b>7.1 Analisi componenti ambientali</b> .....	<b>26</b>
7.1.1 Atmosfera .....	26
7.1.2 Emissioni inquinanti dai gas di scarico dei mezzi di cantiere (CO2 pbt) .....	30
7.2.2 Fauna .....	31
7.2.3 Suolo e sottosuolo .....	33
7.2.3.1 Occupazione temporanea del suolo .....	33
7.2.3.2 Consumo del suolo .....	34
7.2.3.3 Valore agricolo .....	36
7.2.4 Vegetazione e Flora .....	37
7.2.5 Rumore e Vibrazione .....	38
7.2.6 Paesaggio .....	39
<b>8. Analisi socio-economica</b> .....	<b>43</b>
<b>9. Valore Attuale Netto Economico (VANE) proposta in progetto</b> .....	<b>43</b>
<b>10. Conclusioni</b> .....	<b>46</b>

## 1. Premessa

Il presente studio riguarda il progetto definitivo per la realizzazione di una centrale per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare, grazie al fenomeno di conversione fotovoltaica, da immettere nella rete elettrica nazionale.

L'impianto fotovoltaico, denominato "Serramanna 1", con una potenza di picco nominale di **25.818,65 kWp**, sarà realizzato con moduli fotovoltaici che verranno montati su strutture di sostegno ad inseguimento automatico su un asse (tracker monoassiali) e verranno ancorate al terreno mediante paletti di fondazione infissi nel terreno naturale esistente. L'impianto è stato progettato su un terreno classificato in area agricola (Zone E) di superficie di circa 29,41 ha, ricadente nel Comune di Serramanna in località "Su Cracchiri", e di 7,77 ha nel Comune di Samassi. La cabina di trasformazione AT/MT (SSEU) si trova nel comune di Serramanna (SU).

L'impianto sarà del tipo grid-connected e l'energia elettrica prodotta sarà riversata completamente in rete, salvo gli autoconsumi di centrale, con connessione alla rete di trasmissione in Alta Tensione a 150 kV mediante cabina di trasformazione MT/AT, di competenza del proponente, collegata in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della stazione elettrica di smistamento (SE) della RTN 150 kV di Serramanna, previo potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV "Serramanna – Villasor" di proprietà di Terna S.p.A.

L'impianto sarà costituito da un generatore fotovoltaico installato a terra i cui moduli saranno in grado di convertire in energia elettrica la radiazione solare incidente sulla loro superficie; esso sarà completato dal sistema di conversione dell'energia elettrica da corrente continua in alternata (inverter), il tutto equipaggiato di tutti i dispositivi e macchinari necessari alla connessione, protezione e sezionamento del sistema e della rete.

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 fotovoltaico.

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 fotovoltaica 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 sempre 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 della bolletta 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.

Il progetto sarà considerato "utile socialmente" quando il valore aggiunto prodotto ( $V_a$ ) sommato alle economie esterne prodotte ( $E_e$ ) e al maggior benessere sociale ( $B_s$ ) avrà un valore superiore ai costi di produzione del servizio ( $C_s$ ) sommato alle diseconomie esterne ( $D_e$ ) e al disagio sociale ( $D_s$ ), in formula:

$$V_a + E_e + B_s > C_s + D_e + D_s$$

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 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

Sotto sono riportate le esternalità relative ai 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:

Sotto sono riportate le esternalità relative ai 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 CO<sub>2</sub> 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 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.

### 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 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. Vi sono dei casi in cui alcune esternalità negative si trasformano in positive: si pensi ad esempio alla realizzazione di nuove piste ed all'adeguamento delle 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 potrebbero essere mitigati grazie ad alcuni accorgimenti 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 ed 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 sopra esposte 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 in formazioni 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 fotovoltaico 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, in continuità al momento attuale;

E' 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 a, 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 remunerazione vendita energia per l'impianto oggetto di studio

La remunerazione economica del settore fotovoltaico 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 nuovacostruzione
- **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.

### 5.1.3. 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

Gruppo di appartenenza	Tipologia impiantistica	Categoria di intervento	Potenza (*)	
			1 kW	20 kW
Gruppo A	Eolico on shore	Nuova costruzione Integrale ricostruzione Riattivazione Potenziamento	1 kW	1000 kW
	Fotovoltaico	Nuova costruzione	20 kW	1000 kW
Gruppo A-2	Fotovoltaico sostituzione di coperture con rimozione eternit e amianto	Nuova costruzione	20 kW	999 kW
Gruppo B	Idroelettrico	Nuova costruzione Integrale ricostruzione (esclusi impianti su acquedotto) Riattivazione Potenziamento	1 kW	1000 kW
	Impianti a gas residuati dei processi di depurazione	Nuova costruzione Riattivazione Potenziamento	1 kW	1000 kW
Gruppo C	Eolico on shore	Rifacimento	1 kW	1000 kW
	Idroelettrico	Rifacimento	1 kW	1000 kW
	Impianti a gas residuati dei processi di depurazione	Rifacimento	1 kW	1000 kW

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

Tabella 2 - 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.

### 5.1.4 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	installati in sostituzione di coperture con completa rimozione eternit e amianto	20<P≤100	20	105		10
			100<P<1000	20	90		
			P≥1000	20	70		
	Gruppo A-2		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	1<P<1000	25	90			
		P≥1000	30	80			
Alimentati a gas residuati dai processi di depurazione	Gruppo B Gruppo C		1<P≤100	20	110		
			100<P<1000	20	100		
			P≥1000	20	80		

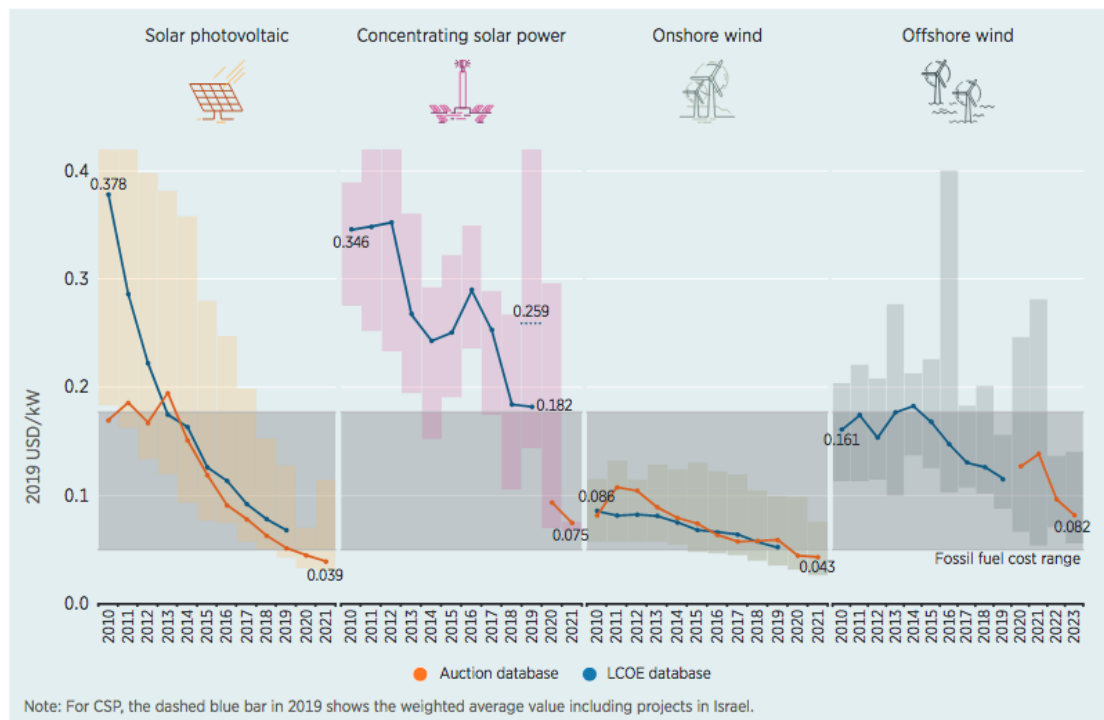
I valori della Tabella 1 sono ridotti (esclusi i premi), a decorrere dall'1 gennaio 2021, del 2% per gli impianti idroelettrici e a gas residuati dai processi di depurazione e del 5% per gli impianti eolici e fotovoltaici (DM2019, All.1 Tabella 1.1).

**Tabella 3 -Tariffe incentivanti di riferimento, vita utile e premi stabiliti dal DM 2019**

Per l'impianto proposto, essendo locato su terreno agricolo vale quanto disposto nell'Art.2 comma 5.b.2 del DM 04/07/2019, ossia il "divieto di accesso agli incentivi statali per impianti con moduli collocati a terra in aree agricole".

L'impianto proposto pertanto entrerà nel mercato libero, in modalità Grid parity. Per gli impianti fotovoltaici secondo quanto riporta il rapporto IRENA<sup>1</sup> "Renewable Power Generation costs 2019" il LCOE (costo livellato dell'elettricità - Levelized cost of energy) nel 2021, con ogni probabilità scenderà a 0,039 \$/kWh, ossia il 42% in meno in confronto al valore medio LCOE del fotovoltaico nel 2019.

<sup>1</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: For CSP, the dashed blue bar in 2019 shows the weighted average value including projects in Israel.  
 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 4 - LCOE (costo livellato dell'elettricità) - Rapporto IRENA "RenewablePower Generation costs 2019"

Si ipotizza nel presente studio una vendita dell'Energia con contratto di PPA<sup>2</sup> pari a 50 €/MWh.

## 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.

<sup>2</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.

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>3</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.

	IPOTESI 1 (progetto) progetto FV proposto (25,8 MW)	IPOTESI 2 "Do nothing"
<b>Costi progetto e riepilogo economie e reddito</b>		
<b>Costi iniziali</b>		
Studio di fattibilità	€ 20.740,00	€ 5.000,00
Sviluppo	€ 105.295,76	€ 55.000,00
Ingegneria	€ 720.654,00	€ 10.000,00
Sistema produzione energia elettrica	€ 23.108.093,68	€ -
Bilancio sistema e varie	€ 221.818,52	€ 5.000,00
<b>Totale costi iniziali</b>	<b>€ 24.176.601,96</b>	<b>€ 75.000,00</b>
<b>Costi annuali e pagamento debiti</b>		
Gestione e manutenzione	€ 281.105,29	€ 55.000,00
Pagamento debiti - 10 anni	€ -	€ -
<b>Totale costi annui</b>	<b>€ 281.105,29</b>	<b>€ 55.000,00</b>
<b>Economie e reddito annuali</b>		
Ricavo cessione energia elettrica	€ 2.128.131,64	€ -
Reddito per produzione EP - 20 anni		€ 80.000,00
<b>Totale annuale economie e redditi</b>	<b>€ 2.128.131,64</b>	<b>€ 80.000,00</b>

Tabella 5 - Riepilogo Costi, economie e redditi

<sup>3</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%

I benefici sono legati alle tariffe incentivanti ed alla vendita dell'Energia Elettrica (nel caso in esame tariffa ipotizzata a 50 €/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 positivo per entrambe le ipotesi (Tabella).

Nella tabella che segue vengono riportati i parametri finanziari utilizzati nel presente studio. Si evidenzia che per i casi in studio si è deciso di ipotizzare il caso ideale di investimento coperto interamente dal proponente.

		IPOTESI 1 (progetto)	IPOTESI 2
		progetto FV proposto (25,8 MW)	"Do nothing"
Parametri Finanziari			
Generale			
Tasso inflazione	%	1,2%	-0,2%
Tasso di sconto	%	1,2%	7,7%
Vita progetto	anni	20,0	20
Finanziamento			
Incentivi e sovvenzioni	€	0	0
Rapporto d'indebitamento	%	0%	0,0%

Tabella 6 - Parametri finanziari

Per quanto riguarda i parametri fiscali sono stati utilizzati i seguenti parametri per entrambe le ipotesi

Tasso imposta sul reddito	%	27,5%
Metodo ammortamento		Bilancio decrescente
Regola mezzo anno - anno 1	si/no	Sì
Tipo ammortamento fiscale	%	9,0%
Tasso d'ammortamento	%	10,0%

### Fattibilità Finanziaria

IPOTESI 1 (progetto)		
progetto FV proposto (25,8 MW)		
TIR pre-tasse - capitale proprio investito	%	16,7%
TIR ante-imposte - attività	%	16,7%
TIR al netto imposte - capitale proprio	%	14,5%
TIR al netto imposte - attività	%	14,5%
Ritorno semplice dell'investimento	anno	6,04
Ritorno del capitale investito	anno	6,03
<b>Valore attuale netto (VAN)</b>	€	€ 16.580.120,22
Economie annuali sulla vita dell'impianto	€/anno	€ 1.336.132,26

IPOTESI 2		
"Do nothing"		
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>	€	€ 1.600.000,00

Tabella 7 – Riepilogofattibilitàfinanziaria (orizzonte temporale 20 anni)

IPOTESI 1 (progetto)			
progetto FV proposto (25,8 MW)			
Flusso monetario annuo			
Anno	Pre-tasse	Post-tasse	Cumulativo
#	€	€	€
0	-24.176.601	-24.176.601	-24.176.601
1	4.023.229	4.023.229	-20.153.371
2	4.045.971	4.045.971	-16.107.401
3	4.068.985	4.068.985	-12.038.416
4	4.092.275	4.092.275	-7.946.141
5	4.115.845	4.115.845	-3.830.296
6	4.139.697	3.728.127	-102.170
7	4.163.836	3.076.598	2.974.429
8	4.188.264	3.091.172	6.065.601
9	4.212.986	3.106.289	9.171.889
10	3.949.571	2.911.073	12.082.962
11	4.263.323	3.138.031	15.220.993
12	4.288.945	3.154.607	18.375.601
13	4.314.875	3.171.623	21.547.224
14	4.341.116	3.189.060	24.736.284
15	4.367.672	3.206.902	27.943.186
16	4.394.546	3.225.134	31.168.320
17	4.421.743	3.243.743	34.412.062
18	4.449.266	3.262.717	37.674.780
19	4.477.120	3.282.048	40.956.828
20	4.180.333	3.064.169	44.020.997

Tabella 8 – 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.

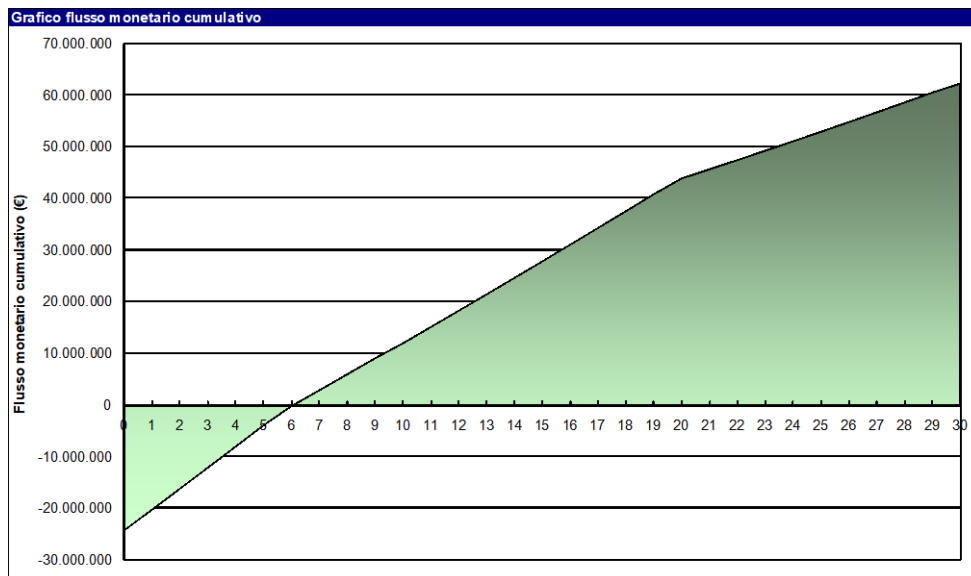


Figura 1 - Cash flow cumulativo

### 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	TIR al netto imposte - attività	
Gamma sensitività	10%	
Limite	10	%

		Costi iniziali				€
		21.758.941	22.967.771	24.176.601	25.385.431	26.594.261
		-10%	-5%	0%	5%	10%
<b>Prezzo cessione energia elettrica</b>						
€/MWh						
45,00	-10%	15,2%	14,4%	13,6%	12,9%	12,2%
47,50	-5%	15,7%	14,9%	14,0%	13,3%	12,6%
50,00	0%	16,2%	15,3%	<b>14,5%</b>	13,8%	13,1%
52,50	5%	16,7%	15,8%	14,9%	14,2%	13,5%
55,00	10%	17,2%	16,3%	15,4%	14,6%	13,9%

		Gestione e manutenzione				€
		229.955	242.730	255.505	268.281	281.056
		-10%	-5%	0%	5%	10%
<b>Costi iniziali</b>						
€						
21.758.941	-10%	16,3%	16,3%	16,2%	16,2%	16,1%
22.967.771	-5%	15,4%	15,4%	15,3%	15,3%	15,2%
24.176.601	0%	14,6%	14,6%	<b>14,5%</b>	14,4%	14,4%
25.385.431	5%	13,9%	13,8%	13,8%	13,7%	13,6%
26.594.261	10%	13,2%	13,1%	13,1%	13,0%	13,0%

		Prezzo cessione energia elettrica				€/MWh
		45,00	47,50	50,00	52,50	55,00
		-10%	-5%	0%	5%	10%
<b>Gestione e manutenzione</b>						
€						
229.955	-10%	13,7%	14,2%	14,6%	15,1%	15,5%
242.730	-5%	13,6%	14,1%	14,6%	15,0%	15,4%
255.505	0%	13,6%	14,0%	<b>14,5%</b>	14,9%	15,4%
268.281	5%	13,5%	14,0%	14,4%	14,9%	15,3%
281.056	10%	13,5%	13,9%	14,4%	14,8%	15,3%

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 10% dei parametri in gioco il valore minimo risulta garantito a meno di improbabili variazioni prezzo di cessione dell'energia elettrica che come detto rimane invariato nei contratti PPA. Medesimo risultato si ha analizzando il tempo di ritorno del capitale investito:



**Analisi sensitività**

Effettuare analisi su  
Gamma sensitività  
Limite

Ritorno del capitale investito	
15%	
10	anno

		Costi iniziali				€
		20.550.111	22.363.356	24.176.601	25.989.846	27.803.091
Prezzo cessione energia elettrica		-15%	-8%	0%	8%	15%
€/MWh						
42,50	-15%	5,6	6,1	6,6	7,0	7,5
46,25	-8%	5,4	5,8	6,3	6,8	7,2
50,00	0%	5,2	5,6	<b>6,0</b>	6,5	6,9
53,75	8%	5,0	5,4	5,8	6,2	6,7
57,50	15%	4,8	5,2	5,6	6,0	6,4

		Gestione e manutenzione				€
Costi iniziali		217.179	236.342	255.505	274.668	293.831
		-15%	-8%	0%	8%	15%
€						
20.550.111	-15%	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2
22.363.356	-8%	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7
24.176.601	0%	6,0	6,0	<b>6,0</b>	6,1	6,1
25.989.846	8%	6,4	6,4	6,5	6,5	6,6
27.803.091	15%	6,9	6,9	6,9	7,0	7,0

		Prezzo cessione energia elettrica				€/MWh
Gestione e manutenzione		42,50	46,25	50,00	53,75	57,50
		-15%	-8%	0%	8%	15%
€						
217.179	-15%	6,5	6,2	6,0	5,8	5,6
236.342	-8%	6,5	6,3	6,0	5,8	5,6
255.505	0%	6,6	6,3	<b>6,0</b>	5,8	5,6
274.668	8%	6,6	6,3	6,1	5,9	5,6
293.831	15%	6,6	6,3	6,1	5,9	5,7

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

La seguente 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 20% ed una contemporanea riduzione del 20% del prezzo di cessione dell'energia elettrica.

**Analisi sensitività**

Effettuare analisi su		Valore attuale netto (VAN)				
Gamma sensitività		20%				
Limite		0	€			

Prezzo cessione energia elettrica		Costi iniziali				€
		-20%	-10%	0%	10%	20%
19.341.281		21.758.941	24.176.601	26.594.261	29.011.921	
€/MWh						
40,00	-20%	16.067.310	14.074.139	12.067.679	10.047.589	10.047.589
45,00	-10%	18.304.502	16.323.715	14.330.544	10.047.589	10.047.589
50,00	0%	20.540.239	18.573.292	<b>16.580.120</b>	10.047.589	10.047.589
55,00	10%	22.775.976	20.811.438	18.829.697	10.047.589	10.047.589
60,00	20%	25.011.713	23.047.175	21.079.273	10.047.589	10.047.589

Costi iniziali		Gestione e manutenzione				€
		-20%	-10%	0%	10%	20%
204.404		229.955	255.505	281.056	306.606	
€						
19.341.281	-20%	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589
21.758.941	-10%	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589
24.176.601	0%	10.047.589	10.047.589	<b>10.047.589</b>	10.047.589	10.047.589
26.594.261	10%	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589
29.011.921	20%	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589

Gestione e manutenzione		Prezzo cessione energia elettrica				€/MWh
		-20%	-10%	0%	10%	20%
40,00		45,00	50,00	55,00	60,00	
€						
204.404	-20%	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589
229.955	-10%	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589
255.505	0%	10.047.589	10.047.589	<b>10.047.589</b>	10.047.589	10.047.589
281.056	10%	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589
306.606	20%	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589	10.047.589

Figura 4 - analisi sensitività del VAN

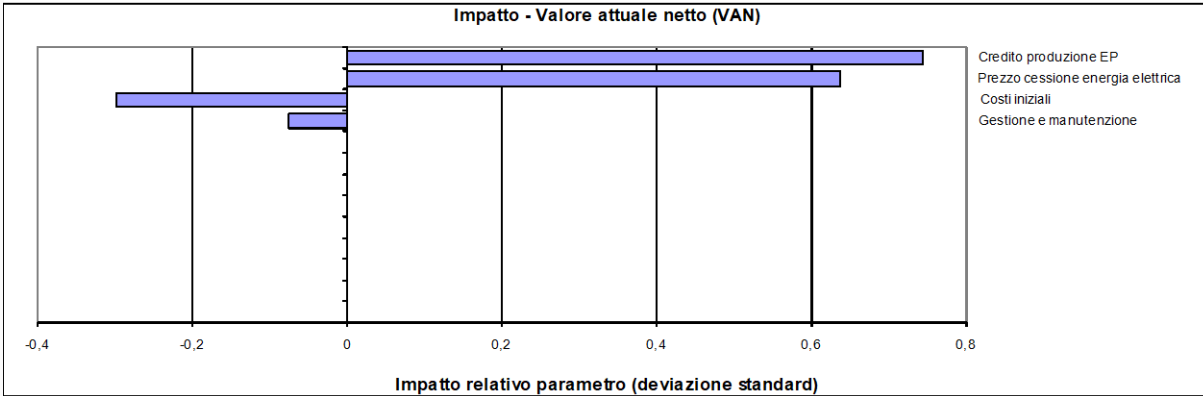
**6.3 Analisi di probabilità del rischio progetto in proposta**

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 stati 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 TIR e del VAN del progetto. I risultati sono esposti nelle pagine che seguono.

**Analisi rischio**

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

Parametro	Unità	Valore	Gamma (+/-)	Minimo	Massimo
Costi iniziali	€	24.176.601	10%	21.758.941	26.594.261
Gestione e manutenzione	€	255.505	20%	204.404	306.606
Prezzo cessione energia elettrica	€/MWh	50,00	20%	40,00	60,00
Credito produzione EP	€/kWh	0,05	15%	0,04	0,06



Mediana	€	16.566.305
Livello di rischio	%	20,0%
Minimo entro intervallo di confidenza	€	13.706.193
Massimo entro intervallo di confidenza	€	19.689.708

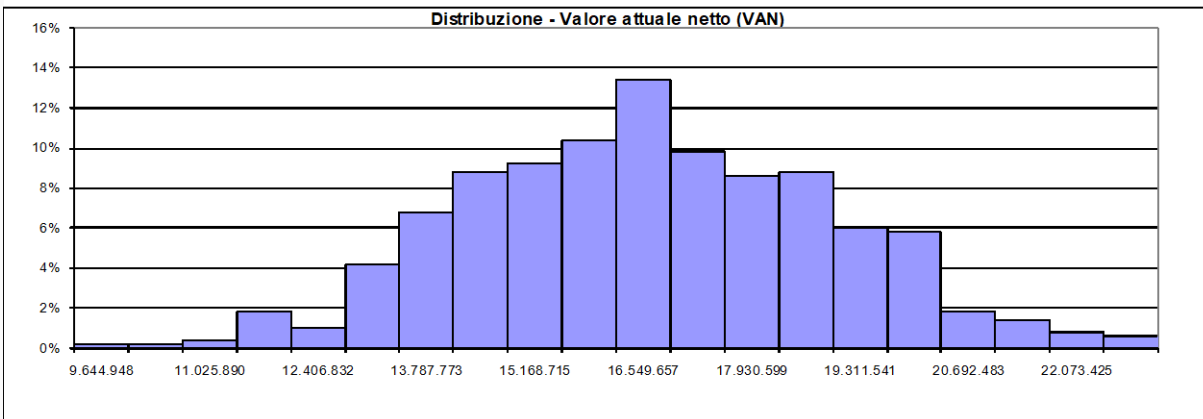
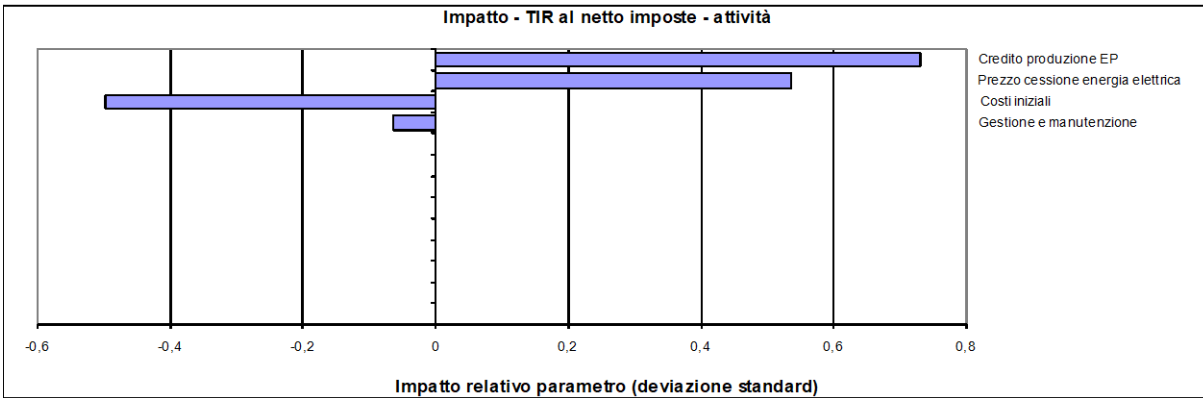


Figura 5 - analisi del rischio VAN

**Analisi rischio**

Effettuare analisi su **TIR al netto imposte - attività**

Parametro	Unità	Valore	Gamma (+/-)	Minimo	Massimo
Costi iniziali	€	24.176.601	10%	21.758.941	26.594.261
Gestione e manutenzione	€	255.505	20%	204.404	306.606
Prezzo cessione energia elettrica	€/MWh	50,00	20%	40,00	60,00
Credito produzione EP	€/kWh	0,05	15%	0,04	0,06



Mediana	%	14,5%
Livello di rischio	%	20,0%
Minimo entro intervallo di confidenza	%	13,2%
Massimo entro intervallo di confidenza	%	16,0%

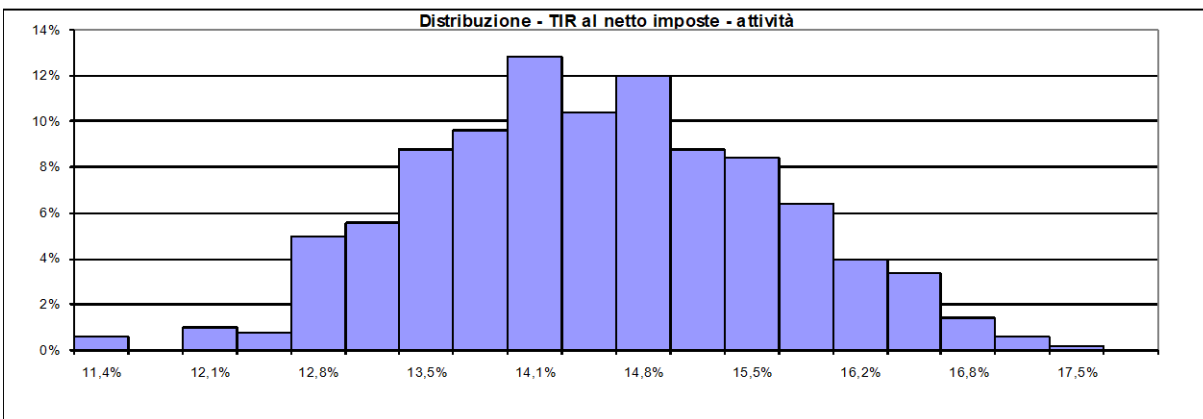


Figura 6 - analisi del rischio TIR

## 7. Analisi ambientale

Al fine della formazione del prezzo del chilowattora oltre 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 fotovoltaico può provocare anche esternalità negative, tra cui: la creazione di campi elettromagnetici 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 uno attento studio delle scelte progettuali.

Inoltre la costruzione di un parco fotovoltaico 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 fotovoltaico, risultano essere molto modesti o trascurabili.

### 7.1 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.

#### 7.1.1 Atmosfera

Le principali emissioni associate alla produzione di energia elettrica da fonti convenzionali sono associate all'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), agli ossidi di zolfo (SO<sub>x</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>.

Posto che i pannelli fotovoltaici col passare del tempo riducono la propria efficienza di conversione, nel caso in esame abbiamo il seguente andamento che è tipico della tecnologia fotovoltaica.

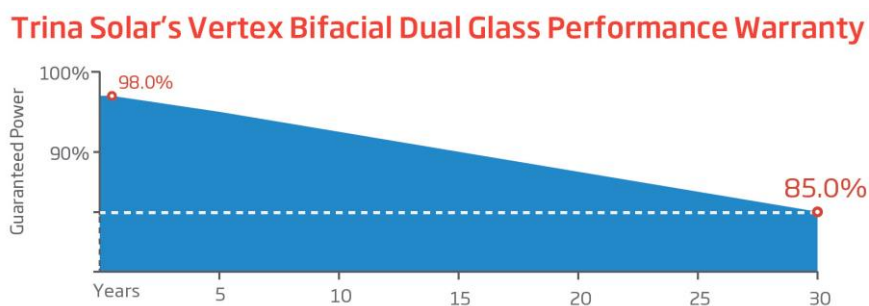


Figura 7 - variazione rendimento col tempo - Trina Solar

Per l'ipotesi in proposta abbiamo una producibilità attesa di **51.350.864 kWh** che col variare del tempo diminuisce secondo la tabella seguente:

Anno	Rendimento	Producibilità
1	98,0	50.323.847
<b>2</b>	<b>97,6</b>	<b>50.092.768</b>
3	97,1	49.861.689
<b>4</b>	<b>96,7</b>	<b>49.630.610</b>
5	96,2	49.399.531
<b>6</b>	<b>95,8</b>	<b>49.168.452</b>
7	95,3	48.937.374
<b>8</b>	<b>94,9</b>	<b>48.706.295</b>
9	94,4	48.475.216
<b>10</b>	<b>94,0</b>	<b>48.244.137</b>
11	93,5	48.013.058
<b>12</b>	<b>93,1</b>	<b>47.781.979</b>
13	92,6	47.550.900
<b>14</b>	<b>92,2</b>	<b>47.319.821</b>
15	91,7	47.088.742
<b>16</b>	<b>91,3</b>	<b>46.857.664</b>
17	90,8	46.626.585
<b>18</b>	<b>90,4</b>	<b>46.395.506</b>
19	89,9	46.164.427
<b>20</b>	<b>89,5</b>	<b>45.933.348</b>
21	89,0	45.702.269
<b>22</b>	<b>88,6</b>	<b>45.471.190</b>
23	88,1	45.240.111
<b>24</b>	<b>87,7</b>	<b>45.009.032</b>
25	87,2	44.777.954
<b>26</b>	<b>86,8</b>	<b>44.546.875</b>
27	86,3	44.315.796
<b>28</b>	<b>85,9</b>	<b>44.084.717</b>
29	85,4	43.853.638
<b>30</b>	<b>85,0</b>	<b>43.622.559</b>
	<b>media:</b>	<b>46.973.203</b>

Tabella 8 – decadimento di produttività dell'impianto nel tempo

Utilizzando il fattore di conversione **493,8 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>4</sup>**, stante la produzione attesa **media** pari a circa **46.973.203 kWh/anno** l'impianto determinerà un risparmio di energia fossile e relative emissioni evitate secondo quanto riportato in tabella (tenendo conto della riduzione dell'efficienza col passare *del tempo*):

<sup>4</sup>Fonte: [Rapporto ISPRA 317/2020](#): Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico

		<b>Serramanna</b>
<b>Potenza di picco [kWp]</b>		<b>25.819</b>
<b>Produzione elettrica unitaria: [KWh/kWp anno]</b>		<b>1.920</b>
<b>Producibilità teorica elettrica prevista (anno zero): [KWh]</b>		<b>51.350.864</b>
<b>Producibilità elettrica attesa cumulativa (dopo 30 anni): [MWh]</b>		<b>1.409.196</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 1° anno [TEP]</b>		<b>9.602,61</b>
<b>Risparmio combustibile fossile in 30 anni [TEP]</b>		<b>263.519,67</b>
<b>Emissioni evitate in atmosfera</b>		
<b>Componente</b>	<b>Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]</b>	<b>Serramanna</b>
<b>CO2</b>	493,800 Emissioni evitate il 1° anno [t]	25.357,06
	Emissioni evitate in 30 anni [t]	695.861,03
<b>SOx</b>	0,058 Emissioni evitate il 1° anno [t]	3,00
	Emissioni evitate in 30 anni [t]	82,30
<b>NOx</b>	0,218 Emissioni evitate il 1° anno [t]	11,19
	Emissioni evitate in 30 anni [t]	307,20
<b>Polveri</b>	0,029 Emissioni evitate il 1° anno [t]	1,49
	Emissioni evitate in 30 anni [t]	41,01

<sup>[1]</sup> Delibera EEN 3/08[2] del 20-03-2008 (GU n. 100 del 29.4.08 - SO n.107)

<sup>[2]</sup> Rapporto ISPRA 317/2020: Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei

Tabella 10 – Emissioni evitate

In fase di cantiere, però, si immetteranno in atmosfera quantitativi minimi di tali inquinanti. Pertanto alle emissioni evitate calcolate andranno sottratte le emissioni prodotte per la realizzazione dell'impianto.

I potenziali impatti negativi diretti sulla qualità dell'aria durante la fase di realizzazione sono legati alle seguenti attività:

Utilizzo di veicoli/macchinari pesanti a motore nelle fasi di costruzione con relativa **emissione di gas di scarico** (PM, CO, SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>).

Lavori civili per la preparazione dell'area di cantiere (scotico) e la realizzazione del progetto, con conseguente emissione di particolato (PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>) in atmosfera, prodotto principalmente da **movimentazione terre e risospensione di polveri totali sospese (PST)** da superfici/cumuli e da transito di veicoli su strade non asfaltate.

*nazionale e nei principali Paesi Europei*



### 7.1.2 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 in 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 11- Fattori di Emissione EMEP-CORINAIR per NRMM – Stage III (in vigore da luglio 2005).

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<sup>5</sup>=1000 Kg di petrolio 1000 Kg di petrolio= 6,841<sup>6</sup> barili standard di petrolio.

Considerato il valore medio mensile del barile nell'ultimo quinquennio pari a 49,31 €<sup>7</sup>, e la producibilità elettrica attesa (**media nei 20 anni**) avremo il seguente beneficio:

<sup>5</sup>TEP (una tonnellata di petrolio corrisponde a circa 6,841 [barili](#)), 1 MWh = 0,187 TEP.

<sup>6</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>7</sup>Fonte <http://it.investing.com>.

### Emissioni evitate Atmosfera

Ipotesi Alternative	Producibilità Elettrica attesa			Costi/Benefici	VANE
	kWh/anno	TEP	Barili Petrolio		
progetto FV proposto (25,8 MW)	51.350.864,20	9.602,61	65.691,47	€ 2.381.604,68	€ 29.680.058,54
"Do nothing"	-	-	-	€ -	€ -

Tabella 12 - rapporto Costi/Benefici Emissioni evitate in atmosfera (orizzonte temporale 20 anni)

### 7.2.2 Fauna

I principali impatti che un parco fotovoltaico può arrecare alla fauna sono di tipo indiretto (disturbo e perdita di habitat). In *Tabella* viene riportato il riepilogo di tali impatti sia in fase di cantiere che in fase di esercizio come risulta dallo studio sulla fauna allegato allo S.I.A. L'unico effetto di una certa valenza è l'impatto "moderato" che si ha nella fase di cantiere per quanto riguarda l'avifauna.



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 basso	Assente	Basso	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente
Allontanamento	Assente	Assente	Basso	Assente	Basso	Molto basso	Basso	Molto basso
Perdita habitat riproduttivo e/o di alimentazione	Molto basso	Molto basso	Basso	Molto basso	Basso	Molto basso	Moderato	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 13 - Valutazione degli impatti della componente faunistica sul progetto

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 da "CESI Ricerche".

Sulla base di alcune pubblicazioni e riferimenti riscontrati su tale argomento, si stima pertanto che la mortalità possa ritenersi di circa n. 14 esemplari per anno per l'impianto fotovoltaico in proposta, e di 5 esemplari/anno per l'alternativa 2 (Do nothing).

### Componente Faunistica

Ipotesi Alternative	Mortalità	€/specie	Costi/Benefici	VANE
progetto FV proposto (25,8 MW)	14,0	1000,0	€ 14.000,00	-€ 280.000,00
"Do nothing"	5,0	1000,0	€ 5.000,00	-€ 62.311,05

Tabella 14 - rapporto Costi/Benefici componente faunistica (orizzonte temporale 20 anni)

### 7.2.3 Suolo e sottosuolo

Possiamo considerare tre aspetti:

- Occupazione temporanea del suolo
- Consumo di suolo
- Valore agricolo

#### 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>8</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 1065,00€/ha.

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:

---

<sup>8</sup>[https://www.regione.sardegna.it/documenti/1\\_19\\_20090806130855.pdf](https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_19_20090806130855.pdf)

29,40 ha × 2.790,00 €/ha = 82.053,90 €/anno (per 20 anni).

<b>Occupazione temporanea del suolo</b>				
<b>Ipotesi Alternative</b>	<b>Ettari</b>	<b>€/ha</b>	<b>Costi/Benefici</b>	<b>VANE</b>
<b>progetto FV proposto (25,8 MW)</b>	29,4	2.790,00	€ 82.053,90	-€ 1.022.572,96
<b>"Do nothing"</b>	29,4	2.790,00	€ 82.053,90	

Tabella 15 – 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>9</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):

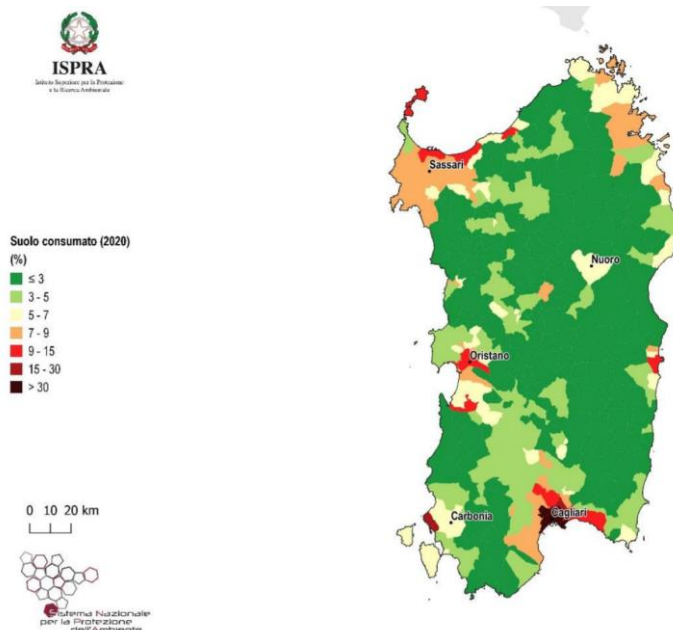
<sup>9</sup>Definizione ISPRA: Impermeabilizzazione (Soil sealing): una parte della copertura artificiale del suolo dove gli interventi di copertura permanente del terreno con materiale artificiale sono tali da eliminarne o ridurne la permeabilità

**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>



**Figura 8 -Suolo consumato 2020: percentuale sulla superficie amministrativa (%)<sup>10</sup>**

<sup>10</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)

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.

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

$$\text{Costo consumo di suolo} = 19,2 \text{ ha} \times 42.068,00 \text{ €/ha per anno} = 806.645,23 \text{ €/anno}$$

Consumo del suolo				
Ipotesi Alternative	Ettari	€/ha	Costi/Benefici	VANE
progetto FV proposto (25,8 MW)	19,2	42.068,00	€ 806.645,23	-€ 10.052.582,58
"Do nothing"	0,0	42.068,00	€ -	€ -

Tabella 16 - 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 €/ha. Considerate le seguenti voci<sup>11</sup>:

<sup>11</sup>Nel calcolo dell'occupazione dell'impianto fotovoltaico si è tenuto conto soltanto degli ingombri dei pali di sostegno dei trackers, cavidotti e cabine in quanto la restante parte del terreno può essere suscettibile di sfruttamento a pascolo.

### Occupazione Aree

Tipologia	IOTESI 1
	progetto FV proposto (25,8 MW)
pali trackers	11,091
Cabina stepup	0,150
Cabine elettriche	0,024
strade e pertinenze varie	1,410

Tabella 17 - Aree occupate

abbiamo per le due ipotesi:

### Valore Agricolo

Ipotesi Alternative	Ettari	€/ha	Costi/Benefici	VANE
progetto FV proposto (25,8 MW)	19,2	15.000,00	€ 287.621,91	-€ 3.584.404,74
"Do nothing"	0,0	15.000,00	€ -	€ -

Tabella 18 - 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 trascurabili come indicato nella relazione sulla flora), per la realizzazione delle opere elettriche previste in progetto.

Al fine di quantificare il 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>12</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>13</sup>

### Vegetazione e Flora

Ipotesi Alternative	Ettari	CO2 assorbita	Costi/Benefici	VANE
lo FV proposto (25)	19,2	95,9	€ 2.225,23	-€ 27.731,34
"Do nothing"	0,0	0,0	€ -	€ -

Tabella 19 1 - Rapporto Costi/Benefici relativo alla componente Vegetazione e Flora (orizzonte temporale 20 anni)

#### 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 fotovoltaico è praticamente nullo mentre per un utilizzo agricolo anche con bassa intensità di meccanizzazione il rumore causato dai vari macchinari ha un certo peso.

<sup>12</sup>Media di tutto il 2020. Fonte: <https://www.sendeco2.com/it/prezzi-co2>

<sup>13</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 alla centrale, per il calcolo consideriamo la mancata possibilità di edificare nell’intorno di un buffer di 500m dall’impianto. 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 20 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	VAN
progetto FV proposto (25,8 MW)	19,2	95,9	1.000,00	€ 95.873,97	-€ 1.194.801,58
"Do nothing"	19,2	95,9	1.000,00	€ 95.873,97	-€ 1.194.801,58

Tabella 20 –Rapporto Costi/Benefici relativo alle componenti Rumore e vibrazioni (orizzonte temporale 20 anni)

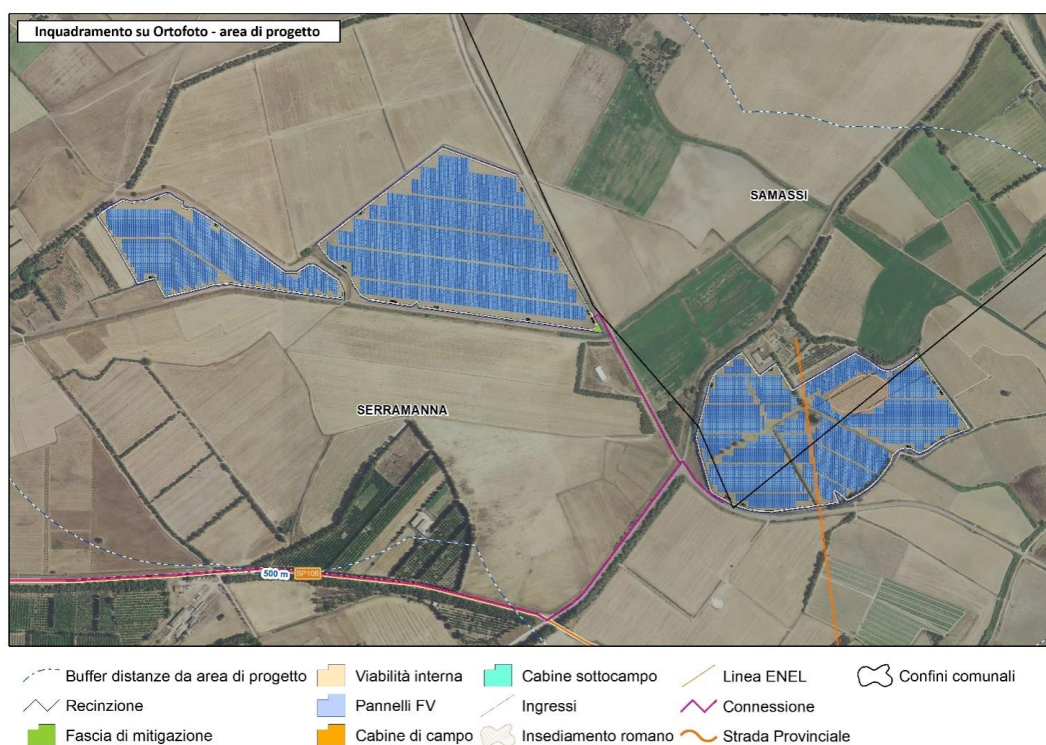


Figura 9 - Aree comprese nel buffer di 500m dall’impianto (Ipotesi di progetto)

### 7.2.6 Paesaggio

Il paesaggio è un sistema complesso, che assomma 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 un valore che oscilla tra i 238 e i 344 €/ha/anno<sup>14</sup>. Essendo uno studio un po' datato consideriamo un valore più cautelativo pari a 350 €/ha/anno.

---

<sup>14</sup>European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies, The Value of EU Agricultural Landscape, 2011;  
<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC65456>

**Table 8: The estimated total WTP and per hectare WTP for UAA (in 2009 prices)**

	UAA (WTP in €/ha/year)									Total WTP (million €)								
	1991			2000			2009			1991			2000			2009		
	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max
Belgium	353	391	496	444	518	740	506	603	896	486	538	682	620	723	1,033	690	823	1,224
Bulgaria	0.1	1	2	0.5	3	7	3	8	17	0.3	4	13	3	15	37	16	42	83
Czech R.	2	7	16	11	22	40	50	64	93	8	29	67	48	96	170	178	228	329
Denmark	115	126	170	158	181	277	171	199	313	320	352	474	419	480	735	452	525	827
Germany	260	288	382	305	348	493	297	335	462	4,459	4,937	6,543	5,203	5,941	8,407	5,010	5,657	7,802
Estonia	1	4	9	3	8	16	15	23	35	2	6	13	3	8	16	14	21	33
Ireland	23	26	32	71	83	138	98	116	202	102	118	142	316	369	614	410	486	846
Greece	32	40	57	48	57	75	111	126	150	165	208	297	276	324	424	423	480	572
Spain	37	43	54	55	63	76	93	104	128	1,107	1,284	1,614	1,401	1,602	1,936	2,121	2,372	2,907
France	98	108	141	121	135	187	110	122	170	2,969	3,291	4,279	3,606	3,999	5,555	3,867	4,285	5,977
Italy	172	190	247	198	218	285	238	263	344	3,014	3,336	4,333	3,087	3,412	4,460	3,178	3,512	4,586
Cyprus	57	74	109	131	151	192	253	286	341	8	10	15	19	22	28	31	35	41
Latvia	1	4	8	3	7	15	8	15	24	3	10	21	4	11	23	15	27	44
Lithuania	1	3	7	1	4	9	7	13	22	3	10	23	4	14	30	18	35	60
Luxembourg	275	339	586	493	716	1647	764	1226	3249	35	43	74	66	96	222	100	160	425
Hungary	2	6	13	5	12	23	13	22	37	12	40	85	30	72	136	77	130	213
Malta	165	296	508	567	747	1109	731	904	1301	2	4	7	6	7	11	8	9	13
Netherlands	391	439	573	547	663	1016	639	796	1284	771	865	1,129	1,077	1,304	2,001	1,228	1,529	2,468
Austria	134	150	210	175	202	313	207	243	388	467	522	731	592	683	1,059	657	771	1,231
Poland	1	4	11	6	14	27	14	26	45	19	83	199	110	261	497	222	412	707
Portugal	27	39	60	65	76	100	83	96	121	113	162	246	254	297	390	306	353	445
Romania	0	2	5	1	3	7	4	10	20	4	25	70	9	43	107	58	141	271
Slovenia	17	28	45	83	98	134	143	164	201	14	24	39	43	51	69	67	77	94
Slovakia	1	5	11	5	13	25	38	52	78	3	11	27	12	31	60	73	101	151
Finland	104	116	145	130	144	183	138	153	200	265	295	368	287	318	405	318	350	460
Sweden	186	213	322	210	242	362	185	204	278	624	716	1,080	625	719	1,077	566	625	853
UK	154	171	213	285	343	555	217	241	331	2,599	2,895	3,598	4,417	5,307	8,582	3,483	3,873	5,303
EU	88	98	124	124	138	194	134	149	201	17,764	19,816	25,055	23,596	26,205	36,749	24,487	27,060	36,597

**Figura 10 - WTP nella UE**

Il paesaggio è in continua evoluzione e un parco fotovoltaico, 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." Dall'analisi della visibilità, considerando un modello digitale del terreno di 10m l'impianto risulta visibile da circa 500 ettari. Ma tenendo conto dell'altezza dei pannelli e della mascheratura della vegetazione perimetrale all'impianto e di tutti gli elementi antropici e naturali che non sono stati presi in considerazione nell'analisi della visibilità, quest'ultimo risulterà effettivamente visibile solo da alcune colline circostanti. Tuttavia consideriamo tale valore massimo come cautelativo. Per l'ipotesi "zero", utilizzo agricolo o rinaturalizzazione" si è considerato un impatto sul paesaggio nullo di default, cautelativamente. Abbiamo pertanto:

**Paesaggio**

Ipotesi Alternative	Ettari	WTP [€/ha/anno]	Costi/Benefici	VANE
progetto FV proposto (25,8 MW)	314,3	350,0	€ 110.005,00	-€ 1.370.905,45
"Do nothing"	0,0	0,0	€ -	€ -

**Tabella 21 - Rapporto Costi/Benefici componente Paesaggio (orizzonte temporale 20 anni)**

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

VANE	IPOSTESI 1	IPOSTESI 2
	progetto FV proposto (25,8 MW)	"Do nothing"
Mancate Emissioni	€ 29.680.058,54	€ -
Fauna	-€ 280.000,00	-€ 62.311,05
Occupazione temporanea del suolo	-€ 1.022.572,96	€ -
Consumo del suolo	-€ 10.052.582,58	€ -
Valore Agricolo	-€ 3.584.404,74	€ -
Vegetazione e flora	-€ 27.731,34	€ -
Rumore e Vibrazioni	-€ 1.194.801,58	-€ 1.194.801,58
Paesaggio	-€ 1.370.905,45	€ -
VANE ANALISI AMBIENTALE	€ 12.147.059,88	-€ 1.257.112,63
differenza IP1-IP2	€	13.404.172,51

Tabella 22– Rapporto Costi/Benefici per anno - analisi Ambientale (orizzonte temporale 20 anni)

Dalla tabella appena riportata appare evidente come i valori complessivi di Costi/Benefici ambientali per anno è superiore nella ipotesi di progetto proposto rispetto alla soluzione "zero" o "do nothing".

## 8. Analisi socio-economica

La realizzazione di un progetto 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. Gli effetti occupazionali sono già inclusi nel VAN come ricadute occupazionali in fase di cantiere e in fase di esercizio.

Per quanto riguarda le misure compensative, esse riguardano opere da realizzarsi su indicazione dell'Amministrazione comunale di Serramanna quantificate in questo studio in 35.000,00 € (1.750,00 €/anno)

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>IOTESI 1 progetto FV proposto (25,8 MW)</b>		
	<b>VALORE ANNUO</b>	<b>VANE</b>
Acquisto terreni	€ 3.600.000,00	€ 5.183.717,04
Affitto Terreni	€ 129.100,00	€ 1.583.717,04
Misure di compensazione verso il Comune	€ 1.750,00	€ 17.324,56
Totale Analisi socio Economica	€ -	€ 6.173.439,74

<b>IOTESI 2 "Do nothing"</b>		
	<b>VALORE ANNUO</b>	<b>VANE</b>
Acquisto terreni	€ 3.600.000,00	€ 3.600.000,00
Affitto Terreni	€ 0,00	€ 0,00
Misure di compensazione verso il Comune	€ -	€ 0,00
Totale Analisi socio Economica	€ -	€ 3.600.000,00

Tabella 23 2– ricadute economiche per anno (orizzonte temporale 20 anni)

## 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  $B_t$  sono i benefici finanziari e  $C_t$  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,  $i_t$  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:



<b>costi annuali</b>		<b>Benefici annuali</b>	
Fauna	€ 14.000,00	Emissioni evitate in atmosfera	€ 2.381.604,68
Occupazione temporanea del suolo	€ 82.053,90	Occupazione in fase di esercizio	€ 281.105,29
Consumo del suolo	€ 806.645,23		
Valore agricolo	€ 287.621,91		
Vegetazione e flora	€ 2.225,23		
Rumore e vibrazioni	€ 95.873,97		
Paesaggio	€ 110.005,00		
<b>totale</b>	<b>€ 1.398.425,25</b>		<b>€ 2.662.709,98</b>
<b>VAN* Costi</b>		<b>VAN* Benefici</b>	
Fauna	-€ 280.000,00	Investimento iniziale	€ 24.176.601,96
Occupazione temporanea del suolo	-€ 1.022.572,96	Emissioni evitate in atmosfera	€ 29.680.058,54
Consumo del suolo	-€ 10.052.582,58	Occupazione in fase di cantiere	€ 5.065.573,74
Valore agricolo	-€ 3.584.404,74	Occupazione in fase di esercizio	€ 8.754.934,06
Vegetazione e flora	-€ 27.731,34		
Rumore e vibrazioni	-€ 1.194.801,58		
Paesaggio	-€ 1.370.905,45		
<b>totale</b>	<b>-€ 17.532.998,65</b>		<b>€ 67.677.168,30</b>
* Tasso di sconto sociale=5%			

Tabella 24 – Costi e benefici

Abbiamo pertanto un VANE pari a :

<b>Benefici</b>	-	<b>Costi</b>	-	<b>Costi investimento iniziali</b>	=	<b>VANE</b>
VANE= € 67.677.168,30	-	€ 17.532.998,65	-	24.176.601,96 €	=	25.967.567,68 €

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



## 10. Conclusioni.

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

	<b>IIPOTESI 1</b>	<b>IIPOTESI 2</b>
	<b>progetto FV proposto (25,8 MW)</b>	<b>"Do nothing"</b>
<b>VANE - Analisi Finanziaria</b>	€ <b>16.580.120,22</b>	€ <b>1.600.000,00</b>
<b>VANE - Analisi Ambientale</b>	€ <b>12.147.059,88</b>	-€ <b>1.257.112,63</b>
<b>VANE - Analisi Socio-economica</b>	€ <b>6.173.439,74</b>	€ <b>3.600.000,00</b>
<b>Totali</b>	€ <b>34.900.619,83</b>	€ <b>3.942.887,37</b>
<b>Differenza IP1-IP2</b>	€	<b>30.957.732,47</b>

Tabella 25 - riepilogo VANE (orizzonte temporale 20 anni)

Quindi, a valle di quanto appena riportato, possiamo concludere che dal confronto tra le due ipotesi di investimento, si evince che il progetto che complessivamente restituirebbe maggiori ritorni economici/ambientali è quello di cui all'ipotesi 1 proposta.