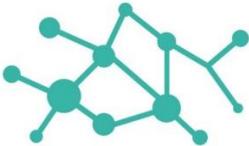


Impianto agrivoltaico		oggetto
Progettazione impianto agrivoltaico BOARA presso il comune di Ferrara (FE)		
Analisi costi-benefici		riferimento
CS22050		commessa
C50VAR09_Analisi costi-benefici		
Firma cliente		
 Taddeo srl		Committente
Via Vittori 20 48018 Faenza (Ra)		
		attività di coordinamento di ingegneria
<p>Sede Legale e Operativa: Piazza della Vittoria 8 - Brescia P.Iva e C.F.: 02754830301</p> <p>T. (+39) 030.2381551 @ info@stream21.it</p>		
		attività di progettazione
Paola ing. Filippini		Nome progettista
		
Dicembre 2022		data

rev	descrizione	data	redazione	verifica	approvazione
00	Prima emissione	27/12/2022	PF	CGP	CV

Indice

1	PREMESSA.....	4
2	OGGETTO E OBIETTIVI.....	4
3	L'ATTIVITA'.....	5
3.1	La metodologia di riferimento.....	5
3.2	Fasi di lavoro.....	5
3.2.1	La definizione delle esternalità.....	6
3.2.2	Esternalità: costi ambientali.....	6
3.2.3	Esternalità: Costi non-ambientali:.....	6
3.2.4	L'individuazione e la quantificazione delle esternalità negative.....	7
3.2.5	La stima delle possibili esternalità negative nella fase di cantiere.....	7
3.2.6	La stima delle possibili esternalità negative nella fase di esercizio.....	8
3.2.7	L'individuazione e la quantificazione delle esternalità positive.....	8
4.	Alternative progettuali.....	10
4.1	Definizione "momento zero".....	10
4.2	Alternative esaminate.....	10
5	Analisi remunerazione vendita energia per l'impianto oggetto di studio.....	11
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.....	13
6.	Analisi Finanziaria.....	15
6.1	Valore Attuale Netto (VAN) e Valore Attuale Netto Economico (VANE).....	15
6.2	Analisi della sensitività ipotesi di progetto.....	19
6.3	Analisi di probabilità del rischio progetto in proposta.....	22
7.	Analisi ambientale.....	24
7.1	Analisi componenti ambientali.....	24
7.1.1	Atmosfera.....	24
7.1.2	Emissioni inquinanti dai gas di scarico dei mezzi di cantiere (CO ₂ pbt).....	27
7.2.2	Fauna.....	29

7.2.3 Suolo e sottosuolo	30
7.2.4 Vegetazione e Flora	32
7.2.5 Rumore e Vibrazione	33
7.2.6 Paesaggio	34
8. <i>Analisi socio-economica</i>	36
9. <i>Valore Attuale Netto Economico (VANE) proposta in progetto</i>	37
10. <i>Conclusioni</i>	39

1 PREMESSA

La presente relazione di analisi dei costi e dei benefici riguarda il progetto per la realizzazione di una centrale agrifotovoltaica per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare grazie al fenomeno di conversione fotovoltaica.

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

L'impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare è denominato "Boara" con una potenza di picco di 72.235,8 kWp, 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 distribuzione in Alta Tensione tramite Cabina ed elettrodotto di connessione in AT di nuova costruzione.

L'impianto sarà costituito da moduli fotovoltaici posizionati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest. Le strutture saranno infisse a terra e connesse elettricamente in stringhe serie/parallelo su inverter di stringa in bassa tensione.

Il progetto è redatto al fine dell'ottenimento dell'Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003, che costituisce titolo per la costruzione ed esercizio dell'impianto, e alla procedura di verifica di assoggettabilità alla Valutazione di Impatto Ambientale.

Il presente documento riporta la descrizione 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'ATTIVITA'

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 allorché 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 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 un impianto fotovoltaico o di una turbina eolica o, ancora, del danno futuro conseguente all'emissione in atmosfera di una tonnellata di CO₂) 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:

- aspetti insediativi e infrastrutturali;
- 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, 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 relazione 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 dell'area interessata dal progetto sono fortemente determinate dall'uso del territorio di tipo agricolo estensivo.

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 rilevano una capacità di confronto quasi nulla rispetto alla ipotesi di impianti di produzione di elettricità da fotovoltaico per le seguenti ragioni: per quanto riguarda la riduzione delle emissioni di CO₂ 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 CO₂ 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; 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 rappresentata 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.

5.1.3. 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.

Il decreto prevedeva 7 bandi, ne sono poi stati indetti altri 3 (le procedure 8, 9, 10 visualizzate in azzurro) così articolati:

Numero Procedura	Data apertura	Data chiusura
1	30/09/2019	30/10/2019
2	31/01/2020	01/03/2020
3	31/05/2020	30/06/2020
4	31/09/2020	30/10/2020
5	31/01/2021	02/03/2021
6	31/05/2021	30/06/2021
7	30/09/2021	30/10/2021
8	31/01/2022	02/03/2022
9	31/05/2022	30/06/2022
10	29/09/2022	29/10/2022

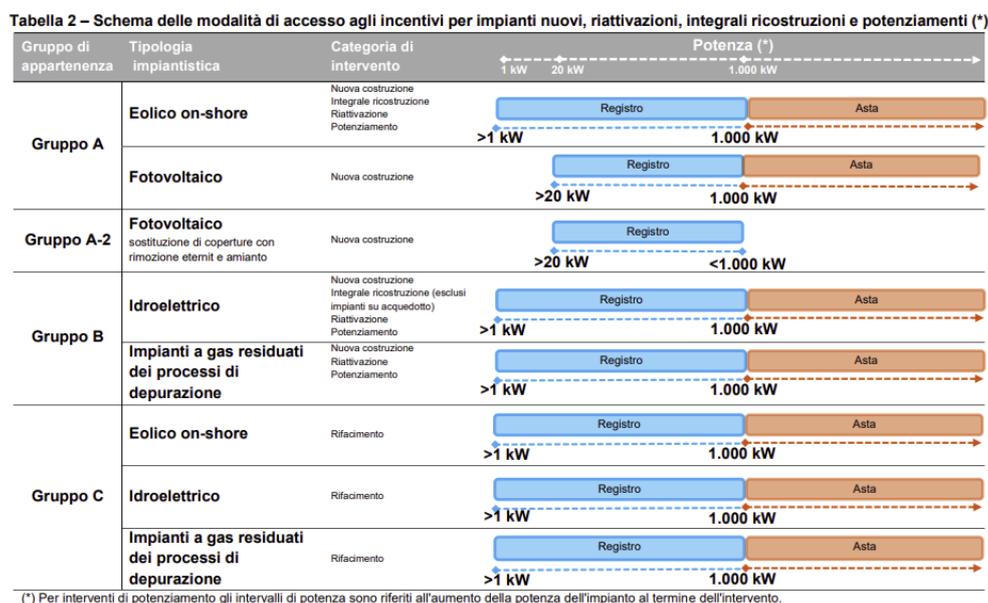


Tabella 1 - modalità di accesso agli incentivi DM 04/07/2019

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.

5.1.4 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		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		
			P≥1000	30	80		
		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).

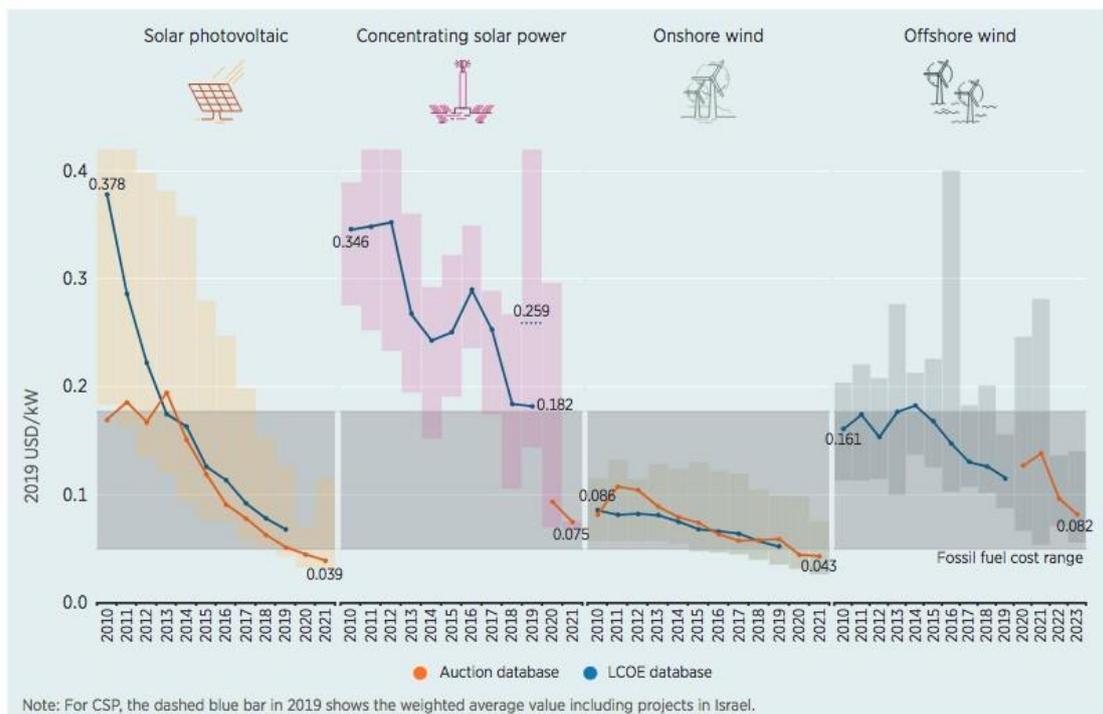
Tabella 2 - Tariffe incentivanti di riferimento, vita utile e premi stabiliti dal DM 2019.

Per l'impianto proposto, essendo locato su terreno agricolo, vale l'art. 65 del DL 1/2012 come riformato dal DL 77/2021 ("Decreto semplificazioni bis") che ha introdotto la possibilità per gli impianti agrivoltaici di ricevere gli incentivi previsti dal FER1, purchè adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione. Per detti impianti l'accesso agli incentivi è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Per l'analisi che segue, si è tuttavia ipotizzato che l'impianto proposto entri nel mercato libero, in modalità Grid parity. Per gli impianti fotovoltaici secondo quanto riporta il rapporto IRENA¹ "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.

¹ INTERNATIONAL RENEWABLES ENERGY AGENCY

https://cdn.qualenergia.it/wpcontent/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 3 - LCOE (costo livellato dell'elettricità) - Rapporto IRENA "RenewablePower Generation costs 2019".

Si ipotizza nel presente studio una vendita dell'Energia con contratto di PPA² pari a 65 €/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.

² 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% 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 proposto (72,29 MWp)		IPOTESI 2 "Do nothing"	
Costi progetto e riepilogo economico e reddito			
Costi iniziali		Costi iniziali	
Studio di fattibilità	41.281 €	Studio di fattibilità	11.087 €
Sviluppo	98.412 €	Sviluppo	66.522 €
Ingegneria	98.412 €	Ingegneria	16.630 €
Sistema produzione energia elettrica	49.894.964 €	Sistema produzione energia elettrica	- €
Bilancio sistema e varie	587.111 €	Bilancio sistema e varie	7.761 €
Totali costi iniziali	50.720.179 €	Totali costi iniziali	102.000 €
Costi annuali e pagamento debito		Costi annuali e pagamento debito	
Gestione e manutenzione	1.608.291 €	Gestione e manutenzione	63.400 €
Pagamento debiti - 10 anni		Pagamento debiti - 10 anni	- €
Totale costi annui	1.608.291 €	Totale costi annui	63.400 €
Economie e reddito annuali		Economie e reddito annuali	
Ricavo cessione energia elettrica	7.166.640,00 €	Ricavo impresa agricola	80.000,00 €
Reddito per produzione EP - 20 ann		Reddito per produzione EP - 20 ann	
Totale annuale economie e redditi	7.166.640,00 €	Totale annuale economie e redditi	80.000,00 €

Tabella 4 - Riepilogo Costi, economie e redditi.

Costi (economie) gestione e manutenzione	unità	Quantità	Costo unitario	Importo	Costi a MW
Locazione terreno e delle risorse	ha anno	100	3.200,00	320.000,00	4.429,94
Premi assicurativi	progetto	72,2358	2.500,00	180.589,50	2.500,00
Benefici per la comunità	%	2,5%	6.766.082,63	169.152,07	2.341,67
Sese generali e amministrative	%	6%	669.741,57	40.184,49	556,30
Manutenzione ordinaria	costo	72,2358	12.000,00	866.829,60	12.000,00
Contingenze	%	2%	1.576.755,66	31.535,11	436,56
TOTALE PARZIALE				1.608.290,77	22.264,46

Tabella 5 - Riepilogo Costi e economie di gestione e manutenzione per anno totali e per MW.

Costi periodici e fine vita	unità	Quantità	Costo unitario	Importo fine vita	Costi a MW
Manutenzione straordinaria 1	costo	10	45.000,00	450.000,00	6.229,60
Manutenzione straordinaria 1	costo	20	45.000,00	900.000,00	12.459,20
Manutenzione straordinaria 1				1.350.000,00	18.688,79

Tabella 6 - Riepilogo Costi di manutenzione periodica straordinaria totali e per MW.

		IPOTESI 1 (progetto) progetto proposto (72,29 MWp)	IPOTESI 2 "Do nothing"
Parametri finanziari			
Generale			
Tasso inflazione	%	1,2%	1,2%
tasso di sconto	%	7,0%	7,0%
Vita di progetto	anni	30	30
Finanziamento			
Incentivi e sovvenzioni	€	0	0
Rapporto d'indebitamento	%	0,0%	0,0%

Tabella 7 - Parametri finanziari.

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

Tasso imposta sul reddito		27,50%
Metodo ammortamento		Bilancio decrescente
Regola mezzo anno - anno 1	sì/no	Sì
Tipo ammortamento fiscale	%	9,00%
Tasso d'ammortamento	%	10,00%

		IPOTESI 1 (progetto) progetto proposto (72,2354 MWp)	IPOTESI 2 "Do nothing"
Fattibilità finanziaria			
TIR pre-tasse - capitale proprio investito	%	9,30%	7,75%
TIR ante imposte - attività	%	9,30%	7,75%
TIR al netto imposte - capitale proprio	%	7,84%	
TIR al netto imposte - attività	%	7,84%	
Ritorno semplice dell'investimento	anno	9	6
Ritorno semplice dell'investimento	anno	9	6
Valore attuale netto (VAN)	€	3.718.183,02 €	

tabella 8 – Riepilogo fattibilità finanziaria (orizzonte temporale 30 anni).

IPOTESI 1 - PROGETTO PROPOSTO - 72,2358 MWp

Anno	Producibilità	Vendita	CO ₂	Valore CO ₂	FDC ante imposte		FDC post imposte	
	con decadimento	65 €/MWh	risparmiata	65,4 €/ton	Annuo	Cumulato	Annuo	Cumulato
	kWh/anno	€	ton/anno	€	€	€	€	€
0					- 50.720.179 €	- 50.720.179 €	- 50.720.179 €	- 50.720.179 €
1	110.256.000	7.166.640	49.516	3.238.344	5.492.599 €	- 45.227.580 €	5.246.483 €	- 45.473.696 €
2	109.814.976	7.137.973	49.318	3.225.391	5.443.844 €	- 39.783.737 €	5.211.331 €	- 40.262.365 €
3	109.375.716	7.109.422	49.121	3.212.489	5.394.962 €	- 34.388.774 €	5.176.087 €	- 35.086.278 €
4	108.938.213	7.080.984	48.924	3.199.640	5.345.951 €	- 29.042.823 €	5.140.750 €	- 29.945.528 €
5	108.502.460	7.052.660	48.728	3.186.841	5.296.807 €	- 23.746.017 €	5.105.317 €	- 24.840.210 €
6	108.068.451	7.024.449	48.534	3.174.094	5.247.526 €	- 18.498.491 €	5.069.786 €	- 19.770.425 €
7	107.636.177	6.996.351	48.339	3.161.397	5.198.105 €	- 13.300.386 €	5.034.153 €	- 14.736.272 €
8	107.205.632	6.968.366	48.146	3.148.752	5.148.541 €	- 8.151.846 €	4.998.417 €	- 9.737.854 €
9	106.776.809	6.940.493	47.953	3.136.157	5.098.829 €	- 3.053.016 €	4.962.575 €	- 4.775.279 €
10	106.349.702	6.912.731	47.762	3.123.612	5.048.967 €	1.995.951 €	4.926.625 €	151.346 €
11	105.924.303	6.885.080	47.571	3.111.118	4.998.951 €	6.994.902 €	4.890.563 €	5.041.909 €
12	105.500.606	6.857.539	47.380	3.098.673	4.948.777 €	11.943.679 €	3.568.068 €	8.609.978 €
13	105.078.604	6.830.109	47.191	3.086.278	4.898.442 €	16.842.121 €	3.531.777 €	12.141.754 €
14	104.658.289	6.802.789	47.002	3.073.933	4.847.942 €	21.690.063 €	3.495.366 €	15.637.120 €
15	104.239.656	6.775.578	46.814	3.061.638	4.797.272 €	26.487.335 €	3.458.833 €	19.095.954 €
16	103.822.698	6.748.475	46.627	3.049.391	4.746.430 €	31.233.765 €	3.422.176 €	22.518.130 €
17	103.407.407	6.721.481	46.440	3.037.193	4.695.412 €	35.929.177 €	3.385.392 €	25.903.522 €
18	102.993.777	6.694.596	46.255	3.025.045	4.644.213 €	40.573.390 €	3.348.478 €	29.251.999 €
19	102.581.802	6.667.817	46.069	3.012.944	4.592.830 €	45.166.220 €	3.311.430 €	32.563.430 €
20	102.171.475	6.641.146	45.885	3.000.893	4.541.259 €	49.707.479 €	3.274.248 €	35.837.678 €
21	101.762.789	6.614.581	45.702	2.988.889	4.489.496 €	54.196.975 €	3.236.926 €	39.074.604 €
22	101.355.738	6.588.123	45.519	2.976.934	4.437.536 €	58.634.512 €	3.199.464 €	42.274.068 €
23	100.950.315	6.561.770	45.337	2.965.026	4.385.377 €	63.019.888 €	3.161.857 €	45.435.924 €
24	100.546.514	6.535.523	45.155	2.953.166	4.333.013 €	67.352.901 €	3.124.102 €	48.560.027 €
25	100.144.328	6.509.381	44.975	2.941.353	4.280.441 €	71.633.342 €	3.086.198 €	51.646.225 €
26	99.743.750	6.483.344	44.795	2.929.588	4.227.656 €	75.860.998 €	3.048.140 €	54.694.365 €
27	99.344.775	6.457.410	44.616	2.917.869	4.174.654 €	80.035.653 €	3.009.926 €	57.704.291 €
28	98.947.396	6.431.581	44.437	2.906.198	4.121.432 €	84.157.084 €	2.971.552 €	60.675.843 €
29	98.551.607	6.405.854	44.260	2.894.573	4.067.984 €	88.225.068 €	2.933.016 €	63.608.859 €
30	98.157.400	6.380.231	44.082	2.882.995	4.014.306 €	92.239.374 €	2.894.314 €	66.503.173 €
Totale	3.122.807.366	202.982.479	1.402.453	91.720.412	142.959.553	808.727.210 €	117.223.352 €	512.302.292 €

Tabella 9 – flusso di cassa, producibilità con decadimento, valore Co2 risparmiata e incasso da vendita energia.

La tabella che precede riporta un confronto su base annuale dell'andamento della producibilità, del flusso monetario, degli incassi da vendita dell'energia, oltre che del valore economico legato alla CO₂ risparmiata negli anni, in rapporto al decadimento del rendimento di produzione dell'impianto.

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

100% equity		
FdC Cumulato di Progetto		
0	-	50.720.179 €
1	-	45.227.580 €
2	-	39.783.737 €
3	-	34.388.774 €
4	-	29.042.823 €
5	-	23.746.017 €
6	-	18.498.491 €
7	-	13.300.386 €
8	-	8.151.846 €
9	-	3.053.016 €
10		1.995.951 €
11		6.994.902 €
12		11.943.679 €
13		16.842.121 €
14		21.690.063 €
15		26.487.335 €
16		31.233.765 €
17		35.929.177 €
18		40.573.390 €
19		45.166.220 €
20		49.707.479 €
21		54.196.975 €
22		58.634.512 €
23		63.019.888 €
24		67.352.901 €
25		71.633.342 €
26		75.860.998 €
27		80.035.653 €
28		84.157.084 €
29		88.225.068 €
30		92.239.374 €

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 del TIR.						
Analisi di sensitività - oggetto		TIR al netto delle imposte - attività				
Gamma sensitività		10%				
Limite		5%				

Prezzo cessione energia elettrica		Costi iniziali					
€/MWh		45.648.161 €	48.184.170 €	50.720.179 €	53.256.188 €	55.792.197 €	
		-10%	-5%	0%	5%	10%	
58,50	-10%	TIR	8,80%	8,17%	7,59%	7,06%	6,58%
61,75	-5%	TIR	9,73%	9,07%	8,46%	7,90%	7,39%
65,00	0%	TIR	10,64%	9,94%	9,30%	8,72%	8,18%
68,25	5%	TIR	11,53%	10,79%	10,13%	9,51%	8,95%
71,50	10%	TIR	12,40%	11,63%	10,93%	10,29%	9,71%

Costi iniziali		Gestione e manutenzione					
€		1.487.962 €	1.570.626 €	1.653.291 €	1.735.955 €	1.818.620 €	
		-10%	-5%	0%	5%	10%	
45.648.161	-10%	TIR	11,11%	10,88%	10,64%	10,40%	10,16%
48.184.170	-5%	TIR	10,40%	10,17%	9,94%	9,71%	9,47%
50.720.179	0%	TIR	9,74%	9,52%	9,30%	9,08%	8,85%
53.256.188	5%	TIR	9,15%	8,93%	8,72%	8,50%	8,28%
55.792.197	10%	TIR	8,60%	8,39%	8,18%	7,97%	7,75%

Gestione e manutenzione		Prezzo cessione energia elettrica (€/MWh)					
€		58,50 €	61,75 €	65,00 €	68,25 €	71,50 €	
		-10%	-5%	0%	5%	10%	
1.487.962	-10%	TIR	8,07%	8,92%	9,74%	10,56%	11,35%
1.570.626	-5%	TIR	7,83%	8,69%	9,52%	10,34%	11,14%
1.653.291	0%	TIR	7,59%	8,46%	9,30%	10,13%	10,93%
1.735.955	5%	TIR	7,35%	8,23%	9,08%	9,91%	10,27%
1.818.620	10%	TIR	7,11%	7,99%	8,85%	9,69%	10,51%

Figura 2 – analisi sensitività del TIR.

Dall'analisi della sensitività, fissando il valore del TIR limite pari al 5%, si vede come anche con variazioni del 10% dei parametri in gioco il valore minimo risulti 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 del capitale investito						
Analisi di sensitività - oggetto	Ritorno capitale investito					
Gamma sensitività	10%					
Limite	10 anni					

Prezzo cessione energia elettrica		Costi iniziali					
€/MWh		45.648.161 €	48.184.170 €	50.720.179 €	53.256.188 €	55.792.197 €	
		-10%	-5%	0%	5%	10%	
58,50	-10%	anni	9	10	11	11	12
61,75	-5%	anni	9	9	10	10	11
65,00	0%	anni	8	9	9	10	10
68,25	5%	anni	8	8	8	9	9
71,50	10%	anni	7	7	8	8	9

Costi iniziali		Gestione e manutenzione					
€		1.487.962 €	1.570.626 €	1.653.291 €	1.735.955 €	1.818.620 €	
		-10%	-5%	0%	5%	10%	
45.648.161	-10%	anni	8	8	8	8	8
48.184.170	-5%	anni	8	8	9	9	9
50.720.179	0%	anni	9	9	9	9	9
53.256.188	5%	anni	9	9	10	10	10
55.792.197	10%	anni	10	10	10	10	11

Gestione e manutenzione		Prezzo cessione energia elettrica (€/MWh)					
€		58,50 €	61,75 €	65,00 €	68,25 €	71,50 €	
		-10%	-5%	0%	5%	10%	
1.487.962	-10%	anni	10	9	9	8	8
1.570.626	-5%	anni	10	10	9	8	8
1.653.291	0%	anni	11	10	9	8	8
1.735.955	5%	anni	11	10	9	9	8
1.818.620	10%	anni	11	10	9	9	8

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 e improbabile forte riduzione del prezzo di cessione dell'energia elettrica.

analisi sensitività del Valore Netto VAN					
Analisi di sensitività - oggetto	Ritorno capitale investito				
Gamma sensitività	10%				
Limite	0,00				

Prezzo cessione energia elettrica		Costi iniziali				
€/MWh		45.648.161 €	48.184.170 €	50.720.179 €	53.256.188 €	55.792.197 €
		-10%	-5%	0%	5%	10%
58,50	-10%	VAN 7.933.732 €	5.397.725 €	2.861.719 €	325.713 €	- 2.210.294 €
61,75	-5%	VAN 12.212.002 €	9.675.996 €	7.139.989 €	4.603.983 €	2.067.977 €
65,00	0%	VAN 16.477.519 €	13.941.513 €	11.405.507 €	8.869.500 €	6.333.494 €
68,25	5%	VAN 20.768.542 €	18.232.536 €	15.696.530 €	13.160.524 €	10.624.517 €
71,50	10%	VAN 25.046.813 €	22.510.806 €	19.974.800 €	17.438.794 €	14.902.788 €

Costi iniziali		Gestione e manutenzione				
€		1.487.962 €	1.570.626 €	1.653.291 €	1.735.955 €	1.818.620 €
		-10%	-5%	0%	5%	10%
45.648.161	-10%	VAN 18.832.973 €	17.661.630 €	16.477.519 €	15.318.929 €	14.147.572 €
48.184.170	-5%	VAN 16.296.966 €	15.125.623 €	13.941.513 €	12.782.923 €	11.611.565 €
50.720.179	0%	VAN 13.760.960 €	12.589.617 €	11.405.507 €	10.246.916 €	9.075.559 €
53.256.188	5%	VAN 11.224.954 €	10.053.611 €	8.869.500 €	7.710.910 €	6.539.553 €
55.792.197	10%	VAN 8.688.948 €	7.517.604 €	6.333.494 €	5.174.904 €	4.003.546 €

Gestione e manutenzione		Prezzo cessione energia elettrica (€/MWh)				
€		58,50 €	61,75 €	65,00 €	68,25 €	71,50 €
		-10%	-5%	0%	5%	10%
1.487.962	-10%	VAN 5.204.420 €	9.482.690 €	13.760.960 €	18.039.230 €	22.317.501 €
1.570.626	-5%	VAN 4.033.076 €	8.311.347 €	12.589.617 €	16.867.887 €	21.146.158 €
1.653.291	0%	VAN 2.861.719 €	7.139.989 €	11.405.507 €	15.696.530 €	19.974.800 €
1.735.955	5%	VAN 1.690.376 €	5.968.646 €	10.246.916 €	14.525.187 €	18.803.457 €
1.818.620	10%	VAN 519.018 €	4.797.289 €	9.075.559 €	13.353.829 €	17.632.100 €

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 soglie critiche, poiché non considera l'impatto che diversi fattori possono avere sulle prestazioni economiche e finanziarie del progetto.

Per una valutazione dei rischi, è opportuno quindi individuare le principali voci di costo e ricavo, le cui fluttuazioni nel valore influiscono in maniera positiva o negativa sul risultato finale.

Si propongono le seguenti assunzioni di partenza:

a. Costo di investimento (EPC), caratterizzato nel prezzo da:

- moduli fotovoltaici: 41%
- inverter: 5%
- strutture: 21%
- resto: 33%

b. Valorizzazione dell'energia elettrica, definibile tramite:

- PPA (Power Purchase Agreement) con prezzo e condizioni determinati a priori in contratti bilaterali

- PUN (Prezzo Unico Nazionale), valorizzato negli scambi di borsa sulla piattaforma GME (Gestore del Mercato Elettrico) – vendita a RID (ritiro dedicato GSE)
- Sistemi di incentivazione su base d'Asta come stabilito dal D.M. 04/07/2019 – FER1, definito a 65 €/MWh per le Aste precedenti, la cui capienza è stata assai poco sfruttata, tanto da ipotizzare per le prossime un valore base di partenza di 85 €/MWh.

c. Costi di gestione (Operation & Maintenance e amministrativi), influenzabili da:

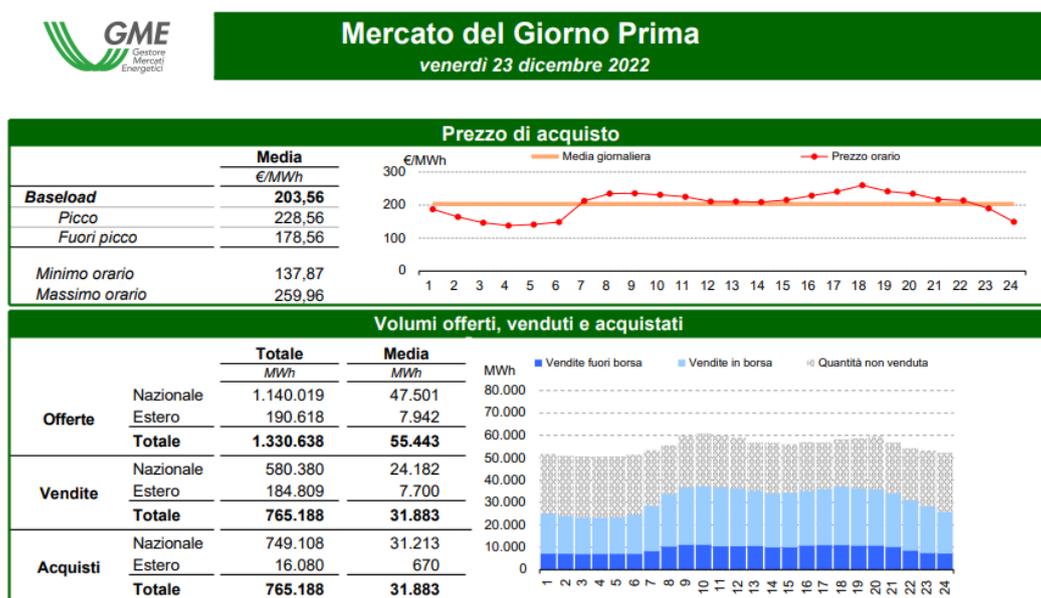
- coperture assicurative sui componenti principali (moduli 10 – 12 anni, inverter 5+5 anni)
- magazzino parti di ricambio (standard 0,1 ÷ 0,2% dei moduli)

si possono ipotizzare i seguenti scenari di rischio per:

A. Costo di investimento: secondo gli outlook internazionali, che tengono conto dell'incremento della produzione dei moduli fotovoltaici a livello globale (entrata in funzione di diverse "giga-factory") si prevede che il costo dei moduli possa contrarsi fino ad un 10% del valore attuale entro la fine del 2024

B. Valorizzazione dell'energia:

- la Società ha già negoziato un pre-accordo per un PPA in vendita dell'energia a 65€/MWh, tuttavia resta aperta l'opzione di poter cedere l'energia a valori di mercato, di cui si riporta l'estratto al 23/12/2022 dal portale GME:



- in ultima analisi, l'impianto potrà partecipare alle prossime Aste previste che, data l'insufficienza delle domande pregresse a colmarne la capienza, saranno con tutta probabilità incentivate, per 20 anni, con valori base oscillanti tra 80 e 90 €/MWh.

C. Costi di gestione (O&M): tipicamente suddivisi in gestione amministrativa (Operation: portali GSE, e.distribuzione, ADM, ARERA, flussi di fatturazione, assicurazioni, contrattualistiche con fornitori) e manutenzione (Maintenance – ordinaria e straordinaria). Delle due componenti l'O&M, la manutenzione costituisce certamente la parte più cospicua dei costi, la quale, se organizzata con opportune coperture assicurative

di prodotto (sui moduli ormai superano i 10 anni) ed un full service sugli inverter (sempre più diffusi sono i contratti 5+5 anni), unitamente ad un accantonamento annuo per una manutenzione straordinaria dopo i 10 anni di esercizio, mantengono realistico il valore finale ipotizzato.

CONCLUSIONI

per quanto detto sopra, e sulla base di esperienze di settore acquisite, viene prospettato il seguente scenario per il progetto in questione:

- Costo di investimento: da stabile a leggermente migliorabile
- Ricavo dalla vendita di energia: da stabile a sensibilmente migliorabile
- Costi di gestione: da stabile a moderatamente peggiorabile

la combinazione di questi tre fattori, di cui i primi due ottimizzabili già nell'immediato, conferma per il TIR ed il VAN calcolati la probabilità > 50% di permanere nell'intorno dello scenario base, con una oscillazione di lieve entità.

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 (CO₂), agli ossidi di zolfo (SO_x), agli ossidi di azoto (NO_x) ed al

pulviscolo atmosferico con diametro inferiore a 10 millesimi di millimetro (PM10) 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 CO₂.

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.

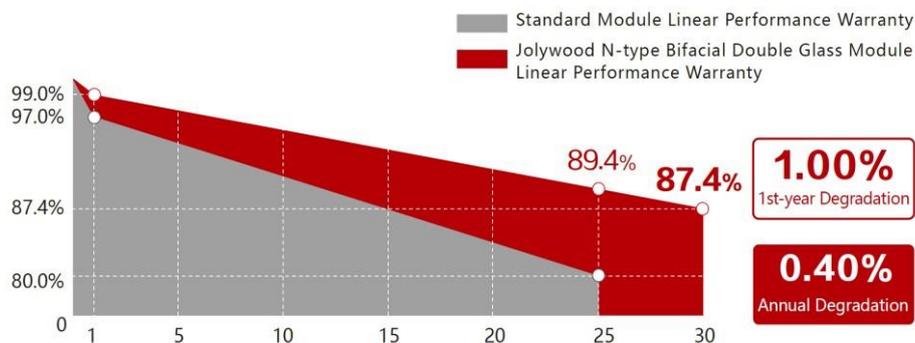


Figura 7 - variazione rendimento dei moduli col tempo.

L'impianto avrà una potenza di picco pari a 72.235,8 kWp, pari alla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici installati, che corrisponde a una produzione di energia annua pari a 110.256.000 kWh.

La diminuzione nel tempo della producibilità attesa dell'impianto tiene conto, oltre che del normale decadimento delle prestazioni di conversione, anche dei fermi impianto imprevisti e fermi impianto programmati per sostituzione elementi e inverter o manutenzioni straordinarie che richiedano l'interruzione della produzione di corrente elettrica. Si è ipotizzata una frequenza quinquennale di stacco di parte dell'impianto (50% dei pannelli) per un periodo di manutenzione di 40 giorni all'anno.

IPOTESI FERMO IMPIANTO PROGRAMMATO	
Frequenza di fermo	5 anni
% impianto fermo	50%
Periodo di fermo	40 giorni

Per l'ipotesi in proposta abbiamo quindi una producibilità attesa annuale di 110.256.000 kWh che col variare del tempo diminuisce secondo la tabella seguente:

Anno	Efficienza	Produttività attesa (kWh)	Emissioni evitate tonnCO2	Valore Co2 (65,4 €/tonnCO2)	Ricavo vendita energia (65 €/MWh)
1	0,98	110.256.000	49.516	3.238.344 €	7.166.640 €
2	0,98	109.814.976	49.318	3.225.391 €	7.137.973 €
3	0,97	109.375.716	49.121	3.212.489 €	7.109.422 €
4	0,97	108.938.213	48.924	3.199.640 €	7.080.984 €
5	0,97	108.502.460	48.728	3.186.841 €	7.052.660 €
6	0,96	108.068.451	48.534	3.174.094 €	7.024.449 €
7	0,96	107.636.177	48.339	3.161.397 €	6.996.351 €
8	0,95	107.205.632	48.146	3.148.752 €	6.968.366 €
9	0,95	106.776.809	47.953	3.136.157 €	6.940.493 €
10	0,95	106.349.702	47.762	3.123.612 €	6.912.731 €
11	0,94	105.924.303	47.571	3.111.118 €	6.885.080 €
12	0,94	105.500.606	47.380	3.098.673 €	6.857.539 €
13	0,93	105.078.604	47.191	3.086.278 €	6.830.109 €
14	0,93	104.658.289	47.002	3.073.933 €	6.802.789 €
15	0,93	104.239.656	46.814	3.061.638 €	6.775.578 €
16	0,92	103.822.698	46.627	3.049.391 €	6.748.475 €
17	0,92	103.407.407	46.440	3.037.193 €	6.721.481 €
18	0,91	102.993.777	46.255	3.025.045 €	6.694.596 €
19	0,91	102.581.802	46.069	3.012.944 €	6.667.817 €
20	0,91	102.171.475	45.885	3.000.893 €	6.641.146 €
21	0,90	101.762.789	45.702	2.988.889 €	6.614.581 €
22	0,90	101.355.738	45.519	2.976.934 €	6.588.123 €
23	0,89	100.950.315	45.337	2.965.026 €	6.561.770 €
24	0,89	100.546.514	45.155	2.953.166 €	6.535.523 €
25	0,89	100.144.328	44.975	2.941.353 €	6.509.381 €
26	0,88	99.743.750	44.795	2.929.588 €	6.483.344 €
27	0,88	99.344.775	44.616	2.917.869 €	6.457.410 €
28	0,87	98.947.396	44.437	2.906.198 €	6.431.581 €
29	0,87	98.551.607	44.260	2.894.573 €	6.405.854 €
30	0,87	98.157.400	44.082	2.882.995 €	6.380.231 €
Media		104.093.579	46.748	3.057.347 €	6.766.083 €
Totale		3.122.807.366	1.402.453	91.720.412 €	202.982.479 €

Tabella 10 – decadimento di produttività dell'impianto nel tempo senza fermo impianto.

La perdita di produzione per fermo impianto programmato e imprevisto con le ipotesi di frequenza riportate nella tabella più sopra è dello 0,87% della produzione cumulata ovvero 27.159.015 kWh.

Utilizzando il fattore di conversione 449,1 gCO₂/kWh³, stante la produzione attesa media pari a circa 110.256.00 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):

potenza di picco (kWp)	72.235,80
Produzione elettrica unitaria (kWh/kWp)	1.526,33
Produzione teorica elettrica - anno zero (kWh)	110.256.000
Produzione elettrica attesa - 30 anni (kWh)	3.122.807.366
Risparmio combustibile fossile	
Fattore conversione energia elettrica in energia pri	0,187
Risparmio combustibile fossile - 1° anno (TEP)	20.618
Risparmio combustibile fossile - 30 anni (TEP)	583.965

³ Fonte: [Rapporto ISPRA 317/2020](#): Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei

Emissioni evitate in atmosfera				
Emissioni evitate in atmosfera	Co2	Sox	Nox	Polveri
Emissioni specifiche (g/kWh)	449,1	0,0455	0,2054	0,0237
Emissioni evitate 1° anno (t)	49.515,97	5,02	22,65	2,61
Emissioni evitate 30 anni (t)	1.402.452,79	142,09	641,42	74,01

Tabella 11 – 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, SO₂ e NO_x).

Lavori civili per la preparazione dell'area di cantiere (scotico) e la realizzazione del progetto, con conseguente emissione di particolato (PM₁₀, PM_{2.5}) 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.

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 12, 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 inferiori 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
NO _x	14,4	6,40	4,00	3,50	3,50	3,50	14,4	14,4
PM _{2,5}	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 12 - 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 TEP₄=1000 Kg di petrolio= 6,8415 barili standard di petrolio.

Considerato il valore medio mensile del barile nell'ultimo quinquennio pari a 49,31 €⁶, e la producibilità elettrica attesa (media nei 30 anni) avremo il seguente beneficio:

⁴ TEP (una tonnellata di petrolio corrisponde a circa 6,841 [barili](#)), 1 MWh = 0,187 TEP.

⁵ Il peso specifico del petrolio può variare tra 0.87 e 0.97, in questo caso si è usato il valore 0.92.

⁶ Fonte <http://it.investing.com.vesting.com>.

Emissioni evitate atmosfera					
Ipotesi alternative	Producibilità Elettrica attesa			Costi/Benefici	VANE
	kWh/anno	TEP	Barili Petrolio		
Progetto FV proposto (72,2358 MW)	110.256.000	20.618	141.059	965.071 €	62.712.857 €
"Do nothing"	-	-	-	-	-

Tabella 13 - rapporto Costi/Benefici Emissioni evitate in atmosfera (orizzonte temporale 20 anni).

Volendo invece confrontare alcuni metodi di calcolo di attribuzione del valore economico alla riduzione delle emissioni di CO₂ si può fare riferimento alle tonnellate di CO₂ risparmiate al prezzo della CO₂ di € 65,4/ton oppure del valore di emissione evitate associato alla produzione dello stesso MWh con combustibili fossili in €/MWh. Nella tabella seguente è proposto tale confronto:

Emissioni evitate atmosfera					
Ipotesi alternative	Producibilità Elettrica attesa			Costi/Benefici	VANE
	kWh/anno	TEP	Barili Petrolio		
Progetto FV proposto (72,2358 MW)	110.256.000	20.618	141.059	6.955.631 €	62.712.857 €
"Do nothing"	-	-	-	-	-
	MWh/anno	Prezzo CO ₂	€/MWh		
Calcolo su base MWh	110.256	70,00	7.717.920 €	96.182.342 €	
	TonnCO ₂ /anno	Prezzo CO ₂	€/tonn		
Calcolo su base TonnCO ₂ risparmiate	49.515,97	65,40	3.238.344 €	18.145.506 €	

La presente relazione considera, a favore di sicurezza, il valore del risultato VANE più basso ottenuto con i tre metodi ovvero quello relativo al metodo del prezzo di mercato della CO₂ a 65,4€/tonn. Si voglia considerare che tale prezzo, riferito a Settembre 2022, è certamente di per sé cautelativo, essendo facilmente prevedibile un aumento costante, se non esponenziale, del prezzo negli anni con il progressivo abbandono delle fonti fossili.



7.2.2 Fauna

Durante le operazioni di preparazione del sito e di effettiva realizzazione dell'intervento si osserverà la presenza di mezzi d'opera sulle aree interessate dall'impianto, i quali eserciteranno attività del tutto affini alle pratiche agricole che periodicamente vengono svolte nelle varie fasi della produzione agricola già allo stato attuale. È altresì verosimile che i mezzi impiegati per l'impianto siano dimensionalmente inferiori rispetto ai mezzi agricoli attualmente impiegati e che esercitino livelli di disturbo minore. Il disturbo a carico della componente faunistica si manterrà verosimilmente a livelli paragonabili a quelli esistenti, con possibilità che l'impatto delle lavorazioni possa essere inferiore.

Come si evince dal quadro vegetazionale, non è riscontrata la presenza di aree dall'assetto almeno seminaturale tali da risultare favorevoli alla presenza stabile di specie selvatiche e solamente una frazione minoritaria della comunità animale mostra elevata idoneità per le tipologie di uso del suolo attuale e applicato ad impianto attivo. L'assetto faunistico è connotato da quelle specie che manifestano una spiccata antropofilia (come quella di alcuni roditori o alcuni chirotteri), mentre specie più sensibili o esigenti, sono da considerarsi tutt'al più di passaggio quando non occasionali. Anche nel caso di alcuni predatori come gli accipitridi potenzialmente presenti, si rileva che la presenza dei lavori inciderà in modo trascurabile sulle potenzialità di caccia, essendo tutto l'intorno dell'area interessata dall'impianto connotata dal medesimo uso del suolo.

Al netto della potenziale interferenza con sporadici esemplari eventualmente messi in fuga dalla presenza dei mezzi, si ritiene di poter escludere effetti sulle comunità animali.

Le operazioni di cantiere per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto interferiranno esclusivamente con aree ad uso agricolo, le quali, considerata la quasi totale assenza di elementi seminaturali, possono essere considerate ambiti completamente antropizzati. La funzionalità di tali superfici come habitat per specie animali è al massimo scarsa. Sebbene le aree interferite mostrino gradi di idoneità anche elevati per alcune delle specie individuate e potenzialmente presenti, la loro presenza è dovuta per lo più alle capacità di adattamento e tolleranza delle specie selvatiche alle attività antropiche piuttosto che ad una reale vocazionalità per tale tipo di ambienti. D'altra parte, le superfici ad utilizzazione agricola nell'area in esame rappresentano la stragrande maggioranza della superficie non artificializzata (intesa come aree urbane in senso stretto) e la perturbazione indotta dai lavori ridurrà la disponibilità di tali habitat solo per circa 18 specie che rileveranno una perdita di ambiti a seminativo (cfr.: SIA - Quadro Ambientale)

Si ritiene di escludere l'impatto da sottrazione di habitat vera e propria, poiché la gran parte della comunità non mostra idoneità per le aree interferite. Relativamente alle specie con idoneità elevata per gli ambiti a seminativo si rileva:

- la non sussistenza di habitat elettivi nell'area in esame per le specie selvatiche potenzialmente presenti, dato che tutte le aree interferite, considerato il livello di intensificazione agricola e il suo progressivo incremento in questi ultimi anni, sono considerabili come antropizzate a livelli medio alti
- la non esclusività degli habitat presenti dato che nessuna delle specie segnalate presenta una specificità rispetto alle aree interferite

Sulla base di alcune pubblicazioni e riferimenti riscontrati su tale argomento, si stima pertanto che la mortalità possa ritenersi sostanzialmente equivalente tra le due ipotesi alternative.

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 sulla quantificazione formulata nella Relazione Agronomica di progetto.

Il calcolo produzione parte dalla conoscenza delle condizioni di coltivazione adottate allo stato attuale e futuro. Al momento sui terreni in esame sono praticate colture a seminativo, composte da cereali autunno vernini orzo e frumento, destinati alla raccolta della granella e vendita sul mercato. Una limitata parte di terreno è invece destinata a frutteto, pesche e kiwi. Per cui oggi la superficie agricola utilizzabile (SAU) ammonta a 95.27.50 Ha, di cui a seminativi ca. 88.37.50 Ha e a frutteto ca. 6.90.00 Ha.

In fase di esercizio verranno invece coltivate orticole a pieno campo alternate a frutta di campo (angurie e meloni).

Per determinare la produzione vendibile per ogni annata agraria si moltiplica la produzione media di ogni unità di superficie per il corrispondente valore di mercato.

La produzione media annua è stata calcolata nella Relazione agronomica, dove si riportano le rese medie regionali.

Per la seconda parte si utilizzano i riferimenti locali che sono desumibili dai "Listini dei prezzi rilevati sulla piazza di Ferrara" per l'anno 2022 dall'Ufficio Prezzi della Camera di Commercio.

Il ricavato totale relativo al calcolo della produzione agricola attualmente vendibile, dato dalla somma del ricavo totale di uno dei seminativi e il ricavo del frutteto, varia tra un minimo di 574 170,00 € e un massimo di 649 478,425 €.

Il calcolo della produzione agricola vendibile in fase di esercizio dell'impianto, invece, si attesta su un minimo pari a ca. 2 milioni e mezzo di €, pertanto cinque volte maggiore rispetto alla condizione attuale.

La rinuncia presunta per mancato reddito agricolo sarebbe per entrambe le ipotesi pari a:

OCCUPAZIONE TEMPORANEA DI SUOLO				
Ipotesi alternative	Ettari	€/ha	costi/benefici	VANE
progetto FV proposto	97.99	25 513	2 500 000	-75.000.000 €
DO NOTHING	97.99	6 628	649 478	-19.484.353 €

Tabella 16 – rapporto costi/benefici in relazione all'occupazione temporanea del suolo (orizzonte temporale 30 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 98 ha, la superficie da considerare impermeabilizzata⁷ 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 16% (il calcolo proposto è cautelativo, considera la definizione del suolo impermeabile in seguito all'intervento secondo i criteri definiti per il principio di invarianza idraulica)) In questa fase occorre 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):

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
Totale	1.656.128.126	2.127.997.732

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
Totale	914.459.995	1.066.627.022

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:

⁷ 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 ridurre la permeabilità

CONSUMO DEL SUOLO				
Ipotesi alternative	Ettari	€/ha	costi/benefici	VANE
progetto FV proposto	16.13	42 068	678 557	-20.356.705 €
DO NOTHING	0	42 068	0	0 €

Tabella 17 - rapporto costi/benefici in relazione al consumo del suolo (orizzonte temporale 30 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 praticate.

Ma a favore di sicurezza questa relazione sceglie il tipo di coltura potenziale associata al più elevato valore economico potenzialmente perso, ovvero la coltivazione di frutta.

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 49.400,00 €/ha.

Considerato nuovamente la possibile mancata occupazione delle aree (coincidente cautelativamente con il calcolo di impermeabilizzazione secondo il principio di invarianza idraulica), si ottiene per le due ipotesi:

VALORE AGRICOLO				
Ipotesi alternative	Ettari	€/ha	costi/benefici	VANE
progetto FV proposto	16.13	49 400	796 822	-23.904.660 €
DO NOTHING	0	42 068	0	0 €

Tabella 19 - rapporto Costi/Benefici relativo alla sottrazione di suolo (valore agricolo)-(orizzonte temporale 30 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 CO₂. 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 nel capitolo SIA 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 CO₂ per ettaro di seminativo, ossia 3 tonnellate, successivamente tale quantitativo è stato moltiplicato per il valore medio della quotazione⁸ 2022 della CO₂, pari a 80,78 €/tonnellata, in coerenza con la direttiva 2003/87/CE sull'Emission Trading Scheme.⁹ Si considera sempre la superficie potenzialmente impermeabilizzata ai sensi della direttiva sulla invarianza idraulica (condizione cautelativa).

VEGETAZIONE E FLORA				
Ipotesi alternative	Ettari	CO2 assorbita	costi/benefici	VANE
progetto FV proposto	16.13	48	3 909	-117.268 €
DO NOTHING	0	42 068	0	0 €

Tabella 20 - 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.

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

⁸ Media di tutto il 2022. Fonte: <https://www.sendeco2.com/it/prezzi-co2>

⁹ 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 CO₂ nei settori energivori (elettricità, cemento, acciaio, alluminio, laterizi e ceramiche, vetro, chimica, aviazione, etc)

edificare nell'intorno di un buffer di 500m dall'impianto. In quest'area, pari a circa 400 ha, attualmente sono presenti ca. 167 unità abitative e/o produttive, per un totale di ca. 33 400 mq.

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 30 anni), ed un costo medio delle case per l'ambito rurale di 1.000€/m², ne consegue quanto riportato in tabella:

RUMORE E VIBRAZIONI				
Ipotesi alternative	sup edificabile	€/mq	costi/benefici	VANE
progetto FV proposto	33 400	1 000	1 670 000	33 400 000 €
DO NOTHING	33 400	1 000	1 670 000	33 400 000 €

Tabella 21 – Rapporto Costi/Benefici relativo alle componenti Rumore e vibrazioni (orizzonte temporale 30 anni).

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/anno¹⁰. Essendo uno studio un po' datato consideriamo un valore più cautelativo pari a 350 €/ha/anno.

¹⁰ European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological

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 9 - 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, l’impianto risulta visibile dalle principali strade e vie di accesso prossime ai campi, 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, Pertanto si può considerare che l’impianto sia visibile da ca. 390 ha (misura considerata cautelativa e sovradimensionata).

Abbiamo pertanto:

PAESAGGIO				
Ipotesi alternative	ettari	WTO [€/ha/anno]	costi/benefici	VANE
progetto FV proposto	390	350	-136 500	-4.095.000 €
DO NOTHING	0	1 000	0	0 €

Tabella 22 - Rapporto Costi/Benefici componente Paesaggio (orizzonte temporale 20 anni).

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

VANE	IPOTESI 1 progetto FV	IPOTESI 2 "Do nothing"
Mancate emissioni		
Fauna		
Occupazione temporanea del suolo	-75.000.000 €	-19.484.353 €
Consumo del suolo	-20.356.705 €	0 €
Valore agricolo	-23.904.660 €	0 €
Vegetazione e flora	-117.268 €	0 €
Rumore e vibrazioni	-33.400.000 €	-33.400.000 €
Paesaggio	-4.095.000 €	0 €
tot analisi ambientale	-156.873.634 €	-52.884.353 €
differenza		-103.989.281 €

Tabella 23 – Rapporto Costi/Benefici per anno - analisi Ambientale (orizzonte temporale 20 anni).

Le voci riportate in tabella riferibili a impatti su scala locale sono "Fauna", Occupazione temporanea del suolo", "Valore Agricolo", "Vegetazione e Flora", "Rumore e vibrazioni" e almeno in gran parte la voce "Paesaggio". Le restanti voci "Consumo del suolo" e "Mancate emissioni" sono invece facilmente riferibili a impatti di tipo globale.

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, 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 delle Amministrazioni comunali ipotizzate in questo studio pari al 2,5% del ricavo annuo da vendita energia elettrica.

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.

Ipotesi 1 Progetto FV 72,2358 MW		
	€/anno	VANE
Affitto terreni	320.000 €	9.600.000 €
Misure di compen	169.152 €	5.074.562 €
Totale analisi socio economica	489.152 €	14.674.562 €

Ipotesi 2 do nothing		
	€/anno	VANE
Affitto terreni	320.000 €	9.600.000 €
Misure di compen	- €	- €
Totale analisi socio economica	320.000 €	9.600.000 €

Tabella 24 – 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 (30 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 abbiamo i seguenti valori:

costi annuali		benefici totali	
Fauna		Emissioni evitate in atmosfera	3057347,078
Occupazione temporanea del suolo	2.500.000 €	Occupazione in fase d'esercizio	2.500.000
Consumo del suolo	678.557 €		
Valore agricolo	796.822 €		
Vegetazione e flora	3.909 €		
Rumore e vibrazioni	1.670.000 €		
Paesaggio	136.500 €		
Totale	5.649.288 €	Totale	2.500.000 €
VAN * costi		VAN * benefici	
Fauna		Investimento iniziale	50.720.179 €
Occupazione temporanea del suolo	- 75.000.000 €	Emissioni evitate in atmosfera	18.145.506 €
Consumo del suolo	- 20.356.705 €	Occupazione in fase di esercizio	75.000.000 €
Valore agricolo	- 23.904.660 €		
Vegetazione e flora	- 117.268 €		
Rumore e vibrazioni	- 33.400.000 €		
Paesaggio	- 4.095.000 €		
Totale	- 152.778.634 €	Totale	143.865.685 €

Tabella 25 – Costi e benefici.

Abbiamo pertanto un VANE pari a:

$$\mathbf{VANE = Benefici - Costi - Costi Investimento iniziale = + 59.633.128 \text{ €}}$$

10. Conclusioni.

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

	Ipotesi 1 FV 72,2358 MW	Do Nothing
VANE analisi finanziaria	11.405.454 €	0
VANE analisi ambientale	156.873.634 €	52.884.353 €
VANE analisi socio-economica	14.674.562 €	9.600.000 €
TOTALE	182.953.650 €	62.484.353 €
Differenza		120.469.297 €

Tabella 26 - 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.