



																	
COMUNE DI SILIQUA	REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA	PROVINCIA SUD-SARDEGNA															
<b>PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO CON TECNOLOGIA AGROVOLTAICA GREENFIELD DELLA POTENZA PARI A 9.620 KWP</b> Sito in Comune di Siliqua (CA) – Loc. “Terras Corrias”																	
PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO																	
PROCEDURA P.A.U.R. DELIBERAZIONE N. 45/24 DEL 27.9.2017 - DELIBERAZIONE N. 11/75 DEL 24.03.2021																	
PROPONENTE:																	
<b>SPV ENERGY 1</b>		VIA ANGILLA VECCHIA 41/A 85100 POTENZA (PZ) Indirizzo PEC spv.energy1@pec.it Numero REA PZ - 205763 P.I. 11974570019															
DESCRIZIONE ELABORATO:		SIGLA ELABORATO:															
<b>Relazione Analisi Costi/Benefici</b>		<b>ACB</b>															
TIPO/ SCALA / FORMATO	DATA EMISSIONE:	CODICE ELABORATO:															
RELAZIONE A4	23/10/23	<b>SLQ.PRO.REL.R10</b> 															
SOCIETA' PROPONENTE																	
<b>SPV ENERGY 1 S.r.l.</b>																	
Responsabile Tecnico EMAN Project Manager L. 4/2013 (ASSIREP n. 567) <b>ALBERTO LAUDADIO</b>	Responsabile Elaborato <b>P.M. alberto Laudadio (L. 4/2013)</b>	<b>EMISSIONE/REVISIONE</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>N°</th> <th>DATA</th> <th>DESCRIZIONE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>01</td> <td>04/11/2021</td> <td>EMISSIONE PAUR</td> </tr> <tr> <td>02</td> <td>06/02/2023</td> <td>Rev. CdS (Nota 21070 del 12.08.22)</td> </tr> <tr> <td>03</td> <td>18/02/2023</td> <td>Rev. CdS (Nota 5226 del 17.02.23)</td> </tr> <tr> <td>04</td> <td>23/10/2023</td> <td>Rev. CdS (nota 15644 del 19.05.23)</td> </tr> </tbody> </table>	N°	DATA	DESCRIZIONE	01	04/11/2021	EMISSIONE PAUR	02	06/02/2023	Rev. CdS (Nota 21070 del 12.08.22)	03	18/02/2023	Rev. CdS (Nota 5226 del 17.02.23)	04	23/10/2023	Rev. CdS (nota 15644 del 19.05.23)
N°	DATA		DESCRIZIONE														
01	04/11/2021	EMISSIONE PAUR															
02	06/02/2023	Rev. CdS (Nota 21070 del 12.08.22)															
03	18/02/2023	Rev. CdS (Nota 5226 del 17.02.23)															
04	23/10/2023	Rev. CdS (nota 15644 del 19.05.23)															
Capogruppo designato <b>P.M. alberto Laudadio (L. 4/2013)</b>	Albo Professionale <b>ASSIREP n. 567</b>																
<b>Collaboratori</b>																	
P.M. Alberto Laudadio	Project Management																
Dott. Geol. Andrea testa	Geologia																
Ing. Gian Luca Cadeddu	Previsionale Acustica																
Dott. Geol. Annalisa Rughia	Terre e Rocce da Scavo																
Dott. Geol. Rossella Porcu	Geologia																
Geom. Alberto Cosso	Progetto ENEL-RTN																
Ing. Egide Maria Borelli	Strutturale																
Dott.sa Geol. Roberta Sanna	SIA																
Dott. Geol. Fausto Pani	SIA																
Dott. Francesco Lecis	Aspetti biotici e Avifauna																
Dott. Gianfrancesco Canino	Archeologica																
Dott. Maurizio Medda	Avifauna e Chiroterofauna																

## Sommario

1.	INTRODUZIONE.....	3
2.	SISTEMI AGROVOLTAICI.....	6
2.1.	PARAMETRI TECNICI MINIMI PER LA CLASSIFICAZIONE DI UN SISTEMA AGRIVOLTAICO .....	7
2.2.	CLASSIFICAZIONE DEI SISTEMI AGROVOLTAICI .....	8
2.3.	SCHEDA RIASSUNTIVA REQUISITI DI PROGETTO .....	9
3.	IDENTIFICAZIONE E CONTESTUALIZZAZIONE DEL PROGETTO.....	11
3.1.	Contestualizzazione dell'intervento - Strategia energetica nazionale (SEN).....	11
3.2.	Conversione dei valori finanziari a valori economici .....	12
4.	ALTERNATIVA LOCALIZZATIVA.....	12
4.1.	Scelta del sito.....	12
4.2.	Alternativa di progetto .....	13
4.3.	Caratteristiche generali dei sistemi Agrovoltaici.....	16
5.	METODOLOGIA DI RIFERIMENTO UE PER OPERE PUBBLICHE.....	18
5.1.	Descrizione dei Costi.....	21
5.1.1.	Costi di costruzione ed esercizio .....	21
5.1.2.	Costi ambientali.....	22
5.2.	Prezzo energia prodotta .....	30
5.3.	Valutazione costi benefici.....	30
5.4.	Descrizione dei Benefici.....	31
5.4.1.	Ricadute socioccupazionali.....	31
6.	ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI .....	31
6.1.	Premessa .....	31
6.2.	Le ricadute monitorate.....	33
6.2.1.	Creazione di valore aggiunto .....	33
6.2.2.	Ricadute occupazionali dirette .....	33
6.2.3.	Ricadute occupazionali indirette .....	33
6.2.4.	Occupazione permanente .....	33
6.2.5.	Occupazione temporanea .....	34
6.2.6.	Unità lavorative annue (ULA) .....	34
6.2.7.	Valori Occupazionali .....	34
6.2.8.	Valore Aggiunto.....	38
7.	LA SEN: INVESTIMENTI E OCCUPATI.....	40
8.	Impianto Fotovoltaico Siliqua 9,62 MW: analisi ricadute sociali, occupazionali ed economiche .....	41
8.1.	Attenzione per l'ambiente.....	41

8.1.1.	Risparmio di combustibile .....	41
8.1.2.	Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive.....	42
8.2.	Ricadute Occupazionali ed Economiche.....	43
8.3.	Occupazione: unità lavorative .....	43
8.4.	Ricadute Economiche .....	43
9.	DM 2010 – LINEE GUIDA E COMPENSAZIONI AMBIENTALI.....	44
10.	Conclusioni .....	50

## 1. INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la relazione descrittiva dell'Analisi Costi-Benefici relativa alla realizzazione di un parco originariamente progettato come Fotovoltaico tradizionale, al pari della presente trasformazione in **impianto Agrovoltaiico**, denominato "Terras Corrias" (di seguito il "Progetto") con potenza pari a 9,62 MW - che la società SPV ENERGY 1 S.R.L. intende realizzare nel solo Comune di Siliqua (SU).

Il nuovo titolo del progetto sarà il seguente:

**«PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO CON TECNOLOGIA AGROVOLTAICA GREENFIELD DELLA POTENZA PARI A 9.620 kWp, SITO IN COMUNE DI SILIQUA (SU), LOCALITÀ TERRAS CORRIAS».**

Il concetto di Agrovoltaiico è stato concepito teoreticamente da Adolf Goetzberger e Armin Zastrow al Fraunhofer Institute (organizzazione tedesca che raccoglie sessanta istituti di scienza applicata, Ndr) nel 1981. Questi hanno ipotizzato che i collettori di energia solare e l'agricoltura potevano coesistere sullo stesso terreno con vantaggi per entrambi i sistemi. Il primo impianto pilota è stato installato a Montpellier, in Francia, nella primavera del 2010. In anni recenti il Fraunhofer Institute ha poi realizzato diversi progetti pilota, tra cui uno nel 2016 presso il lago di Costanza. Negli ultimi anni l'ONU, l'Unione Europea e le principali agenzie internazionali che ricoprono un ruolo fondamentale in materia ambientale si sono occupate con particolare attenzione delle problematiche riguardanti la produzione di energie rinnovabili. A livello internazionale, nel settembre 2015, l'ONU ha adottato un Piano mondiale per la sostenibilità denominato Agenda 2030 che prevede 17 linee di azione, tra le quali è presente anche lo sviluppo di impianti agrivoltaiici per la produzione di energia rinnovabile. L'Unione Europea ha recepito immediatamente l'Agenda 2030, obbligando gli Stati membri ad adeguarsi a quanto stabilito dall'ONU. Il 10 novembre 2017, in Italia, è stata approvata la SEN 2030, Strategia Energetica Nazionale, fino al 2030. Questa contiene obiettivi più ambiziosi rispetto a quelli dell'agenda ONU 2030, in particolare:

- la produzione di 30 GW di nuovo fotovoltaico;
- la riduzione delle emissioni CO<sub>2</sub>;
- lo sviluppo di tecnologie innovative per la sostenibilità.

A livello europeo, invece, l'art. 194 del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea prevede che l'Unione debba promuovere lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili per meglio allineare e integrare gli obiettivi in materia di cambiamenti climatici nel nuovo assetto del mercato. Nel 2018 è entrata in vigore la direttiva riveduta sulle energie rinnovabili (Direttiva UE/2018/2021), nel quadro del pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", finalizzata a fare dell'Unione Europea il principale leader in materia di fonti energetiche rinnovabili e, più in generale, ad aiutare a coadiuvare l'UE a rispettare i propri obiettivi di riduzione di emissioni ai sensi dell'accordo di Parigi sui cambiamenti climatici. La nuova direttiva stabilisce un ulteriore

obiettivo in termini di energie rinnovabili per il 2030, che deve essere pari ad almeno il 32% dei consumi energetici finali, con una clausola su una possibile revisione al rialzo entro il 2023.

Nel dettaglio, gli **impianti Agrovoltai** sono impianti che *“adottano soluzioni integrative innovative con montaggio di 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”*. Inoltre, sempre ai sensi della succitata legge, gli impianti devono essere dotati 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. Tale definizione imprime al settore un preciso indirizzo programmatico e favorisce la diffusione del modello Agrovoltai con moduli elevati da terra, in modo da consentire la coltivazione delle intere superfici interessate dall’impianto.

Nella norma non si rinviene un riferimento puntuale all’altezza di elevazione dei pannelli da terra, idonea a consentire la pratica agricola ma tale norma deve essere letta insieme alla normativa storica, e tuttora attuale nella sostanza, che ha definito questo settore in Italia. Tradizionalmente, infatti, gli impianti fotovoltaici si distinguevano, nei fatti, e a livello normativo, in “impianti a terra”, ovvero con moduli al suolo, ed impianti integrati”, montati sui tetti o sulle serre agricole. Finora la diffusione degli impianti Agrovoltai è stata ostacolata da un’apposita esclusione normativa al sistema degli incentivi. Fortunatamente l’ultima legge di semplificazione per l’applicazione del PNRR di cui sopra ha inserito anche l’Agrovoltai, in possesso di determinati requisiti, tra le tecnologie dedite alla produzione di energia rinnovabile incentivabili. Gli incentivi statali (di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28) vengono ora estesi anche agli impianti fotovoltaici in ambito agricolo (o Agrovoltai), a patto che sia verificata la contemporanea presenza delle seguenti 3 condizioni:

- uso di soluzioni innovative;
- siano sollevati da terra (in modo da non compromettere l’attività agricola e pastorale);
- abbiano sistemi di monitoraggio che consentano di verificarne l’impatto ambientale.

L’esercizio dell’impianto AGROvoltaico consentirà di contribuire al raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalla politica energetica europea e nazionale, mantenendo una produzione agricola di tipo sostenibile destinata all’alimentazione umana ed animale.

Considerata la potenza complessiva dell’impianto pari a 9.620,00 kWp e una producibilità media annua di 39.582,00 MWh, la produzione media nei 30 anni risulta essere di circa 1.044.758,29 MWh MWh. Ciò consentirà di raggiungere importanti benefici in termini di riduzione di emissioni di gas climalteranti in atmosfera, rispetto ad una equivalente produzione di energia da combustibili fossili.

Inoltre, considerando una produzione annua di 14.622.400,00 kWh si eviterà di emettere in atmosfera una quantità di CO<sub>2</sub> pari a 6.514.280,00 kg, utilizzando come fattore di conversione si è considerato il coeff. 0,4455 kgCO<sub>2</sub>/KWh (ISPRAmbiente, 2019) 1.

La presente analisi rappresenta una valutazione economica e sociale dei benefici che l'investimento previsto dal progetto in esame potrebbe avere sul territorio interessato.

L'Analisi Costi-Benefici 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:

$$B - C > 0$$

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

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

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

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

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

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

## 2. SISTEMI AGROVOLTAICI

Uno dei punti fondamentali perseguiti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) riguarda l'accelerazione del percorso di crescita sostenibile del Paese, anche attraverso lo sviluppo degli impianti a fonti rinnovabili realizzati su suolo agricolo. A questo proposito la Missione 2, Componente 2, del PNRR ha come obiettivo principale l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte. Le finalità perseguite dai sopra citati piani sono supportate dal documento di recente pubblicazione relativo alle Linee guida in materia di Impianti Agrovoltai (Ministero della Transizione Ecologica, et al., 2022), in cui sono contenute le caratteristiche minime e i requisiti di un impianto agrivoltai e agrivoltai avanzato, oltre ad una serie di indicazioni tecniche su questo sistema integrato di produzione. Il progetto presentato rientra nella categoria dei sistemi Agrovoltai avanzati in quanto rispondente dei parametri e requisiti espressi dal Ministero della Transizione Ecologica.

Un sistema agrivoltai è un sistema complesso, che prevede la compresenza di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica e un'attività agricola o pastorale in una stessa area. Un impianto agrivoltai, rispetto ad un impianto fotovoltaico a terra tradizionale, presenta una maggiore variabilità nella distribuzione in pianta dei moduli, nell'altezza e nei sistemi di supporto e nelle tecnologie impiegate, al fine di ottimizzare l'interazione con l'attività agricola.

Gli impianti Agrovoltai si contraddistinguono per una serie di aspetti e requisiti. Anzitutto il sistema deve essere progettato al fine di integrare attività agricola e produzione elettrica senza comprometterne la continuità produttiva e, attraverso la scelta di un'adeguata tecnologia e configurazione spaziale, garantire un'alta resa per entrambi i sottosistemi. La continuità produttiva sottintende l'esistenza della coltivazione, da accertare in fase di installazione dei sistemi Agrovoltai e il mantenimento dell'indirizzo produttivo o la conversione delle coltivazioni a nuove dal valore economico più elevato.

Gli impianti Agrovoltai sono realizzati con soluzioni tecnologiche innovative e la disposizione e altezza dei moduli consentono di ottimizzare le prestazioni del sistema, con benefici anche per il settore agricolo sotto diversi punti di vista per la biodiversità.

Tali sistemi infine sono dotati di un sistema di monitoraggio per la verifica di parametri fondamentali di impatto ambientale. In primo luogo, viene monitorato il risparmio idrico, direttamente correlato con l'impatto sulle colture e la loro produttività. In secondo luogo, si conducono analisi in merito alla fertilità del suolo, al microclima e alla resilienza ai cambiamenti climatici.

## 2.1. PARAMETRI TECNICI MINIMI PER LA CLASSIFICAZIONE DI UN SISTEMA AGRIVOLTAICO

Affinché un sistema agrivoltaico venga definito tale, deve rispettare delle condizioni strutturali e dei parametri tecnici prestabiliti. In base ai criteri di classificazione presentati all'interno delle Linee guida, è possibile anche determinare la tipologia di sistema a seconda dei requisiti che rispetta.

**REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;

La superficie minima coltivata, richiamata anche dal DL 77/2021, è un parametro fondamentale per qualificare un sistema agrivoltaico ed è stabilita con un valore pari o superiore al 70% della superficie agricola totale interessata dall'intervento<sup>2</sup>.

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

Il LAOR (Land Area Occupation Ratio) rappresenta la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli e ha un limite massimo pari al 40% della superficie totale di impianto.

$$LAOR \leq 40\%$$

**REQUISITO B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;

Continuità dell'attività agricola: è importante accertare il mantenimento del valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema (in €/ha o €/UBA) confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo. Ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Il valore economico di un indirizzo produttivo è misurato in termini di valore di produzione standard calcolato a livello complessivo aziendale; la modalità di calcolo e la definizione di coefficienti di produzione standard sono predisposti nell'ambito della Indagine RICA.

Producibilità elettrica minima: viene stabilita attraverso un rapporto tra la produzione specifica di un impianto agrivoltaico e la producibilità elettrica specifica di un impianto fotovoltaico standard che interessi la stessa area di impianto. La producibilità dell'impianto agrivoltaico non deve essere inferiore al 60% della producibilità dell'impianto standard.

$$FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$$



**REQUISITO C:** l'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli. Determinare una soglia minima in termini di altezza dei moduli da terra permette di assicurare che vi sia lo spazio sufficiente per lo svolgimento dell'attività agricola al di sotto dei moduli e di limitare il consumo di suolo. Considerata l'altezza minima dei moduli fotovoltaici su strutture fisse e l'altezza media dei moduli su strutture mobili, limitatamente alle configurazioni in cui l'attività agricola è svolta anche al di sotto dei moduli stessi – tipo 1) e tipo 3) (Ministero della Transizione Ecologica, et al., 2022

p. 24) –, si possono fissare come valori di riferimento per rientrare nel sistema di tipo agrivoltaico e consentire la continuità delle attività agricole o zootecniche anche al di sotto dei moduli fotovoltaici i seguenti valori:

- 1,3 metri nel caso di attività zootecnica (altezza minima per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame);
- 2,1 metri nel caso di attività colturale (altezza minima per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione).

**REQUISITO D:** Il sistema si definisce agrivoltaico quando è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta 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;

**REQUISITO E:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

## 2.2. CLASSIFICAZIONE DEI SISTEMI AGROVOLTAICI

Il rispetto dei requisiti A, B è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come "agrivoltaico". Per tali impianti deve inoltre essere previsto il mantenimento dell'indirizzo agricolo esistente. Il rispetto dei requisiti A, B, C e D è necessario per soddisfare la definizione di "impianto agrivoltaico avanzato" e, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1- quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, classificare l'impianto come meritevole dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.

Il rispetto dei A, B, C, D ed E sono preconditione per l'accesso ai contributi del PNRR, fermo restando che, nell'ambito dell'attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 "Sviluppo del sistema agrivoltaico", come previsto dall'articolo 12, comma 1, lettera f) del decreto legislativo n. 199 del 2021, potranno essere definiti ulteriori criteri in termini di requisiti soggettivi o tecnici, fattori premiali o criteri di priorità.

### 2.3. SCHEDA RIASSUNTIVA REQUISITI DI PROGETTO

Di seguito si riporta la scheda riassuntiva dei requisiti che il progetto deve possedere per essere considerato impianto “agrivoltaico avanzato” e la relativa rispondenza del progetto in esame.

REQUISITI DI PROGETTO		
REQUISITO A.1 - Superficie minima per l'attività agricola		ha
$S_{tot}$	Area totale di progetto nella disponibilità della proponente: comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico. Quindi sono incluse anche tutte le aree che non ricadono all'interno della recinzione.	13,74
$S_{pv}$	Somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice)	8,09
$S_{impianto}$	Somma delle superfici su cui insiste l'impianto agrivoltaico, comprese le piazzole, le cabine elettriche e la viabilità interna; corrisponde all'area recintata.	10,99
$S_{agricola}$	Superficie minima coltivata: comprende l'area destinata a coltivazione di prato stabile tra e sotto le file dei pannelli e la mitigazione perimetrale destinata alla coltivazione ad ulivo.	11,89
$S_{agricola} \geq 0,7 * S_{tot}$		86,56%
VERIFICATO		
REQUISITO A.2 - Percentuale di superficie complessiva coperta da moduli (LAOR)		
LAOR (Land Area Occupation Ratio) = $S_{pv}/S_{tot}$	Il LAOR (Land Area Occupation Ratio) rappresenta la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli e ha un limite massimo pari al 40% della superficie totale di impianto.	36,56%
LAOR $\leq$ 40%		
VERIFICATO		

REQUISITO B.1 - Continuità dell'attività agricola		
ANTE OPERAM		
Tipo di coltivazione	Estensione [ha]	Costo Unitario [€/ha]
Foraggiere	13	676,00 €
		<b>8.788,00 €</b>
POST OPERAM		
Tipo di coltivazione	Estensione [ha]	Costo Unitario [€/ha]
Foraggiere	10,4	7.033,67 €
Oliveto	0,82	893,45 €
Mandorleto	2,6	4.150,90 €
Mirteto	0,17	3.400,90 €
Apicoltura	2,6	2.204,23 €
		<b>17.683,15 €</b>

a) coincidenza di indirizzo produttivo: valore medio della produzione agricola registrata sull'area [€/ha]

**PS - TOTALE**  
(valori da tabelle RICA)

**ANTE OPERAM**

**POST OPERAM**

<b>8.788,00 €</b>	<b>17.683,15 €</b>
<b>49,70%</b>	

**Psante <= PSpst**

<b>VERIFICATO</b>
-------------------

REQUISITO B.2 Verifica della producibilità elettrica minima		
<b>Modulo</b>	Jetion Solar JT SHh 355-370W	Potenza nominale (W): 370
		Area pannello: 1,85 mq
		Sup. Impianto: 4,82 ha
<b>Impianto agrovoltaiico presentato in PAUR Potenza = 9,62 MW / 20° tilt</b>	Producibilità elettrica annua dell'impianto agrovoltaiico [GWh/anno] =	<b>14,30</b>
<b>Impianto fotovoltaico standard presentato in PAUR Potenza = 9,62 MW / 24° tilt</b>	Producibilità elettrica annua dell'impianto agrovoltaiico [GWh/anno] =	<b>15,25</b>
<b>FVagri ≥ 0,6 · Fvstandard</b>		
<b>95%</b>		
<b>VERIFICATO</b>		

REQUISITO C - Adottare soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra				
TIPO 1	l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici	doppio uso del suolo	Attività Agro-zootecnica	Hmin
		moduli fotovoltaici svolgono funzione sinergica alla coltura		3,0 m
Attività zootecnica - Hmin = 1,3 m		Attività colturale - Hmin = 2,1 m		
VERIFICATO PER ENTRAMBE LE SOLUZIONI				

REQUISITO D.1 - Monitoraggio del risparmio idrico	
Aziende con colture in asciutta: analisi dell'efficienza d'uso dell'acqua piovana per evidenziare un miglioramento conseguente la diminuzione dell'evapotraspirazione dovuta all'ombreggiamento causato dalla presenza del sistema agrivoltaico	Monitoraggio periodico dell'umidità di 2 tipologie di terreni attigui: - uno con prato stabile senza pannelli - uno con prato stabile con pannelli FV. L'analisi e la comparazione dei dati evidenzierà come, grazie alla minor evapotraspirazione legata alla presenza dei pannelli FV, il terreno con l'impianto presenti un contenuto d'acqua maggiore rispetto a quello senza l'impianto, con conseguente beneficio per le colture.

**Redazione Relazione Triennale redatta da parte del proponente.**

VERIFICATO		
REQUISITO D.2 - Monitoraggio della continuità dell'attività agricola		
Esistenza e resa della coltivazione	Redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza stabilita. Alla relazione saranno allegati i piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione.	Implementazione monitoraggio agricolo
Mantenimento dell'indirizzo produttivo		

**Redazione Relazione Tecnica Asseverata di un Agronomo**

VERIFICATO
------------

### 3. IDENTIFICAZIONE E CONTESTUALIZZAZIONE DEL PROGETTO

#### 3.1. Contestualizzazione dell'intervento - Strategia energetica nazionale (SEN)

Per il raggiungimento degli obiettivi si presuppongono alcune condizioni necessarie e azioni trasversali:

- **infrastrutture e semplificazioni:** la SEN 2017 prevede azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;
- **costi della transizione:** grazie all'evoluzione tecnologica e ad una attenta regolazione, è possibile cogliere l'opportunità di fare efficienza e produrre energia da rinnovabili a costi sostenibili. Per questo la SEN segue un approccio basato prevalentemente su fattori abilitanti e misure di sostegno che mettano in competizione le tecnologie e stimolino continui miglioramenti sul lato dell'efficienza;
- **compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio:** la tutela del paesaggio è un valore irrinunciabile, pertanto per le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, verrà data priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti. Accanto a ciò si procederà, con Regioni e amministrazioni che tutelano il paesaggio, alla individuazione di aree, non altrimenti valorizzabili, da destinare alla produzione energetica rinnovabile;

- **effetti sociali e occupazionali della transizione:** fare efficienza energetica e sostituire fonti fossili con fonti rinnovabili genera un bilancio netto positivo anche in termini occupazionali, ma si tratta di un fenomeno che va monitorato e governato, intervenendo tempestivamente per riqualificare i lavoratori spiazzati dalle nuove tecnologie e formare nuove professionalità, per generare opportunità di lavoro e di crescita.

Nel novembre 2017, si è tenuta a Bonn la Conferenza mondiale delle Nazioni Unite sul clima di transizione tra l'Accordo di Parigi – Cop21– e quella del 2018 che si terrà in Polonia. La Cop23 ha cercato di fissare paletti importanti preparando documenti che impediscano il prossimo anno passi indietro rispetto a Cop21.

L'intervento in oggetto è compatibile con l'obiettivo del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015 della SEN.

### 3.2. Conversione dei valori finanziari a valori economici

La finalità dell'Analisi Costi Benefici di valutare la convenienza del progetto dal punto di vista della collettività impedisce di considerare in maniera ragionevole i prezzi di mercato delle risorse come rappresentativi del costo opportunità sociale delle stesse, essendo tale assunto accettabile solo in un contesto di mercato senza distorsioni (economia perfetta) e quindi ampiamente lontano dalla situazione reale. La valutazione dei costi e dei benefici dei beni tangibili connessi con la realizzazione dell'intervento infrastrutturale deve pertanto contenere un passaggio obbligato dai prezzi di mercato (ottica finanziaria) ai prezzi ombra (ottica economica). La conversione da valori finanziari a valori economici è stata effettuata ricorrendo all'utilizzo di fattori moltiplicativi per ciascuna delle tre usuali categorie di riclassificazione, ossia Materiali, Noli e Manodopera.

## 4. ALTERNATIVA LOCALIZZATIVA

### 4.1. Scelta del sito

In relazione alla scelta del sito in progetto teniamo a sottolineare che quest'ultima è stata il frutto di una approfondita ricerca urbanistica di aree che fossero conformi a quello che prevede sia la norma Nazionale, debitamente recepita dalla norma Regionale per questa tipologia di impianti.

Ma a supporto della scelta dei terreni, non poco ha influito la scelta del territorio comunale di Siliqua, in quanto presenta delle caratteristiche particolari che hanno determinato poi l'indirizzo finale.

La prima ricognizione, in virtù delle preferenze della norma verso le aree produttive o fortemente degradate e visto l'aumento delle superfici destinate alle Zone Industriali Regionali e alle attività produttive (DGR 5/25 del 2019), è stata operata proprio su questo fronte ma il Comune di Siliqua non ha tale prerogativa in quanto:

- Esiste una area D2 in loc. Gibba Maggiore (Foglio 318 particella 12) che però è gravata da usi civici. Area D2 peraltro istituita e mai lottizzata per gli scopi originari relativi al suo utilizzo.
- Esiste una ulteriore Area D1 adiacente ad Est del centro abitato, ma anche qui le caratteristiche minime di estensione dei lotti e la vincolistica specifica (area PAI piuttosto che aree di esondazione e fasce fluviali, PGRA e PSFF) non permettevano il suo funzionale utilizzo.
- Esiste una ulteriore Area D3 a nord del paese, molto vicina al cimitero del paese, all'angolo tra la SS293 e la SS130.

Avendo successivamente valutato che il comune di Siliqua ha una estensione enorme (185,91 km<sup>2</sup>), sono state ponderate le sue caratteristiche anche morfologiche rappresentate da un territorio montano a Nord e a Sud (45%) mentre è pianeggiante al centro (55%), come si può vedere nella figura sotto.

- Estensione territorio comunale: 189,85 kmq (18.585 ha)
- Estensione terreni FV: 13,78 ha
- % di sfruttamento: 0,074% del territorio comunale.

A questo punto si sono focalizzate le valutazioni sulla sezione agricole dei terreni idonei, come cita la stessa norma Nazionale e Regionale, trovando dei terreni che fossero conformi alle prescrizioni.

#### 4.2. Alternativa di progetto

Ad oggi, la Proponente ritiene che **nessuna localizzazione alternativa sembri plausibile e perseguibile per l'impianto (rispetto al progetto originario)**, considerando ancora, come all'inizio dell'Iter, tali terreni, specifici e idonei allo scopo del diverso sfruttamento per la tecnologia fotovoltaica, in quanto vicini ad infrastruttura elettrica per l'immissione dell'energia prodotta e non presentando vincoli ostativi di nessun tipo, soprattutto se si richiama l'ultima DGR 59/90 che individua le aree non idonee su cui installare tali impianti (senza che sia individuato il buffer Art. 143).

**L'alternativa localizzativa viene assorbita dalla decisione della società Proponente di trasformare l'impianto fotovoltaico tradizionale, in Agrovoltaico, con strutture in elevazione a circa 3 metri, e lo sviluppo di alberatura perimetrale ad ulivo e mandorlo (con la funzione aggiuntiva di mitigare la visibilità dell'impianto), mirto e arnie per la produzione di miele da eucalipto e mandorlo.**

Le aree brownfield della normativa della Sardegna sono considerate come "preferenziali", ma questo non esclude tutte le aree agricole di poco pregio (a differenza di quanto asserisca qualche Ente che tali aree siano invece di primaria importanza agricola, ma non lo sono) secondo quanto asserito anche dall'evoluzione normativa che nel frattempo ha dedicato una più ampia apertura a tali tecnologie con gli impianti Agrovoltaici.

Anche in considerazione dell'occupazione che l'impianto avrebbe sull'intero territorio comunale solamente pari allo 0,074%.

Precisiamo, inoltre, che quanto asserito dallo stesso rappresentante del Comune, che chiede un eventuale incontro (ritenuto inutile dalla società Proponente) verte ad individuare delle aree Brownfield che, oggettivamente, presentano problematiche e vincoli ben più restrittivi dell'area di sedime dell'impianto SPV. A titolo esemplificativo elenchiamo le aree "D" individuate di seguito coi relativi vincoli iscritti:

<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>Area D3, angolo SS293 – SS130</b></li></ul>
--

- per vicinanza all'abitato
- per vincolo fascia 150 m art. 142
- vicinanza alla fascia di rispetto cimiteriale
- aree di piena limitrofe
- aree di rispetto stradale
- aree agricole interessate da produzioni di qualità

<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>Area D1, lungo la SP90, angolo SS293 uscita est del paese</b></li></ul>
--

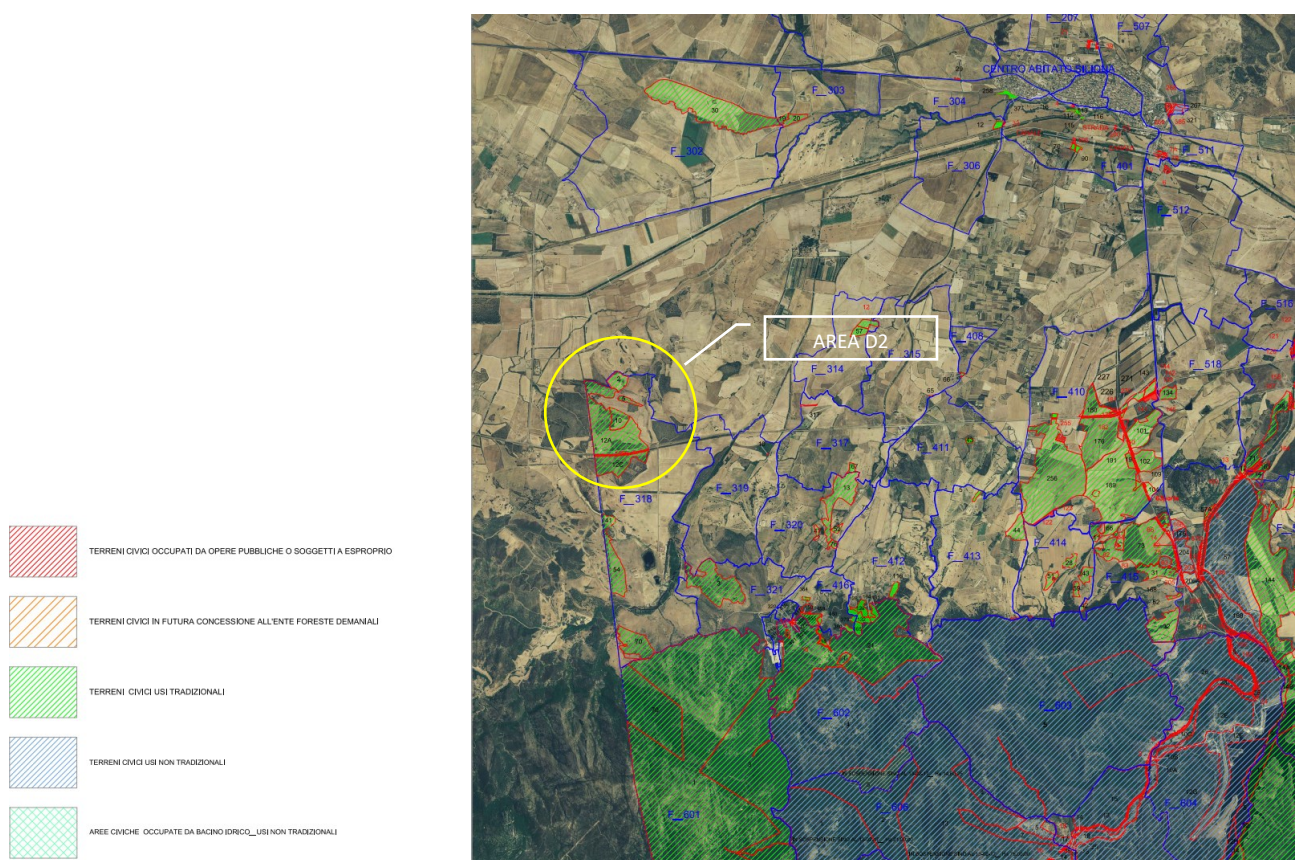
- H4 / Aree inondabili da piene con portate di colmo caratterizzate da tempi di ritorno di 50 anni
- RF\_1 / Aree di rispetto ferroviario
- 150 m dai Fiumi / D.Lgs. 42/04 - Art. 142 - c.1.c - Fiumi, torrenti e corsi d'acqua, iscritti RD 1775/1933, e fascia di 150 m da sponde e argini
- Hi2 / Disciplina delle aree di pericolosità idraulica media (Hi2)
- Hi2 / Disciplina delle aree di pericolosità idraulica media (Hi2) • Classe di Pericolosità - P2 • Tr - 200
- B\_200-CX / Fascia B\_200 - Flumendosa-Campidano-Cixerri - Riu\_Cixerri
- per vicinanza all'abitato

<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>Area D2, lungo la SP2, loc. Monte Maggiore</b></li></ul>
---

- BOSCO 2013 / BOSCO 2013
- Parco Geominerario Ambientale e Storico / Parco Geominerario Ambientale e Storico DM 265/01
- HS1 / Ordine gerarchico (numero di Horton-Strahler) 1 - Profondità L = 10 metri
- Art143\_BI / Beni identitari (Art.143 D.lgs.42/2004)
- Oasi permanenti di protezione faunistica e di cattura e aree di presenza specie animali tutelate da convenzioni internazionali.
- Usi civici. In questo caso, peraltro, nella tav. 6 del Piano di Valorizzazione e Recupero delle terre civiche, il comune di Siliqua identifica tale area D2 come ad "uso tradizionale", in completa contrapposizione con le affermazioni di identificare in aree Brownfield l'alternativa localizzativa del progetto. Sotto un'immagine della tav. 6 del Piano.

A differenza del tradizionale impianto fotovoltaico, il quale non permette la crescita della vegetazione a causa dell'impermeabilizzazione del terreno, l'impianto Agrovoltaico non intacca la permeabilità del terreno né la fruizione della luce solare e dell'acqua derivante dalle piogge, garantendo invece la possibilità di coltivare o pascolare i terreni, essendo posizionato su pali ben distanziati tra loro senza causare impedimenti alle macchine agricole che operano sui terreni ai fini della produzione agricola.

Le doglianze della Pubblica Amministrazione relative a presunte violazioni del Piano paesaggistico territoriale regionale sono risultate inconferenti in quanto non dedicate alla particolarità dell'impianto agro-fotovoltaico, strutturalmente diversificato dal semplice impianto fotovoltaico disciplinato dalla normativa regionale.



La conclusione è che le aree a cui si riferisce il Comune nel suo intervento, chiedendo una alternativa localizzativa, pur essendo delle aree a destinazione produttiva, produrrebbero impatti maggiori dell'area di progetto della Proponente per il solo elenco dei vincoli presenti e palesemente elencati dalla Proponente. Senza togliere il diniego del Comune e degli Enti interessati dal Paesaggio, assolutamente ostativi nei confronti della tecnologia. E lo prova il fatto che anche il progetto Fotovoltaico presentato nella area D3 è stato sottoposto alla successiva procedura di VIA pur essendo in area brownfield, D3, come da normativa Regionale, area preferenziale. La delibera di riferimento è la DELIBERAZIONE N. 48/73 DEL 10.12.2021.



Si allega il nuovo elaborato SLQ.PRO.TAV.T49 dove si identificano le aree Brownfield catalogate dal PUC con elenco dei vincoli presenti.

A questo proposito anche la nuova normativa introdotta a livello Nazionale nel 2021 con la L. 199 poi ratificata dal DL 17/2022 prevede che, in assenza di vincoli così come elencati dalla stessa norma, e in assenza dell'individuazione da parte delle Regioni delle aree idonee su cui installare questa tipologia di impianti, e fino a 10 MW, l'area agricola di sedime dell'impianto di *Terras Corrias*, da una prima analisi, risulterebbe essere idonea a tale sfruttamento. Soprattutto se trasformata in un impianto Agrovoltaiico.

La Proponente, inoltre, dichiara fin da ora che l'impianto sarà trasformato in impianto Agrovoltaiico < 10 MW, con l'ausilio di strutture in elevazione come descritto dalla norma:

"...qualora il proponente attesti che l'area di impianto non ricada all'interno delle aree specificatamente elencate ed individuate dall'Allegato 3, lettera f) del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010, le soglie di cui all'allegato IV, p. 2, lettera b), alla parte seconda del D.lgs 152/2006, si intendono per questa tipologia di impianti elevate da 1 a 10 MW.

#### 4.3. Caratteristiche generali dei sistemi Agrovoltaiici

la scelta di installare un impianto agrivoltaiico ha sicuramente dei vantaggi maggiori, in particolare dal punto di vista ambientale, ma presenta anche degli svantaggi sotto il piano puramente economico della società proponente:

- **Producibilità elettrica:** a parità di superficie utilizzata un impianto fotovoltaico tradizionale presenta una densità di pannelli maggiore con minore distanza tra le file, ne consegue una producibilità elettrica complessiva maggiore. Questo aumento di producibilità si accompagna tuttavia alla possibilità di creare il cosiddetto effetto lago con rischi potenzialmente alti per l'avifauna locale.
- **Costi di investimento:** i sistemi Agrovoltaiici hanno tendenzialmente dei costi di investimento maggiori rispetto agli impianti fotovoltaici tradizionali, per le maggiori dimensioni delle strutture utilizzate. Tali costi sottintendono in ogni caso un guadagno in termini ambientali e di produzione agricola; pertanto, si tratta di un investimento cui seguono dei benefici considerevoli.
- **Manutenzione:** gli impianti Agrovoltaiici, per via delle attività agricole frequenti, possono essere soggetti a deposito di polveri generate dalla lavorazione dei terreni o prodotti agricoli liquidi sulla superficie dei moduli, che causano una diminuzione dell'efficienza del pannello. Questi fattori sono da tenere presenti nel momento in cui si effettuano le stime dei costi di manutenzione, per cui è doveroso prevedere un controllo delle superfici dei pannelli e assicurarsi che la loro producibilità non venga alterata in maniera significativa. In generale, i pannelli sono sottoposti a usura e sono soggetti a rischi derivanti dai lavori agricoli, tuttavia questo genere di situazioni si può verificare, in misura minore, anche nel caso di impianti fotovoltaici classici.

Agli svantaggi appena elencati si contrappongono i notevoli vantaggi dal punto di vista ambientale ed ecologico legati alla scelta di un impianto agrivoltaico:

- Consumo di suolo: un impianto fotovoltaico fisso non lascia spazio ad altri usi, per questo motivo la totalità dell'area interessata dalla presenza dell'impianto rientra nella categoria di suolo consumato. Con l'impianto agrivoltaico si ha un consumo di suolo decisamente minore legato principalmente alla presenza dell'attività agricola, oltre all'attività energetica prevista dal progetto.
- Sostenibilità ambientale: la riduzione del suolo consumato dall'impianto, la coesistenza di produzione energetica e attività agricola e la conservazione delle aree naturali oltre alla creazione di nuove aree naturali con la creazione di nuove fasce di mitigazione e compensazione candidate e diventare rifugi per la micro e meso-fauna, fanno sì che l'inserimento di un parco agrivoltaico in contesto agricolo comprometta in misura minore gli equilibri ecosistemici e quindi una maggiore sostenibilità dal punto di vista ambientale.
- Miglioramento della qualità dei suoli e della biodiversità: la qualità biologica del suolo può essere definita come la "capacità del suolo di mantenere la propria funzionalità per sostenere la produttività biologica, di mantenere la qualità dell'ecosistema e di promuovere la salute di piante ed animali". I sistemi Agrovoltaiici possono contribuire a favorire l'orientamento produttivo alla qualità del prodotto e al miglioramento ecologico del paesaggio agrario attraverso l'adozione dell'agricoltura di precisione o della conversione delle coltivazioni a biologico. A questo proposito, l'impiego della tecnologia Agrovoltaiica può generare un miglioramento della qualità ecologica del suolo e della biodiversità attraverso pratiche di riduzione o eliminazione di pesticidi e il controllo delle specie animali e vegetali presenti.
- Vantaggi a livello colturale: i sistemi Agrovoltaiici, in confronto ad altre tipologie di sfruttamento dell'energia fotovoltaica, presentano dei vantaggi relativi agli effetti che producono su alcune colture. Recenti studi condotti in Germania dal Fraunhofer Institute hanno riportato una prima valutazione del comportamento di differenti colture sottoposte alla riduzione della radiazione luminosa, indicando i tipi di coltivazioni più adatte per un sistema agrivoltaico, ovvero colture per le quali l'ombreggiatura ha effetti positivi sulle rese. In alcuni casi l'ombreggiamento fornito dai moduli può costituire un beneficio per le colture sottostanti e allo stesso tempo i moduli possono limitare l'evaporazione dell'acqua nel terreno con la possibilità di ottimizzare l'utilizzo della risorsa idrica. Nell'agricoltura tradizionale la qualità del raccolto o il rischio di perdita del raccolto dipende fortemente dalle condizioni meteorologiche. Il sistema agrivoltaico permette inoltre di proteggere le colture dagli agenti atmosferici estremi e di creare un microclima più fresco in estate e più temperato in inverno con benefici per le colture e l'allevamento. I pannelli fotovoltaici proteggono le colture da alte temperature, eventi climatici estremi e scarsità d'acqua, riducendo così l'impronta idrica

dell'agricoltura. Dagli studi condotti dal For Solar Energy Systems del Fraunhofer Institute (nell'ambito del progetto Agrophotovoltaics – Resource Efficient Land Use) si evidenzia inoltre, che i sistemi Agrovoltaici aumentano la produttività del terreno fino al 60%.

- Aumento redditività agricola e autonomia energetica: gli investimenti da parte delle imprese agricole dedicati alla produzione di energie rinnovabili, se opportunamente dimensionati, si traducono in un abbattimento dei costi operativi in grado di innalzare la redditività agricola e migliorare la competitività. L'autoconsumo dell'energia prodotta tramite l'impianto agrivoltaico si configura pertanto come uno strumento di efficienza aziendale. Lo stesso PNRR prevede che la misura di investimento dedicata allo sviluppo degli impianti Agrovoltaici contribuisca alla sostenibilità non solo ambientale, ma anche economica delle aziende coinvolte, miglioramento della competitività delle aziende agricole riducendone fortemente i costi energetici, raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

## 5. METODOLOGIA DI RIFERIMENTO UE PER OPERE PUBBLICHE

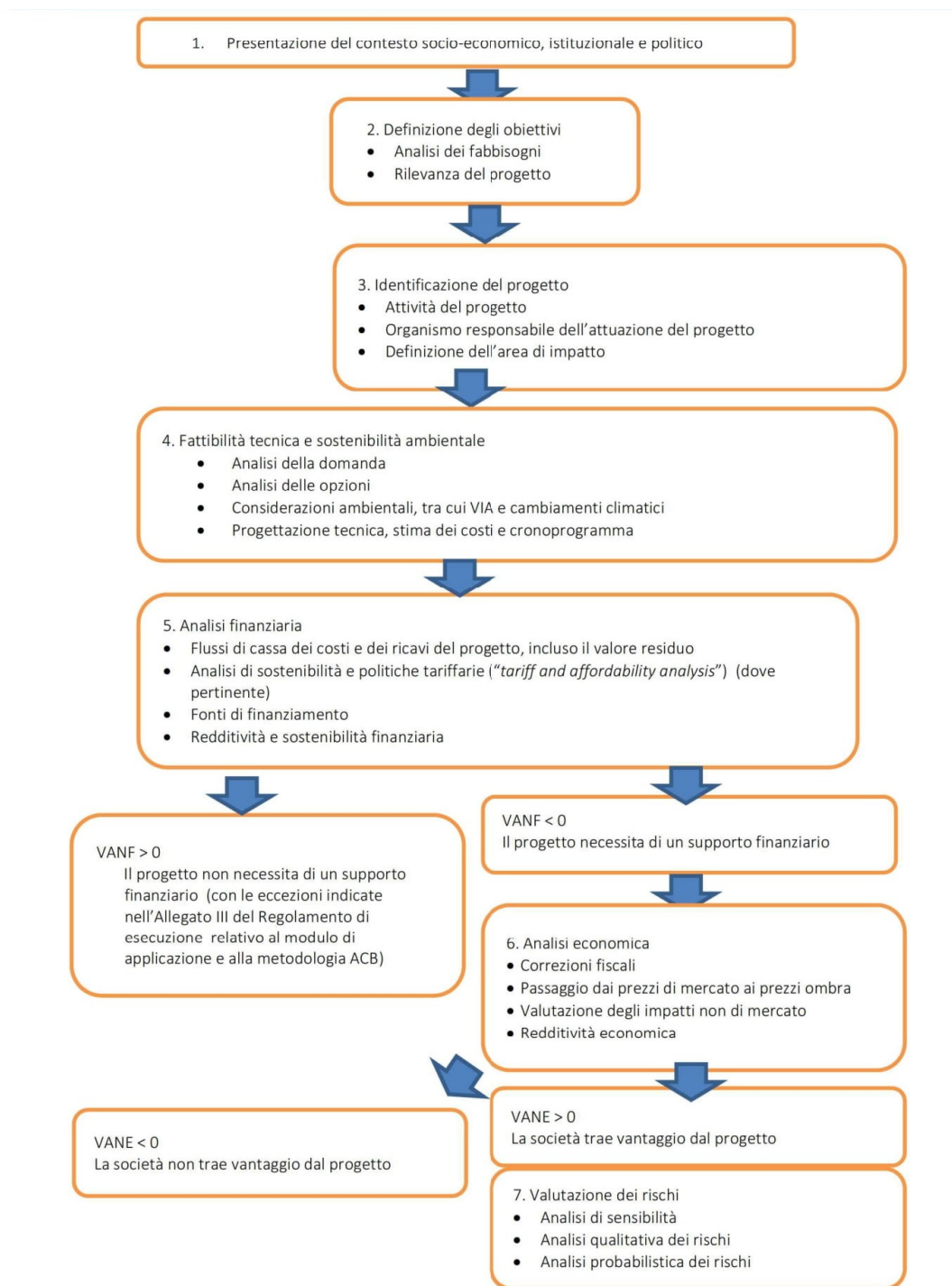
Un valido metodo per la redazione dell'analisi costi benefici è quello pubblicato dalla Commissione Europea, Direzione generale della Politica regionale e urbana nella sua "Guida all'analisi costi-benefici dei progetti d'investimento - Strumento di valutazione economica per la politica di coesione 2014-2020" nel 2014 di cui si riporta a seguire una descrizione riassuntiva.

L'analisi costi-benefici (ACB) è uno strumento analitico utilizzato per stimare i vantaggi e gli svantaggi generati da un investimento, valutandone i pro e i contro come misura dell'impatto sul benessere sociale.

L'ACB è uno strumento analitico che consente di valutare la variazione nel benessere sociale derivante da una decisione di investimento e, di conseguenza, il contributo di quest'ultima al conseguimento degli obiettivi della politica di coesione. Lo scopo dell'ACB è quindi quello di facilitare una più efficiente allocazione delle risorse, dimostrando la convenienza per la società di un particolare intervento rispetto alle possibili alternative.

Le fasi fondamentali della procedura di valutazione economica dei costi e dei benefici sono sinteticamente riassumibili come segue:

- identificazione del progetto, delle sue voci economiche e delle prospettive di analisi;
- identificazione e quantificazione monetaria dei costi e dei benefici economici;
- attualizzazione dei flussi, valutazione del progetto e analisi di sensitività.



**Figura:** metodologia implementata dalla Commissione Europea per ACB dei progetti finanziati con fondi comunitari (Unione Europea, 2014)

Nella Fase I di identificazione vengono esaminate le caratteristiche del progetto e le prospettive di analisi di sostenibilità economica e di desiderabilità per la collettività.

Nella Fase II di identificazione vengono valutati i costi e i benefici sostenuti dalla collettività sia nella situazione con intervento, sia nella situazione senza intervento.

Nell'analisi seguente il calcolo è affrontato sempre in maniera differenziale tra lo scenario senza intervento e lo scenario di intervento, in modo da considerare solo i maggiori/minori costi e benefici sociali legati alla realizzazione dell'intervento di progetto.

L'imperfezione dei meccanismi di concorrenza del mercato reale produce un effetto distorsivo nella formulazione del prezzo di una risorsa, con la conseguenza che il suo prezzo di mercato non è necessariamente rappresentativo della scarsità della stessa. A tal fine nell'Analisi Costi benefici vengono introdotti alcuni fattori correttivi dei prezzi di mercato, che consentono di calcolare il cosiddetto prezzo ombra della risorsa, ossia il prezzo che preveda una migliore approssimazione del costo opportunità sociale della risorsa stessa. Il prezzo ombra, rivestendo il ruolo di proxy del costo opportunità attribuito dalla società, deve essere scontato anche delle quote ascrivibili a imposte e che pertanto non rappresentano poste economiche per la collettività, ma solo trasferimenti di ricchezza tra i componenti della stessa.

Altro elemento che determina l'allontanamento degli obiettivi dell'analisi economica da quella finanziaria nel contesto reale di economia imperfetta è la presenza delle cosiddette esternalità di produzione o consumo. Si manifesta una esternalità ogni qual volta la produzione o il consumo di un bene da parte di un agente economico influisca sulla produzione o il consumo di uno o altri agenti senza un giusto corrispettivo. Nell'ottica della collettività anche una esternalità va conteggiata, pur risultando in prima analisi non direttamente monetizzabile in quanto riferita a beni senza mercato. L'Analisi Costi Benefici si appoggia a diverse tecniche per la valutazione delle intangibilità, facendo ricorso a diversi procedimenti di monetizzazione per i beni privi di mercato.

Nella Fase III i costi e benefici economici individuati nella fase precedente per l'orizzonte temporale di analisi e per l'alternativa di progetto vengono sottoposti a confronto, dopo essere stati ricondotti al medesimo periodo di riferimento.

È, infatti, evidente che per sua natura il progetto sarà in grado di produrre benefici e di generare costi variamente distribuiti durante l'orizzonte di analisi.

Nel presente studio l'anno assunto come riferimento per la formulazione di tutte le analisi espone a seguire è il 2023, mentre il periodo temporale in cui viene valutata l'opera ha termine nel 2048. Tale periodo corrisponde ad un'analisi dell'esercizio dell'infrastruttura per 25 anni a partire dal 2023, anno in cui è ipotizzata la piena funzionalità. L'investimento iniziale, che ha luogo con quote ripartite durante la durata dei cantieri, è valutato sulla base delle stime di costo progettuali e si considera avviato all'01/09/2022 e completamente esaurito al 01/05/2023.

## 5.1. Descrizione dei Costi

### 5.1.1. Costi di costruzione ed esercizio

La realizzazione dell'impianto in oggetto è in capo all'azienda proponente, la quale sosterrà totalmente l'importo senza alcun impatto sul bilancio statale e sulla comunità. Di seguito vengono elencate le voci riassuntive del quadro economico del progetto del progetto preso in esame:

"Valore complessivo dell'opera privata"			
DESCRIZIONE	IMPORTI	IVA	TOTALE (IVA compresa)
<b>A) COSTO DEI LAVORI</b>			
A.1.1) Interventi previsti (soggetti a IVA)	4.103.624,26 €	22%	5.006.421,60 €
A.1.2) Interventi previsti (non soggetti a IVA)			- €
A.1.3) Opere di dismissione	124.650,00 €	22%	152.073,00 €
A.2) oneri per la sicurezza	97.144,00 €	22%	118.515,68 €
A.3) opere di mitigazione	122.000,00 €	22%	148.840,00 €
A.4) spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Prelimina Ambientale e da Progetto di Monitoraggio Ambientale	45.000,00 €	22%	54.900,00 €
A.5) Opere connesse (Cod. Rintr. TICA 229077615)	125.126,35 €	22%	152.654,15 €
<b>TOTALE A</b>	<b>4.617.544,61 €</b>	<b>22%</b>	<b>5.633.404,42 €</b>
<b>B) SPESE GENERALI</b>			
B.1.1) Spese tecniche progettazione	12.000,00 €	22%	14.640,00 €
B.1.2) Spese tecniche redazione progetto e SIA	15.000,00 €	22%	18.300,00 €
B.2) spese direzione lavori	4.000,00 €	22%	4.880,00 €
B.3) spese per Rilievi, accertamenti ed indagini (specificare: monitoraggio ambientale, etc.)	1.500,00 €	22%	1.830,00 €
B.4) eventuali spese per imprevisti	1.000,00 €	22%	1.220,00 €
B.5) spese consulenza e supporto			- €
B.6) Collaudo tecnico amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	3.000,00 €	22%	3.660,00 €
B.7) allacciamento a Pubblici servizi			- €
B.8) spese per attività di consulenza o di supporto			- €
B.9) interferenze			- €
B.10) arrotondamenti			- €
B.11) Spese per pubblicità e, ove previsto, per opere artistiche			- €
B.12) Spese varie - imprevisti	10.000,00 €		10.000,00 €
B.13) Spese per accertamenti di laboratorio e verifiche tecniche			- €
<b>TOTALE B</b>	<b>46.500,00 €</b>	<b>22%</b>	<b>56.730,00 €</b>
C) eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero			
<b>"Valore complessivo dell'opera"</b>	4.664.044,61 €	22%	5.690.134,42 €
<b>TOTALE (A+B+C)</b>			

L'azienda proponente sosterrà i suddetti costi insieme ad i costi di gestione, manutenzione, controllo, dismissione e ripristino della zona interessata a fine vita dell'impianto oltre alle operazioni di O&M (Operation and Maintenance).

### 5.1.2. Costi ambientali

Gli impatti ambientali connessi alla costruzione di un impianto Agrovoltaiico sono stati analizzati dalle maggiori case produttrici mondiali. Uno studio valuta gli impatti sulla base degli indicatori del metodo europeo CML 2013: riscaldamento globale, assottigliamento dello strato di ozono, ossidazione fotochimica, acidificazione, eutrofizzazione e utilizzo di risorse abiotiche. Questa metodologia è basata sulle condizioni della regione europea ed è stata sviluppata dal centro delle scienze ambientali (CML, Centre for Milieukunde, Leiden) dell'Università di Leiden, nei Paesi Bassi. A seguire si riportano i risultati dello studio concernenti gli impatti connessi alla produzione dei componenti dell'impianto (valori normalizzati al kWh prodotto dal parco fotovoltaico "tipo" oggetto dello studio).

Impact Category	Unit	Manufacture
Abiotic resource depletion (ADP elements)	mg Sb-e	0.15
Abiotic resource depletion (ADP fossils)	MJ	0.11
Acidification potential (AP)	mg SO <sub>2</sub> -e	39
Eutrophication potential (EP)	mg PO <sub>4</sub> -e	3.5
Freshwater aquatic ecotoxicity potential (FAETP)	mg DCP-e	61
Global warming potential (HTP)	g CO <sub>2</sub> -e	9.7
Human toxicity potential (HTP)	Mg DCP-e	6435
Marine aquatic ecotoxicity potential (MAETP)	Mg Ethene	2616
Photochemical oxidant creation potential (POCP)	Mmg Ethene	5.2
Terrestrial ecotoxicity potential (TETP)	Mg DCB-e	38

**Tabella:** impatti ambientali connessi alla produzione di un fotovoltaico normalizzati al kWh prodotto.

La monetizzazione delle esternalità ambientali connesse a questi impatti è possibile considerando un valore medio connesso all'impatto.

- **Impatto Acustico**

Dall'analisi previsionale di impatto acustico di progetto si evince che gli effetti del rumore prodotto non sono già percepibili nell'intorno dell'impianto per una fascia limitata ai primi 100 metri circa.

Il costo ambientale derivante dall'impatto acustico prodotto che la società dovrà scontare, può essere legato ad un eventuale deprezzamento che potrebbero subire i terreni agricoli posti nell'immediato intorno.

A tal riguardo è opportuno effettuare alcune puntualizzazioni:

- l'attività agricola non viene ostacolata in alcun modo dalla presenza dell'impianto (Agrovoltaiico), i terreni limitrofi sono pascoli non coltivabili;
- la realizzazione o l'adeguamento della viabilità di servizio, spesso rende maggiormente accessibile gli appezzamenti in prossimità dell'impianto che acquisiscono un valore aggiunto.

In ogni caso volendo individuare un'area di potenziale deprezzamento dei terreni dovuto alle emissioni sonore prodotte dagli aerogeneratori, si è ipotizzato di calcolare un'area di inviluppo pari a 300 m attorno all'aerogeneratore, che comporta una estensione complessiva di circa 10 ha.

In questo intorno non esiste alcun tipo di edificio.

Anzi subito a sud è presente la SS130 che collega Cagliari con Iglesias.

Il valore di mercato dei terreni a pascolo nell'area varia da un minimo di 8.000 €/ha ad un massimo di 10.000 €/ha. I terreni limitrofi all'area di installazione delle turbine sono per lo più pascoli, però a favore di sicurezza consideriamo il valore massimo di 10.000 €/ha.

Supponendo, teoricamente, che il rumore generato comporti un deprezzamento dei terreni del 20% (valore assolutamente teorico considerando che l'attività di pascolo non viene limitata, risulta che l'installazione dell'impianto genera una perdita di valore e quindi un costo esterno di 2.000 €/ha, e complessivamente un costo ambientale di:

$$2.000 \text{ €/ha} \times 10 \text{ ha} = 20.000,00 \text{ €}$$

Questo valore va poi rapportato alla quantità di energia prodotta, l'analisi della producibilità di progetto risulta pari a 15.101.708 kWh/anno di energia, quindi in 25 anni:

$$15.101.708 \text{ kWh/anno} \times 25 \text{ anni} = 377.542.700 \text{ kWh}$$

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto al rumore prodotto dall'impianto lo stimiamo in:

$$500.000 \text{ €} / 377.542.700 \text{ kWh} = 0,0014 \text{ €/kWh}$$

- **Impatto visivo**

Per la stima del costo ambientale dell'impatto visivo generato dall'aerogeneratore di progetto, è stato preso come riferimento uno studio redatto da Professore dell'Università di Napoli. In tale studio è stata valutata una stima monetaria dell'impatto paesaggistico con il metodo della valutazione di contingenza. La valutazione di contingenza è una metodologia nata negli Stati Uniti per stimare il danno prodotto su una risorsa ambientale la cui gestione è pubblica.

Questa metodologia fu applicata con successo per la prima volta nel 1989 per stimare il danno ambientale prodotto dallo sversamento di petrolio da una petroliera che naufragò nei pressi di una baia dell'Alaska procurando un disastro naturale di notevole entità.

Riprendendo un passaggio dello Studio: "Il paesaggio in quanto bene pubblico viene consumato da turisti e residenti senza alcuna spesa. Il fatto che non sia pagato, però, non significa che il paesaggio non abbia un suo valore. Un consumatore, infatti, potrebbe essere disposto a pagare per la sua fruizione/mantenimento (valore d'uso corrente), per poterne usufruire in futuro (valore d'opzione), perché ne possano usufruire le future generazioni (valore di lascito), per il piacere che altri individui possano goderne (valore vicario) e per il solo fatto che un bene territoriale con quelle caratteristiche esista (valore di esistenza). La valutazione di contingenza consiste nel domandare ad un campione di individui quale sia la massima disponibilità a pagare



(DAP) per il mantenimento/miglioramento della qualità di una risorsa mirando a tracciare una curva di domanda altrimenti latente. Questo strumento, fondato su questionari compilati attraverso interviste del tipo "in persona" ad un campione casuale di 200 residenti (per un totale di 400 interviste complessive) ha avuto come obiettivo principale la misurazione del possibile danno arrecato al paesaggio dalla presenza di impianti FER.

Nel questionario è stato richiesto all'intervistato di esprimere la propria disponibilità a pagare (DAP) per ottenere la delocalizzazione degli impianti FER presenti nel proprio ambito comunale.

Nello studio è stato chiesto ad un campione significativo di abitanti dei due comuni quanto fossero disposti a pagare per una delocalizzazione in altre aree indicando nella domanda i valori di 5 €, 10 €, 25 €, 50 €.

I risultati evidenziano che nel primo comune su 200 abitanti, 87 (43,5%) sono disposti a pagare, mentre nel secondo comune su 200 abitanti, 95 (47,5%) sono disposti a pagare. Mediamente i dati dei due comuni mettono in evidenza che i residenti sono disposti a pagare 17,6 € per delocalizzare l'impianto di progetto e non avere l'impatto visivo da esso prodotto (salvo che non esista come nel nostro caso).

Considerando ora l'impianto di progetto e sovrastimando i risultati della ricerca condotta nei due comuni, possiamo considerare che sicuramente oggi oltre il 50/60% della popolazione residente sia disposta a pagare fino a 20/25€ per delocalizzare un impianto FER.

Consideriamo la condizione peggiore che il 60% della popolazione residente (ipotizzata una popolazione con bacino di circa 8000 abitanti) sia disposta a pagare fino a 25 euro, risulta che

$$8000 \times 0.6 \times € 25 = € 120.000,00$$

Anche in questo caso in rapporto alla quantità di energia prodotta nei venti anni, risulta che:

$$€ 120.000,00 / 377.542.700 / 377542700 \text{ kWh} = 0,0000318 \text{ €/kWh}$$

Il valore ottenuto tiene conto della popolazione residente (decisamente sovrastimata) e non del visitatore dell'area. Considerando che nell'area non vi sono attrazioni turistiche di grande rilievo, non ci sono luoghi archeologici, nuraghe, domus de janas, luoghi panoramici e altro, si ipotizza comunque per eccesso di incrementare il valore ottenuto del 30% nella stima dell'impatto paesaggistico.

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto all'impatto paesaggistico, soprattutto di natura visiva, prodotto dall'impianto di progetto, lo stimiamo in:

$$0,00042 \text{ €/kWh}$$

Ipotizzando, invece, di adottare il costo medio per ettaro (€ /ha 263, da rivalutare 2009-2022) indicato per l'Italia nello studio europeo The Value of EU Agricultural Landscape (European Commission. Joint Research Centre Institute for Prospective Technological Studies), il risultato sarebbe il seguente:

$$263 \text{ €/ha} \times 13,7348 = 3.613 \text{ €} \times 20 \text{ anni} = 72.259$$

Anche in questo caso in rapporto alla quantità di energia prodotta nei venti anni, risulta che:

$$€ 72.259 / 377.542.700 \text{ kWh} = 0,000191 \text{ €/kWh}$$

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto all'impatto sulla vegetazione prodotto dal progetto, lo stimiamo in:

**0,000191 €/kWh (addirittura inferior al precedente)**

- **Impatto su Flora e Fauna e biodiversità.**

In merito alla componente Flora e Fauna è prevista la restituzione alle condizioni iniziali delle aree di cantiere non strettamente necessarie alla funzionalità dell'opera. L'impatto sulle colture sarà minimo e mitigato prevedendone la contestuale piantumazione nel perimetro e nelle aree di sfrido di impianto di uliveto e mandorleto, e comunque nelle aree all'interno dei terreni in disponibilità dello stesso proponente e in accordo con la proprietà che condurrà l'aspetto agricolo. Il bilancio sulla componente pertanto è nullo.

Lo sviluppo del solare a basso impatto, che include la presenza di vegetazione autoctona e di insetti impollinatori, offre numerosi vantaggi all'ecosistema, all'efficienza operativa e favorisce relazioni positive con il territorio.

In passato la costruzione di un impianto solare di grandi dimensioni obbligava a modificare fortemente il suolo, ad esempio livellandolo e coprendolo con ghiaia o un manto erboso.

Con il solare "a basso impatto" col sistema Agrovoltaico, la costruzione di un impianto è meno invasiva.

Dopo l'installazione dei pannelli fotovoltaici, ad esempio, vengono coltivate piante autoctone, fiori e altre piante officinali in grado di creare un habitat per le api autoctone e altre specie impollinatrici, a beneficio dell'ecosistema circostante.

Le api autoctone – ma anche le farfalle e le falene - trasportano il polline da un fiore all'altro, permettendo l'impollinazione e la formazione del frutto. Questo è un vantaggio per le fattorie vicine e per le colture che dipendono dall'impollinazione come la soia, che possono così beneficiare non solo dell'energia rinnovabile prodotta dall'impianto, ma anche dalla sua sostenibilità. La presenza di piante autoctone è un beneficio anche per la qualità del suolo. Rispetto all'erba e alla ghiaia, la flora locale trattiene meglio l'acqua, sia in caso di forti piogge che di siccità, e migliora la salute e la produttività del terreno. E non solo, perché la vegetazione nativa, se selezionata in modo appropriato, richiede anche un livello meno intenso di manutenzione e falciatura rispetto agli approcci tradizionali. A vantaggio, in questo caso, dei costi di manutenzione.

Inoltre, in molti casi, le installazioni solari a terra formano un ambiente favorevole e sufficientemente "protetto" per la colonizzazione di diverse specie, alcune anche rare che difficilmente riescono a sopravvivere sui terreni troppo sfruttati, o su quelli abbandonati e incolti. La stessa disposizione dei pannelli sul terreno, spiega lo studio, influisce sulla densità di piante e animali (uccelli, rettili, insetti): in particolare, una spaziatura più ampia tra le fila di moduli, con strisce di terreno "aperto" illuminato dal sole, favorisce la biodiversità.

In linea di principio si tratterebbe di quantificare i costi necessari ad un intervento che ripristini una vegetazione autoctona, o comunque analoga alla preesistente, e che scongiuri, per quanto possibile, l'infiltrazione di specie alloctone.

Poiché gli effetti del progetto in termini di alterazione della copertura vegetale sono riferibili alla necessità di procedere alla prevalente eliminazione di superfici a pascolo (poi ripristinate in quanto sistema Agrovoltaico), i costi di ripristino per delle superfici, sono quantificabili indicativamente in € 50.000,00, come desunti dal quadro Economico delle opere civili allegato al progetto definitivo.

Anche in questo caso in rapporto alla quantità di energia prodotta nei venti anni, risulta che:

$$\text{€ } 50.000 / 377.542.700 \text{ kWh} = 0,000135 \text{ €/kWh}$$

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto all'impatto sulla vegetazione prodotto dal progetto, lo stimiamo in:

$$0,000135 \text{ €/kWh}$$

- **Suolo e sottosuolo**

Supponendo ad esempio di voler costruire un impianto di generazione fotovoltaico da 10 MW sul campo, (tradizionale o Agrovoltaico non fa differenza se la discriminante è la dimensione in pianta) sarà necessario occupare una superficie di circa 20 ettari (ha), pari a 28 campi da calcio (prendendo come riferimento le dimensioni del terreno di gioco dello stadio Olimpico di Roma). Scalando opportunamente le dimensioni, per installare 50, 60 e 70 GW di fotovoltaico serviranno rispettivamente 50.000, 60.000 e 70.000 ha, pari a 500, 600 e 700 chilometri quadrati (km<sup>2</sup>).

Queste dimensioni possono sembrare rilevanti, e lo sono, ma, se rapportate alla superficie disponibile in Italia, rappresentano una frazione trascurabile di terreno. Ad esempio, 700 km<sup>2</sup> corrispondono allo 0.7% dei terreni agricoli (95.612 km<sup>2</sup>) o boschivi (106.337 km<sup>2</sup>). Volendo invece considerare l'installazione a tetto, come visto sopra la richiesta di superficie si ridurrebbe a 350, 430 e 500 km<sup>2</sup>, che corrispondono al 2-2.5% della superficie artificiale, edificata e non (19.809 km<sup>2</sup>), dati Eurostat 2018. Queste stime sono in completo accordo con quelle ricavate in un recente studio "*The potential land requirements and related land use change emissions of solar energy*" pubblicato sulla rivista Scientific Reports, del gruppo editoriale Nature. Teniamo anche conto che, sempre in Italia, abbiamo più di 74.000 kmq di terreni abbandonati o inutilizzati, senza contare la possibilità della installazione di centrali fotovoltaiche o eoliche off-shore, di fronte alle coste. Pertanto, la richiesta di nuovo suolo è assolutamente sostenibile e non rappresenta un problema tale da limitare l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici.

L'idea di fondo, a cui si ispirano tali nuove configurazioni, è quella per cui gli impianti fotovoltaici, oltre che apportare benefici in termini di riduzione delle immissioni di CO<sub>2</sub>, possano costituire una concreta leva di sviluppo del territorio, contribuendo al mantenimento, ed in taluni casi al miglioramento, delle pratiche agricole sostenibili ed alla conservazione degli ecosistemi. Un simile risultato viene sovente raggiunto per mezzo di un riparto razionalizzato delle superfici a disposizione, ottenuto grazie alla ponderazione di tre principali componenti: fotovoltaico, agricoltura ed ecosistema. Per tale via, la tutela della biodiversità che insiste sull'areale è garantita dalla creazione di fasce arbustive e di aree destinate alla coltivazione, le quali, il più delle volte, vengono ricavate utilizzando le superfici che giacciono al di sotto dei moduli fotovoltaici. In

taluni casi, dette porzioni di terreno vengono poi ulteriormente valorizzate tramite lo sviluppo di appositi piani colturali. In altri, il suolo viene volutamente lasciato a riposo per lunghi periodi, agricoltura cd. “a perdere”. In entrambe le ipotesi, le soluzioni adottate si rivelano utili a contribuire alla tutela dello stato conservativo delle specie caratterizzanti la fauna locale. Nondimeno, gli interventi di impianto e di conservazione di colture autoctone, erbacee e arboree, sono altresì utili a contrastare gli effetti erosivi e i processi di desertificazione, i quali possono interessare ampie porzioni delle aree agricole, soprattutto ove queste versino in stato di abbandono.

L’adozione di tali accorgimenti è inoltre in grado di influenzare anche la componente idrologica e la temperatura del suolo (cd. “microclima”), mitigandola opportunamente e riducendo, di conseguenza, il consumo idrico necessario all’attività irrigua. In tal modo, sembrerebbe quindi possibile conseguire reciproci vantaggi in termini di produzione di energia rinnovabile, di tutela ambientale, di conservazione della biodiversità, nonché, last but not least, di scongiurare il consumo di suolo agricolo.

Ciò che sembra mutare, in sostanza, è la prospettiva dalla quale muovono le iniziative in commento. L’esigenza di tutelare i tratti percettivi del territorio e gli elementi naturali che lo caratterizzano è oggi indubbiamente più sentita rispetto al passato, al punto da aver posto sotto altra luce la ricerca degli accorgimenti tecnici finalizzati a tutelare tali componenti. Prova ne è il fatto che i contributi di carattere ambientale arricchiscono oramai in maniera pregnante i contenuti della progettualità, conferendo a tali iniziative un’impronta dotata di maggiore spessore e tecnicismo.

**La soluzione del sistema Agrovoltaiico rende tale sottrazione di suolo agricolo pressoché quasi nullo.**

**Il bilancio sulla componente pertanto è positivo.**

Considerato che la superficie captante dei pannelli, e quindi la superficie, in pianta, sottratta al suolo del sedime risulta essere di 48.230 mq e che il valore medio agricolo della terra, come prima riportato ha il valore massimo di 10.000 €/ha il valore al mq risulta essere di 1€/mq che rapportato alla superficie captante diventa di € 48.230.

i costi di ripristino per delle superfici, sono quantificabili indicativamente in € 50.000,00, come desunti dal quadro Economico delle opere civili allegato al progetto definitivo.

Anche in questo caso in rapporto alla quantità di energia prodotta nei venti anni, risulta che:

$$\text{€ } 48.230 \times 20 / 377.542.700 \text{ kWh} = 0.00256 \text{ €/kWh}$$

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto all'impatto sulla vegetazione prodotto dal progetto, lo stimiamo in:

$$0.00256 \text{ €/kWh}$$

- **Ambiente Idrico e microclima**

La produzione di energia tramite installazioni fotovoltaica si caratterizza per l'assenza di rilasci in corpi idrici nel suolo ed il cantiere di costruzione dell’impianto non prevede particolari approvvigionamenti di risorse idriche se non per la sezione Agricola annessa (svilupata nella Relazione Agronomica di Progetto).

**Il bilancio sulla componente, pertanto, è nullo e non quantificabile.**

- **Aria e Fattori Climatici**

Constando l'opera in progetto di un impianto a fonte rinnovabile, l'impatto sulla componente, in termini di mancate emissioni, è positivo.

A livello di microclima si riporta come i pannelli solari causino variazioni stagionali e diurne nel microclima di aria e suolo. In particolare, durante l'estate si è osservato un raffreddamento, fino a 5,2 ° C, ed un essiccamento nelle aree coperte maggiore rispetto a quelle tra i moduli o nelle zone di controllo. Al contrario, durante l'inverno, gli spazi fra i pannelli risultavano fino a 1,7° C più freddi rispetto al suolo coperto dal fotovoltaico. A cambiare non è solo la temperatura, ma anche l'umidità, i processi fotosintetici, il tasso di crescita delle piante e quello di respirazione dell'ecosistema. Alona Armstrong, co-autrice dello studio, ritiene che i risultati sollevino alcune questioni fondamentali per il futuro.

La comprensione degli effetti climatici dei parchi solari potrebbe secondo gli scienziati dare agli agricoltori e ai proprietari del terreno la conoscenza di cui hanno bisogno per scegliere quali colture farvi crescere e il modo migliore per gestire il territorio, massimizzando biodiversità e migliorando le rese. Questa comprensione diventa ancora più interessante se applicata a zone molto soleggiate che possono anche soffrire di siccità. L'ombra sotto i pannelli, infatti, non solo raffredda ma aumenta il grado di umidità trattenendo parte dell'evaporazione del terreno. In questo modo si può consentire di coltivare piante che non sopravviverebbero sotto il sole diretto.

**Il bilancio sulla componente, pertanto, è nullo e non quantificabile.**

- **3.5. Valore immissioni evitate di CO2**

Per produrre un chilowattora elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

L'anidride carbonica è uno dei principali gas responsabili dell'effetto serra perché trattiene il calore del Sole e se è presente in atmosfera sopra a una certa concentrazione provoca un surriscaldamento della Terra. La concentrazione di anidride carbonica in atmosfera non è mai stata così alta negli ultimi 400000 anni e continua a crescere a grande velocità. Le ultime rilevazioni dell'osservatorio di Mauna Loa (Hawaii, 2004) indicano una concentrazione di CO2 in atmosfera di 378 ppm (parti per milione). L'incremento di concentrazione è da imputarsi principalmente alle emissioni di CO2 dovute alle attività umane e soprattutto all'uso dei combustibili fossili.

Per valutare se il costo di energia per la produzione dei moduli fotovoltaici permette di realizzare un reale beneficio si sviluppa il seguente calcolo:

**- Vita utile impianto: 20 anni**

- **Energy pay back time: 3 anni = periodo di tempo utile affinché il fotovoltaico produca l'energia che è stata necessaria per la sua realizzazione**

- **Producibilità annua: 15.101.708 kWh pari a 1580 kWh su kW**

- **Produzione nell'arco di vita (20 anni – 3anni): 332.238.500 kWh.**

Il Risparmio di combustibile sarà quindi di circa 2,5 tep. Se 1tep equivale a 11.628 kWh.

- **Emissioni evitate: 28.572 kg di CO2.**

L'emissione di anidride carbonica "evitata" ogni anno è facilmente calcolabile. È sufficiente moltiplicare il valore di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico per il fattore del mix elettrico italiano: 0,53 kg di CO2 evitata per ogni kWh prodotto da fotovoltaico.

Utilizzando comunque il valore corrispondente per tonnellata di CO2, stimiamo il valore delle immissioni in ambiente di CO2 evitate per kWh prodotto pari a;

$$0,0355 \text{ €/kg} \times 0,53 \text{ kg/kWh} = 0,0188 \text{ €/kWh}$$

### • 3.6. Costo di produzione energia

Ai costi sopra stimati va aggiunto il costo di produzione dell'energia elettrica per l'impianto in studio.

In generale, i costi della generazione di elettricità dal sole dipendono da vari fattori, in particolare dall'insolazione nel sito d'intervento, dal costo di realizzazione dell'impianto, dalla vicinanza del punto di consegna che determina un risparmio sulla realizzazione delle opere di rete per il trasporto dell'energia prodotta e dall'accessibilità del sito.

L'area sulla quale insiste l'impianto in oggetto si trova in condizioni di insolazione ottimali e il punto di consegna si trova a breve distanza dall'area di progetto e per quanto riguarda il percorso del cavidotto esterno (che collega l'impianto al punto di consegna), esso può utilizzare la viabilità esistente.

È opportuno precisare che una tradizionale centrale alimentata con combustibili fossili rispetto ad una centrale a fonte rinnovabile è caratterizzata dall'assenza di consumo di "combustibile", in quanto il sole è una risorsa gratuita e disponibile liberamente. Da quando l'industria fotovoltaica ha avuto inizio, circa 20 anni fa, il costo dell'energia è in continua diminuzione, grazie alle economie di scala legate all'ottimizzazione dei processi produttivi e soprattutto alle innovazioni tecnologiche degli aerogeneratori.

Nel suo studio LAZARD calcola l'LCOE per ciascuna tecnologia, tenendo conto di tutte le variabili: dai costi delle attrezzature, di costruzione e di finanziamento alle spese di funzionamento e manutenzione fino alle ore medie lavoro degli impianti. Nello studio emerge un costo per l'energia solare da 26 €/MWh a 54 €/MWh, dato in calo rispetto all'anno precedente.

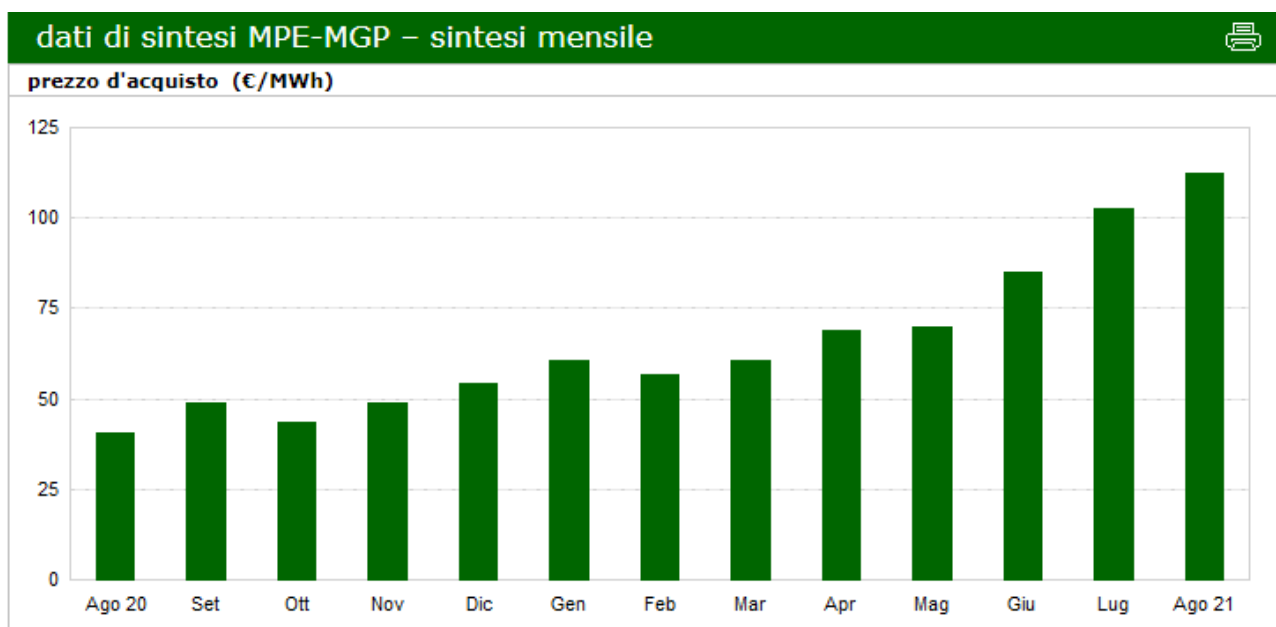
Per l'impianto di progetto è possibile stimare un costo di produzione dell'energia elettrica pari a:

$$54 \text{ €/MWh ovvero } 0,054 \text{ €/kWh}$$

## 5.2. Prezzo energia prodotta

L'analisi verrà completata con l'indicazione del prezzo di vendita dell'energia prodotta, sia nel caso di incentivi che di vendita diretta sul mercato libero. La tariffa incentivante per un impianto di questo tipo è di circa 70 €/MWh, cioè 0,070 €/kWh. Nel caso in cui si decida di vendere l'energia sul mercato, il prezzo medio di acquisto dell'energia in Italia nel 2020 è stato di 38,92 €/MWh, con i valori più bassi degli ultimi due anni causa covid-19 (Fonte GME), dato in controtendenza rispetto al 2021 con una media di 84,11 €/MWh (Fonte GME), ovvero 0,08411 €/kWh.

L'analisi prende in considerazione il valore dell'incentivo di **0,070 €/kWh** (fortemente cautelativo), valore al di sotto del valore di vendita dell'energia degli ultimi mesi (vedi figura sottostante).



## 5.3. Valutazione costi benefici

In base alle valorizzazioni dei costi esterni sopra riportate dalla seguente tabella è possibile quantificare che i benefici economici della produzione di energia elettrica per l'impianto Agrovoltico di progetto sono superiori ai costi esterni prodotti.

Voci Costo -Benefici	Tipologia	Valore
Prezzo vendita energia		0.070
Costo produzione energia LCOE	costo	-0.054
Costo impatto acustico	costo	-0.0014
Costo impatto visivo	costo	-0.00042
Costo impatto vegetazione	costo	-0.000135
costo impatto clima	costo	-0.00
Emissioni CO2 Evitate	Beneficio	0.0188
Saldo Totale	<b>€/kWh</b>	<b>0.032845</b>

## 5.4. Descrizione dei Benefici

### 5.4.1. Ricadute socioccupazionali

La realizzazione del progetto determina sicure ricadute sul territorio sia dal punto di vista economico che dal punto di vista sociale e occupazionale: incremento di occupazione conseguente alle opportunità di lavoro connesse alle attività di costruzione, all'esercizio e alle attività di manutenzione e gestione del parco fotovoltaico; richiesta di servizi per il soddisfacimento delle necessità del personale coinvolto. L'occupazione nel settore fotovoltaico è associata alle principali tipologie di attività di seguito brevemente elencate.

## 6. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI

### 6.1. Premessa

Negli ultimi anni la crescita delle fonti rinnovabili in Italia si è praticamente arrestata in tutti i settori: la nuova potenza annua installata dei nuovi impianti di generazione elettrica è stata ben al di sotto del GW; le pompe di calore e il solare termico sono cresciuti in modo marginale; le rinnovabili nei trasporti, in termini reali dal 2010, sono addirittura diminuite di circa il 25%.

Questa frenata ci ha allontanato dagli obiettivi di Parigi, segnando l'arresto del processo di decarbonizzazione negli ultimi tre anni, caratterizzati da emissioni di gas serra pressoché costanti, con ricadute negative anche per gli investimenti e l'occupazione. Non si dimentichi che l'Italia, per diversi anni, era stata uno dei top player mondiali del settore, seconda in Europa solo alla Germania.

Oggi ha un ruolo sempre più marginale nel panorama internazionale in uno dei comparti economici più dinamici, con un indotto occupazionale che ha ormai superato i 10 milioni di posti di lavoro nel mondo.



L'ultimo rapporto 2016 del GSE – che utilizzeremo nella fase di determinazione delle Unità Lavorative –, stima per l'Italia un indotto del settore delle rinnovabili (trasporti esclusi) di 115.000 unità lavorative, di cui circa 65.000 nel comparto delle rinnovabili termiche e circa 50.000 in quello elettrico.

L'impatto su quest'ultimo è stato particolarmente duro, considerando che tra il 2011 e il 2016 gli investimenti sono passati da oltre 14 a meno di 2 miliardi di euro e gli occupati, sempre nel 2011, erano quasi 130.000. Gli obiettivi di crescita per le rinnovabili al 2023 sono stati calcolati a partire dagli scenari della Strategia energetica nazionale (Sen), con alcune variazioni, ma aumentando l'impegno previsto per tenere conto della nuova Direttiva Red II che rivede al rialzo il target al 2030, passato dal 27% (si veda il "Quadro per il clima e l'energia della Commissione Europea) di rinnovabili sul Consumo finale lordo al 32%.

Si tratta di un obiettivo ancora insufficiente a rispettare l'impegno di mantenere l'aumento della temperatura globale ben al di sotto dei 2°C annui, ma comunque con un rialzo che ci consentirebbe di fare un importante passo avanti verso l'attuazione degli impegni sottoscritti nel 2015 a Parigi. Lo scenario proposto richiederebbe di far crescere il consumo finale lordo da fonti rinnovabili dagli attuali 22 Mtep circa a oltre 28 Mtep in cinque anni.

Il conseguimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili richiede dunque una spesa per investimenti che ammonta a 68,8 miliardi di euro per l'intero quinquennio di previsione dello scenario, a cui si associa una spesa di manutenzione di oltre 6,4 miliardi di euro. Oltre il 53% degli investimenti andrà a favore delle rinnovabili termiche, il 46% per lo sviluppo delle rinnovabili elettriche e la parte rimanente per lo sviluppo del biometano.

Se si guarda soltanto agli impatti diretti e indiretti attivati dagli investimenti, l'impatto economico e occupazionale può così essere quantificato nei cinque anni per le principali macrovoci della contabilità nazionale, come segue:

- oltre 155 miliardi di euro di nuova produzione, di cui l'83% interna e la parte rimanente di importazione;
- oltre 47 miliardi di euro di nuovo valore aggiunto;
- circa 702.000 unità di lavoro classificabili come green job, tra occupati diretti e indiretti.

Se si inseriscono nel conteggio anche gli effetti indotti, ossia gli impatti causati dalla retroazione positiva che l'incremento dei redditi monetari genera sul livello dei consumi e degli investimenti, nei cinque anni si generano quasi 1.150.000 unità lavorative. Va osservato come, sia per le biomasse che per il biometano, resti esclusa dal calcolo la componente legata agli approvvigionamenti, che in questa analisi viene affrontata con l'intervento in favore della circular-economy e con quello per la gestione forestale.

Il quadro normativo di riferimento e la metodologia adottata

Il D.lgs. 28/2011, articolo 40, comma 3, lettera a) attribuisce al GSE il compito di: «sviluppare e applicare metodologie idonee a fornire stime delle ricadute industriali ed occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili ed alla promozione dell'efficienza energetica».

L'analisi del GSE utilizza un modello basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali (input – output) ricavate dalle tavole delle risorse e degli impieghi pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT), opportunamente integrate e affinate. Tali matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio & manutenzione (O&M).

Il ricorso alle metodologie della Tavola input-output e della matrice di contabilità sociale (Sam, Social Accounting Matrix) permette inoltre la quantificazione degli impatti generati da programmi di spesa in termini di:

- effetti diretti su valore aggiunto e occupazione prodotti direttamente nel settore interessato dall'attivazione della domanda;
- effetti indiretti generati a catena sul sistema economico e connessi ai processi di attivazione che ciascun settore produce su altri settori di attività, attraverso l'acquisto di beni intermedi, semilavorati e servizi necessari al processo produttivo;
- effetti indotti - Matrice Sam - in termini di valore aggiunto e occupazione generati dalle utilizzazioni dei flussi di reddito aggiuntivo conseguito dai soggetti coinvolti nella realizzazione delle misure (moltiplicatore keynesiano).

## **6.2. Le ricadute monitorate**

### **6.2.1. Creazione di valore aggiunto**

Il valore aggiunto nazionale risulta dalla differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle branche produttive e il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive); esso, inoltre, corrisponde alla somma delle remunerazioni dei fattori produttivi.

### **6.2.2. Ricadute occupazionali dirette**

Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

### **6.2.3. Ricadute occupazionali indirette**

Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori "fornitori" della filiera sia a valle sia a monte.

### **6.2.4. Occupazione permanente**

L'occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

#### 6.2.5. Occupazione temporanea

L'occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

#### 6.2.6. Unità lavorative annue (ULA)

Una ULA rappresenta la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno, ovvero la quantità di lavoro equivalente prestata da lavoratori a tempo parziale trasformate in unità lavorative annue a tempo pieno. Ad esempio, un occupato che abbia lavorato un anno a tempo pieno nella attività di installazione di impianti FER corrisponde a 1 ULA. Un lavoratore che solo per metà anno si sia occupato di tale attività (mentre per la restante metà dell'anno non abbia lavorato oppure si sia occupato di attività di installazione di altri tipi di impianti) corrisponde a 0,5 ULA attribuibili al settore delle FER.

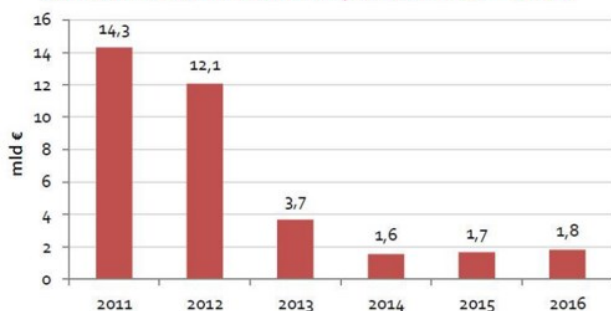
#### 6.2.7. Valori Occupazionali

Utilizzando nel modello di calcolo i dati riguardanti le nuove installazioni (costi in €/kW e nuova potenza installata MW), si è stimato che, nel periodo 2011-2022, gli investimenti in nuovi impianti siano ammontati in totale a circa 35 miliardi di euro.

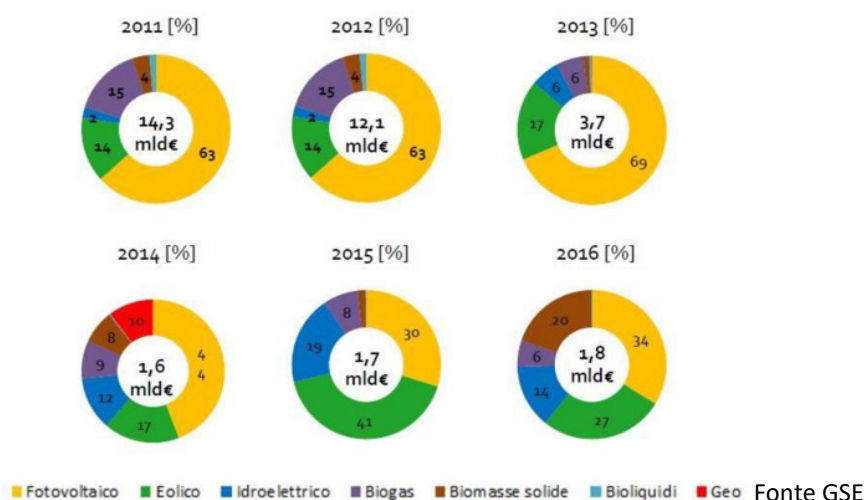
Durante i sei anni monitorati, gli investimenti in nuovi impianti per la produzione di energia elettrica da FER sono generalmente diminuiti. Essi hanno subito una forte accelerazione verso la fine degli anni 2000 per raggiungere il picco nel 2011. Successivamente, a seguito della revisione al ribasso degli incentivi, gli investimenti hanno cominciato a diminuire, con un decremento più marcato tra il 2012 e il 2013.

Dal 2013 al 2016, gli investimenti hanno ricominciato a crescere seppur molto gradualmente. La maggior parte degli investimenti hanno riguardato nuovi impianti fotovoltaici, nonostante la fine del "Conto Energia". Più in generale il focus di è spostato dai grandi ai piccoli impianti, come ad es.: mini e micro-impianti eolici e piccoli impianti idroelettrici, ovvero le tipologie ricomprese nei meccanismi di incentivazione.

### Investimenti in nuovi impianti: 2011 – 2016



Fonte: GSE



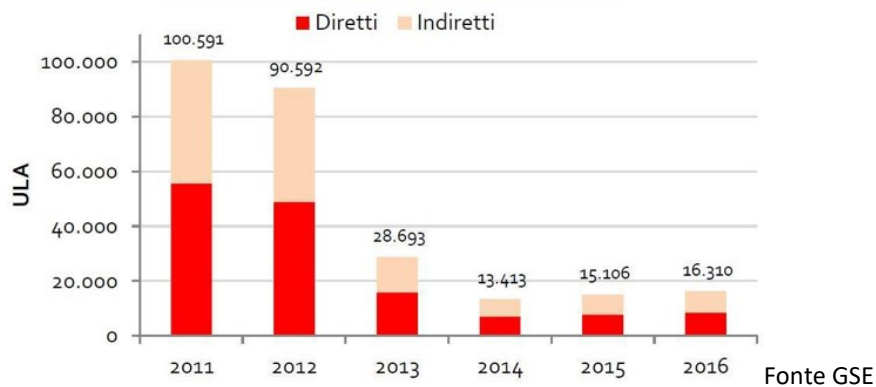
Secondo le analisi del GSE, al loro picco **nel 2011, gli investimenti in nuovi impianti FER-E hanno generato oltre 55 mila ULA temporanee dirette**. Considerando anche i settori fornitori il totale sale **a oltre 100 mila ULA temporanee (dirette più indirette)**.

I posti di lavoro generati dalle attività di costruzione e installazione degli impianti hanno poi seguito il trend decrescente degli investimenti.

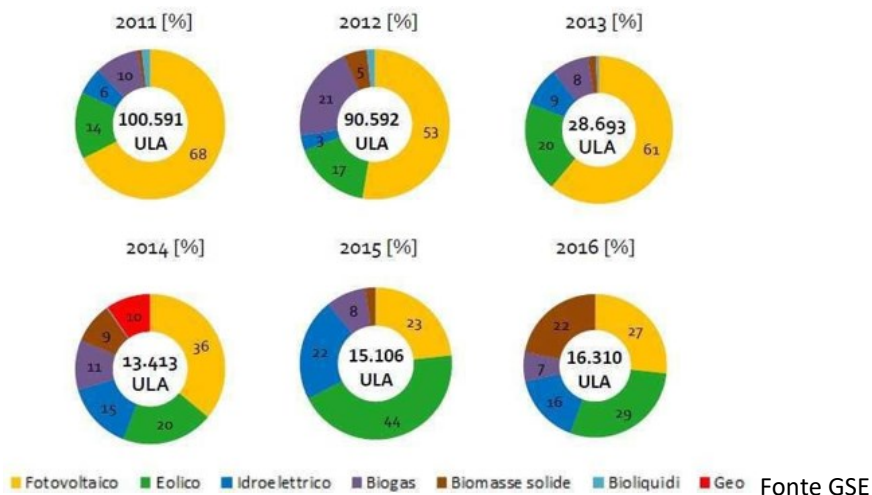
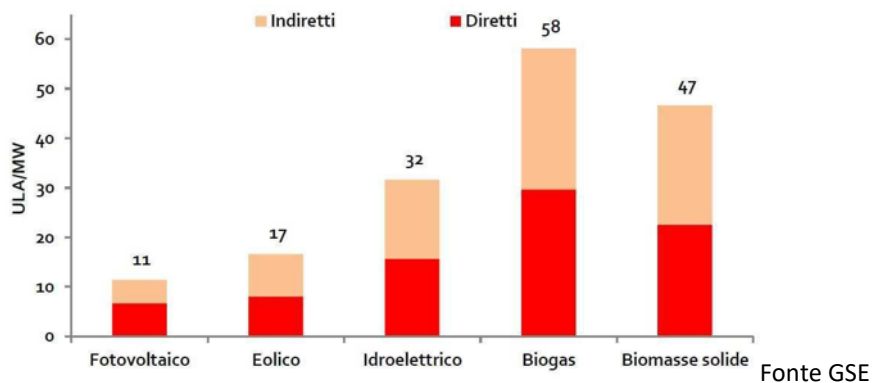
**Nel 2016 le nuove installazioni hanno generato oltre 16 mila ULA temporanee dirette e indirette.**

Considerando le ULA/MW, il maggior contributo alla creazione di posti di lavoro viene dalle bioenergie (soprattutto biogas), in virtù di una filiera più complessa e meno interessata dalle importazioni.

### ULA temporanee: 2011 - 2016

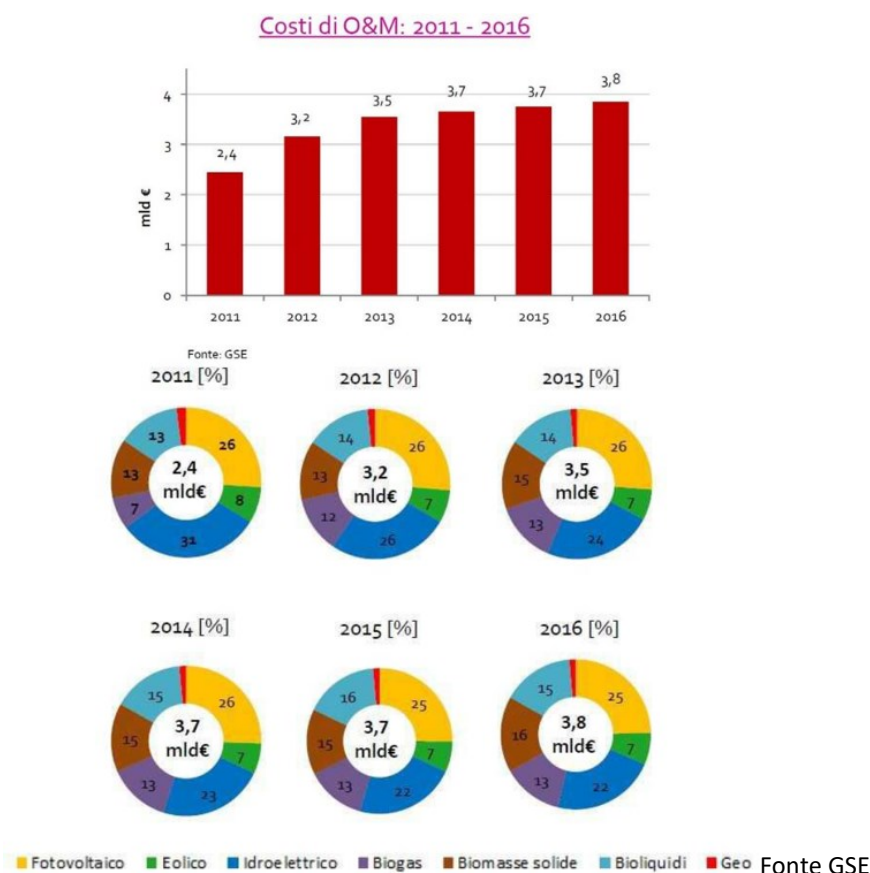


### ULA/MW 2016



Nonostante la diminuzione degli investimenti durante il periodo oggetto di analisi, in Italia la capacità complessivamente installata ha raggiunto dimensioni ragguardevoli, rendendo sempre più importanti da un punto di vista economico le attività di gestione e manutenzione degli impianti (O&M). L'analisi del GSE mostra come nel 2016 i costi di O&M ammontino a più di 3,8 miliardi di euro a fronte di una potenza installata di oltre 59 GW.

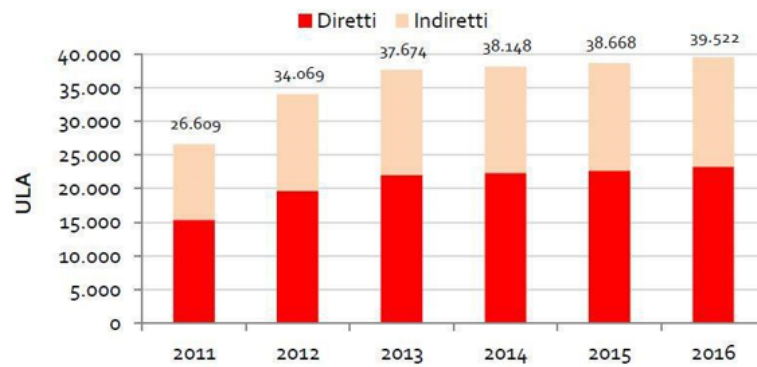
Una buona parte dei costi sostenuti riguardano gli impianti FV. Ciò è principalmente dovuto al gran numero di impianti esistenti (circa 730.000 corrispondenti a quasi 19,3 GW di potenza installata).



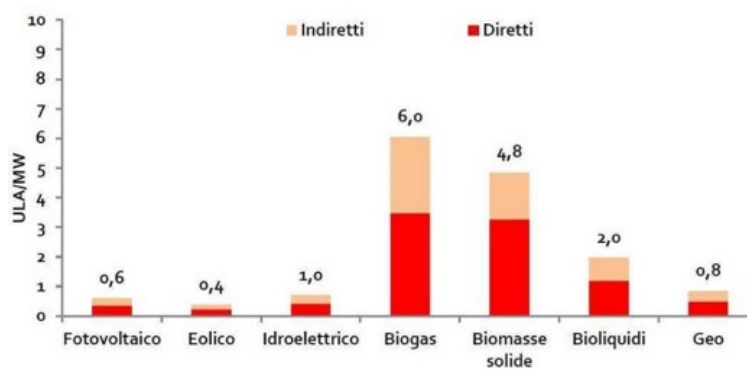
Secondo le analisi del GSE nel 2016, le spese di O&M in impianti FER-E hanno generato circa 23 mila ULA permanenti dirette. Considerando anche i settori fornitori il totale sale a circa 39,5 mila ULA permanenti (dirette più indirette).

Considerando le ULA/MW, le bioenergie appaiono essere particolarmente efficaci nella creazione di posti di lavoro nelle attività di O&M. Ciò è dovuto in particolare alla fase di approvvigionamento di combustibile. Il settore eolico, nonostante gli ingenti investimenti, si dimostra il meno efficace nel generare ULA permanenti. Appare evidente, tuttavia, sottolineare che i nuovi impianti di produzione realizzati al di fuori del mercato in certo senso viziati degli incentivi, produrranno un rapporto decisamente diverso ULA/MW. Tale considerazione nasce anche ai nuovi presupposti introdotti dal meccanismo delle PPA (Power Purchase Agreement); l'impianto realizzato in market-parity necessiterà costantemente di competenze altamente specializzate nel trading di energia.

### ULA permanenti: 2011 - 2016



### ULA/MW 2016



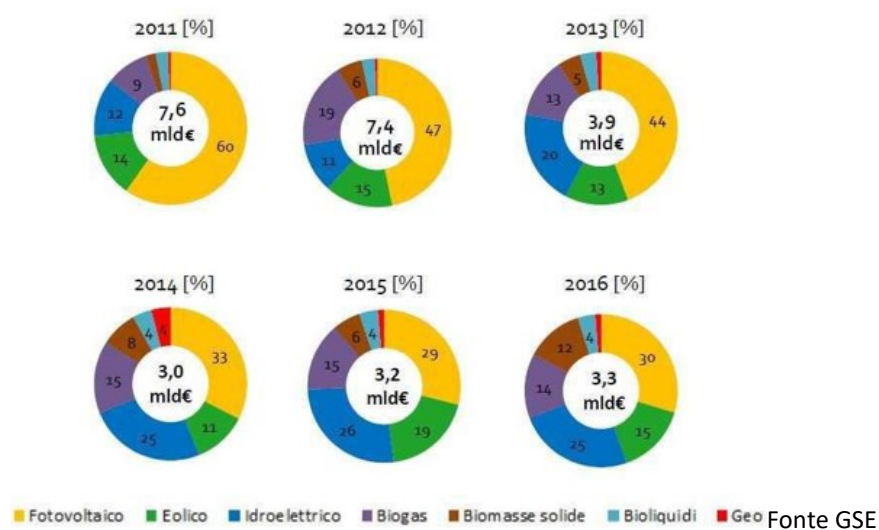
Fonte GSE

#### 6.2.8. Valore Aggiunto.

Il settore FER ha contribuito alla creazione di valore aggiunto per il sistema paese per circa 3,3 miliardi di euro (considerando gli impatti diretti e indiretti). Le attività di O&M sugli impianti esistenti è responsabile di una gran parte del valore aggiunto generato (oltre il 70%).

La distribuzione del Valore Aggiunto tra le differenti tecnologie è influenzata da vari fattori, in particolare dal numero degli impianti, dalla potenza installata e dal commercio internazionale. Per esempio, le componenti utilizzate nella fase di costruzione ed installazione degli impianti fotovoltaici ed eolici sono fortemente oggetto di importazioni. In altre parole, una non trascurabile parte del valore aggiunto associato alla costruzione di impianti FV ed eolici finisce all'estero a causa delle importazioni, fermi restando i valori di gettito fiscale diretto.

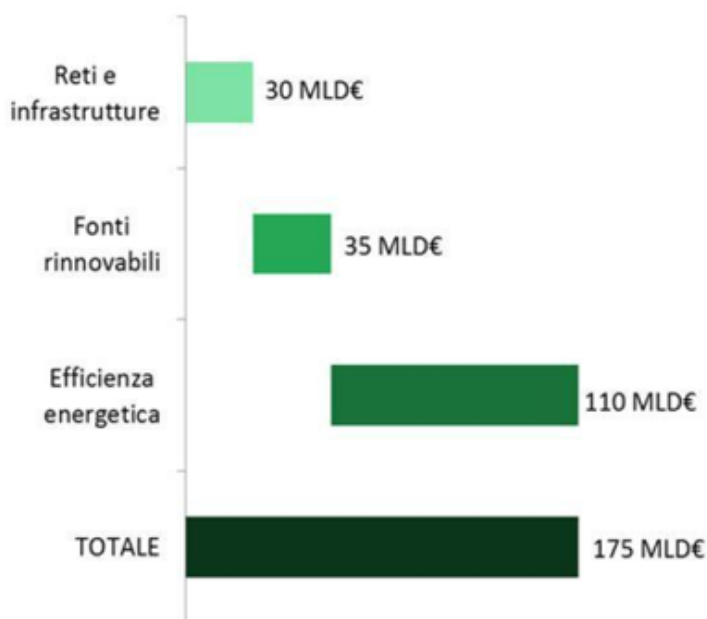
## Valore Aggiunto: 2011 - 2016





## 7. LA SEN: INVESTIMENTI E OCCUPATI

La SEN prevede 175 mld di € di investimenti aggiuntivi (rispetto allo scenario BASE) al 2030. Gli investimenti previsti per fonti rinnovabili ed efficienza energetica sono oltre l'80%. Per le FER sono previsti investimenti per circa 35 mld di €. Si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica.



Fonte SEN 2017

- Fotovoltaico ed eolico: quasi competitivi, guideranno la transizione.
- Idroelettrico: si dovrà principalmente mantenere in efficienza l'attuale parco impianti, cui si aggiungerà un contributo dai piccoli impianti.
- Bioenergie: programmate verso usi diversi (ad es. biometano nei trasporti) per ottimizzare le risorse. Favoriti i piccoli impianti connessi all'economia circolare
- Altre tecnologie innovative: sostegno con strumenti dedicati<sup>1</sup>

Dati gli investimenti e supponendo che l'intensità di lavoro attivata nei diversi settori dell'economia rimanga grosso modo costante nel tempo, il GSE ha stimato che gli investimenti in nuovi interventi di efficienza energetica potrebbero attivare come media annua nel periodo 2018-2030 circa 101.000 occupati, la realizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da FER potrebbe generare una occupazione media annua aggiuntiva di circa 22.000 ULA temporanee; altrettanti occupati potrebbero essere generati dalla realizzazione di nuove reti e infrastrutture. Il totale degli investimenti aggiuntivi previsti dalla SEN potrebbe quindi attivare circa 145.000 occupati come media annua nel periodo 2018 - 2030.

## 8. Impianto Fotovoltaico Siliqua 9,62 MW: analisi ricadute sociali, occupazionali ed economiche

Con la realizzazione dell'impianto Agrovoltaiico in oggetto, denominato "*Terras Corrias*" della potenza di picco di circa 9,62 MW, si intende conseguire un significativo contributo energetico in ambito di produzione di energia elettrica, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole, anche in considerazione del fatto che il Comune di Siliqua non contribuisce alla strategia energetica Nazionale, con l'assenza completa di impianti di produzione da energie rinnovabili.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti;
- aumento della biodiversità del territorio coinvolto e valorizzazione di un suolo povero.

### 8.1. Attenzione per l'ambiente

La promozione e la realizzazione di centrali di produzione elettrica da fonti rinnovabili trovano come primo contributo sociale da considerare quello della tutela dell'ambiente che si ripercuote a beneficio della salute dell'uomo.

Il contributo ambientale conseguente dalla promozione dell'intervento in questione si può definire secondo due parametri principali:

- Risparmio di combustibile;
- Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Considerando l'impianto di Siliqua, l'energia stimata come produzione del primo anno risulta essere di circa 14.929 MWh, e considerando la perdita di efficienza annuale di 0,9%, possiamo considerare quanto segue in termini di attenzione per l'ambiente per il tempo di vita dell'impianto minimo di 20 anni.

#### 8.1.1. Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Dato il parametro dell'energia prodotta dall'impianto in oggetto, il contributo al risparmio di combustibile relativo all'impianto fotovoltaico di Siliqua può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

<b>Risparmio di combustibile</b>	<b>TEP</b>
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	2.673,25
<b>TEP risparmiate in 20 anni</b>	<b>53.465,00</b>

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

#### Considerato che:

- l'articolo 2, comma 3, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni, stabilisce che la conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio (di seguito: tep) viene effettuata utilizzando l'equivalenza  $1 \text{ kWh} = 0,22 \times 10^{-3} \text{ tep}$  per il primo anno di applicazione dei decreti stessi e che il fattore di conversione dei kWh in tep può essere aggiornato dall'Autorità sulla base dei miglioramenti di efficienza conseguibili nelle tecnologie di generazione termoelettrica, al fine di promuovere l'efficienza e la concorrenza;
- con il documento per la consultazione DCO 2/08 l'Autorità ha avanzato proposte per l'aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tep (di seguito: fattore di conversione) nell'ambito del rimanente periodo di applicazione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 (2008-2011) proponendo in particolare:
  - a. di adottare un fattore di conversione pari a  $0,187 \times 10^{-3} \text{ tep/kWh}$ , basato su previsioni dell'Autorità relative all'evoluzione del rendimento medio del parco termoelettrico nazionale, per tutte le tipologie di intervento ammesse al rilascio di titoli di efficienza energetica (di seguito: TEE) in base ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni ad eccezione di quelle di cui alla successiva lettera b, almeno fino a quando le statistiche elaborate dalla società Terna S.p.a. non evidenzieranno uno scostamento importante da tale valore;

#### 8.1.2. Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive

L'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Dato il parametro dell'energia prodotta indicata nella premessa del paragrafo, il contributo alle emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive, relativo all'impianto fotovoltaico di Siliqua, può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

<b>Emissioni evitate in atmosfera di</b>	<b>Emissioni</b>	<b>CO2</b>	<b>SO2</b>	<b>NOX</b>	<b>Polveri</b>
specifiche in atmosfera [g/kWh]		474	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]		6.777.331,63	5.333,22	6.105,32	200,17
<b>Emissioni evitate in 20 anni [kg]</b>		<b>124.559,99</b>	<b>98.018,70</b>	<b>112.209,07</b>	<b>3.678,98</b>

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL

## 8.2. Ricadute Occupazionali ed Economiche

Oltre ai benefici di carattere ambientale per cui la realizzazione dell'impianto comporta un forte contributo, l'iniziativa della realizzazione dell'impianto fotovoltaico di Siliqua ha una importante ripercussione a livello occupazionale ed economico considerando tutte le fasi, dalle fasi preliminari di individuazione delle aree a quelle legate all'ottenimento delle autorizzazioni, dalla fase di realizzazione, a quelle di esercizio e manutenzione durante tutti gli anni di produzione della centrale elettrica.

### 8.3. Occupazione: unità lavorative

Secondo i parametri riportati dalle analisi di mercato redatte dal Gestore dei Servizi Energetici, l'impianto di Siliqua come descritto precedentemente, possiamo assumere i seguenti parametri sintetici relativi alla fase di Realizzazione e alla fase di Esercizio e manutenzione (O&M):

- Realizzazione - Unità lavorative annue (dirette e indirette): 4 ULA/MW
- O&M – Unità lavorative annue (dirette e indirette): 0.3 ULA/MW

Nello specifico l'impianto contribuirà alla creazione delle seguenti unità lavorative annue:

- Realizzazione: 30/40 ULA ca.
- O&M: 2/5 ULA ca.

Il periodo di realizzazione dell'impianto è stimato essere di circa 10 mesi dall'inizio dei lavori alla entrata in esercizio dell'impianto. Considerando che la fase di progettazione si avvierà 24 mesi prima dell'apertura del cantiere possiamo considerare 36 mesi come durata effettiva delle attività lavorative. Tale lungo periodo è dovuto principalmente alle lungaggini dell'Iter valutativo ambientale che in Sardegna è piuttosto complicato e tortuoso. Le attività lavorative nelle fasi di costruzione possono essere sviluppate così come riportato nella tabella al successivo paragrafo.

### 8.4. Ricadute Economiche

Il mercato delle rinnovabili conosce una fase ormai matura ed è quindi facile reperire sul territorio competenze qualificate il cui contributo è sicuramente da considerare come una risorsa per la realizzazione dell'iniziativa in questione, dalla fase di sviluppo progettuale ed autorizzativo fino a quella di esercizio e manutenzione.

Oltre al contributo specialistico e qualificato, le competenze locali giocano un ruolo importante sotto l'aspetto logistico. La seguente tabella descrive le percentuali attese del contributo locale, a seconda delle macro-attività della fase operativa dell'iniziativa:

Fase di Costruzione	Percentuale attività Contributo Locale
Progettazione	20%
Preparazione area cantiere	100%
Preparazione area	100%
Recinzione	100%
Installazione strutture fondazione	90%
Installazione strutture	90%
Installazione moduli fv.	90%
Cavidotti MT/bt	100%
Preparazione aree e basamenti per Conversion Units	100%
Installazione Conversion Units	100%
Installazione elettrica Conversion Units	90%
Installazione cavi MT/bt	100%
Cablaggio pannelli fv+cassette stringa	90%
Opere elettriche Sottostazione	90%
Commissioning	80%

In linea generale il principale apporto locale nella fase di realizzazione è rappresentato dalle attività legate alle opere civili ed elettriche che rappresentano approssimativamente il 15-20% del totale dell'investimento. La restante percentuale è rappresentata dalle forniture delle componenti tecnologiche, tra cui le principali sono rappresentate dai moduli fotovoltaici, dalle unità di conversione (Cabine di conversione "Inverter Stations"), dai trasformatori MT/bt, dai Trasformatori AT/MT e dalle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici.

Per quanto riguarda la fornitura delle strutture di supporto, la porzione di carpenteria metallica può tuttavia essere acquistata sulla filiera del territorio regionale, incrementando il contributo locale di un'ulteriore porzione variabile tra l'8 e il 10% del totale dell'investimento. Ovviamente vanno anche considerate le attività direttamente connesse alle opere di recinzione, nonché le maestranze qualificate tanto per l'installazione, quanto per la manutenzione del verde all'interno dell'area di impianto.

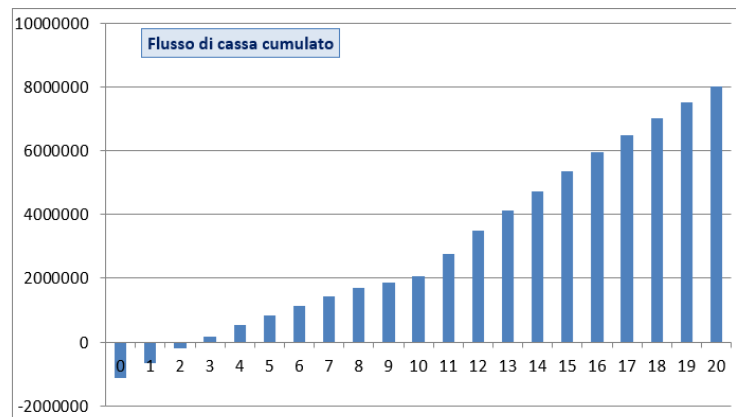
## 9. DM 2010 – LINEE GUIDA E COMPENSAZIONI AMBIENTALI

Fermo restando, anche ai sensi del punto 1.1 e del punto 13.4 delle presenti linee guida, che per l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni, l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi, nel rispetto dei seguenti criteri:

- a) non dà luogo a misure compensative, in modo automatico, la semplice circostanza che venga realizzato un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, a prescindere da ogni considerazione sulle sue caratteristiche e dimensioni e dal suo impatto sull'ambiente (3);
- b) le «misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale» sono determinate in riferimento a «concentrazioni territoriali di attività, impianti ed infrastrutture ad elevato impatto territoriale», con specifico riguardo alle opere in questione (4);
- c) le misure compensative devono essere concrete e realistiche, cioè determinate tenendo conto delle specifiche caratteristiche dell'impianto e del suo specifico impatto ambientale e territoriale;
- d) secondo l'articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004, le misure compensative sono solo «eventuali», e correlate alla circostanza che esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale;
- e) possono essere imposte misure compensative di carattere ambientale e territoriale e non meramente patrimoniali o economiche solo se ricorrono tutti i presupposti indicati nel citato articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004; f) le misure compensative sono definite in sede di conferenza di servizi, sentiti i Comuni interessati, anche sulla base di quanto stabilito da eventuali provvedimenti regionali e non possono unilateralmente essere fissate da un singolo Comune;
- g) nella definizione delle misure compensative si tiene conto dell'applicazione delle misure di mitigazione in concreto già previste, anche in sede di valutazione di impatto ambientale (qualora sia effettuata). A tal fine, con specifico riguardo agli impianti fotovoltaici, l'esecuzione delle misure di mitigazione di cui all'allegato 4, costituiscono, di per sé, azioni di parziale riequilibrio ambientale e territoriale;
- h) le eventuali misure di compensazione ambientale e territoriale definite nel rispetto dei criteri di cui alle lettere precedenti non possono comunque essere superiori al 3 per cento dei proventi, comprensivi degli incentivi vigenti, derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto.
- L'autorizzazione unica comprende indicazioni dettagliate sull'entità delle misure compensative e sulle modalità con cui il proponente provvede ad attuare le misure compensative, pena la decadenza dell'autorizzazione unica.

Secondo tali disposizioni del DM 2010 la società ha prodotto il seguente calcolo sulla base delle determinazioni emerse dal Business Plan legato alla producibilità attesa di impianto, restituita dal report PVGIS sulla producibilità specifica (attesa) dell'impianto, pari a **15.101.708,14 kWh**.

Impianto		Fotovoltaico
Tipologia installazione		a terra
Potenza Impianto	kWp	<b>9620</b>
Investimento	€	<b>5.690.134</b>
capacità di risparmio	%	<b>0</b>
Invest. Ridotto	€	<b>5.690.134</b>
Prezzo Moduli	€/kW	<b>240</b>
Prezzo energia	€/MWh	<b>70</b>
	€/kWh	<b>0,070</b>
Producibilità	kWh/kWp	<b>1585</b>
Tassazione	%	<b>20</b>
Percentuale equity	%	<b>20</b>
Ammontare equity	€	<b>1.138.027</b>
Durata finanziamento	anni	<b>10</b>
Percentuale finanziata	%	<b>80</b>
Tasso interesse applicato	%	<b>4</b>
VAN	€	<b>4.662.015</b>
TIR		<b>35,5%</b>



Andamento TIR vs Investimento e prezzo energia						
		Investimento (M\$)				
		10	10,5	11	11,5	12
Pr. energia (€/MWh)	60	23,0%	23,0%	23,0%	23,0%	23,0%
	70	35,5%	35,5%	35,5%	35,5%	35,5%
	80	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%
	90	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%
	100	76,7%	76,7%	76,7%	76,7%	76,7%
	110	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%

YEAR NO.	0	1	2	3	4	5
YEAR	2024	2025	2026	2027	2028	2029

[illegible]

INCOME STATEMENT					2023	2022	2021	2020	2019	2018
Fattore di incentivo					1,25	1,25	1,25	1,15	1,15	1,10
ELECTRICITY SALES	€/kWh	0,070	0,00	%	20.445.293,38 €	13.341.173,75	13.272.502,88	12.215.196,14	12.099.120,16	11.550.766,97
Feed in Tariff	€/kWh	0,000	20,00	Y	- €	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ENERGY SALES	20.445.293,38 €	1.334.173,75	1.327.502,88	1.215.196,14	1.209.120,16	1.150.766,97
--------------	-----------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

EXPENSES				9,084,049.35 €		367,287.78	370,081.42	372,930.95	375,837.46	378,802.10
O&M, management, assurance, other	€	139,682	2,00 %	3,393,914.93 €		139,682.40	142,476.05	145,325.57	148,232.08	151,196.72
Depreciation	years	25	4,00 %	5,690,134.42 €		227,605.38	227,605.38	227,605.38	227,605.38	227,605.38

OPERATING PROFIT (BEFORE INTEREST & TAX)		11.361.244,03 €	966.885,97	957.421,46	842.265,19	833.282,70	771.964,87
Interest Capex	4,00	% 1.060.228,83 €	182.084,30	166.918,33	151.145,72	134.742,20	117.682,54
PROFIT BEFORE TAX		10.301.015,20 €	784.801,67	790.503,13	691.119,48	698.540,50	654.282,33

[illegible]

Tax	2.287.808,42 €	156.960,33	158.100,63	138.223,90	139.708,10	130.856,47
NET PROFIT	8.013.206,78 €	627.841,34	632.402,50	552.895,58	558.832,40	523.425,86
EBITDA	17.051.378,45 €	1.194.491,35	1.185.026,83	1.069.870,57	1.060.888,08	999.570,24

Cash Flow Adjustment										
Net Profit				8.013.206,78 €		627.841,34	632.402,50	552.895,58	558.832,40	523.425,86
Add : Depreciation				5.690.134,42 €		227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38
Less: Investment										
Add : Bank Loan				5.690.134,42 €	5.690.134,42					
	80%	5.690.134,42	10,00 %	4.552.107,54 €	4.552.107,54					
Rata Bank Loan						561.233,64	561.233,64	561.233,64	561.233,64	561.233,64
Less: Bank Loan Repayment						379.149,34	394.315,31	410.087,92	426.491,44	443.551,10
Residuo Bank Loan						4.552.107,54	4.172.958,20	3.778.642,89	3.368.554,97	2.942.063,53
Less: Iva Loan Repayment						0,00	0,00			
Residuo Bank IVA Loan						0,00	0,00	0,00		
Less: Loan Repayment										
				4.552.107,54 €	379.149,34	394.315,31	410.087,92	426.491,44	443.551,10	

Free Cash Flow	€	1.138.026,88	€	476.297,38	€	465.692,57	€	370.413,04	€	359.946,34	€	307.480,14
Accumulated FCF	€	1.138.026,88	€	661.729,51	€	196.036,93	€	174.376,10	€	534.322,44	€	841.802,58
DSCR		1,85		1,83		1,66		1,64		1,64		1,55

RESULTS		
Present Value of FCF	4%	4.662.014,54
IRR		35,52%
Return Period		2,39
Equity Invested		1.138.026,88

YEAR NO.	6	7	8	9	10	11
YEAR	2030	2031	2032	2033	2034	2035

INSTALLED CAPACITY	KWp	9 620									
losses(transformes, cable, etc)			0,00	%							
other losses			0,50	%							
ENERGY PRODUCTION (electricity sales)	kWh/kW inst	1.585,00			290.894.155,98 €	14.870.300,41	14.795.948,91	14.721.969,17	14.648.359,32	14.575.117,52	14.502.241,94
ENERGY PRODUCTION (GSE)	KWh/kW inst	1.585,00			290.894.155,98 €	14.870.300,41	14.795.948,91	14.721.969,17	14.648.359,32	14.575.117,52	14.502.241,94

# INCOME STATEMENT

INCOME STATEMENT					1,10	1,10	1,10	1,00	1,00	1,00	
Fattore di incentivo											
ELECTRICITY SALES	€/kWh	0,070	0,00	%	20.445.293,38 €	1.145.013,13	1.139.288,07	1.133.591,63	1.025.385,15	1.020.258,23	1.015.156,94
Feed in Tariff	€/kWh	0,000	20,00	%	- €	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ENERGY SALES	20.445.293,38 €	1.145.013,13	1.139.288,07	1.133.591,63	1.025.385,15	1.020.258,23	1.015.156,94
--------------	-----------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

# EXPENSES

O&M, management, assurance, other	€	139.682	2,00	%	9.084.049,35 €	381.826,03	384.910,45	388.056,55	391.265,57	394.538,78	397.877,44
Depreciation	years	25	4,00	%	5.690.134,42 €	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38

# OPERATING PROFIT (BEFORE INTEREST & TAX)

OPERATING PROFIT (BEFORE INTEREST & TAX)										
Interest Capex	4,00	%	1.060.228,83 €	93.167,10	94.322	743.339,08	634.119	625.719,45	617.279,49	
			10.301.015,20 €	663.246,60	672.888,85	683.236,10	591.777,99	604.133,54	617.279,49	
PROFIT BEFORE TAX										
Tax										
	IRES	20,00	%	2.287.808,42 €	132.649,32	134.577,77	136.647,22	118.355,60	120.826,71	123.455,90
	IRAP	0,00	%	- €	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	IMU	0	%	- €	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			2.287.808,42 €	132.649,32	134.577,77	136.647,22	118.355,60	120.826,71	123.455,90	
Tax										
			8.013.206,78 €	530.597,28	538.311,08	546.588,88	473.422,39	483.306,83	493.823,59	
NET PROFIT										
			17.051.378,45 €	990.792,48	981.983,00	973.140,45	861.724,96	853.324,83	844.884,87	
EBITDA										

# Cash Flow Adjustment

Net Profit			8.013.206,78 €	530.597,28	538.311,08	546.588,88	473.422,39	483.306,83	493.823,59
Add: Depreciation			5.690.134,42 €	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38
Less: Investment			5.690.134,42 €						
Add: Bank Loan			80% 4.552.107,54	10,00	Y	4.552.107,54 €			
Rata Bank Loan						561.233,64	561.233,64	561.233,64	0,00
Less: Bank Loan Repayment						461.293,14	479.744,86	498.934,66	518.892,05
Residuo Bank Loan						2.498.512,44	2.037.219,30	1.557.474,43	1.058.539,77
Less: Iva Loan Repayment									
Residuo Bank IVA Loan									
Less: Loan Repayment						4.552.107,54 €	461.293,14	479.744,86	498.934,66
									518.892,05
									539.647,73
									0,00

Free Cash Flow	€	296.909,52	€	286.171,59	€	275.259,60	€	182.135,72	€	171.264,48	€	721.428,97
Accumulated FCF	€	1.138.712,10	€	1.424.883,69	€	1.700.143,29	€	1.882.279,01	€	2.053.543,50	€	2.774.972,47
DSCR		1,53		1,51		1,49		1,32		1,31		

# RESULTS

Present Value of FCF	4%	4.662.014,54
IRR		35,52%
Return Period		2,39
Equity Invested		1.138.026,88



YEAR NO.	12	13	14	15	16	17
YEAR	2036	2037	2038	2039	2040	2041

INSTALLED CAPACITY	KWp	9 620									
losses(transformers, cable, etc)			0,00	%							
other losses			0,50	%							
ENERGY PRODUCTION (electricity sales)	kWh/kW inst.	1.585,00			290.894.155,98 €	14.429.730,73	14.357.582,07	14.285.794,16	14.214.365,19	14.143.293,37	14.072.576,90
ENERGY PRODUCTION (GSE)	KWh/kW inst.	1.585,00			290.894.155,98 €	14.429.730,73	14.357.582,07	14.285.794,16	14.214.365,19	14.143.293,37	14.072.576,90

# INCOME STATEMENT

INCOME STATEMENT															
Fattore di incentivo					1,00		0,90	0,90	0,90	0,90	0,80				
ELECTRICITY SALES					€/kWh	0,070	0,00	%	20.445.293,38 €	1.010.081,15	904.527,67	900.005,03	895.505,01	891.027,48	788.064,31
Feed in Tariff					€/kWh	0,000	20,00	%	- €	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ENERGY SALES	20.445.293,38 €	1.010.081,15	904.527,67	900.005,03	895.505,01	891.027,48	788.064,31
--------------	-----------------	--------------	------------	------------	------------	------------	------------

EXPENSES					9.084.049,35 €	401.282,88	404.756,43	408.299,46	411.913,34	415.599,50	419.359,38
O&M, management, assurance, other	€	139.682	2,00	%	3.393.914,93 €	173.677,51	177.151,06	180.694,08	184.307,96	187.994,12	191.754,00
Depreciation	years	25	4,00	%	5.690.134,42 €	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38

OPERATING PROFIT (BEFORE INTEREST & TAX)					11.361.244,03 €	608.798,27	499.771,24	491.705,58	483.591,67	475.427,99	368.704,93
--	--	--	--	--	-----------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

Interest Capex	4,00	%			1.060.228,83 €	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
----------------	------	---	--	--	----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

PROFIT BEFORE TAX					10.301.015,20 €	608.798,27	499.771,24	491.705,58	483.591,67	475.427,99	368.704,93
-------------------	--	--	--	--	-----------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

Tax	IRES	20,00	%		2.287.808,42 €	121.759,65	99.954,25	98.341,12	96.718,33	95.085,60	73.740,99
	IRAP	0,00	%		- €	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	IMU	0	%		- €	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

NET PROFIT					2.287.808,42 €	121.759,65	99.954,25	98.341,12	96.718,33	95.085,60	73.740,99
------------	--	--	--	--	----------------	------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

EBITDA					8.013.206,78 €	487.038,61	399.816,99	393.364,46	386.873,34	380.342,39	294.963,94
--------	--	--	--	--	----------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

Cash Flow Adjustment											
Net Profit					8.013.206,78 €	487.038,61	399.816,99	393.364,46	386.873,34	380.342,39	294.963,94
Add: Depreciation					5.690.134,42 €	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38	227.605,38
Less: Investment		5.690.134,42			5.690.134,42 €						
Add: Bank Loan	80%	4.552.107,54		10,00	4.552.107,54 €						
Rata Bank Loan						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Less: Bank Loan Repayment						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Residuo Bank Loan						-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
Less: Iva Loan Repayment											
Residuo Bank IVA Loan											
Less: Loan Repayment					4.552.107,54 €	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Free Cash Flow					€ 714.643,99	€ 627.422,37	€ 620.969,84	€ 614.478,71	€ 607.947,77	€ 522.569,32
Accumulated FCF					€ 3.489.616,46	€ 4.117.038,82	€ 4.738.008,66	€ 5.352.487,37	€ 5.960.435,14	€ 6.483.004,46
DSCR										

RESULTS			
Present Value of FCF	4%	4.662.014,54	
IRR		35,52%	
Return Period		2,39	
Equity Invested		1.138.026,88	

YEAR NO.	18	19	20
YEAR	2042	2043	2044

INSTALLED CAPACITY	kWp	9.620					
- losses(transformers, cable, etc)			0,00	%			
- other losses			0,50	%			
ENERGY PRODUCTION (electricity sales)	kWh/kW inst.	1.585,00			290.894.155,98 €	14.002.214,01	13.932.202,94
ENERGY PRODUCTION (GSE)	kWh/kW inst.	1.585,00			290.894.155,98 €	14.002.214,01	13.932.202,94

#### INCOME STATEMENT

Fattore di incentivo					0,80	0,80	0,80
ELECTRICITY SALES	€/kWh	0,070	0,00	%	20.445.293,38 €	784.123,98	780.203,36
Feed in Tariff	€/kWh	0,000	20,00	Y	- €	0,00	0,00

ENERGY SALES	20.445.293,38 €	784.123,98	780.203,36	776.302,35
--------------	-----------------	------------	------------	------------

#### EXPENSES

O&M, management, assurance, other	€	139.682	2,00	%	9.084.049,35 €	423.194,46	427.106,24
Depreciation	years	25	4,00	%	3.393.914,93 €	195.589,08	199.500,86
					5.690.134,42 €	227.605,38	227.605,38

OPERATING PROFIT (BEFORE INTEREST & TAX)	11.361.244,03 €	360.929,53	353.097,12	345.206,09
--	-----------------	------------	------------	------------

Interest Capex	4,00	%	1.060.228,83 €	-0,00	-0,00	-0,00
----------------	------	---	----------------	-------	-------	-------

PROFIT BEFORE TAX	10.301.015,20 €	360.929,53	353.097,12	345.206,09
-------------------	-----------------	------------	------------	------------

Tax	IRES	20,00	%	2.287.808,42 €	72.185,91	70.619,42
	IRAP	0,00	%	- €	0,00	0,00
	IMU	0		- €	0,00	0,00

NET PROFIT	8.013.206,78 €	288.743,62	282.477,70	276.164,87
------------	----------------	------------	------------	------------

EBITDA	17.051.378,45 €	588.534,90	580.702,50	572.811,47
--------	-----------------	------------	------------	------------

#### Cash Flow Adjustment

Net Profit				8.013.206,78 €	288.743,62	282.477,70
Add: Depreciation				5.690.134,42 €	227.605,38	227.605,38
Less: Investment		5.690.134,42		5.690.134,42 €		
Add: Bank Loan	80%	4.552.107,54	10,00	4.552.107,54 €		
Rata Bank Loan					0,00	0,00
Less: Bank Loan Repayment					0,00	0,00
Residuo Bank Loan					-0,00	-0,00
Less: Iva Loan Repayment						
Residuo Bank Iva Loan						
Less: Loan Repayment				4.552.107,54 €	0,00	0,00

Free Cash Flow	€ 516.349,00	€ 510.083,08	€ 503.770,25
Accumulated FCF	€ 6.999.353,46	€ 7.509.436,53	€ 8.013.206,78
DSCR			

#### RESULTS

Present Value of FCF	4%	4.662.014,54
IRR		35,52%
Return Period		2,39
Equity Invested		1.138.026,88

- **Produzione annua 15.101.134 KWh**
- **Ore equivalenti nette 1.570 kWh/kW**

Il BP della Società viene fatto girare ad una tariffa che si può attestare, dalle previsioni annuali fatte dal GSE, intorno a valori pari a 70 c€/kWh.

Moltiplicando tale valore per le ore di producibilità annue (KWh/anno) si ottiene una stima dei proventi lordi pari a:

$$0,070 \times 15.101.708 = 1.057.120 \text{ € di fatturato annuo}$$

il cui 3% risulta essere pari a circa **32.000 €/anno**.

Chiaramente, tale analisi è suscettibile a modifiche secondo l'andamento del mercato e della tariffa realmente spettante.

Relativamente alla cifra annuale sopra riportata si specifica che, essendo il valore puramente indicativo, andrà contestualizzato e ricalcolato alle condizioni di mercato a cui accederà l'impianto. Infine, in base alla tariffa spettante, verrà stabilito il valore delle opere compensative che sarà stimato come previsto dall'Allegato 2 del D.M. 10.9.2010, ovvero con un importo pari, al massimo, al 3% dei proventi annui.

Diverso se, invece, sul territorio possono instaurarsi rapporti privilegiati con soggetti che volessero aderire ad un sistema misto con apporto di regolari PPA per la cessione dell'energia direttamente sul territorio.

Infatti, indipendente da qualsiasi forma di ricaduta economica successiva sul territorio, la costituzione di rapporti privilegiati con il territorio coi cosiddetti PPA (Power Purchase Agreement) dove un PPA è un accordo di fornitura di energia elettrica a lungo termine tra due parti, di solito tra un produttore di energia elettrica (seller) e un consumatore o distributore di energia elettrica (buyer). Tra questi potrebbe esserci proprio l'Amministrazione Comunale e le sue utenze pubbliche o semplici PMI. Se poi, oltre ai PPA si potessero implementare le CER sarebbe anche meglio.

I PPA definiscono nel dettaglio tutti i termini e le condizioni per la vendita e l'acquisto di energia elettrica, compresi il volume di elettricità da fornire, i prezzi negoziati, il bilanciamento tra produzione e consumi e le penali in caso di inadempimento del contratto. Trattandosi di un accordo bilaterale, il PPA può assumere varie forme ed essere adattato alle parti. Le forniture di energia elettrica possono essere fisiche o avvenire attraverso gruppi di bilanciamento. Poiché i PPA possono ridurre i rischi legati ai prezzi di mercato, sono utilizzati in particolare dai grandi consumatori di energia elettrica e nel caso di investimenti importanti previsti per la costruzione o il mantenimento di impianti di energia rinnovabile.

Le CER, invece, Comunità Energetiche che rappresentano una forma d'azione collettiva e collaborativa per la transizione energetica, sono un nucleo di realtà che scelgono di alimentare le proprie utenze con energia

## 10. Conclusioni

Oltre ai benefici di carattere ambientale che scaturiscono dall'utilizzo di fonti rinnovabili, esplicitabili in barili di petrolio risparmiati, tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto evitate si hanno anche benefici legati agli sbocchi occupazionali derivanti dalla realizzazione di impianti fotovoltaici.

In questa relazione si è effettuata un'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche locali, derivanti dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico di Siliqua della potenza di 9,62 MW da ubicare nell'omonimo comune in provincia di Siliqua.

Si stimano in circa 36 le persone che saranno coinvolte direttamente nella progettazione, costruzione e gestione dell'impianto fotovoltaico senza considerare tutte le competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro sotto forma indiretta e che sono parte del sistema economico a monte e a valle della realizzazione dell'impianto.

Oltre a ciò, è importante valutare l'indotto economico che si può instaurare utilizzando le aree e le infrastrutture degli impianti per organizzare attività ricreative, educative, sportive e commerciali, sempre nel rispetto dell'ambiente e del territorio di riferimento.

Si tratta, infine, di aspetti di rilevante importanza in quanto vanno a connotare l'impianto proposto non solo come una modifica indotta al paesaggio, assolutamente mitigabile e reversibile, ma anche come "fulcro" di notevoli benefici intesi sia in termini ambientali (riduzione delle emissioni in atmosfera ad esempio), che in termini occupazionali e sociali, perché sorgente di innumerevoli occasioni di crescita e lavoro.

L'impianto in progetto, così come è stato ideato ed articolato, rientra pienamente nella categoria degli impianti Agrovoltaici normati ai sensi dell'articolo 31 del D.L. 77/2021, come convertito con la L. 108/2021, anche definita governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza. L'impianto rientra pienamente nella definizione di cui al comma 5 della succitata legge in quanto trattasi di un impianto che adotta soluzioni integrative innovative con il montaggio di moduli elevati da terra, e disposti in modo da non compromettere la continuità dell'attività di coltivazione agricola e con l'adozione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione. Inoltre, l'impianto sarà dotato di un sistema di monitoraggio che consente di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità dell'attività dell'azienda agricola coinvolta proprio come prevede la suddetta legge n.108/2021.

Secondo le "Linee Guida per l'applicazione dell'agro-fotovoltaico in Italia" redatte dal Dipartimento di Scienze Agrarie e Forestali dell'Università Degli Studi della Tuscia in collaborazione con vari enti ed associazioni, gli impatti positivi sulla collettività derivanti dalla realizzazione di impianti Agrovoltaici in termini sociali ed economici assumono un ruolo fondamentale ed indispensabile. Secondo varie ricerche condotte, durante la fase di costruzione di un impianto agrivoltaico si creano mediamente circa 35 nuovi posti di lavoro, e nella fase di manutenzione 1 posto ogni 2-5 MW prodotti.

Da ciò l'evidenza di impatti positivi sotto il punto di vista occupazionale.

Sempre dal punto di vista economico, la minore o nulla competizione di utilizzo del suolo tra agricoltura (nel nostro caso la coltivazione di ulivo, mandorlo, mirto e le colture foraggere con annesse 50 arnie per la produzione del miele da eucaliptus o mandorlo) ed impianti fotovoltaici permette di ottenere contemporaneamente sullo stesso appezzamento di terreno produzioni e redditi diversificati.

Evidenti, quindi, i vantaggi degli impianti "Agrovoltaici" rispetto ai classici "campi fotovoltaici", ossia impianti fotovoltaici totalmente dedicati alla produzione di energia rinnovabile, realizzati su terreni inidonei alla coltivazione: di fatto distese di pannelli solari più o meno vaste che sottraevano terreni alle coltivazioni agricole e agli allevamenti.

Nel caso degli impianti Agrovoltaici, come quello in parola con la coltivazione del mirto e delle colture foraggere, invece di avere una competizione tra la produzione energetica e agricola, si ha una virtuosa sinergia da cui entrambe traggono beneficio. Secondo uno studio ENEA-Università Cattolica del Sacro Cuore

(Agostini et al., 2021), le prestazioni economiche e ambientali degli impianti Agrovoltaici sono simili a quelle degli impianti fotovoltaici a terra: il costo dell'energia prodotta è di circa 9 centesimi di euro per kWh, mentre le emissioni di gas serra ammontano a circa 20 g di CO<sub>2</sub>eq per megajoule di energia elettrica.

Recenti studi internazionali (Marrou et al., 2013) indicano, inoltre, che la sinergia tra fotovoltaico e agricoltura crea un microclima (temperatura e umidità) favorevole per la crescita delle piante che può migliorare le prestazioni di alcune colture come quelle in progetto.

La combinazione di agricoltura e pannelli fotovoltaici ha degli effetti sinergici che supportano la produzione agricola, la regolazione del clima locale, la conservazione dell'acqua e la produzione di energia rinnovabile.

Nella scelta delle coltivazioni (mirto e colture foraggere) si è optato per delle specie che possano valorizzare al massimo tale sinergia.

Sulla base di quanto su esposto si può concludere che l'investimento proposto non prevede interventi che possano compromettere in alcun modo il suolo agrario e in ragione delle operazioni di miglioramento sopra descritte avrà ricadute positive per il territorio in termini di miglioramento agronomico ed ambientale.