



COMUNE DI  
BENETUTTI



REGIONE AUTONOMA  
DELLA SARDEGNA



CITTA' METROPOLITANA  
DI SASSARI

# PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA PARI A 29.970 kWp

Sito in Comune di Benetutti – Provincia di Sassari



## PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO

### PROPONENTE:



BENETUTTI S.R.L.  
Via Dott. Giovanni Lai, 5/B  
07010 Benetutti (SS)  
P.I. 02866920909 – R.E.A. SS-210995  
PEC [benetuttisrl@legalmail.it](mailto:benetuttisrl@legalmail.it)

### TITOLO ELABORATO:

### ELABORATO:

Relazione Analisi Costi - Benefici

R34

### SCALA / FORMATO

### DATA EMISSIONE:

### VIA

Relazione f.to A4

22 settembre 2022

BNT.VIA.REL.R34

### SOCIETA' PROPONENTE

**BENETUTTI S.r.l.**

### SOCIETA' DI SVILUPPO PROGETTO

**EMAN S.r.l.**

Responsabile Progetto  
P.M. Alberto Laudadio  
L. 4 / 2013 - ASSIREP n. 567

Responsabile Elaborato  
Ing. Vincenzo Vergelli  
Ord. Ing. Prov. RM n. A26107

*Sviluppo Energie Rinnovabili*  
Via San Quintino 26/A – 10121 Torino (TO)  
P.I. IT 11439230019  
Mail [technical@emansrl.it](mailto:technical@emansrl.it) – PEC [eman.srl@pec.it](mailto:eman.srl@pec.it)

### Gruppo di Lavoro

### REVISIONI

N°	Nome e Cognome	Ruolo	N°	DATA	DESCRIZIONE
01	PM Alberto Laudadio	Management e coordinamento	01	9/15/2022	EMISSIONE
02	Ing. Agostino Amato	Progettazione Elettrica impianto	02		
03	Ing. Vincenzo Vergelli	PTO e Progettazione definitiva	03		
04	Ing. Agide Maria Borelli	Calcoli strutturali	04		
05	Dott.ssa Claudia Carente	Archeologica preventiva	05		
07	Dott. Agr. Fabrizio Vinci	Aspetti agronomici	07		
08	Ing. Gianluca Cadeddu	Tecnico in acustica	08		
09	Dott. Francesco Lecis	Aspetti biotici e avifauna	09		
10	Enviarea snc	SIA- Paesaggio e Aspetti Ambientali	10		
11			11		
12			12		
13			13		

## Sommario

1.	INTRODUZIONE.....	3
2.	PREMESSE CLIMATICHE .....	3
2.1.	I dati sulle installazioni di energie rinnovabili (2018 e primo semestre 2019) .....	10
2.2.	I dati del sistema energetico nazionale (2018) .....	11
2.3.	Il contributo delle Energie Rinnovabili alla domanda di energia .....	12
2.4.	Dati statistici – Quadro Generale.....	12
2.4.1.	Quadro generale e Dati Statistici – La Sardegna .....	17
3.	ALTERNATIVA ZERO .....	19
3.1.	Primo scenario: prosecuzione delle attività in essere .....	19
3.2.	Secondo scenario: prosecuzione delle attività in essere .....	19
3.3.	Terzo scenario: rinaturalizzazione .....	20
3.4.	Quarto scenario: uso industriale misto ad allevamento e cessione dell’Energia con PPA alla Azienda Energetica Comunale.....	20
3.5.	Considerazioni .....	21
4.	ANALISI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI SULLE COMPONENTI AMBIENTALI .....	25
5.	METODOLOGIA DI RIFERIMENTO UE PER OPERE PUBBLICHE .....	25
6.	ANALISI FINANZIARIA.....	29
6.1.	Analisi dei costi .....	29
6.2.	Acquisto delle aree su cui insisterà l'impianto.....	29
6.3.	Costi generali .....	30
6.4.	Realizzazione opere civili .....	30
6.5.	Realizzazione opere elettriche.....	30
6.6.	Costi di mitigazione.....	30
6.7.	Costi di dismissione.....	30
6.8.	Analisi degli utili.....	30
6.9.	Tassazione.....	34
7.	INDICATORI DI PERFORMANCE DEL PROGETTO .....	35
7.1.	Valore attuale netto (VAN) .....	36
7.2.	Il Tasso di Rendimento Interno (TRI) .....	37
7.3.	Il Tasso di Sconto .....	39
8.	Identificazione e contestualizzazione del progetto .....	40
8.1.	Contestualizzazione dell’intervento - Strategia energetica nazionale (SEN) .....	40
8.2.	Conversione dei valori finanziari a valori economici .....	41
9.	DESCRIZIONE DEI COSTI .....	42

9.1.	Analisi Costi – Benefici del progetto .....	42
9.2.	Costi di costruzione ed esercizio .....	43
9.3.	Stima dei Costi .....	44
9.3.1.	Flora e Fauna .....	44
9.3.2.	Suolo e sottosuolo .....	45
9.3.3.	Occupazione temporanea del suolo .....	46
9.3.4.	Costi per la produzione di energia con Impianti FV .....	49
9.3.5.	Ambiente Idrico .....	51
9.3.6.	Aria e Fattori Climatici .....	51
9.4.	Descrizione dei Benefici .....	52
9.4.1.	Stima dei benefici .....	52
9.4.1.1.	Effetti climatici a scala vasta e locale .....	52
9.4.2.	Ricadute sociooccupazionali .....	54
9.5.	Analisi delle ricadute sociali ed occupazionali .....	55
9.5.1.	Premessa.....	55
9.5.2.	Le ricadute monitorate .....	57
9.5.3.	Ricadute occupazionali dirette .....	57
9.5.4.	Ricadute occupazionali indirette .....	57
9.5.5.	Occupazione permanente.....	57
9.5.6.	Occupazione temporanea.....	57
9.5.7.	Unità lavorative annue (ULA).....	57
9.6.	Valori Occupazionali .....	58
9.7.	Valore Aggiunto .....	63
9.8.	La SEN: investimenti e occupati .....	65
10.	ANALISI DELLE RICADUTE DEL PROGETTO .....	66
10.1.	Calcolo del VAN.....	68
10.2.	Calcolo del TIR (o ROI).....	69
11.	CONCLUSIONI .....	70

## 1. INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la relazione descrittiva dell'Analisi Costi-Benefici relativa alla realizzazione di un parco Fotovoltaico denominato **PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO fotovoltaico Grid Connected su terreni agricoli nel Comune di Benetutti (SS), della potenza di 29,97 MW**, (di seguito il "Progetto") che la società **BENETUTTI S.R.L.** (di seguito la Società) intende realizzare nel solo **Comune di Benetutti (SS)**.

L'Analisi Costi-Benefici (ACB) di un progetto consiste nella valutazione dei costi e dei benefici sociali generati dal progetto in grado di permettere una decisione sulla desiderabilità del progetto stesso. L'ACB prevede la ricongiunzione dei sottoelencati aspetti che consentono di valutare se il progetto è in grado di generare un incremento o una riduzione del livello di benessere di una collettività, tale da consigliarne o sconsigliarne la realizzazione.

- Aspetti economici (costi o mancati ricavi e benefici o mancati costi);
- Aspetti ambientali (valorizzazione economica dei costi e dei benefici ambientali);
- Ricadute sociali ("monetizzazione" dei costi e dei benefici sociali).

Il progetto di cui il presente ACB è parte integrante, ha come scopo la realizzazione di un impianto per la produzione di Energia Elettrica da fonte Solare Fotovoltaica e delle relative opere di connessione alla Rete Nazionale. L'Impianto avrà una potenza in immissione pari a 29,97 MW.

I moduli fotovoltaici saranno montati su strutture metalliche a sistema fisso (per razionalizzare sia la potenza che la produzione su base annua (a parità di terreni non ampliabili). L'impianto sarà connesso alla Rete Nazionale e prevede la totale cessione dell'energia prodotta alla Società E-DISTRIBUZIONE S.p.A. sulla Cabina Primaria di Bono, identificata dalla TICA ottenuta per la connessione.

## 2. PREMESSE CLIMATICHE

Sulla scorta degli studi climatici degli ultimi anni, particolarmente dei dati pubblicati nel 2021 sull'aumento globale della temperatura e sui suoi effetti disastrosi per l'ambiente e per l'uomo, le differenti conferenze mondiali ed europee sul clima hanno ribadito che sta diventando via via più cogente rideterminare le scelte relative alla crescita industriale e umana.

Il rispetto dell'ambiente, mera occasionalità durante gli anni '80 e '90, è divenuto sempre più il fulcro attorno al quale stanno ruotando le politiche energetiche e ambientali del mondo. Coniugare

sostenibilità e crescita è dunque diventato l'obiettivo strategico verso cui indirizzare le politiche industriali, sociali ed ambientali. A fronte degli incentivi per promuovere lo sviluppo sostenibile, esperienza avvertasi anche in Italia tra il 2007 ed il 2013, oggi, grazie al calo evidente delle componenti di impianto, ripensare il fotovoltaico o l'eolico in chiave futuristica e futuribile è possibile.

Così, senza inventare soluzioni che abbiano un impatto economico-finanziario sulla vita di tutti i contribuenti, la possibilità di realizzare impianti di produzione di energia (da fonte solare nello specifico) in market-parity è diventata una soluzione possibile e attuabile.

La continua riduzione del costo degli impianti e il livello di efficienza e sicurezza raggiunto da sistemi integrati di rinnovabili, accumulo, auto elettriche, reti locali rappresenta la vera alternativa al modello delle fossili. Inoltre, le buone pratiche di corretto inserimento degli impianti, confermano che è possibile realizzare impianti ben integrati nell'ambiente e nel paesaggio. Non a caso, il tema delle autorizzazioni e del consenso locale rimane un buco nero delle procedure italiane, da affrontare quanto prima per i nuovi impianti sul territorio italiano. Le differenti attuazioni delle Linee guida per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio datate 2010, cozzano oggi con la necessità di sostituire i combustibili fossili con sistemi, appunto, rinnovabili; per cui, le aree un tempo salvaguardate sulla scorta di approssimative e fuorvianti indagini cognitive, andrebbero oggi ripensate alla luce del miglioramento ambientale e sociale che solo l'inserimento di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile può garantire tanto a livello di riassetto idrogeologico quanto sotto il profilo occupazionale. In questo senso male si innestano le interpretazioni, del tutto arbitrarie e finanche prive di fondamento, che vorrebbero forzosamente applicare i dettami della SEN (Strategia Energetica Nazionale 2017), ad esempio relativamente al consumo di suolo, che è la parte che più propriamente riguarda, per sua stessa natura, il fotovoltaico.

A titolo esemplificativo, ma non esaustivo, cerchiamo di considerare, al di là degli abituali schemi politico-propagandistici, i punti di contrasto tra quanto viene dichiarato nella SEN e quanto agli atti con il Piano Nazionale per l'Energia e il Clima del 2018 e i vari recepimenti delle direttive comunitarie in tema di energia e clima (non ultima la risoluzione UE 2018/2001). La SEN nel paragrafo "Fonti rinnovabili, consumo di suolo e tutela del paesaggio" dice testualmente che:

*Sulla base della legislazione attuale, gli impianti fotovoltaici, come peraltro gli altri impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili, possono essere ubicati anche in zone classificate agricole, salvaguardando però tradizioni agroalimentari locali, biodiversità, patrimonio culturale e paesaggio rurale.*

*Tuttavia, agli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole non è consentito l'accesso agli incentivi statali (di cui al 28/2011). Dato il rilievo del fotovoltaico per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, e considerato che, in prospettiva, questa tecnologia ha il potenziale per una ancora più ampia diffusione, occorre individuare modalità di installazione coerenti con i parimenti rilevanti obiettivi di riduzione del consumo di suolo. A questo obiettivo anche il Parlamento sta ponendo attenzione, con un disegno di legge che mira al contenimento del consumo del suolo (inteso come superficie agricola, naturale e semi naturale, soggetta a interventi di impermeabilizzazione). Il DDL prevede, tra l'altro, che sia definita la riduzione progressiva e vincolante del consumo di suolo e che, nell'ambito delle procedure ambientali, siano valutate alternative di localizzazione che non determinino consumo di suolo. Per altro verso, molte Regioni hanno in corso attività di censimento di terreni incolti e abbandonati, con l'obiettivo, tuttavia, di rilanciarne prioritariamente la valorizzazione agricola. Si ritiene che sia opportuno, in via generale, un divieto di installazione del fotovoltaico in aree agricole. Si intende in ogni caso avviare un dialogo con le Regioni per individuare strategie per l'utilizzo oculato del territorio, anche a fini energetici, facendo ricorso ai migliori strumenti di classificazione del territorio stesso (es. land capability classification). Potranno essere così circoscritti e regolati i casi in cui si potrà consentire l'utilizzo di terreni agricoli improduttivi a causa delle caratteristiche specifiche del suolo, ovvero individuare modalità che consentano la realizzazione degli impianti senza precludere l'uso agricolo dei terreni (ad es.: impianti rialzati da terra).*

Fermo restando che oggi non si parla più di incentivi pubblici, almeno per le tipologie di impianti che superano i limiti di potenza per le iscrizioni a registro o ad asta (Decreto FER), i concetti espressi nella SEN risultano in forte contrapposizione con le nuove strategie europee di decarbonizzazione. In primo luogo, le liste dei terreni improduttivi e/o delle aree industriali o da bonificare dismesse non risultano ancora completate a livello istituzionale; in secondo luogo pensare di sopperire alla domanda di energia con l'installazione di impianti solari su tetto è pura utopia, calcolando anche le situazioni di disastro finanziario a cui sono soggette gran parte delle imprese italiane; in terzo luogo prevedere l'uso combinato di impianti di produzione e agricoltura (elevazione dal suolo) comporta,

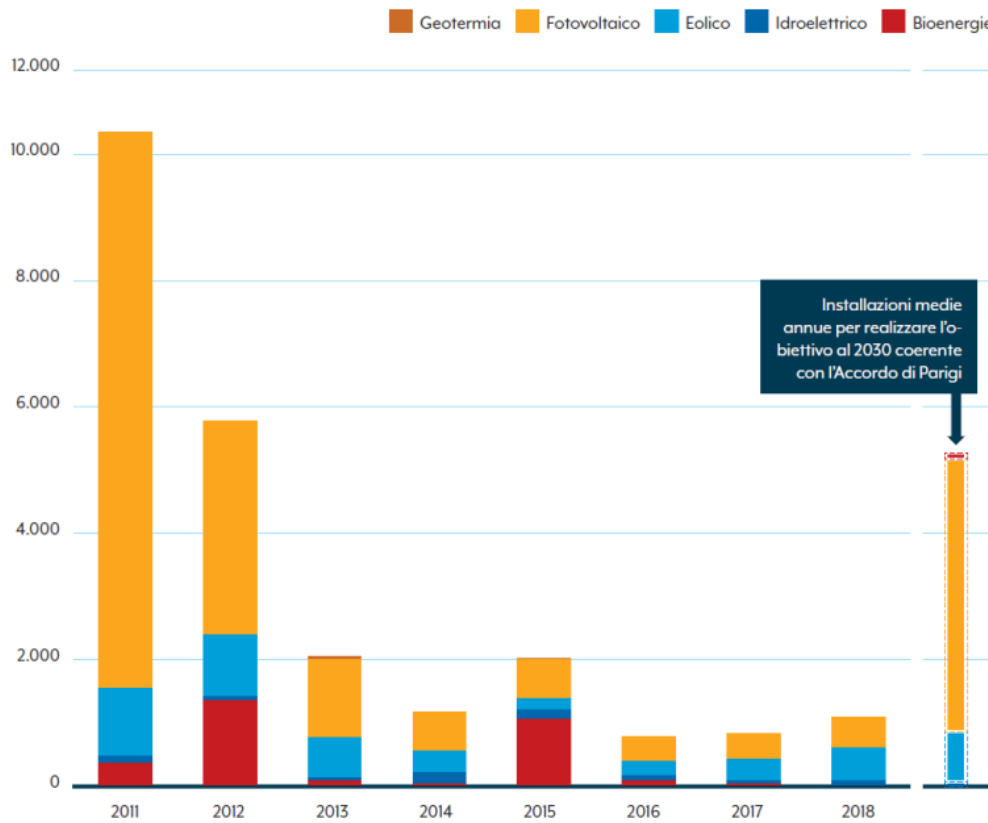
di per sé, oneri di impianto aggiuntivi che, in market-parity, sarebbero difficilmente sostenibili da qualsiasi investitore.

Tuttavia, il punto non è questo. Se è infatti un dato di fatto che l'installazione di impianti di produzione di energia solare con inseguitori mono-assiali comporta un uso medio di suolo agricolo pari a ca. 2 ha. per MW installato, rileviamo che in Italia, ogni anno, per ragioni connesse piuttosto all'edilizia speculativa che al reale fabbisogno abitativo o infrastrutturale, si perdono circa 52 Km<sup>2</sup> di suolo (fonte ISPRA). Tuttavia, se prendiamo in considerazione il dato aggiornato al 2020 dell'intera capacità fotovoltaica installata in Italia, pari a poco più di 20 GW, rivelatosi inferiore all'obiettivo di 23 GW al 2016 che il quarto Conto Energia aveva prefigurato, e ammettiamo, solo ai fini di un calcolo teorico, che tale potenza FV fosse stata installata solo ed esclusivamente a terra e solo su superfici agricole (dato non vero, visto che l'81% degli impianti è stato realizzato per autoconsumo su tetto) l'occupazione teorica di terreni agricoli sarebbe grosso modo inferiore a 0,05 milioni di ettari, ovvero pari a meno dello 0,4% del totale della superficie agricola utile (SAU) del nostro paese.

Per tornare al punto, dunque, sebbene la riduzione del consumo e della impermeabilizzazione del suolo siano una priorità, sarà difficile perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, che prevedono quasi di triplicare le installazioni fotovoltaiche, senza incidere in qualche modo sul suolo del paese. Tuttavia, una buona parte del suolo che nei prossimi anni potrebbe essere dedicato al fotovoltaico non dovrà necessariamente provocare uno stravolgimento dell'agricoltura o un degrado irreversibile del territorio. La pratica sarà dunque quella non solo di coniugare produzione di energia e rispetto del territorio, ma anche di considerare le installazioni come parte integrante del paesaggio ed anche come sistemi, semmai, in grado di mitigare i dissesti.

Resta il fatto, come dimostra il grafico che segue, che le installazioni di fonti rinnovabili in Italia crescono troppo lentamente. Se si considera la media delle installazioni negli ultimi cinque anni, davvero gli obiettivi al 2030 prima della SEN e poi del PNIEC appaiono del tutto irraggiungibili. Occorre inoltre considerare che i target italiani andranno sicuramente aumentati per renderli coerenti con gli impegni fissati con l'Accordo di Parigi e adeguare politiche e decisioni apprese quanto mai urgente e indispensabile anche a seguito degli allarmi lanciati dall'IPCC sul clima.

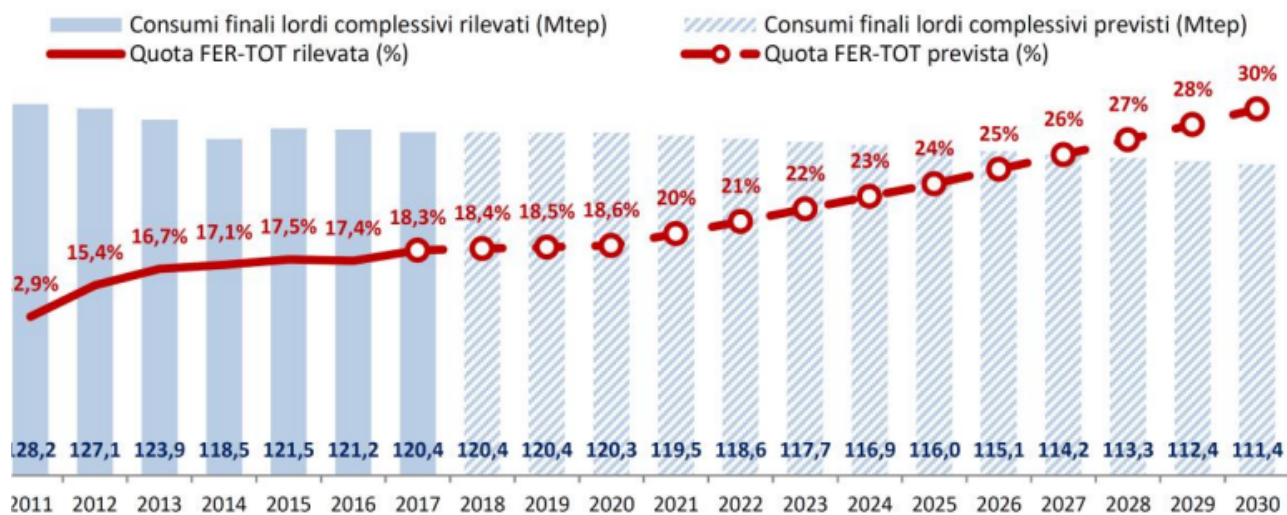
L'obiettivo infatti è evitare l'innalzamento delle temperature medie di 1,5°C raggiungendo entro il 2040 il traguardo di un sistema economico e produzioni a emissioni nette zero



Rapporto Comuni Rinnovabili 2019 – Legambiente

Valga ora la pena, anche a sostegno di quanto sostenuto sopra, entrare nel merito delle nuove politiche comunitarie e nazionali, ponendo la nostra attenzione sul Piano Nazionale per il Clima e l'Energia che, oltre ad evidenziare lo stato di fatto, si pone l'obiettivo di stabilire in quali settori della produzione di energia da fonti rinnovabili siano presenti i presupposti per rispettare gli obiettivi comunitari di produzione energetica legata alla salvaguardia dell'ambiente, con l'obiettivo preciso di ridurre l'innalzamento della temperatura globale.





Secondo gli obiettivi del Piano, il parco di generazione elettrica subirà un'importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase-out della generazione da carbone già a partire dal 2025, nonché grazie alla promozione delle fonti energetiche rinnovabili.

Un contributo significativo delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiungerà i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh, soprattutto grazie alle tecnologie più diffuse e notoriamente più affidabili quali eolico e fotovoltaico. L'implementazione e i nuovi impianti sfruttando queste tecnologie permetteranno al settore di coprire il 55,4% dei consumi finali elettrici lordi, contro il 34,1% del 2017. In questo contesto generale, il fotovoltaico sarà la principale forza trainante. Tra impianti utility-scale e installazioni in generazione distribuita, il solare rappresenterà da solo circa il 60 per cento dell'aumento previsto fra il 2019 e il 2024. Secondo gli analisti, in questo segmento, saranno le installazioni commerciali e industriali piuttosto che quelle residenziali, a guidare la crescita, rappresentando i tre quarti dei nuovi impianti nei prossimi cinque anni. Questo perché le economie di scala combinate con un migliore allineamento della domanda di energia fotovoltaica e di quella elettrica consentiranno un maggiore autoconsumo e maggiori risparmi sulle bollette proprio nei settori commerciale e industriale.

Se è vero che per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente (revamping, ad esempio), è altrettanto vero che per raggiungere gli obiettivi mondiali, europei e nazionali, sarà necessario realizzare nuovi impianti di produzione, come testimonia la tabella che segue, contenuta nel *Piano Nazionale per l'Energia e il Clima*:

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (Proposta PNIEC)
<b>Energie Rinnovabili</b>				
Energie da FER nei Consumi Finali Lordi	20%	17%	32%	30%
Energie da FER nei Consumi Finali Lordi nei trasporti	10%	10%	14%	21.6%
Energie da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			14%	21.6%
<b>Efficienza Energetica</b>				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32.5%	-43%
Riduzione dei consumi finali tramite regimi obbligatori	-1.5% annuo (senza trasp.)	-1.5% annuo (senza trasp.)	-0.8% annuo (con trasporti)	-0.8% annuo (con trasporti)
<b>Emissioni Gas Serra</b>				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	No imposto obiettivo nazionale
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei GAS a Effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	No imposto obiettivo nazionale

In sintesi, per fornire una solida base analitica al Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima sono stati realizzati uno scenario base che descrive una evoluzione del sistema energetico con le politiche e le misure correnti e uno scenario Pniec che quantifica gli obiettivi strategici del Piano. La visione dichiarata del PNIEC è quella della transizione energetica verso la decarbonizzazione, puntando sulle energie rinnovabili, e verso l’efficienza e l’uso razionale ed equo delle risorse naturali, mediante l’economia circolare. Per questo il Piano intende:

- accelerare il percorso verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050;
- promuovere l’autoconsumo e le comunità dell’energia rinnovabile;
- trasformare il sistema energetico ed elettrico da centralizzato a distribuito, basato sulle fonti rinnovabili;
- continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali;
- promuovere l’efficienza energetica;
- promuovere l’elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, per migliorare la qualità dell’aria e dell’ambiente;
- promuovere le attività di ricerca e innovazione, comprese quelle per l’accumulo dell’energia rinnovabile;

- ridurre gli impatti negativi della transizione energetica sul consumo di suolo e sull'integrità del paesaggio.

Si prevede che saranno infine adottate politiche e misure orizzontali intersettoriali quali:

- una attenta governance del Piano coinvolgendo diversi ministeri, le Regioni, i Comuni, l'Autorità di regolazione, il mondo della ricerca, delle associazioni delle imprese e dei lavoratori;
- la semplificazione dei procedimenti per la realizzazione degli interventi nei tempi previsti unitamente alla stabilità del quadro normativo e regolatorio;
- l'aggiornamento e, se necessario, la riforma dei diversi organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali, per renderli funzionali agli obiettivi di decarbonizzazione profonda per il 2050;
- la promozione delle attività di ricerca;
- la revisione della fiscalità energetica, diversificata sulla base delle emissioni climalteranti e inquinanti (ad esempio, in ipotesi, la carbon tax).

Nel contesto delineato dal PNIEC, pare di capire che il fotovoltaico potrà essere una delle principali forze trainanti. Tra impianti in utility-scale e installazioni in generazione distribuita, il solare rappresenterà da solo circa il 60 per cento dell'aumento previsto fra il 2019 e il 2024, fino ad arrivare a regime al 2030. Secondo gli analisti, in questo segmento, saranno le installazioni industriali, piuttosto che quelle residenziali, a guidare la crescita, rappresentando i tre quarti dei nuovi impianti nei prossimi cinque anni. Questo perché le economie di scala, combinate con un migliore allineamento della domanda di energia fotovoltaica e di quella elettrica, consentiranno un maggiore autoconsumo e maggiori risparmi sulle bollette proprio nei settori commerciale e industriale. Sarà compito degli operatori e delle istituzioni garantirne un capillare sviluppo.

### 2.1.1 dati sulle installazioni di energie rinnovabili (2018 e primo semestre 2019)

Nei primi otto mesi del 2021 il trend di crescita delle principali FER elettriche ha presentato un segno negativo: -17% di nuove installazioni rispetto allo stesso periodo del 2020. La causa di questo significativo calo delle installazioni è rappresentata essenzialmente dal comparto eolico. Se si parla di energia dal vento, infatti, la realizzazione di unità produttive è calata del 96%, fermando la quota di potenza installata a 137 MW (- 52% sul dato dell'anno 2017).

Tale dato fa rilevare che, di fatto, l'energia dal vento vive una situazione di saturazione piuttosto geografica che qualitativa o tecnologica: le aree nazionali a grande producibilità sono sostanzialmente sature; troppe installazioni localizzate nelle stesse aree con conseguenti significativi impatti ambientali. Nonostante quanto detto, vale la pena evidenziare che le operazioni di revamping e repowering in atto stanno leggermente invertendo il trend, se non altro in termini di produzione annua lorda (cfr. Rapporto mensile su Sistema Elettrico, Marzo 2019, Terna S.p.A.).

Diverso è invece il discorso che riguarda il fotovoltaico. Nonostante la sensibile crescita del settore seguita al meccanismo di incentivazione del Conto Energia (2007-2012) e nonostante il calo fisiologico delle installazioni dopo la fine delle incentivazioni, la tecnologia fotovoltaica rappresenta, in Italia, una delle possibilità più coerenti con il territorio per addivenire agli obiettivi di decarbonizzazione.

Lo dimostrano, a scanso di equivoci, le tabelle che seguono, dove si potrà facilmente notare che l'utilizzo della tecnologia solare fotovoltaica, secondo le stime del MiSe, tenderà a triplicare.

Non a caso, già nel primo semestre del 2019 (dati Osservatorio FER realizzati da ANIE Rinnovabili) per il Fotovoltaico si è registrata una ripresa del trend positivo delle installazioni, che, nel mese di giugno 2019, con un incremento di 44.3 MW raggiunge complessivamente 231 MW con un +21% delle installazioni rispetto all'anno precedente. Le regioni che hanno registrato il maggior incremento, in termini di potenza, sono Basilicata, Marche, Sardegna, Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta, mentre quelle con il maggior decremento sono Molise, Puglia e Umbria. Tutte le regioni hanno registrato un incremento in termini di unità di produzione e tra quelle con incremento maggiore si segnalano Basilicata, Calabria, Piemonte e Marche.

A fronte di quanto sinteticamente descritto ne consegue che, per arrivare agli obiettivi ambiziosi nazionali e comunitari, nonostante il ruolo significativo che avrà l'implementazione della generazione distribuita sarà necessario snellire le pratiche autorizzative (sostenibilità è anche meno burocrazia) e favorire l'installazione di impianti di produzione.

### **2.2.1 dati del sistema energetico nazionale (2018)**

Il Ministero dello Sviluppo Economico spiega che il sistema energetico italiano registra un aumento della domanda di energia (+1,6% rispetto al 2017), pur rimanendo ancora inferiore ai valori precrisi e nonostante le variazioni metodologiche intervenute nella rilevazione dei consumi petroliferi, al netto delle quali si registrerebbe una sostanziale stabilità.

La domanda di energia primaria è cresciuta più del PIL, ed è stata soddisfatta da gas naturale e petrolio (complessivamente quasi il 70% del totale), dalle fonti rinnovabili (oltre un quinto del totale) e, in modo residuale, dall'energia elettrica importata e dai combustibili solidi.

### **2.3. Il contributo delle Energie Rinnovabili alla domanda di energia**

Le rinnovabili soddisfano per oltre un quinto la domanda di energia e si confermano come risorsa strategica anche in termini economici ed occupazionali per lo sviluppo sostenibile del Paese. Aumenta la domanda per gli usi civili, che rimangono il primo settore di consumo finale, seguito dai trasporti. Rimane debole la domanda dell'industria, sebbene l'evoluzione del meccanismo delle PPA (Power Purchase Agreement) potrà senza dubbio essere una nuova leva di risparmio anche per le grandi industrie.

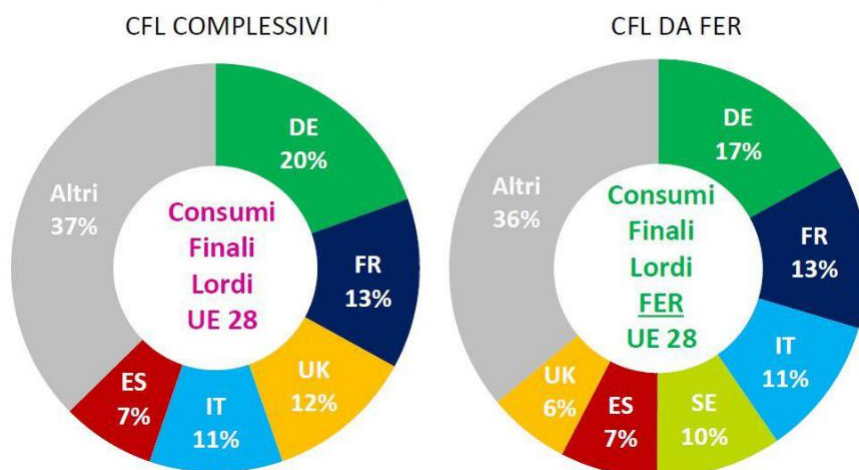
Le FER si confermano come una risorsa strategica. Nel 2018 hanno soddisfatto oltre il 18% dei consumi finali lordi di energia, ben oltre l'obiettivo previsto dal target europeo al 2020. Con riferimento al solo settore elettrico, l'incidenza delle FER, calcolate applicando i criteri di calcolo della direttiva 2009/28/CE sul consumo interno lordo di energia elettrica al netto dei pompaggi, è stimata pari al 34,5%, oltre 3 punti percentuali in più rispetto al 2017 e il secondo valore più elevato degli ultimi sei anni dopo il 2014 (quando la quota di FER era stata pari al 37,5%). In particolare, il risultato è connesso al recupero della generazione idroelettrica, per effetto delle migliori condizioni di piovosità. Si stima che nel 2018 alle attività legate alla realizzazione e gestione di nuovi impianti alimentati da FER siano corrisposte circa 58.000 unità di lavoro permanenti e poco meno di 38.000 temporanee.

### **2.4. Dati statistici – Quadro Generale**

L'analisi dei dati statistici aiuta a definire la cornice entro cui inserire lo sviluppo di nuovi impianti anche di grande taglia. I dati, infatti, indicano con precisione quali sono le azioni da adottare tanto per rispettare gli obiettivi comunitari, quanto per sopperire in modo compatibile e sostenibile alle esigenze di crescita del paese e delle singole Regioni.

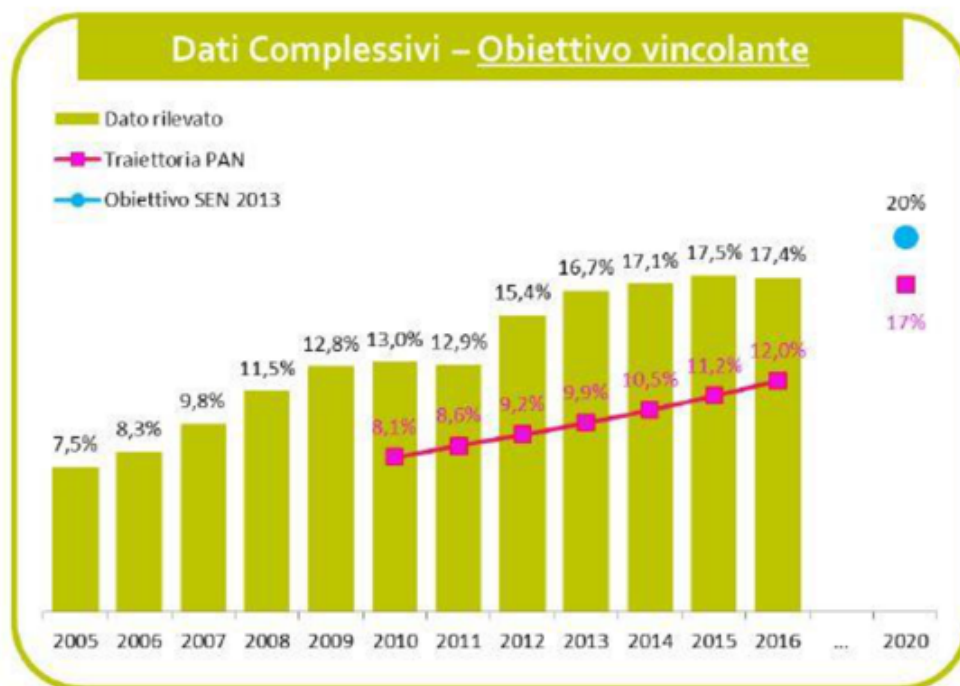
L'Italia si posiziona al 3° posto, tra i Paesi EU28, in termini di consumi di energia da FER e al 4° posto in termini di consumi energetici complessivi.

### Peso percentuale dei singoli Paesi UE sul totale dell'UE 28



Fonte GSE

Nel 2016, per il terzo anno consecutivo, l'Italia ha superato la soglia del 17% dei consumi soddisfatti mediante l'utilizzo delle rinnovabili, obiettivo assegnatoci dalla Direttiva 2009/28/CE per l'anno 2020. Inoltre, le stime preliminari sul 2017 indicavano un dato tra il 17,6 e il 17,7%, lievemente superiore al 17,4% del 2016.

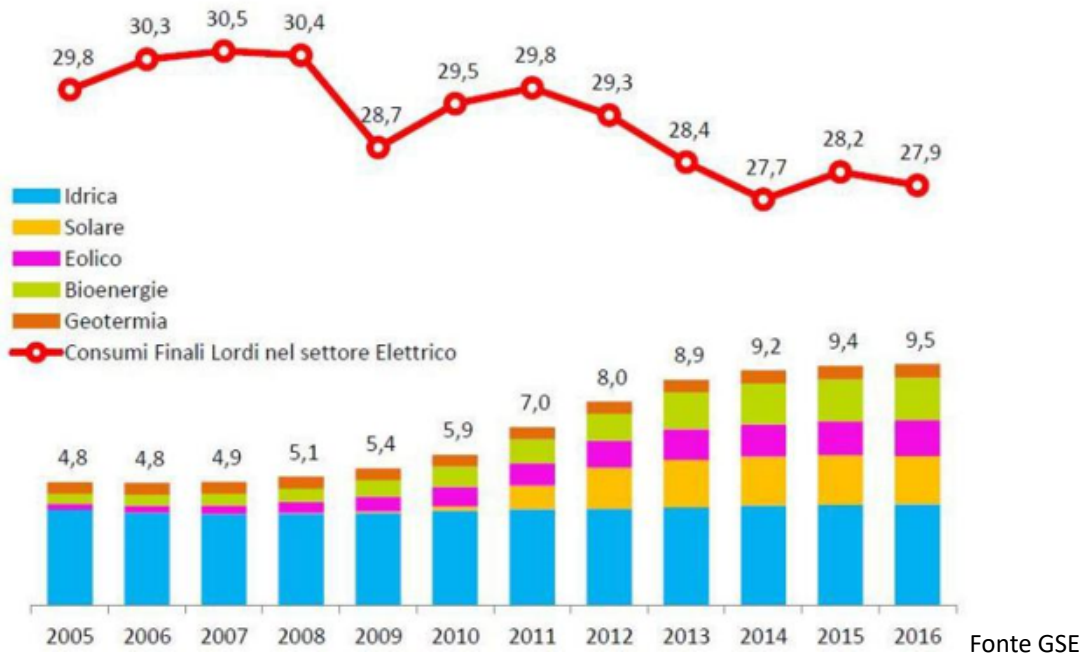


Fonte GSE

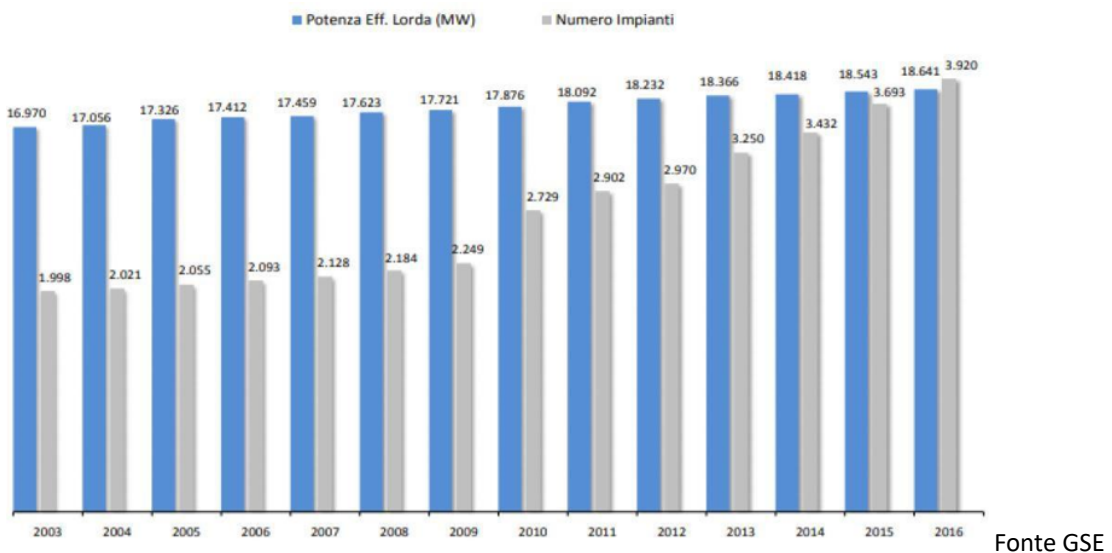
Dal 2005 al 2016 l'energia elettrica da FER è praticamente raddoppiata, passando dai 4,8 Mtep del 2005 ai 9,5 Mtep del 2016. Allo stesso tempo il mix rinnovabile del Paese si è decisamente

diversificato, integrando alla storica produzione idroelettrica e geotermica, gli ormai rilevanti contributi di energia solare ed eolica.

### Andamento FER per fonte e CFL – 2005-2016 (Mtep)

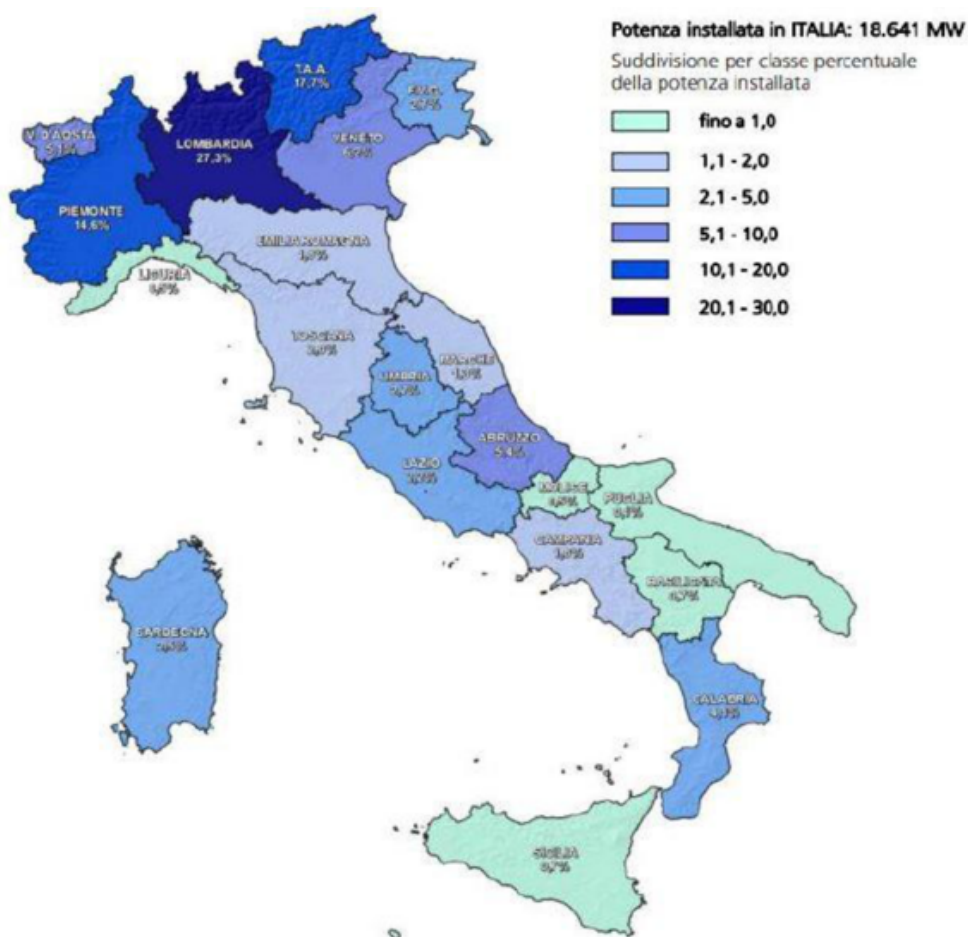


Il periodo compreso tra il 2003 e il 2016 è stato caratterizzato principalmente dall'installazione di impianti di piccole dimensioni; la potenza installata in Italia è cresciuta secondo un tasso medio annuo dello 0,7%. Naturale conseguenza di questo fenomeno è la progressiva contrazione della taglia media degli impianti, passata da 8,5 MW del 2002 a 4,8 MW nel 2016.





Le regioni settentrionali concentrano il 75,9% della potenza installata sul territorio nazionale; la sola Lombardia rappresenta il 27,3%, seguita dal Trentino-Alto Adige con il 17,7% e dal Piemonte con il 14,6%. Tra le regioni centrali, l'Umbria detiene la più elevata concentrazione di potenza, pari al 2,7%, seguita dal Lazio con il 2,2%. Nel Sud si distinguono invece Abruzzo (5,4%) e Calabria (4,1%).



Fonte GSE

Se mettiamo a confronto i dati appena mostrati con le ultime analisi disponibili (2018/2019) si vedrà che, come abbiamo accennato più sopra, per il fotovoltaico si è avuto un incremento di potenza installata significativo, dettato dalla nuova sensibilità ambientalista degli utenti, ma anche come risultato positivo dell'applicazione di alcune forme di sostegno (ad esempio con l'introduzione del c.d. super-ammortamento).

A tal proposito il Rapporto Mensile pubblicato nel mese di Marzo 2019 da Terna S.p.A. chiarisce il quadro dello stato di fatto alla data odierna, attestando, rispetto agli anni precedenti, un ulteriore incremento al 18,3% della produzione da fonte rinnovabile: dato rilevante, ma che testimonia come la generazione distribuita non possa sopperire del tutto al fabbisogno di energia.



Valga la pena esaminare la tabella che segue, dove si noterà la discrasia tra piccoli e grandi impianti, sebbene, in parte legittimata da un impulso alla realizzazione generato dalla previsione di uscita del nuovo decreto FER (oggi in vigore). Tutto ciò spinge a credere che c'è, tutto sommato, l'urgenza di realizzare grandi impianti di produzione, nel rispetto delle caratteristiche socio-economiche e ambientali, peculiari di ogni territorio regionale.

REGIONE	POTENZA < 12kW		12kW ≤ P < 20kW		20kW ≤ P < 200kW		200kW ≤ P < 1MW		1MW ≤ P < 10MW		P ≥ 10MW		TOTALE	
	NUMERO	MW	NUMERO	MW	NUMERO	MW	NUMERO	MW	NUMERO	MW	NUMERO	MW	NUMERO	MW
PIEMONTE	45.972	202	5.182	91	5.080	388	1.021	620	117	312			57.372	1.613
VALLE D'AOSTA	1.957	9	259	4	135	9	2	1					2.353	24
LOMBARDIA	105.619	443	8.149	142	9.998	758	1.371	783	86	179			125.223	2.303
TRENTINO ALTO	18.635	79	3.447	60	2.634	179	203	96	10	14			24.929	428
VENETO	99.473	430	6.939	121	6.818	521	950	555	68	154	3	131	114.251	1.913
FRIULI VENEZIA	29.103	130	2.387	42	1.938	149	177	111	30	93			33.635	525
LIGURIA	7.694	32	569	10	462	31	52	29	3	5			8.780	107
EMILIA ROMAGNA	70.457	288	6.374	110	7.036	530	1.170	736	96	225	6	145	85.139	2.034
TOSCANA	36.191	153	3.468	60	3.104	230	431	255	49	104	1	11	43.244	813
UMBRIA	15.271	65	1.457	25	1.590	111	350	232	22	46			18.690	479
MARCHE	22.068	94	2.204	38	2.530	195	883	593	63	159			27.748	1.080
LAZIO	48.427	206	3.076	52	2.227	155	418	282	130	464	11	209	54.289	1.358
ABRUZZO	16.261	79	1.887	31	1.465	112	460	340	62	154	1	20	20.136	736
MOLISE	3.139	16	442	8	345	23	100	77	15	50			4.041	174
CAMPANIA	27.215	133	2.589	44	2.241	152	393	232	63	200	3	41	32.504	803
PUGLIA	39.081	182	3.692	64	3.649	249	1.825	1.568	102	432	9	159	48.358	2.655
BASILICATA	5.765	28	1.030	18	947	54	331	237	13	26			8.086	362
CALABRIA	19.970	101	2.555	44	1.827	108	229	133	37	111	2	38	24.620	535
SICILIA	44.199	212	4.502	77	3.318	218	562	408	115	433	3	43	52.699	1.391
SARDEGNA	32.147	145	2.262	40	1.342	89	232	151	77	260	4	99	36.064	783
<b>TOTALE</b>	<b>688.644</b>	<b>3.027</b>	<b>62.470</b>	<b>1.081</b>	<b>58.686</b>	<b>4.761</b>	<b>11.160</b>	<b>7.430</b>	<b>1.158</b>	<b>3421</b>	<b>43</b>	<b>896</b>	<b>822.161</b>	<b>20.117</b>

Tabella elaborata da TERNA S.p.A.

### 2.4.1. Quadro generale e Dati Statistici – La Sardegna

Un'analisi particolare merita la situazione energetica della Regione Sardegna.

In un report del 2020 del RSE (STUDIO RSE: APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO DELLA REGIONE SARDEGNA (ANNI 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019 - Luglio 2020), viene messa in luce la strategia e la pianificazione Regionale in termini di approvvigionamento energetico.

*La regione Sardegna presenta caratteristiche geografiche, economiche, demografiche e sociali che la differenziano dalle altre regioni Italiane. La condizione d'insularità della regione ha limitato lo sviluppo delle infrastrutture, specie in ambito energetico. Allo stato attuale la Sardegna è l'unica regione italiana esclusa dalla metanizzazione: l'isola è priva di un sistema di trasporto del gas naturale, mentre esistono reti di distribuzione, in alcuni casi ancora in fase di realizzazione, che attualmente utilizzano altri combustibili.*

*I due TSO italiani (TERNA e SNAM) hanno in programma importanti interventi di sviluppo infrastrutturale per la regione, con i progetti di costruzione del nuovo cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Continente (cosiddetto "Tyrrhenian Link") e della dorsale per il trasporto del gas metano. Questi progetti si affiancano ad azioni di costruzione ed espansione delle reti di distribuzione sia per il gas, sia per l'energia elettrica, proposte dai DSO, nonché ad alcuni progetti di depositi/rigassificatori costieri di GNL.*

*Lo sviluppo delle infrastrutture deve confrontarsi con gli scenari di evoluzione della domanda energetica della regione; inoltre, le soluzioni adottate dovranno essere compatibili con le policy internazionali e nazionali in materia energetica e ambientale, sia al 2030 (PNIEC), sia al 2050. Il presente studio è stato elaborato in virtù della delibera ARERA 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019.*

*L'obiettivo dello studio, in armonia con gli obiettivi definiti dalla predetta delibera, è quello di analizzare e confrontare le diverse opzioni infrastrutturali ipotizzabili in relazione ai fabbisogni energetici della Regione, garantendo nel contempo un adeguato contributo agli obiettivi di decarbonizzazione, penetrazione delle fonti di energia rinnovabile ed incremento dell'efficienza energetica fissati dal PNIEC. Lo studio si basa su criteri di Analisi Costi-Benefici, applicati a livello di sistema (costi di sistema + esternalità), ricercando, fra le diverse configurazioni di sviluppo infrastrutturale impostate, quella in grado di minimizzare il costo complessivo relativo all'approvvigionamento energetico della regione Sardegna su un periodo di osservazione che si estende da oggi al 2040.*

*Il sistema elettrico sardo è caratterizzato da una rete di trasmissione poco magliata, una rete di distribuzione molto estesa contraddistinta da lunghe linee aeree di media tensione e da uno sviluppo crescente di nuovi impianti a fonti rinnovabili, in particolar modo di tipo eolico (1055 MW al 2019) e fotovoltaico (873 MW al 2019). La rete a 380 kV connette la parte settentrionale e quella meridionale dell'isola, mettendo in comunicazione le due aree sulle quali insistono gli impianti termoelettrici di taglia maggiore (Fiume Santo e Sulcis).*

*La Sardegna è inoltre collegata elettricamente con il continente mediante due elettrodotti in corrente continua: SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana) da 1000 MW e SA.CO.I.2 (Sardegna-Corsica-Italia) da 300 MW, che nel 2024 verrà sostituito dal nuovo SA.CO.I.3 da 400 MW.*

*Il gestore della rete di trasmissione nazionale TERNA ha inoltre proposto un nuovo progetto di interconnessione costituito da un doppio collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna da 1000 MW, denominato "Tyrrhenian Link", corrispondente ad un investimento previsto di 3.700 M€.*

*Considerando una prospettiva temporale più ampia rispetto a quello dello studio RSE, l'elettrificazione resta comunque la strada più coerente con le politiche di decarbonizzazione sull'orizzonte di lungo termine dal 2050, insieme allo sviluppo dell'idrogeno "verde" per l'alimentazione degli usi non elettrificabili e per la gestione dell'overgeneration da fonti rinnovabili. In merito a tali ultimi aspetti, va rilevato che il grado di riutilizzo delle infrastrutture di trasporto gas sull'isola, eventualmente realizzate per rispondere alle esigenze di medio termine, resta comunque oggetto di difficile valutazione; recenti report internazionali (IRENA) esprimono posizioni prudenti sulla effettiva possibilità di riutilizzo di reti gas per il trasporto di idrogeno. Peraltro, le particolari condizioni insulari, con maggiori difficoltà rispetto al continente nel fronteggiare il crescente fenomeno dell'overgeneration da fonti rinnovabili, potrebbero anticipare condizioni favorevoli di sostenibilità economica della produzione di idrogeno verde per gestire tale fenomeno.*

...fatte queste premesse, da una prospettiva energetica, per raggiungere la neutralità climatica al 2050, il sistema dovrà ricorrere a delle leve fondamentali, che presentano delle forti sinergie tra esse stesse:

- i. il cambio radicale nel mix energetico a favore di fonti carbon free;
- ii. efficienza energetica accompagnata a cambiamenti comportamentali che influenzino la mobilità passeggeri e i consumi del settore civile;
- iii. una significativa elettrificazione degli usi finali.

La leva di decarbonizzazione principale diventa dunque il potenziamento delle energie rinnovabili, accompagnato da un più decisivo confinamento dei combustibili di origine fossile. Ne risulta un mix energetico governato dalle rinnovabili (almeno 80-90%), con un ruolo marginale/eventuale del gas naturale e delle altre fossili più che altro confinati nei processi industriali difficilmente elettrificabili o ad un utilizzo più o meno marginale nel settore elettrico e dove è possibile all'evenienza agire con la cattura della CO2.

Al 2050 si evidenzia l'ineludibile necessità che le rinnovabili siano sfruttate non solo per elettricità, ma anche per produrre combustibili rinnovabili, per decarbonizzare i settori non del tutto elettrificabili, come chimica, acciaio, cemento, trasporti pesanti, marittimi e aerei.

La Strategia si sviluppa, come il PNIEC, in piena coerenza con il principio europeo "*energy efficiency first*", per cui l'efficienza riveste un ruolo chiave nella decarbonizzazione del nostro Paese. Il forte grado di efficientamento già innescato dalle tendenze del PNIEC e l'espansione del settore della trasformazione per i nuovi combustibili alternativi carbon-free (idrogeno/e-fuels) riducono però i margini di contenimento dei consumi in termini di energia primaria.

### **3. ALTERNATIVA ZERO**

La possibilità di non realizzazione dell'impianto alternativa "zero" apre alla possibilità di diversi scenari che potrebbero svilupparsi, a partire da oggi nei 30 anni (durata utile stimata dell'intervento).

#### **3.1. Primo scenario: prosecuzione delle attività in essere**

Il primo scenario ma anche il più realistico prevede la continuazione delle attività in essere che sono rappresentate dal pascolo stagionale di capi ovini.

Gli stessi terreni sono comunque pascolati da terzisti e non direttamente dalla proprietà per i terreni del lotto SUD (Pintore, Mulas), mentre il terreno del lotto NORD (Mulas), sono pascolati direttamente dalla proprietà in quanto azienda zootecnica familiare.

#### **3.2. Secondo scenario: prosecuzione delle attività in essere**

Il secondo scenario possibile è che il terreno ritrovi nel tempo altre riutilizzazioni agricole/pastorali. Attualmente non possiamo ipotizzarne né il quando né il come, né possiamo dire se questi utilizzi interesserebbero tutta la superficie o solo una parte di essa.

Un'altra possibilità è che il terreno possa essere diviso in lotti più piccoli ed essi vengano riutilizzati con differenti destinazioni. Potremmo avere (come in questo momento) alcuni pezzi soggetti a

periodi di rinaturalizzazione, seguiti da periodi di riutilizzo, che di fatto annullerebbero in tempi minimi molti dei vantaggi della rinaturalizzazione per le specie animali e vegetali, riportando con un solo ciclo di lavorazioni meccaniche il terreno alle condizioni iniziali, ma che potrebbero avere il vantaggio di non depauperare il suolo con utilizzi intensivi. Chiaramente utilizzi frazionari, saltuari ed estemporanei non produrrebbero grandi ricadute economiche od occupazionali e sarebbero sempre soggetti a essere modificati in relazione a scelte di convenienza del momento.

La divisione in più parti potrebbe peraltro significare anche l'apparire di nuovi confini e recinzioni che accrescerebbero la frammentazione del territorio.

### **3.3.Terzo scenario: rinaturalizzazione**

Una delle possibilità è quello del progressivo abbandono dell'utilizzo agricolo/pastorale dell'area, che porterebbe a una graduale e progressiva rinaturalizzazione. Effettivamente la ridotta presenza antropica in una superficie così grande potrebbe innescare fenomeni di ricolonizzazione da parte di alcune specie animali, oltre che di quelle vegetali. Il vantaggio di questo scenario per alcune specie animali e vegetali ci sarebbe, vista la densità di aziende zootecniche nei terreni confinanti.

Questo scenario tuttavia appare poco probabile. Il terreno fa parte di diverse proprietà private, che ha tutto l'interesse di rimettere in qualche modo a frutto il terreno, oppure di cederlo prima che il suo valore si abbassi troppo. Non è credibile che una superficie di questo genere resti all'interno di una proprietà che rinunci a un suo utilizzo pastorale (e dunque a trarne redditi anche non significativi) per i prossimi 30 anni, lasciando ri-naturalizzare le superfici.

### **3.4.Quarto scenario: uso industriale misto ad allevamento e cessione dell'Energia con PPA alla Azienda Energetica Comunale**

Le aree di fatto sono destinate ad un uso pastorale, e dal punto di vista della destinazione urbanistica a destinazione agricola "E1-E2". In tal senso lo scenario prevede che l'impianto possa essere "complementare" alla conduzione attuale dei terreni ad uso pascolo.

In tale senso si rimanda alla Relazione Agronomica, per quanto riguarda la compatibilità della conduzione pastorale con la presenza dell'impianto e di valorizzazione energetica destinata alla cessione (ad una quota energia scontata sul mercato) dell'energia prodotta dall'impianto alla Amministrazione Comunale di Benetutti perché possa usufruire dell'energia prodotta dall'intero impianto, su base annua, per rivendere poi sul territorio, ad una tariffa uguale a quella attuale, maggiore a quella di vendita dalla proponente, per trarre benessere maggiore per l'intero territorio.

### 3.5.Considerazioni

Gli scenari generati dall'alternativa "0" impongono tutti ulteriori considerazioni circa la mancata creazione di nuove opportunità occupazionali sia a breve che a lungo termine legate alla realizzazione e gestione/manutenzione del progetto.

Il progetto presentato prevede un utilizzo di circa 40 ha per la produzione di energia elettrica tramite un impianto FV su terreni agricoli. Questo significa essenzialmente una immissione a breve del terreno nel ciclo produttivo industriale. In ultima analisi (ma non meno importante) tutti gli scenari collegati all'alternativa "zero" impedirebbero la realizzazione di un impianto di produzione di energie alternative in grado di apportare un sicuro beneficio ambientale globale in termini di riduzione di emissioni climalteranti e di consumo di risorse non rinnovabili, con l'aggiunta che l'Azienda Energetica Comunale non avrebbe il supporto di 29,97 MW di produzione da FER da poter rigirare, in termini di bollette, sul territorio, col relativo ulteriore beneficio economico per l'intera comunità.

Esistono dei casi, generalmente riferibili a beni pubblici, dove i classici casi di stima non sono efficaci, soprattutto a causa della mancanza di un mercato relativo. Infatti, in un mercato efficiente è il prezzo del bene che ci indica la scarsità della risorsa e che, crescendo, in qualche modo contribuisce anche alla sua tutela (questo non è sufficiente, ma sicuramente va nella riduzione del suo uso e consumo).

Nel caso dei beni ambientali questo non accade. Infatti, i beni ambientali non vengono scambiati all'interno di un mercato per cui sono compresi tutti tra i cosiddetti "fallimenti del mercato", ovvero il mercato non è in grado di attribuirgli un valore, nonostante quasi sempre li coinvolga nella produzione.

Non esiste un mercato della qualità dell'aria, dell'acqua o del paesaggio, così come non esiste un mercato per i parchi, le spiagge pubbliche o la bellezza di un bene naturale. Pur tuttavia la valutazione si trova spesso a dover provare a fare i conti con questo tipo di bene, soprattutto quando siamo davanti a usi, danni o ad alterazioni ambientali non reversibili o reversibili solo a lungo o lunghissimo termine. In questi casi la rinuncia collettiva (forzata o anche per scelta) all'uso di un bene, o a un suo utilizzo alternativo va comunque valutata all'interno di un'analisi costi benefici "sociale". In qualche misura occorre pertanto simulare un mercato e rimettere il bene in una condizione per cui essa possa essere valutato. Serve dunque riconoscerne una proprietà e dargli almeno un fattore di limitazione d'uso (un prezzo).

Per quanto concerne la proprietà si è cercato di risolvere la questione attraverso un'attribuzione collettiva dei diritti di proprietà coi principi "chi inquina paga" o "chi usa paga" introdotti dall'OECD (in italiano organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico.).

In letteratura si è pertanto sviluppato tutto un filone che si occupa di valutazione di beni collettivi, e il cui problema principale è l'attribuzione di un valore monetario a beni che non hanno un mercato. Dello specifico tema si occupa da tempo anche la Commissione Europea, che dagli anni '90 finanzia vari programmi volti a valutare i principali impatti provenienti dalla produzione e il consumo di attività legate all'energia, come a esempio i cicli del combustibile (ExternE). Va detto sin da ora che questo programma è volto a valutare i principali impatti delle fonti di produzione tradizionali (centrali nucleari, a combustibili fossili) ed è stato applicato solo ad alcune produzioni di energie rinnovabili (centrali eoliche offshore, Centrali a biomassa, centrali idroelettriche). Tuttavia, la documentazione prodotta durante questi studi è cospicua e rappresenta un riferimento importante anche per il nostro caso.

Come abbiamo detto i costi esterni non rientrano nei costi diretti delle diverse fasi del ciclo di vita di una fonte energetica. Questi costi sono essenzialmente collegati a fattori d'impatto ambientale (emissioni di gas a effetto serra, emissioni di gas inquinanti, incidenti rilevanti con effetti sanitari e ambientali ecc.). I sistemi di valutazione sviluppati sono differenti a seconda del tipo di esternalità. Per esempio, ci sono esternalità che producono problemi ambientali per cui poi il decisore pubblico deve porre in atto dei sistemi atti a contenerli o ridurli, e quindi stanziare dei fondi e affrontare delle spese. In questi casi, pertanto, l'esternalità viene stimata in funzione delle ricadute economiche negative che produce e delle spese.

Ci sono invece esternalità che non producono direttamente spese, ma invece possono produrre la rinuncia ad alcuni introiti. In questo caso la loro traduzione economica avviene equiparando l'esternalità agli importi a cui si rinuncia. Questo sistema si chiama costo opportunità. Il costo opportunità rappresenta in linea di massima la quantificazione della rinuncia a un uso alternativo di un bene; ossia si quantifica, calcolando a quanto equivale, fra tutte le rinunce, la rinuncia migliore. L'idea di base è che ciò a cui si rinuncia per avere qualcosa è il vero valore di ciò che si sceglie di avere.

In altri termini, il costo opportunità è il sacrificio che un operatore economico deve compiere per effettuare una scelta economica. L'alternativa a cui si deve rinunciare quando si effettua una scelta economica è detta costo opportunità (opportunity cost). A esempio, quando una persona inizia a

lavorare rinuncia a una parte del proprio tempo libero al fine di ottenere un reddito economico, il tempo libero rappresenta il costo opportunità della scelta.

Per decidere come investire le proprie risorse in senso lato, l'operatore economico spesso valuta i costi e i ricavi che comportano variazioni monetarie. Ma le conseguenze di una scelta non si limitano a decisioni che comportano solo costi e ricavi destinati a essere registrati nella contabilità personale o aziendale, ma riguardano anche l'impiego di altre risorse, a esempio il tempo.

I costi-opportunità si usano per valutare gli aspetti di scelte che non comportano necessariamente un esborso monetario da parte di qualcuno, ma possono essere utili per scegliere tra diverse strategie alternative in campo economico e più in generale in ogni settore del comportamento umano.

Si può rinunciare all'uso del bene in maniera alternativa (a esempio il prezzo di una partita d'uva potrebbe tener conto della rinuncia alla trasformazione dell'uva in vino), oppure si può rinunciare a dei benefici che avrei se utilizzassi il bene in maniera differente.

In definitiva possiamo definire questo aspetto:

- come il valore della rinuncia alla produzione, alla realizzazione o all'utilizzazione di un dato bene per produrre, realizzare o utilizzare altri beni in alternativa, cioè il valore della rinuncia a un bene per impieghi alternativi
- come il valore all'attualità dei benefici a cui si è disposti a rinunciare. In ultimo, ma forse più importante per la tipologia di progetto in analisi e l'iter di VIA che si è deciso di affrontare, come già abbiamo accennato sopra, esistono casi in cui dobbiamo dare dei valori a beni ambientali che in generale non hanno un mercato. Questo significa dover ricorrere a valutazioni indirette simulando mercati, basati su principi simili a quelli del mercato immobiliare, valutando indirettamente domanda e offerta per trovare poi un prezzo per quel bene. In questo caso diciamo che stiamo ricercando il valore sociale di un determinato bene.

Si tratta di determinare il valore afferente all'utilità di un bene pubblico di interesse collettivo.

Dobbiamo individuare un valore senza scambio, senza prezzo e senza mercato; in balia della sola domanda d'uso della comunità che, peraltro, è spesso volte gratuita (a es. non si paga per utilizzare un parco pubblico).

Questo valore viene determinato in due modi (entrambi approssimativi), uno diretto e uno indiretto

- Il metodo diretto è effettuato mediante interviste o questionari che mirano a comprendere la disponibilità a pagare, ossia si simula un mercato e si cerca tramite varie domande di trovare quanto mediamente ogni utente sarebbe disposto a pagare per quel bene. Se si



vuole privare una comunità di un bene si può anche provare a valutare quanto quella comunità sarebbe disposta ad accettare come indennizzo per la privazione dell'uso del bene. Il tallone d'Achille del metodo risiede essenzialmente nel fatto che si simuli un mercato inesistente e che la nostra disponibilità a pagare "a voce" non sia equivalente davvero a quella effettiva, per cui si possono ottenere risultati distorti in eccesso.

- Il metodo indiretto misura invece quanto normalmente costa utilizzare quel bene in maniera indiretta (spese di trasporto per arrivarvi, travel cost). Il principio di base qui è che esistono utenti che, seppure in maniera indiretta, spendono dei soldi per fruire del bene, per cui si considera come essere questa la loro disponibilità a pagare, espressa non a voce, ma messa in atto con comportamenti volti all'uso del bene. Se si sommano le spese di un anno di tutti i fruitori si può avere una cifra da capitalizzare per valutare il valore del bene.


Anche questa valutazione comunque è tutt'altro che semplice e presenta alcune carenze, infatti:


- non si conosce in genere il numero delle persone che utilizzano un bene pubblico, figuriamoci da dove vengono e quanto spendono;
- il bene può avere un valore in sé stesso (anzi generalmente ce l'ha);
- non si tiene conto del tempo che si spende (sia per arrivare che per utilizzare il bene);
- non si valuta se la distanza consente solo una o più visite al giorno;
- non c'è costo per visitatori "vicini" (che magari arrivano a piedi o in bicicletta) ma che invece sono anche quelli che utilizzano maggiormente il bene e su cui si ripercuoterebbe di più la sua indisponibilità futura.
- Pur con tutti questi limiti fra spese dirette, introiti mancati, costo opportunità e valore sociale si può arrivare ad attribuire un valore economico a tutte le esternalità (qui stiamo trattando in particolare quelle negative) e poi con una metodologia adeguata riuscire a effettuare un bilancio all'attualità (momento della scelta) fra costi e benefici futuri. In generale nel presente lavoro noi non attueremo alcuna valutazione di quelle di cui sopra (richiederebbe uno sforzo non indifferente e produrrebbe comunque un'indagine "debole" e attaccabile, in quanto sviluppata dal o per conto del soggetto proponente) ma faremo riferimento a valutazioni rintracciabili in bibliografia che forniscono valori di riferimento per la costruzione del bilancio.

#### 4. ANALISI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI SULLE COMPONENTI AMBIENTALI

Per la quantificazione degli impatti ambientali, indotti dalla realizzazione del progetto, sulle diverse componenti ambientali si rimanda allo Studio di Impatto Ambientale SIA.

A titolo riassuntivo di seguito si riportano le matrici degli impatti per le diverse fasi attribuite al progetto proposto.

<i>Fasi esecutive</i>	Impianto fotovoltaico			Cavidotto MT		SEU e opere di conn. alla RTN	
↓ <i>Matrice ambientale</i> <i>Componente ambientale</i>	<i>Cantiere</i>	<i>Esercizio</i>	<i>Dismissione</i>	<i>Cantiere</i>	<i>Esercizio</i>	<i>Cantiere</i>	<i>Esercizio</i>
<b>Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare</b>							
<i>Suolo</i>	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
<i>Uso del suolo</i>	L/RV/BT	L/RV/LT	+	NS	NS	L/RV/BT	L/RV/LT
<i>Patrimonio agroalimentare</i>	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
<b>Geologia</b>							
<i>Geologia e litologia</i>	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
<i>Geomorfologia</i>	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
<i>Sismicità</i>	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
<b>Acque</b>							
<i>Idrografia e acque superficiali</i>	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
<i>Idrogeologia e acque sotterranee</i>	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
<b>Atmosfera: aria e clima</b>							
<i>Qualità dell'aria</i>	NS	+	NS	NS	NS	NS	NS
<i>Caratteristiche meteorologiche</i>	NS	+	NS	NS	NS	NS	NS
<b>Componenti biotiche, ecosistemi e reti ecologiche</b>							
<i>Reti ecologiche</i>	NS		NS	NS		NS	
<i>Flora e vegetazione</i>	NS	NS	+	NS	NS	NS	NS
<i>Fauna</i>	L/RV/BT	L/RV/LT	L/RV/BT	L/RV/BT	NS	L/RV/BT	NS
<i>Ecosistemi</i>	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
<b>Sistema paesaggistico: paesaggio, patrimonio culturale e beni materiali</b>							
<i>Caratteri strutturali del paesaggio locale</i>		L/RV/LT	+		NS		L/RV/LT
<i>Beni paesaggistici e patrimonio storico-culturale</i>		NS	+		NS		NS
<i>Elementi della percezione e fruizione</i>		L/RV/LT	+		NS		L/RV/LT
<b>Popolazione ed aspetti socio-economici</b>							
<i>Sistema insediativo</i>	NS	+	NS	NS	NS		
<i>Sistema economico</i>	+	+	+	+	NS	+	NS
<b>Agenti fisici</b>							
<i>Rumore</i>	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
<i>Campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici</i>	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
<i>Inquinamento luminoso / abbagliamento</i>	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
Valori della matrice							

<i>Fasi esecutive</i>	Impianto fotovoltaico			Cavidotto MT		SEU e opere di conn. alla RTN	
↓ Matrice ambientale Componente ambientale	<i>Cantiere</i>	<i>Esercizio</i>	<i>Dismissione</i>	<i>Cantiere</i>	<i>Esercizio</i>	<i>Cantiere</i>	<i>Esercizio</i>
<i>Rango delle interferenze</i>  rango 6 (molto alto) rango 5 (alto) rango 4 (medio-alto) rango 3 (medio) rango 2 (medio-basso) rango 1 (basso)	<input type="checkbox"/> interferenza non materializzabile <input checked="" type="checkbox"/> interferenza positiva						
<i>Significatività</i> <i>Intensità:</i> Molto rilevante (MR); rilevante (R); medio (M); Lieve (L) <i>Reversibilità:</i> reversibile (RV); irreversibile (IRR) <i>Durata:</i> indefinita (-); Breve termine (BT); Lungo Termine (LT)							

## 5. METODOLOGIA DI RIFERIMENTO UE PER OPERE PUBBLICHE

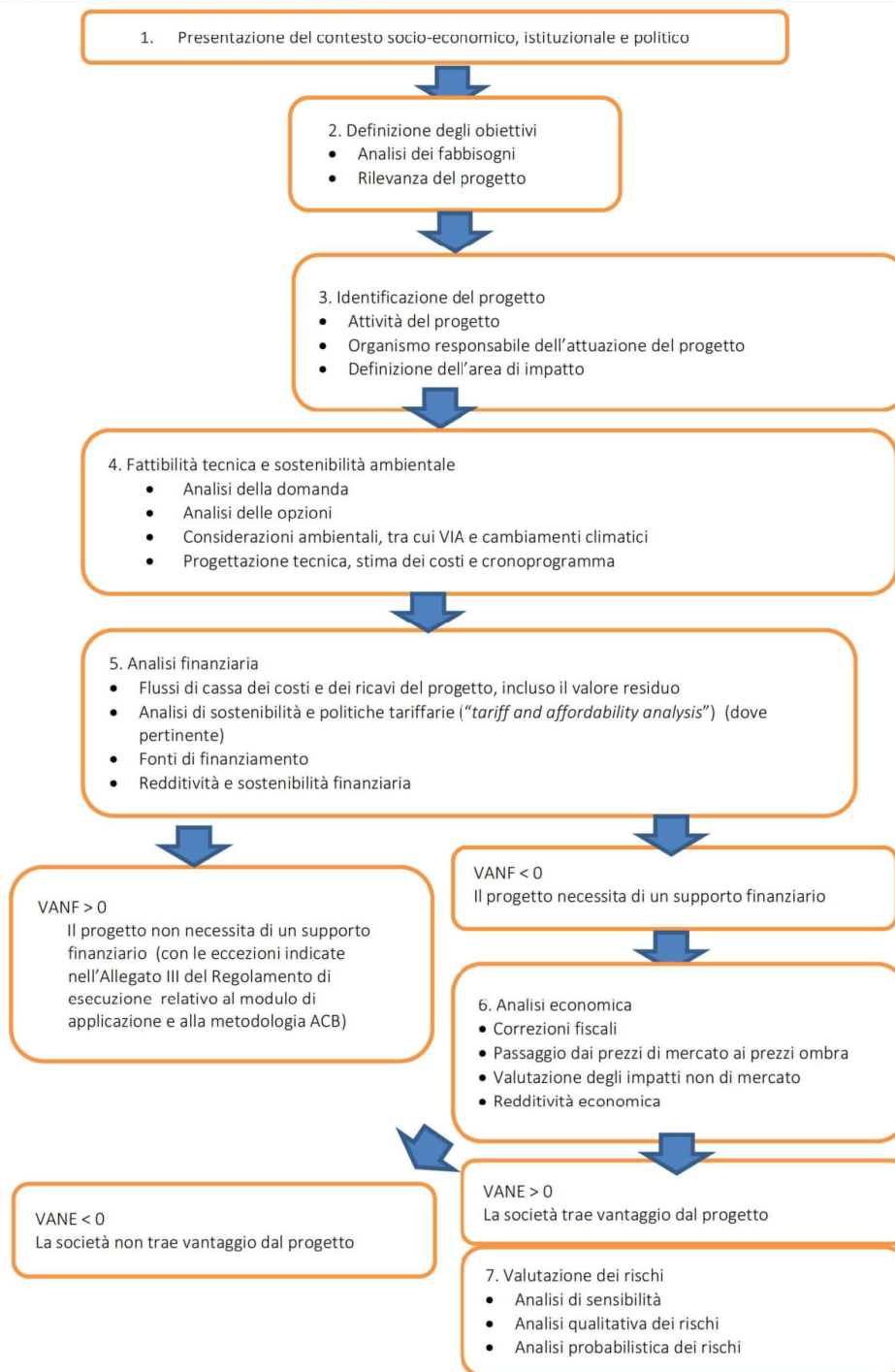
Un valido metodo per la redazione dell'analisi costi benefici è quello pubblicato dalla Commissione Europea, Direzione generale della Politica regionale e urbana nella sua "Guida all'analisi costi-benefici dei progetti d'investimento - Strumento di valutazione economica per la politica di coesione 2014-2020"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

## 6. ANALISI FINANZIARIA

### 6.1. Analisi dei costi

Nel presente paragrafo si restituisce l'analisi dei costi che il proponente dovrà sostenere per la realizzazione dell'opera oggetto della presente ACB.

Nello specifico si analizzano le diverse voci di costo come di seguito:

1. acquisto delle aree su cui insisterà l'impianto;
2. costi generali;
3. realizzazione opere civili;
4. realizzazione opere elettriche;
5. costi di mitigazione;
6. costi di dismissione.

### 6.2. Acquisto delle aree su cui insisterà l'impianto

Rappresenta il costo che il proponente deve sostenere per l'ottenimento del titolo di disponibilità (proprietà, affitto, etc.), condizione necessaria alla realizzazione dell'opera. Nel caso specifico il proponente ha optato per l'acquisto dei terreni lotto SUD e Diritto di Superficie del lotto NORD come di seguito dettagliato:

- Opzione di acquisto terreni: Mulas Cornelia, particella 281 (12 ha 28 are 47 ca).
- Opzione di acquisto terreni: Pintore Giovanna, particelle 23 (56 are 25 ca), 34 (1 ha 98 are 76 ca), 107 (17 ha 10 are 72 ca).

**Per un totale di 319,420 mq, diconsi 31,942 ettari di terreni in opzione di acquisto**

- Diritti di superficie terreni: Mulas – Dore, particelle 122 (5 ha 42 are 29 ca), 123 (6 ha 09 are 19 ca)

**Per un totale di 115.148 mq, diconsi 11,5148 ettari di terreni in opzione di diritto di superficie**

**Totale terreni 434.568 mq (43,46 ettari).**

**Ripartiti come di seguito in mq e percentuale:**

- **totale terreni: 434.568 mq (100%)**
- **sedime impianto: 262.095 mq (60,31 %) compresi pannelli, strutture e cabine di campo.**
- **aree non sfruttate: 172.473 (39,69 %) adibite a scopi di valorizzazione agricola con ulivi e mandorli.**

### **6.3.Costi generali**

I costi generali accorpano una serie di singole voci come:

1. spese tecniche redazione progetto e SIA
2. spese direzione lavori Spese per Rilievi, accertamenti e indagini
3. eventuali spese per imprevisti
4. spese consulenza e supporto
5. altro

### **6.4.Realizzazione opere civili**

Rappresenta il costo (Si veda allegato "Computo metrico estimativo") da sostenere quali movimentazione terre, recinzioni, strade etc.

### **6.5.Realizzazione opere elettriche**

Sono i costi relativi alla realizzazione dell'impianto in s.s. Supporti, pannelli, cabine, inverter e linee elettriche, etc. comprese le opere di connessione.

### **6.6.Costi di mitigazione**

L'intervento comporta limitati impatti che richiedono interventi di mitigazione. Nel caso specifico è prevista la messa a dimora di specie arboree lungo il perimetro dell'impianto.

### **6.7.Costi di dismissione**

L'impianto è stato progettato per 30 anni di esercizio al termine dei quali è prevista la dismissione dello stesso, o la prosecuzione nel tempo con un adeguato revamping di impianto.

### **6.8.Analisi degli utili**

L'intera produzione di energia elettrica derivante dall'impianto FV sarà venduta attraverso connessione alla RTN.

Dall'analisi della produttività dell'impianto si stima una produzione media annua di **46343 MWh**.  
Tale valore è suscettibile di variazioni negli anni derivanti da una serie di fattori programmati e imprevisi ma viene standardizzato a media di insolazione per la latitudine dei terreni.

La società proponente potrà ragionare su 2 scenari distinti:

- Nel primo riceverà un corrispettivo sicuro dal GSE, per ogni MWh ceduto alla rete, pari a 59,83 €/MWh
- Nel secondo venderà tramite PPA contrattualizzato con la Azienda Energetica Comunale in cui è stata proposta la tariffa di 140 €/MWh.

Sotto i 2 schemi tariffari.

Anni di esercizio	Fatturato da vendita T.Z. TARIFFA ZONALE	Ammortamento	Costi di esercizio	Costi totali	Utili lordi	Redditività
	€ 59,83 MWh	€	€	€	€	%
1	2.772.729,81 €	610.000,56 €	415.909,47 €	1.025.910,03 €	1.746.819,78 €	63%
2	2.758.935,13 €	606.965,73 €	422.148,11 €	1.029.113,84 €	1.729.821,29 €	63%
3	2.745.209,09 €	603.946,00 €	428.480,34 €	1.032.426,33 €	1.712.782,75 €	62%
4	2.731.551,33 €	600.941,29 €	434.907,54 €	1.035.848,83 €	1.695.702,50 €	62%
5	2.717.961,52 €	597.951,54 €	441.431,15 €	1.039.382,69 €	1.678.578,84 €	62%
6	2.704.439,33 €	594.976,65 €	448.052,62 €	1.043.029,27 €	1.661.410,06 €	61%
7	2.690.984,41 €	592.016,57 €	454.773,41 €	1.046.789,98 €	1.644.194,43 €	61%
8	2.677.596,42 €	589.071,21 €	461.595,01 €	1.050.666,22 €	1.626.930,20 €	61%
9	2.664.275,05 €	586.140,51 €	468.518,94 €	1.054.659,45 €	1.609.615,60 €	60%
10	2.651.019,95 €	583.224,39 €	475.546,72 €	1.058.771,11 €	1.592.248,84 €	60%
11	2.637.830,79 €	580.322,77 €	482.679,92 €	1.063.002,70 €	1.574.828,10 €	60%
12	2.624.707,26 €	577.435,60 €	489.920,12 €	1.067.355,72 €	1.557.351,54 €	59%
13	2.611.649,01 €	574.562,78 €	497.268,92 €	1.071.831,70 €	1.539.817,31 €	59%
14	2.598.655,73 €	571.704,26 €	504.727,96 €	1.076.432,22 €	1.522.223,52 €	59%
15	2.585.727,10 €	568.859,96 €	512.298,87 €	1.081.158,84 €	1.504.568,26 €	58%
16	2.572.862,79 €	566.029,81 €	519.983,36 €	1.086.013,17 €	1.486.849,61 €	58%
17	2.560.062,47 €	563.213,74 €	527.783,11 €	1.090.996,85 €	1.469.065,62 €	57%
18	2.547.325,84 €	560.411,69 €	535.699,86 €	1.096.111,54 €	1.451.214,30 €	57%
19	2.534.652,58 €	557.623,57 €	543.735,35 €	1.101.358,92 €	1.433.293,66 €	57%
20	2.522.042,37 €	554.849,32 €	551.891,38 €	1.106.740,70 €	1.415.301,66 €	56%
21	2.509.494,89 €	552.088,88 €	560.169,75 €	1.112.258,63 €	1.397.236,26 €	56%
22	2.497.009,85 €	549.342,17 €	568.572,30 €	1.117.914,47 €	1.379.095,38 €	55%
23	2.484.586,91 €	546.609,12 €	577.100,88 €	1.123.710,01 €	1.360.876,91 €	55%
24	2.472.225,78 €	543.889,67 €	585.757,40 €	1.129.647,07 €	1.342.578,71 €	54%
25	2.459.926,15 €	541.183,75 €	594.543,76 €	1.135.727,51 €	1.324.198,64 €	54%
26	2.447.687,71 €	538.491,30 €	603.461,92 €	1.141.953,21 €	1.305.734,50 €	53%
27	2.435.510,16 €	535.812,24 €	612.513,84 €	1.148.326,08 €	1.287.184,08 €	53%
28	2.423.393,20 €	533.146,50 €	621.701,55 €	1.154.848,05 €	1.268.545,14 €	52%



29	2.411.336,51 €	530.494,03 €	631.027,08 €	1.161.521,11 €	1.249.815,41 €	52%
30	2.399.339,81 €	527.854,76 €	640.492,48 €	1.168.347,24 €	1.230.992,57 €	51%
<b>Sommano</b>	<b>77.450.728,98 €</b>	<b>17.039.160,38 €</b>	<b>15.612.693,13 €</b>	<b>32.651.853,50 €</b>	<b>44.798.875,48 €</b>	<b>58%</b>

La tabella si riferisce alla sola vendita di energia alla tariffa zonale sulla media degli ultimi anni (ultimamente in netta risalita considerati i costi dell'energia elettrica e le emergenze dovute all'approvvigionamento dell'Italia).

La tabella seguente si riferisce, invece, alla vendita del 100% dell'energia prodotta dall'impianto, tramite PPA, alla tariffa definita nella contrattazione con il Comune di Benetutti (Azienda energetica) All'importo di 140 €/MWh.

Anni di esercizio	Fatturato da vendita PPA	Ammortamento	Costi di esercizio	Costi totali	Utili lordi	Redditività
	€ 140 MWh	€	€	€	€	%
1	6.488.085,80 €	1.427.378,88 €	973.212,87 €	2.400.591,75 €	4.087.494,05 €	63%
2	6.455.806,77 €	1.420.277,49 €	987.811,06 €	2.408.088,55 €	4.047.718,21 €	63%
3	6.423.688,32 €	1.413.211,43 €	1.002.628,23 €	2.415.839,66 €	4.007.848,66 €	62%
4	6.391.729,68 €	1.406.180,53 €	1.017.667,65 €	2.423.848,18 €	3.967.881,49 €	62%
5	6.359.930,03 €	1.399.184,61 €	1.032.932,67 €	2.432.117,27 €	3.927.812,75 €	62%
6	6.328.288,58 €	1.392.223,49 €	1.048.426,66 €	2.440.650,15 €	3.887.638,44 €	61%
7	6.296.804,56 €	1.385.297,00 €	1.064.153,06 €	2.449.450,06 €	3.847.354,50 €	61%
8	6.265.477,17 €	1.378.404,98 €	1.080.115,35 €	2.458.520,33 €	3.806.956,84 €	61%
9	6.234.305,65 €	1.371.547,24 €	1.096.317,08 €	2.467.864,33 €	3.766.441,32 €	60%
10	6.203.289,20 €	1.364.723,62 €	1.112.761,84 €	2.477.485,46 €	3.725.803,74 €	60%
11	6.172.427,06 €	1.357.933,95 €	1.129.453,27 €	2.487.387,22 €	3.685.039,84 €	60%
12	6.141.718,47 €	1.351.178,06 €	1.146.395,07 €	2.497.573,13 €	3.644.145,34 €	59%
13	6.111.162,66 €	1.344.455,79 €	1.163.590,99 €	2.508.046,78 €	3.603.115,88 €	59%
14	6.080.758,86 €	1.337.766,95 €	1.181.044,86 €	2.518.811,81 €	3.561.947,06 €	59%
15	6.050.506,33 €	1.331.111,39 €	1.198.760,53 €	2.529.871,92 €	3.520.634,41 €	58%
16	6.020.404,31 €	1.324.488,95 €	1.216.741,94 €	2.541.230,89 €	3.479.173,43 €	58%
17	5.990.452,05 €	1.317.899,45 €	1.234.993,07 €	2.552.892,52 €	3.437.559,53 €	57%
18	5.960.648,81 €	1.311.342,74 €	1.253.517,96 €	2.564.860,70 €	3.395.788,11 €	57%
19	5.930.993,84 €	1.304.818,64 €	1.272.320,73 €	2.577.139,38 €	3.353.854,46 €	57%
20	5.901.486,41 €	1.298.327,01 €	1.291.405,54 €	2.589.732,55 €	3.311.753,85 €	56%
21	5.872.125,78 €	1.291.867,67 €	1.310.776,63 €	2.602.644,30 €	3.269.481,48 €	56%
22	5.842.911,22 €	1.285.440,47 €	1.330.438,28 €	2.615.878,74 €	3.227.032,48 €	55%
23	5.813.842,01 €	1.279.045,24 €	1.350.394,85 €	2.629.440,09 €	3.184.401,92 €	55%
24	5.784.917,42 €	1.272.681,83 €	1.370.650,77 €	2.643.332,61 €	3.141.584,82 €	54%
25	5.756.136,74 €	1.266.350,08 €	1.391.210,53 €	2.657.560,62 €	3.098.576,12 €	54%
26	5.727.499,24 €	1.260.049,83 €	1.412.078,69 €	2.672.128,53 €	3.055.370,72 €	53%
27	5.699.004,22 €	1.253.780,93 €	1.433.259,87 €	2.687.040,80 €	3.011.963,42 €	53%

28	5.670.650,97 €	1.247.543,21 €	1.454.758,77 €	2.702.301,98 €	2.968.348,98 €	52%
29	5.642.438,77 €	1.241.336,53 €	1.476.580,15 €	2.717.916,68 €	2.924.522,09 €	52%
30	5.614.366,94 €	1.235.160,73 €	1.498.728,85 €	2.733.889,58 €	2.880.477,36 €	51%
<b>Sommano</b>	<b>181.231.857,89 €</b>	<b>39.871.008,74 €</b>	<b>36.533.127,83 €</b>	<b>76.404.136,56 €</b>	<b>104.827.721,33 €</b>	<b>58%</b>

Si può anche ipotizzare che l'Azienda Energetica non impegni tutta la potenza dell'impianto, per via dell'organizzazione e reperimento della clientela finale, che potrà verosimilmente esserci solo dopo qualche anno, e in questa situazione potremmo ragionare su un introito misto considerando che il 50% dell'energia sia immesso in rete a T.Z. e il 50% dell'energia sia acquistato dalla Azienda Energetica Comunale.

Sulla base di questo quadro produttivo, del fatturato, dei costi di realizzazione dell'impianto e di esercizio, nella tabella seguente si restituisce la redditività, al netto delle fiscalità, dell'intervento proposto.

Anni di esercizio	Fatturato da vendita T.Z.+PPA	Ammortamento	Costi di esercizio	Costi totali	Utili lordi	Redditività
	<b>50% + 50%</b>	€	€	€	€	%
1	4.630.407,81 €	1.018.689,72 €	694.561,17 €	1.713.250,89 €	2.917.156,92 €	63%
2	4.607.370,95 €	1.013.621,61 €	704.979,59 €	1.718.601,20 €	2.888.769,75 €	63%
3	4.584.448,71 €	1.008.578,72 €	715.554,28 €	1.724.133,00 €	2.860.315,71 €	62%
4	4.561.640,50 €	1.003.560,91 €	726.287,60 €	1.729.848,51 €	2.831.792,00 €	62%
5	4.538.945,78 €	998.568,07 €	737.181,91 €	1.735.749,98 €	2.803.195,79 €	62%
6	4.516.363,96 €	993.600,07 €	748.239,64 €	1.741.839,71 €	2.774.524,25 €	61%
7	4.493.894,48 €	988.656,79 €	759.463,23 €	1.748.120,02 €	2.745.774,46 €	61%
8	4.471.536,80 €	983.738,10 €	770.855,18 €	1.754.593,28 €	2.716.943,52 €	61%
9	4.449.290,35 €	978.843,88 €	782.418,01 €	1.761.261,89 €	2.688.028,46 €	60%
10	4.427.154,57 €	973.974,01 €	794.154,28 €	1.768.128,29 €	2.659.026,29 €	60%
11	4.405.128,93 €	969.128,36 €	806.066,59 €	1.775.194,96 €	2.629.933,97 €	60%
12	4.383.212,87 €	964.306,83 €	818.157,59 €	1.782.464,42 €	2.600.748,44 €	59%
13	4.361.405,84 €	959.509,28 €	830.429,96 €	1.789.939,24 €	2.571.466,60 €	59%
14	4.339.707,30 €	954.735,61 €	842.886,41 €	1.797.622,01 €	2.542.085,29 €	59%
15	4.318.116,72 €	949.985,68 €	855.529,70 €	1.805.515,38 €	2.512.601,34 €	58%
16	4.296.633,55 €	945.259,38 €	868.362,65 €	1.813.622,03 €	2.483.011,52 €	58%
17	4.275.257,26 €	940.556,60 €	881.388,09 €	1.821.944,69 €	2.453.312,58 €	57%
18	4.253.987,33 €	935.877,21 €	894.608,91 €	1.830.486,12 €	2.423.501,21 €	57%
19	4.232.823,21 €	931.221,11 €	908.028,04 €	1.839.249,15 €	2.393.574,06 €	57%
20	4.211.764,39 €	926.588,17 €	921.648,46 €	1.848.236,63 €	2.363.527,76 €	56%
21	4.190.810,34 €	921.978,27 €	935.473,19 €	1.857.451,46 €	2.333.358,87 €	56%
22	4.169.960,53 €	917.391,32 €	949.505,29 €	1.866.896,61 €	2.303.063,93 €	55%
23	4.149.214,46 €	912.827,18 €	963.747,87 €	1.876.575,05 €	2.272.639,41 €	55%
24	4.128.571,60 €	908.285,75 €	978.204,09 €	1.886.489,84 €	2.242.081,76 €	54%

25	4.108.031,45 €	903.766,92 €	992.877,15 €	1.896.644,06 €	2.211.387,38 €	54%
26	4.087.593,48 €	899.270,57 €	1.007.770,30 €	1.907.040,87 €	2.180.552,61 €	53%
27	4.067.257,19 €	894.796,58 €	1.022.886,86 €	1.917.683,44 €	2.149.573,75 €	53%
28	4.047.022,08 €	890.344,86 €	1.038.230,16 €	1.928.575,02 €	2.118.447,06 €	52%
29	4.026.887,64 €	885.915,28 €	1.053.803,61 €	1.939.718,90 €	2.087.168,75 €	52%
30	4.006.853,38 €	881.507,74 €	1.069.610,67 €	1.951.118,41 €	2.055.734,97 €	51%
<b>Sommano</b>	<b>129.341.293,44 €</b>	<b>28.455.084,56 €</b>	<b>26.072.910,48 €</b>	<b>54.527.995,03 €</b>	<b>74.813.298,40 €</b>	<b>58%</b>

## 6.9.Tassazione

Nella tabella seguente si riportano gli utili al netto della tassazione delle società SRL.

Nello specifico nei 30 anni di esercizio dell'impianto il proponente verserà allo stato circa 19 mln di euro di tasse, con un indice di redditività del 74% sull'utile netto.

Anni di esercizio	Utili lordi	Tasse	Utili netti	Redditività
	€	€	€	%
1	2.917.156,92 €	758.460,80 €	2.158.696,12 €	74%
2	2.888.769,75 €	751.080,14 €	2.137.689,62 €	74%
3	2.860.315,71 €	743.682,08 €	2.116.633,62 €	74%
4	2.831.792,00 €	736.265,92 €	2.095.526,08 €	74%
5	2.803.195,79 €	728.830,91 €	2.074.364,89 €	74%
6	2.774.524,25 €	721.376,30 €	2.053.147,94 €	74%
7	2.745.774,46 €	713.901,36 €	2.031.873,10 €	74%
8	2.716.943,52 €	706.405,32 €	2.010.538,21 €	74%
9	2.688.028,46 €	698.887,40 €	1.989.141,06 €	74%
10	2.659.026,29 €	691.346,83 €	1.967.679,45 €	74%
11	2.629.933,97 €	683.782,83 €	1.946.151,14 €	74%
12	2.600.748,44 €	676.194,59 €	1.924.553,85 €	74%
13	2.571.466,60 €	668.581,31 €	1.902.885,28 €	74%
14	2.542.085,29 €	660.942,17 €	1.881.143,11 €	74%
15	2.512.601,34 €	653.276,35 €	1.859.324,99 €	74%
16	2.483.011,52 €	645.583,00 €	1.837.428,52 €	74%
17	2.453.312,58 €	637.861,27 €	1.815.451,31 €	74%
18	2.423.501,21 €	630.110,31 €	1.793.390,89 €	74%
19	2.393.574,06 €	622.329,26 €	1.771.244,81 €	74%
20	2.363.527,76 €	614.517,22 €	1.749.010,54 €	74%
21	2.333.358,87 €	606.673,31 €	1.726.685,57 €	74%
22	2.303.063,93 €	598.796,62 €	1.704.267,31 €	74%
23	2.272.639,41 €	590.886,25 €	1.681.753,17 €	74%
24	2.242.081,76 €	582.941,26 €	1.659.140,51 €	74%
25	2.211.387,38 €	574.960,72 €	1.636.426,66 €	74%
26	2.180.552,61 €	566.943,68 €	1.613.608,93 €	74%
27	2.149.573,75 €	558.889,18 €	1.590.684,58 €	74%

28	2.118.447,06 €	550.796,24 €	1.567.650,83 €	74%
29	2.087.168,75 €	542.663,87 €	1.544.504,87 €	74%
30	2.055.734,97 €	534.491,09 €	1.521.243,87 €	74%
<b>Sommano</b>	<b>74.813.298,40 €</b>	<b>19.451.457,58 €</b>	<b>55.361.840,82 €</b>	<b>74%</b>

Anche al netto della tassazione l'investimento mantiene una redditività elevata.

## 7. INDICATORI DI PERFORMANCE DEL PROGETTO

I progetti di trasformazione dei luoghi e le misure pubbliche in generale connesse a essi hanno una durata pluriennale e pertanto dispiegano i loro effetti su un arco temporale lungo, distribuendoli anche in maniera abbastanza differente. Per questa ragione l'analisi costi benefici richiede il confronto di grandezze economiche (abbiamo monetizzato tutto) che si trovano distribuite in anni diversi. Per fare la comparazione occorre pertanto rendere confrontabili queste grandezze monetarie che si trovano distribuite in momento diversi, operandone uno sconto a uno stesso momento. Siccome il nostro obiettivo è valutare a priori il risultato di tutte queste trasformazioni futuribili, il momento temporale a cui riferire questo sconto è l'attualità. Pertanto, costi e benefici verranno attualizzati tramite un tasso di sconto adeguato, che se ben determinato ci darà la misura della convenienza della trasformazione nel suo complesso trattandola come differenza all'attualità fra la sommatoria di tutti i benefici e quella di tutti i costi.

Questo meccanismo è alla base dei principali metodi di valutazione dei progetti e delle politiche: il Valore Attuale Netto (VAN) e il Tasso Interno di Rendimento (TRI), detto anche indice di redditività. Questo meccanismo è alla base dei principali metodi di valutazione dei progetti e delle politiche: il Valore Attuale Netto (VAN) e il Tasso Interno di Rendimento (TRI), detto anche indice di redditività. Per la loro valutazione è stato fatto riferimento alla Guida per l'analisi costi-benefici dei progetti di investimento della Commissione Europea (2003), pubblicata nel contesto del programma di studi e di assistenza tecnica nel settore delle politiche regionali della Commissione.

L'analisi costi-benefici (ACB) dei progetti di investimento è espressamente richiesta dai nuovi regolamenti dell'Unione Europea per i Fondi Strutturali (Structural Funds-FS), il Fondo di Coesione (Cohesion Fund-FC) e per gli Strumenti di pre-adesione (ISPA), per progetti con budget superiore, rispettivamente, ai 50, 10 e 5 milioni di euro. Gli Stati Membri sono responsabili della valutazione ex-ante, alla Commissione Europea spetta di giudicare la qualità di questa valutazione al fine di ammettere la proposta di progetto al cofinanziamento e di determinare il tasso di cofinanziamento. Notevoli differenze caratterizzano progetti di investimento nelle infrastrutture e quelli di tipo produttivo; molte differenze, inoltre, esistono tra paesi e regioni, tra diverse teorie e metodologie

di valutazione, e, ancora, tra le procedure amministrative dei tre fondi. Nonostante queste differenze, molti progetti hanno alcuni aspetti comuni e la loro valutazione dovrebbe essere espressa in un linguaggio comune. Accanto agli aspetti metodologici generali, l'accertamento dei costi e dei benefici è uno strumento utile a stimolare il dialogo tra le parti, Stati Membri e Commissione, proponenti dei progetti, funzionari e consulenti: è uno strumento di supporto nel processo di decisione collettivo. Inoltre, aiuta a garantire Questa Guida offre ai funzionari dell'UE, ai consulenti esterni e a tutte le parti interessate, un'agenda per il processo di valutazione. Il testo è pensato principalmente per i funzionari dell'UE, ma, contemporaneamente, fornisce utili indicazioni ai proponenti del progetto relativamente alle esigenze informative specifiche della Commissione.

Questa guida, dunque, rappresenta una base di riferimento anche per la stesura il presente lavoro, avendo peraltro essa un capitolo che offre un profilo di come debba essere condotta l'ABC in funzione dei settori coinvolti. Nello specifico noi abbiamo fatto riferimento nel nostro lavoro a quanto riportato per il settore della produzione di energia. La stessa guida offre inoltre alcune indicazioni riassuntive sul VAN e sul TIR, che sono state utilizzate per la redazione dei seguenti paragrafi.

### 7.1. Valore attuale netto (VAN)

*Paragrafo tratto dalla Guida per l'analisi costi-benefici dei progetti di investimento della Commissione Europea (2003)*

Abbiamo visto come per la conduzione dell'ACB occorra riportare allo stesso momento dati eterogenei distribuiti in diversi momenti della vita utile del progetto.

L'aggregazione di dati eterogenei è resa possibile dall'utilizzo di specifici coefficienti con funzione di peso. Tale coefficiente dovrebbe avere queste caratteristiche:

- Decrescere nel tempo;
- Dovrebbe misurare la perdita di valore del numerario nel tempo.

Tale coefficiente è chiamato fattore finanziario di sconto,  $at$  dove  $at = (1+i)^{-t}$  dove "t" è l'orizzonte temporale,  $i$  è il tasso di interesse, e  $at$  è il coefficiente per scontare valori finanziari futuri al loro valore attuale. Quindi, il valore attuale netto è definito come:

$$VAN(S) = \sum_{t=0}^n at St = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

Dove:

**Sn** è il saldo dei flussi di cassa al tempo n

**at** è il fattore di sconto scelto come definito precedentemente

È un indicatore molto conciso della performance dell'investimento: è il valore attuale di tutti i flussi netti generati dall'investimento espressi in un valore unico con la stessa unità di misura usata nelle tavole di conto.

È importante sottolineare che di solito il saldo dei primi anni dell'investimento è negativo, ma diventa positivo successivamente. I valori negativi dei primi anni pesano più di quelli positivi degli anni successivi dato che tali valori decrescono nel tempo. Questo comporta che la scelta dell'orizzonte temporale è cruciale per la determinazione del VAN. Inoltre, la scelta del tasso di sconto (cioè il tasso di interesse nella formula) influisce sul calcolo del VAN.

Questo indicatore rappresenta un criterio di valutazione molto semplice e preciso:

VAN>0 significa che il progetto genera benefici netti (la somma dei Sn ponderati è ancora positiva) ed è generalmente desiderabile. In altre parole, costituisce una buona misura del valore aggiunto del progetto per la società in termini monetari.

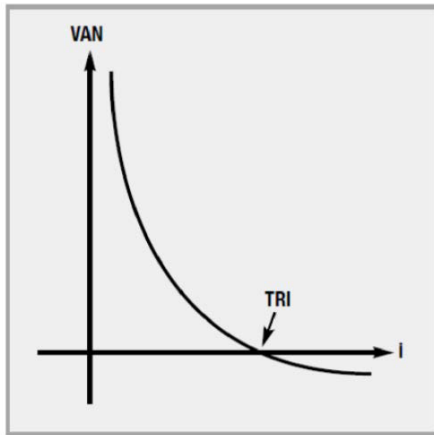
## 7.2. Il Tasso di Rendimento Interno (TRI)

*Paragrafo tratto dalla Guida per l'analisi costi-benefici dei progetti di investimento della Commissione Europea (2003).*

Il tasso di rendimento interno è definito come quel tasso di interesse che rende nullo il valore attuale netto dell'investimento, vale a dire il tasso di interesse che verifica l'equazione seguente:

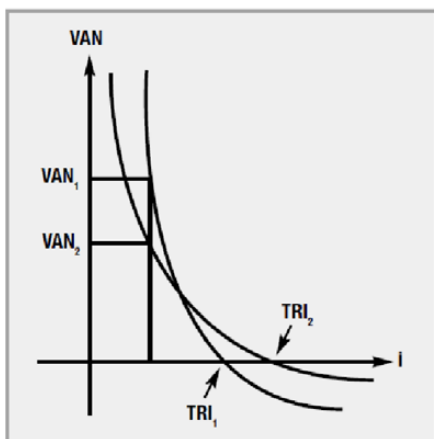
$$\text{VAN}(S) = \sum_{t=0}^n S_t / (1+\text{IRR})^t = 0$$

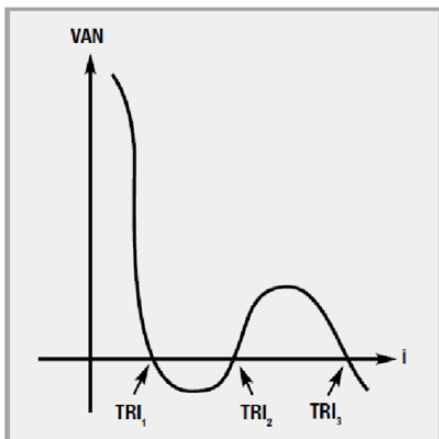
Tuttavia, tutti i più comuni software di gestione dati permettono il calcolo automatico del valore di tali indicatori applicando la funzione finanziaria adeguata. I risultati del calcolo del TRI sono i tassi di interesse riportati nel grafico sotto.



Come evidente dalla definizione di TRI e dalla formula, non è necessario calcolare il tasso di sconto per misurare questo indicatore. Il tasso di rendimento finanziario serve principalmente al valutatore per giudicare la performance futura dell'investimento. Se viene considerato il costo opportunità del capitale privato, il TRI è il valore massimo che può assumere senza che l'investimento determini una perdita netta in confronto con un utilizzo alternativo del capitale. Dunque, il TRI può servire come criterio per la valutazione di un progetto: il progetto non dovrebbe essere considerato accettabile al di sotto di un certo valore del TRI.

Come il VAN, così anche il TRI può essere usato per classificare i progetti. È tuttavia opportuno considerare sia il TRI che il VAN congiuntamente, dato che si possono verificar casi ambigui (grafici seguenti).





Ovviamente la premessa perché possa esserci un TRI che annulla il VAN è che almeno uno dei termini della sommatoria del VAN sia negativo e uno sia positivo. Non esiste infatti un TIR in grado di annullare il VAN se la sommatoria è costituita tutta da termini dello stesso segno. Negli investimenti privati è facile che esista il TIR, poiché in generale inizialmente abbiamo solo costi e solo da un certo momento in poi abbiamo dei benefici. Nel caso invece di un'analisi costi benefici come la nostra potremo trovare casi in cui ogni anno prevalgono i benefici, per cui tutti gli anni abbiamo addendi positivi, oppure possiamo avere progetti che producono sin da subito sempre e solo costi (cioè non esiste un momento in cui il progetto fornisca benefici maggiori dei costi) e pertanto abbiamo una sommatoria di addendi tutti negativi.

Va da sé che un progetto con addendi tutti positivi avrà un VAN sempre e comunque positivo e non ha un tasso di rendimento interno perché la curva del TRI non interseca mai l'asse delle ascisse e sta sempre al di sopra di essa. Questo significa avere un progetto valido, dal punto di vista dell'analisi costi benefici.

Viceversa, con addendi tutti negativi avremo un VAN sicuramente negativo e una curva del TRI che non interseca mai le ascisse perché sta sempre al di sotto di essa. Questo significa, ovviamente, che quel progetto non sarà accettabile dal punto di vista dell'analisi costi benefici.

### 7.3. Il Tasso di Sconto

Una delle cose importanti per una corretta valutazione del VAN è la determinazione del tasso di sconto. Infatti, a tassi di sconto differenti corrispondono valutazioni diverse sui progetti. Viceversa, per come è impostato il calcolo del TRI è strettamente dipendente unicamente dai costi e benefici valutati, per cui il suo valore ci dà indicazioni diverse e abbastanza scollegate da quelle del VAN.



Per questo occorre nella formula di calcolo del VAN utilizzare un tasso di sconto non determinato casualmente ma con dei riferimenti precisi. Il proponente e il valutatore di un progetto dovrebbero comprendere i concetti base che stanno dietro alla selezione di un tasso di sconto.

Come generale, e abbastanza non controversa, definizione, si può considerare quella di tasso di sconto finanziario come costo opportunità del capitale. Costo opportunità significa che quando utilizziamo il capitale in un progetto, rinunciando a guadagnare un ritorno in un altro progetto. Quindi abbiamo un costo implicito quando investiamo capitale in un progetto di investimento: la perdita di reddito da un progetto alternativo. Ai sensi dell'art. 19 (Attualizzazione dei flussi di cassa) del Regolamento Delegato (UE) n. 480/2014 della Commissione, per il periodo di programmazione 2014-2020 la Commissione Europea consiglia di considerare un tasso di sconto del 4% in termini reali come parametro di riferimento per il costo opportunità reale del capitale nel lungo termine. I valori che differiscono dal valore di riferimento del 4% possono tuttavia essere giustificati sulla base delle congiunture e degli andamenti macroeconomici internazionali, delle condizioni macroeconomiche specifiche dello Stato Membro e della natura dell'investitore e/o del settore interessato. Per garantire la coerenza tra i tassi di sconto usati in progetti simili nello stesso Paese, la Commissione sollecita gli Stati Membri a fornire il proprio valore di riferimento per il tasso di sconto finanziario nei propri documenti di orientamento e quindi di applicarlo in modo coerente nella valutazione dei progetti a livello nazionale.

**Al fine di allineare il tasso di sconto ad altri studi ACB per la presente analisi si adotta un tasso di sconto del 5%**

## 8. Identificazione e contestualizzazione del progetto

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

Il raggiungimento degli obiettivi presuppone 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.

## 8.2. 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.

## 9. DESCRIZIONE DEI COSTI

### 9.1. Analisi Costi – Benefici del progetto

Fin qui abbiamo illustrato quali metodologie sono state scelte per l'esplicazione dell'analisi costi e benefici. Occorre ora, preliminarmente al calcolo del VAN e del TRI determinare costi e benefici dell'impianto FV di circa 30 MW, oggetto della presente analisi. In conseguenza di quanto esposto finora e coerentemente con quanto sviluppato nella descrizione degli impatti attesi occorre ora quantificare costi e benefici sociali che il progetto potrà produrre ed esprimerli in termini monetari. Alcuni di questi costi sono effettivamente difficili da valutare separatamente ma esistono delle stime aggregate a cui faremo riferimento e che ci danno la possibilità di quantificare in termini monetari l'insieme dei costi introdotti dalla costruzione di un impianto FV.

Fra i costi valuteremo:

- Occupazione temporanea del suolo;
- Consumo di suolo;
- Qualità dell'aria;
- Effetti sugli habitat;
- Salute pubblica;
- Alterazione del paesaggio.

Fra i benefici avremo invece:

- Effetti climatici a scala vasta;
- Occupazione;

Per la quantificazione dei costi faremo riferimento ad alcune pubblicazioni dell'ISPRA e ad alcuni documenti dell'UE in generale e altri prodotti nell'ambito della Ricerca ExternE, sulle esternalità prodotte dalle centrali di produzione dell'energia elettrica più specifici per quanto ci riguarda. Questi documenti offrono dei parametri riassuntivi di costo che includono tutte le quantificazioni sopra esposte. Per ciò che riguarda il suolo e la sua occupazione temporanea o permanente con superfici non impermeabilizzate faremo riferimento ai mancati introiti per l'impossibilità di utilizzo agropastorale e ai costi valutati dall'ISPRA. Faremo poi una valutazione separata delle esternalità negative dovute alla presenza in impianto di una centrale di backup e delle esternalità dovute invece alla realizzazione dell'impianto solare parabolico, facendo una valutazione separata sulla base di un'attribuzione (fittizia) della produzione di energia attesa. Per quanto riguarda la stima dei benefici invece ci si baserà sempre sia sugli studi già citati sopra, per la stima del risultato a livello globale

della riduzione delle emissioni di CO2, che sul business plan del proponente per la ricaduta diretta in termini occupazionali e in termini di tasse versate.

## 9.2.Costi di costruzione ed esercizio

La realizzazione dell'impianto in oggetto è in capo all'azienda proponente BENETUTTI SRL, 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 parco solare preso in esame:

QUADRO ECONOMICO GENERALE			
Valore complessivo dell'opera privata			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE €
			(IVA compresa)
<b>A) COSTO DEI LAVORI</b>			
A.1) Interventi previsti	15.269.567,84 €	22%	18.628.872,76 €
A.2) Oneri di sicurezza	27.124,22 €	22%	33.091,55 €
A.3) Opere di mitigazione	331.834,37 €	22%	404.837,93 €
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	25.000,00 €	22%	30.500,00 €
A.5) Opere connesse (TICA T0738011)	324.096,86 €	22%	395.398,17 €
<b>TOTALE A</b>	<b>15.977.623,29 €</b>		<b>19.492.700,41 €</b>
<b>B) SPESE GENERALI</b>			
B.1) Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	80.000,00 €	22%	97.600,00 €
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	20.000,00 €	22%	24.400,00 €
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	7.040,00 €	22%	8.588,80 €
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (incluse le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	12.000,00 €	22%	14.640,00 €
B.5) Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	- €	22%	- €
B.6) Imprevisti	30.000,00 €	22%	36.600,00 €
B.7) Spese varie (terreni)	638.842,00 €	0%	638.842,00 €
<b>TOTALE B</b>	<b>787.882,00 €</b>		<b>820.670,80 €</b>
C) eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (...specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero.	- €	22%	- €
<b>"Valore complessivo dell'opera"</b>	<b>16.765.505,29 €</b>		<b>20.453.916,45 €</b>
<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 del parco solare oltre alle operazioni di O&M (Operation and Maintenance).

### 9.3. Stima dei Costi

Gli impatti ambientali connessi alla costruzione di un impianto fotovoltaico 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 di un impianto fotovoltaico (valori normalizzati al kWh prodotto dal parco solare "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.

#### 9.3.1. Flora e Fauna

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 sulla conduzione attuale dei terreni sarà minimo e mitigato prevedendone la contestuale piantumazione nel perimetro e nelle aree di sfrido di impianto ad 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 pastorale con la possibilità di pascolo anche all'interno dei lotti interni onde mantenere sempre bassa la vegetazione originaria del pascolo attuale.

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

### 9.3.2. Suolo e sottosuolo

Per quanto all'occupazione del suolo in fase di cantierizzazione, si noti come le aree impiegate esclusivamente come aree di cantiere e non strettamente necessarie all'esercizio d'impianto, saranno completamente restituite alle condizioni ante operam al termine delle lavorazioni.

Per quanto all'uso del suolo, ove possibile sono state privilegiate aree incolte o con colture di pregio minore (foraggio). Per quanto al consumo di suolo, la superficie totale realmente impegnata, sarà pari ad uno 0,97% dell'estensione comunale.

Secondo il rapporto dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per consumo di suolo si intende una variazione da una copertura non artificiale (suolo non consumato) a una copertura artificiale del suolo (suolo consumato), che si associa alla perdita di superficie agricola naturale o seminaturale o a pascolo.

In altre parole, l'impianto andrebbe a soffocare il terreno destinato o potenzialmente destinato alla destinazione a pascolo. Il costo ambientale immediato della pratica dell'impermeabilizzazione è la perdita di servizi ecosistemici, ovvero di quei benefici che l'uomo ottiene, direttamente o indirettamente, dagli ecosistemi e necessari al proprio sostentamento. La recente classificazione del Common International Classification of Ecosystem Services (CICES) li suddivide in servizi di approvvigionamento (come prodotti alimentari e biomassa), servizi di regolazione e mantenimento (a esempio la regolazione del clima, stoccaggio del carbonio, e controllo dell'erosione) e servizi culturali (quali servizi ricreativi, paesaggistici, etc.).

“In estrema sintesi, si legge nel rapporto, si può affermare come il consumo di suolo agroforestale e rurale avvenga a discapito delle principali funzioni che l'economica assegna all'ambiente: produzione di beni e materie prime (che, in questo caso, assolvono bisogni primari come acqua e cibo) e assorbire gli scarti della La perdita di questi servizi a livello ambientale spesso non causa dei danni puntuali bensì concatenati: per fare un esempio, se consumiamo suolo rilasciamo il carbonio che ora si trova sotto terra, se lo facciamo fuoriuscire aumentiamo la CO<sub>2</sub> in atmosfera, e conseguentemente il rischio che la temperatura salga.

Grazie al progetto europeo Life+ Sam4cp Ispra è riuscita a stimare il costo economico relativo alla perdita di nove servizi ecosistemici. L'obiettivo finale è quello di poter fornire degli strumenti alle

pubbliche amministrazioni, per poter produrre in futuro dei piani regolatori del territorio che tengano conto di questi dati e che mirino quindi all'azzeramento del consumo di suolo.

**Stoccaggio e sequestro del carbonio.** La capacità del suolo di essere un serbatoio di CO<sub>2</sub> è fondamentale nel campo della lotta ai cambiamenti climatici. Consumando più suolo si rilascerà più CO<sub>2</sub> che ora è trattenuta nel terreno.

**Qualità degli habitat.** Il degrado di un habitat influisce sulla possibilità delle specie che lo abitano di sopravvivere e riprodursi.

### 9.3.3. Occupazione temporanea del suolo

I costi relativi all'occupazione di suolo per la realizzazione dell'impianto FV possono essere stimati facendo riferimento al valore agricolo del terreno sulla base delle colture praticate.

Allo stato attuale le aree, pur essendo caratterizzate da una destinazione urbanistica a pascolo, sono impiegate nell'ambito agricolo per foraggio animale. Nello specifico dei 40 ettari totali, l'80% sono caratterizzati da prati per pascolo mentre il resto ha una copertura vegetale a pero selvatico rado non inserito nel computo in quanto specie spontanea tipica del territorio delle valli del Goceano.

Nella stima dei costi sociali faremo riferimento ai redditi mancati (costo opportunità) che non potranno essere goduti a causa dell'utilizzo del suolo per altre finalità. Tali redditi sono quelli derivanti dalla coltivazione del foraggio e del pascolo ovino e corrispondono al reddito ritraibile dal conduttore del fondo in base alla tipologia di attività praticata. Per questa valutazione faremo ricorso al Reddito Lordo Standard (RLS), per le colture vegetali e allevamento della Regione Sardegna.

**Allegato B – Tabella dei Redditi Lordi Standard  
(per ettaro di superficie coltivata e per capo allevato)**

Codice	Attività (coltura / allevamento)	UM	Euro
D01	Frumento tenero	Ha	529,04
D02	Frumento duro	Ha	504,67
D03	Segale	Ha	503,42
D04	Orzo	Ha	354,54
D05	Avena	Ha	338,88
D06	Mais	Ha	1.454,16
D07	Riso	Ha	1.337,37
<b>D08</b>	<b>Altri cereali</b>	<b>Ha</b>	<b>874,11</b>
D09	Leguminose da granella	Ha	306,80
D10	Patate	Ha	2.613,00
D11	Barbabetola da zucchero	Ha	2.279,77
D12	Piante sarchiate foraggere	Ha	2.250,24
D14A	Orticole all'aperto - in pieno campo	Ha	9.708,40
D14B	Orticole - all'aperto - in orto industriale	Ha	6.696,84
D15	Orticole - in serra	Ha	73.392,00
D16	Fiori - all'aperto	Ha	13.910,77
D17	Fiori - in serra	Ha	106.400,00
D18A	Prati e pascoli temporanei (erbai)	Ha	641,19
D18B	Altre foraggere avvicendate	Ha	859,17
D19	Semi e piantine seminativi	Ha	37.076,74
D20	Altre colture per seminativi	Ha	751,95
D23	Tabacco (secco)	Ha	8.411,97
D24	Luppolo (Pianta aromatiche, medicinali e da condimento)	Ha	7.096,00
D26	Colza	Ha	945,84
D27	Girasole	Ha	513,28
D28	Sola	Ha	538,57
D30	Altre oleaginose erbacee	Ha	848,00
D31	Lino	Ha	1.885,45
D32	Canapa	Ha	273,74
D33	Altre colture tessili	Ha	1.220,00
D34	Piante aromatiche, medicinali e da condimento	Ha	7.096,00
D35	Altre piante industriali	Ha	1.750,00
<b>F01</b>	<b>Prati permanenti e pascoli</b>	<b>Ha</b>	<b>303,97</b>
F02	Pascoli magri	Ha	69,60
G01A	Frutteti - di origine temperata	Ha	5.074,00
G01B	Frutteti - di origine subtropicale (Actinidia)	Ha	7.021,82
G01C	Frutteti - frutta a guscio	Ha	3.167,20
G02	Agrumeti	Ha	4.501,40
G03A	Oliveti - per olive da tavola	Ha	2.288,33

Codice	Attività (coltura / allevamento)	UM	Euro
G03B	Oliveti - per olive da olio (olio)	Ha	1.753,17
G04A	Vigneti - per uva da vino di qualità (uva)	Ha	6.632,42
G04B	Vigneti - per uva da vino comune (uva)	Ha	4.040,20
G04C	Vigneti - per uva da tavola	Ha	5.290,36
G05	Vivai	Ha	23.043,30
G06	Altre colture permanenti	Ha	2.249,90
G07	Colture permanenti in serra (Frutteti - di origine temperata)	Ha	5.767,00
I02	Funghi (100 mq) - rls/anno (7,2 raccolti)	100/mq	26.512,50
I08AD22	Set - aside	Ha	122,96
J01	Equini	Nr capi	304,27
J02	Bovini < 1 anno - totale	Nr capi	938,18
J03	Bovini 1-2 anni - maschi	Nr capi	334,01
J04	Bovini 1-2 anni - femmine	Nr capi	133,04
J05	Bovini > 2 anni - maschi	Nr capi	596,82
J06	Giovenche > 2 anni	Nr capi	234,66
J07	Vacche da latte	Nr capi	1.213,04
J08	Bovini > 2 anni - altre vacche	Nr capi	274,47
J09A	Ovini - fattrici	Nr capi	161,96
J09B	Ovini - altri	Nr capi	159,07
J10A	Caprini - fattrici	Nr capi	159,82
J10B	Caprini - altri	Nr capi	46,84
J11	<b>Suini - lattinzoli &lt; 20 Kg</b>	<b>Nr capi</b>	<b>29,31</b>
J12	Suini - scrofe >50 Kg	Nr capi	1.434,37
J13	Suini - altri	Nr capi	251,17
J14	Broilers ( 100 capi)	centinaia capi	899,85
J15	Ovaiole (100 capi)	centinaia capi	436,04
J16A	Tacchini (100 capi)	centinaia capi	1.465,86
J16B	Anatre (100 capi)	centinaia capi	820,08
J16D	Altro pollame (Oche e faraone) - 100 capi	centinaia capi	805,92
J17	Conigli - fattrici	Nr capi	40,01
J18	<b>Api (alveare)</b>	<b>nr Alveari</b>	<b>82,26</b>

I RLS riportati in tabella fanno riferimento ai dati INEA per l'anno 2004, con esclusione delle colture/allevamenti identificati con codice D08, J11 e J18 per i quali sono indicati i dati INEA per l'anno 2002, così come previsto dal Decreto Assessoriale N. 1851/DecA/77 del 22/07/2009.

Nel caso specifico, poiché le aree interessate dagli interventi in progetto ricadono in terreni attualmente adibiti prevalentemente a pascolo ovino, faremo riferimento al valore relativo a quest'uso, restituito comunque dalla somma dei prati a pascolo (F01), che è pari a 303,97 €/Ha per anno e all'allevamento di bestiame ovino (J09B), che è pari a 159,07 €/Ha. La somma è pari a 463,04 €/Ha che rivalutato a oggi diviene circa 563 €/Ha.

Il totale delle superfici effettivamente occupate dal sedime di impianto sono pari a 26,20 Ha. Quindi per ogni anno di vita utile dell'impianto avremo dei redditi mancati (e dunque costi) stimabili in:

**Mancato reddito agricolo = 26,2 Ha × 563,00 €/Ha = 14.750,60 €/anno per 30 anni.**

Il consumo di suolo può influire principalmente in due modi sulla produzione agricola/pastorale: diminuendo gli spazi a disposizione per la coltivazione e il pascolo o deteriorando la qualità del suolo, limitando quindi la possibilità di produzione sia nel breve che nel lungo periodo.

Purificazione dell'acqua e infiltrazione dell'acqua. Il suolo e la vegetazione hanno la capacità di assorbire e rimuovere inquinanti e nutrienti dall'acqua. L'impermeabilizzazione però sta danneggiando in maniera irreversibile la capacità di infiltrazione dell'acqua nel suolo, limitando quindi la possibilità di assorbimento di sostanze come il fosforo e azoto. Il costo della perdita di



questo tipo di servizio viene calcolato considerando i costi necessari per compensare con una depurazione chimica quello che non può più fare la natura.

Protezione dall'erosione. All'interno dei servizi di regolazione, il controllo dell'erosione è un servizio chiave per contrastare i processi di degrado del suolo e desertificazione.

Impollinazione. Gli insetti impollinatori svolgono un ruolo chiave, oltre che per la produzione di cibo anche per il mantenimento della biodiversità vegetale e il miglioramento della produzione agricola sostenibile. Regolazione del microclima. Il consumo di suolo causa, infine, effetti diretti anche sulle temperature, in particolare nelle zone urbane in periodo estivo. Il fenomeno "isola di calore" è emblematico: a causa della cementificazione, infatti, il terreno delle nostre città non riesce più ad assorbire i raggi solari. E quindi cosa fa? Li riflette, aumentando di quasi un grado il livello di temperatura media superficiale.

Sulla base di queste analisi nel rapporto 2016 "Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici" elaborato dall'ISPRA, nel paragrafo, "Impatto sul consumo di suolo in Italia" riporta:

***L'impatto economico del consumo di suolo in Italia è stato – in questa sede – stimato attraverso la contabilizzazione dei costi associati alla perdita dei servizi ecosistemici connessi. Partendo tuttavia dalle elaborazioni effettuate è possibile notare che il costo imputabile al suolo consumato, e dovuto alla non erogazione dei servizi ecosistemici oggetto di stima, varia tra i 538,3 e gli 824,5 milioni di euro, pari a 36.000 – 55.000 € per ogni ettaro di suolo consumato. Relativamente alla ripartizione di tali costi, si evidenzia come il contributo maggiore sia da attribuire alla produzione agricola, che incide per il 51% nel caso del massimo del range dei valori considerati, ed al sequestro del carbonio (18%), protezione dell'erosione (15%) e infiltrazione dell'acqua (12%; Tabella 52.1).***

Servizio ecosistemico	Valore minimo [€/anno]	Valore medio [€/anno]	Valore massimo [€/anno]
Stoccaggio e sequestro del carbonio	-15.941.704	-80.372.758	-144.803.812
Qualità degli habitat	-5.274.924	-5.274.924	-5.274.924
Produzione agricola	-424.293.454	-424.293.454	-424.293.454
Produzione legnosa	-17.546.800	-17.546.800	-17.546.800
Purificazione dell'acqua	387.723	581.585	775.446
Protezione dall'erosione	-21.098.489	-70.834.017	-120.569.544
Impollinazione	-2.059.787	-2.405.010	-2.750.232
Regolazione del microclima	-2.191.438	-5.478.596	-8.765.754
Infiltrazione dell'acqua	-49.675.405	-74.513.108	-99.350.810
Rimozione di particolato e ozono	-623.828	-1.274.424	-1.925.019
<b>Totale</b>	<b>-538.318.106</b>	<b>-681.411.505</b>	<b>-824.504.903</b>

Rispetto al punto precedente avremo invece valutazioni differenti per quanto riguarda l'effettivo consumo di suolo dell'opera. Se infatti, tutto l'impianto toglie la possibilità di un utilizzo

agropastorale pieno di 43 ha circa (facendo il calcolo cautelativamente come se l'impegno della superficie fosse del 100%), in effetti non avremo una superficie impermeabilizzata. Per le caratteristiche degli impianti FV tutta la superficie resta permeabile.

Sulla base dei dati ISPRA in tabella si riporta la stima dei costi derivanti dal consumo di suolo.

SERVIZIO ECOSISTEMICO	COSTO TOTALE	INCIDENZA PER ETTARO
1	15.941.704	<b>1062,78</b>
2	2.574.924	<b>171,66</b>
3	424.293.454	<b>Già valutato</b>
4	17.546.800	<b>Già valutato</b>
5	387.723	<b>25,85</b>
6	21.098.489	<b>1406,56</b>
7	2.059.787	<b>137,32</b>
8	2.191.438	<b>146,10</b>
9	49.675.405	<b>3311,68</b>
10	623.828	<b>41,59</b>
<b>TOTALE</b>	<b>536.393.552</b>	<b>6.304</b>

Tuttavia, si valuta ancora che questi costi siano sottostimati. A esempio la valutazione non tiene conto, a questo livello, di altri costi, indiretti, connessi al consumo di suolo; a esempio le opere alle quali si deve il consumo, in particolare le infrastrutture, oltre alla perdita del capitale influenzano la qualità degli ecosistemi connessi: la frammentazione degli habitat, la creazione di aree residuali, l'abbandono di aree agricole, riducono la qualità di tali ambienti e inducono un'ulteriore perdita di servizi ecosistemici.

**Costo consumo di suolo = 43 ha × 6.304,00 €/ha per anno = 271.072,00 €/anno**

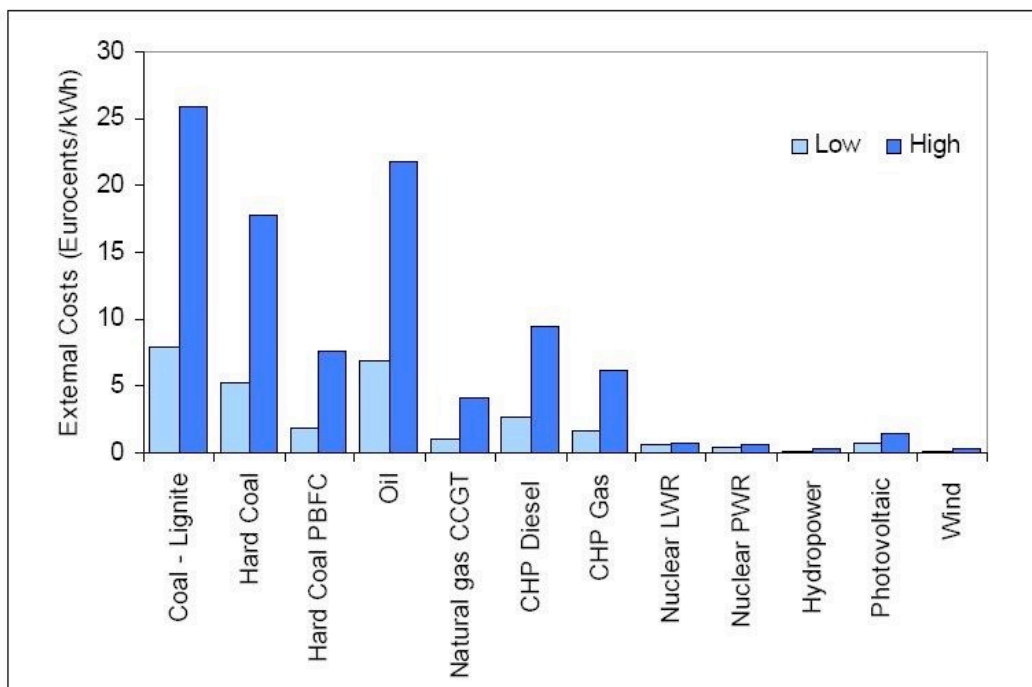
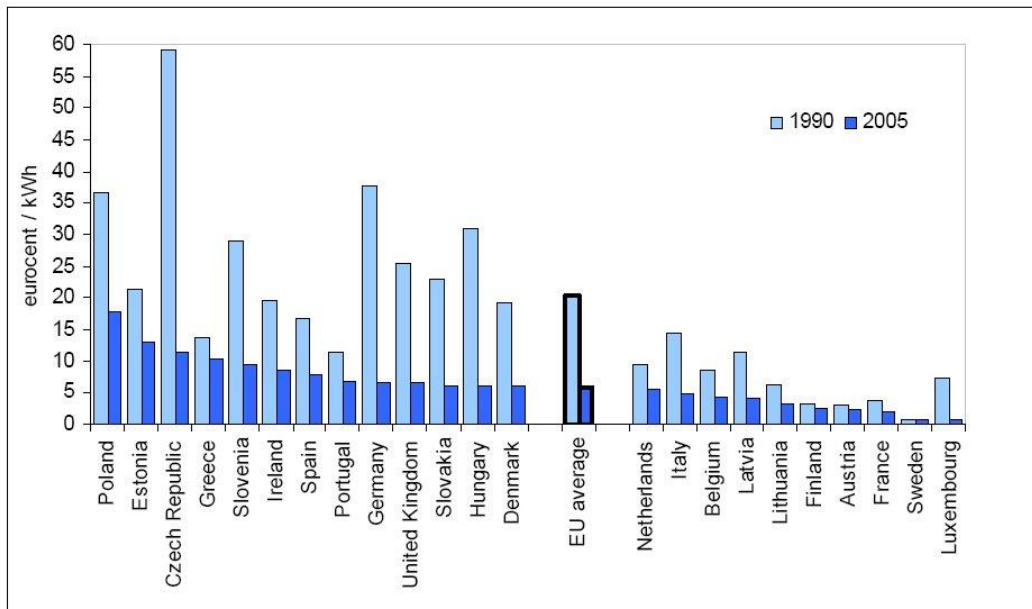
#### 9.3.4. Costi per la produzione di energia con Impianti FV

Come detto sopra, i costi collettivi derivanti dalla produzione di energia sono derivati dall'Agenzia per l'Ambiente dell'Unione Europea (Environmental European Agency - EEA). Nello specifico esiste un insieme di indicatori EN35 - External costs of electricity production che ci danno indicazioni sulle varie tipologie di produzione dell'energia e sui relativi costi.

I costi esterni utilizzati per calcolare questo indicatore si basano sulla somma di tre componenti: costi dovuti a danni dei cambiamenti climatici associati alle emissioni di CO<sub>2</sub>; costi dei danni (come a esempio l'impatto sulla salute, colture, ecc) associati ad altri inquinanti atmosferici (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, COVNM, PM<sub>10</sub>, NH<sub>3</sub>), e gli altri costi sociali non-ambientali per le tecnologie di generazione di

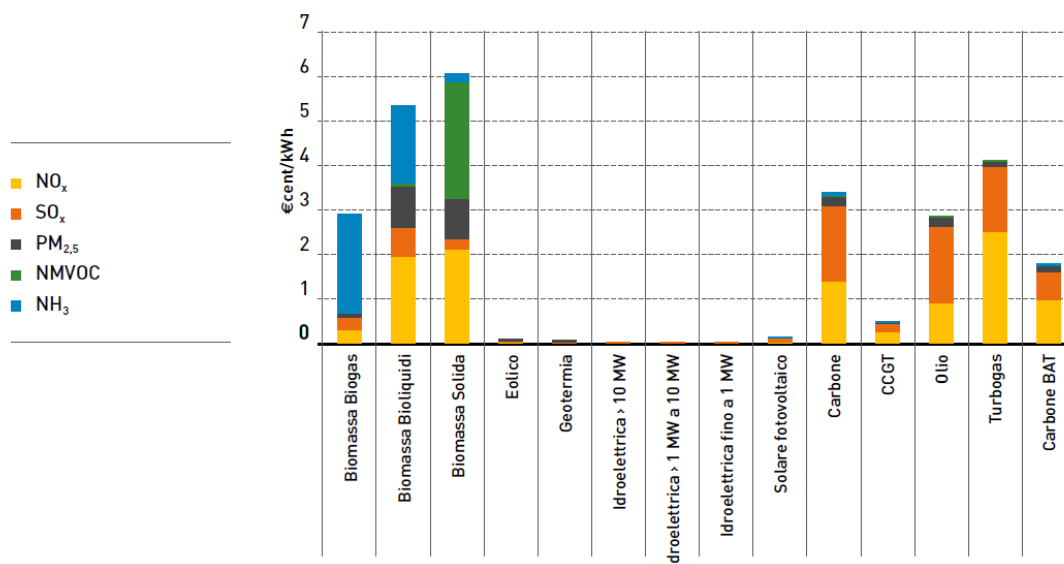
energia elettrica non fossili. Sulla base della metodologia utilizzata i costi esterni della produzione di energia elettrica sono diminuiti considerevolmente tra il 1990 e il 2005 in quasi tutti gli Stati membri, nonostante la produzione di energia elettrica sia in aumento. Tuttavia, i costi esterni medi sono ancora valutati tra 1,8 - 5,9 Eurocent / kWh nella UE nel 2005.

Tali costi sono significativi e riflettono il continuo predominio dei combustibili fossili nel mix di generazione.



**FIGURA 2.22**

Confronto tra le esternalità locali (effetti a scala locale) delle principali filiere di produzione di energia elettrica.



Come si vede anche in questo studio le esternalità negative degli impianti rinnovabili sono tutte contenute si attestano attorno a 1-2 millesimi di euro, mentre le esternalità dovute a fonti fossili o anche centrali a biomassa variano fra i 3 ed i 6 centesimi di euro.

Sulla base di tutte queste valutazioni le esternalità negative della produzione di energia con pannelli FV sono state pertanto stabilite in 0.15 c€/kWh.

Considerato che la produzione attesa della centrale in progetto dovrebbe essere di circa 46.343 MWh/anno, abbiamo per il nostro impianto un calcolo come sottorappresentato:

$$\text{Costi esterni energia prodotta da FV} = 0,0015 \text{ €/KWh} \times 46343 = 69.515,50 \text{ €MWh/anno}$$

### 9.3.5. Ambiente Idrico

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.

Il bilancio sulla componente pertanto è nullo.

### 9.3.6. 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, pertanto si rimanda al paragrafo "Benefici".

## 9.4. Descrizione dei Benefici

### 9.4.1. Stima dei benefici

#### 9.4.1.1. Effetti climatici a scala vasta e locale

Il contributo positivo dato da un impianto solare fotovoltaico è collegato alla diminuzione delle emissioni di gas climalteranti, in particolare CO<sub>2</sub> in atmosfera, SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>. Il principio di questa stima è quello dei costi evitati. Ovvero la produzione (e dunque il consumo) di medesime quantità di energia con fonti tradizionali porterebbe a emissioni superiori e dunque avrebbe esternalità decisamente superiori a quelle prodotte dall'impianto in progetto.

Come visto in precedenza per le fonti tradizionali i costi esterni sono di gran lunga superiori a quelli degli impianti solari fotovoltaici. Potremmo usare quei dati per il calcolo degli impatti evitati ma essi andrebbero rapportati alla realtà italiana, per comprendere effettivamente quanto permetta di risparmiare in termini di esternalità una centrale solare rispetto alle emissioni medie per MWh prodotto in Italia.

Si potrebbero sviluppare differenti fattori di conversione per quantificare la reale positività dell'impatto. A tal fine esistono dei fattori di conversione che permettono di produrre un dato certo circa le emissioni evitate. Abbiamo scelto di riferirci alla metodologia illustrata nel succitato studio dell'RSE, che si riporta qui sotto.

La metodologia semplificata utilizzata in questa sede per il calcolo delle esternalità ambientali è una metodologia speditiva, messa a punto dall'Agenzia Europea per l'Ambiente – EEA European Environment Agency, che consente di valutare in termini monetari il danno sulla salute e sull'ambiente provocato da:

- inquinanti atmosferici con effetti a scala locale e regionale: NH<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC, PM, SO<sub>2</sub>;
- inquinanti atmosferici con effetti a scala globale (effetto serra): CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub> misurati come CO<sub>2</sub>eq.

La metodologia utilizzata per quantificare il costo del danno per gli inquinanti a scala locale e regionale segue il percorso degli impatti, già definito da ExternE, con una serie di semplificazioni metodologiche. Le principali semplificazioni rispetto alla metodologia ExternE sono le seguenti:

- il danno per tonnellata, per singolo inquinante, è stato quantificato a livello medio nazionale grazie all'utilizzo ripetuto di modelli di dispersione atmosferica e, quindi, alla realizzazione di matrici di trasferimento emissione-concentrazioni;

- sono stati valutati opportuni fattori per passare dal danno medio nazionale al danno medio per settore, per tenere conto a esempio dell'altezza del camino, che influenza la dispersione degli inquinanti;
- il danno è calcolato come (emissioni degli impianti)x(danno medio nazionale)x(fattore "camino").

In altri termini, il costo esterno per l'emissione di un singolo inquinante (€/ton) per un singolo Stato membro è calcolato una volta per tutte a livello medio per ogni nazione. Grazie a questi fattori di costo nazionali, è possibile quindi stimare i costi esterni a partire dalle emissioni atmosferiche semplicemente moltiplicando le emissioni annue (in tonnellate) per il fattore di costo (€/Ton).

Il modello di dispersione utilizzato traccia gli inquinanti in atmosfera e segue le loro reazioni chimiche consentendo di quantificare gli effetti legati alle emissioni e non solo alla concentrazione atmosferica degli inquinanti nello stato chimico-fisico in cui essi vengono rilasciati. Ne consegue, a esempio, che i danni causati dalla concentrazione in atmosfera di particolato sono assegnati al PM2,5 (primario) così come agli altri inquinanti primari da cui si forma il particolato secondario (SO2 per i solfati presenti in atmosfera, NOX per i nitrati e NH3 per lo ione ammonio) in proporzione al loro contributo al fenomeno.

L'analisi degli impatti degli inquinanti a scala regionale rende conto degli effetti sulla salute umana, sulle coltivazioni e sui materiali a causa dell'esposizione a PM2,5, ozono troposferico e acidità atmosferica. L'effetto sulla salute di SO2, NOX, NH3 e NMVOC è legato alla formazione di particolato secondario e ozono attraverso reazioni chimiche in atmosfera. Gli effetti diretti sulla salute da esposizione diretta a SO2 ed NOX sono già considerati negli effetti del particolato fine e non vengono riconsiderati per evitare doppi conteggi.

In definitiva lo studio produce una tabella di costi relativi ai vari inquinanti che noi possiamo utilizzare per completare la nostra stima.

I valori delle principali emissioni associate alla generazione del parco termoelettrico nazionale sono le seguenti (fonte ENEA):

	UM	Quantità
<b>CO2</b>	kg/kWh	0,5310
<b>SO2</b>	kg/kWh	0,0014
<b>Nox</b>	kg/kWh	0,0019

Il progetto potrà consentire di evitare l'emissione in atmosfera di circa 24.600 t di CO2 all'anno, 65 t di SO2 e 88 t di NOX. Ciò significa che, in 30 anni di vita utile dell'impianto, mediamente in Italia per produrre la medesima quantità di energia si immetterebbero in atmosfera:

	MW/anno	kWh/anno	kg/anno	kg/anno	kg/30anni
<b>CO2</b>	<b>46.343,00</b>	46.343.000,00	24.608.133,00	<b>24.608,13</b>	<b>738.243,99</b>
<b>SO2</b>	<b>46.343,00</b>	46.343.000,00	64.880,20	<b>64,88</b>	<b>1.946,41</b>
<b>Nox</b>	<b>46.343,00</b>	46.343.000,00	88.051,70	<b>88,05</b>	<b>2.641,55</b>

Pur se non lo quantifichiamo l'impianto consentirà di evitare di importare e utilizzare combustibili fossili (e pertanto risorse esauribili) per fini di generazione termoelettrica; per quantificare tale risparmio energetico si ipotizza che la produzione termoelettrica nazionale sia caratterizzata dal parametro  $0,22 \times 10^{-3} \text{ Tep/kWh}$  (Tep = Tonnellate equivalenti di petrolio) (fonte Autorità dell'Energia Elettrica e il Gas), quindi  $1 \text{ Tep} = 4545,45 \text{ kWh}$  per i consumi elettrici. Stante la produzione attesa pari a circa 47 648 MWh/anno, l'impianto determinerà un risparmio di energia fossile di 10 482,56 Tep/anno.

Applicando i costi dell'ultima tabella alle citate quantità avremo:

	MW/anno	kWh/anno	kg/anno	Ton/anno	Costo €/Ton	Costo Anno
<b>CO2</b>	46.343,00	46.343.000,00	24.608.133,00	24.608,13	<b>33,60</b>	<b>826.833,27</b>
<b>SO2</b>	46.343,00	46.343.000,00	64.880,20	64,88	<b>7.994,00</b>	<b>518.652,32</b>
<b>Nox</b>	46.343,00	46.343.000,00	88.051,70	88,05	<b>8.394,00</b>	<b>739.105,97</b>
					<b>Sommano</b>	<b>2.084.591,56</b>

Questi valori mostrano la principale ricaduta positiva delle centrali solari: si evita la produzione di inquinanti che altrimenti causerebbero ingentissimi danni all'ambiente (antropico e non) nel suo complesso.

#### 9.4.2. Ricadute sociooccupazionali

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 dell'impianto; 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.

## 9.5. Analisi delle ricadute sociali ed occupazionali

### 9.5.1. 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 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).

### **9.5.2. Le ricadute monitorate**

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.

### **9.5.3. 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).

### **9.5.4. 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.

### **9.5.5. 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).

### **9.5.6. 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).

### **9.5.7. 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.

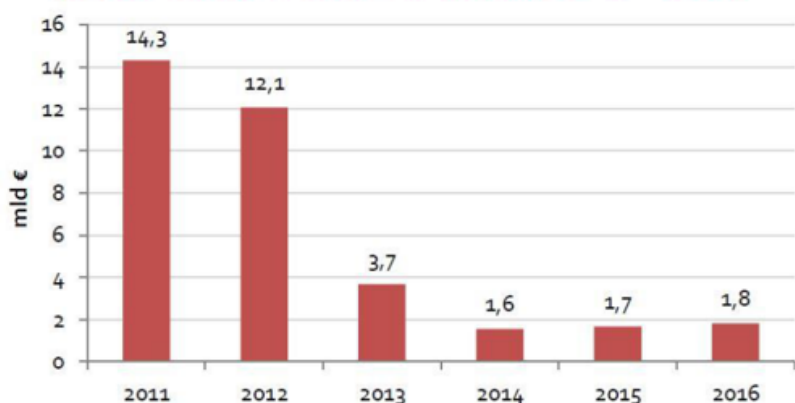
## 9.6.Valori Occupazionali

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 2011-2021, gli investimenti in nuovi impianti siano ammontati in totale a circa 35 miliardi di euro.

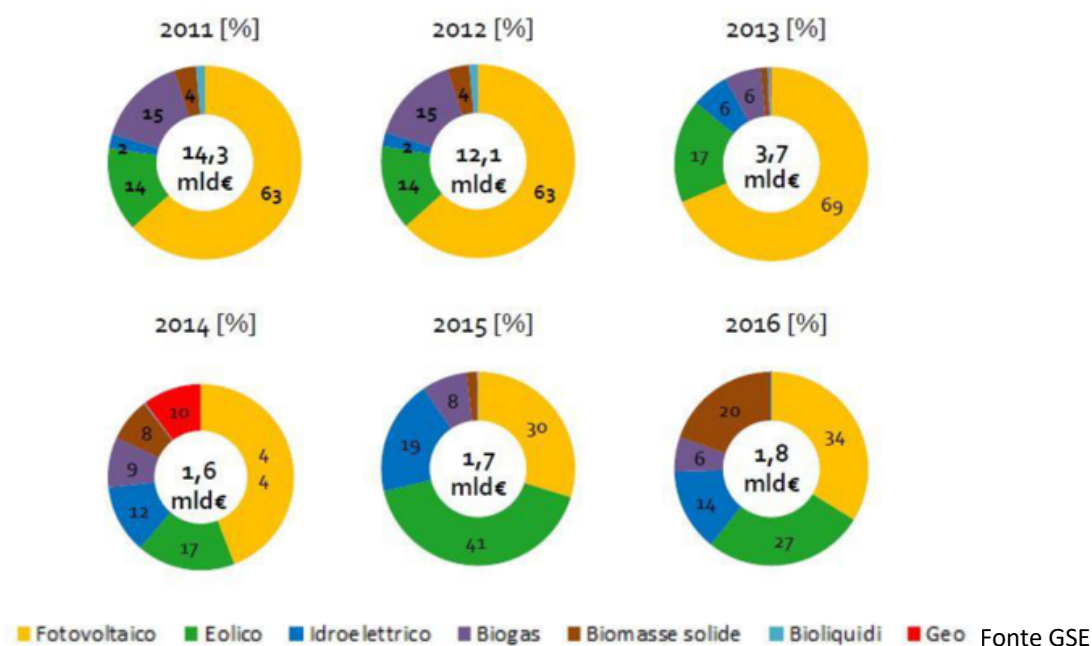
Durante i sei anni monitorati, gli investimenti in nuovi impianti per la produzione di energia elettrica da FER sono generalmente diminuiti. Essi hanno subito una forte accelerazione verso la fine degli anni 2000 per raggiungere il picco nel 2011. Successivamente, a seguito della revisione al ribasso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

Dal 2013 al 2021, 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

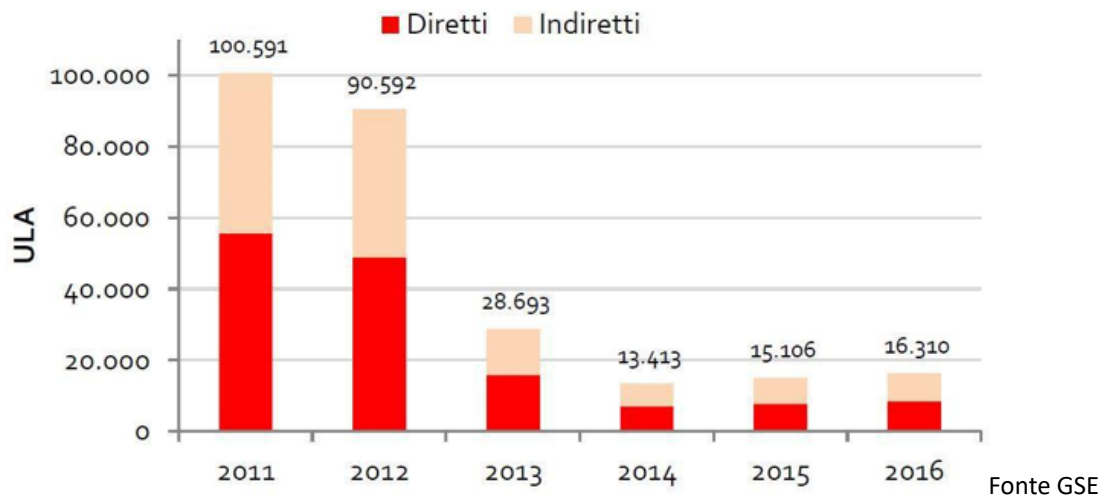


Secondo le analisi del GSE, al loro picco **nel 2011, gli investimenti in nuovi impianti FER-E hanno generato oltre 55 mila ULA temporanee dirette**. Considerando anche i settori fornitori il totale sale a **oltre 100 mila ULA temporanee (dirette più indirette)**.

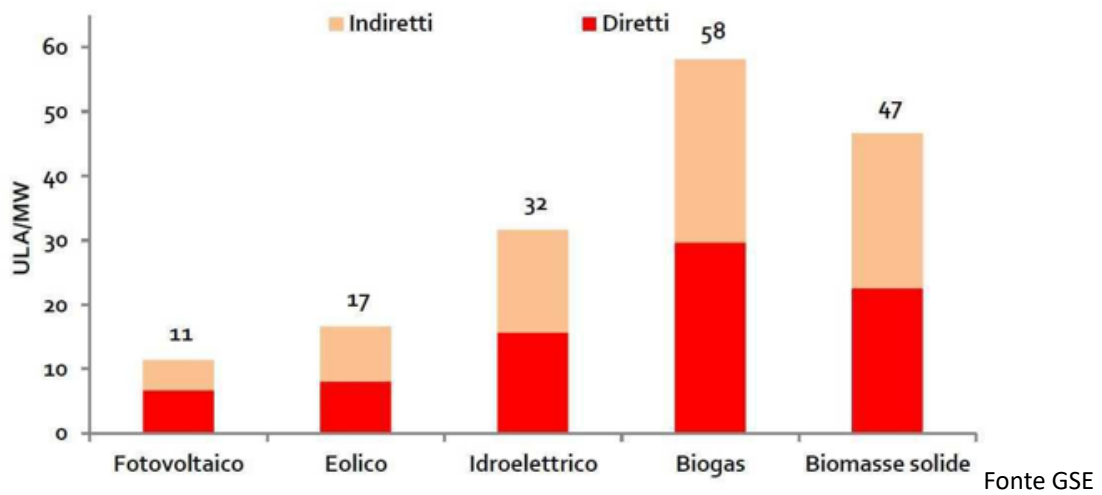
I posti di lavoro generati dalle attività di costruzione e installazione degli impianti hanno poi seguito il trend decrescente degli investimenti.

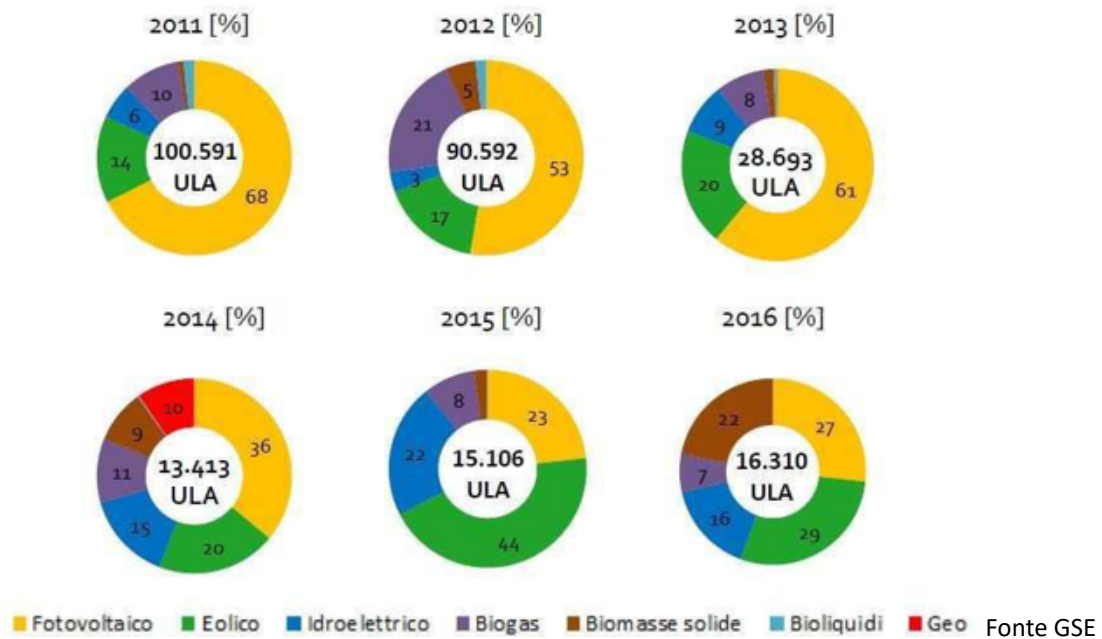
**Nel 2016 le nuove installazioni hanno generato oltre 16 mila ULA temporanee dirette e indirette**. Considerando le ULA/MW, il maggior contributo alla creazione di posti di lavoro viene dalle bioenergie (soprattutto biogas), in virtù di una filiera più complessa e meno interessata dalle importazioni.

## ULA temporanee: 2011 - 2016



## ULA/MW 2016

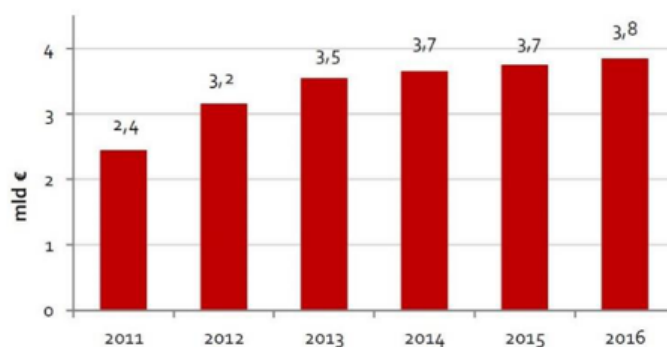




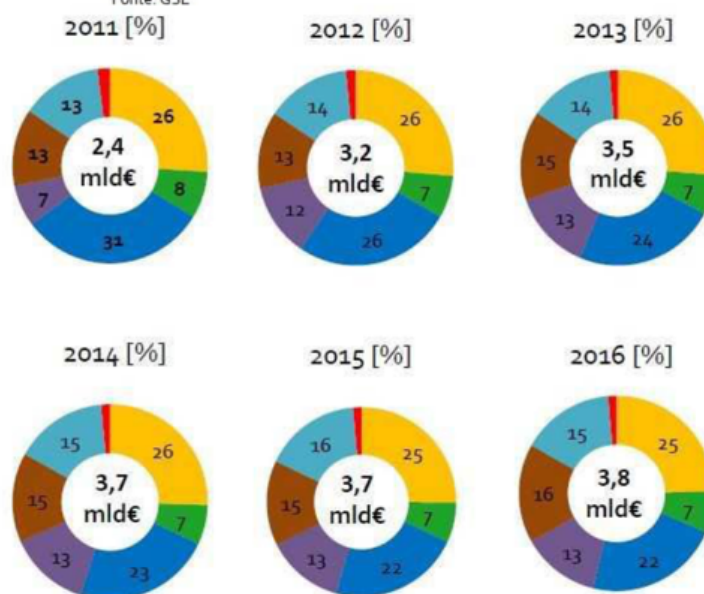
Nonostante la diminuzione degli investimenti durante il periodo oggetto di analisi, in Italia la capacità complessivamente installata ha raggiunto dimensioni ragguardevoli, rendendo sempre più importanti da un punto di vista economico le attività di gestione e manutenzione degli impianti (O&M). L'analisi 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).

## Costi di O&M: 2011 - 2016



Fonte: GSE



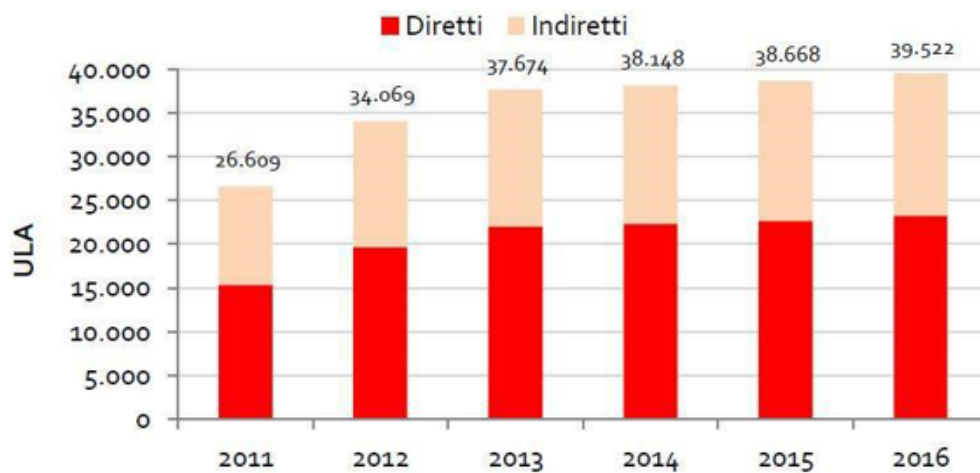
■ Fotovoltaico 
 ■ Eolico 
 ■ Idroelettrico 
 ■ Biogas 
 ■ Biomasse solide 
 ■ Bioliquidi 
 ■ Geo 
 Fonte GSE

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).

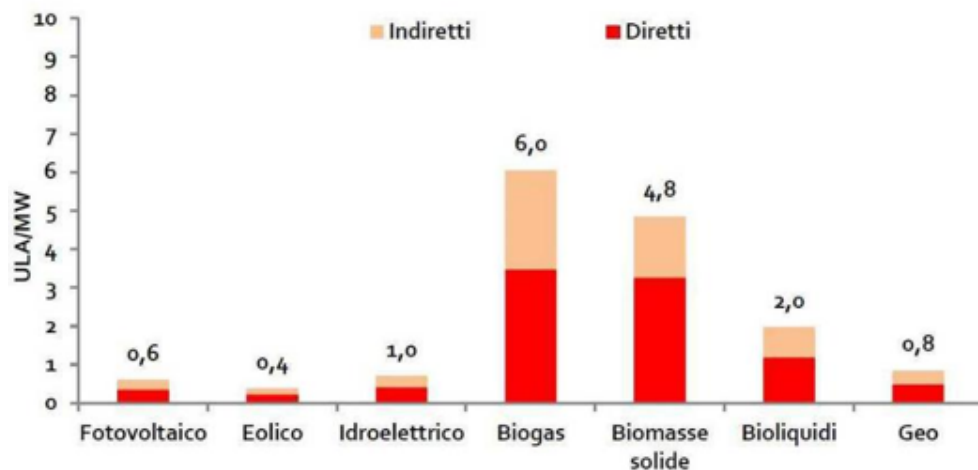
Considerando le ULA/MW, le bioenergie appaiono essere particolarmente efficaci nella creazione di posti di lavoro nelle attività di O&M. Ciò è dovuto in particolare alla fase di approvvigionamento di combustibile. Il settore eolico, nonostante gli ingenti investimenti, si dimostra il meno efficace nel 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

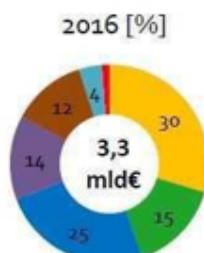
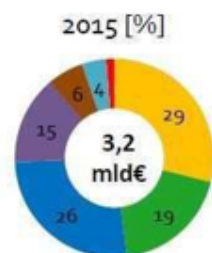
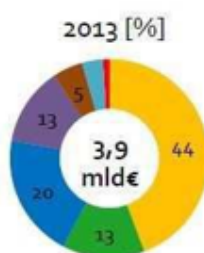
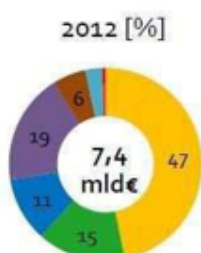
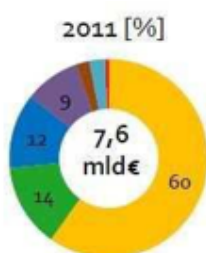
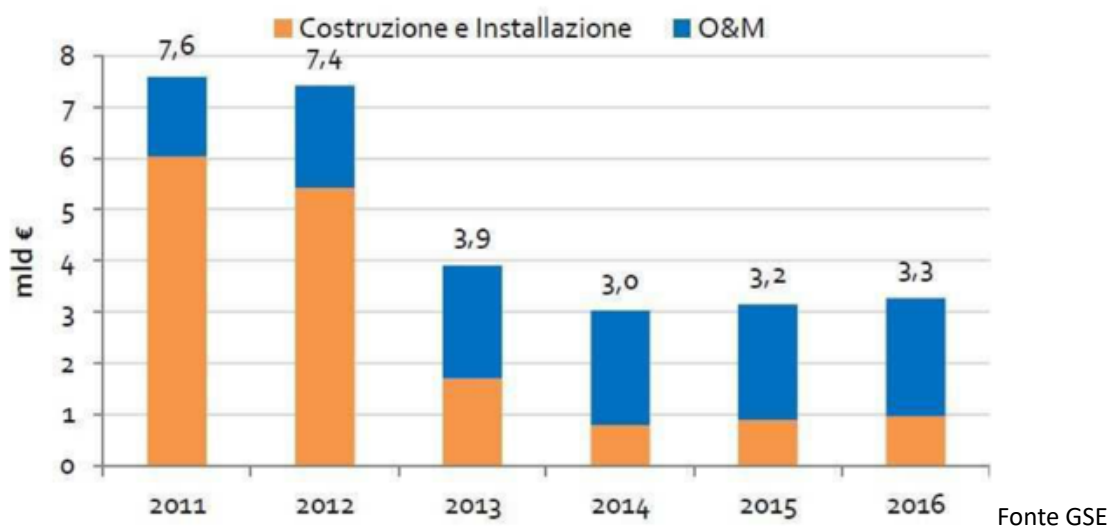
### 9.7.Valore Aggiunto

Nel 2021, 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.



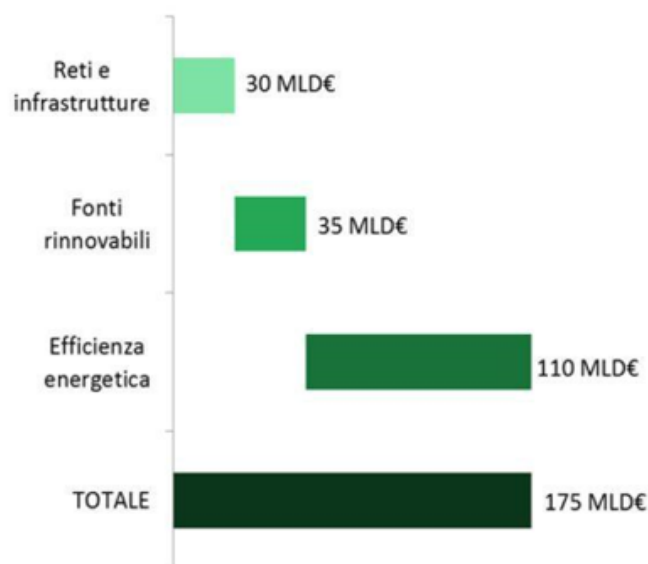
## Valore Aggiunto: 2011 - 2016



■ Fotovoltaico 
 ■ Eolico 
 ■ Idroelettrico 
 ■ Biogas 
 ■ Biomasse solide 
 ■ Bioliquidi 
 ■ Geo 
 Fonte GSE

## 9.8. 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.

## 10.ANALISI DELLE RICADUTE DEL PROGETTO

Con la realizzazione dell'impianto in oggetto, della potenza di picco di circa 29,97 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 Benetutti contribuisce già in maniera significativa alla strategia energetica Nazionale (seppur in maniera indiretta), con la presenza di impianti di produzione da energie rinnovabili, e più precisamente con la sua Azienda Energetica Comunale, in quanto lo stesso Comune detiene la proprietà delle linee in MT, tanto che le bollette legate al territorio comunale sono emesse dalla stessa Azienda Energetica Comunale. La disponibilità attuale della Azienda Energetica Comunale è di circa 900 kW dati da un piccolo impianto FTV realizzato su serre agricole realizzate anni fa su terreni comunali.

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

- la compatibilità con esigenze di tutela ambientale con l'assenza di sezioni di intervisibilità da punti ritenuti sensibili;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.
- valorizzazione agricola degli sfridi di impianto (porzioni di terreno non sfruttate per lo scopo energetico).

La realizzazione di un impianto FV richiede la presenza di varie tipologie di manodopera. In particolare, ci sarà lavoro per operai edili, meccanici ed elettricisti. Il programma dei lavori prevede nei numerosi mesi di realizzazione dell'impianto un incremento dell'occupazione di manodopera a vario livello di qualifica e con tempistiche differenti di 75 addetti.

Nella tabella seguente si fornisce una stima dell'investimento totale in manodopera.

Per il calcolo si fa riferimento alle ore complessive lavorate e relativo costo orario della manodopera per le diverse categorie. Non conoscendo la reale ripartizione delle qualifiche per il costo orario si è fatto riferimento a valori medi dei diversi contratti collettivi e un paragone con quanto dichiarato nel Computo Metrico estimativo, che solo in fase di realizzazione potrà essere dimensionato sulla base dei preventivi delle imprese che verranno coinvolte dal cantiere di costruzione e fornitura materiali.

Lavorazione	Operai Tecnici	Durata	Uomini giorno	Monte ore	Costo orario	Costo manodopera
-------------	-------------------	--------	------------------	--------------	-----------------	---------------------

Sistemazione del sito	7	80	560,00	4.480,00	31,54	<b>141.299,20</b>
Recinzione	5	120	600,00	4.800,00	31,54	<b>151.392,00</b>
Scavi	10	210	2.100,00	16.800,00	31,54	<b>529.872,00</b>
Viabilità	15	280	4.200,00	33.600,00	31,54	<b>1.059.744,00</b>
Infissione	15	140	2.100,00	16.800,00	31,54	<b>529.872,00</b>
<b>OPERE MECCANICHE</b>						
Installazione strutture	25	170	4.250,00	34.000,00	20,68	<b>703.120,00</b>
installazione pannelli	40	150	6.000,00	48.000,00	20,68	<b>992.640,00</b>
<b>OPERE ELETTRICHE</b>						
posa cavi BT	12	220	2.640,00	21.120,00	24,00	<b>506.880,00</b>
posa cavi MT	12	220	2.640,00	21.120,00	24,00	<b>506.880,00</b>
posa cavi di terra	12	220	2.640,00	21.120,00	24,00	<b>506.880,00</b>
posa cavi di illuminazione	5	140	700,00	5.600,00	24,00	<b>134.400,00</b>
installazione cabine	15	120	1.800,00	14.400,00	24,00	<b>345.600,00</b>
<b>OPERE DI CONNESSIONE</b>						
elettrodotto	25	230	5.750,00	46.000,00	24,00	<b>1.104.000,00</b>
sottostazione	30	240	7.200,00	57.600,00	24,00	<b>1.382.400,00</b>
<b>START UP</b>						
collaudo	12	50	600,00	4.800,00	24,00	<b>115.200,00</b>
messa in esercizio	12	10	120,00	960,00	24,00	<b>23.040,00</b>
entrata in esercizio	8	40	320,00	2.560,00	24,00	<b>61.440,00</b>
<b>Sommano</b>						<b>8.794.659,20</b>

Come si evince dalla tabella si stima un investimento totale in manodopera in fase di avvio pari a 8.794.659,20 €. Considerata la tipologia di operai e di mansioni possiamo, cautelativamente stimare che un minimo del 70% della manodopera sarà comunque reperibile nel bacino del Goceano dove sappiamo essere presenti piccole imprese in grado di affrontare il cantiere in progetto.

Per cui, considerando sole ricadute dirette avremo un minimo di 52 (70% di 75) lavoratori locali coinvolti con una ricaduta locale di 6.156.261,44 €.

Nella fase di costruzione sono ovviamente previsti dei riflessi economici indiretti (difficilmente quantificabili) sulle attività legate alla fornitura di beni e servizi quali approvvigionamento di materiali, noleggio automezzi, ristorazione, ecc.

Limitandoci alle ricadute dirette avremo comunque un investimento distribuito su circa 2,5 anni per 3.078.130,72 €/anno

**Benefici occupazione cantiere = 3.078.130,72 €/anno per circa 2 anni**

Nella fase di esercizio si valuta una occupazione stabile per 3 unità lavorative full time e di 2 part time, per tutta la vita utile dell'impianto (30 anni).

Lavorazione	Operai tecnici	Durata lavorazione	Uomini giorno	Monte ore	Costo orario	Costo manodopera
	Unità	giorno	giorno	ora	€/ora	Euro
Dipendenti full-time	3	264	792,00	6.336,00	31,54	199.837,44
Dipendenti part-time	2	132	264,00	1.056,00	31,54	33.306,24
<b>Sommano</b>						<b>233.143,68</b>

**Benefici occupazione esercizio = 233.143,68 €/anno per 30 anni**

### 10.1. Calcolo del VAN

Definite le esternalità positive e negative associate all'intervento proposto si può procedere al calcolo del VAN. In pratica si procede ad attualizzare a oggi tutti i costi e i benefici e verificare se la loro sommatoria produce un risultato positivo o negativo.

Per l'attualizzazione, considerato che tutti i costi e i benefici sono stati valutati come annualità costanti (negative per i costi e positive per i benefici), possiamo procedere con la loro accumulazione iniziale e operare la somma direttamente all'attualità secondo la seguente formula

$$A_0 = a \cdot \frac{q^n - 1}{r \cdot q^n}$$

Dove:

**A<sub>0</sub>** è il totale delle annualità accumulate all'attualità;

**a** è l'importo dell'annualità,

**n** è il numero di anni in cui si ripete l'annualità,

**r** è il saggio di sconto utilizzato;

**q** è il montante unitario, ovvero

$$q = 1 + r$$

Il valore di **r** abbiamo determinato (vedi paragrafi sul tasso di sconto e tasso di sconto sociale) che è opportuno sia pari al 5%

Come si vede nella tabella sottostante avremo i costi relativi all'occupazione e consumo di suolo sin dall'avvio del cantiere, mentre quelli relativi alla esternalità della produzione di energia partiranno dal terzo anno e dureranno in tutto trent'anni. I benefici del cantiere dureranno 2 anni circa, e quelli relativi all'esercizio dell'impianto trent'anni.

Questo significa che potremo accumulare con la formula di cui sopra i costi e i benefici che iniziano col cantiere, mentre occorrerà scontare di altri 2 anni le accumulazioni della formula di cui sopra per i costi benefici che partono dal 2° anno. Ovvero con la formula precedente non otterremo un A0, ma un A2.

In tabella sono riportati tutti i valori correttamente scontati all'attualità:

Costi	Importi	Annualità	Accumilo anno
Mancati redditi agricoli	-69.515,50	32,00	-2.224.496,00
Consumo di suolo	-271.072,00	32,00	-8.674.304,00
Energia prodotta da FV	-14.750,60	30,00	-442.518,00
Somatoria dei costi			-11.341.318,00
Benefici	Importi	Annualità	Accumilo anno
Riduzioni dell'emissione di gas	2.084.591,56	30,00	62.537.746,80
Occupazione in fase di cantiere	3.078.130,72	2,00	6.156.261,44
Occupazione in fase di esercizio	233.143,68	30,00	6.994.310,40
Somatoria dei benefici			75.688.318,64
		<b>VAN</b>	<b>64.347.000,64</b>

Come vediamo accumulando costi e benefici, avremo all'attualità che il progetto produrrà costi per circa 11.341.318,00 milioni di euro e benefici per circa 64 milioni di euro.

Questo significa avere un VAN positivo per un importo di poco superiore ai 53 milioni di euro.

**Il che, per quanto detto in precedenza, porta a concludere che l'intervento dal punto di vista del VAN e per ciò che riguarda l'analisi di costi e benefici sociali è assolutamente positivo.**

## 10.2. Calcolo del TIR (o ROI)

Il tasso interno di rendimento (TIR), o 'internal rate of return' in inglese, è una misura del bilancio del capitale, viene utilizzato dalle società per determinare la redditività di un potenziale investimento o progetto basandosi sul flusso di cassa previsto.

Una delle condizioni per poter effettuare il calcolo del TIR è che almeno per una annualità abbiamo costi e benefici di segno diverso. Per il progetto preso in questione abbiamo invece valutato i flussi di costi e benefici seguente.

Anni	da -2 a -2	da -2 a -1	da -1 a 10	da 1 a 30
<b>Costi</b>				
Mancati redditi agricoli (€)	-34.757,75	-69.515,50	-69.515,50	-69.515,50

Consumo di suolo (€)	-135.536,00	-271.072,00	-271.072,00	-271.072,00
Energia prodotta da FV (€)	-7.375,30	-14.750,60	-14.750,60	-14.750,60
	<b>-177.669,05</b>	<b>-355.338,10</b>	<b>-355.338,10</b>	<b>-355.338,10</b>
<b>Benefici</b>				
Riduzione dell'emissioni di gas (€)				2.084.591,56
Occupazione in fase di cantiere (€)	1.539.065,36	3.078.130,72	3.078.130,72	
Occupazione in fase di esercizio (€)				233.143,68
<b>Totale €</b>	<b>1.361.396,31</b>	<b>2.722.792,62</b>	<b>2.722.792,62</b>	<b>1.962.397,14</b>

Come si vede il totale anno per anno è sempre positivo, per cui ricadiamo nel caso in cui la curva del TIR è tutta al di sopra dell'asse delle ascisse, per cui non possiamo trovare un saggio che annulli la formula del VAN.

Ovviamente questo significa che anche dal punto di vista della valutazione del TIR, seppure questo non sia determinabile, l'intervento va valutato in maniera molto favorevole.

## 11.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 Benetutti della potenza di 29,97 MW da ubicare su terreni agricoli con sfruttamento e valorizzazione di comparto pastorale e di produzioni.

Si stimano in circa 52 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.

Non da meno la possibilità, già inserita in relazione specifica, sulla Comunità Energetica del Comune di Benetutti, al quale poter cedere l'energia prodotta dall'impianto Fotovoltaico ad una tariffa decisamente migliorativa (0,14 c€/kWh) rispetto a quanto la stessa Azienda Energetica la acquista sul mercato vincolato alla data attuale (0,35 c€/kWh), con un beneficio per il territorio e per il benessere della comunità di Benetutti