



Regione Basilicata



Comune di Stigliano



Comune di Craco



Provincia di Matera

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN PARCO FOTOVOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA,
DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI
Comune di Stigliano (MT) e Comune di Craco (MT)**

PROGETTO DEFINITIVO

**A1
RELAZIONE GENERALE**

Proponente



Rinnovabili Sud Due

Via Della Chimica, 103 - 85100 Potenza (PZ)

Formato

A4

Scala

-

Progettista

Ing. Gaetano Cirone

Ing. Domenico Bisaccia

Ing. Adele Oliveto

Geol. Emanuele Bonanno



Revisione	Descrizione	Data	Preparato	Controllato	Approvato
00	Prima emissione	06/10/2021	Ing. A. Oliveto	Ing. D. Bisaccia	Ing. G. Cirone

INDICE

1.	PREMESSA	3
2.	CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO E COERENZA DELLE OPERE DI PROGETTO	6
3.	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO	7
3.1.	DESCRIZIONE DELLE OPERE DI PROGETTO	8
3.2.	ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA	13
4.	OPERE CIVILI	20
4.1.	APPONTAMENTO AREE DI CANTIERE.....	20
4.2.	FABBRICATI	21
4.3.	STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI	24
4.4.	PREPARAZIONE DEL TERRENO SULL'AREA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	28
4.5.	PREPARAZIONE DEL TERRENO DELLA STAZIONE E RECINZIONI.....	28
4.6.	VIABILITÀ.....	28
4.7.	CAVIDOTTI	29
4.8.	REGIMAZIONE IDRAULICA.....	30
4.9.	RECINZIONI	30
4.10.	IMPIANTI DI TRATTAMENTO DELLE ACQUE E VASCHE DI RACCOLTA.....	32
5.	OPERE ELETTRICHE	33
5.1.	MODULI FOTOVOLTAICI	33
5.2.	INVERTER FOTOVOLTAICI.....	35
5.3.	TRASFORMATORI.....	37
5.4.	CAVIDOTTI MT INTERNI.....	38
5.5.	CAVIDOTTO MT ESTERNO.....	38
5.6.	CABINA DI RACCOLTA	38
5.7.	IMPIANTI AUSILIARI.....	39
5.8.	OPERE DI CONNESSIONE	41
5.8.1.	SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE	41
5.8.2.	L'IMPIANTO DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO	43
6.	ANALISI DEI COSTI/BENEFICI	53
6.1.	COSTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE	53
6.1.1.	PREZZO DI VENDITA DELL'ENERGIA IN ITALIA	53
6.2.	COSTI ESTERNI	54
6.3.	BENEFICI GLOBALI:	56
6.4.	BENEFICI LOCALI.....	58
6.5.	RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI.....	59
7.	DISPONIBILITÀ DELLE AREE	61
8.	TERRE DA SCAVO	61
9.	PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	61
10.	RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI	62
11.	MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE	63

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1</i> – Inquadramento territoriale con localizzazione opere di progetto	3
<i>Figura 2</i> – Localizzazione opere di progetto con area di impianto ed opere di connessione	4
<i>Figura 3</i> – Particolare opere di progetto con legenda	4
<i>Figura 4</i> – Layout impianto con legenda	5
<i>Figura 5</i> – Inquadramento territoriale con localizzazione opere di progetto	10
<i>Figura 6</i> – Ortofoto con Accessibilità al sito di intervento	11
<i>Figura 7</i> – Ortofoto dell’area con perimetro impianto, tracciato delle opere di connessione e legenda	11
<i>Figura 8</i> – Layout impianto e relativa legenda	12
<i>Figura 9</i> - Rendimento atteso	19
<i>Figura 10</i> - Vasca di fondazione in CAV	22
<i>Figura 11</i> - Cabine in CAV	22
<i>Figura 12</i> - Schema strutture di sostegno	24
<i>Figura 13</i> - Sezione pannello fotovoltaico su supporto fisso	25
<i>Figura 14</i> - Stralcio Particolare costruttivo supporto fisso	26
<i>Figura 15</i> - Stralcio Particolare costruttivo tracker	27
<i>Figura 16</i> - Sezione tipo -viabilità interna	28
<i>Figura 17</i> - Tipico posa cavidotto su terreno	29
<i>Figura 18</i> - Tipico recinzione perimetrale area impianto di generazione	31
<i>Figura 19</i> - Tipico recinzione perimetrale SE utente ed impianto di generazione	31
<i>Figura 20</i> – Stralcio Scheda tecnica Pannello FV da 600 Wp	34
<i>Figura 21</i> – Caratteristiche tecniche inverter– moduli su strutture fisse.....	36
<i>Figura 22</i> - Caratteristiche tecniche inverter – moduli su tracker	37
<i>Figura 23</i> – Planimetria SE utente	42
<i>Figura 24</i> - classificazione degli ESS - sistemi di storage elettrochimico	43
<i>Figura 25</i> – Cella batteria	45
<i>Figura 26</i> – Modulo batteria	45
<i>Figura 27</i> – Rack batterie	46
<i>Figura 28</i> - modalità di funzionamento previste per detto sistema di accumulo	51
<i>Figura 29</i> - Planimetria impianto di accumulo elettrochimico	52
<i>Figura 30</i> - Andamento grafico del prezzo di vendita dell’energia – Maggio 2019	54
<i>Figura 31</i> - PUN – Prezzo Unico Nazionale - Periodo 2004-2018	54

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1</i> - Dati società proponente	6
<i>Tabella 2</i> – Analisi costi/benefici	59

1. PREMESSA

Il presente elaborato descrive il progetto la realizzazione di un impianto fotovoltaico e delle relative opere di connessione ed infrastrutture indispensabili da realizzarsi alla Località *Cucifoglio* del Comune di Stigliano, in provincia di Matera, mentre la Stazione Utente per la connessione alla rete elettrica nazionale sarà ubicata alla località *Piane Carosiello* del Comune di Craco, in prossimità della futura stazione di smistamento RTN TERNA di Craco Peschiera.

Più nello specifico, il progetto riguarda la realizzazione un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con potenza complessiva pari a 19,99 MW mediante l'utilizzo di moduli fotovoltaici posti sia su struttura fissa che su struttura ad inseguimento solare (tracker); la sua giustificazione intrinseca sta nel fatto di promuovere e realizzare la produzione energetica ricavata da fonte rinnovabile, e quindi con il notevole vantaggio di non provocare emissioni (liquide o gassose) dannose per l'uomo e per l'ambiente.

L'impianto fotovoltaico si sviluppa su un'area di circa 26 ettari complessivi nel territorio comunale di Stigliano.

Nella zona non si rilevano caratteristiche naturalistiche di particolare rilievo; nelle immediate vicinanze del sito non ci sono centri abitati: lo stesso centro abitato di Stigliano dista circa 11 Km dall'area di impianto di generazione.

L'area di interesse si colloca, inoltre, a circa 34 km a Nord-Ovest dal centro abitato di Policoro e a circa 37 km a sud-ovest di Matera.

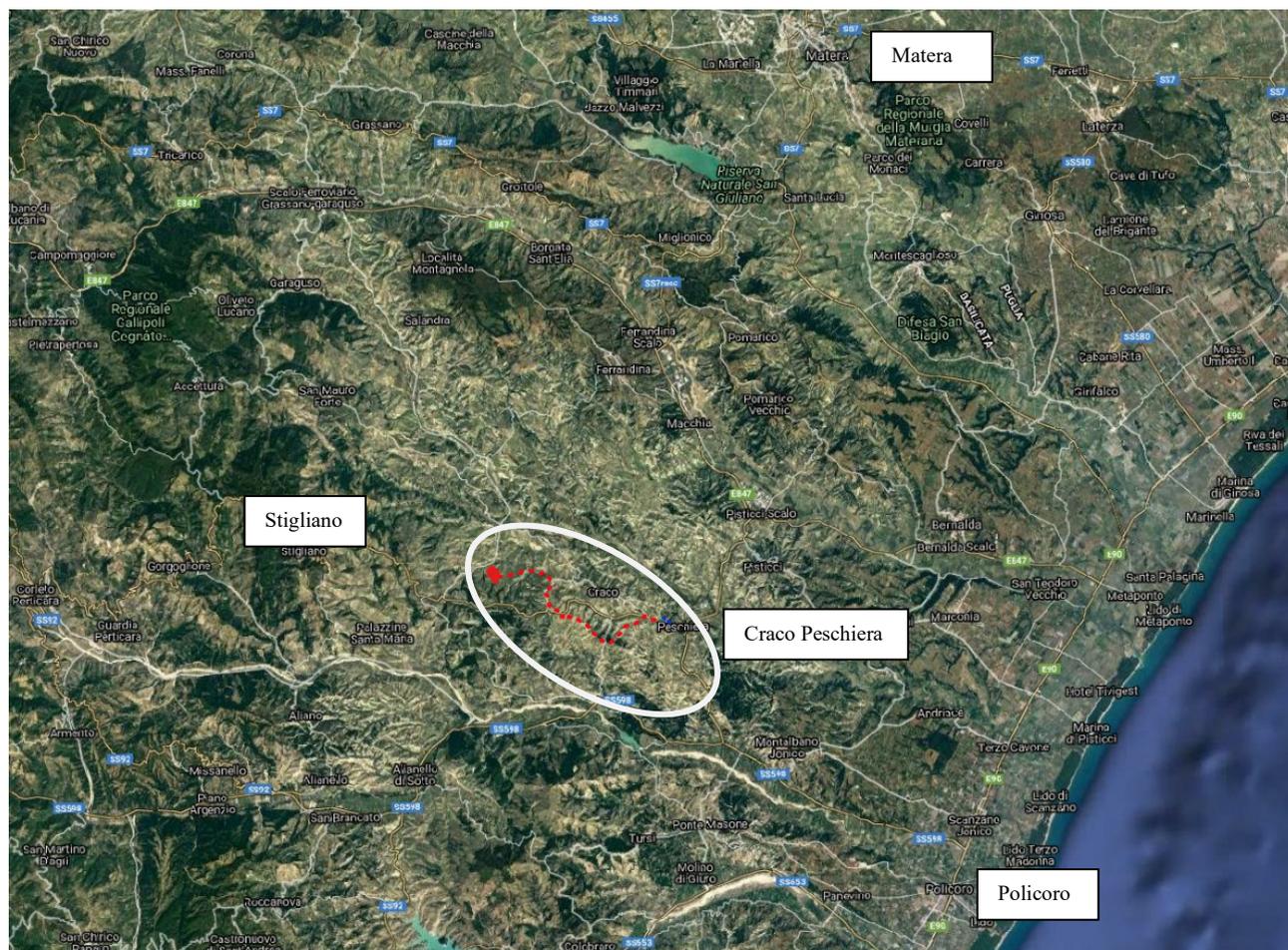


Figura 1 – Inquadramento territoriale con localizzazione opere di progetto

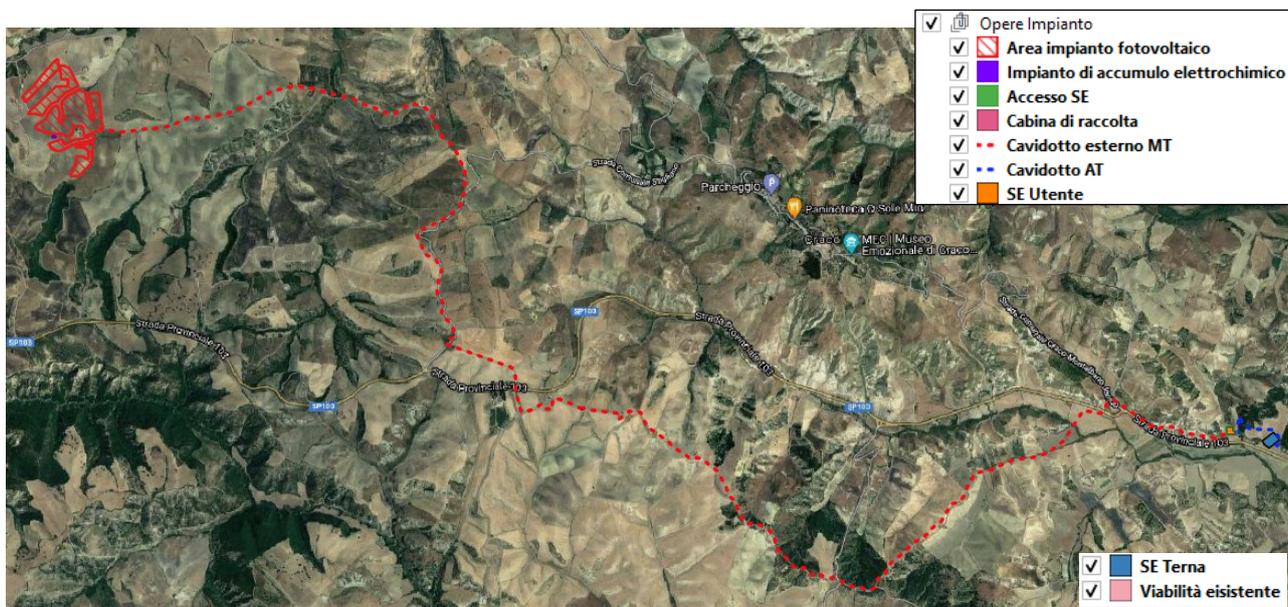


Figura 2 – Localizzazione opere di progetto con area di impianto ed opere di connessione

Le opere di connessione alla rete, come da **STMG** proposta da Terna con preventivo di connessione – **Codice Pratica 202001508** - prevedono il collegamento in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in “entra – esce” alle linee a 150 kV della RTN “Rotonda – SE Pisticci” e “CP Pisticci – SE Tursi”, previa razionalizzazione delle linee afferenti alla SE RTN Pisticci, previsto da Piano di Sviluppo della rete Terna (intervento 509-P Riassetto Rete Nord Calabria), e previo potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV “Pisticci – Ferrandina – Salandra”.

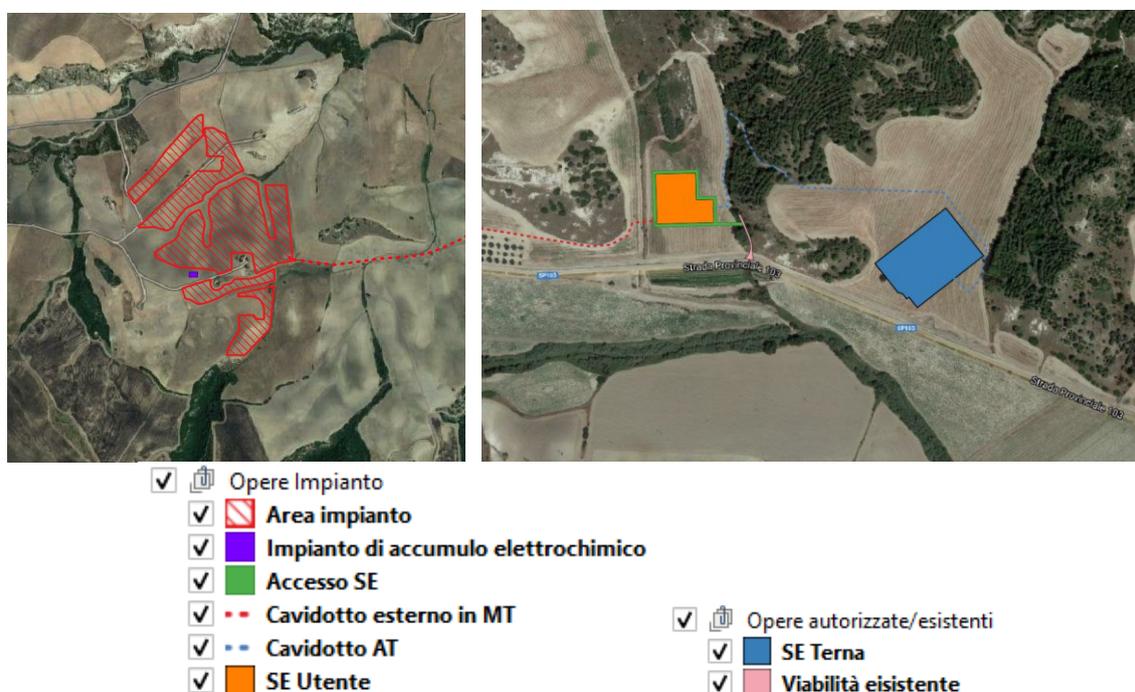


Figura 3 – Particolare opere di progetto con legenda

Catastalmente, l'area di intervento è censita al catasto terreni del Comune di Stigliano al foglio n. 67 p.lle n. 233-234-68-133-134-130-230-231, mentre al foglio n. 33 del comune di Craco, particella n° 149, insiste la stazione utente.

Si riporta di seguito uno stralcio del layout dell'impianto di generazione. I moduli sono stati disposti in modo da mantenere una fascia di rispetto di 10m e di 15 m dai fossi/impluvi, e comunque al di fuori delle aree inondabili.

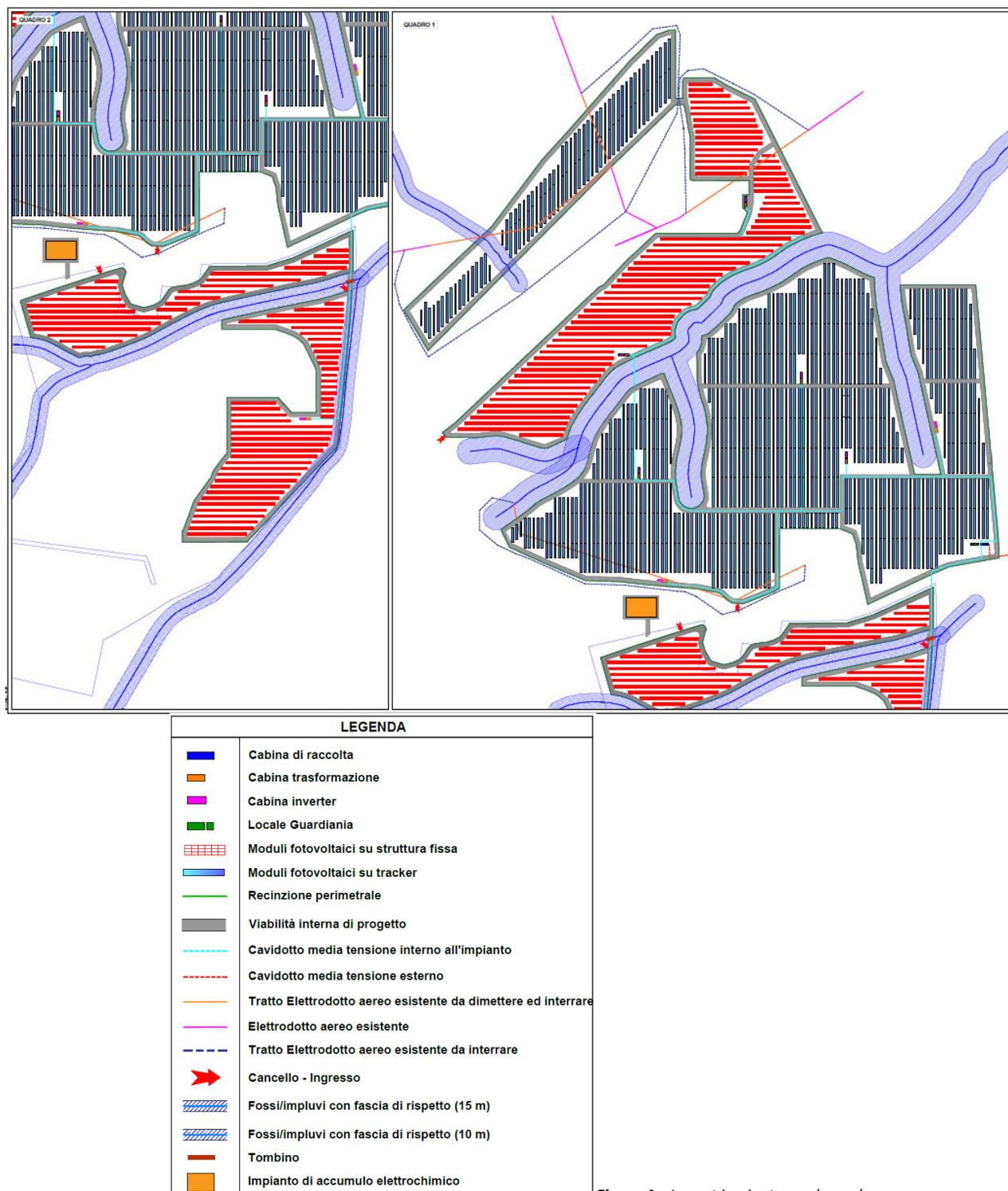


Figura 4 – Layout impianto con legenda

L'impianto fotovoltaico di progetto ha lo scopo di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile tramite l'installazione di moduli fotovoltaici su supporti sia del tipo fisso (rivolti a sud) sia del tipo mobile ad inseguimento solare (tracker ad asse di rotazione orizzontale Nord- Sud), per una potenza complessiva di 19,99 MWp ed un'estensione dell'area di impianto pari a circa 26 ha.

La proponente è la società **Rinnovabili Sud Due S.r.l.**, una società di scopo che ha quale proprio oggetto sociale la costruzione e l'esercizio di impianti da fonte rinnovabile.

La **Rinnovabili Sud Due S.r.l.** fa parte del gruppo VSB (<https://www.vsb.energy/de/en/homepage/>), multinazionale tedesca attiva da oltre vent'anni, che ha installato nel mondo oltre 1 GW di impianti da fonte rinnovabile.

I dati della società proponente sono i seguenti:

Proponente:	Rinnovabili Sud Due S.r.l.
Sede legale:	Via della Chimica n. 103 - 85100 Potenza
P.IVA e C.F.:	02079470767
Pec:	rinnovabilisuddue@pec.it
Tel.:	0971 281981

Tabella 1 - Dati società proponente

2. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO E COERENZA DELLE OPERE DI PROGETTO

La proposta progettuale si inserisce nel contesto nazionale ed internazionale come uno dei mezzi per contribuire al raggiungimento degli obiettivi che gli stessi strumenti di pianificazione nazionale ed internazionale si pongono, contribuendo in particolar modo alla riduzione delle emissioni atmosferiche nocive, come previsto dal protocollo di Kyoto del 1997 che anche l'Italia, come tutti i paesi della Comunità Europea, ha ratificato negli anni passati, e contribuendo agli obiettivi di decarbonizzazione prefissati.

Oltre alle normative Comunitarie, Nazionali ed Internazionali prese a riferimento, gli strumenti presi in considerazione per l'individuazione dei vincoli presenti sul territorio interessato sono le leggi regionali (oltre alle nazionali) e le leggi in materia di tutela dei beni culturali, ambientali e paesaggistici, il P.P.R. della regione BASILICATA, sebbene esso non risulta ancora approvato e operativo; il Piano di bacino stralcio assetto idrogeologico (P.A.I.) ed Piano Tutela delle Acque della regione BASILICATA, la cartografia relativa al vincolo idrogeologico del Corpo Forestale dello Stato, e le varie leggi e norme di settore. Per l'individuazione delle aree sensibili dal punto di vista ambientale/naturalistico si è fatto riferimento ai proposti Siti di importanza comunitaria individuati dal progetto Natura 2000 della Comunità Europea e ai parchi, riserve naturali ed aree protette presenti sul territorio della Regione BASILICATA, nonché al programma delle aree IBA e la rete ecologica lucana.



Inoltre, si è fatto riferimento agli strumenti urbanistici vigenti nei Comuni interessati alle opere di progetto, ovvero il Piano Regolatore Generale del comune di Stigliano (per le aree di impianto fotovoltaico) e di Craco (per le opere di connessione alla rete nazionale).

Infine, si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 30.09.2010, nonché il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) per quanto attiene i criteri di localizzazione dell'area di impianto.

Come esposto dettagliatamente nelle Relazioni del SIA – Studio di Impatto Ambientale – allegate al progetto, si evince che le opere di progetto non entrano in contrasto con le normative/leggi/strumenti pianificatori analizzati; infatti, le opere di progetto non interferiscono con nessuna componente tutelata, poiché il layout di impianto ed il tracciato del cavidotto escludono tali aree tutelate, eccetto *due attraversamenti interrati in MT che riguardano il tracciato del cavidotto di connessione, che, nello specifico, intercetta in due punti diversi alcuni corsi d'acqua tutelati ai sensi del D. Lgs. n. 42/2004 – art. 142 lett. C – “Fiumi e torrenti e corsi d'acqua” e relative fasce di rispetto:*

si tratta dell'interferenza in corrispondenza del “Fosso del Monsignore”, in territorio comunale di Craco, e dell'interferenza con il corso d'acqua individuato nel *Torrente Bruscata*, anch'esso in territorio comunale di Craco. Queste interferenze saranno, tuttavia, risolte tramite **tecnica di Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**, ovvero di una tecnica di perforazione orizzontale teleguidata che permette di preservare l'alveo fluviale e che non produce modifiche morfologiche dell'alveo fluviale e né alterazione della vegetazione presente, tantomeno dell'aspetto esteriore dei luoghi, che rimarrà identico all'ante operam. Dette criticità, risolte mediante tecnica di **Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**, provocheranno alcuna alterazione dello stato dei luoghi e non avranno alcun impatto sul sedime delle aree e dell'alveo del torrente. Tenuto conto, infatti, della tutela e salvaguardia del patrimonio della rete fluviale e delle acque in generale, si è programmato un intervento di attraversamento dell'alveo dei fiumi che salvaguardi quanto ancora resta di inalterato delle sedi fluviali, realizzabile, giustappunto, con tecnica TOC.

Al termine delle lavorazioni, lo stato post operam sarà identico a quello ante operam.

Si può concludere, pertanto, che le opere di progetto non entrano in contrasto con le norme analizzate.

3. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

Il progetto prevede l'installazione di un impianto fotovoltaico della potenza complessiva di 19,99 MW, configurato con un sistema su supporti sia fissi, con un'inclinazione dei moduli di circa 30° verso sud, ovvero un'angolazione favorita all'assorbimento di più radiazione luminosa possibile, che su supporti ad inseguimento solare, ovvero tracker ad asse di rotazione orizzontale Nord- Sud, in modo da sfruttare al meglio l'orografia del terreno massimizzando la radiazione incidente sui moduli.



I pannelli fotovoltaici monocristallino vengono raggruppati in stringhe e collegate direttamente sull'ingresso dedicato dell'inverter. Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno fissate al terreno attraverso dei pali prefabbricati in acciaio che verranno infissi nel terreno.

Un parco fotovoltaico, quale impianto tecnologico su terra, ha la caratteristica di potersi adattare alle condizioni orografiche e morfologiche del terreno: il suo sviluppo è orizzontale, e si adatta al meglio alle condizioni orografiche e morfologiche del terreno, seguendone l'andamento, la morfologia e l'orografia, e non producendo, quindi, un effetto troppo impattante sull'ambiente.

Inoltre, il parco fotovoltaico di progetto si inserirà nel contesto territoriale di interesse rispettandone le caratteristiche e la naturalità: l'installazione dei pannelli seguirà l'andamento naturale del terreno, non interferirà negativamente con il territorio e con l'attuale assetto idro-geomorfologico del sito in quanto non occuperà gli alvei dei corsi d'acqua presenti e rispetterà il naturale deflusso delle dinamiche idrauliche presenti.

3.1. DESCRIZIONE DELLE OPERE DI PROGETTO

Il progetto proposto riguarda la realizzazione di un impianto fotovoltaico e delle relative opere di connessione ed infrastrutture indispensabili da realizzarsi alla Località Cucifoglio del Comune di Stigliano, in provincia di Matera, mentre la Stazione Utente per la connessione alla rete elettrica nazionale sarà ubicata alla località Piane Carosiello del Comune di Craco, in prossimità della futura stazione di smistamento RTN TERNA di Craco Peschiera.

Più nello specifico, il progetto riguarda la realizzazione un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con potenza complessiva pari a 19,99 MW.

Le caratteristiche principali dell'impianto sono le seguenti:

Estensione (ha)	Potenza (MW)	Rapporto ha / MW	Ubicazione impianto NCT
26	19,99	1,30	Foglio 67 (Stigliano)

Da un punto di vista elettrico, il sistema fotovoltaico all'interno dell'impianto è costituito da stringhe.

Una stringa è formata da 15 moduli collegati in serie, pertanto la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

Moduli per stringa	V _{mp} (V)	I _{mp} (A) - STC	Tensione stringa
16	44.2	13.55	707.20 V

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi di 16 moduli collegati in serie tra loro, con tensione massima di stringa pari a circa 707.20 V), viene prima raccolta all'interno dei quadri di stringa, e da questi viene poi trasferita all'interno delle cabine di conversione e quindi successivamente nelle cabine trafo dove avviene l'innalzamento di tensione sino a 30 kV.

L'impianto verrà organizzato per sottocampi.

Si precisa inoltre che in fase di progettazione esecutiva si potrà adottare una configurazione differente fermo restando la potenza complessiva dell'impianto.

Dalle stringhe, l'energia prodotta viene trasportata nella **Cabina di Raccolta (CdR)**, posizionata all'interno dell'impianto.

In estrema sintesi l'Impianto sarà composto da:

- a. 33321 moduli fotovoltaici** in silicio monocristallino (collettori solari) di potenza massima unitaria pari a 600 Wp, installati su strutture sia di tipo fisso che ad inseguimento solare (Tracker);
- b. 8 cabine prefabbricate** contenenti il gruppo conversione (inverter);
- c. 8 cabine prefabbricate** contenenti il gruppo trasformazione;
- d. 2 Cabine di Raccolta (CdR)**, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto;
- e. 1 locale guardiania;**
- f. Cavidotti media tensione interni** per il trasporto dell'energia elettrica dalle cabine di trasformazione dai vari sottocampi alla Cabina di raccolta;
- g. Cavidotto media tensione esterno**, per il trasporto dell'energia dalla *Cabina di Raccolta* sino alla Sottostazione Elettrica Utente (SE utente) 30/150 kV, che sarà realizzata nei pressi della futura stazione di smistamento Terna di Craco Peschiera.
- h. Impianti ausiliari** (illuminazione, monitoraggio e controllo, sistema di allarme anti-intrusione e videosorveglianza, sistemi di allarme antincendio).
- i. Una Sottostazione Elettrica Utente** in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV). In essa sarà installato il trasformatore elevatore di Tensione 30/150 Kv.
- j. Impianto di accumulo elettrochimico** delle Potenza di **4 MW** e capacità **10 MWh**. L'impianto verrà realizzato nell'area dell'impianto di generazione; si rimanda al capitolo specifico per una descrizione dettagliata delle opere;
- k. Cavidotto AT** di collegamento allo stallo della futura stazione di smistamento Terna di Craco Peschiera.



Per le opere su elencate saranno necessarie una serie di opere civili, oltre a quelle elettriche, descritte nei paragrafi successivi.

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico è ubicato alla località *Cucifoglio del Comune di Stigliano*, distante circa 11 Km ad Est dal centro abitato di Stigliano, a circa 34 km a Nord-Ovest dal centro abitato di Policoro e a circa 37 km a sud-ovest di Matera.

Si riporta di seguito uno inquadramento generale delle opere su ortofoto:

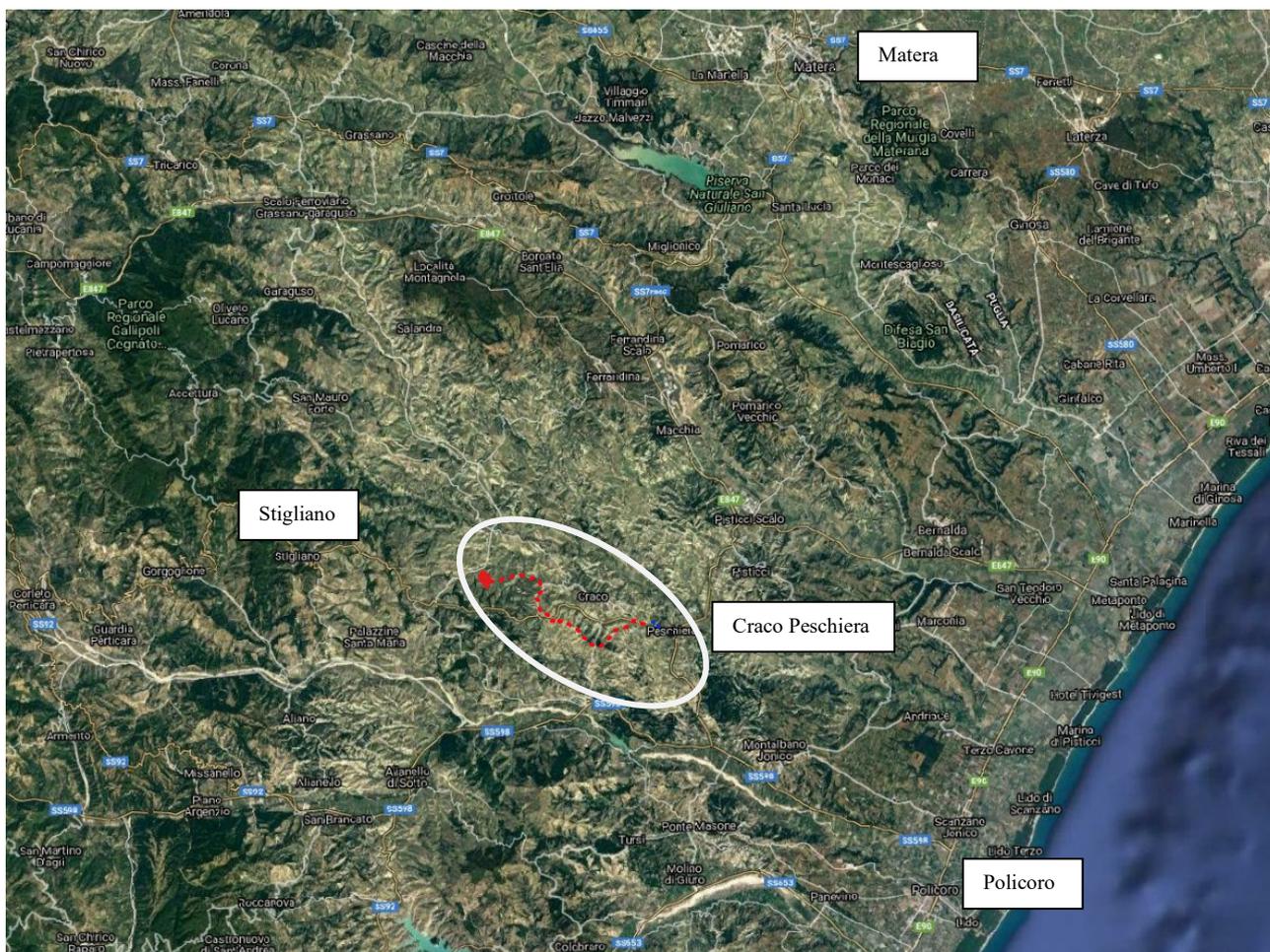


Figura 5 – Inquadramento territoriale con localizzazione opere di progetto

La viabilità principale di accesso al sito, provenendo da Nord, è costituita dalla *Strada Provinciale SP4*, mentre provenendo da Ovest, ovvero anche da Stigliano, è la *Strada Provinciale SP103*, con successivo innesto sulla SP4, che conduce al sito di installazione.

Provenendo da sud, invece, la viabilità principale di accesso è costituita dalla *Strada Statale di Fondovalle dell'Agri SS598*, che si innesta poi sulla SP103.

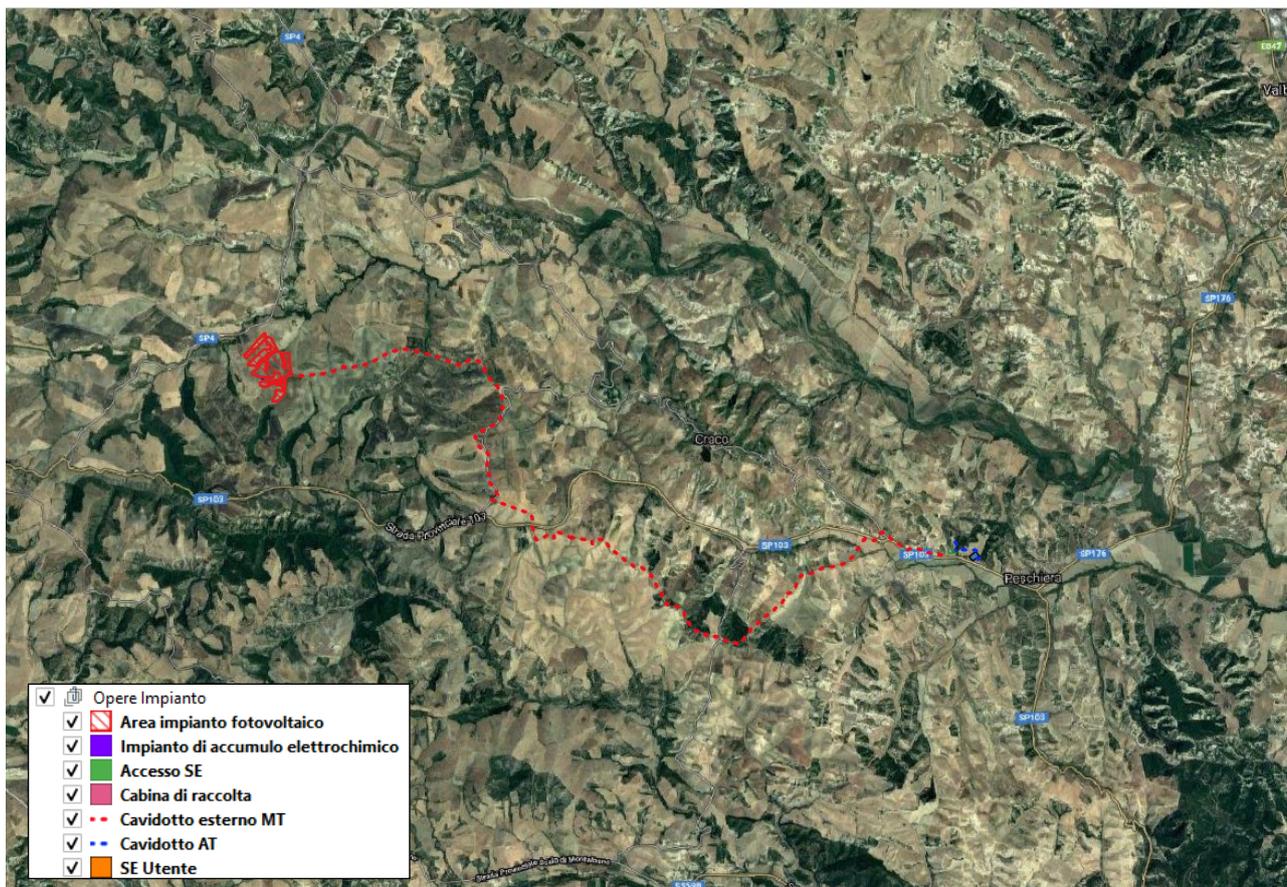


Figura 6 – Ortofoto con Accessibilità al sito di intervento



Figura 7 – Ortofoto dell'area con perimetro impianto, tracciato delle opere di connessione e legenda

Catastalmente, l'area di intervento (area di impianto fotovoltaico) è censita al catasto terreni del Comune di Stigliano al foglio n. 67 p.lle n. 233-234-68-133-134-130-230-231, mentre al foglio n. 33 del comune di Craco, particella n° 149, insiste la stazione utente.

Si riporta di seguito uno stralcio del layout dell'impianto di generazione. I moduli sono stati disposti in modo da mantenere una fascia di rispetto di 10m e di 15 m dai fossi/impluvi, e comunque al di fuori delle aree inondabili.

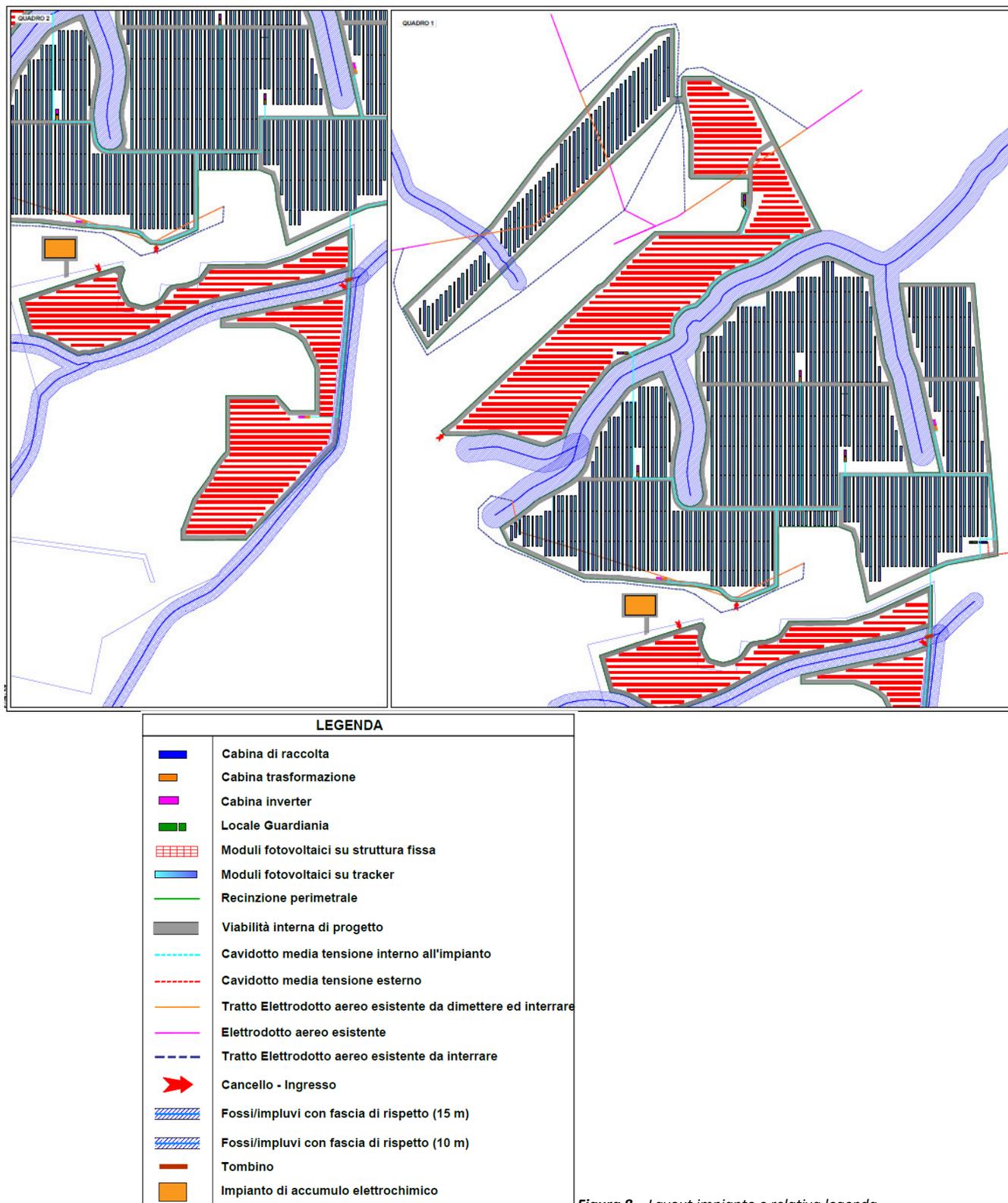


Figura 8 – Layout impianto e relativa legenda

Maggiori dettagli si possono evincere dagli elaborati grafici allegati al progetto.

3.2. ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA

Le opere di progetto sono finalizzate a consentire la produzione di energia elettrica da sorgente fotovoltaica, nel rispetto delle condizioni per la sicurezza delle apparecchiature e delle persone.

Il parco fotovoltaico, della potenza complessiva totale di 19,99 MW, è suddiviso in sottocampi aventi moduli fotovoltaici sia a struttura fissa che a struttura ad inseguimento solare (tracker).

Esso è costituito da stringhe. Una stringa è formata da 16 moduli collegati in serie; pertanto, la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

Moduli per stringa	V_{mp} (V)	I_{mp} (A) - STC	Tensione stringa
16	44.2	13.55	707.20 V

Il rendimento di un pannello (modulo) è la quantità di energia solare che un pannello riesce a convertire in energia elettrica per unità di superficie, ed è sempre il massimo rendimento alle condizioni standard STC (Standard Test Condition).

La produzione di energia elettrica è stimata considerando una vita utile dell'impianto pari a 30 anni, sulla base delle simulazioni condotte utilizzando il database PVsyst :

Strutture fisse

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	Models used
Orientation		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane			Diffuse Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		Circumsolar separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	ABB
Model	JKM600M-7RL4-V	Model	PVS-120-TL
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	120 kWac
Number of PV modules	15680 units	Number of inverters	66 units
Nominal (STC)	9408 kWp	Total power	7920 kWac
Modules	980 Strings x 16 In series	Operating voltage	360-1000 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.19
Pmpp	8591 kWp		
U mpp	633 V		
I mpp	13571 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	9408 kWp	Total power	7920 kWac
Total	15680 modules	Nb. of inverters	66 units
Module area	42870 m²	Pnom ratio	1.19

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.77 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
Serie Diode Loss		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Loss Fraction	0.1 % at STC							
Strings Mismatch loss		Module average degradation						
Loss Fraction	0.1 %	Year no	10					
		Loss factor	0.4 %/year					
		Mismatch due to degradation						
		Imp RMS dispersion	0.4 %/year					
		Vmp RMS dispersion	0.4 %/year					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Main results

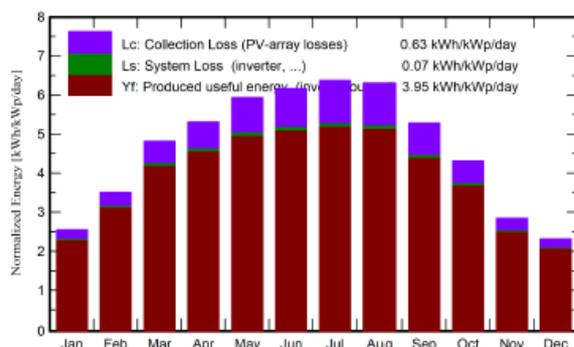
System Production

Produced Energy 13571 MWh/year

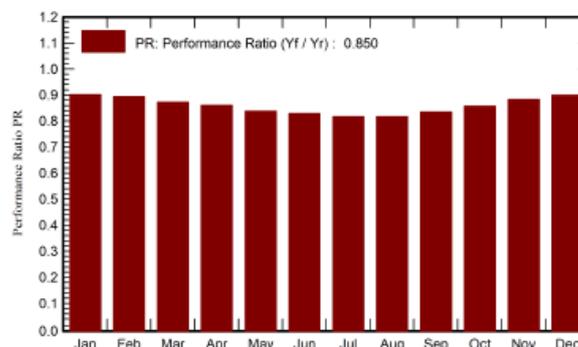
Specific production
Performance Ratio PR

1443 kWh/kWp/year
84.95 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



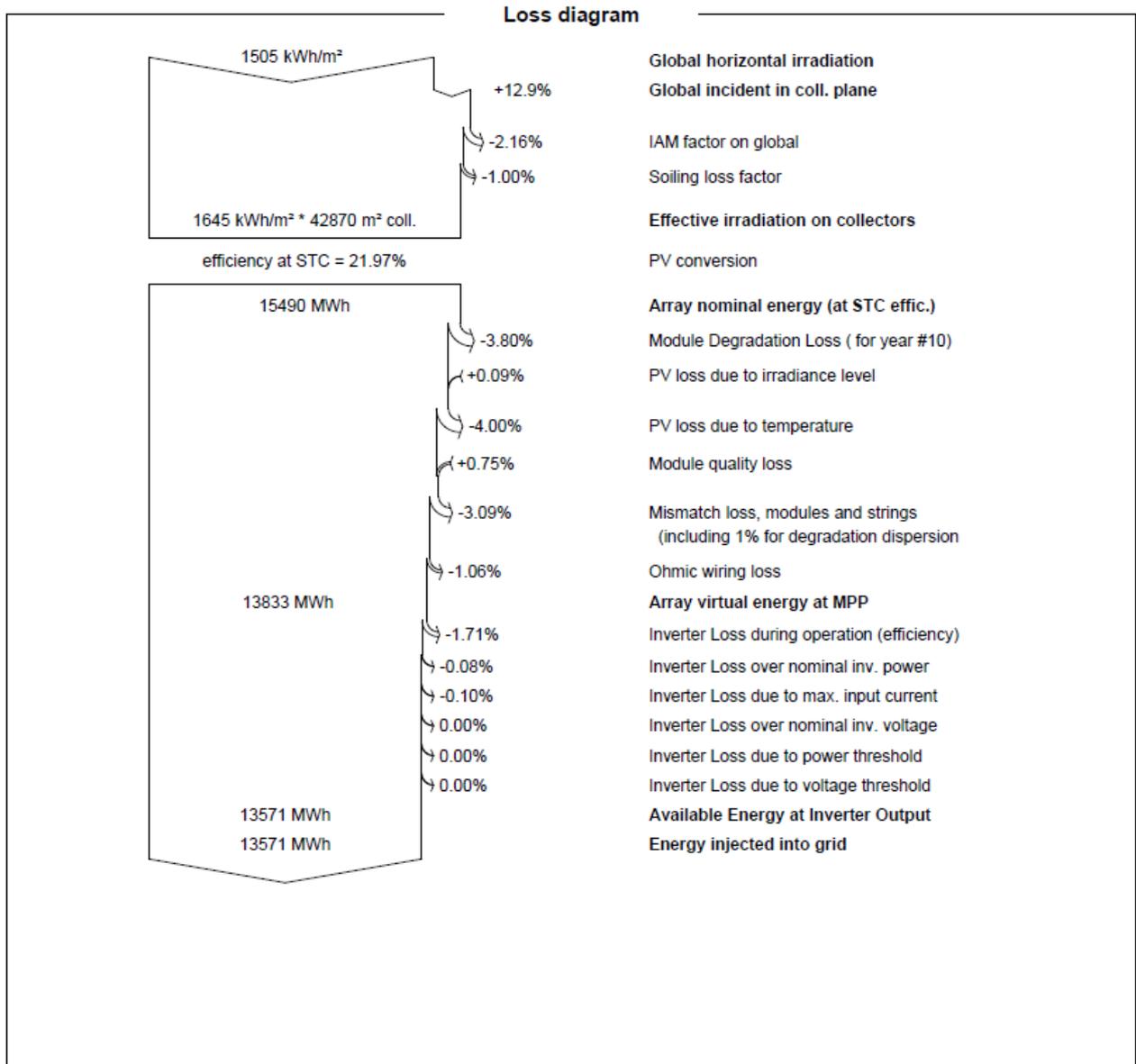
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	54.2	32.31	8.27	79.1	76.9	682	671	0.901
February	71.0	37.99	8.86	98.1	95.3	839	825	0.895
March	121.9	55.01	11.45	149.3	144.9	1248	1226	0.873
April	146.7	71.72	14.41	159.4	154.2	1313	1291	0.861
May	186.9	73.65	18.97	184.1	177.9	1477	1450	0.838
June	194.0	83.97	23.71	185.0	178.7	1469	1443	0.829
July	204.2	83.46	27.19	197.7	191.0	1547	1519	0.817
August	184.8	74.88	26.95	195.7	189.5	1531	1503	0.816
September	134.5	56.35	21.73	158.6	153.7	1267	1245	0.834
October	98.9	41.17	17.94	133.9	130.2	1099	1080	0.857
November	59.6	33.62	13.44	85.4	83.0	721	710	0.883
December	47.6	29.56	9.72	71.8	69.7	617	608	0.900
Year	1504.5	673.69	16.94	1698.0	1644.8	13808	13571	0.850

Legends

- | | | | |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | E_Grid | Energy injected into grid |
| T_Amb | Ambient Temperature | PR | Performance Ratio |
| GlobInc | Global incident in coll. plane | | |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings | | |





Moduli su tracker**General parameters**

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Trackers configuration	Models used
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Tracking plane, horizontal N-S axis		Diffuse Perez, Meteonom
Axis azimuth 0°		Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module	Inverter	
Manufacturer Jinkosolar	Manufacturer ABB	
Model JKM600M-7RL4-V	Model PVI-134.0-TL	
(Custom parameters definition)	(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power 600 Wp	Unit Nom. Power 134 kWac	
Number of PV modules 17648 units	Number of inverters 66 units	
Nominal (STC) 10.59 MWp	Total power 8844 kWac	
Modules 1103 Strings x 16 In series	Operating voltage 570-800 V	
At operating cond. (50°C)	Pnom ratio (DC:AC) 1.20	
Pmpp 9669 kWp		
U mpp 633 V		
I mpp 15274 A		
Total PV power	Total inverter power	
Nominal (STC) 10589 kWp	Total power 8844 kWac	
Total 17648 modules	Nb. of inverters 66 units	
Module area 48251 m ²	Pnom ratio 1.20	

Array losses

Array Soiling Losses	Thermal Loss factor	DC wiring losses
Loss Fraction 1.0 %	Module temperature according to irradiance	Global array res. 0.68 mΩ
	Uc (const) 29.0 W/m ² K	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Uv (wind) 0.0 W/m ² K/m/s	
Serie Diode Loss	Module Quality Loss	Module mismatch losses
Voltage drop 0.7 V	Loss Fraction -0.8 %	Loss Fraction 2.0 % at MPP
Loss Fraction 0.1 % at STC		
Strings Mismatch loss	Module average degradation	
Loss Fraction 0.1 %	Year no 10	
	Loss factor 0.4 %/year	
	Mismatch due to degradation	
	Imp RMS dispersion 0.4 %/year	
	Vmp RMS dispersion 0.4 %/year	
IAM loss factor		
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290		
0°	30°	50°
1.000	0.999	0.987
	60°	70°
	0.962	0.892
	75°	80°
	0.816	0.681
	85°	90°
	0.440	0.000

Main results

System Production

Produced Energy

18254 MWh/year

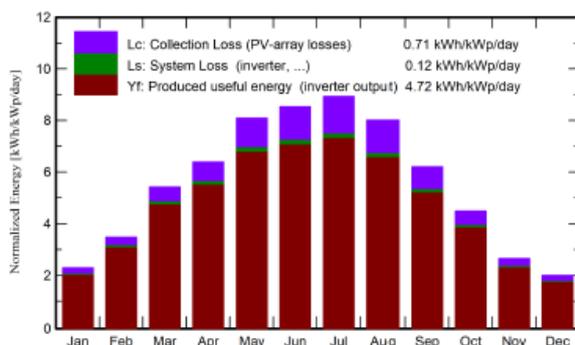
Specific production

1724 kWh/kWp/year

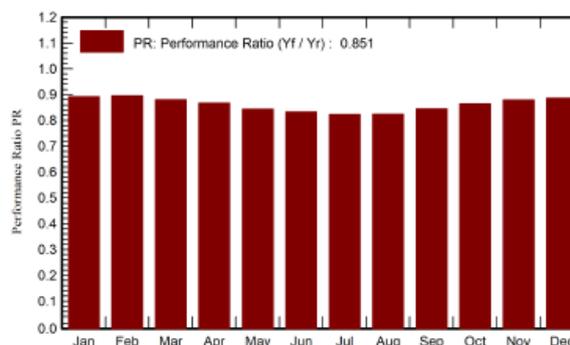
Performance Ratio PR

85.05 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	54.2	32.31	8.27	70.9	68.4	688	670	0.892
February	71.0	37.99	8.86	97.3	94.5	946	922	0.895
March	121.9	55.01	11.45	168.1	164.4	1606	1567	0.881
April	146.7	71.72	14.41	191.6	187.5	1803	1759	0.867
May	186.9	73.65	18.97	250.7	246.1	2295	2239	0.844
June	194.0	83.97	23.71	256.0	251.3	2312	2257	0.832
July	204.2	83.46	27.19	277.0	272.1	2471	2412	0.823
August	184.8	74.88	26.95	248.4	244.0	2220	2167	0.824
September	134.5	56.35	21.73	186.2	182.5	1705	1664	0.844
October	98.9	41.17	17.94	139.4	136.1	1306	1274	0.863
November	59.6	33.62	13.44	79.5	76.9	759	740	0.879
December	47.6	29.56	9.72	61.9	59.4	597	581	0.887
Year	1504.5	673.69	16.94	2026.9	1983.3	18708	18254	0.851

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



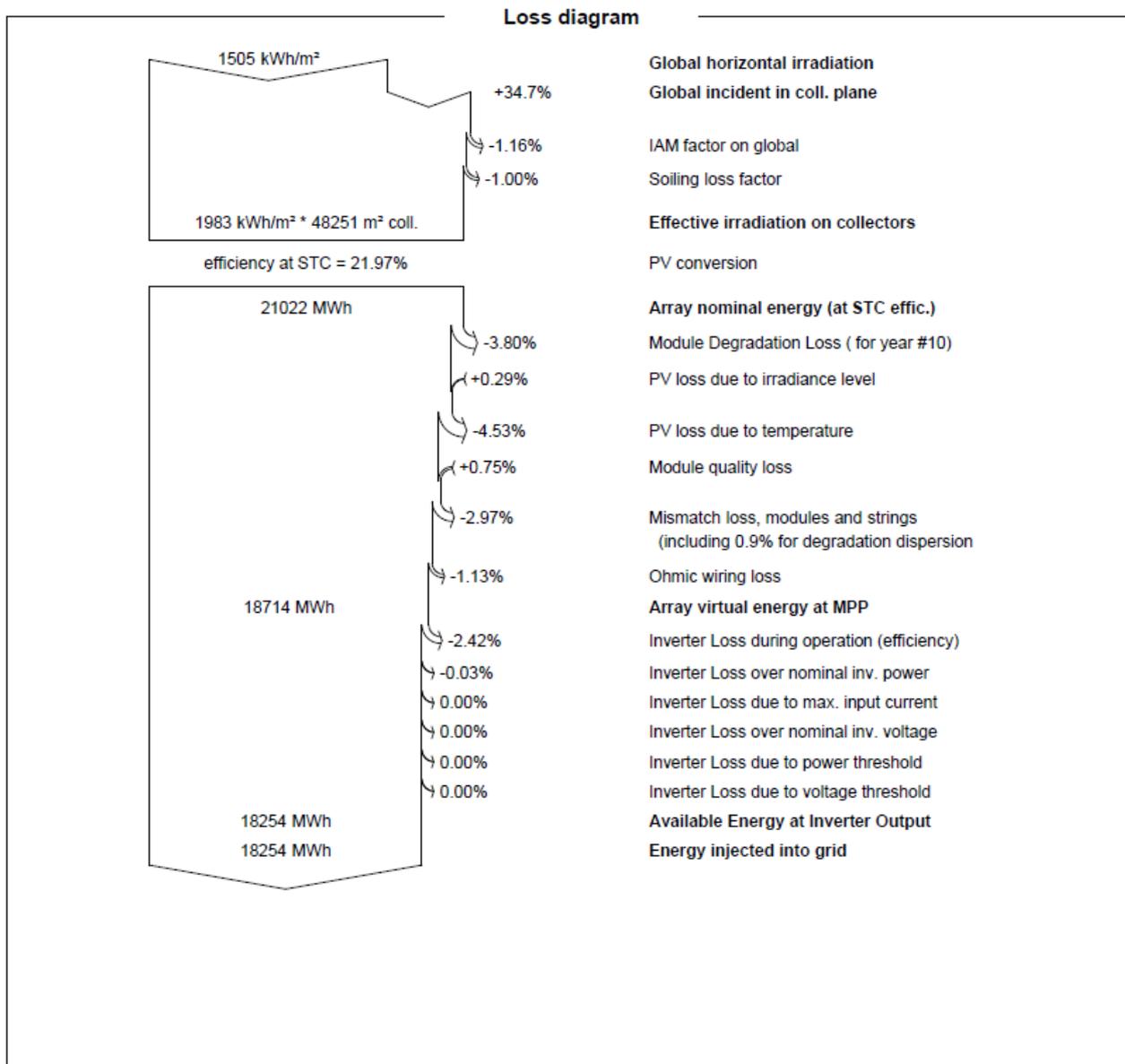


Figura 9 - Rendimento atteso

Pertanto, la produzione di energia elettrica si attesta in **18254 + 13571 = 31825 MWh/anno**.



4. OPERE CIVILI

La realizzazione del progetto proposto richiederà l'esecuzione di alcune opere civili, quali le opere di recinzione, le opere di basamento delle cabine/prefabbricati/shelter, accessi, cunicoli per cavi, ecc.

Per quanto riguarda l'impianto nel senso stretto del termine, invece, le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici non richiederanno particolari opere civili, in quanto la struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà ancorata a terra mediante pali battuti fino a profondità idonee.

Ad opere di realizzazione dell'impianto ultimate, i terreni eventualmente interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

4.1. APPRONTAMENTO AREE DI CANTIERE

Le opere preliminari di sistemazione del suolo servono a garantire l'inquadramento dell'area di progetto, buona praticabilità del sito, stabilità al posizionamento delle strutture e ad evitare qualunque tipo di dissesto di ordine idrogeologico.

Si provvederà a convogliare le acque meteoriche nei luoghi di deflusso naturale, avendo cura di non modificare il normale deflusso, sia prima che dopo l'esecuzione degli interventi, realizzando, nel contempo, ove necessario, le opere di regimazione idrauliche.

Tali operazioni permetteranno di procedere con l'individuazione delle diverse aree di cantiere che sono:

- Area di ingresso;
- Area di stoccaggio materiali e componenti dell'impianto (da approntare all'interno dell'area dell'impianto di generazione);
- Viabilità interna di servizio;
- Area occupata dalle strutture a sostegno dei moduli;
- Delimitazione area del cantiere con recinzione;
- Punti di posizionamento dei fabbricati/cabine.



4.2. FABBRICATI

I fabbricati/manufatti cabina si rendono necessari per alloggiare alcuni componenti elettrici che, per loro natura e costituzione non possono stare all'esterno, quali inverter, trasformatori, quadri elettrici.

Area impianto di generazione

Nell'area dell'impianto di generazione verranno installati i seguenti manufatti prefabbricati in C.A.V (cemento armato vibrato):

- cabine di trasformazione;
- cabine di conversione (inverter);
- cabina per la guardiania;
- cabina di raccolta.

I prefabbricati in c.a.v. (cemento armato vibrato) sono strutture monolitiche a comportamento scatolare; sono realizzati con un processo di costruzione che permette un'ampia versatilità di soluzioni per ogni tipo di esigenza di installazione. Le caratteristiche costruttive, garantendo un'elevata resistenza al carico dei pavimenti, permettono anche la movimentazione ed il trasporto dei manufatti completi delle apparecchiature.

Le pareti di spessore minimo pari ad 8 cm avranno le seguenti caratteristiche:

Le strutture verranno realizzate con cemento Portland 525 dosato a 350 kg additivato con fluidificanti e impermeabilizzanti; Il calcestruzzo avrà una resistenza caratteristica Rck 40 Mpa.

L'armatura sarà costituita da una doppia maglia di rete elettrosaldata B450C con carico di snervamento superiore a 450 N/mm² in modo tale da garantire i carichi di progetto.

Il tetto, di spessore minimo pari a 12 cm, a corpo unico con la struttura del chiosco, è impermeabilizzato con guaina bituminosa in poliestere applicata a caldo. Esso verrà armato con doppia rete è calcolato per un carico accidentale distribuito pari 300 Kg/mq.

Il pavimento, di spessore minimo pari 10 cm, verrà calcolato per sopportare un carico accidentale (costituito dalle apparecchiature e dal personale che effettuerà le manutenzioni) uniformemente distribuito di 600 kg/mq + 3000 Kg concentrati in mezzera. Il peso dell'intero manufatto è di circa 3000 kg/ml.

Le vasche di fondazione in CAV sono realizzate in monoblocco in modo da creare una vasca stagna sottostante tutto il locale. Esse hanno altezza esterna compresa tra 60 - 90 cm., altezza interna 50 o 75 cm e pareti spessore 15 cm, sono fornite complete di fori a frattura prestabilita con flange stagne in pvc per il passaggio dei cavi sui quattro lati.

Il progetto standard delle strutture verrà elaborato in conformità alle prescrizioni alle Norme Tecniche per le Costruzioni NTC2018 considerando i seguenti parametri di spettro:

Tipo di costruzione: Opere ordinarie - Vita nominale: 50 anni. - Classe d'uso: Classe II. - Coefficiente d'uso: 1,0 - Categoria di sottosuolo: B - Zona sismica 2 con $0,15 < a_g < 0,25$.

Si riporta di seguito degli esempi di cabine in CAV.



Figura 10 - Vasca di fondazione in CAV



Figura 11 - Cabine in CAV

Si precisa che in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni differenti in merito alla tipologia delle cabine. Ad es. Shelter anziché cabine in CAV. La cabina tipo shelter, interamente prefabbricata, verrà realizzata mediante l'utilizzo di idonei profilati ad uso strutturale (ad es. profilati di acciaio, lamiera grecata, etc.), completi di idoneo e duraturo sistema di protezione superficiale (ad es. zincatura a caldo secondo UNI ISO 1461, verniciatura, etc) opportunamente dimensionati e posti in opera, per consentire l'alloggiamento e il fissaggio delle pareti perimetrali.

SE utente ed impianto di accumulo elettrochimico

Il fabbricato della SE utente è costituito da una struttura in c.a gettata in opera a pianta rettangolare, delle dimensioni riportate nelle tavole allegare con copertura piana. All'interno verranno alloggiati le componenti impiantistiche.

Per l'impianto di accumulo elettrochimico si adotteranno cabine tipo shelter.

I container saranno progettati per ospitare le apparecchiature elettriche, garantendo idonee segregazioni per le vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante), isolamento termico e separazione degli ambienti, spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno.

I container rispetteranno i seguenti requisiti:

- Resistenza al fuoco REI 120;
- Contenimento di qualunque fuga di gas o perdita di elettrolita dalle batterie in caso di incidente;
- segregazione delle vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante); adeguati spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno ai singoli compartimenti;
- isolamento termico in poliuretano o lana minerale a basso coefficiente di scambio termico;
- pareti di separazione tra i diversi ambienti funzionali (stanze o locali);
- porte di accesso adeguate all'inserimento / estrazione di tutte le apparecchiature (standard ISO + modifica fornitore) e alle esigenze di manutenzione;
- I locali batterie saranno climatizzati con condizionatori elettrici "HVAC". Ogni container sarà equipaggiato con minimo due unità condizionatori;
- Particolare cura sarà posta nella sigillatura della base del container batterie. Per il locale rack batterie saranno realizzati setti sottopavimento adeguati alla formazione di un vascone di contenimento, che impedisca la dispersione di elettrolita nel caso incidentale;
- Sicurezza degli accessi: i container sono caratterizzati da elevata robustezza, tutte le porte saranno in acciaio rinforzato e dotate di dispositivi anti-intrusione a prevenire l'accesso da parte di non autorizzati.

I container batterie e inverter saranno appoggiati su una struttura in cemento armato, tipicamente costituita da una platea di fondazione appositamente dimensionata in base all'attuale normativa NTC 2018.

La quota di appoggio dei container sarà posta a circa 30 cm dal piano di campagna, al fine di evitare il contatto dei container con il suolo e con l'umidità in caso di pioggia. La superficie della piazzola di collocamento dei container sarà



ricoperta con ghiaia. Si prevede che il percorso di accesso ai container (corridoio centrale tra le due file e zona perimetrale) potrà essere pavimentato con una semplice soletta in calcestruzzo tipo marciapiede.

Per maggiori dettagli circa le dimensioni ed i particolari, si rimanda alla tavola grafica dell'impianto di accumulo.

4.3. STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI

I moduli fotovoltaici verranno fissati ad una struttura di sostegno ancorata a terra mediante pali battuti ad una profondità variabile a seconda delle caratteristiche di resistenza del terreno.

Le strutture di sostegno sono in parte di tipo fisso (rivolte a sud) in parte tipo mobile (tracker ad asse di rotazione orizzontale Nord- Sud).

Se ne riportano di seguito dei particolari costruttivi.

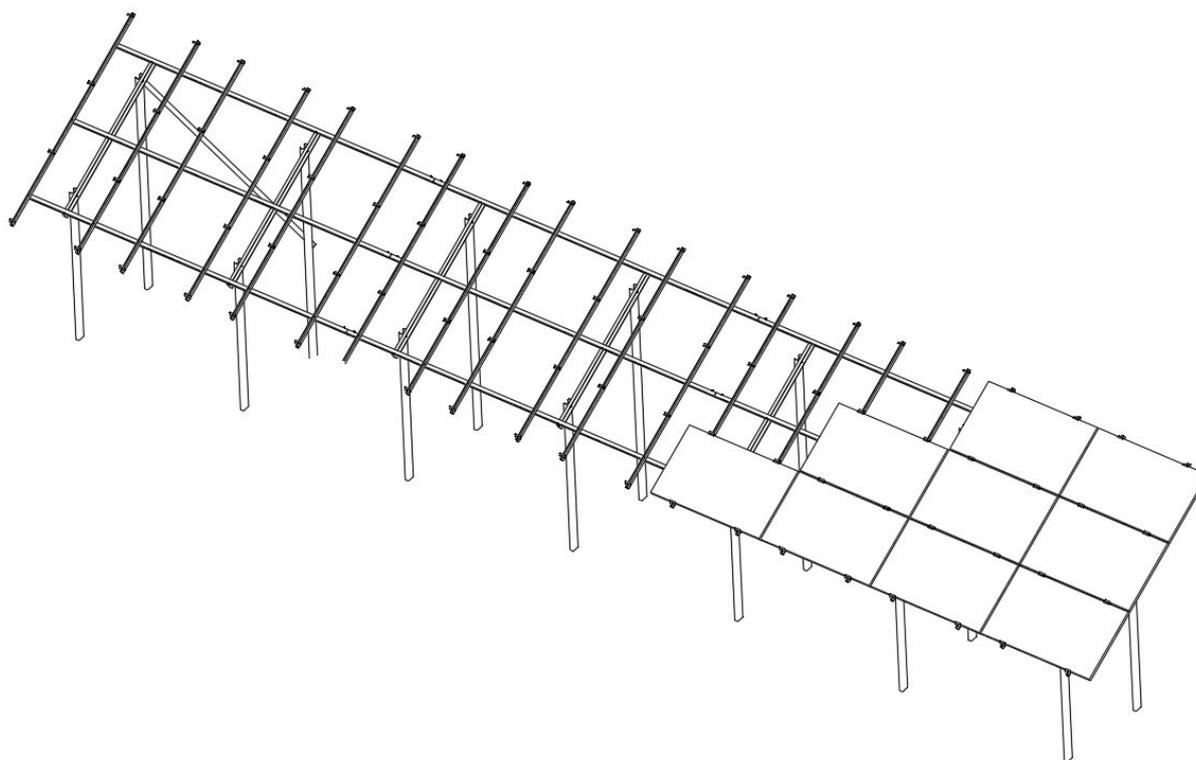


Figura 12 - Schema strutture di sostegno

Si adotteranno strutture fisse con moduli disposti in 'Landscape'.

Si precisa inoltre che in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni/configurazioni differenti in ragione delle disponibilità e delle innovazioni tecnologiche delle componenti sul mercato, fermo restando la potenza complessiva dell'impianto e l'area del terreno occupato dalle strutture.



Le strutture sono costituite da tubolari metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che verranno posizionati infissi nel terreno mediante battitura dei ritti di sostegno.

Se ne riporta di seguito una sezione.

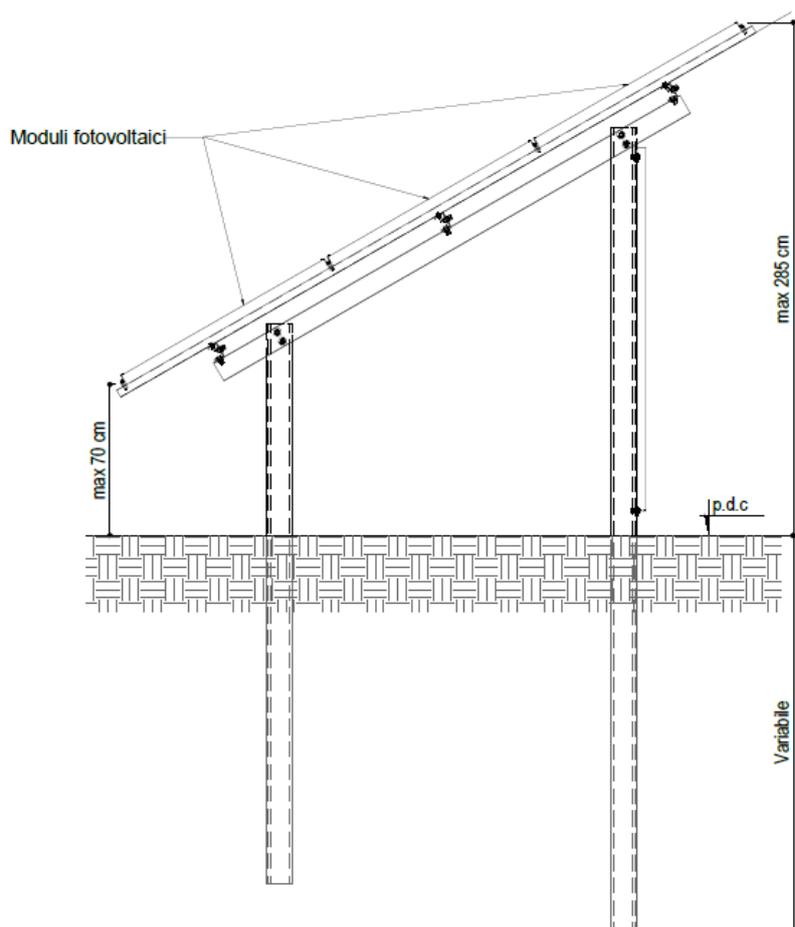


Figura 13 - Sezione pannello fotovoltaico su supporto fisso

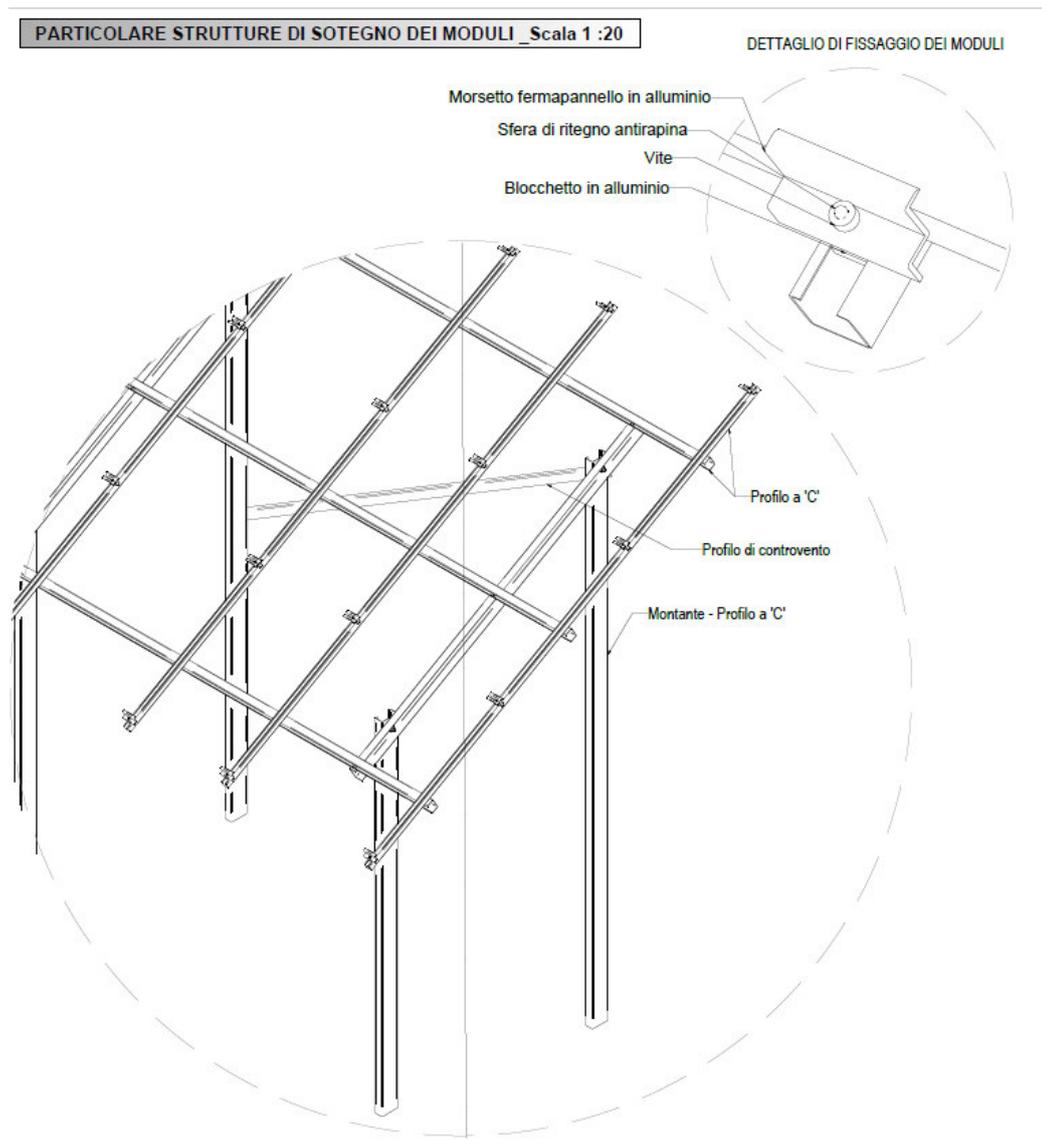


Figura 14 - Stralcio Particolare costruttivo supporto fisso

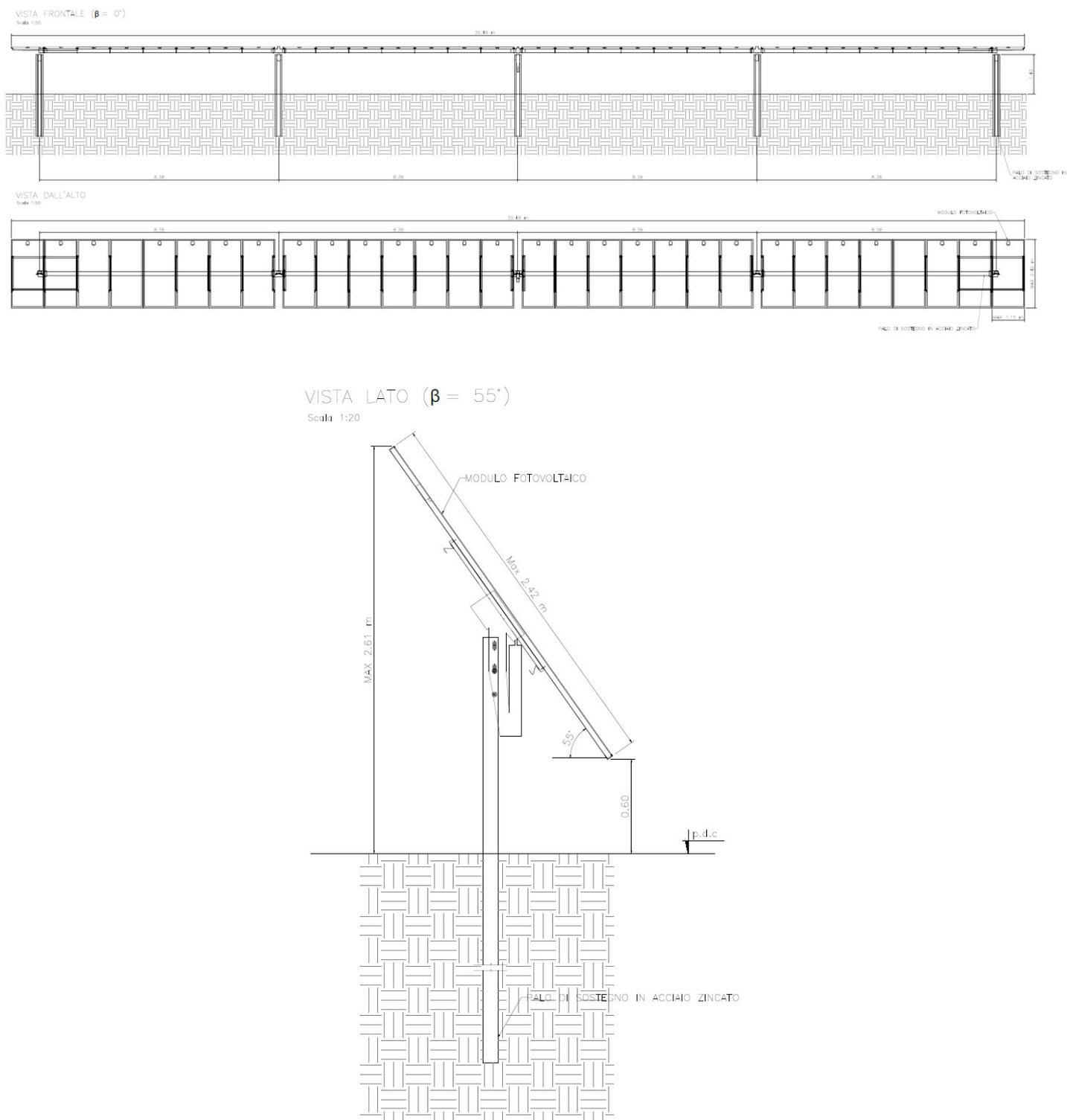


Figura 15 - Stralcio Particolare costruttivo tracker

4.4. PREPARAZIONE DEL TERRENO SULL'AREA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE

L'area interessata dall'impianto di generazione sarà interessata da una minima movimentazione di terreno legata alla realizzazione della viabilità di cantiere, realizzazione dei cavidotti interni ed al posizionamento dei manufatti cabine. I tracker saranno posizionati seguendo l'attuale andamento altimetrico del terreno, ovvero senza eseguire operazioni di livellamento; I movimenti terra sono quantificati nella relazione 'terre e rocce da scavo'.

4.5. PREPARAZIONE DEL TERRENO DELLA STAZIONE E RECINZIONI

L'area su cui verrà realizzata la stazione di trasformazione 30/150 kV e l'impianto di accumulo elettrochimico si presenta nella sua configurazione naturale sostanzialmente pianeggiante. Sarà perciò necessario soltanto un minimo intervento di regolarizzazione con movimenti di terra molto contenuti per preparare l'area.

L'area sarà dapprima scoticata e livellata asportando un idoneo spessore di materiale vegetale (variabile dai 30 agli 50 cm); lo stesso verrà temporaneamente accatastato e successivamente riutilizzato in parte in sito per la risistemazione (ripristini e rinterri) delle aree adiacenti la nuova sottostazione, che potranno essere finite "a verde".

Dopo lo scotico del terreno saranno effettuati gli scavi ed i riporti fino alla quota di imposta delle fondazioni.

4.6. VIABILITÀ

La viabilità interna al parco fotovoltaico è progettata per garantire il transito di automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio dell'impianto. Le nuove strade, realizzate in misto granulometrico stabilizzato al fine di escludere impermeabilizzazione delle aree e quindi garantire la permeabilità della sede stradale, avranno le larghezze della carreggiata carrabile minima di 4,00 m (massima 5 m) con livelletta che segue il naturale andamento del terreno senza quindi generare scarpate di scavo o rilevato.

Il pacchetto stradale dei nuovi tratti di viabilità sarà composto da uno strato di idoneo spaccato granulometrico proveniente da rocce o ghiaia, posato con idoneo spessore, mediamente pari a 30 cm.

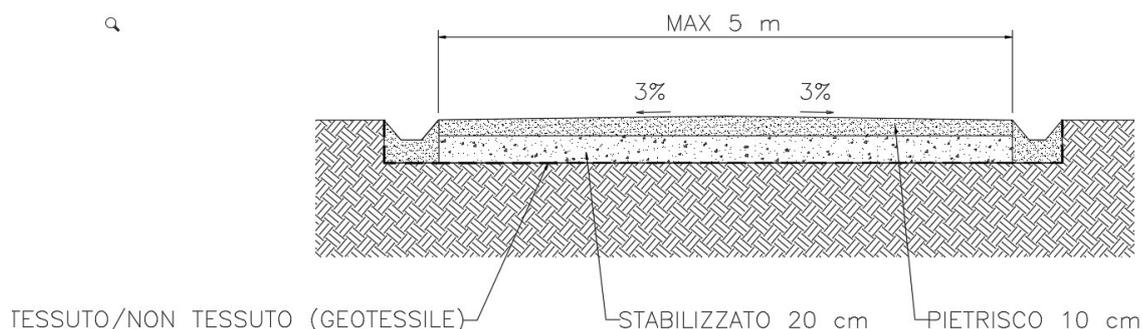


Figura 16 - Sezione tipo -viabilità interna

4.8. REGIMAZIONE IDRAULICA

Per la realizzazione dell'impianto saranno realizzati esigui movimenti del terreno (scavi o riempimenti): le strade perimetrali ed interne saranno realizzate con materiale inerte semi permeabile e saranno mantenute alla stessa altezza del piano di campagna esistente, e la recinzione sarà modulare con pannelli a maglia elettrosaldata. Questo farà sì che non si generino alterazioni piano altimetrici del sito, il che permetterà di mantenere il naturale deflusso delle acque meteoriche. Tuttavia, qualora in alcuni punti lo si ritenga necessario, la regimazione delle acque meteoriche verrà garantita attraverso la realizzazione di fossi di guardia lungo le strade o di altre opere quali canalizzazioni passanti sotto il piano stradale.

Gli Shelter saranno leggermente rialzati rispetto al piano di campagna, ma, ciononostante, data la ridotta superficie da essi occupata, si ritiene che non possano in alcun modo ostacolare il naturale deflusso delle acque.

Per ciò che concerne la sottostazione utente, particolare cura sarà data alla realizzazione di sistemi drenanti (con l'utilizzo di materiali idonei, pietrame di varie dimensioni e densità) per convogliare le acque meteoriche in profondità sui fianchi della sottostazione.

Inoltre, all'interno della Sottostazione sarà realizzato un sistema di regimentazione delle acque meteoriche costituito da una rete idrica interrata che afferirà ad una vasca di trattamento. In particolare, verrà realizzato un sistema integrato per la raccolta ed il trattamento delle acque di prima pioggia (per la cui trattazione specifica e pre-dimensionamento si rimanda alla Relazione di Calcolo Preliminare degli Impianti).

Infine, il trasformatore sarà dotato di una vasca per la raccolta delle acque reflue, con disoleatore per le acque stesse. In condizioni normali di esercizio la vasca raccoglierà esclusivamente le acque meteoriche che cadranno o direttamente sulla superficie libera o indirettamente dopo aver bagnato il trasformatore. In condizioni di guasto, invece, la vasca di fondazione raccoglierà l'olio eventualmente fuoriuscito dalla macchina elettrica. Prima di ogni svuotamento, sarà fatta una attenta analisi dei reflui, con successivo smaltimento secondo le normative vigenti, e contestuale controllo del buon funzionamento ed efficientamento dell'intero impianto.

4.9. RECINZIONI

La recinzione perimetrale dell'impianto sarà realizzata con paletti e reti plastificate colore verde; l'altezza massima è pari a 2,30 m; sarà dotato inoltre di apposito varco per il transito della microfauna:



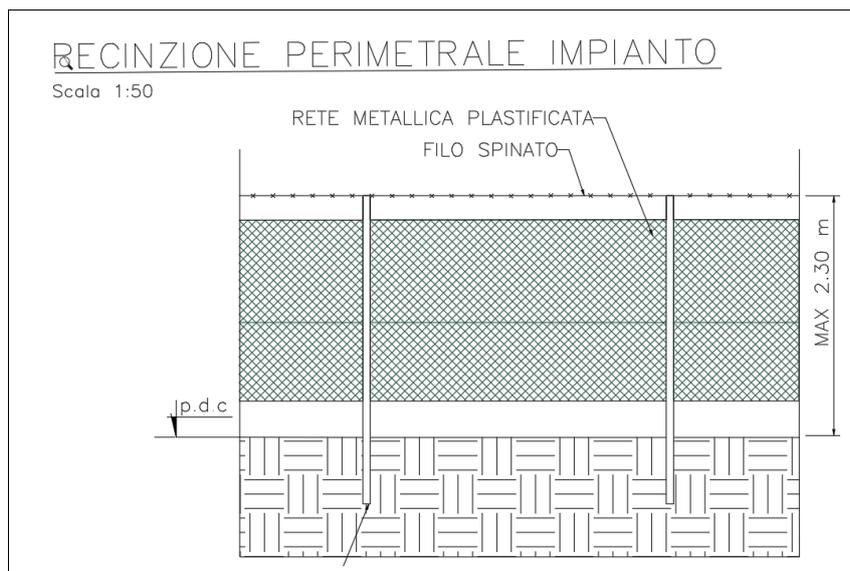


Figura 18 - Tipico recinzione perimetrale area impianto di generazione

La recinzione della SE utente e dell'impianto di accumulo elettrochimico sarà invece realizzata in c.a gettato in opera per la parte inferiore e pilastri in c.a.v. nella parte superiore. Si riporta di seguito uno stralcio della struttura. Le stazioni verranno dotata di accesso pedonale e carrabile; per maggiori dettagli si rimanda alle tavole grafiche allegate al progetto.

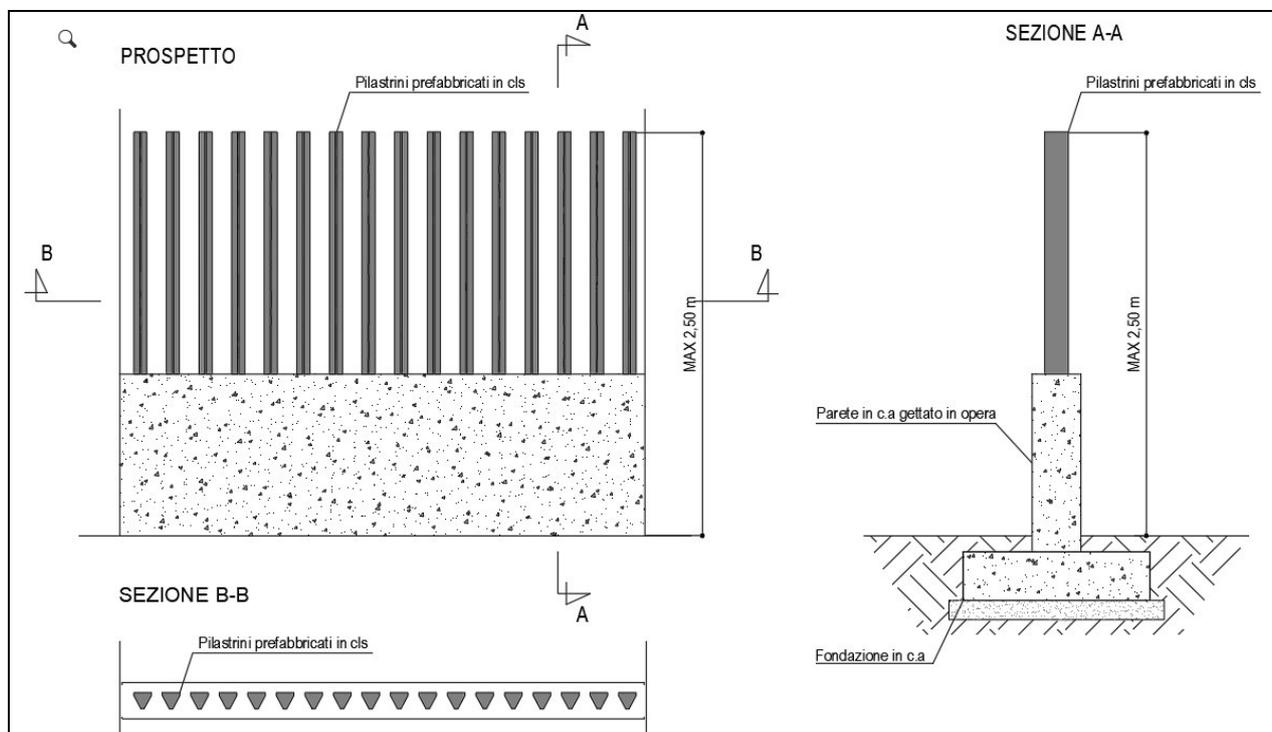


Figura 19 - Tipico recinzione perimetrale SE utente ed impianto di generazione

4.10. IMPIANTI DI TRATTAMENTO DELLE ACQUE E VASCHE DI RACCOLTA

La stazione elettrica utente e l'impianto di accumulo elettrochimico saranno dotate di impianto di trattamento delle acque meteoriche.

Il funzionamento dell'impianto prevede che a seguito delle precipitazioni atmosferiche, le acque meteoriche di dilavamento del piazzale della sottostazione e dell'impianto di accumulo vengano convogliate in canalette grigliate di raccolta, da cui poi vengono canalizzate alla vasca per il trattamento depurativo di: grigliatura, accumulo, dissabbiatura e disoleazione.

In seguito a tale trattamento, le acque saranno recapitate mediante subirrigazione.

L'acqua depurata scorre in dei tubi, in PEAD, interrati disperdenti, per consentire la sua distribuzione lungo il percorso. L'acqua viene spinta nel collettore principale (mandata), tramite un'elettropompa sommersa, attualmente ubicata nella sezione finale della vasca depurativa.

Per il trattamento delle acque di lavamento del piazzale, in riferimento al *Regolamento Regionale n.26/2013, art.5 punto 1 e 3*, si ritiene opportuno utilizzare il seguente schema di raccolta e trattamento delle acque:

1. pozzetto scolmatore (di by-pass),
2. vasca deposito temporaneo di prima pioggia,
3. sedimentatore,
4. disoleatore,
5. pozzetto d'ispezione.

Il trasformatore nella SE utente sarà inoltre dotato di apposita vasca di raccolta olio esausto.



5. OPERE ELETTRICHE

5.1. MODULI FOTOVOLTAICI

Il modulo fotovoltaico trasforma la radiazione solare incidente sulla sua superficie in corrente continua che sarà poi convertita in corrente alternata dal gruppo di conversione. Esso risulta costituito dai seguenti componenti principali:

- Celle di silicio cristallino;
- diodi di by-pass e diodi di blocco;
- vetri antiriflesso contenitori delle celle
- cornice di supporto in alluminio anodizzato;
- cavi di collegamento con connettori.

I moduli fotovoltaici garantiranno una idonea resistenza al vento, alla neve, agli sbalzi di temperatura, in modo da assicurare un tempo di vita di almeno 30 anni. Ogni modulo sarà inoltre dotato di scatola di giunzione stagna, con grado di protezione IP 65, contenente i diodi di by-pass ed i morsetti di connessione. I moduli fotovoltaici avranno una garanzia sul decadimento delle prestazioni che sarà non superiore al 10% nell'arco di almeno 20 anni.

Si riportano, nelle seguenti figure, le caratteristiche tecniche e dimensionali indicative che potrebbero avere i moduli fotovoltaici, precisando che **in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni/configurazioni impiantistiche differenti in ragione delle disponibilità e delle innovazioni tecnologiche delle componenti sul mercato, fermo restando la potenza complessiva dell'impianto.**

Il modulo adottato ha una potenza di 600 Wp.

Si riportano di seguito i principali parametri tecnici.



PV module - JKM600M-7RL4-V

Manufacturer	Jinkosolar	Commercial data	
Model	JKM600M-7RL4-V	Availability :	Prod. Since 2021
		Data source :	Datasheets 2021
Pnom STC power (manufacturer)	600 Wp	Technology	Si-mono
Module size (W x L)	1.134 x 2.411 m ²	Rough module area (Amodule)	2.73 m ²
Number of cells	2 x 78		
Specifications for the model (manufacturer or measurement data)			
Reference temperature (TRef)	25 °C	Reference irradiance (GRef)	1000 W/m ²
Open circuit voltage (Voc)	54.2 V	Short-circuit current (Isc)	14.80 A
Max. power point voltage (Vmpp)	44.2 V	Max. power point current (Impp)	13.55 A
=> maximum power (Pmpp)	599.2 W	Isc temperature coefficient (mulsc)	6.7 mA/°C
One-diode model parameters			
Shunt resistance (Rshunt)	180 Ω	Diode saturation current (IoRef)	0.317 nA
Series resistance (Rserie)	0.30 Ω	Voc temp. coefficient (MuVoc)	-151 mV/°C
Specified Pmax temper. coeff. (muPMaxR)	-0.35 %/°C	Diode quality factor (Gamma)	1.10
		Diode factor temper. coeff. (muGamma)	0.000 1/°C
Reverse Bias Parameters, for use in behaviour of PV arrays under partial shadings or mismatch			
Reverse characteristics (dark) (BRev)	3.20 mA/V ²	(quadratic factor (per cell))	
Number of by-pass diodes per module	3	Direct voltage of by-pass diodes	-0.7 V
Model results for standard conditions (STC: T=25 °C, G=1000 W/m², AM=1.5)			
Max. power point voltage (Vmpp)	43.4 V	Max. power point current (Impp)	13.84 A
Maximum power (Pmpp)	600.6 Wp	Power temper. coefficient (muPmpp)	-0.35 %/°C
Efficiency(/ Module area) (Eff_mod)	22.0 %	Fill factor (FF)	0.748

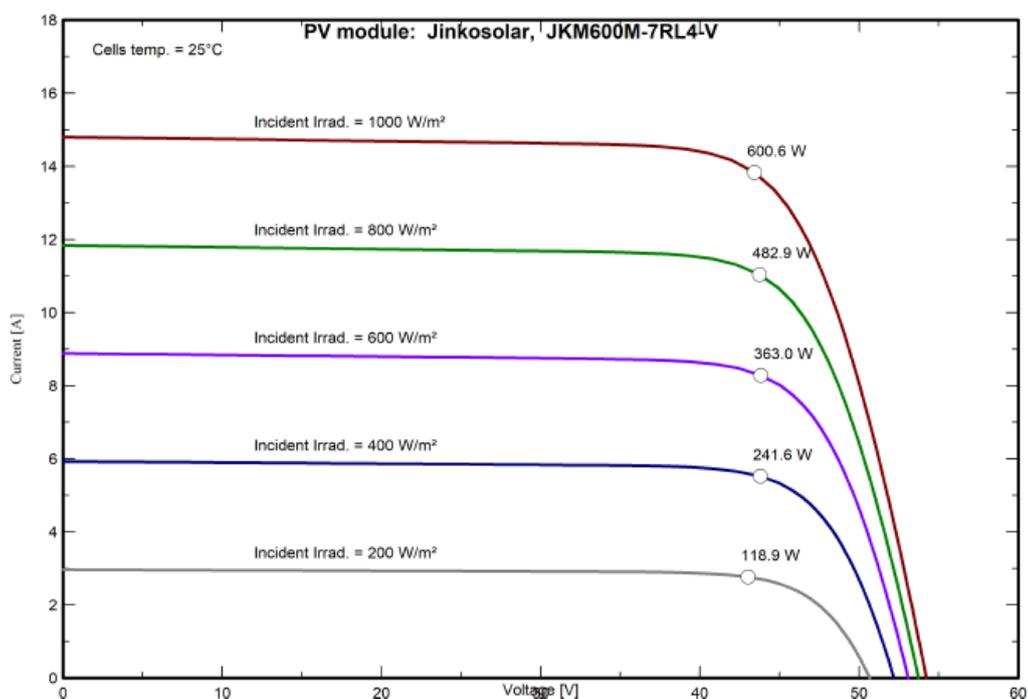


Figura 20 – Stralcio Scheda tecnica Pannello FV da 600 Wp



5.2. INVERTER FOTOVOLTAICI

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe, viene prima raccolta all'interno dei quadri di stringa, e da questi viene poi trasferita all'interno dei gruppi di conversione (Shelter) dove avviene:

- la conversione della corrente da continua in corrente alternata a 800 V – 50 Hz trifase;
- l'innalzamento di tensione sino a 30 kV.

Il gruppo di conversione o inverter sarà idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione saranno compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita saranno compatibili con quelli del trasformatore presente nelle cabine di trasformazione MT/BT installati nelle cabine di sottocampo. L'autoconsumo degli inverter sarà minimo, massimizzando pertanto il rendimento di conversione e sarà assorbito dalla rete elettrica nel caso in cui il generatore solare non sia in grado di fornire sufficiente energia elettrica.

L'inverter non solo regolerà la potenza in uscita del sistema fotovoltaico ma servirà anche come controllo del sistema e come mezzo di ingresso dell'energia elettrica prodotta dal sistema FV dentro la rete in bassa tensione della centrale. Il gruppo di conversione sarà basato su inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM (Pulse Width Modulation), privi di clock e/o riferimenti interni, in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico. L'inverter sarà in ogni caso in grado di sostenere un sovraccarico di almeno 20% rispetto alla potenza nominale (di picco) del generatore fotovoltaico.

L'inverter avrà i seguenti requisiti:

- funzionamento completamente automatico;
- facilità di gestione, di verifica e di visualizzazione dei guasti;
- elevata affidabilità di servizio anche con temperatura ambiente elevate;
- raffreddamento a ventola.

Il gruppo di conversione sarà provvisto di tutte le protezioni previste dalla normativa vigente e di tutte le funzioni di misura, automazione, controllo, diagnostica e del sistema di tele-gestione. Difatti l'inverter avrà un sistema d'acquisizione dati e visualizzazione di produzione e dati d'esercizio oltre che a messaggi di errore. In alternativa consentirà il collegamento e/o l'interfaccia con un computer per registrare dati sull'energia istantanea e media prodotta dal sistema fotovoltaico, sarà quindi fornito software adatto ad acquisire, immagazzinare ed analizzare i dati in uscita dall'inverter.

Nel progetto in esame è prevista l'installazione di 24 Shelter prefabbricati contenenti i gruppi conversione (inverter); le prestazioni dell'inverter saranno certificate da Ente accreditato da uno stato Europeo e garantiranno le seguenti caratteristiche:

- rendimento massimo sarà superiore a 93%;
- rendimento Euro sarà superiore a 90%;
- alta efficienza anche a carico parziale;

- minimo consumo durante le fasi di avviamento, standby e di spegnimento;
- sistema di protezione dalle sovratensioni lato corrente continua;
- sistema di protezione dall'inversione di polarità.

Il gruppo di conversione sarà comunque conforme a quanto stabilito dalla Direttiva Europea 89/336 sulla compatibilità elettromagnetica, ed in particolare dovrà soddisfare i requisiti stabiliti dalle norme CEI 110-1, 110-7, 110-8, 110-31.

Di seguito si riassumono le caratteristiche indicative che potrebbero avere gli inverter previsti, precisando che **in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni/configurazioni impiantistiche differenti in ragione delle disponibilità e delle innovazioni tecnologiche delle componenti sul mercato, fermo restando la potenza complessiva dell'impianto.**

Inverter - PVS-120-TL			
Manufacturer	ABB	Commercial data	
Model	PVS-120-TL	Availability :	Prod. Since 2017
		Data source :	Manufacturer 2017
		Remarks	
		Tecnologia: Dual stage transformerless topology PV inverter.	
		Protezione: IP65 (IP54 for cooling section)	
		Controllo: AC+DC wiring box separated from converter box.	
		Sizes	
		Width	1086 mm
		Height	869 mm
		Depth	419 mm
		Weight	125.00 kg
Input characteristics (PV array side)			
Operating mode	MPPT		
Minimum MPP Voltage (Vmin)	360 V	Nominal PV Power (Pnom DC)	123 kW
Maximum MPP Voltage (Vmax)	1000 V	Maximum PV Power (Pmax DC)	192 kW
Absolute max. PV Voltage (Vmax array)	1000 V	Power Threshold (Pthresh.)	600 W
Min. Voltage for PNom (Vmin@Pnom)	570 V		
"String" inverter with input protections			
Number of string inputs	24	Multi MPPT capability	
Behaviour at Vmin/Vmax	Limitation	Number of MPPT inputs	6
Behaviour at Pnom	Limitation		
Output characteristics (AC grid side)			
Grid voltage (Imax)	Triphased 480 V	Nominal AC Power (Pnom AC)	120 kWac
Grid frequency	50/60 Hz	Maximum AC Power (Pmax AC)	120 kWac
		Nominal AC current (Inom AC)	145 A
		Maximum AC current (Imax AC)	145 A
Efficiency defined for 3 voltages			
	V	Maximum efficiency	European average efficiency
		%	%
Low voltage	570	98,5	98,2
Medium voltage	720	98,9	98,6
High voltage	800	98,7	98,4
Remarks and Technical features			
Internal DC switch			
Internal AC switch			

Figura 21 – Caratteristiche tecniche inverter– moduli su strutture fisse

Inverter - PVI-134.0-TL			
Manufacturer	ABB	Commercial data	
Model	PVI-134.0-TL	Availability :	Prod. Since 2012
		Data source :	Manufacturer 2017
		Remarks	
		Tecnologia: Modular central inverter based on 55kW single stage transformer Protezione: IP21 enclosure. Cooling system: forced air with intelligent fan m Controllo: Available in three configurations (1) Multi-Master (M-M) with index	
		Sizes	
		Width	1250 mm
		Height	1077 mm
		Depth	850 mm
		Weight	480.00 kg
Input characteristics (PV array side)			
Operating mode	MPPT		
Minimum MPP Voltage (Vmin)	570 V	Nominal PV Power (Pnom DC)	137 kW
Maximum MPP Voltage (Vmax)	800 V	Maximum PV Power (Pmax DC)	137 kW
Absolute max. PV Voltage (Vmax array)	1000 V	Power Threshold (Pthresh.)	800 W
Min. Voltage for PNom (Vmin@Pnom)	570 V		
"String" inverter with input protections		Multi MPPT capability	
Number of string inputs	2	Number of MPPT inputs	2
Behaviour at Vmin/Vmax	Limitation		
Behaviour at Pnom	Limitation		
Output characteristics (AC grid side)			
Grid voltage (Imax)	Triphased 380 V	Nominal AC Power (Pnom AC)	134 kWac
Grid frequency	50 Hz	Maximum AC Power (Pmax AC)	134 kWac
		Nominal AC current (Inom AC)	203 A
		Maximum AC current (Imax AC)	203 A
Efficiency defined for 3 voltages			
		Maximum efficiency	European average efficiency
	V	%	%
Low voltage	576	97.9	97.7
Medium voltage	594	97.9	97.6
High voltage	653	97.8	97.4
Remarks and Technical features			
Internal DC switch			
Internal AC switch			

Figura 22 - Caratteristiche tecniche inverter – moduli su tracker

5.3. TRASFORMATORI

In ogni sottocampo sarà installato un trasformatore elevatore di potenza, del tipo ad olio con raffreddamento naturale in aria, ed avranno le seguenti specifiche:

Potenza nominale	2.500kVA
Tensione lato primario	30.000V
Tensione lato secondario	400V
Caduta di tensione in corto circuito	6%,



La stazione elettrica di trasformazione 150/30 e consegna in alta tensione sarà invece dotata di trasformatori di potenza aventi le seguenti caratteristiche

Potenza nominale	30.000 kVA
Tensione lato primario	150.000V
Tensione lato secondario	30.000V
Caduta di tensione in corto circuito	6%,

5.4. CAVIDOTTI MT INTERNI

Gli elettrodotti MT interni realizzano il collegamento dei sotto-campi alla Cabina di Raccolta: gli Shelter raccolgono l'energia prodotta dai moduli per convertirla da c.c. a c.a. e poi trasformarla da BT in MT. Saranno collegati con la Cabina di Raccolta in configurazione a "stella", cioè ognuno di essi avrà una linea dedicata. Un tale tipo di circuito ha il vantaggio, nel caso di guasto su parte dell'impianto, di perdere solo l'energia prodotta dalla parte di impianto in questione. Si formeranno così **sottocampi elettrici**. Questa rete di collegamenti costituisce quello che in precedenza abbiamo definito **rete di cavidotti interni**. I cavi utilizzati saranno del tipo ARP1H(AR)E unipolare ad isolamento con elastomero termoplastico con conduttori di alluminio, aventi una sezione nominale adatta al trasporto dell'energia prodotta.

5.5. CAVIDOTTO MT ESTERNO

Il cavidotto di media tensione esterno collegherà la cabina di raccolta posta all'interno dell'area dell'impianto di generazione alla SE utente. Il cavidotto è lungo circa 17,25 km.

I cavi utilizzati saranno del tipo ARP1H(AR)E unipolare ad isolamento con elastomero termoplastico con conduttori di alluminio, aventi una sezione nominale adatta a contenere le perdite ed a trasportare l'energia prodotta.

5.6. CABINA DI RACCOLTA

La *Cabina di Raccolta*, ubicata all'interno dell'impianto, in prossimità del perimetro di impianto nella parte a sud, raccoglie l'energia prodotta dall'impianto.

Dalla Cabina di Raccolta, l'energia prodotta sarà convogliata (tramite linea interrata MT a 30 kV, di lunghezza pari a circa 17,25 km) nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV di nuova costruzione, in cui avverrà l'innalzamento di tensione (30/150 kV) e la successiva consegna (in AT a 150 kV) al futura stazione di smistamento di

Craco Peschiera, tramite la realizzazione di un sistema di sbarra a 150 kV che consentirà la connessione anche di altri Utenti Produttori, che, quindi, condivideranno il punto assegnato da Terna per la cessione dell'Energia prodotta.

All'interno della Cabina di Raccolta troverà alloggiamento l'armadio di media tensione costituito da:

- scomparti per l'arrivo delle linee dalle cabine di trasformazione, costituiti da sezionatori motorizzati isolati in aria, con involucro metallico 24 kV;
- scomparti partenza linea con sezionatore di terra (risalita cavi con involucro metallico 24 kV) per la partenza verso la Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV.

5.7. IMPIANTI AUSILIARI

A servizio dell'impianto di produzione verranno installati gli impianti tecnologici necessari al suo funzionamento, tra cui:

- impianto di illuminazione;
- impianto telefonico;
- impianto di monitoraggio e telecontrollo;
- sistema di allarme antintrusione e videosorveglianza;
- sistema di allarme antincendio;

L'impianto di illuminazione sarà costituito, all'interno dei locali, da plafoniere dotate di lampade a led 2x36W. Il comando del punto luce verrà posizionato a lato della porta di ingresso.

Per l'illuminazione esterna invece l'Impianto in progetto prevede un impianto di illuminazione perimetrale predisposto su torri faro lungo il perimetro dell'impianto e della sottostazione elettrica; esso sarà costituito da:

- Tipo lampada: Proiettori LED, Pn = 250W
- Tipo armatura: proiettore direzionabile
- Numero lampade: 200;
- Numero palificazioni: 100;
- Funzione: illuminazione interno impianto notturna e anti-intrusione;
- Distanza tra i pali: circa 40 m.

Il suo funzionamento sarà **esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto**. Ciò significa che qualora dovesse verificarsi una intrusione durante le ore notturne, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori a led, installati sugli stessi pali montanti le telecamere dell'impianto di videosorveglianza. Quindi sarà a funzionamento



discontinuo ed eccezionale. Inoltre, la direzione di proiezione del raggio luminoso sarà verso il basso, senza quindi oltrepassare la linea dell'orizzonte o proiettare la luce verso l'altro.

L'impianto di illuminazione sarà conforme alle normative previste, ed in particolare a quanto riportato all'art.6 della **L.R. N.15/05 "Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico", ed in particolare al comma 1, lettere a), b), e) ed f).**

L'impianto di allarme antintrusione e videosorveglianza consisterà di barriere perimetrali e sensori di movimento installati lungo la recinzione. Inoltre, verranno installate telecamere di videosorveglianza lungo il perimetro dell'impianto ed all'interno dei locali.

L'impianto di allarme antincendio consisterà di sensori ottici per la rilevazione fumi ed installati all'interno dei locali.

Tutti questi impianti verranno realizzati, se all'interno e fabbricati generalmente con tubazioni posate a vista sulle strutture, mentre se all'esterno verranno per quanto possibile interrati. Pertanto, i materiali avranno le seguenti caratteristiche:

- Tubazioni in PVC rigido colore grigio RAL 7035 tipo pesante con Marchio Italiano di Qualità, autoestingente e con livello di isolamento come previsto dalle Norme CEI 23-8 e 23-25; dimensioni come da tabella UNEL 37118; posato a vista sulle strutture, compreso accessori di fissaggio e giunzione, con particolare riferimento ai manicotti e ai raccordi e ghiera per ottenere un grado di protezione minimo IP40 oppure IP44.
- Cassette di derivazione da esterno in resina autoestingente colore grigio, con coperchio fissato con viti e grado di protezione minimo IP557, fissate alle strutture con viti.
- Guaina flessibile in PVC autoestingente con spirale rigida in PVC, superficie interna liscia, completa di appositi raccordi fissati alla guaina mediante dadi a pressione ed alle cassette o apparecchiature con dadi filettati.
- Cavi tipo FG7(O)R, uni/multipolari flessibili in rame con isolamento in gomma HPR e guaina in resina PVC di colore grigio tipo antifiamma (non propagante l'incendio);
- Cavi tipo FROR, multipolari flessibili in rame con isolamento in PVC e guaina in resina PVC di colore grigio chiaro tipo antifiamma (non propagante l'incendio), a Norme CEI 20-20 e CEI 20-22.
- Frutti di comando del tipo protetto IP40, fissati alle strutture, tipo modulare componibile in cassette portafrutto di resina autoestingente.
- Prese CEE 17, interbloccate e con valvole fusibili, installate singolarmente o in composizione con altre, grado di protezione minimo IP44, corpo in materiale isolante autoestingente, fissaggio a parete su apposite basi componibili in materiale isolante autoestingente.
- Sezionatori e/o salvamotori ed altre apparecchiature simili in esecuzione protetta minimo IP44, altre caratteristiche come le prese CEE.

5.8. OPERE DI CONNESSIONE

Le opere di connessione alla rete, come da **STMG** proposta da Terna con preventivo di connessione – **Codice Pratica 202001508** - prevedono il *collegamento in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in “entra – esce” alle linee a 150 kV della RTN “Rotonda – SE Pisticci” e “CP Pisticci – SE Tursi”, previa razionalizzazione delle linee afferenti alla SE RTN Pisticci, previsto da Piano di Sviluppo della rete Terna (intervento 509-P Riassetto Rete Nord Calabria), e previo potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV “Pisticci – Ferrandina – Salandra”.*

5.8.1. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE

Nella Sottostazione elettrica utente avviene la raccolta dell’energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV). Essa sarà ubicata in prossimità della Stazione Elettrica Terna di Craco Peschiera.

Nello specifico, l’energia prodotta dall’impianto e raccolta nella CdR (Cabina di Raccolta) sarà convogliata (tramite linea interrata MT a 30 kV, di lunghezza pari a circa 17,25 km) nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV di nuova costruzione, in cui avverrà l’innalzamento di tensione (30/150 kV) e la successiva consegna (in AT a 150 kV) al futuro ampliamento della stazione TERNA 380/150 kV di Craco Peschiera, tramite la realizzazione di un sistema di sbarra a 150 kV che consentirà la connessione anche di altri Utenti Produttori, che quindi condivideranno il punto assegnato da Terna per la cessione dell’Energia prodotta.

Nella Sottostazione elettrica utente saranno realizzati:

- Un edificio servizi, ospitante la sala Quadri MT, la Sala Quadri BT e Sala Controllo;
- Gli stalli AT/MT, con trasformatore elevatore di Tensione BT/MT e apparecchiature elettromeccaniche.

Più in dettaglio, in essa sarà installato il trasformatore elevatore di Tensione 30/150 kV, con potenza pari a 60 MVA, munito di variatore di rapporto sotto carico (150+/- 10 x 1,25%), gruppo vettoriale YNd11, esercito con il centro stella lato AT non collegato a terra.

Saranno, inoltre, installati:

- Gruppi di Misura (GdM) dell’energia prodotta, a loro volta costituiti dagli Apparecchi di Misura (AdM) e dai trasduttori di tensione (TV) e di corrente (TA). Particolare rilievo assumono a tal proposito il punto di installazione degli AdM, il punto e le modalità di prelievo di tensione e corrente dei relativi TA e TV, la classe di precisione dei singoli componenti del GdM;
- Apparecchiature elettriche di protezione e controllo BT, MT, AT, ed altri impianti e sistemi che rendono possibile il sicuro funzionamento dell’intera installazione e le comunicazioni al suo interno e verso il mondo esterno;



- Apparecchiature di protezione e controllo dell'intera rete MT e AT;
- Area sbarre AT a 150 kV completa di apparecchiature AT per la connessione alla futura stazione di smistamento della stazione Terna di Craco Peschiera.

La sottostazione verrà inoltre dotata degli impianti ausiliari di cui ai paragrafi successivi.

Si riporta di seguito uno stralcio della planimetria della stazione. Tutti i particolari saranno dettagliati negli elaborati grafici dedicati alla SSE Utente allegati al progetto. Essa sarà condivisa con altri produttori.

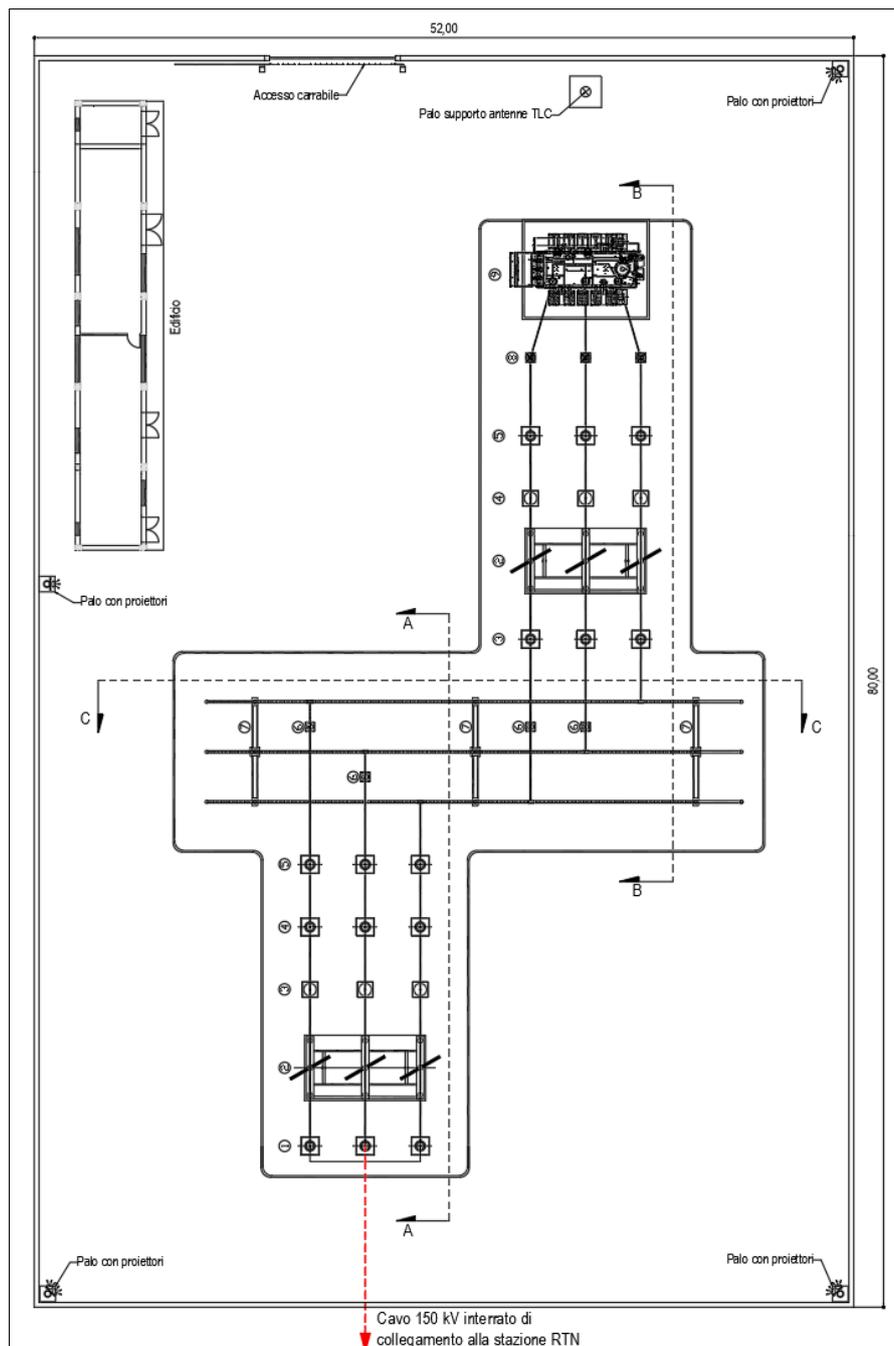


Figura 23 – Planimetria SE utente

5.8.2. L'IMPIANTO DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO

I sistemi di storage elettrochimico, più comunemente noti come batterie, sono in grado, se opportunamente gestiti, di essere asserviti alla fornitura di molteplici applicazioni e servizi di rete. Uno sviluppo sostenuto degli ESS, grazie appunto ai servizi che sono in grado di erogare verso la rete, è il fattore abilitante per una penetrazione di FRNP molto spinta, che altrimenti il sistema elettrico nazionale non sarebbe in grado di accogliere in maniera sostenibile per la rete. Una prima classificazione degli ESS (si veda anche la seguente figura) può essere fatta in base a chi eroga e/o beneficia di tali applicazioni e servizi (produttori di energia, consumatori, utility).

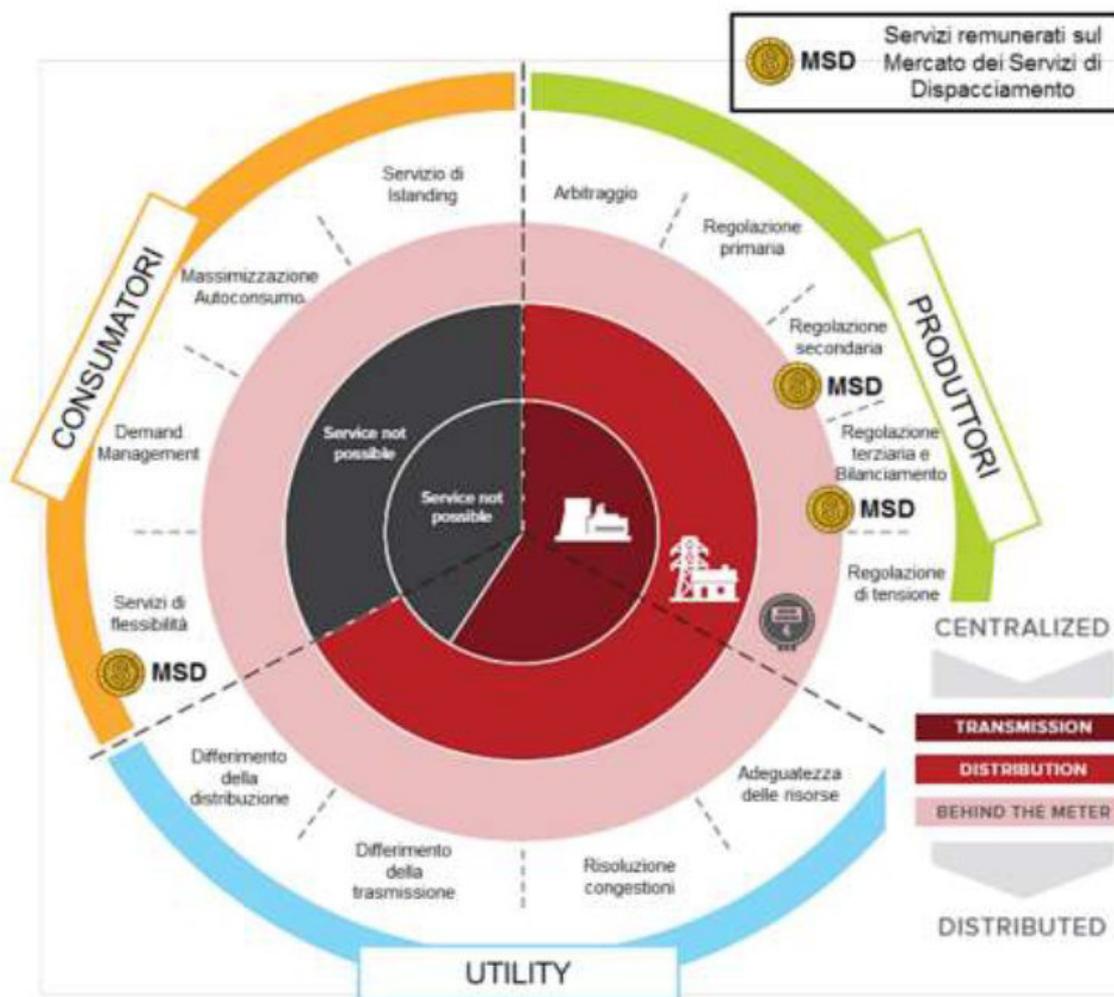


Figura 24 - classificazione degli ESS - sistemi di storage elettrochimico

Limitatamente alle applicazioni di interesse per i Produttori, vengono di seguito elencate tutte le applicazioni e i servizi di rete che possono essere erogati dalle batterie:

- Arbitraggio: differimento temporale tra produzione di energia (ad esempio da fonte rinnovabile non programmabile, FRNP) ed immissione in rete della stessa, per sfruttare in maniera conveniente la variazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica;
- Regolazione primaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata in funzione del valore di frequenza misurabile sulla rete e avente l'obiettivo di mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e fabbisogno;
- Regolazione secondaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata sulla base di un segnale di livello inviato da Terna e avente l'obiettivo di ripristinare gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma e di riportare la frequenza di rete al suo valore nominale;
- Regolazione terziaria e Bilanciamento: regolazione manuale dell'erogazione di potenza attiva effettuata a seguito di un ordine di dispacciamento impartito da Terna e avente l'obiettivo di:
 - ristabilire la disponibilità della riserva di potenza associata alla regolazione secondaria;
 - risolvere eventuali congestioni;
 - mantenere l'equilibrio tra carico e generazione.
- Regolazione di tensione: regolazione dell'erogazione di potenza reattiva in funzione del valore di tensione misurato al punto di connessione con la rete e/o in funzione di un setpoint di potenza inviato da Terna.

La tecnologia delle batterie agli ioni di litio è attualmente lo stato dell'arte per efficienza, compattezza, flessibilità di utilizzo. Un sistema di accumulo, o BESS, comprende come minimo:

- BAT: batteria di accumulatori elettrochimici, del tipo agli ioni di Litio;
- BMS: il sistema di controllo di batteria (Battery Management System);
- BPU: le protezioni di batteria (Battery Protection Unit);
- PCS: il convertitore bidirezionale caricabatterie-inverter (Power Conversion System);
- EMS: il sistema di controllo EMS (Energy management system);
- AUX: gli ausiliari (HVAC, antincendio, ecc.).

Il collegamento del BESS alla rete avviene normalmente mediante un trasformatore innalzatore BT/MT, e un quadro di parallelo dotato di protezioni di interfaccia. I principali ausiliari sono costituiti dalla ventilazione e raffreddamento degli apparati. L'inverter e le protezioni sono regolamentati dalla norma nazionale CEI 0-16. Le batterie vengono dotate di involucri sigillati per contenere perdite di elettrolita in caso di guasti, e sono installate



all'interno di container (di tipo marino modificati per l'uso come cabine elettriche). La capacità del BESS è scelta in funzione al requisito minimo per la partecipazione ai mercati del servizio di dispacciamento, che richiede il sostenimento della potenza offerta per almeno 2 ore opportunamente sovradimensionata per tener conto delle dinamiche intrinseche della tecnologia agli ioni di litio (efficienza, energia effettivamente estraibili), mentre la potenza de sistema viene dimensionata rispetto alla potenza dell'impianto fotovoltaico: Secondo la letteratura la potenza nominale del BESS risulta ottimale attorno a circa il 30% della potenza nominale dell'impianto, portando la scelta per tale progetto a **4 MW** (potenza del parco pari a **20 MWp**); La capacità della batteria per garantire il funzionamento pari a 2 h risulta: **10 MWh**.

Il sistema di accumulo sarà basato sulla tecnologia agli ioni di litio, tra queste le principali tecnologie usate nell'ambito dell'energy storage sono:

- Litio Ossido di Manganese LMO
- Litio Nichel Manganese Cobalto NMC
- Litio Ferro Fosfato LFP
- Litio Nichel Cobalto Alluminio NCA
- Litio Titanato LTO

Negli ultimi anni le due tecnologie che si stanno maggiormente affermando nell'ambito energy storage sono: Litio-Manganese-Cobalto (NMC) e Litio Ferro Fosfato (LFP), pertanto questo progetto sarà basato su queste due tecnologie. I sistemi energy storage con tecnologia al litio sono caratterizzati da stringhe batterie (denominati batteries racks) costituite dalla serie di diversi moduli batterie, al cui interno sono disposte serie e paralleli delle celle elementari. Si riporta un esempio di cella, modulo batteria e rack batterie:



Figura 25 – Cella batteria



Figura 26 – Modulo batteria



Figura 27 – Rack batterie

Dal momento che i rack batterie sono caratterizzati da grandezze elettriche continue, al fine di poter connettere tali dispositivi alla rete elettrica vi è la necessità di convertire tali grandezze continue in alternate. A tal fine il sistema di conversione solitamente utilizzato in applicazioni Energy Storage è un convertitore bidirezionale monostadio caratterizzato da un unico inverter AC/DC direttamente collegato al sistema di accumulo.

Tali convertitori possono essere installati direttamente all'interno di container oppure realizzati in appositi skid esterni, come i convertitori centralizzati utilizzati nei parchi fotovoltaici.

Il convertitore poi risulta essere connesso ad un trasformatore elevatore MT/BT al fine di trasportare l'energia in maniera più efficiente e solitamente vengono realizzati degli skid esterni comprensivi di PCS, trasformatore e celle di media tensione.

Il collegamento del sistema di accumulo avverrà mediante 4 interruttori posti nelle celle di media a 30 kV sul quadro generale di media tensione dell'impianto. I tratti di interconnessione tra i container saranno realizzati con tubi interrati, tipo corrugato doppia parete; nei punti di ingresso/uscita attraverso i basamenti dei container o tubi che saranno annegati nel calcestruzzo o tramite cavidotti. Saranno inoltre previsti pozzetti intermedi in cemento armato con coperchio carrabile, dimensioni indicative 1000x1000x800 mm

Sarà presente una sezione di bassa tensione in comune alle 4 sezioni, di alimentazione degli ausiliari 400 Vac e 230 Vac derivata dal trasformatore dei servizi ausiliari dell'impianto.

Tutti gli impianti elettrici saranno realizzati a regola d'arte, progettati e certificati ai sensi delle norme CEI EN vigenti. Le sezioni dell'impianto di accumulo saranno collegate all'impianto di terra della sottostazione tramite appositi dispersori.

Il sistema antincendio sarà progettato e certificato in conformità alla regola dell'arte e normativa vigente. Il sistema, che sarà interfacciato con la centrale di allarme presente nella sala controllo del CCGT, ha il compito di valutare i segnali dei sensori di fumo/termici e:

- allertare le persone in caso di pericolo;
- disattivare gli impianti tecnologici;
- attivare i sistemi fissi di spegnimento;

Le principali caratteristiche sono:

- i locali batterie saranno protetti da sistema di estinzione, attivato automaticamente dalla centrale antincendio in seguito all'intervento concomitante di almeno 2 sensori su 2;
- il fluido estinguente sarà un gas caratterizzato da limitata tossicità per le persone e massima sostenibilità ambientale, contenuto in bombole pressurizzate con azoto (tipicamente a 25 bar). Sarà di tipo fluoro-chetone 3M NOVEC 1230 o equivalente. La distribuzione è effettuata ad ugelli, e realizzerà l'estinzione entro 10 s;
- la centrale di rilevazione e automazione del sistema di estinzione e le bombole saranno installate in compartimento separato dal locale batterie, separato da setto REI 120;
- esternamente ai container saranno installati avvisatori visivi e acustici degli stati d'allarme, e sistema a chiave di esclusione dell'estinzione;
- saranno presenti pulsanti di allarme e specifiche procedure per la gestione delle eventuali situazioni di malfunzionamento in modo da escludere limitazioni alle attuali condizioni di sicurezza della centrale;
- nei locali elettrici non dotati di sistema di estinzione automatico (cabina elettrica) saranno previsti estintori a CO₂.

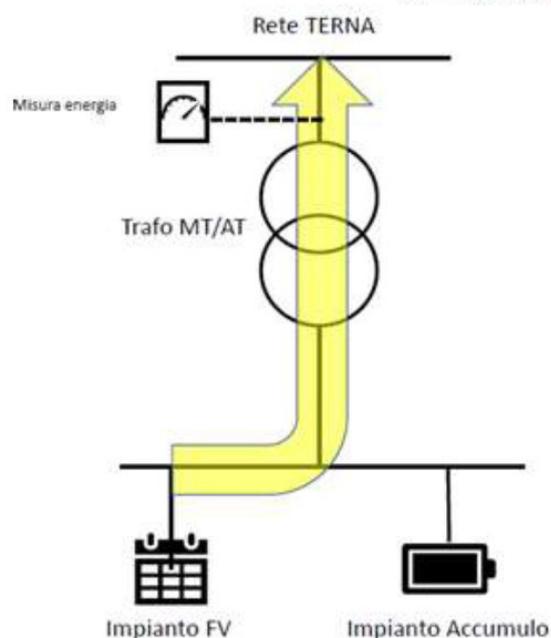
La gestione degli apparecchi che contengono gas ad effetto serra sarà conforme alle normative F-Gas vigenti.

La composizione del BESS è modulare e sarà composta da quattro sezioni base;

In totale si prevede pertanto massimo n°7 container batterie, 7 PCS e 7 trasformatori ed un common container. I quadri di media tensione che raccolgono la potenza dalle varie sezioni dell'impianto BESS raccolgono anche la potenza proveniente dai campi fotovoltaici come riportato nello schema unifilare e saranno posizionati all'interno di un container assieme alle apparecchiature ausiliarie e quadri di controllo. Il sistema di batterie, quadri elettrici e ausiliari, è interamente contenuto all'interno di cabine in acciaio galvanizzato, di derivazione da container marini per trasporto merci di misure standard 40' ISO HC (dimensioni 12,2m x 2,45m x H2,9m), opportunamente allestiti per l'utilizzo speciale. Di seguito si descrivono le diverse modalità di funzionamento previste per detto sistema di accumulo:

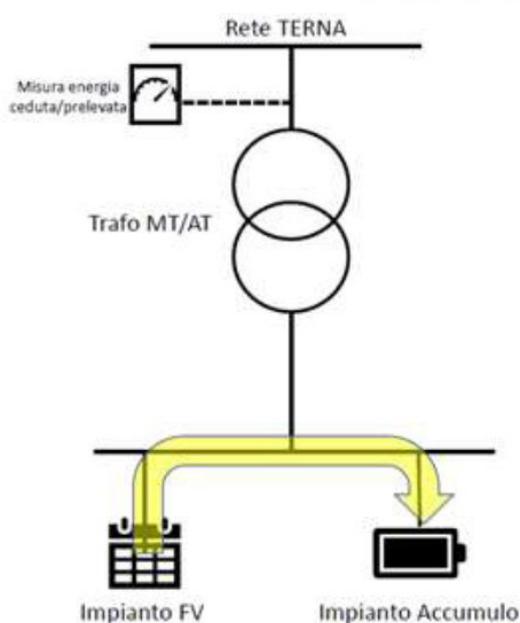


A – PRODUZIONE DA SOLA FONTE SOLARE



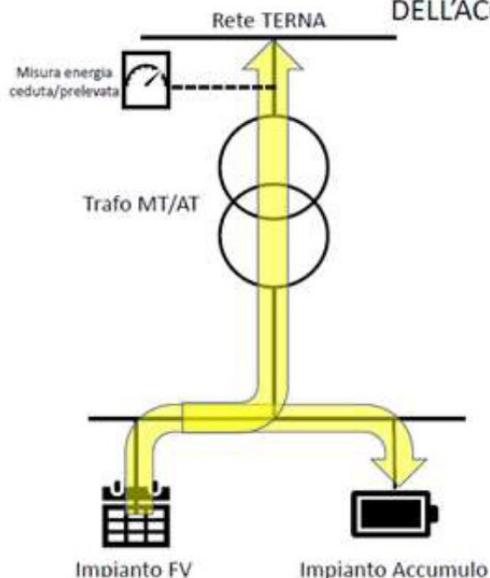
In questa modalità di esercizio, il solo impianto FV produce energia elettrica che viene ceduta alla rete TERNA per essere valorizzata sul mercato libero dell'energia e attraverso accordi con vendita dell'energia con privati (PPA)

B – RICARICA ACCUMULO DA FONTE SOLARE



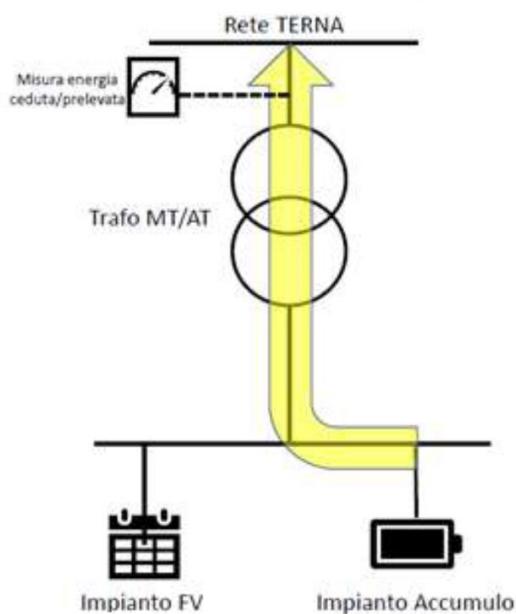
In questa modalità di esercizio, l'impianto fotovoltaico non cede l'energia prodotta da fonte solare direttamente alla rete ma la stessa viene immagazzinata nel sistema di accumulo per essere successivamente rilasciata

A/B – EROGAZIONE DI ENERGIA SOLARE IN RETE CON CONTEMPORANEA RICARICA DELL'ACCUMULO DA FONTE SOLARE



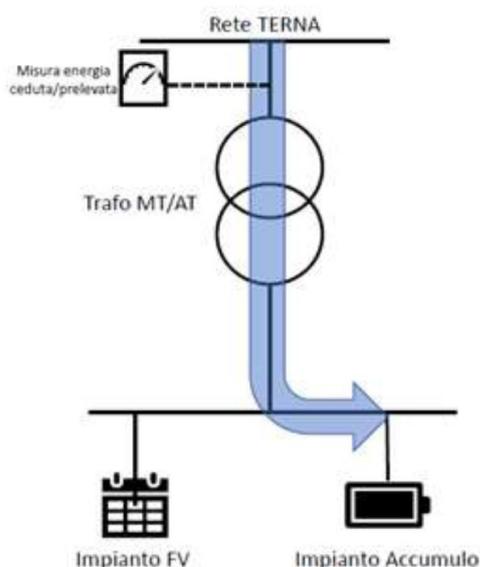
In questa modalità di esercizio, l'impianto fotovoltaico cede parte dell'energia prodotta da fonte solare direttamente alla rete e parte viene destinata alla ricarica del sistema di accumulo, per essere successivamente rilasciata

C – RILASCIO ENERGIA DA FONTE SOLARE ACCUMULATA



In questa modalità di esercizio, la batteria rilascia anche in orari differenti da quelli diurni, l'energia precedentemente immagazzinata dall'impianto fotovoltaico

D – PRELIEVO ENERGIA PER SERVIZI DI RETE

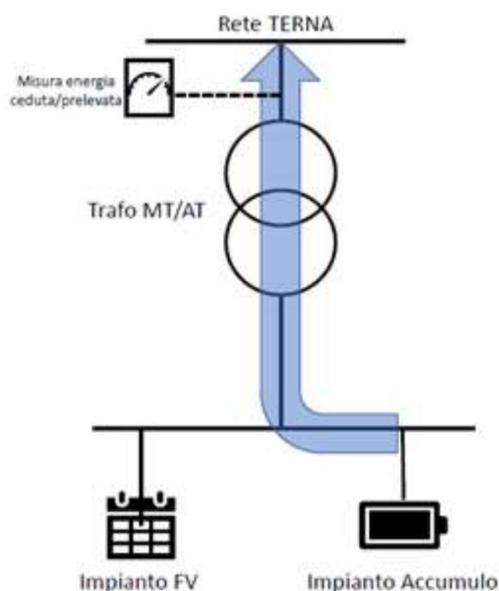


In questa modalità di esercizio, la batteria, indipendentemente dalla modalità di esercizio dell'impianto fotovoltaico, assorbe ed immette, in orari differenti, potenza dalla rete per fornire servizi di rete volti alla stabilità e bilanciamento della rete stessa, quali riserva primaria, secondaria e terziaria.

Regolazione ultra rapida di frequenza

- Regolazione primaria di frequenza
- Regolazione secondaria di potenza o regolazione frequenza/potenza
- Regolazione terziaria di frequenza
- Servizio di bilanciamento
- Regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva
- Risoluzione delle congestioni/riduzione impatto MPE

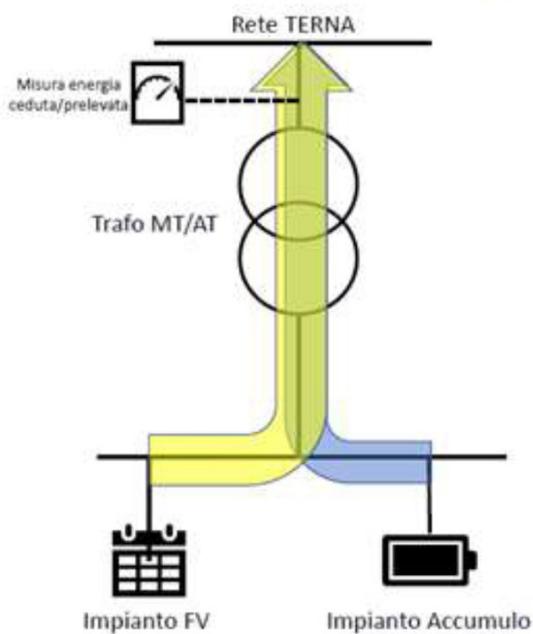
E – RILASCIO ENERGIA PER SERVIZI DI RETE



In questa modalità di esercizio, la batteria, indipendentemente dalla modalità di esercizio dell'impianto fotovoltaico, immette potenza in rete al fine di fornire i seguenti servizi quali:

- Regolazione ultra rapida di frequenza
- Regolazione primaria di frequenza
- Regolazione secondaria di potenza o regolazione frequenza/potenza
- Regolazione terziaria di frequenza
- Servizio di bilanciamento
- Regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva
- Risoluzione delle congestioni/riduzione impatto MPE

F – SERVIZI DI RETE CON PRODUZIONE IMPIANTO FV



In questa modalità di esercizio, la batteria rilascia energia alla rete per fornire i servizi di rete (vedi modalità di funzionamento E) e l'impianto FV produce energia. La potenza totale immessa in rete, in ipotesi può essere la somma delle potenze massime dei due impianti.

Figura 28 - modalità di funzionamento previste per detto sistema di accumulo

Si riporta di seguito uno stralcio della planimetria dell'impianto di accumulo.

34

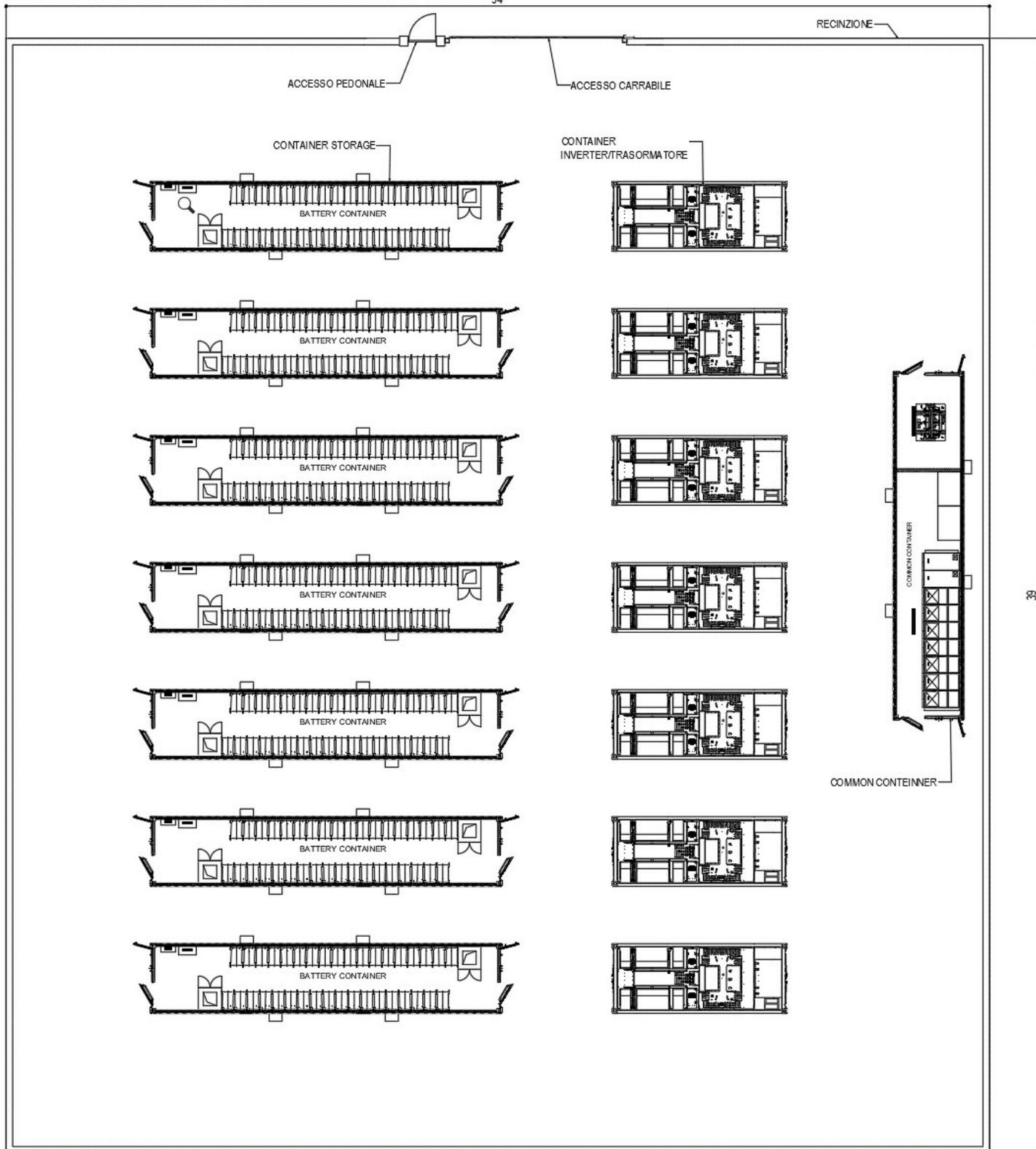


Figura 29 - Planimetria impianto di accumulo elettrochimico



6. ANALISI DEI COSTI/BENEFICI

Nel campo delle energie rinnovabili, la trasformazione dell'energia solare in elettricità costituisce uno dei settori più promettenti a livello globale, interessato in questi ultimi anni da un boom senza precedenti e che appare ben lontano dallo stabilizzarsi.

Verrà effettuata, di seguito, un'analisi dei costi di realizzazione del progetto rapportata all'analisi dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'iniziativa proposta, sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale) che a livello locale (considerando solo i flussi di benefici e costi esterni che si verificano localmente).

6.1. COSTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE

L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia è dato dalla somma dei *costi industriali e finanziari* sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (*LCOE - Levelized COst of Electricity*) e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

Il valore di LCOE sarà paragonato al prezzo di vendita dell'energia in Italia, per verificare il discostamento esistente fra il prezzo di vendita dell'energia ed il costo di produzione.

Il valore medio europeo del LCOE del fotovoltaico nel 2018 è stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility scale (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e i costi di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente.

Inoltre, tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale. In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Per l'impianto in esame si ha che l'LCOE è più basso rispetto alla media europea, in quanto l'impianto è localizzato nel sud Europa, in un'area in cui il livello di irraggiamento è di molto superiore alla media. Inoltre, le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto.

6.1.1. PREZZO DI VENDITA DELL'ENERGIA IN ITALIA

Dai grafici di seguito riportati:



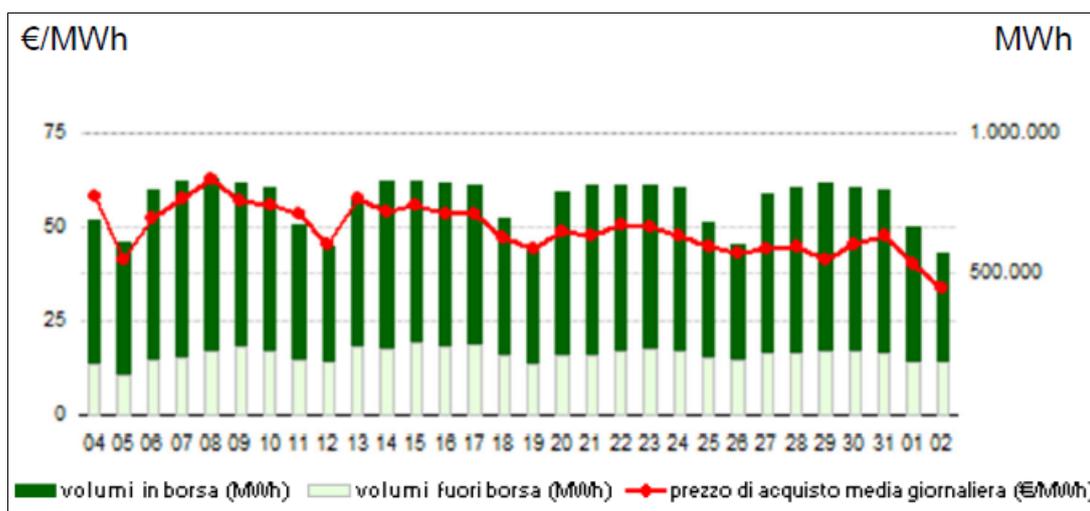


Figura 30 - Andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia – Maggio 2019

Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it

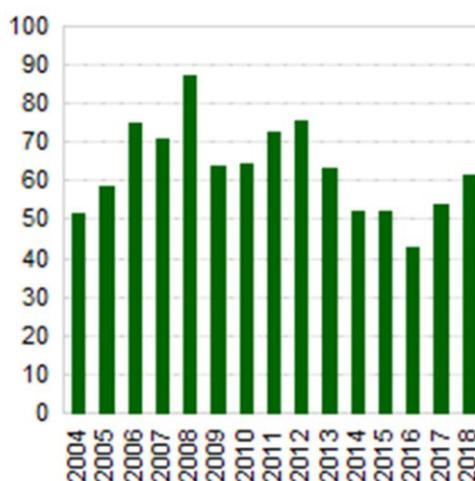


Figura 31 - PUN – Prezzo Unico Nazionale - Periodo 2004-2018

Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia in €/MWh

Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it

si evince che la **produzione di energia da fonte solare fotovoltaica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell'energia**: il prezzo medio di vendita dell'energia per il 2018, infatti, è superiore a 60 €/MWh, a fronte di un LCOE medio per il fotovoltaico che è inferiore a 59 €/MWh.

Si dice che è stata ormai raggiunta la cosiddetta “grid parity” per il fotovoltaico.

6.2. COSTI ESTERNI

In economia, un “costo esterno”, chiamato anche “esternalità”, si manifesta quando l'attività di produzione (o di consumo) di un soggetto influenza, negativamente o positivamente, il benessere di un altro soggetto, senza che chi ha

subito tali conseguenze riceva una compensazione (nel caso di impatto negativo) o paghi un prezzo (nel caso di impatto positivo) pari al costo o al beneficio sopportato/ricevuto.

I “costi ambientali”, che non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, vengono globalmente imposti alla società, in quanto sono “esternalità negative” o “diseconomie”, ed anche il solare fotovoltaico, come tutte le energie rinnovabili, ha il suo “costo ambientale”, che rappresenta perciò un “costo esterno” non considerato nel valore dell’LCOE di cui al paragrafo precedente, e che andremo a stimare.

Le esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica sono dovute a:

1. Sottrazione di suolo, in particolare sottrazione di superfici coltivabili
2. Effetti sulla Idrogeologia
3. Effetti microclimatici
4. Effetti sull’attività biologica delle aree
5. Fenomeno dell’abbagliamento
6. Impatto visivo sulla componente paesaggistica
7. Costo dismissione degli impianti

Inoltre, nella quantificazione dei costi esterni si dà anche una quantificazione monetaria alle seguenti variabili:

- emissioni generate nella costruzione dei componenti di impianto;
- residui ed emissioni generate durante la costruzione dell’impianto (utilizzo di mezzi pesanti per la costruzione e per il trasporto dei componenti, che generano ovviamente emissioni inquinanti in atmosfera;
- Ai residui ed emissioni nella fase di esercizio degli impianti (rumore, campi elettromagnetici, generazione di olii esausti);
- Ad eventi accidentali quali incidenti durante l’esercizio dell’impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Per la stima dei costi esterni associati alla produzione di energia da fonte solare sono stati condotti diversi studi, di cui si riportano i dati nella seguente tabella:

Studi condotti	Costi esterni fotovoltaico (€/MWh)
RSE, 2014	2,00
Ecofys, 2014	14,20
REN 21, 2012	7,69
ExternE, 2005	6,11
MEDIA	7,5

Pertanto, assumeremo come “costo esterno” derivante dall’impianto fotovoltaico di progetto il valore di **7,5 € per MWh** prodotto, e considerando che il nostro impianto da **19,99 Mw** ha un **valore di producibilità attesa pari a 31825 MWh/anno** di energia elettrica, si ha che i costi esterni imputabili all’impianto di progetto ammontano al seguente valore:

$$31.825.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 238.687,5 \text{ €/anno}$$

6.3. BENEFICI GLOBALI:

I principali benefici derivanti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili a livello globale consistono principalmente alla mancata emissione di CO₂ ed altri gas inquinanti che, emessi in atmosfera, sono nocivi per la salute umana, oltre a rappresentare una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico.

Nei costi esterni evitati grazie alla mancata produzione di CO₂ si considerano le esternalità connesse ai seguenti fattori:

- cambiamenti climatici;
- crescita dei costi sanitari per i cittadini;
- minor produttività dei lavoratori;
- costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi.

Per la valutazione dei benefici globali derivanti dalla mancata emissione di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica, prendiamo in considerazione:

- il costo utilizzato negli USA pari a **33 €/t di CO₂** emessa in atmosfera (come costo esterno);
- uno studio dell’ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) del 2015 che valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l’emissione di **554,6g CO₂**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In riferimento alle considerazioni sopra riportate, possiamo, quindi, considerare che per ogni kWh prodotto dall’impianto fotovoltaico in oggetto sia abbia una mancata emissione di CO₂ in atmosfera quantificabile, da un punto di vista monetario, come di seguito:

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$



L'impianto proposto ha una potenza installata di **19.990 kWp** ed una produzione annua netta attesa di circa **31825 MWh/anno**, quantificato in un beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ pari a:

$$31.825.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 572.850 \text{ €/anno}$$

Questo risultato va confrontato con il **"costo esterno"** generato dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica precedentemente quantificato in **7,5 €/MWh (0,0075 €/kWh)**, e che aveva portato al seguente risultato:

$$31.825.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 238.687,5 \text{ €/anno}$$

Con evidente bilancio positivo in termini di benefici globali.

Altri benefici globali difficilmente quantificabili in termini monetari se rapportati ad un singolo impianto, sono i seguenti:

- Riduzione del prezzo dell'energia elettrica, che è andato via via diminuendo grazie alla crescita di impianti eolici e fotovoltaici che hanno contribuito a far abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN (Prezzo Unico Nazionale);
- Riduzione del "fuelrisk" e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico, dato che la crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero;
- Esternalità evitate: oltre alla evitata emissione di CO₂ viene evitata anche l'emissione di altri agenti inquinanti quali NH₃, NO_x, NMVOC, PM e SO₂, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e danni agli edifici, e che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali;
- Ricadute economiche dirette, derivanti dal fatto che la realizzazione di iniziative quali quello in progetto generano un valore aggiunto innescando tutta la filiera di finanziamento, progettazione, esecuzione e manutenzione dell'impianto;
- Ricadute economiche indirette, quali l'aumento del PIL concretizzata con ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi;
- Possibilità del conseguimento degli obiettivi imposti dalle normative comunitarie e nazionali, grazie alla decarbonizzazione, all'aumento di competitività e all'aumento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia.

Si può concludere, quindi, che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto porterebbe benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla realizzazione dell'impianto stesso.



6.4. BENEFICI LOCALI

La realizzazione dell'impianto proposto apporterà vantaggi oltre che a livello globale, appena visti, anche a livello locale, contribuendo con opportunità sia per la Comunità locale (opportunità occupazionali) e sia per l'Amministrazione Comunale (introiti derivanti dall'IMU, ad esempio).

Gli introiti del Comune di Stigliano, in quanto Amministrazione, sono riconducibili al contributo IMU derivante dalla realizzazione dell'impianto.

Facendo una stima di massima quantificata in un introito pari a € 1.000 per ogni ettaro occupato dall'impianto si ha che:

$$26 \text{ ha} \times 1000 \text{ €/ha} = 26.000 \text{ €/anno} \quad (\text{INTROITO IMU})$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata in 10.000 €/MWp ogni anno.

Assumendo, cautelativamente, che solo il 20% (2.000 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), si ha una stima di massima cautelativa di un ulteriore vantaggio economico per il territorio quantificato in:

$$19,99 \text{ MWp} \times 2.000,00 \text{ €/MWp} = 39.980 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo pari a circa **616.000 €/MWp**.

Considerando, ancora in maniera cautelativa, che, di questi, il 15% (ovvero 92.400 €/MWp) sia a guadagno di imprese locali, avremmo complessivamente un introito di:

$$19,99 \text{ MWp} \times 92.400 \text{ €/MWp} = 1.847.076 \text{ €}$$

Non considerando (in via cautelativa) alcun tasso di attualizzazione, e spalmando guadagni di realizzazione sopra calcolati sui 30 anni di esercizio dell'impianto ipotizzati, si ha che:

$$1.847.076 \text{ €} / 30 \text{ anni} = 61.569,2 \text{ €/anno}$$

Inoltre, se si ipotizza che per la gestione operativa di un impianto da **19.99 MWp**, necessita l'assunzione di almeno **4 operatori** che, con cadenza giornaliera, si rechino presso l'impianto, e che queste maestranze debbano essere necessariamente del posto, si ha una ricaduta economica sul territorio quantificabile in circa **100.000 € /anno**.



Infine, ci sono i benefici ci sono quelli legati soprattutto alle attività di consulenza, quali servizi tecnici di ingegneria, servizi di consulenza fiscale, che tipicamente possono essere affidati a tecnici locali e non, che non andiamo a quantificare.

In definitiva, abbiamo la seguente quantificazione dei benefici locali:

	BENEFICI LOCALI (€/anno)
<i>IMU</i>	26.000
<i>Manutenzione impianto</i>	39.980
<i>Lavori di costruzione</i>	61.569
<i>Assunzioni per gestione operativa impianto</i>	100.000
TOTALE €/ anno)	227.549

Nella tabella seguente si riporta il confronto riassuntivo tra la quantificazione dei costi esterni, dei benefici globali e dei benefici locali, ribadendo, peraltro, che i benefici globali e locali sono sicuramente sottostimati:

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
238.687,5 €/anno	572.850 €/anno	227.549 €/anno

Tabella 2 – Analisi costi/benefici

Dalle stime effettuate sin ora espone, e dal confronto dei valori riportati in tabella, si può concludere che il bilancio costi – benefici, sia a livello globale che a livello locale, riferito all'impianto in progetto, è positivo.

6.5. RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI

Abbiamo sin ora visto che la realizzazione dell'Impianto proposto apporterà vantaggi sia a livello globale che a livello locale, contribuendo, a livello globale, al raggiungimento degli obiettivi mondiali, europei e nazionali di "risparmio" di emissioni nocive nell'atmosfera e di decarbonizzazione, e contribuendo, a livello locale, con opportunità occupazionali e di introiti per l'Amministrazione Comunale (in termini di IMU, ad esempio).

In una visione globale del comparto, l'associazione Elettricità Futura stima un aumento di occupati nel settore delle fonti rinnovabili dal 2019 al 2030 di 37.000 unità.



Al momento, la maggior parte degli addetti è impiegato nel settore della manutenzione del parco fotovoltaico esistente, ma ci si aspetta un'ulteriore crescita del settore in seguito alla discesa del costo degli impianti e quindi della realizzazione dei primi impianti in "grid parity", quindi anche senza la presenza di incentivi pubblici.

Le figure professionali più richieste appartengono a tre tipologie:

- Tecnici dotati di forte professionalità, per le attività di progettazione e sviluppo delle iniziative;
- Impiegati commerciali, per la vendita sul mercato retail di impianti per l'autoconsumo;
- Operai per la manutenzione e gestione degli impianti.

Secondo un'analisi del Worldwatch Institute, l'occupazione diretta creata per ogni miliardo di kWh prodotto da fonte fotovoltaica è di 542 addetti, mentre quella creata, per la stessa produzione di elettricità, dal nucleare e dall'utilizzo del carbone (compresa l'estrazione del minerale) è, rispettivamente, di 100 e 116 addetti.

La ricaduta positiva non si limita alla sola occupazione, dovendo considerare anche i proventi per i proprietari terrieri dall'utilizzo delle aree, i benefici per gli utenti dovuti ai miglioramenti infrastrutturali connessi all'iniziativa (strade, reti elettriche) e le imposte che l'attività genererà per l'erario.

Il rapporto benefici/costi ambientali è perciò nettamente positivo dato che il rispetto della natura e l'assenza totale di scorie o emissioni fanno dell'energia solare la massima risposta al problema energetico in termini di tutela ambientale.

Nel progetto in questione, per la fase di cantiere si stima di utilizzare, compatibilmente con il quadro economico di progetto e per le varie lavorazioni, le seguenti categorie professionali:

- lavori di preparazione del terreno e movimento terra: ruspisti, camionisti, gruisti, topografi, ingegneri/architetti/geometri;
- lavori civili (strade, recinzioni, cabine): operai generici, operai specializzati, camionisti, carpentieri, saldatori;
- lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine): elettricisti, operai specializzati, camionisti, ingegneri;
- montaggio supporti pannelli: topografi, ingegneri, operai specializzati, saldatori;
- opere a verde: vivaisti, agronomi, operai generici.

Anche l'approvvigionamento dei materiali ad esclusione delle apparecchiature complesse, quali pannelli, inverter e trasformatori, verrà effettuato per quanto possibile nel bacino commerciale locale dell'area di progetto.

Successivamente, durante il periodo di normale esercizio dell'impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza. Altre figure verranno impiegate occasionalmente a chiamata al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto. La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

7. DISPONIBILITÀ DELLE AREE

Le aree sulle quali sorgerà l'impianto fotovoltaico di progetto rientrano nella disponibilità della Proponente, *Rinnovabili Sud Due S.r.l.*, in forza del *contratto di opzione per la costituzione di diritto di superficie su terreno agricolo* sottoscritto tra la Società proponente ed i proprietari del terreno interessato. Per le particelle interessate dalle opere e dalle infrastrutture connesse all'impianto si rimanda all'elaborato "Piano Particellare di Esproprio" allegato al progetto.

8. TERRE DA SCAVO

Il progetto, come specificato in dettaglio nell'elaborato "Piano preliminare di utilizzo in sito terre e rocce da scavo", è previsto che circa l' 80% del materiale rinvenente dagli scavi, sarà riutilizzato in cantiere, ed il restante 20% sarà inviato a centri di recupero.

Inoltre, è prevista la produzione di rifiuti, in particolare asfalto, che sarà inviato presso discarica autorizzata. In fase di progettazione esecutiva, previ accordi commerciali, si identificheranno le cave attive più vicine da utilizzare sia per il reperimento degli inerti necessari alla realizzazione delle opere, che per lo smaltimento e/o recupero del materiale rinvenente dagli scavi.

9. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

Il Piano di Dismissione è il documento che descrive il processo di dismissione di tutte le attività e fornisce una quantificazione dei relativi costi inerenti alle attività di dismissione e le modalità di gestione del materiale dismesso, utilizzando le più recenti modalità di smaltimento e privilegiando il recupero e riciclo dei materiali, da svolgersi a "fine vita impianto", per riportare lo stato dei luoghi alla condizione ante-operam.

Tuttavia, al termine della vita utile dell'impianto agri-voltaico, l'attività agricola non cesserà, per cui alcune opere, quali la recinzione, l'impianto di video sorveglianza ed illuminazione, la viabilità interna, potrebbero non essere rimosse.



L'impianto sarà dismesso trascorso il periodo di autorizzazione all'esercizio previsto dalle normative di settore ed in particolare dalla regione **Basilicata**, seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili nelle seguenti fasi:

- *Smantellamento impianto fotovoltaico e cavidotto;*
- *Smantellamento Sottostazione Utente (SSE):*

Alcune opere, quali la recinzione, l'impianto di video sorveglianza e di illuminazione, la viabilità interna, potrebbero non essere rimosse, in quanto potrebbero risultare utili alla futura destinazione d'uso dei terreni interessati.

Per maggiori dettagli, si rimanda alla relazione "Piano di dismissione e ripristino" e relativo computo metrico.

10. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

Ad opere di realizzazione dell'impianto ultimate, i terreni eventualmente interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Nel dettaglio, tali operazioni interesseranno le superfici destinate all'area principale di cantiere, ove sarà ripristinata tutta la superficie interessata, ed altre superfici quali le aree interessate dal deposito dei materiali rivenienti dagli scavi e dai movimenti materie.

Le opere di ripristino consisteranno nelle seguenti operazioni:

- Rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia preesistente;
- Finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- Idonea preparazione del terreno per l'attecchimento;
- Eliminazione dalla superficie della pista e/o dell'area provvisoria di lavoro, ogni residuo di lavorazione o di materiali;
- Ripristino del regolare deflusso delle acque di pioggia attraverso la rete idraulica costituita dalle fosse campestri, provvedendo a ripulirle ed a ripristinarne la sezione originaria;
- Ripristinare la naturale pendenza originaria del terreno al fine di evitare ristagni.



11. MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE

Il progetto di impianto fotovoltaico proposto è il risultato di scelte di localizzazione, di soluzioni tecniche e di valutazioni ambientali che assicurano un corretto inserimento nel territorio compatibilmente al contesto in cui si inserisce. Inoltre, sono state previste delle misure compensative atte a mitigare gli eventuali impatti residui della costruzione, esercizio e dismissione dell'impianto sulle varie componenti ambientali caratterizzanti l'area d'intervento, fra cui alcune saranno adottate prima che prenda avvio la fase di cantiere, mentre altre saranno adottate durante la realizzazione ed altre ancora durante la fase di esercizio del parco fotovoltaico.

Riportiamo di seguito le misure di mitigazione che, nella fattispecie, saranno adottate:

- *protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui*, al fine di evitare possibili contaminazioni dovute a dispersioni accidentali che si potrebbero verificare durante la costruzione ed il funzionamento dell'impianto:
qualora durante la costruzione dell'impianto e durante il suo funzionamento, si verificasse spargimento di combustibili o lubrificanti, sarà asportata la porzione di terreno contaminata e trasportata alla discarica autorizzata più vicina; le porzioni di terreno contaminate saranno definite, trattate e monitorate con i criteri prescritti dalla Parte Quarta del D.Lgs 152/06; inoltre, durante il funzionamento dell'impianto si effettuerà un'adeguata gestione degli oli e degli altri residui dei macchinari, che saranno poi consegnati ad un ente autorizzato per adeguato trattamento;
conservazione del suolo vegetale: in seguito alle operazioni di scavo o scoticamento per rendere pianeggianti le aree di cantiere, il terreno asportato sarà stoccato in cumuli non più alti di due metri e protetti con teli impermeabili per evitare la dispersione del suolo in caso di intense precipitazioni, di modo da poterlo successivamente riutilizzare come ultimo strato di riempimento sulle aree in cui saranno eseguiti i ripristini, al fine di evitare la perdita delle proprietà organiche e biotiche;
- *trattamento degli inerti*: il materiale inerte prodotto, sarà riutilizzato per il riempimento di scavi, per la pavimentazione delle strade di servizio e per il livellamento ove necessario. Gli inerti eventualmente non riutilizzati saranno conferiti alla discarica autorizzata per inerti più vicina, avendo cura di non creare quantità di detriti incontrollate e di non abbandonare materiali da costruzione o resti di escavazione in prossimità delle opere.
- *ripristino dell'area interessata al termine delle attività di costruzione*: Prima della messa in esercizio dell'impianto, a chiusura cantiere, le aree interessate dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o per lo stoccaggio dei materiali saranno ripristinati, ricreando la geomorfologia pre-esistente dell'area;
- *integrazione paesaggistica delle strutture*: l'inserimento dell'impianto nel contesto ambientale sarà mitigato dall'adozione di diverse misure di mitigazione: verrà rispettata la maglia dei territori agricoli esistenti, il reticolo idrografico e la viabilità interpodereale esistente; sono state previste fasce arboree a

verde come mitigazione ambientale e visiva che schermano l'impianto; esso è concepito in modo da assecondare la morfologia e l'andamento naturale del terreno, non occupa alvei dei corsi d'acqua presenti e non interferisce con il naturale deflusso delle dinamiche idrauliche presenti; alla base della recinzione è previsto uno spazio per il transito della piccola fauna.

Per tutto quanto sinora esposto, si può asserire, pertanto, a conclusione, che l'impianto in progetto proposto non produce impatti cumulativi significativi e/o negativi sull'ambiente circostante.

