

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

**A5
RELAZIONE TECNICA dell'IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**

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. OGGETTO	3
3. DATI GENERALI DEL PROPONENTE	3
4. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA E PRODUCIBILITÀ ATTESA	5
4.1. LOCALIZZAZIONE GEOGRAFICA E RADIAZIONE SOLARE	5
4.2. ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA.....	6
5. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI	13
5.1. DESCRIZIONE DELLE OPERE DI PROGETTO	14
5.2. CRONOPROGRAMMA DELLE LAVORAZIONI.....	19
6. OPERE CIVILI	20
6.1. APPRONTAMENTO AREE DI CANTIERE	20
6.2. FABBRICATI	20
6.3. STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI	23
6.4. PREPARAZIONE DEL TERRENO SULL'AREA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	26
6.5. PREPARAZIONE DEL TERRENO DELLA STAZIONE E RECINZIONI	27
6.6. VIABILITÀ	27
6.7. CAVIDOTTI	27
6.8. REGIMAZIONE IDRAULICA	28
6.9. RECINZIONI	29
6.10. IMPIANTI DI TRATTAMENTO DELLE ACQUE E VASCHE DI RACCOLTA	30
7. OPERE ELETTRICHE	32
7.1. MODULI FOTOVOLTAICI	32
7.2. INVERTER FOTOVOLTAICI	34
7.3. TRASFORMATORI	36
7.4. CAVIDOTTI MT INTERNI	37
7.5. CAVIDOTTO MT ESTERNO.....	37
7.6. CABINA DI RACCOLTA	37
7.7. IMPIANTI AUSILIARI.....	38
7.8. OPERE DI CONNESSIONE	39
7.8.1. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE	40
7.8.2. L'IMPIANTO DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO	42
8. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI	52
9. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	52
10. RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI	54



INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Gruppo Società proponente	4
Figura 2 – Mappa della radiazione solare totale annuale di Italia e localizzazione sito di interesse progettuale	5
Figura 3 - Rendimento atteso	12
Figura 4 – Ortofoto di insieme e particolari dell’area di impianto e delle opere di connessione, con legenda	16
Figura 5 – Stralcio Area di impianto di generazione su CTR	17
Figura 6 – Layout impianto	18
Figura 7 - Vasca di fondazione in CAV.....	21
Figura 8 - Cabine in CAV	22
Figura 9 - Schema strutture di sostegno tipo fisso	24
Figura 10 – Sezione pannello fotovoltaico su supporto fisso.....	25
Figura 11 – Stralcio Particolare costruttivo supporto fisso	25
Figura 12 – Stralcio Particolare costruttivo tracker	26
Figura 13 - Sezione tipo - viabilità interna	27
Figura 14 - Tipico posa cavidotto su terreno.....	28
Figura 15 - Tipico recinzione perimetrale area impianto di generazione	29
Figura 16 - Tipico recinzione perimetrale SE utente ed impianto di generazione.....	30
Figura 17 – Stralcio Scheda tecnica Pannello FV da 600 Wp.....	33
Figura 18 – Caratteristiche tecniche inverter – moduli su strutture fisse	35
Figura 19 – Caratteristiche tecniche inverter – moduli su tracker.....	36
Figura 20 – Planimetria SE utente.....	41
Figura 21 – Cella batteria	44
Figura 22 – Modulo batteria.....	44
Figura 23 – Rack batterie.....	45
Figura 24 - Planimetria impianto di accumulo elettrochimico	51
Tabella 1 - Dati società proponente.....	3
Tabella 2 – Analisi costi/benefici	58



1. PREMESSA

Il presente elaborato descrive il progetto per 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; 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 si sviluppa su un'area di complessivi circa 26 ettari nel territorio di Stigliano con opere connesse in comune di Craco. 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 dell'impianto di generazione.

2. OGGETTO

L'impianto fotovoltaico di progetto ha lo scopo di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile tramite l'installazione di moduli fotovoltaici su strutture sia fisse che ad inseguimento solare, per una potenza complessiva di 19,99 MWp, con un'estensione pari a circa 26 ha di terreno.

3. DATI GENERALI DEL PROPONENTE

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



L'energia rinnovabile è al centro del lavoro svolto dagli esperti del Gruppo VSB dal 1996. La piccola società di ingegneria si è gradualmente evoluta in un'azienda internazionale, che oggi opera con molte società di servizio e di scopo affiliate, quali la Rinnovabili Sud Tre s.r.l., e da molte sedi nazionali e internazionali.

L'acronimo *VSB* rappresenta le parole latine per Vento, Sole e Bio-energia: Ventus, Sol, energia Biologica. Queste sono le Business Areas del Gruppo VSB ed è questo che guida la Società e le sue SPV affiliate dal 1996. Il motto di VSB e delle sue società di scopo è quello che si basa sulla volontà di usare le risorse naturali: in qualità di azienda indipendente leader, esse contribuiscono a creare un approvvigionamento energetico compatibile con l'ambiente e a risparmio di risorse. Il punto di forza della società è nello sviluppo e nella realizzazione di progetti di alta qualità dal punto di vista tecnico ed economico, investendo in un futuro verde, con particolare attenzione all'energia eolica e solare.

Le soluzioni proposte per le energie rinnovabili sono caratterizzate da:

- L'utilizzo delle più recenti tecnologie;
- I più alti standard qualitativi;
- Coinvolgimento regionale e partner rinomati;
- Miglioramento continuo del servizio

Il Gruppo VSB - VSB Holding GmbH – e le sue società operano in Germania, Francia, Polonia, Romania, Finlandia, Italia, Irlanda e Tunisia, e lavorano in stretta collaborazione per sfruttare tutte le sinergie, curando tutti gli aspetti progettuali e realizzativi di un'opera, con approfondita conoscenza a livello globale e locale, dalla consulenza, progettazione e sviluppo alla realizzazione, gestione e repowering, con l'ausilio di competenze, idee innovative e professionalità.

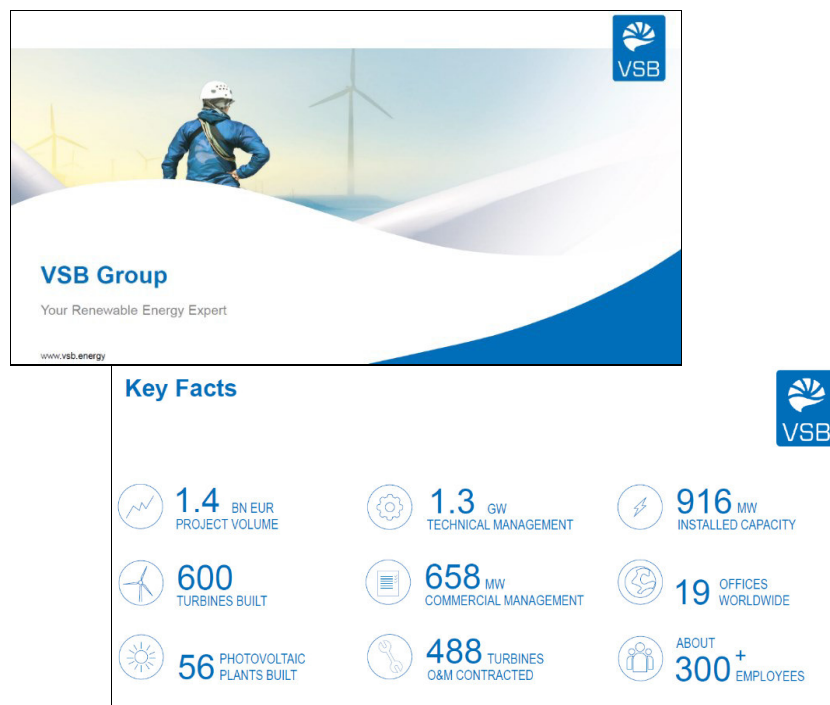


Figura 1 - Gruppo Società proponente

4. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA E PRODUCIBILITÀ ATTESA

4.1. LOCALIZZAZIONE GEOGRAFICA E RADIAZIONE SOLARE

La zona di interesse progettuale è ubicata nel territorio del Comune di Stigliano, a ridosso delle SP4 ed SP103 in località Cucifoglio.

Nello specifico, il sito di installazione del parco fotovoltaico di progetto si trova a 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, sito ad una altitudine di circa 200 m s.l.m..

La zona interessata è caratterizzata da un alto irraggiamento, che rende il sito particolarmente adatto ad applicazioni di tipo fotovoltaico. L'irraggiamento è la quantità di energia solare incidente su una superficie unitaria in un determinato intervallo di tempo, e dipende dalla latitudine del luogo, crescendo quanto più ci si avvicina all'equatore; è influenzato, infine, dalle condizioni meteorologiche locali (temperatura, nuvolosità, ecc..).

Per il Comune di Stigliano, la radiazione solare si attesta intorno ai 1600 kilowatt/m², corrispondente ad una produzione annua per kilowatt picco di 1421 kWh/1kWp, valori che fanno sì che la zona interessata sia particolarmente adatta a questa tipologia di impianti.

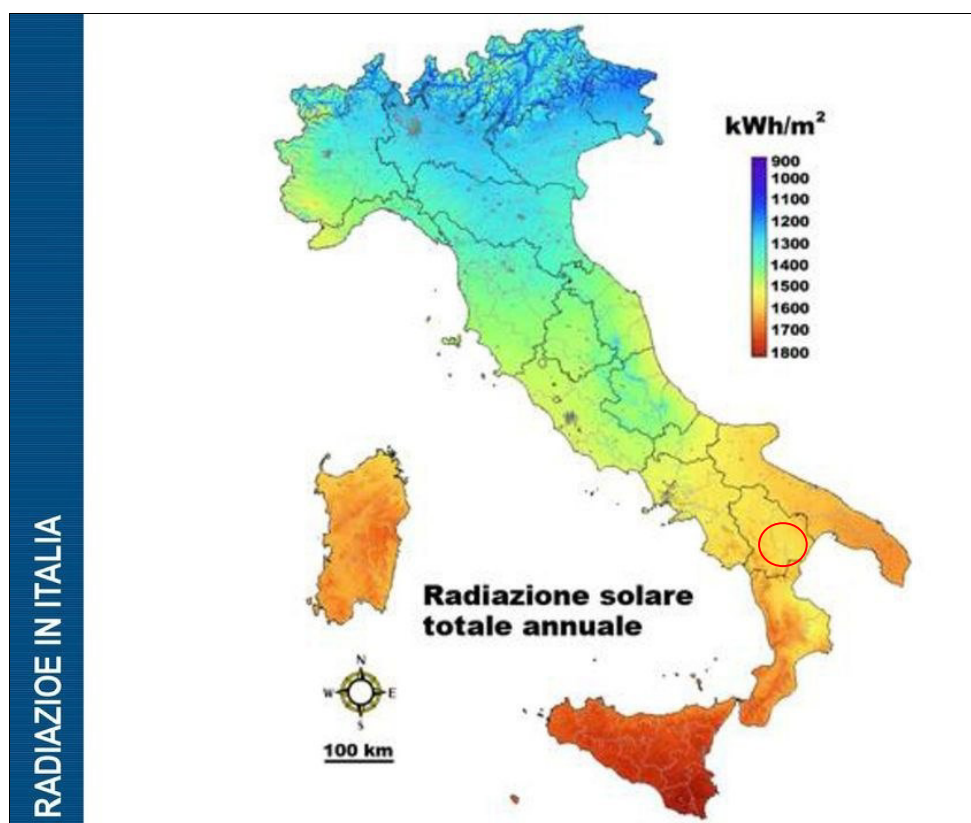


Figura 2 – Mappa della radiazione solare totale annuale di Italia e localizzazione sito di interesse progettuale

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.

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.

Per l'impianto di progetto, in particolare, è previsto l'utilizzo di moduli fotovoltaici della più moderna tecnologia, sia su supporto del tipo fisso rivolti verso sud, sia su supporto ad inseguimento solare (tracker), massimizzando così la radiazione solare incidente sulla propria superficie. Inoltre, si inserirà nel contesto territoriale di interesse rispettandone le caratteristiche e la naturalità: l'installazione dei pannelli fotovoltaici 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.

4.2. 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			
Orientation		Sheds configuration	Models used
Fixed plane		No 3D scene defined	Transposition Perez
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		Diffuse Perez, Meteonorm
			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

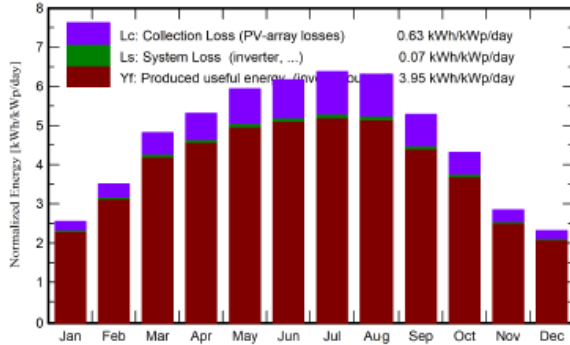
System Production

Produced Energy 13571 MWh/year

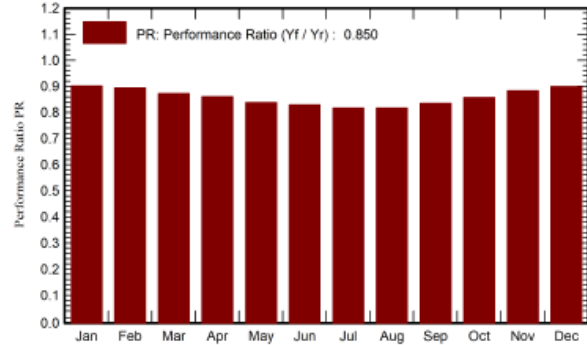
Specific production
Performance Ratio PR

1443 kWh/kWp/year
84.95 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



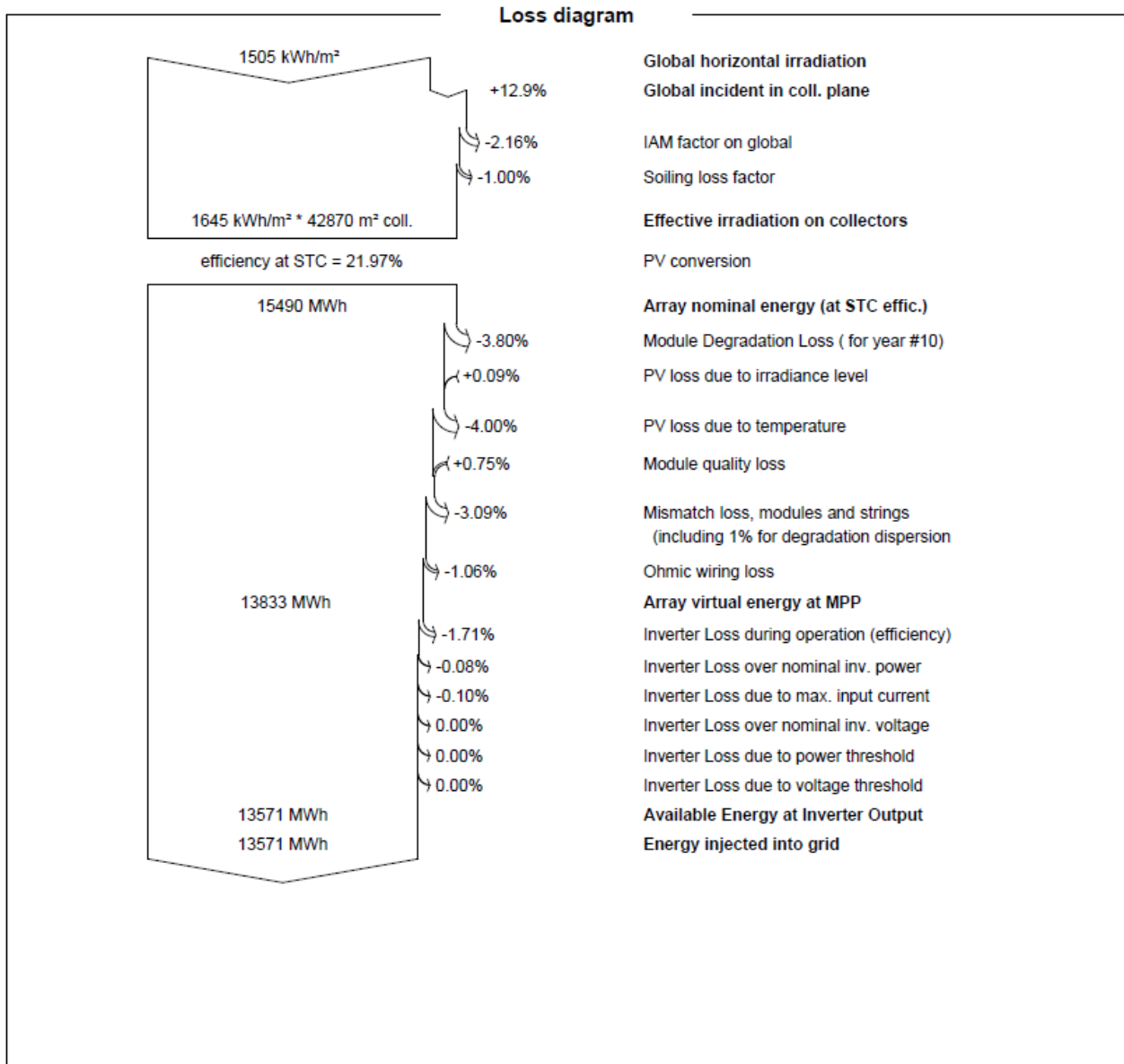
Balances and main results

	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
- 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





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 m²	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/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

18254 MWh/year

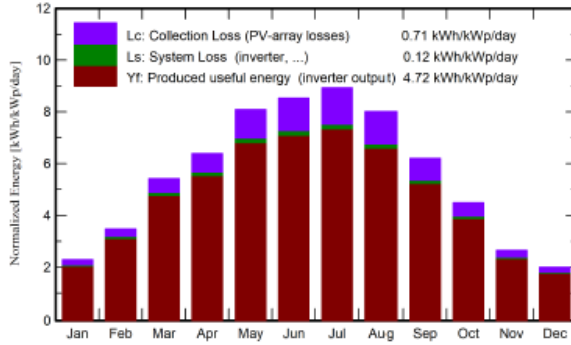
Specific production

1724 kWh/kWp/year

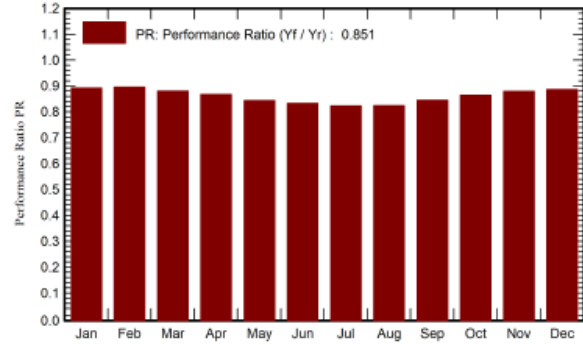
Performance Ratio PR

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



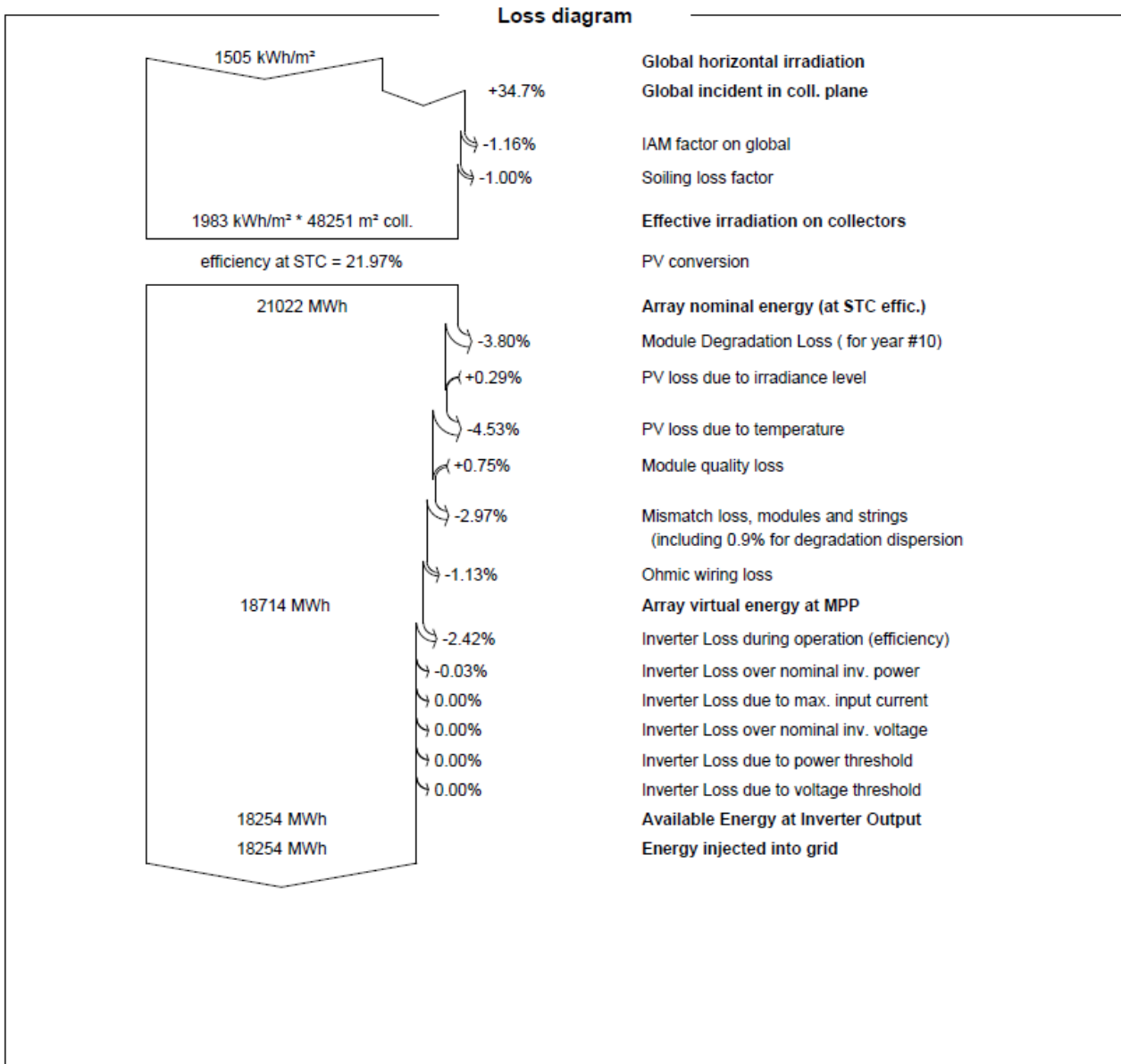


Figura 3 - Rendimento atteso

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



5. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI

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., oltre alla realizzazione/installazione dell'impianto fotovoltaico nel senso stretto del termine. Per quest'ultimo, 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.

Pertanto, la realizzazione del progetto, nella sua totalità delle opere, prevede una serie articolata di lavorazioni che sono complementari fra di loro, e che possono essere sintetizzate mediante una sequenza di fasi di lavorazione che risulta determinata dall'evoluzione logica, ma non necessariamente temporale.

1. *Fase iniziale: "Cantierizzazione"* dell'area, attraverso, innanzitutto, rilievi in sito e, successivamente, la realizzazione delle piste d'accesso alle aree del campo fotovoltaico. Subito dopo si realizzerà l'allestimento dell'area di cantiere recintata, ed il posizionamento dei moduli di cantiere. In detta area di cantiere, sin da questa fase iniziale sarà garantita una fornitura di energia elettrica e di acqua;
2. Realizzazione delle strade interne all'impianto (perimetrali e trasversali alla direzione N-S) e delle piazzole antistanti le cabine elettriche;
3. Realizzazione degli Scavi per le platee di fondazione delle cabine elettriche;
4. Regimazione delle acque;
5. Trasporto delle componenti dell'impianto (moduli fotovoltaici, strutture di sostegno, cabine elettriche prefabbricate) e posa in opera ed assemblaggio dei componenti interni;
6. Tracciamento della posizione dei pali di sostegno delle strutture metalliche dei moduli fotovoltaici;
7. Montaggio strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici mediante l'infissione diretta dei pali di sostegno delle stesse, a mezzo di idoneo mezzo battipalo;
8. Realizzazione dei cavidotti interrati sia di Media Tensione (MT a 30 kV) che di Bassa Tensione (BT);
9. Montaggio moduli Fotovoltaici e collegamenti elettrici;
10. Realizzazione cavidotto MT esterno
11. Realizzazione recinzione ed impianto illuminazione;
12. Opere di dismissione cantiere e ripristino e mitigazione ambientale: il trasporto a rifiuto degli inerti utilizzati per la realizzazione del fondo delle aree di lavoro e posa di terreno vegetale allo scopo di favorire l'inerbimento e comunque il ripristino delle condizioni ante operam;
13. Collaudi elettrici e Start Up dell'Impianto;
14. Messa a dimora di siepi e reperimento di materiale vegetale per la riqualificazione delle fasce ad uso colturale.



Parallelamente alle fasi descritte, saranno condotte le lavorazioni di realizzazione della Sottostazione Elettrica Utente afferente alle opere di connessione, dell'impianto di accumulo elettrochimico e delle altre opere indispensabili alla connessione (ampliamento SE terna e cavidotto di collegamento alla SE utente).

5.1. 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 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

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.

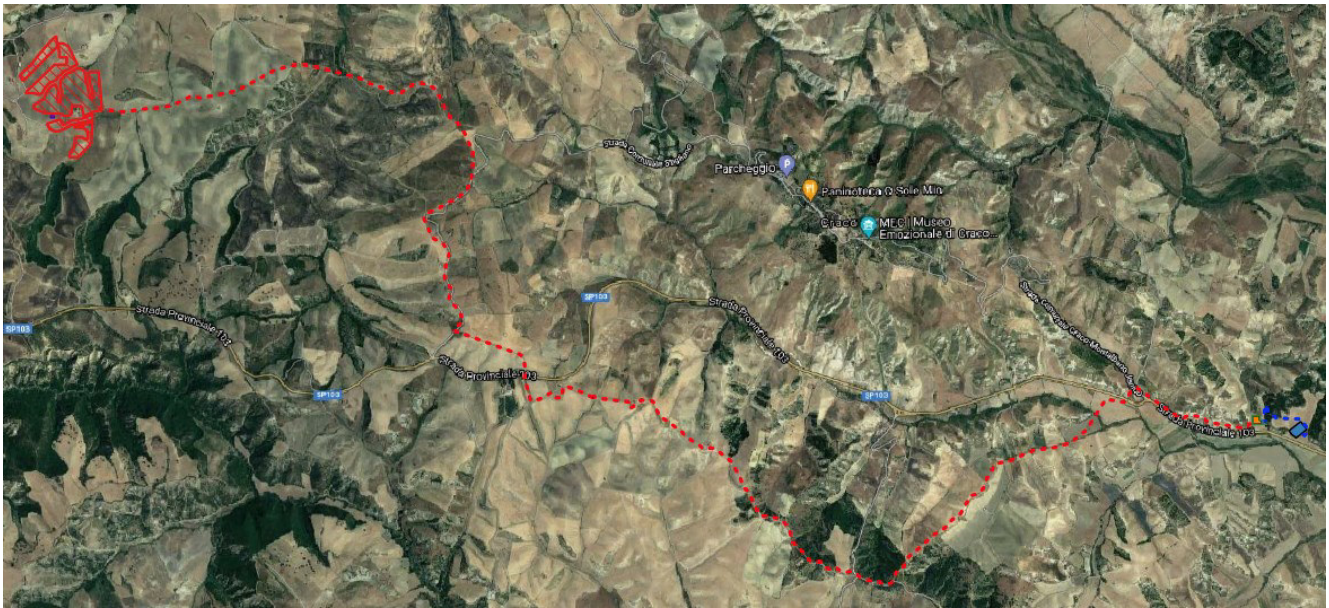
Dalle stringhe, l'energia prodotta viene trasportata nella **Cabina di Raccolta (CdR)**, posizionata all'interno dell'impianto.

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 descritte nel paragrafo 6.

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



- ✓ Opere Impianto
- ✓ Area impianto fotovoltaico
- ✓ Impianto di accumulo elettrochimico
- ✓ Accesso SE
- ✓ Cabina di raccolta
- ✓ Cavidotto esterno MT
- ✓ Cavidotto AT
- ✓ SE Utente
- ✓ SE Terna
- ✓ Viabilità esistente

Figura 4 – Ortofoto di insieme e particolari dell’area di impianto e delle opere di connessione, con legenda

Si riporta di seguito uno stralcio dell'area di impianto di generazione.

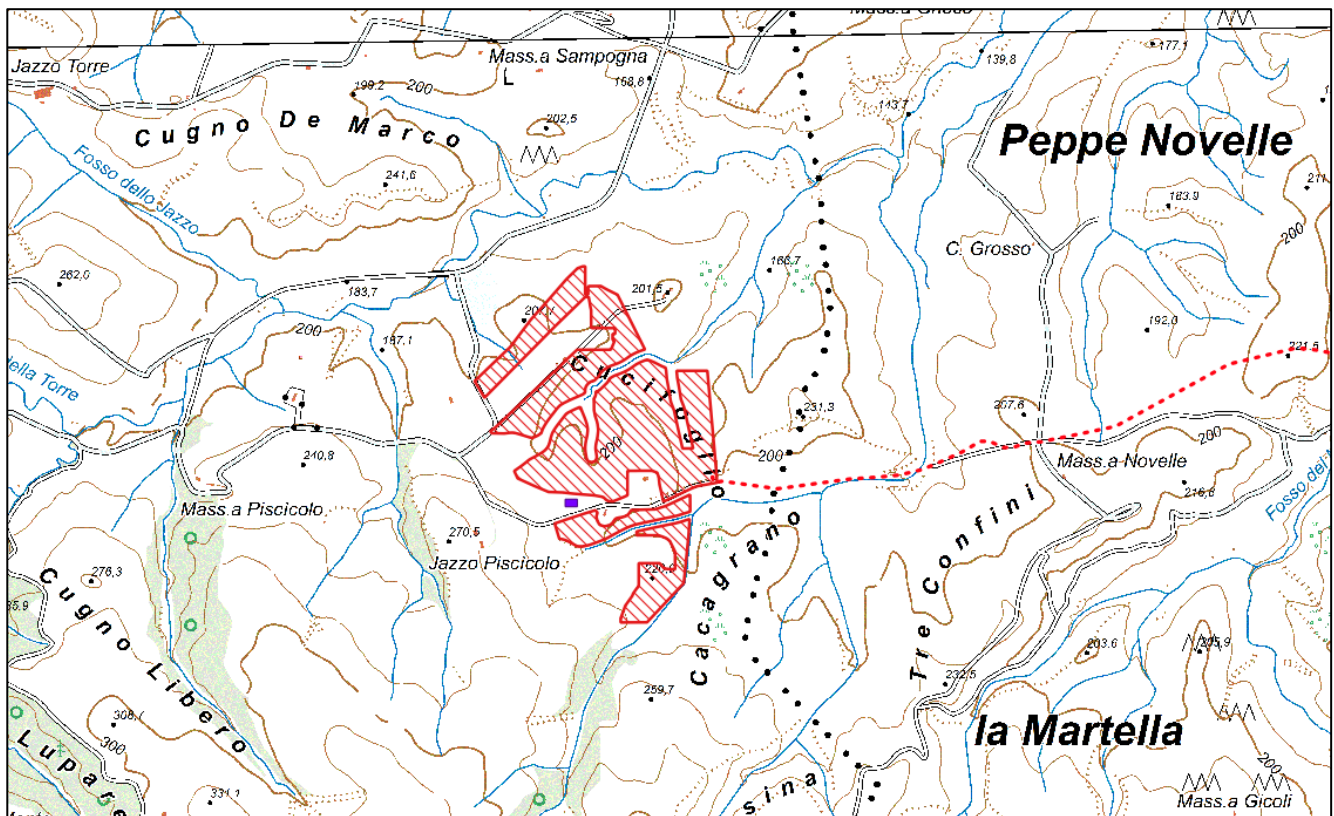
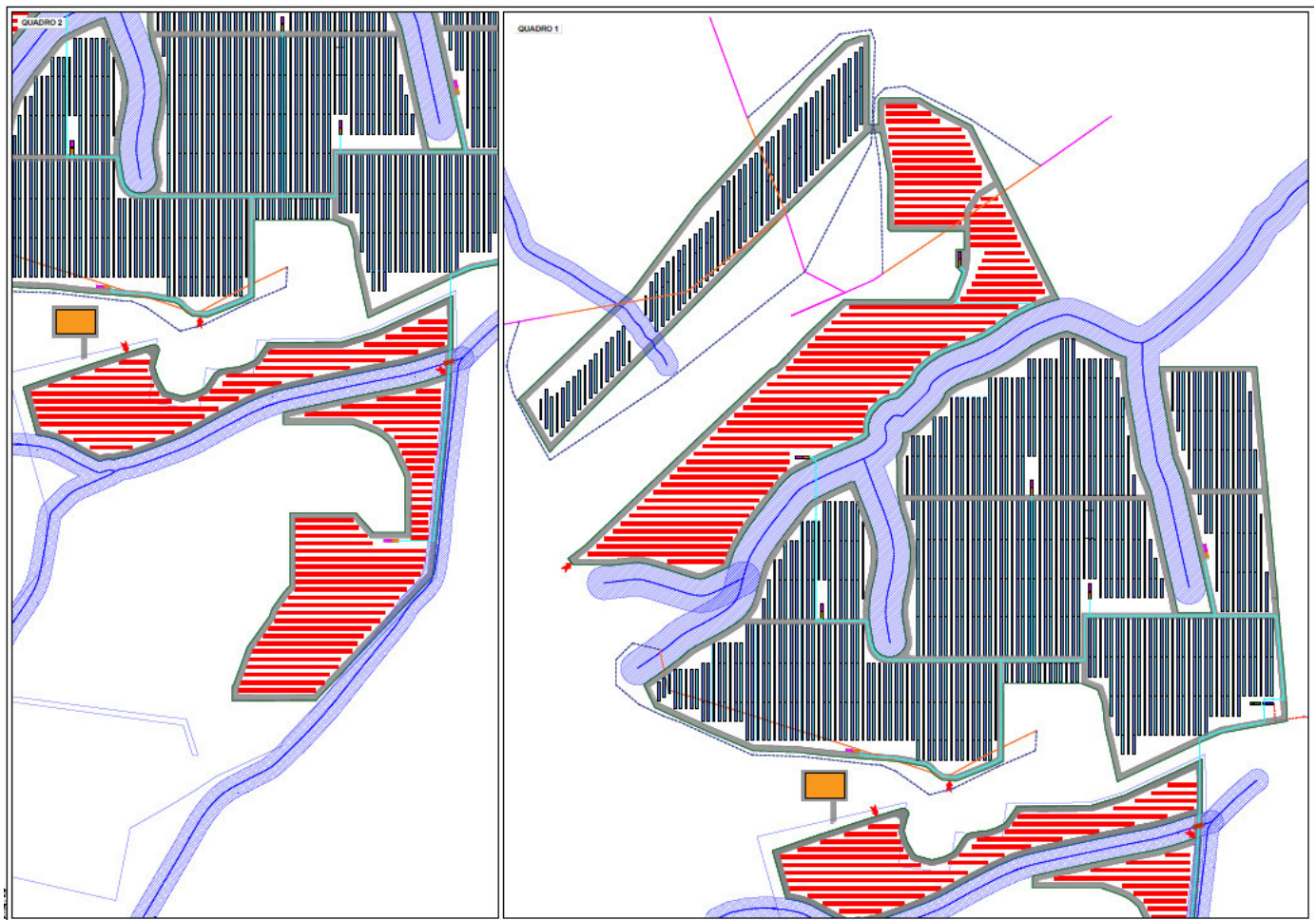


Figura 5 – Stralcio Area di impianto di generazione su CTR

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 10 m o di 15 m dai fossi/impluvi, e comunque al di fuori delle aree inondabili.



LEGENDA	
	Cabina di raccolta
	Cabina trasformazione
	Cabina inverter
	Locale Guardiania
	Moduli fotovoltaici su struttura fissa
	Moduli fotovoltaici su tracker
	Recinzione perimetrale
	Viabilità interna di progetto
	Cavidotto media tensione interno all'impianto
	Cavidotto media tensione esterno
	Tratto Elettrodotta aereo esistente da dimettere ed interrare
	Elettrodotta aereo esistente
	Tratto Elettrodotta aereo esistente da interrare
	Cancello - Ingresso
	Fossi/impluvi con fascia di rispetto (15 m)
	Fossi/impluvi con fascia di rispetto (10 m)
	Tombino
	Impianto di accumulo elettrochimico

Figura 6 – Layout impianto

5.2. CRONOPROGRAMMA DELLE LAVORAZIONI

La costruzione dell'impianto sarà avviata immediatamente dopo l'ottenimento dell'Autorizzazione Unica, previa redazione del progetto esecutivo, insieme con i lavori di connessione.

Si stima una durata del cantiere di circa 12 mesi, comprendendo il commissioning, ovvero la fase dei collaudi e prove.

Tale previsione è suscettibile di variazioni, conseguenti della reale forza lavoro che sarà disponibile in fase esecutiva di cantiere.

Si riporta di seguito il cronoprogramma dei lavori:

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO FOTOVOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI Località Cucifoglio e Macchiosa in Comune di Stigliano (Mt)	
TOTALE SETTIMANE	48
TOTALE GIORNI NATURALI E CONSECUTIVI	334
CRONOPROGRAMMA	
SETTIMANE	
LAVORAZIONI	0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48
Cantierizzazione	■
Preparazione del terreno	■
Preparazione della viabilità	■
Realizzazione basamenti e predisposizione locali tecnici	■
Opere di regimentazione delle acque	■
Posa dei pannelli fotovoltaici	■
Realizzazione Sottostazione AT	■
Realizzazione cavidotti interrati	■
Realizzazione collegamenti elettrici	■
Realizzazione recinzione e impianto illuminazione	■
Dismissione cantiere e ripristini ambientali	■
Verifiche di connessione	■
Aviamento del parco fotovoltaico	■
Collaudo del parco fotovoltaico	■
TOTALE GIORNI LAVORATIVI	245
Legenda lavorazioni: ■ Lavorazioni	Il presente cronoprogramma dei lavori riporta una ipotesi di avanzamento delle lavorazioni; La valutazione tiene in considerazione una presenza variabile di operai e ditte all'interno del cantiere. Per il montaggio dei pannelli si prevede l'utilizzo in contemporanea di più gruppi di circa 10 operatori ciascuno IL CRONOPROGRAMMA È DA CONSIDERARE PURAMENTE INDICATIVO IN QUANTO IN ESSO SONO RIPORTATI I SOLI GIORNI NETTI LAVORATIVI SUDDIVISI IN SETTIMANE COSTITUITE DA 5 GIORNI LAVORATIVI SU 7. Tutte le attività lavorative, fatta eccezione ove specificamente indicato, sono da eseguirsi in orario diurno.



6. 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, viabilità interna, scavi trincee per cavidotti ecc.

Nei paragrafi di seguito si descrivono le opere civili necessarie alla realizzazione dell'impianto.

6.1. 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, allo stesso tempo, 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.

6.2. 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 elettrosaldato 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 e 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 mezzeria. 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 7 - Vasca di fondazione in CAV



Figura 8 - Cabine in CAV

Si precisa che in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni differenti in merito alla tipologia delle cabine; 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 grecate, 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 allegate 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 antintrusione 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.

6.3. 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.

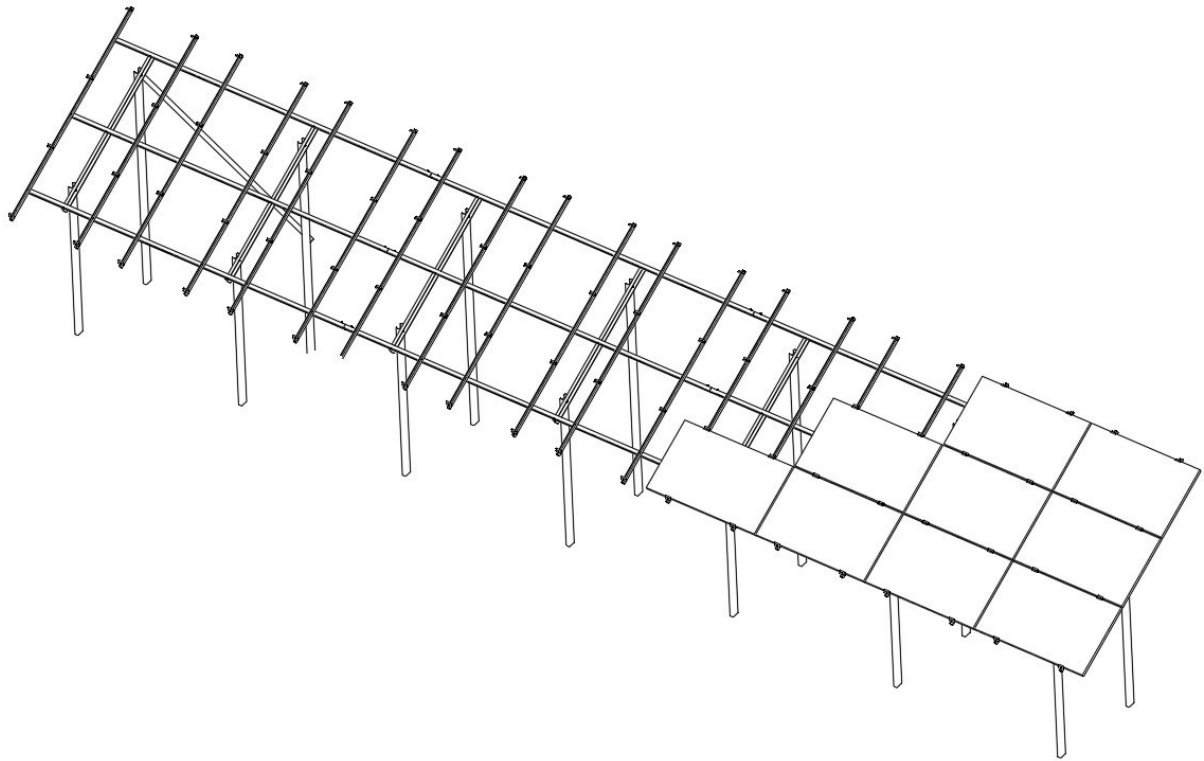


Figura 9 - Schema strutture di sostegno tipo fisso

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.

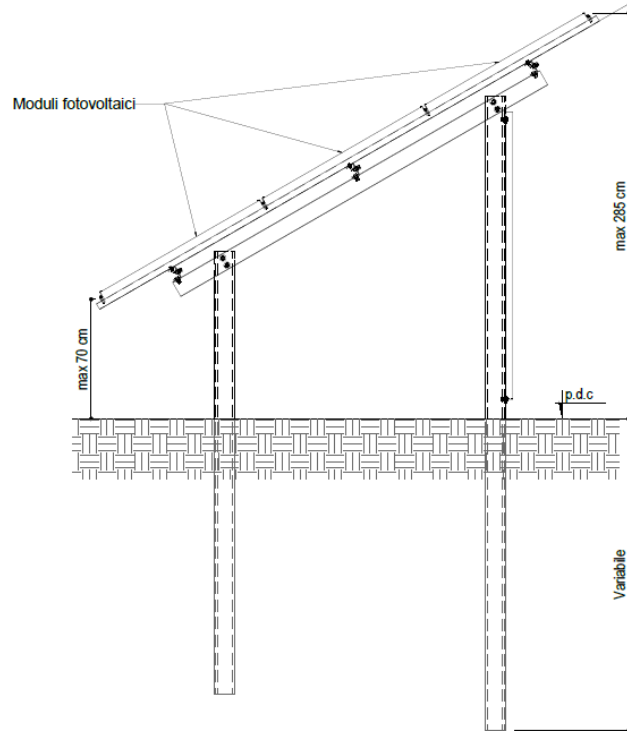


Figura 10 – Sezione pannello fotovoltaico su supporto fisso

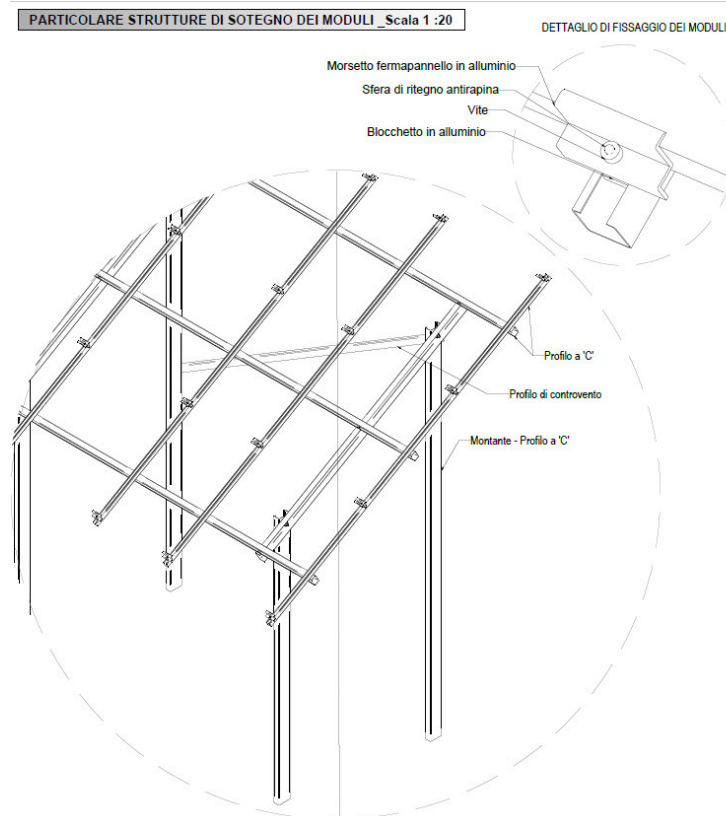


Figura 11 – Stralcio Particolare costruttivo supporto fisso

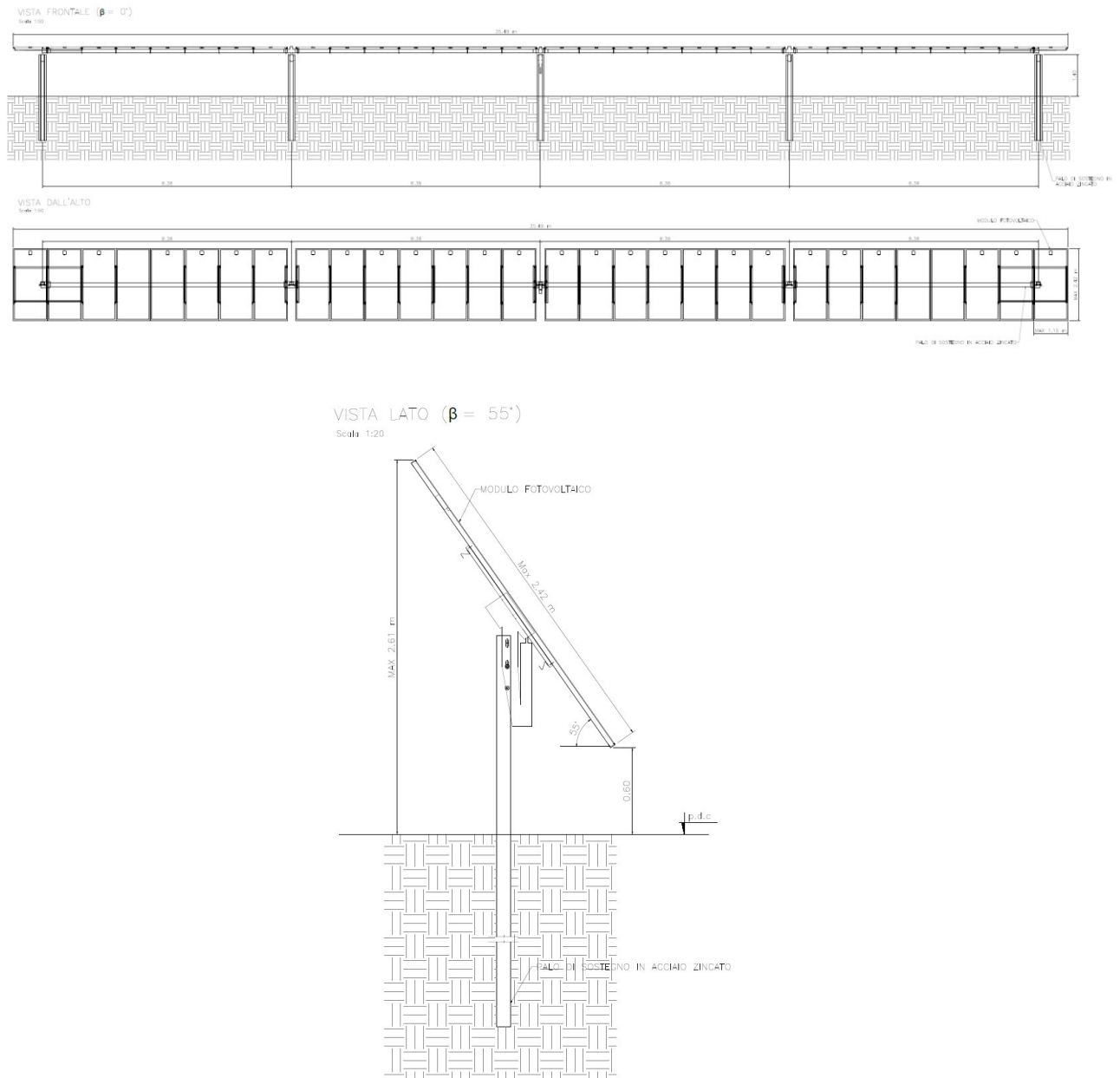


Figura 12 – Stralcio Particolare costruttivo tracker

6.4. 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 pannelli 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'.

6.5. 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.

6.6. 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.

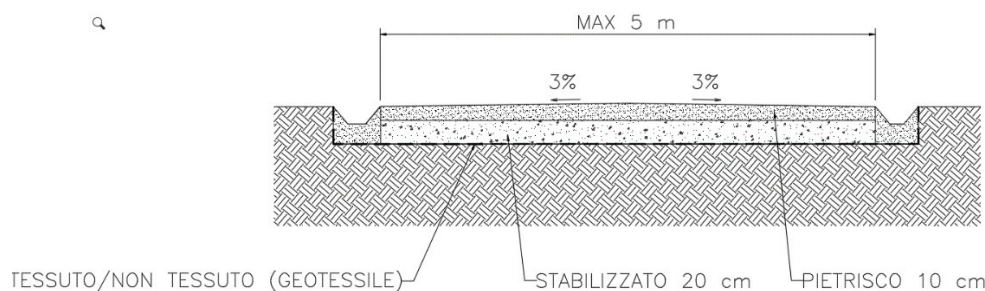


Figura 13 - Sezione tipo - viabilità interna

6.7. CAVIDOTTI

La posa dei cavidotti in MT di collegamento tra le cabine inverter e di trasformazione interne alle stringhe dei sottocampi fotovoltaici fino alla cabina di raccolta e poi da queste verso la SE di Utenza verranno posati effettuando degli scavi in trincea. Gli scavi per le trincee per la posa dei cavi MT saranno effettuati con uno scavo a sezione obbligata, fino alla profondità di 1,2 metri; successivamente sarà depositato uno strato di sabbia oppure il terreno stesso proveniente dallo scavo. Dopo la posa del cavo, lo scavo verrà riempito con lo stesso terreno di risulta; ad una profondità dello scavo di circa 1 metro verrà posto un nastro segnalatore. A distanza opportuna, lungo il percorso del cavidotto,

verranno posti dei pozzetti di ispezione, al fine di poter ispezionare il cavidotto ed effettuare le manutenzioni eventualmente necessarie durante la vita utile dell'impianto fotovoltaico. Il percorso del cavidotto potrà essere segnalato con dei cartelli appositi piantati lungo il tracciato. Il residuo del rinterro del cavidotto verrà riutilizzato o smaltito in discarica secondo quanto previsto dalla relazione terre e rocce da scavo.

Per la connessione alla SE utente, sarà realizzato un cavidotto esterno nel quale verranno alloggiati due terne di cavi. Tale cavidotto sarà realizzato in TOC in caso di interferenze con altri cavidotti, metanodotto e con il reticolo idrografico. Si riporta di seguito il tipologico per la posa di due terne di cavi su terreno.

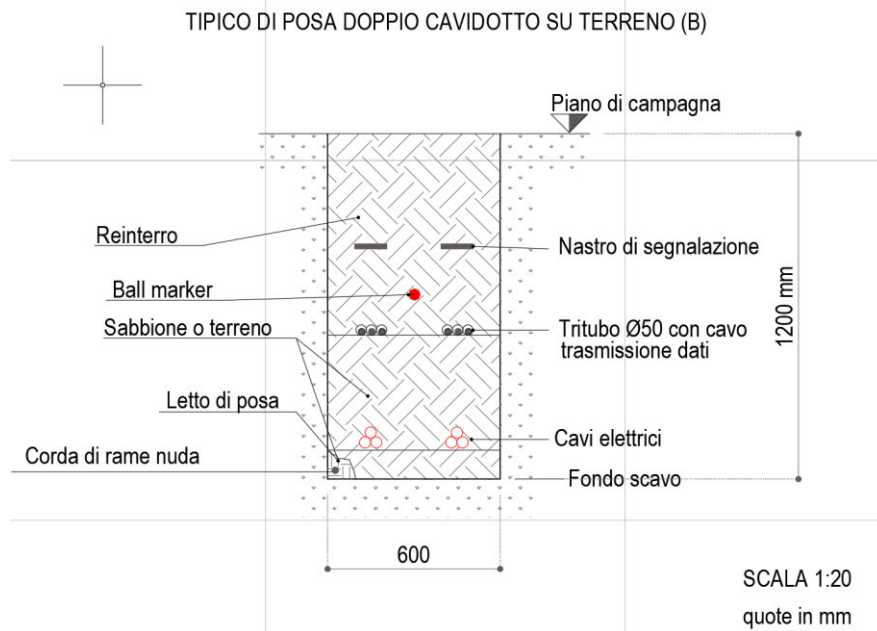


Figura 14 - Tipico posa cavidotto su terreno

La posa dei cavidotti BT avverrà con le stesse modalità descritte sopra. Tali cavidotti collegheranno i quadri di parallelo delle stringhe alle cabine di conversione (inverter).

6.8. 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.

6.9. 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:

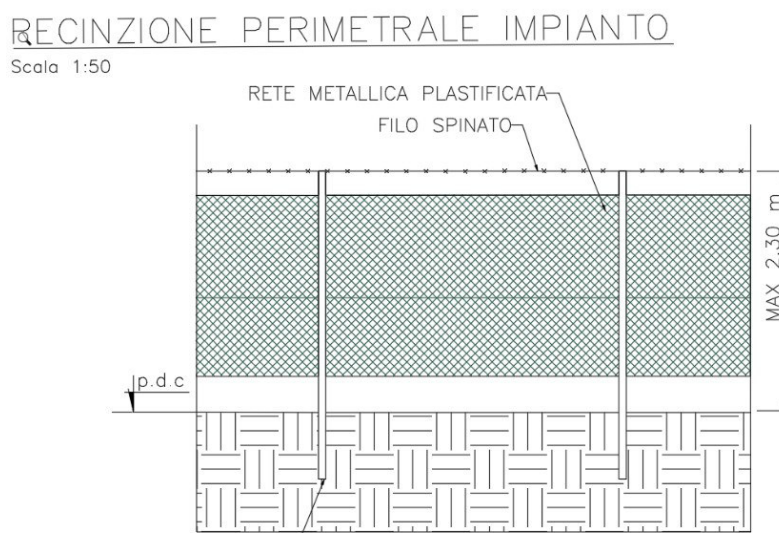


Figura 15 - Tipico recinzione perimetrale area impianto di generazione

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.

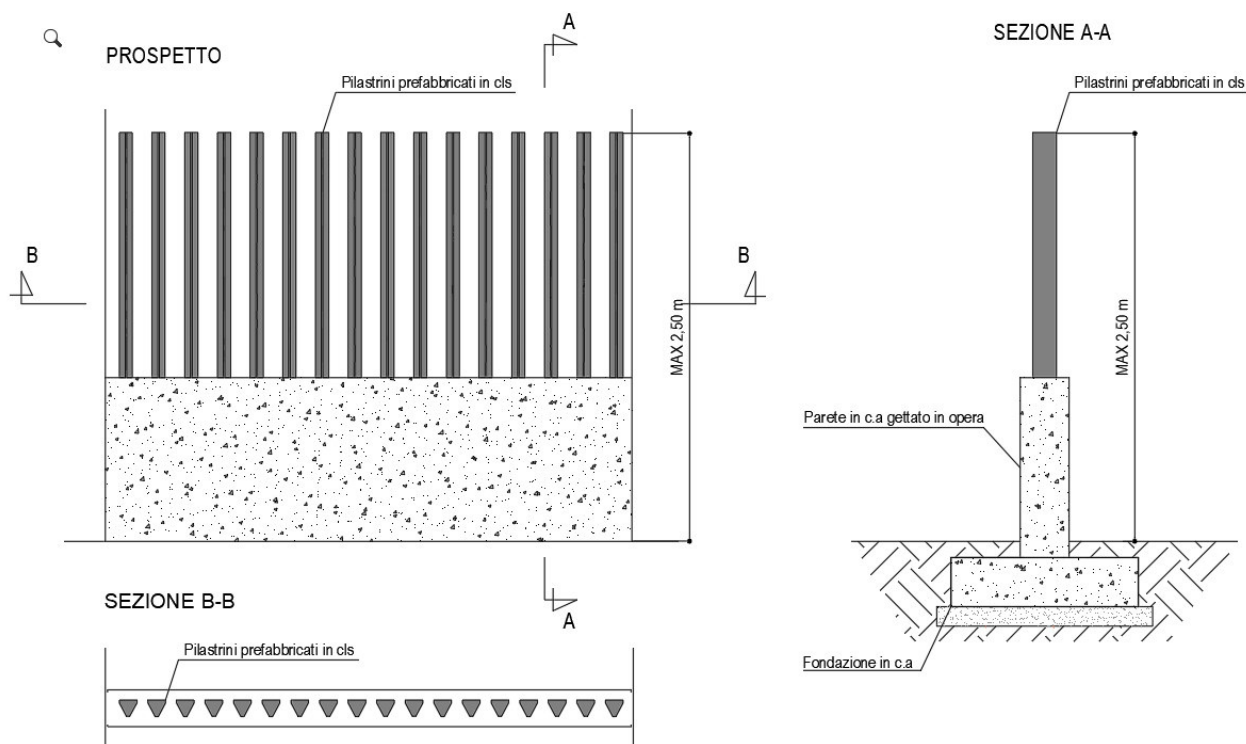


Figura 16 - Tipico recinzione perimetrale SE utente ed impianto di generazione

6.10. 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.



7. OPERE ELETTRICHE

7.1. 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
Serie 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

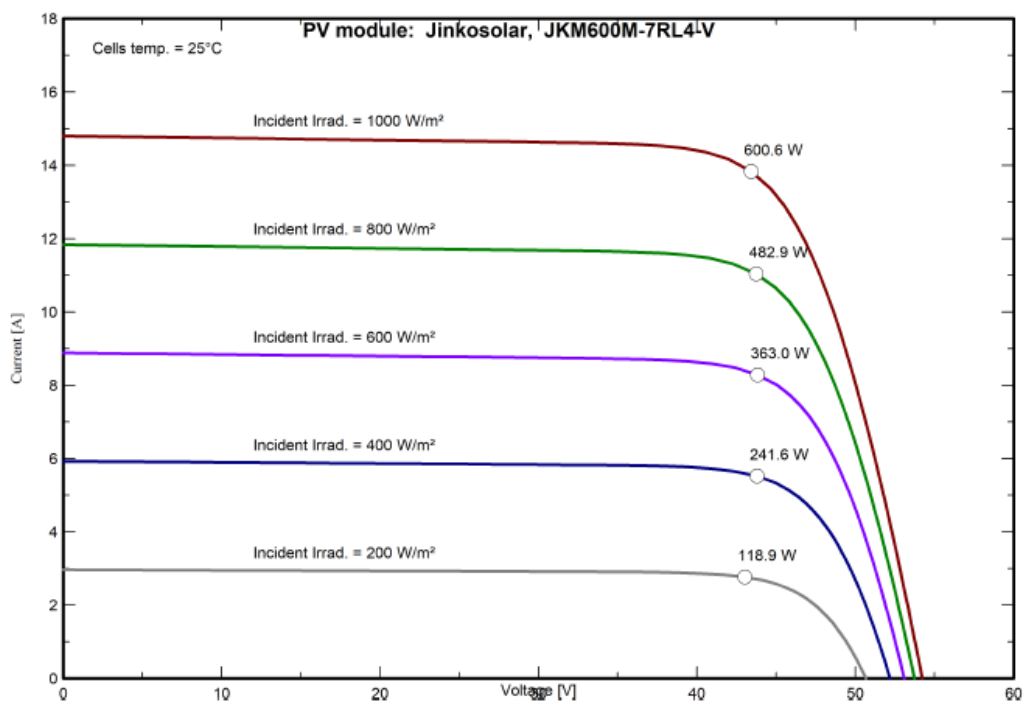


Figura 17 – Stralcio Scheda tecnica Pannello FV da 600 Wp



7.2. 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			
		Maximum efficiency	European average efficiency
	V	%	%
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 18 – 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 inde	
		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 19 – Caratteristiche tecniche inverter – moduli su tracker

7.3. 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	30000 kVA
Tensione lato primario	150.000V
Tensione lato secondario	30.000V
Caduta di tensione in corto circuito	6%,

7.4. 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.

7.5. 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.

7.6. 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.

7.7. 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, autoestinguento 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 autoestinguento colore grigio, con coperchio fissato con viti e grado di protezione minimo IP557, fissate alle strutture con viti.
- Guaina flessibile in PVC autoestinguento 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 autoestinguento.
- Prese CEE 17, interbloccate e con valvole fusibili, installate singolarmente o in composizione con altre, grado di protezione minimo IP44, corpo in materiale isolante autoestinguento, fissaggio a parete su apposite basi componibili in materiale isolante autoestinguento.
- Sezionatori e/o salvamotori ed altre apparecchiature simili in esecuzione protetta minimo IP44, altre caratteristiche come le prese CEE.

7.8. 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”.

7.8.1. 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 Terna di Craco da inserire in entra – esce alle linee a 150 kV della RTN “Rotonda – SE Pisticci” e “CP Pisticci – SE Tursi”;

La sottostazione verrà inoltre dotata degli impianti ausiliari citati nel paragrafo 7.7.

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.

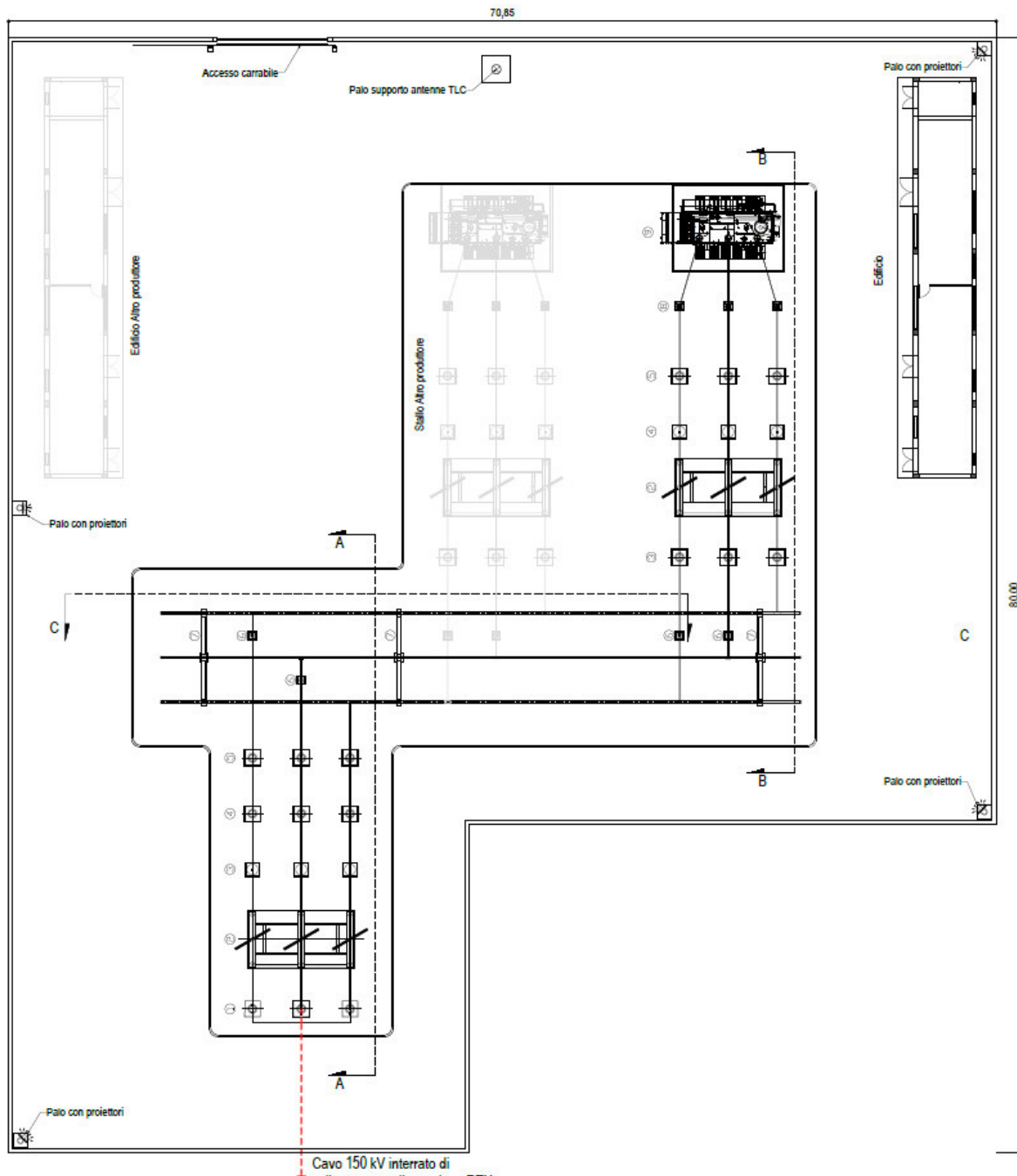
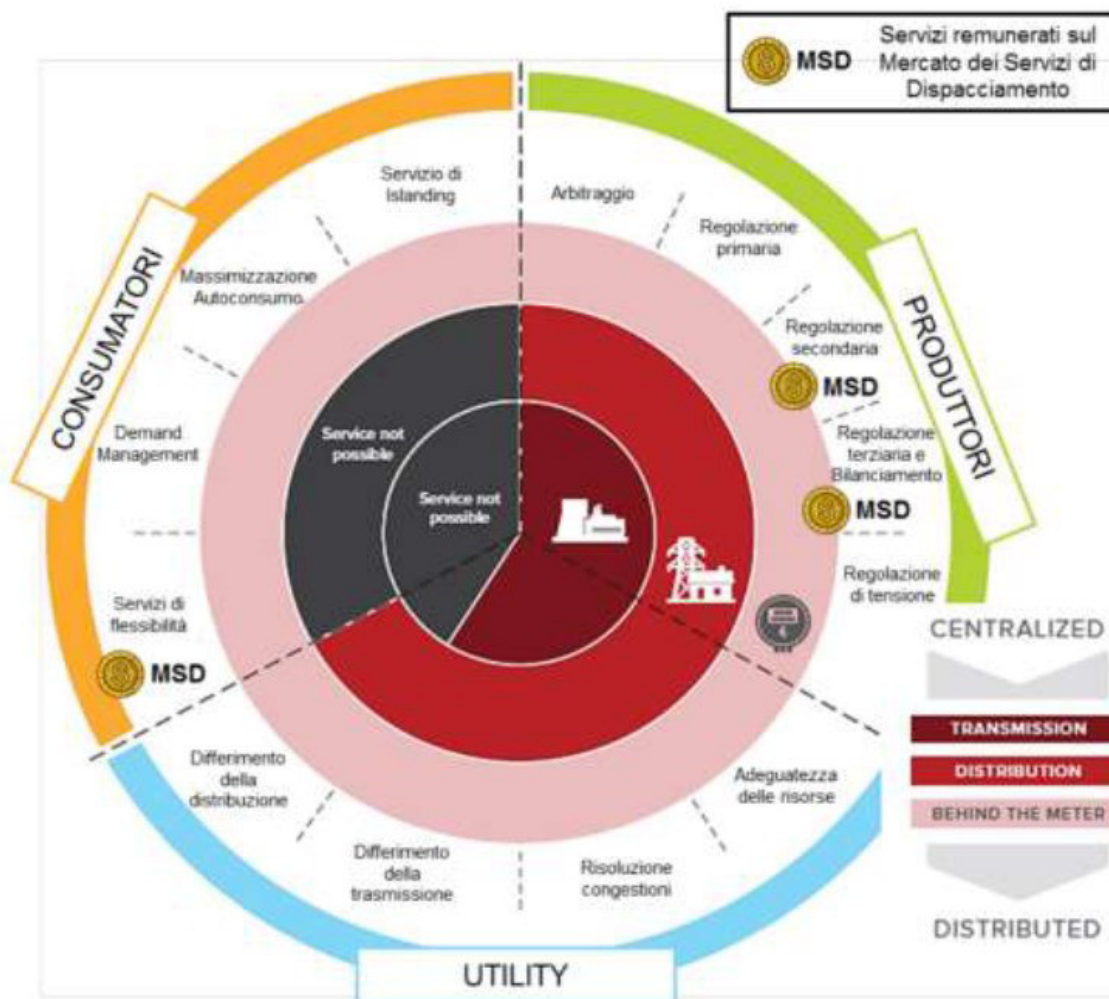


Figura 20 – Planimetria SE utente

7.8.2. 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 Figura 1) può essere fatta in base a chi eroga e/o beneficia di tali applicazioni e servizi (produttori di energia, consumatori, utility).



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 21 – Cella batteria



Figura 22 – Modulo batteria



Figura 23 – 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:

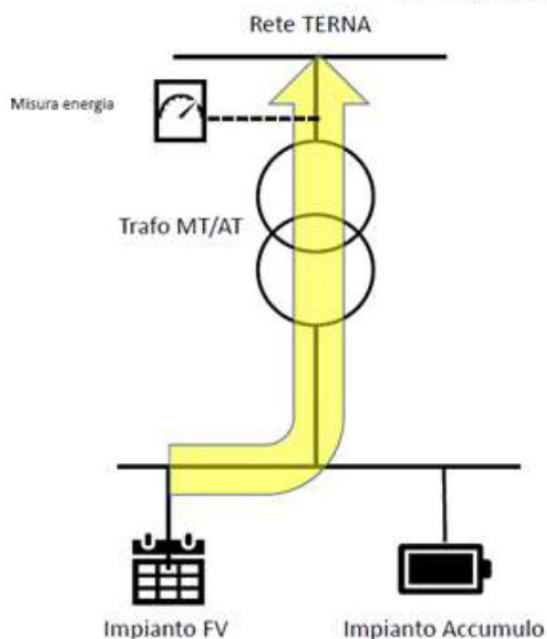
- i locali batterie saranno protetti da sistema di estinzione, attivato automaticamente dalla centrale antincendio in seguito all'intervento concomitante di almeno 2 sensori su 2;
- il fluido estinguente sarà un gas caratterizzato da limitata tossicità per le persone e massima sostenibilità ambientale, 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;

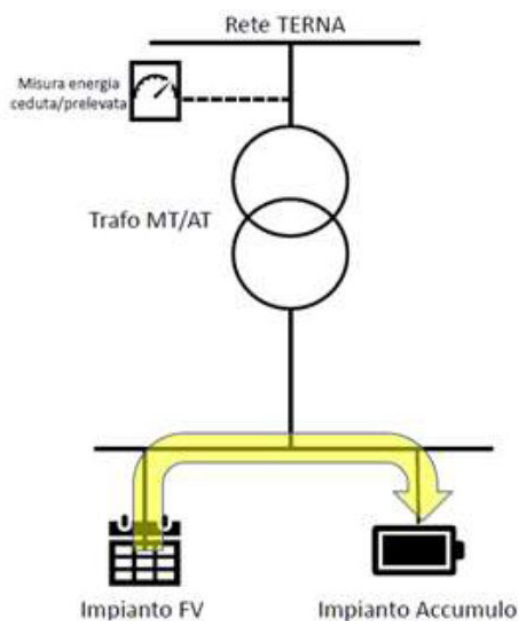
In totale si prevede pertanto massimo n°7 container batterie, 7 PCS e 7 trasformatori ed un common container. I quadri di media tensione che raccolgono la potenza dalle varie sezioni dell'impianto BESS raccolgono anche la potenza proveniente dai campi fotovoltaici come riportato nello schema unifilare 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



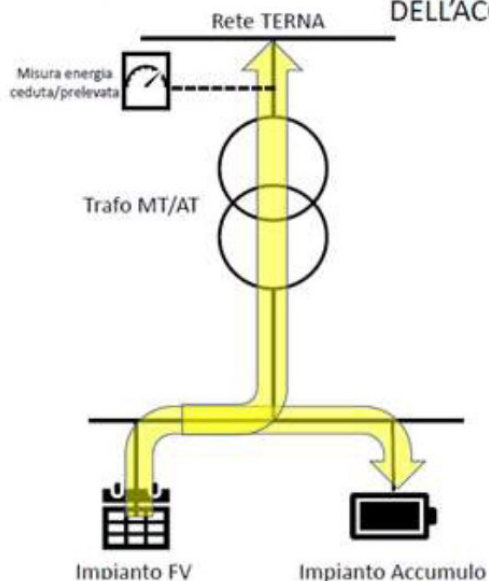
In questa modalità di esercizio, il solo impianto FV produce energia elettrica che viene ceduta alla rete TERNA per essere valorizzata sul mercato libero dell'energia e attraverso accordi con vendita dell'energia con privati (PPA)

B – RICARICA ACCUMULO DA FONTE SOLARE



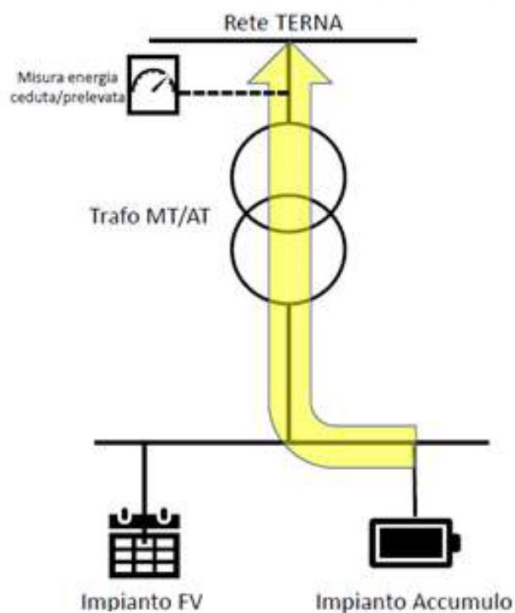
In questa modalità di esercizio, l'impianto fotovoltaico non cede l'energia prodotta da fonte solare direttamente alla rete ma la stessa viene immagazzinata nel sistema di accumulo per essere successivamente rilasciata

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



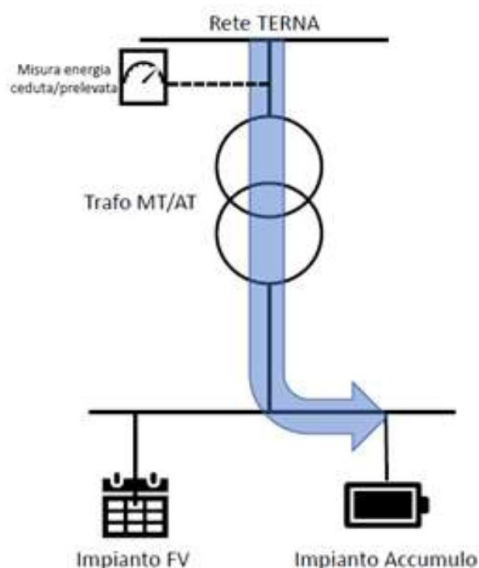
In questa modalità di esercizio, l'impianto fotovoltaico cede parte dell'energia prodotta da fonte solare direttamente alla rete e parte viene destinata alla ricarica del sistema di accumulo, per essere successivamente rilasciata

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

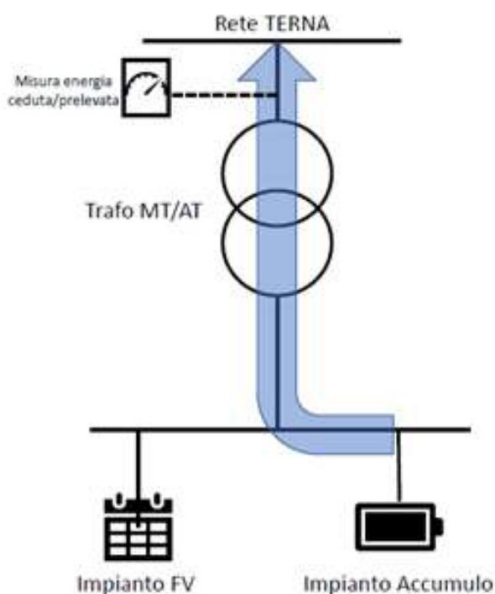


In questa modalità di esercizio, la batteria, indipendentemente dalla modalità di esercizio dell'impianto fotovoltaico, assorbe ed immette, in orari differenti, potenza dalla rete per fornire servizi di rete **volti alla stabilità e bilanciamento della rete stessa, quali riserva primaria, secondaria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

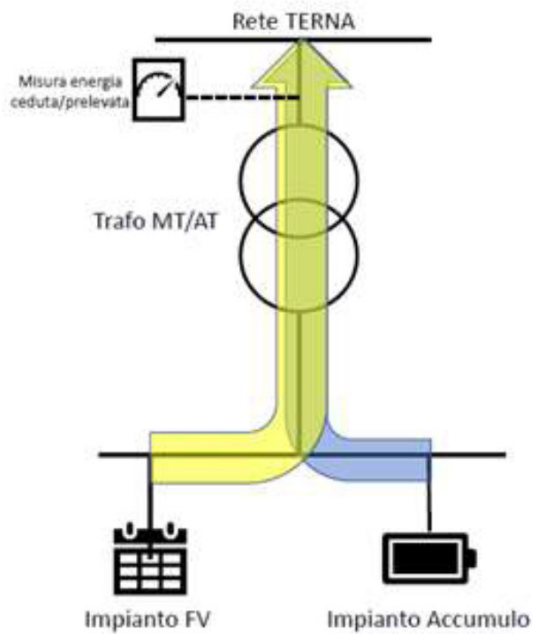
E – RILASCIO ENERGIA PER SERVIZI DI RETE



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.

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

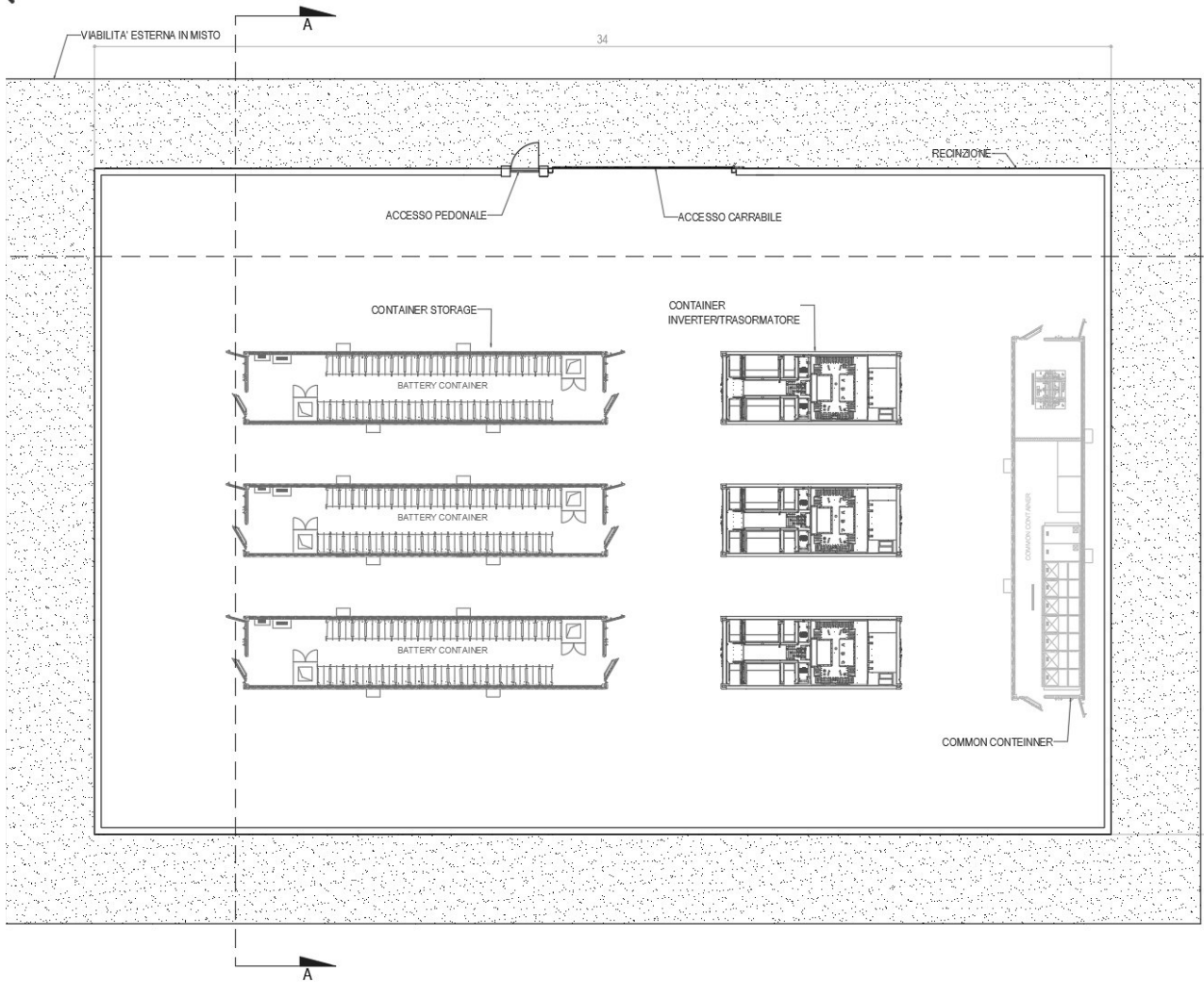


Figura 24 - Planimetria impianto di accumulo elettrochimico

8. 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.

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

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:*
 - Sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
 - Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
 - Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;

- Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (tavole);
 - Impacchettamento moduli mediante appositi contenitori;
 - Smontaggio sistema di illuminazione;
 - Smontaggio sistema di videosorveglianza;
 - Sfilaggio cavi BT e MT da canali / trincee interrati;
 - Rimozione tubazioni interrate;
 - Rimozione pozzetti di ispezione;
 - Rimozione parti elettriche;
 - Smontaggio struttura metallica (inseguitori monoassiali);
 - Rimozione del fissaggio al suolo;
 - Rimozione degli Shelter contenenti il gruppo conversione / trasformazione;
 - Rimozione manufatti prefabbricati e/o demolizione manufatti gettati in opera;
 - Rimozione recinzione;
 - Rimozione ghiaia dalle strade;
 - Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
 - Ripristino stato dei luoghi alle condizioni ante-operam mediante apporto di materiale inerte e terreno vegetale a copertura di scavi e/o trincee.
- *Sottostazione Utente (SSE):*
 - Smontaggio di tutte le apparecchiature elettromeccaniche (AT, MT; BT);
 - Rimozione delle tubazioni interrate (vie cavi) e dei cavi elettrici (AT, MT, BT e di segnale) in esse contenuti;
 - Rimozione fondazione delle apparecchiature AT;
 - Rimozione del fabbricato locali tecnici, ivi comprese le fondazioni;
 - Rimozione del piazzale con finitura in asfalto;
 - Rimozione della recinzione, ivi compreso il cordolo di fondazione e i cancelli;
 - Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
 - Riempimento dei volumi occupati dalle fondazioni con terreno idoneo;
 - Apporto di terreno vegetale sugli strati superficiali.
 - *Impianto di accumulo elettrochimico:*
 - Rimozione cabine shelter;
 - Rimozione delle tubazioni interrate (vie cavi) e dei cavi elettrici (AT, MT, BT e di segnale) in esse contenuti;
 - Rimozione del piazzale con finitura in asfalto;
 - Rimozione della recinzione, ivi compreso il cordolo di fondazione e i cancelli;
 - Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;

- Riempimento dei volumi occupati dalle fondazioni con terreno idoneo;
- Apporto di terreno vegetale sugli strati superficiali.

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione tecnica relativa al piano di dismissione.

Dall'analisi effettuata, dalla relazione specifica allegata al progetto e dalla stima dei costi effettuata con relativo computo dei costi di Dismissione e Ripristino dell'Impianto, si ha che la stima dei costi per la dismissione e ripristino dell'impianto ammonta ad € **444.000,00**.

10. RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI

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.

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 il grosso 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, recinzione, 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.).

Analizzando più in dettaglio i costi/benefici, si ha che:

BENEFICI GLOBALI:

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 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 in:

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

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: infatti, anche il solare fotovoltaico, come d'altra parte tutte le energie rinnovabili, ha il suo "costo ambientale". I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società, ovvero si tratta *esternalità negative o diseconomie*. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto. Si può stimare un "costo esterno" prodotto dall'impianto fotovoltaico in esame pari a **7,5 €/MWh (0,0075 €/kWh)**.

Si ha, quindi, in definitiva, che:

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

Con evidente bilancio positivo in termini di benefici globali.

BENEFICI ECONOMICI - locali:

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:

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

Infine, 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 è riportato il confronto 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 esposte, 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.

