



Regione Puglia



Comune di Cerignola



Provincia di Foggia

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN PARCO AGROVOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA,
DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI
Località Riscata - Comune di Cerignola (FG)

PROGETTO DEFINITIVO

CRG_REL.02
Relazione tecnica

Proponente



Rinnovabili Sud Due

Via Della Chimica, 103 - 85100 Potenza (PZ)

Formato

A4

Scala

-

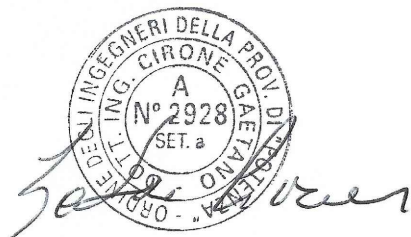
Progettista

Ing. Gaetano Cirone

Ing. Pietro Valente

Ing. Adele Oliveto

Geol. Emanuele Bonanno



Revisione	Descrizione	Data	Preparato	Controllato	Approvato
00	Prima emissione	10/02/2022	A.Falcone	Ing. Gaetano Cirone	Ing. Gaetano Cirone

Sommario

1	PREMESSA	5
2	OGGETTO	6
3	DATI GENERALI DEL PROPONENTE	6
4	CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA E PRODUCIBILITÀ ATTESA	8
4.1	Localizzazione geografica e Radiazione Solare.....	8
4.2	Analisi della Producibilità attesa.....	10
5	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI.....	21
5.1	Descrizione delle Opere di Progetto.....	22
5.1.1	Piano colturale progetto agro-voltaico	26
5.2	Cronoprogramma delle Lavorazioni	27
6	OPERE CIVILI.....	27
6.1	Approntamento aree di cantiere	28
6.2	Fabbricati.....	28
6.3	Strutture di sostegno dei moduli.....	37
6.4	Preparazione del terreno sull'area dell'impianto di generazione	39
6.5	Preparazione del terreno della stazione e recinzioni.....	39
6.6	Viabilità.....	40
6.7	Cavidotti	41
6.8	Regimazione Idraulica.....	42
6.9	Recinzioni.....	43
6.10	Impianti di trattamento delle acque e vasche di raccolta.....	44
7	OPERE ELETTRICHE	45
7.1	Moduli Fotovoltaici.....	45
7.2	Inverter Fotovoltaici	47
7.3	Trasformatori	50
7.4	Cavidotti MT Interni	50
7.5	Cavidotto MT Esterno.....	51
7.6	Cabina di raccolta.....	51
7.7	Impianti ausiliari.....	51



7.8	Opere di Connessione.....	53
7.8.1	Opere di rete per la connessione.....	53
7.8.2	Opere di utenza per la connessione	53
7.8.3	Sottostazione Elettrica Utente	56
7.8.4	L'impianto di accumulo elettrochimico	58
7.8.4.1	Definizioni	59
7.8.4.2	Descrizione dei componenti del BESS	60
7.8.4.3	Caratteristiche dei containers	61
7.8.4.4	Caratteristiche delle batterie.....	61
7.8.4.5	Collegamento sistema conversione in MT.....	61
7.8.4.6	Funzionalità del sistema BESS	62
7.8.4.7	Smaltimento a fine vita impianto.....	64
8	RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI	65
9	PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO.....	66
10	RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI.....	67



INDICE DELLE TABELLE

Tabella 3-1 Dati Società Proponente	6
Tabella 5-1 Tabella riepilogativa campi di coltivazione ed estensione	26
Tabella 7-1 Caratteristiche linea MT interna.....	50
Tabella 10-1 Analisi Costi/Benefici.....	71

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 Gruppo Società Proponente.....	7
Figura 2 Mappa della radiazione solare totale annuale di Italia e localizzazione sito di interesse progettuale.....	9
Figura 3 Caratteristiche dell'impianto	11
Figura 4 Rendimento atteso	12
Figura 5 Ortofoto dell'area di impianto e tracciato delle opere di connessione	24
Figura 6 Layout impianto.....	25
Figura 7 Cronoprogramma dei lavori.....	27
Figura 8 Planimetria e prospetto della Cabina di Trasformazione.....	29
Figura 9 Planimetria e prospetto della Cabina Inverter e Cabina di Raccolta R2/3/4.....	30
Figura 10 Planimetria e prospetto della Cabina di Raccolta R1	31
Figura 11 Planimetria e prospetto del Locale Guardiania	31
Figura 12 Vasca di fondazione in CAV.....	32
Figura 13 cabina in CAV	33
Figura 14 Planimetria impianto di accumulo elettrochimico.....	34
Figura 15 Sezioni A-A impianto di accumulo.....	35
Figura 16 Planimetria Stazione Utente.....	36
Figura 17 Schema strutture di sostegno	37
Figura 18 Sezione tracker monoassiale	38
Figura 19 Interasse tra i tracker	39
Figura 20 Sezione tipo – viabilità interna	40
Figura 21 Stralcio planimetrico viabilità di accesso alla SE utente.....	41
Figura 22 Tipico posa cavidotto	42
Figura 23 Tipico recinzione perimetrale area impianto di generazione	43
Figura 24 Tipico recinzione perimetrale SE utente ed impianto di generazione.....	44
Figura 25 Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici	46
Figura 26 Caratteristiche tecniche inverter.....	49
Figura 27 sezione stallo RTN di connessione	53
Figura 28 Scheda tecnica cavo AT con isolamento in XLPE.....	54



Figura 29 Planimetria SE utente 57
Figura 30 Componenti principali dell'impianto di accumulo..... 59
Figura 31 Planimetria impianto di accumulo elettrochimico..... 65



1 PREMESSA

Il presente elaborato descrive il progetto per la realizzazione di un *parco agro-fotovoltaico*, delle relative opere di connessione e delle infrastrutture indispensabili, da realizzarsi alla Località Risicata del Comune di Cerignola, in provincia di Foggia.

Più nello specifico, il progetto riguarda la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con potenza complessiva pari a 36,05 MW.

La sua giustificazione intrinseca risiede nel fatto di promuovere e realizzare la produzione energetica da fonte rinnovabile con il notevole vantaggio di non provocare emissioni (liquide o gassose) dannose per l'uomo e per l'ambiente. La peculiarità del progetto proposto risiede, altresì, nella sua tipologia di impianto agro-voltaico, ovvero un "ibrido" tra agricoltura locale e infrastruttura fotovoltaica, di modo da poter sfruttare al meglio il potenziale solare senza sottrarre terra utile alla produzione alimentare.

L'impianto si sviluppa su un'area pianeggiante ad una altitudine compresa tra gli 80 e 60 metri s.l.m. con una estensione di complessivi circa 55 ettari interamente contenuto nel territorio del comune di Cerignola, a vocazione agricola con le tipiche caratteristiche di antropizzazione comuni all'area del tavoliere. Nello specifico, i terreni occupati dall'impianto sono costituiti da un mosaico di appezzamenti di terreni incolti, eccetto che per una piccola area coltivata a vigneto.

Nella zona non si rilevano caratteristiche naturalistiche di particolare importanza.

Nelle immediate vicinanze del sito, a circa 8 km a Nord-Est, si sviluppa il centro abitato di Cerignola mentre, ad una distanza di circa 38 km a Sud-Ovest è situato il centro abitato di Foggia.

Nel suo complesso, il progetto mira a coniugare l'attività agricola con la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, mantenendo elevati standard di sostenibilità agronomica, ambientale e naturalistica. Il sistema agri-naturalistico-voltaico previsto, infatti, in continuità con la destinazione d'uso attuale dei luoghi e le tradizioni colturali del territorio, consente un corretto inserimento dell'iniziativa nel contesto territoriale, salvaguardando la produzione agricola e, contestualmente, agendo positivamente sul contesto botanico-vegetazionale e faunistico dell'area.



2 OGGETTO

L'impianto fotovoltaico di progetto ha lo scopo di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile tramite l'installazione di moduli fotovoltaici su inseguitori monoassiali (Nord/Sud), per una potenza complessiva di 36.05 MWp, con un'estensione di circa 55 ha, opportunamente sollevati da terra e posizionati in modo da essere congeniali all'attività agricola prevista sulla stessa area.

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 3-1 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 nella zona Nord-Orientale del territorio del Comune di Cerignola, nella parte basso-settentrionale della Puglia, a Sud-Est del territorio provinciale di Foggia.

Nello specifico, il sito di installazione del parco fotovoltaico di progetto si trova a circa 8 km a Nord-Est dal centro abitato di Cerignola e a circa 38 km a Sud-Ovest dal centro abitato di Foggia.

Sito ad una altitudine compresa tra gli 80 e 60 metri s.l.m., e distante circa 13 km dalla linea di costa Adriatica, dal punto di vista meteorologico, la zona ricade in un'area a clima caldo e temperato, con scarsa piovosità che risulta maggiore in inverno. Le estati sono brevi, calde, asciutte e prevalentemente serene, mentre gli inverni sono lunghi, freddi, ventosi e parzialmente nuvolosi.

Durante l'anno, la temperatura in genere va da 4 °C a 32 °C, ed è raramente inferiore a -0 °C o superiore a 36 °C. La temperatura media nei mesi invernali si attesta intorno ai 7 ÷ 8 °C, mentre in estate la temperatura media si aggira attorno ai 26 °C.

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 Cerignola, la radiazione globale annua sulla superficie orizzontale si attesta intorno ai 1525 kilowatt/ora (da "Atlante italiano della radiazione solare" del sito web Enea), corrispondente ad una produzione annua per kilowatt picco di 1747 kWh/1kWp (in condizioni ottimali), valori che fanno sì che la zona interessata sia particolarmente adatta a questa tipologia di impianti.



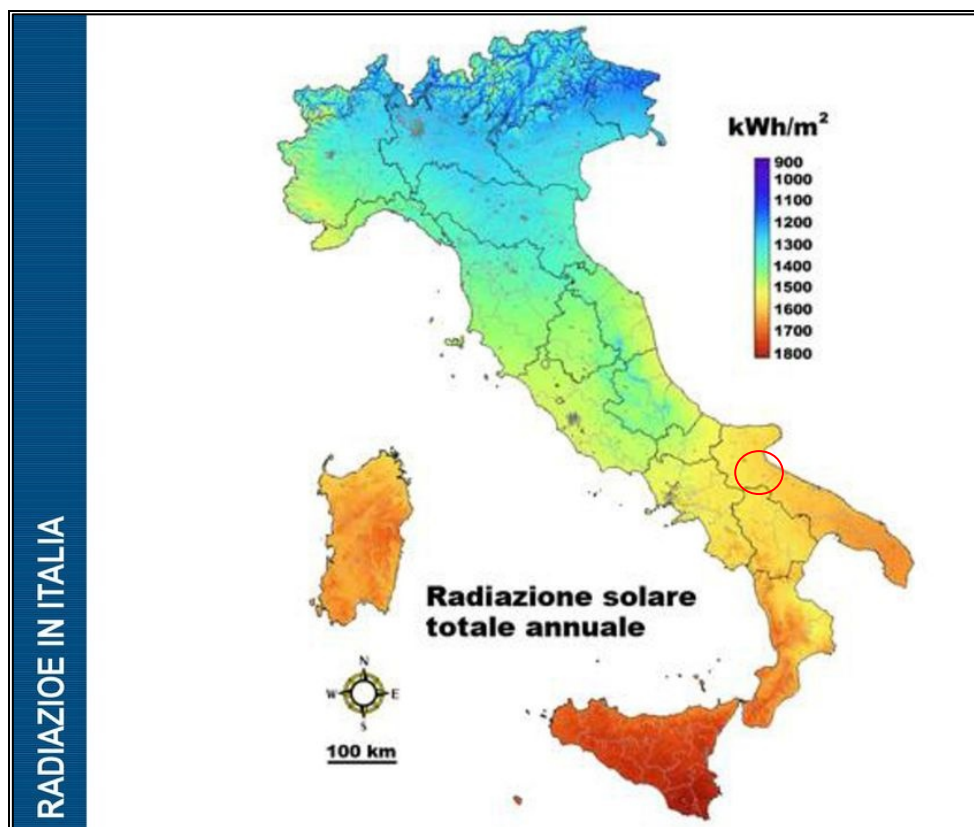


Figura 2 Mappa della radiazione solare totale annuale di Italia e localizzazione sito di interesse progettuale

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.

Inoltre, per la sua peculiarità della tipologia agro voltaica, si inserisce nella più ampia ottica della conciliazione fra la produzione energetica da fonte rinnovabile con la tutela dell'ambiente e delle sue diverse componenti, la conservazione delle potenzialità del territorio e la produzione agricola.

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 su supporto del tipo ad inseguimento solare: questi ultimi dispositivi, denominati tracker, sono liberi di ruotare attorno al proprio asse, in direzione est – ovest, e saranno dotati di un motore e di un orologio solare, tale per cui i moduli modificheranno il proprio orientamento in modo da seguire il sole durante la giornata, massimizzando la radiazione solare incidente sulla propria superficie.



Inoltre, si inserirà nel contesto territoriale di interesse rispettandone le caratteristiche e la naturalità: l'installazione dei tracker 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 36,05 MW, è suddiviso in sottocampi aventi moduli fotovoltaici a struttura ad inseguimento solare.

Esso è costituito da stringhe. Una stringa è formata da 28 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	Vmp (V)	Imp (A) - STC	Tensione stringa
28	34,6	17,49	968,8 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:



Project summary					
Geographical Site		Situation		Project settings	
Cerignola Campagna		Latitude	41.31 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	15.98 °E		
		Altitude	69 m		
		Time zone	UTC+1		
Meteo data					
Cerignola Campagna					
Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=66% - Sintetico					
System summary					
Grid-Connected System		Unlimited Trackers with backtracking			
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Near Shadings	
Orientation		Astronomic calculation		No Shadings	
Tracking horizontal axis		Backtracking activated			
System information					
PV Array					
Nb. of modules	59584 units	Inverters		150 units	
Pnom total	36.05 MWp	Nb. of units		30.00 MWac	
		Pnom total		1.202	
		Pnom ratio			
User's needs					
Unlimited load (grid)					
Results summary					
Produced Energy	63 GWh/year	Specific production	1747 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.64 %

Figura 3 Caratteristiche dell'impianto



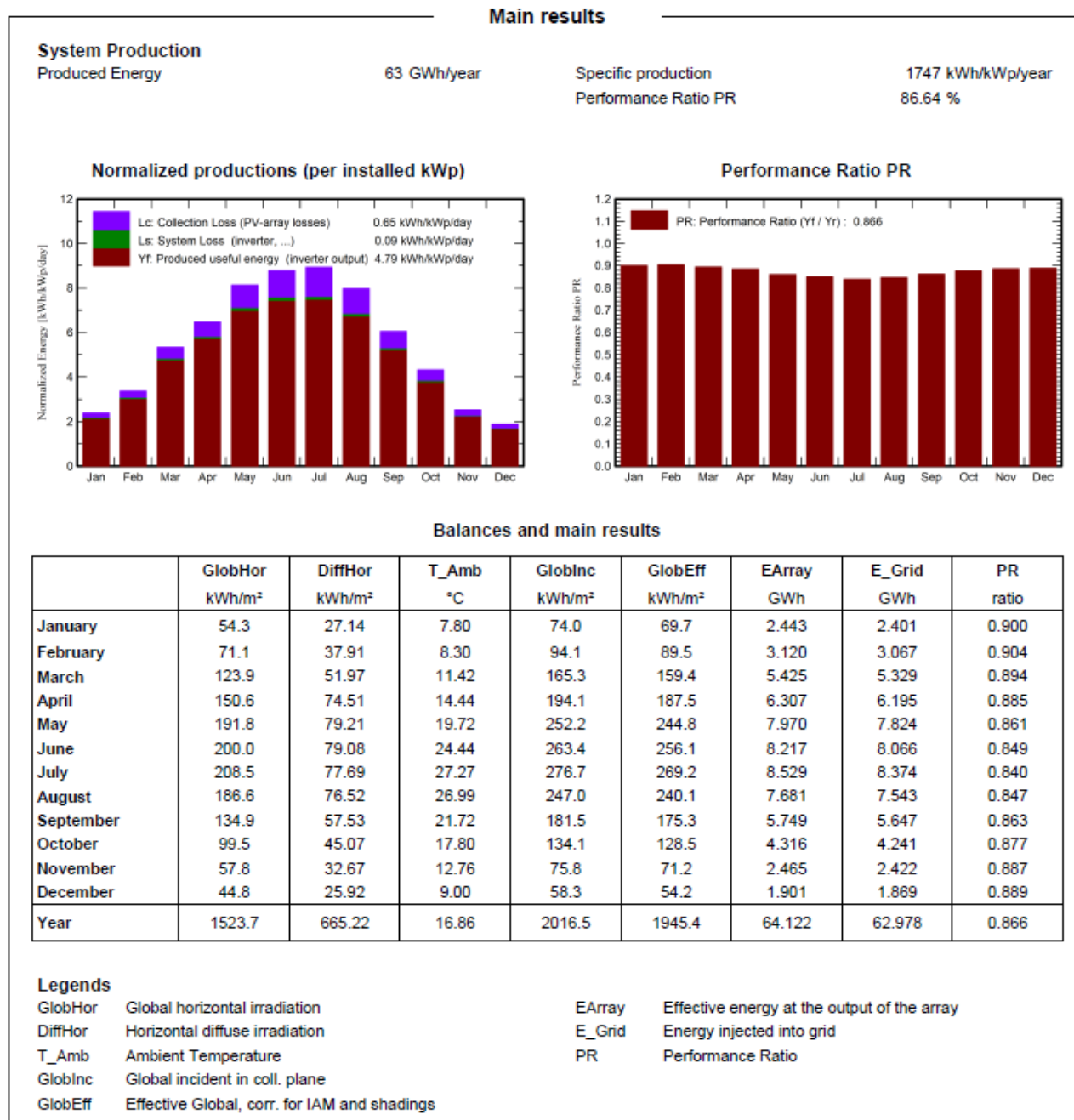


Figura 4 Rendimento atteso

Pertanto, considerando una producibilità attesa di 1747 kWh/kWp/anno, la produzione di energia elettrica si attesta in 63 GWh/anno, per una produzione complessiva attesa in 30 anni che si attesta attorno ai 1890 GWh.

Si allega di seguito il report completo per il calcolo della producibilità attesa ottenuta con l'ausilio del software PVsyst.





PVsyst V7.2.11
 VCO, Simulation date:
 31/01/22 12:32
 with v7.2.11

Project: Cerignola loc. "RISICATA"

Variant: Nuova variante di simulazione

Emilio Napolitano (Italy)

Project summary

Geographical Site Cerignola Campagna Italy	Situation Latitude 41.31 °N Longitude 15.98 °E Altitude 89 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Cerignola Campagna Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=66% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	Unlimited Trackers with backtracking	
PV Field Orientation Orientation Tracking horizontal axis	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated	Near Shadings No Shadings
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 59584 units		Nb. of units 150 units
Pnom total 38.05 MWp		Pnom total 30.00 MWac
		Pnom ratio 1.202
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy 63 GWh/year	Specific production 1747 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 86.64 %
-----------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9





PVsyst V7.2.11
 VCO, Simulation date:
 31/01/22 12:32
 with v7.2.11

Project: Cerignola loc. "RISICATA"

Variant: Nuova variante di simulazione

Emilio Napolitano (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited Trackers with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Backtracking strategy
Orientation		Astronomic calculation	Nb. of trackers 10 units
Tracking horizontal axis		Backtracking activated	Unlimited trackers
			Sizes
			Tracker Spacing 10.00 m
			Collector width 3.00 m
			Ground Cov. Ratio (GCR) 30.0 %
			Left inactive band 0.02 m
			Right inactive band 0.02 m
			Phi min / max. +/- 60.0 °
			Backtracking limit angle
			Phi limits +/- 72.2 °
			Shadings electrical effect
			Cell size 15.6 cm
			Strings in width 2 units
Models used			
Transposition	Perez		
Diffuse	Perez, Meteonom		
Circumsolar	separate		
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trinasolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	Vertex 605	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	605 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	59584 units	Number of inverters	150 units
Nominal (STC)	36.05 MWp	Total power	30000 kWac
Array #1 - Campo1B			
Number of PV modules	6160 units	Number of inverters	16 units
Nominal (STC)	3727 kWp	Total power	3200 kWac
Modules	220 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3448 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	890 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.16
I mpp	3874 A		
Array #2 - Campo 1C			
Number of PV modules	6356 units	Number of inverters	16 units
Nominal (STC)	3845 kWp	Total power	3200 kWac
Modules	227 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3558 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	890 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
I mpp	3998 A		





PVsyst V7.2.11

VCO, Simulation date:
31/01/22 12:32
with v7.2.11

Project: Cerignola loc. "RISICATA"

Variant: Nuova variante di simulazione

Emilio Napolitano (Italy)

PV Array Characteristics

Array #3 - Campo 2A			
Number of PV modules	6552 units	Number of inverters	16 units
Nominal (STC)	3964 kWp	Total power	3200 kWac
Modules	234 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
P _{mp}	3668 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U _{mp}	890 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I _{mp}	4121 A	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.24
Array #4 - Campo 3A			
Number of PV modules	3612 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	2185 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	129 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
P _{mp}	2022 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U _{mp}	890 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I _{mp}	2272 A	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.21
Array #5 - Campo 3B			
Number of PV modules	1288 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	779 kWp	Total power	600 kWac
Modules	46 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
P _{mp}	721 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U _{mp}	890 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I _{mp}	810 A	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.30
Array #6 - Campo 4A			
Number of PV modules	6076 units	Number of inverters	16 units
Nominal (STC)	3676 kWp	Total power	3200 kWac
Modules	217 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
P _{mp}	3401 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U _{mp}	890 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I _{mp}	3822 A	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.15
Array #7 - Campo 4B			
Number of PV modules	6104 units	Number of inverters	16 units
Nominal (STC)	3693 kWp	Total power	3200 kWac
Modules	218 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
P _{mp}	3417 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U _{mp}	890 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I _{mp}	3839 A	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.15
Array #8 - Campo 4C			
Number of PV modules	6216 units	Number of inverters	16 units
Nominal (STC)	3761 kWp	Total power	3200 kWac
Modules	222 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
P _{mp}	3480 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U _{mp}	890 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I _{mp}	3910 A	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.18





PVsyst V7.2.11

VCO, Simulation date:
31/01/22 12:32
with v7.2.11

Project: Cerignola loc."RISICATA"

Variant: Nuova variante di simulazione

Emilio Napolitano (Italy)

PV Array Characteristics

Array #9 - Campo 4D			
Number of PV modules	2772 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1677 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	99 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1552 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	890 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	1743 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
Array #10 - Campo 5A			
Number of PV modules	3332 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	2016 kWp	Total power	1600 kWac
Modules	119 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1885 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	890 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	2096 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.26
Array #11 - Campo 5B			
Number of PV modules	1344 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	813 kWp	Total power	600 kWac
Modules	48 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	752 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	890 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	845 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.36
Array #12 - Campo 6A			
Number of PV modules	6132 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3710 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	219 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3433 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	890 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	3857 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
Array #13 - Campo 6B			
Number of PV modules	3640 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	2202 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	130 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2038 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	890 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	2289 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
Total PV power			
Nominal (STC)	36048 kWp	Total inverter power	
Total	59584 modules	Total power	30000 kWac
Module area	168830 m ²	Number of inverters	150 units
		Pnom ratio	1.20





PVsyst V7.2.11

VCO, Simulation date:
31/01/22 12:32
with v7.2.11

Project: Cerignola loc. "RISICATA"

Variant: Nuova variante di simulazione

Emilio Napolitano (Italy)

Array losses

Thermal Loss factor	Module Quality Loss	Module mismatch losses
Module temperature according to irradiance	Loss Fraction	Loss Fraction
Uc (const) 20.0 W/m ² K	-1.3 %	2.0 % at MPP
Uv (wind) 0.0 W/m ² K/m/s		

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.39 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Campo 1B

Global array res. 3.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Campo 2A

Global array res. 3.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Campo 3B

Global array res. 18 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - Campo 4B

Global array res. 3.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - Campo 4D

Global array res. 8.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #11 - Campo 5B

Global array res. 17 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #13 - Campo 6B

Global array res. 6.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Campo 1C

Global array res. 3.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Campo 3A

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Campo 4A

Global array res. 3.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - Campo 4C

Global array res. 3.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #10 - Campo 5A

Global array res. 6.9 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #12 - Campo 6A

Global array res. 3.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC





PVsyst V7.2.11
 VCO, Simulation date:
 31/01/22 12:32
 with v7.2.11

Project: Cerignola loc. "RISICATA"

Variant: Nuova variante di simulazione

Emilio Napolitano (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy

63 GWh/year

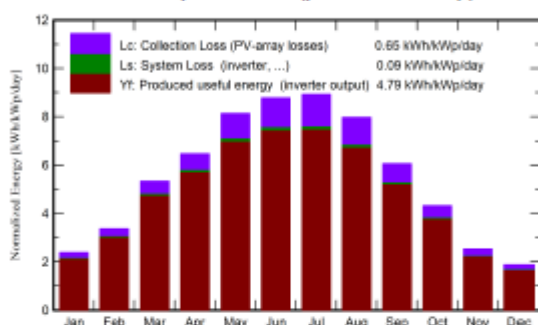
Specific production

1747 kWh/kWp/year

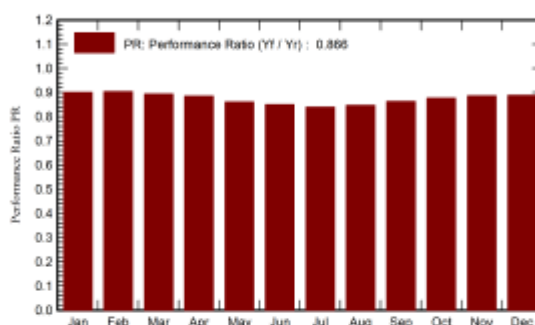
Performance Ratio PR

86.64 %

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 GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	54.3	27.14	7.80	74.0	69.7	2.443	2.401	0.900
February	71.1	37.91	8.30	94.1	89.5	3.120	3.067	0.904
March	123.9	51.97	11.42	165.3	159.4	5.425	5.329	0.894
April	150.6	74.51	14.44	194.1	187.5	6.307	6.195	0.885
May	191.8	79.21	19.72	252.2	244.8	7.970	7.824	0.861
June	200.0	79.08	24.44	263.4	256.1	8.217	8.066	0.849
July	208.5	77.69	27.27	276.7	269.2	8.529	8.374	0.840
August	186.6	76.52	26.99	247.0	240.1	7.681	7.543	0.847
September	134.9	57.53	21.72	181.5	175.3	5.749	5.647	0.863
October	99.5	45.07	17.80	134.1	128.5	4.316	4.241	0.877
November	57.8	32.67	12.76	75.8	71.2	2.465	2.422	0.887
December	44.8	25.92	9.00	58.3	54.2	1.901	1.869	0.889
Year	1523.7	665.22	16.86	2016.5	1945.4	64.122	62.978	0.866

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





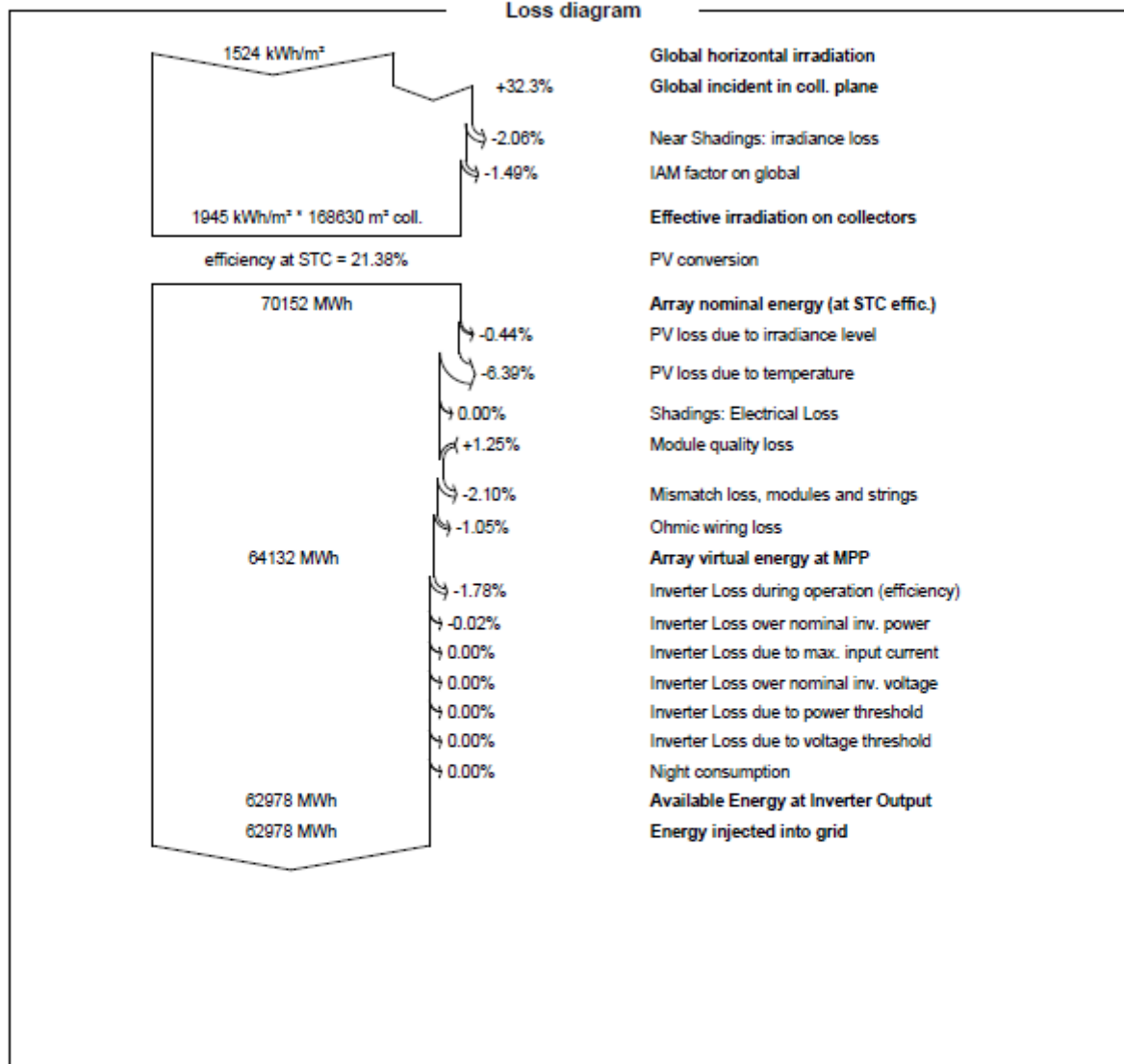
PVsyst V7.2.11
 VCO, Simulation date:
 31/01/22 12:32
 with v7.2.11

Project: Cerignola loc."RISICATA"

Variant: Nuova variante di simulazione

Emilio Napolitano (Italy)

Loss diagram





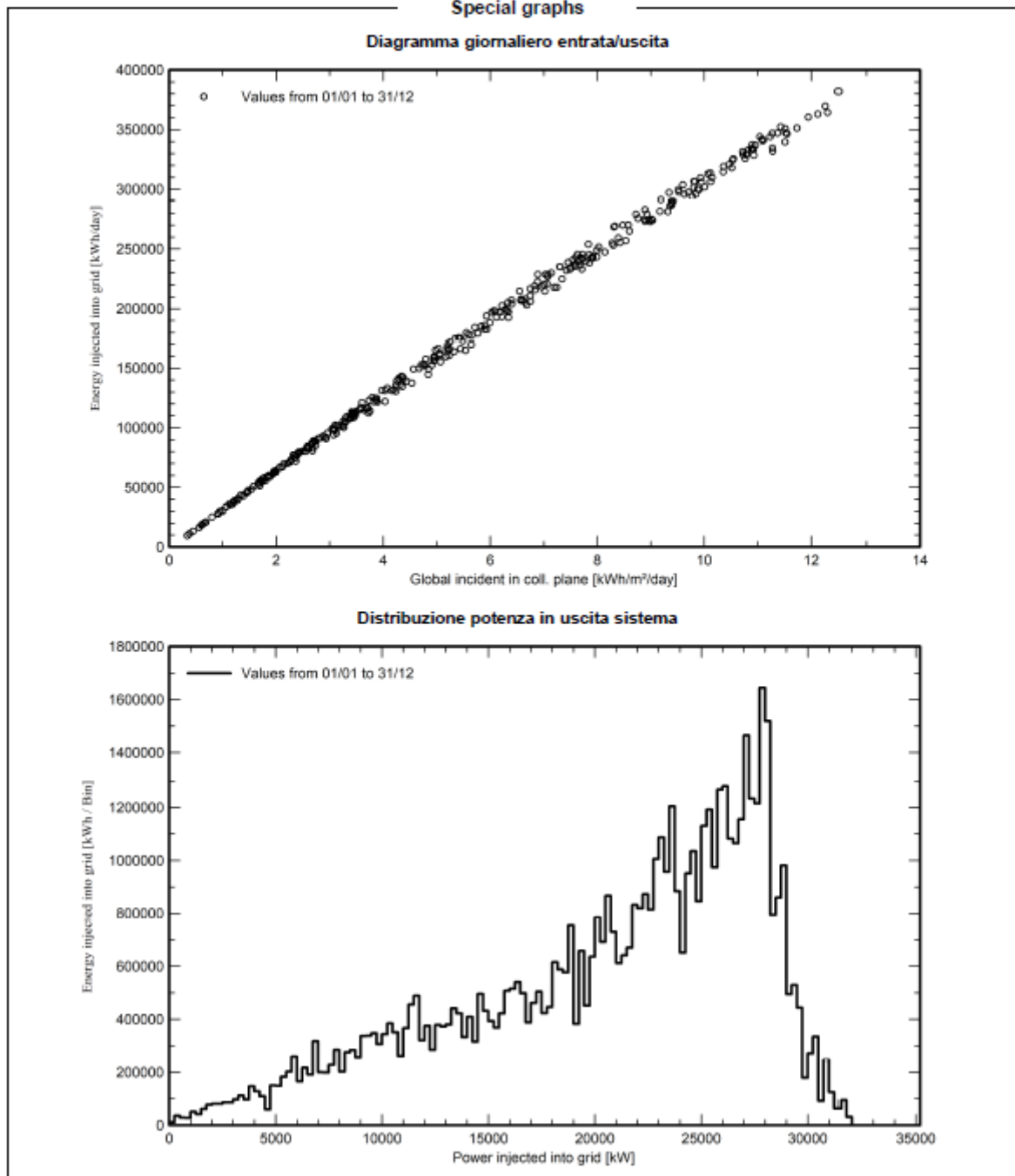
PVsyst V7.2.11
 VCO, Simulation date:
 31/01/22 12:32
 with v7.2.11

Project: Cerignola loc."RISICATA"

Variant: Nuova variante di simulazione

Emilio Napolitano (Italy)

Special graphs



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, realizzazione delle piste d'accesso alle aree del campo agro-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 (tracker);
- 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;



15) lavorazioni del terreno profonde propedeutiche alla successiva coltivazione (aree interne ed esterne);

16) operazioni di semina e/o messa a dimora delle colture previste.

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 (stazione 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 agro-fotovoltaico e delle relative opere di connessione ed infrastrutture indispensabili da realizzarsi alla Località Risicata del Comune di Cerignola, in provincia di Foggia.

Più nello specifico, il progetto riguarda la realizzazione un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con potenza complessiva pari a 36,05 MW.

Le caratteristiche principali dell'impianto sono:

Estensione (ha)	Potenza (MW)	Rapporto ha / MW	Ubicazione NCT
54,5	36,05	1,51	Fogli 131, 148, 149, 151 (Cerignola)

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

Una stringa è formata da 28 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	Vmp (V)	Imp (A) - STC	Tensione stringa
28	34,6	17,49	968,8V

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi di 28 moduli collegati in serie tra loro, con tensione massima di stringa pari a circa 968,8 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 è formato da 6 sottocampi di cui si riportano di seguito le caratteristiche.

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



Sottocampi	P _{trafo} (MW)	N° Moduli	N° di Stringhe	N° di Inverter
Campo 1	7,572	12516	447	32
Campo 2	3,964	6552	234	16
Campo 3	2,965	4900	172	12
Campo 4	12,807	21168	756	55
Campo 5	2,829	4676	167	11
Campo 6	5,912	9772	349	24

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

In estrema sintesi l'impianto sarà composto da:

- 1) **59584 moduli fotovoltaici** in silicio monocristallino (collettori solari) di potenza massima unitaria pari a 605 Wp, installati su inseguitori monoassiali da 56/28 moduli.
- 2) **2125 stringhe**, ciascuna costituita da 28 moduli da 605 Wp ciascuno, collegati in serie. Tensione di stringa 968,8 V e corrente di stringa 17,49 A;
- 3) **13 cabine di campo prefabbricate** contenenti il gruppo conversione (inverter);
- 4) **13 cabine di campo prefabbricate** contenenti il gruppo trasformazione;
- 5) **1 Una Cabina di Raccolta principale**, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto;
- 6) **3 cabine di raccolta secondarie**, in cui viene raccolta l'energia delle cabine di campo;
- 7) **1 locale guardiania**;
- 8) **Cavidotti media tensione interni** per il trasporto dell'energia elettrica dalle cabine di trasformazione dai vari sottocampi alla *Cabina di Raccolta*;
- 9) **Cavidotto media tensione esterno**, per il trasporto dell'energia dalla *Cabina di Raccolta* sino alla Sottostazione Elettrica Utente (SE utente) 30/150 kV;
- 10) **Impianti ausiliari** (illuminazione, monitoraggio e controllo, sistema di allarme anti-intrusione e videosorveglianza, sistemi di allarme antincendio).
- 11) **Una Sottostazione Elettrica Utente condivisa** 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.
- 12) **Impianto di accumulo elettrochimico** delle Potenza di **14 MW** e capacità **28 MWh**. L'impianto verrà realizzato all'interno dell'area di impianto (si rimanda al capitolo specifico per una descrizione dettagliata delle opere);
- 13) **Cavidotto AT** di collegamento alla nuova Stazione Terna 380/150 "Foggia – Palo del Colle";



Si riporta di seguito uno stralcio del layout dell'impianto di generazione.

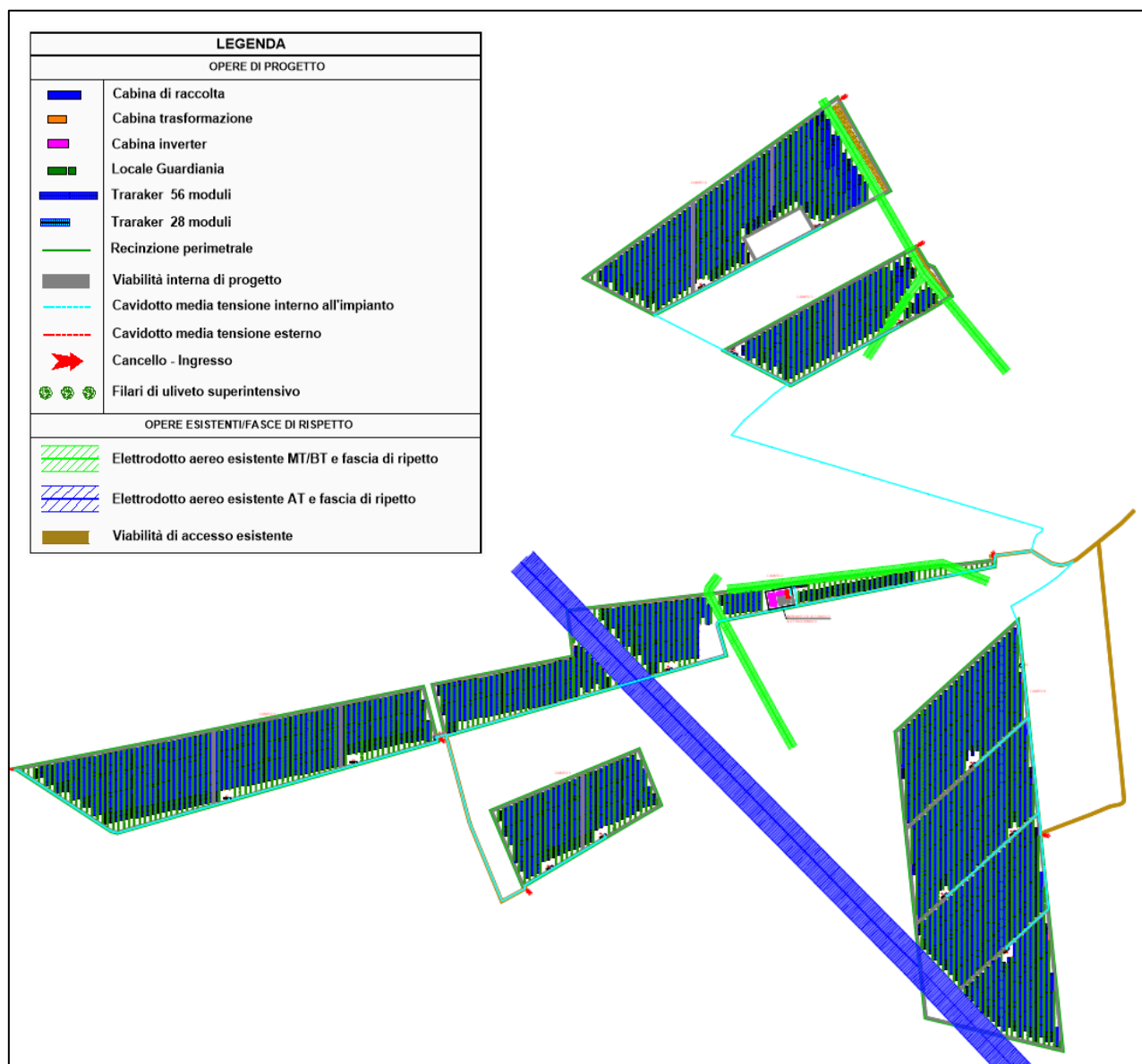


Figura 6 Layout impianto

Il Layout di impianto studiato prevede una buona fruibilità e flessibilità relativamente al profilo agricolo, sia in termini di accessibilità delle macchine agricole che di scelta delle colture e delle metodologie di coltivazione. Inoltre, il posizionamento dei pannelli secondo file parallele ed equidistanti consente di organizzare razionalmente i piani colturali e le rotazioni e/o successioni colturali.



5.1.1 Piano colturale progetto agro-voltaico

L'iniziativa prevede la realizzazione di un impianto agro-voltaico destinato alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare integrato da un progetto agronomico da realizzarsi nell'agro del comune di Cerignola (FG).

L'obiettivo principale dell'iniziativa è quello di ottimizzare e utilizzare in modo efficiente il territorio producendo energia elettrica pulita e garantendo, per il miglior utilizzo del suolo, una produzione agricola che ne mantenga il grado di fertilità.

L'iniziativa si inserisce nel quadro istituzionale identificato dall'art.12 del D.Lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003, che dà direttive per la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

A seguito dell'analisi pedo-agronomica sulle caratteristiche del terreno oggetto di interesse, del suo potenziale produttivo, dell'eventuale esistenza di fonti irrigue, delle produzioni caratteristiche proprie del territorio e dell'attuale metodologia colturale condotta oggi dai proprietari dei fondi, fermo restando le esigenze legate alla resa in termini di producibilità energetica, si è deciso di programmare la coltivazione dell'uliveto superintensivo in quanto nell'immediato intorno la maggior parte delle coltivazioni è costituita da uliveti.

La scelta di coltivare l'olivo in modalità intensiva risulta compatibile con il layout dell'impianto fotovoltaico in quanto, tra una fila e l'altra dei moduli intercorre una distanza di circa 10,0 mt., sufficienti a garantire uno sviluppo corretto della pianta e a permetterne le pratiche agronomiche necessarie per il mantenimento e la cura delle stesse.

In aggiunta all'oliveto si andranno ad installare all'interno dell'area, un apiario formato da 15 arnie dalle quali sarà possibile ricavare una produzione di circa kg. 300 di miele/anno.

L'elevata densità delle piante nel modello superintensivo impone l'utilizzo di *cultivar* caratterizzate da basso vigore, chioma compatta, auto-fertilità (auto-impollinazione), precoce entrata in produzione, elevata produttività in resa di olio, maturazione uniforme (concentrata) dei frutti e, infine, una buona resistenza agli attacchi parassitari (occhio di pavone).

Dai risultati ottenuti in svariate sperimentazioni si evince che le *cultivar* più idonee all'iniziativa in esame sono l'Arbequina e Oliana.

La distribuzione delle piante nel campo sarà la seguente:

Sesto d'impianto: Interfila **m 10.0** – distanza lungo le file **m 1,5**

I filari saranno disposti secondo un orientamento nord/sud.

Di seguito una tabella riassuntiva.

	Piante cv	N. piante	Lunghezza filari ml
Campi da 1 a 6	Arbequina e Oliana	30.162	45.244

Tabella 5-1 Tabella riepilogativa campi di coltivazione ed estensione



Per maggiori dettagli si rimanda alla “Relazione Piano Agronomico”.

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

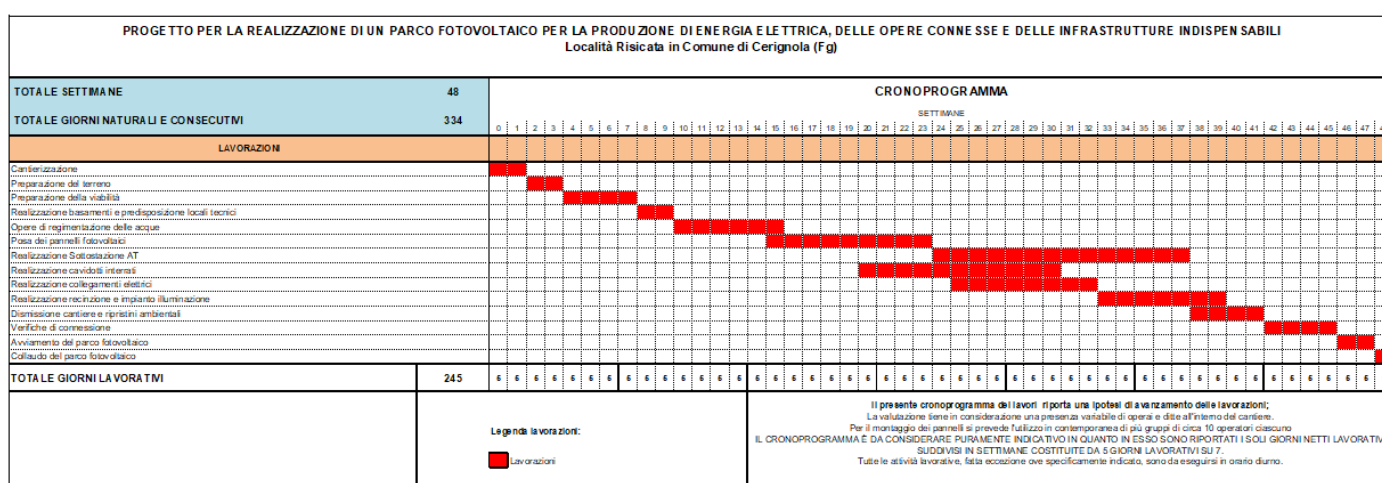


Figura 7 Cronoprogramma dei lavori

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 seguenti 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;

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;
- cabine 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.



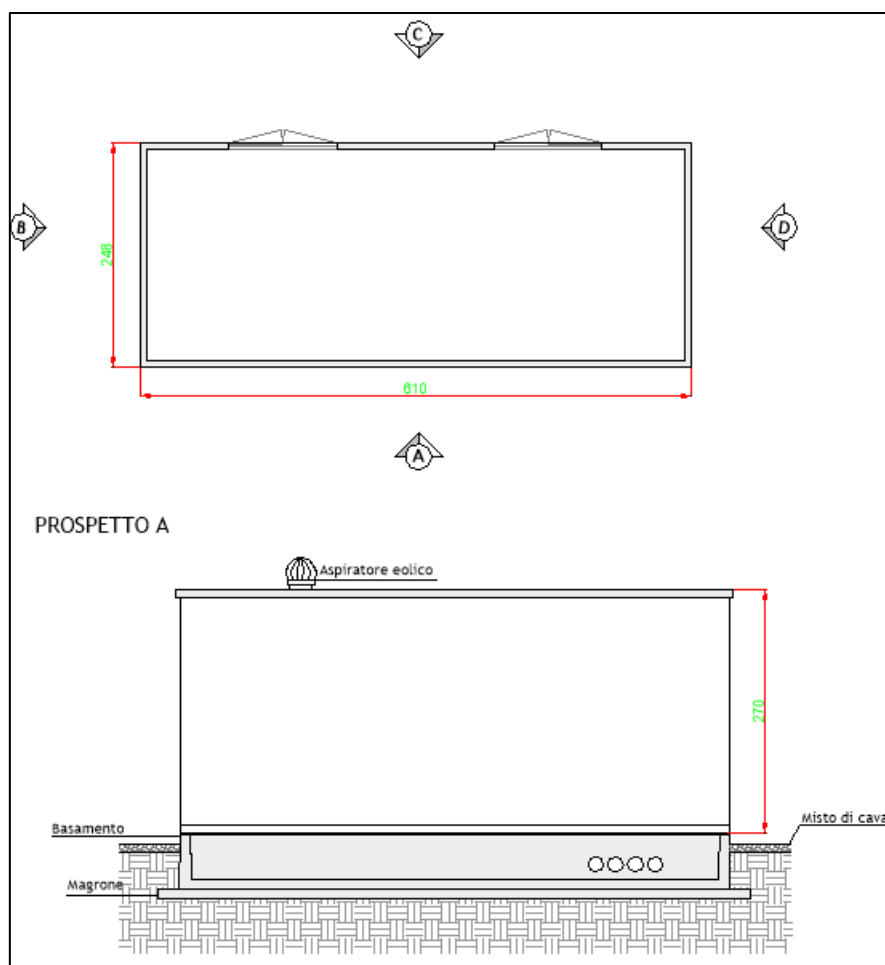


Figura 8 Planimetria e prospetto della Cabina di Trasformazione

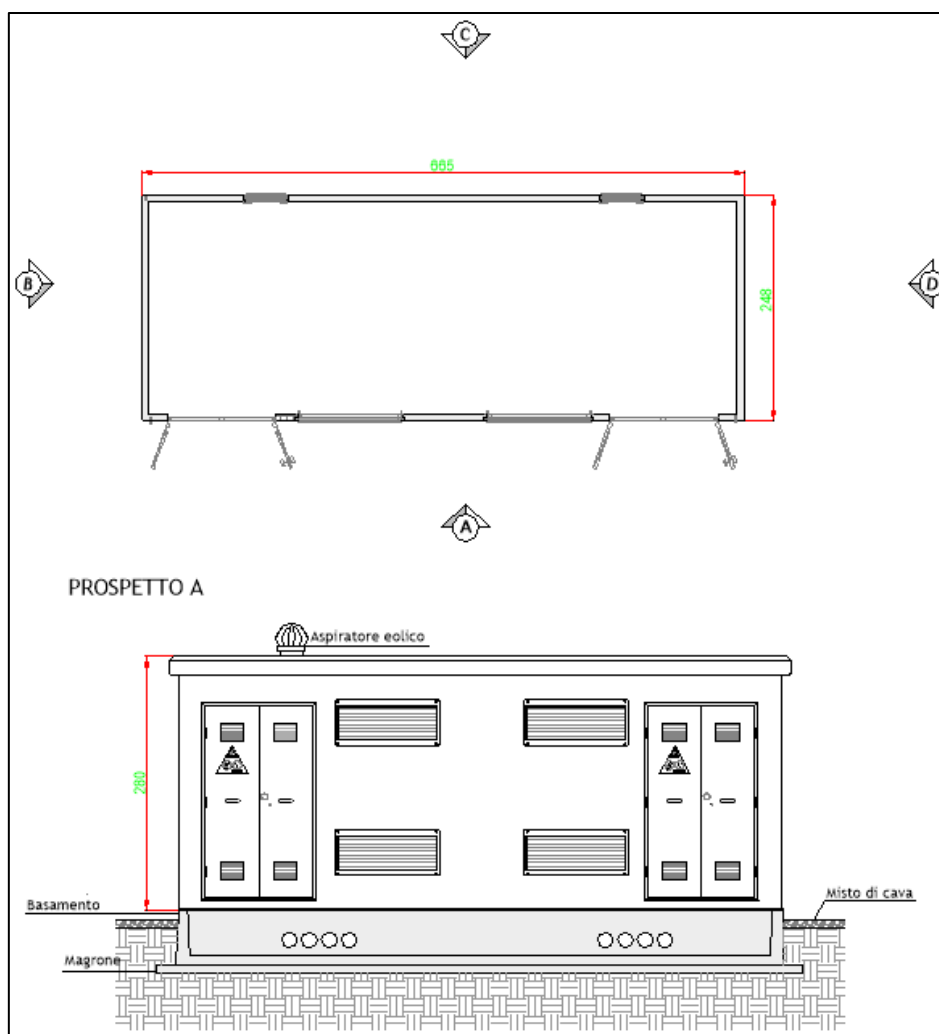


Figura 9 Planimetria e prospetto della Cabina Inverter e Cabina di Raccolta R2/3/4

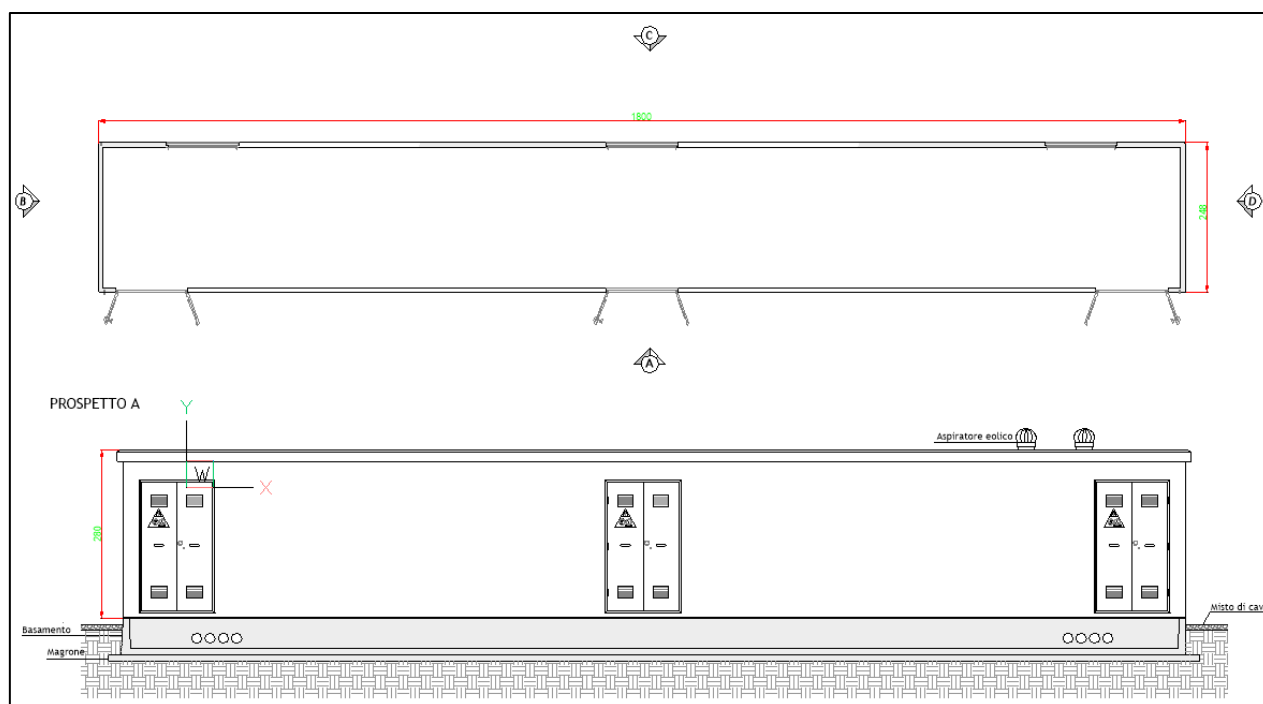


Figura 10 Planimetria e prospetto della Cabina di Raccolta R1

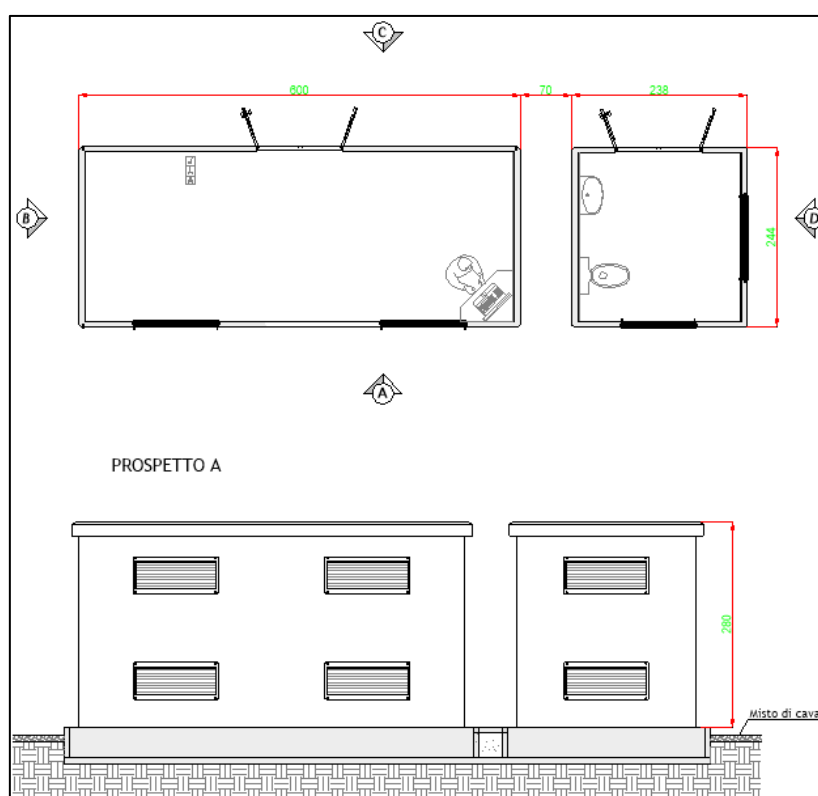


Figura 11 Planimetria e prospetto del Locale Guardiania

Le pareti delle cabine elencate avranno spessori compresi tra i 7 e gli 8 cm ed 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 R_{ck} 40 Mpa.
- l'armatura sarà costituita da una doppia maglia di rete elettrosaldata B450C con carico di snervamento superiore a 450 N/mm² in modo tale da garantire i carichi di progetto.

Il tetto, di spessore minimo pari a 8 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 ed è calcolato per un carico accidentale distribuito pari 300 Kg/mq.

Il pavimento, di spessore minimo pari 10 cm, verrà calcolato per sopportare un carico accidentale (costituito dalle apparecchiature e dal personale che effettuerà le manutenzioni) uniformemente distribuito di 600 kg/mq + 3000 Kg concentrati in 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 - Valori di accelerazione A_g/g ($T_r=50$) 0.3500

Per i particolari tecnici e dimensionali di dettaglio si rimanda alla tavola contenete i dettagli architettonici delle cabine.

Di seguito vengono riportati degli esempi di cabine in CAV.



Figura 12 Vasca di fondazione in CAV



Figura 13 cabina 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 grecata, etc.), completi di idoneo e duraturo sistema di protezione superficiale (ad es. zincatura a caldo secondo UNI ISO 1461, verniciatura, etc) opportunamente dimensionati e posti in opera, per consentire l'alloggiamento e il fissaggio delle pareti perimetrali.

SE utente ed impianto di accumulo elettrochimico

Il fabbricato della SE utente è costituito da una struttura in c.a gettata in opera a pianta rettangolare, delle dimensioni riportate nelle tavole 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.

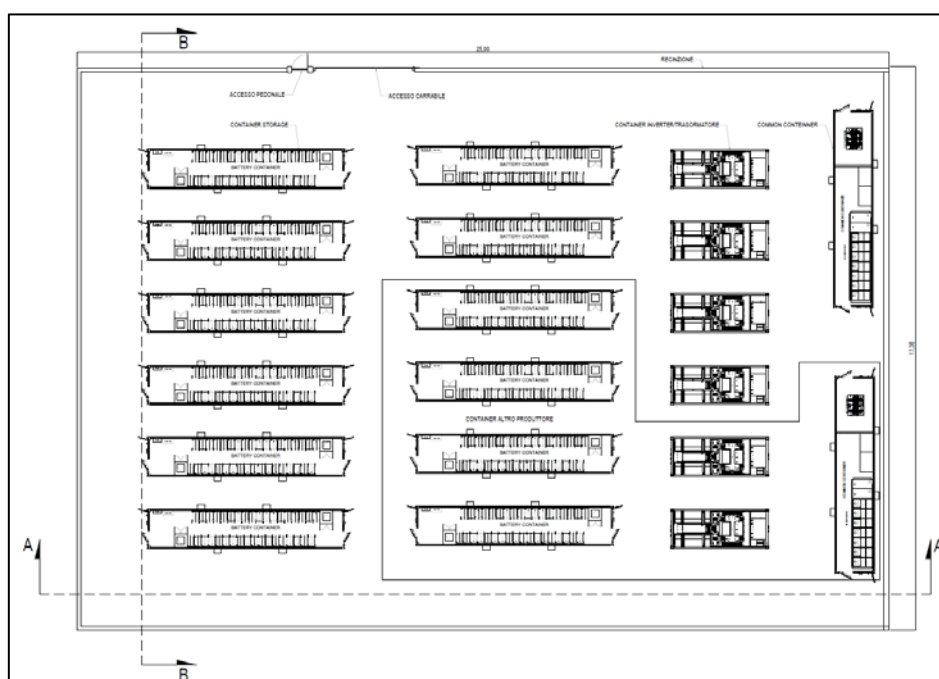


Figura 14 Planimetria impianto di accumulo elettrochimico

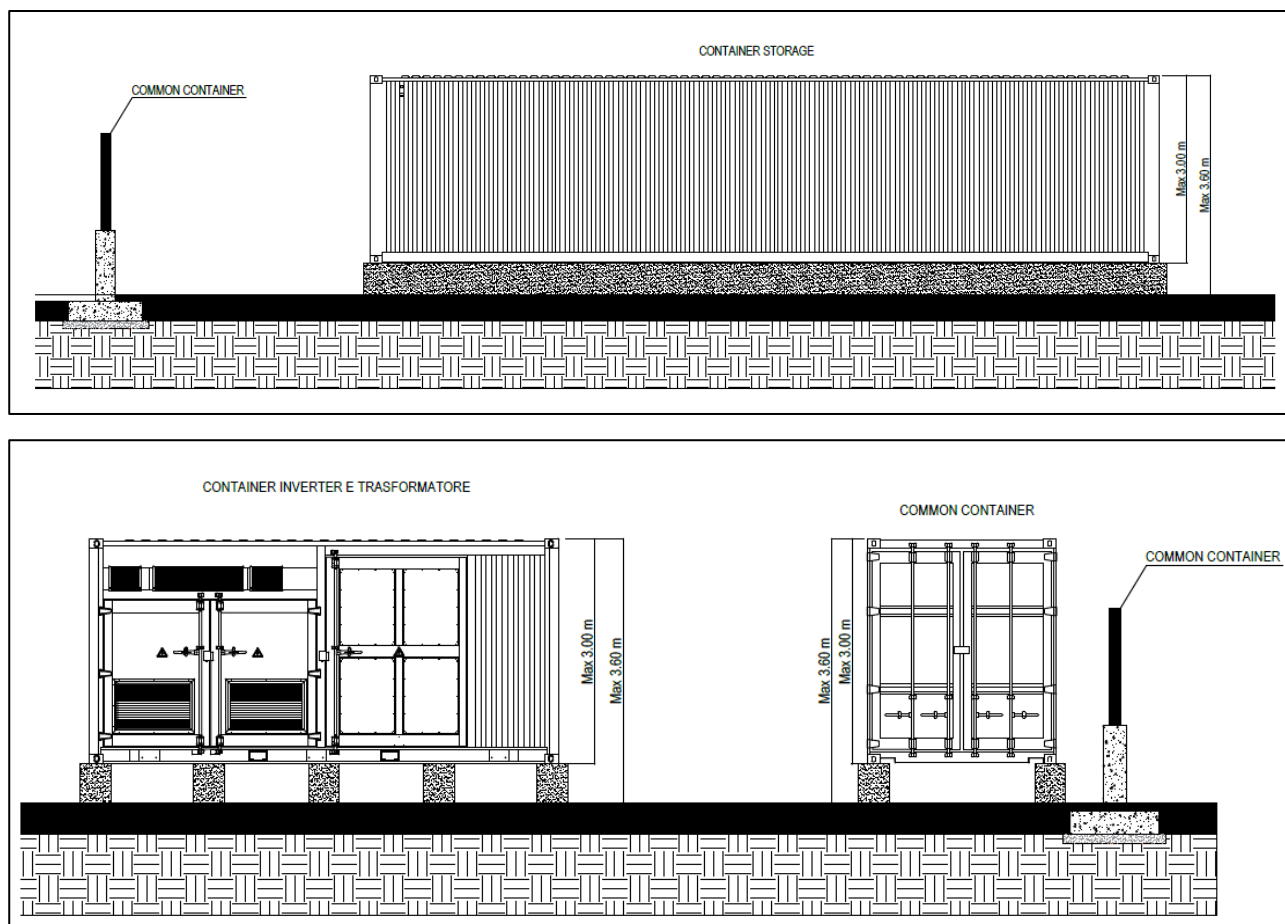


Figura 15 Sezioni A-A impianto di accumulo

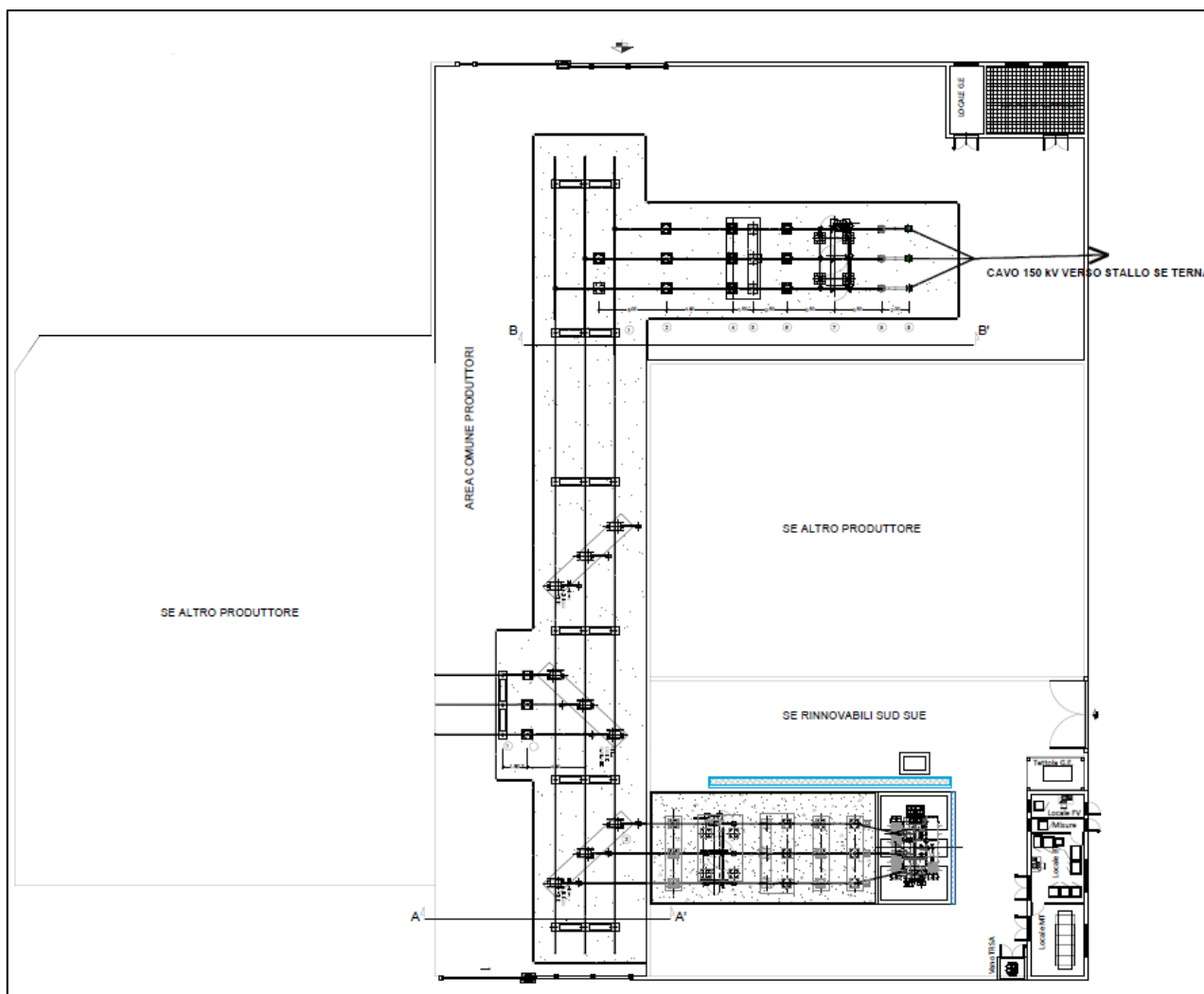


Figura 16 Planimetria Stazione Utente

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 nelle zone ove il terreno lo permette mediante pali battuti ad una profondità variabile a seconda delle caratteristiche di resistenza del terreno.

Il supporto a cui sono fissati di moduli fotovoltaici è libero di ruotare attorno al proprio asse, in direzione est – ovest, ed è dotato di un motore e di un orologio solare, tale per cui i moduli modificheranno il proprio orientamento così da seguire il sole durante la giornata, massimizzando la radiazione solare incidente sulla propria superficie.

Il sistema ha un movimento automatico mattina-sera (variazione dell'angolo di azimut), mentre l'inclinazione dei pannelli (angolo tilt) sarà eventualmente regolata manualmente agli equinozi in coincidenza con gli interventi di pulizia e controllo dei pannelli. L'impostazione di progetto dell'angolo di tilt è di 0° rispetto al piano orizzontale. La disposizione delle file e delle schiere all'interno delle stesse è tale da mantenere sempre un interasse costante in modo da impedire l'ombreggiamento reciproco tra i pannelli. Di seguito si riporta uno schema esplicativo del sistema di sostegno dei pannelli e dell'inseguitore solare, rimandando alle tavole di progetto per ulteriori dettagli.

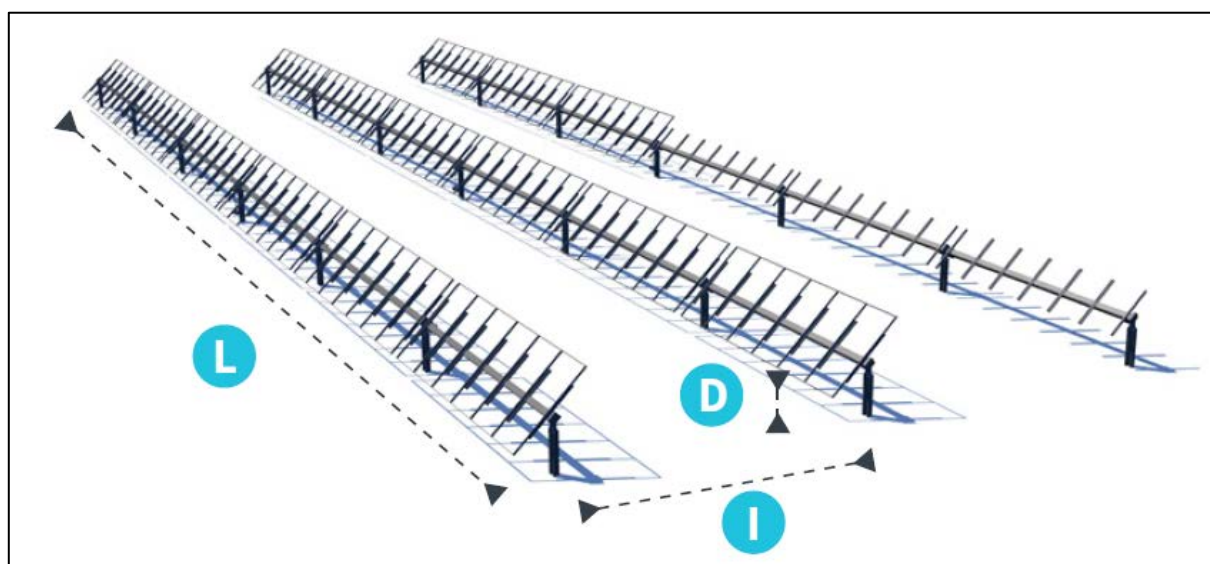


Figura 17 Schema strutture di sostegno

Si adotteranno due tipologie di tracker:

- Tipo A: tracker con 56 moduli;
- Tipo B: tracker con 28 moduli (permettono l'occupazione delle aree di terreno in cui il tracker Tipo A non rientra per dimensione).

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. Si riporta di seguito una sezione del tracker.

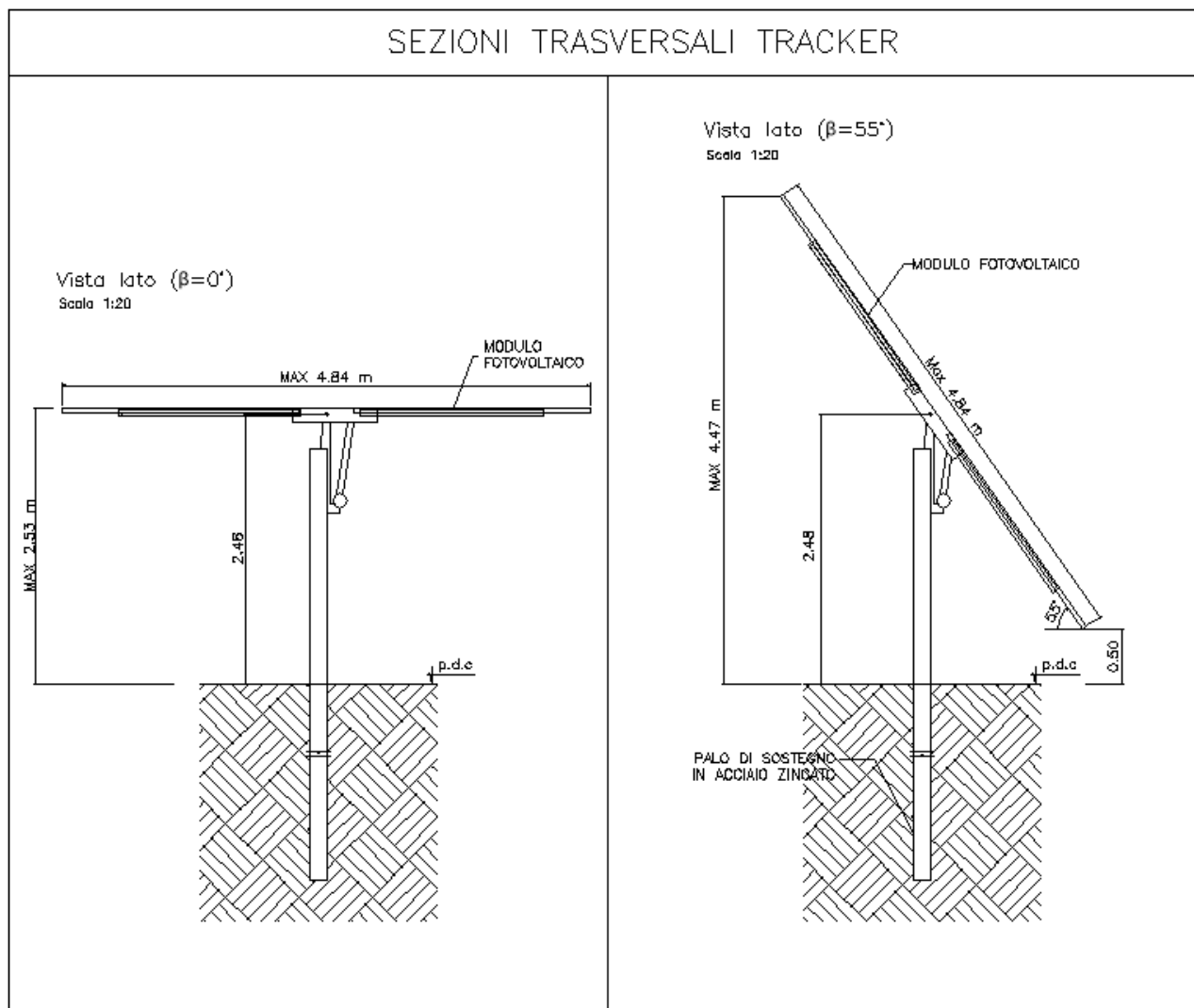


Figura 18 Sezione tracker monoassiale

L'interasse tra i tracker è pari a 10 m.

Nella relazione di calcolo allegata è stata condotta una verifica strutturale degli elementi portanti oltre che la verifica geotecnica del ritto infisso nel terreno



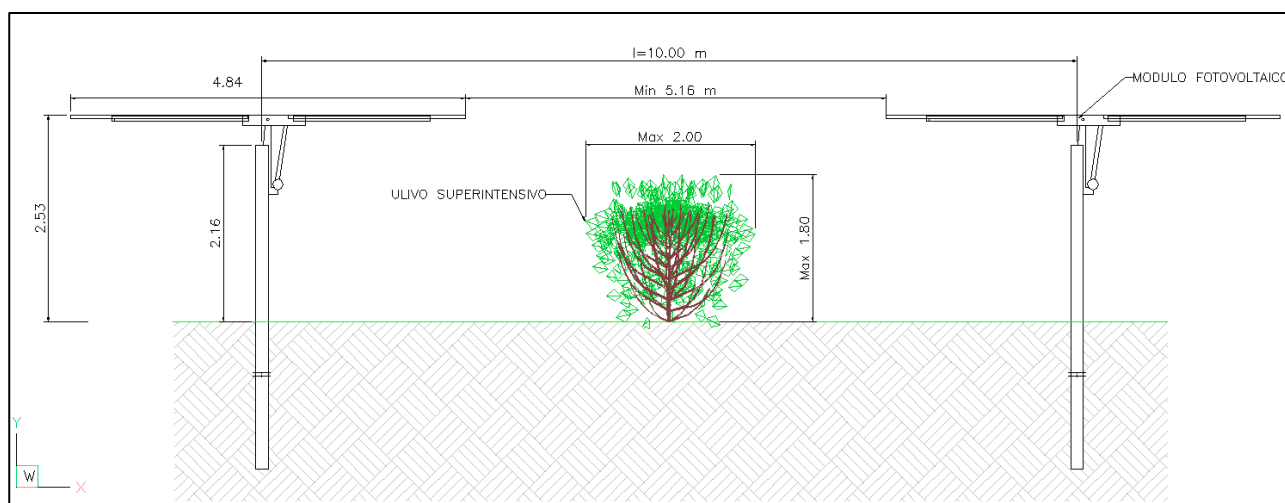


Figura 19 Interasse tra i tracker

6.4 Preparazione del terreno sull'area dell'impianto di generazione

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

6.5 Preparazione del terreno della stazione e recinzioni

L'area impegnata dalla stazione di trasformazione AT/MT e da quella di raccolta AT, analogamente all'area su cui verrà realizzato l'impianto di accumulo elettrochimico contenuta nell'area dell'impianto di generazione, 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 ai 40 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.

Successivamente l'area verrà opportunamente recintata.



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 avranno una lunghezza complessiva di 11420 m e saranno realizzate in misto granulare stabilizzato al fine di escludere impermeabilizzazione delle aree e quindi garantire la permeabilità della sede stradale e 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, correttamente compattato.

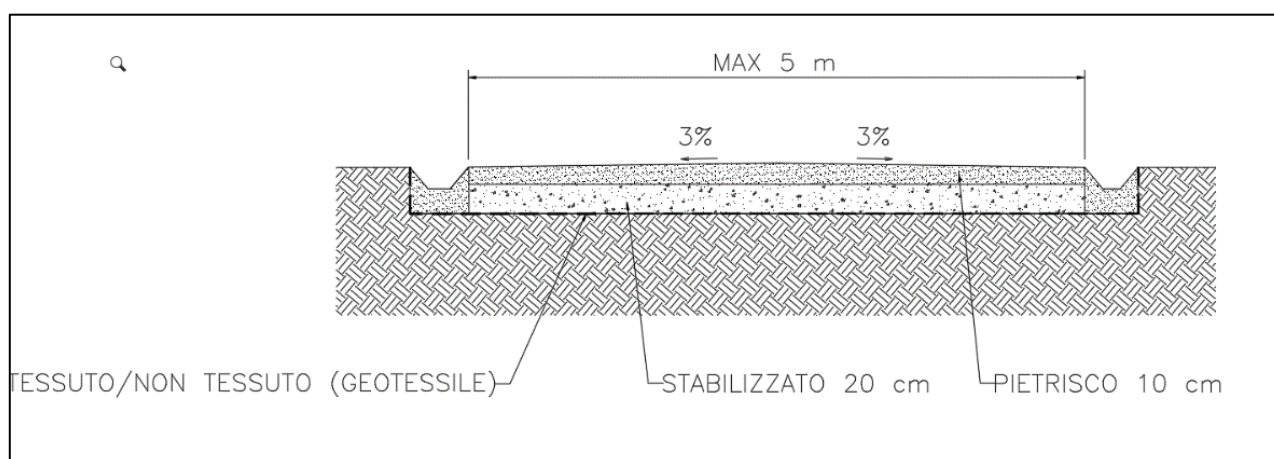


Figura 20 Sezione tipo – viabilità interna

Per il solo accesso all'area dell'impianto di rete di utenza per la connessione verrà realizzata un'apposita viabilità di lunghezza pari a 785 m, il cui tracciato piano altimetrico è definito nella tavola di progetto allegata.

Di seguito viene riportato un tipologico della sezione stradale in oggetto.



Figura 21 Stralcio planimetrico viabilità di accesso alla SE utente

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 1,3 metri; successivamente sarà depositato 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 3 terne di cavi. Tale cavidotto sarà realizzato in TOC in caso di interferenze con la viabilità esistente e con il reticolo idrografico. Si riporta di seguito il tipologico per la posa di due terne di cavi su terreno.



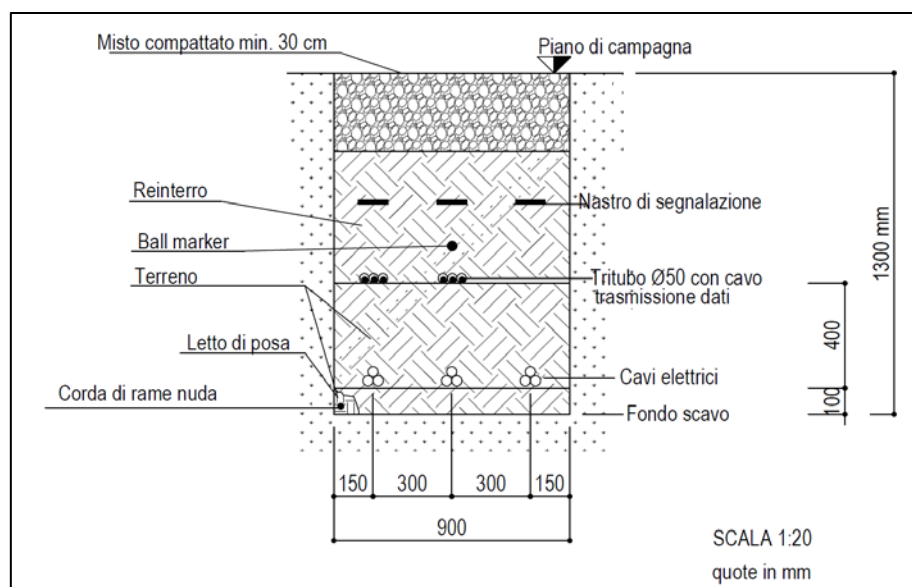


Figura 22 Tipico posa cavidotto

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 operati 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 di altezza massima pari a 2,30 m e sarà dotata inoltre di apposito varco per il transito della microfauna.

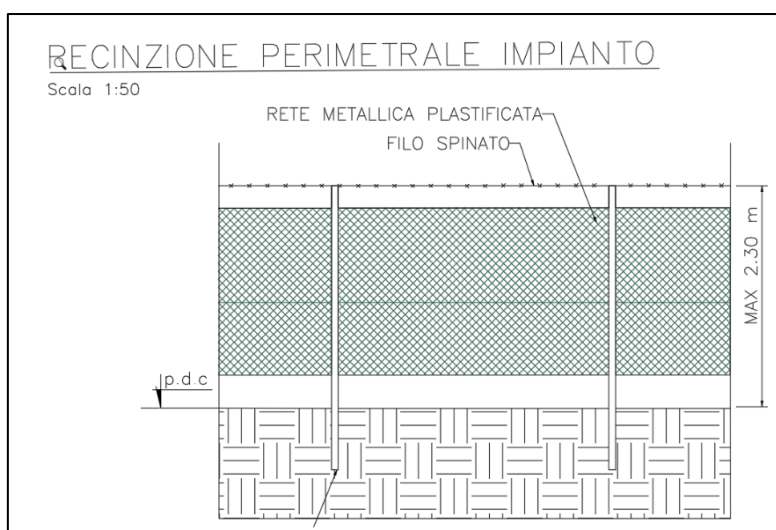


Figura 23 Tipico recinzione perimetrale area impianto di generazione

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 dotate di accesso pedonale e carrabile (per maggiori dettagli si rimanda alle tavole grafiche allegate al progetto).

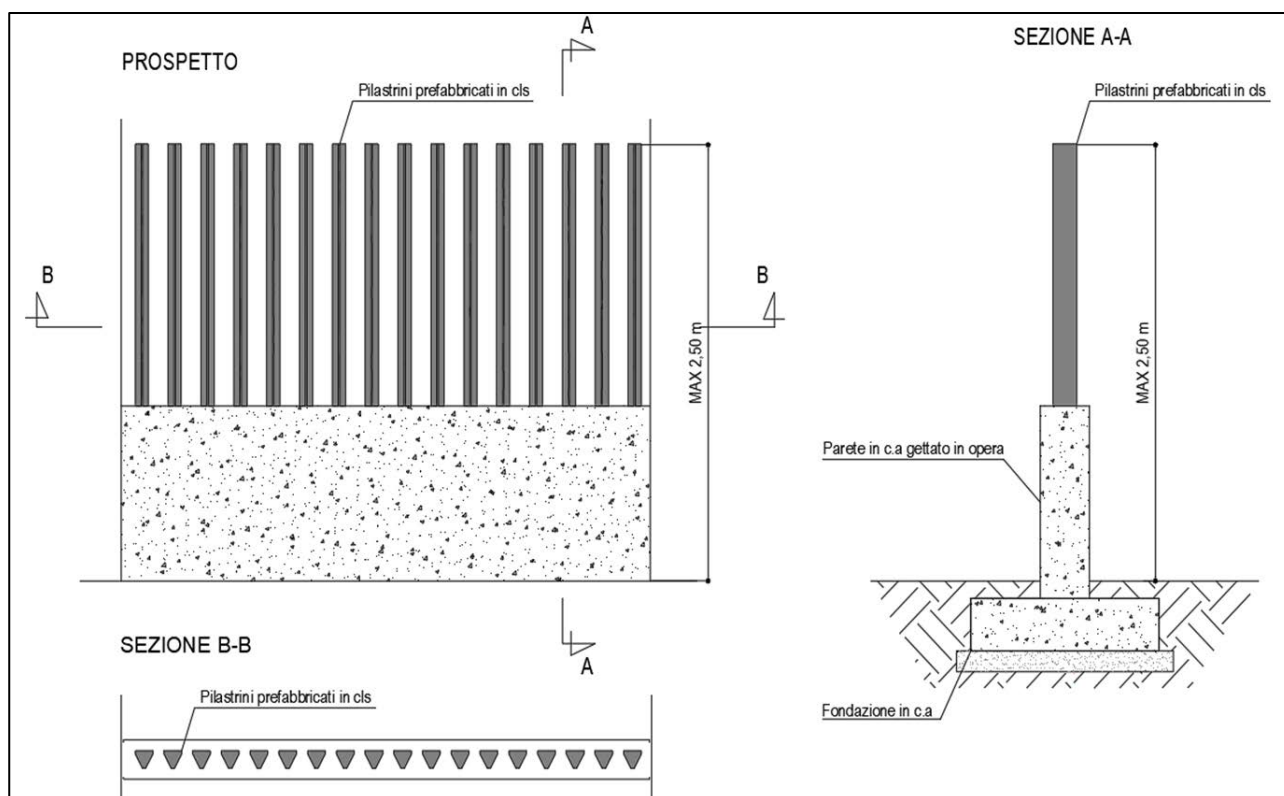


Figura 24 Tipico recinzione perimetrale SE utente ed impianto di generazione

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

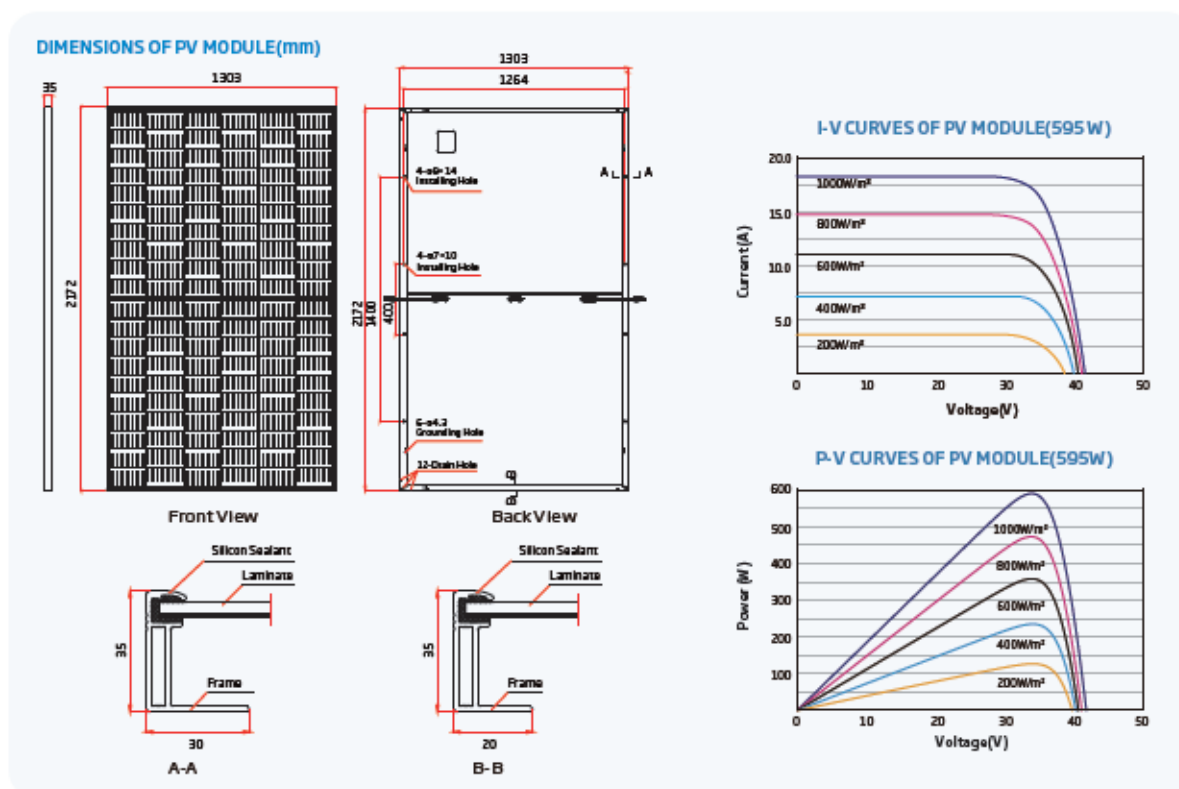
I moduli fotovoltaici garantiranno una idonea resistenza al vento, alla neve, agli sbalzi di temperatura, in modo da assicurare un tempo di vita di almeno 30 anni. Ogni modulo sarà inoltre dotato di scatola di giunzione stagna, con grado di protezione IP 65, contenente i diodi di by-pass ed i morsetti 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.**



Prodotto: TSM-DE20

PRODUCT RANGE: 585 – 605 W



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power P_{max} (Wp)*	585	500	505	600	605
Power Tolerance P_{max} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage V_{mp} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current I_{mp} (A)	17.31	17.35	17.40	17.44	17.40
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	40.0	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current I_{sc} (A)	18.37	18.42	18.47	18.52	18.57
Module Efficiency η_m (%)	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. *Measuring tolerance: ±2%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power P_{max} (Wp)	443	447	451	454	458
Maximum Power Voltage V_{mp} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current I_{mp} (A)	14.05	14.09	14.13	14.18	14.22
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current I_{sc} (A)	14.81	14.85	14.88	14.92	14.96

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172x1303x35 mm (85.51x51.30x1.38 inches)
Weight	30.9 kg (68.1 lb)
Glass	3.2mm (0.13 inches), High Transmitting, All Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Polarized 280x280 mm (11.02x11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Maximum Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation
(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40 container: 598 pieces

Figura 25 Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici



7.2 Inverter Fotovoltaici

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi di 28 moduli collegati in serie tra loro, con tensione massima di stringa pari a circa 968,8 V), 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 (MPPT: maximum power point tracker) 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 13 cabine 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 99%;
- rendimento euro sarà superiore a 98,6%;



- 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.**



SUN2000-215KTL-H0
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 26 Caratteristiche tecniche inverter



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	2.500/3.500kVA
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	60.000 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 sottocampi 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 **6 sottocampi elettrici con 3 cabine di raccolta e 1 cabina principale**. Questa rete di collegamenti costituisce quello che in precedenza abbiamo definito **rete di cavidotti interni**. I cavi utilizzati saranno del tipo RG7H1R unipolare ad isolamento con elastomero termoplastico con conduttori di alluminio, aventi una sezione nominale adatta al trasporto dell'energia prodotta. Di seguito è riportato il dimensionamento dei tratti finali di ciascun sottocampo.

Linee MT interne all'impianto								
Cabina raccolta	Potenza (kWp)	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm²)	Portata (A)	Lunghezza CAD (m)	Ingr. In Cabina	Stima finale
R2	11	30	223	240	283.52	824	10	834
R3	12	30	243	240	283.52	860	10	870
R4	7	30	142	240	283.52	1500	10	1510
Storage	14	30	284	300	319.14	100	10	110

Tabella 7-1 Caratteristiche linea MT interna



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 12,2 km. I cavi utilizzati saranno 2 terne del tipo RG7H1R unipolare ad isolamento con elastomero termoplastico con conduttori di alluminio, aventi una sezione nominale di 630 mm². I conduttori saranno posati a trifoglio. Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione specialistica sul calcolo degli impianti.

7.6 Cabina di raccolta

La Cabina di Raccolta, ubicata all'interno dell'impianto in prossimità del perimetro nella parte a nord, 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 12,2 km) nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avverrà l'innalzamento di tensione (30/150 kV) e la successiva consegna (in AT a 150 kV) alla futura stazione TERNA 380/150 kV "Foggia – Palo del Colle", 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 alloggio 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.

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, P_n = 250W;
- tipo armatura: proiettore direzionabile;
- funzione: illuminazione interno impianto notturna e antintrusione;
- 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 IP55, 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 Connesione

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata per il progetto in esame prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica a 380/150 kV della RTN da collegare in entra – esce alla linea 380 kV “Foggia – Palo del Colle”.

Il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale alla nuova Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione.

7.8.1 Opere di rete per la connessione

Come detto la stazione RTN di Cerignola è in fase di cantierizzazione e pertanto al momento non esiste alcuna opera; lo stallo cui andrà connesso l'impianto in oggetto sarà dotato dei seguenti componenti AT:

- trasformatore amperometrico - TA;
- interruttore;
- sezionatore orizzontale tripolare;
- trasformatore di tensione induttivo – TV;
- scaricatore;
- terminale per cavo interrato.

Di seguito viene riportata una sezione del futuro stallo di connessione.

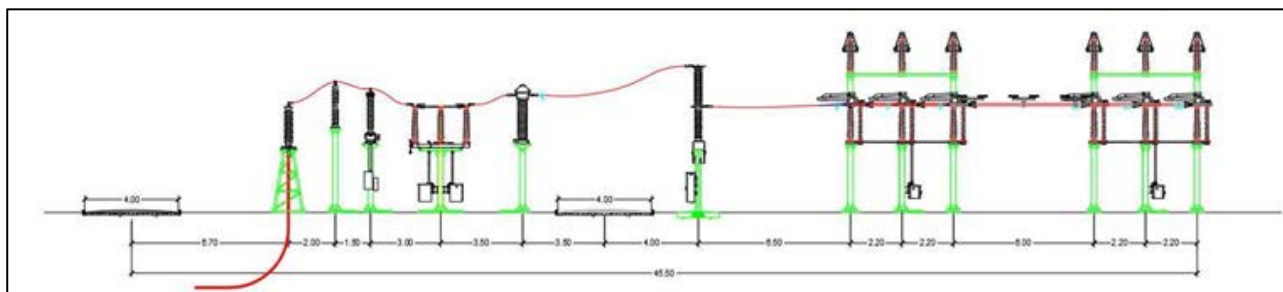


Figura 27 sezione stallo RTN di connessione

7.8.2 Opere di utenza per la connessione

Le opere di utenza per la connessione consistono nella realizzazione delle seguenti opere:

- stazione utente di trasformazione 150/30 kV, comprendente un montante TR equipaggiato con scaricatori di sovratensione ad ossido di zinco, TV e TA (unici) per protezioni e misure fiscali, interruttore, sezionatore orizzontale tripolare ed isolatore rompi-tratta (202100885_PTO_04-00); inoltre sarà realizzato un edificio che ospiterà le apparecchiature di media e bassa tensione;

- stazione con sbarre AT di raccolta, con n. 3 stalli dedicati ad altrettanti produttori e n. 1 stallo destinato alla connessione verso la RTN con cavo interrato; il montante di uscita sarà equipaggiato con interruttore, sezionatore orizzontale tripolare, TV induttivo, scaricatori e terminali AT, mentre ciascuno dei montanti per produttori sarà dotato di colonnini porta sbarre e sezionatore verticale di sbarra. Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato cod. 202100885_PTO_06-00.

La connessione tra le due stazioni di utenza avverrà in tubo rigido in alluminio, mentre la connessione tra il sistema di sbarre in condivisione e la SE RTN avverrà per mezzo di un conduttore costituito da una corda rotonda compatta e tamponata composta da fili di alluminio, conforme alla Norma IEC 60840 per conduttori di Classe 2; l'isolamento sarà composto da uno strato di polietilene reticolato (XLPE) della sezione di 1600 mm², adatto ad una temperatura di esercizio massima continuativa del conduttore pari a 90° (tipo ARE4H1H5E), come da scheda tecnica successivamente allegata:

1 AMBITO DI APPLICAZIONE

Le presente tabella tecnica si applica ai cavi terrestri unipolari estrusi, isolati in XLPE e aventi le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale:	$U_0/U = 87/150$ kV
- Tensione massima del sistema:	$U_m = 170$ kV
- Frequenza nominale:	50 Hz
- Tensione di tenuta di breve durata a frequenza industriale ⁽¹⁾ :	325 kV _{ms}
- Tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico ⁽²⁾ (BIL):	750 kV _{cr}
- Gradiente elettrico nominale sul conduttore:	$E_1 \leq 8$ kV/mm;
- Gradiente elettrico nominale sull'isolante:	$E_0 \leq 4$ kV/mm.

Non saranno accettati cavi con gradienti elettrici $E_1 > 8,0$ kV/mm ed $E_0 > 4,0$ kV/mm.

2 CARATTERISTICHE FUNZIONALI E COSTRUTTIVE

Schema costitutivo (a titolo indicativo)



Il diagramma illustra la struttura a strati concentrici del cavo. Le etichette indicate sono:

- Conduttore
- Semiconduttivo interno
- Isolante XLPE
- Semiconduttivo esterno
- Barriera contro la penetrazione dell'acqua
- Schermo metallico
- Guaina termoplastica protettiva

Figura 28 Scheda tecnica cavo AT con isolamento in XLPE

La sezione andrà eventualmente aggiornata in funzione della reale potenza da connettere sullo stallo RTN.

I cavi saranno installati con configurazione in piano, come riportato nel disegno allegato (cod. 202100885_05-00), all'interno di tubi diametro Ø250. La posa avverrà prevalentemente su terreno agricolo a meno del tratto all'interno della SE RTN; lungo il circuito si prevede la posa di un ulteriore tubo Ø 250 per la eventuale posa di cavi a fibre ottiche, oltre a due cavi di rame aventi sezione 120 mm² per l'eventuale connessione tra le maglie di terra delle stazioni di utenza e di quella RTN. Tale collegamento sarà comunque sezionabile all'interno di un pozzetto posto in prossimità dello stallo di connessione.

Per quanto concerne le modalità di posa del cavo AT, al momento si prevede una posa completamente

interrata; ad ogni modo saranno svolte ulteriori indagini (anche tramite utilizzo di georadar) per valutare la presenza di eventuali sottoservizi esistenti (cavi di potenza, condotte metalliche, gasdotti, ecc.) e, qualora se ne dovesse riscontrare la presenza, il tratto di cavidotto interessato sarà realizzato mediante trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.).

Infine, relativamente alla gestione degli schermi del cavo AT, è noto che le correnti circolanti negli stessi sono uno dei fattori che contribuiscono a ridurre la portata. Esse sono generate dalle tensioni indotte dai campi magnetici, proporzionali alla corrente che scorre nel cavo, che si concatenano con lo schermo stesso. Ne risulta, come sempre accade quando un conduttore è percorso da corrente, una produzione di calore per effetto joule che può essere eliminata azzerando la circolazione negli schermi. Altro aspetto problematico risiede nel valore della tensione indotta nello schermo che risulta proporzionale, oltreché alla corrente, alla lunghezza ed alla geometria con cui sono disposti i conduttori. Il crescere di tale valore determina una sollecitazione sugli isolanti dei cavi.

Per limitare le tensioni indotte è possibile mettere a terra gli schermi dei cavi ma in questo modo si crea un percorso di circolazione di corrente, con ritorno attraverso il terreno, da cui scaturisce la riduzione di portata di cui si è detto in precedenza.

In generale ci sono due modi possibili con cui gestire gli schermi dei cavi:

- collegare a terra entrambe le estremità;
- collegare a terra una sola estremità.

Si analizzano di seguito i pregi e i difetti di ciascuna delle configurazioni.

Nel primo caso la tensione alla estremità degli schermi è nulla ma, come accennato, si crea un percorso attraverso cui scorre una corrente che determina una produzione di calore la quale, sommandosi a quella ordinaria, riduce la portata del cavo. Si sottolinea che la tensione indotta è nulla ai capi dello schermo, vincolati al potenziale di terra, ma non lungo il resto del percorso. Se quest'ultimo non è particolarmente lungo (minore di 5 km) non è necessario prevedere alcuna giunzione a terra dei punti intermedi. Altro aspetto peculiare di una siffatta gestione degli schermi sono i potenziali che si trasferiscono all'esterno delle stazioni elettriche, nel caso in cui l'estremità dello schermo lato-stazione sia collegata all'impianto di terra di quest'ultima.



Nel secondo caso, ovvero con una sola estremità dello schermo messa a terra e l'altra isolata, non si ha una circolazione di corrente, ma lungo il percorso del cavo le tensioni indotte possono divenire di entità tanto più problematica al crescere della lunghezza del collegamento. Tale configurazione andrebbe adottata per cavi brevi (massimo un km, come nel ns. caso).

Un sistema alternativo a quelli rappresentati e quello del cross bonding in aggiunta alla messa a terra di entrambe le estremità della linea. Esso consiste in un collegamento incrociato degli schermi, da effettuarsi ad ogni terzo di percorso, ed ha il vantaggio di evitare la circolazione di correnti e l'insorgenza di tensioni eccessive sugli schermi permettendo l'allungamento delle condutture. Lo svantaggio risiede nel maggior costo dei giunti. Tale soluzione è adottata nei cavi AT e quando le lunghezze sono notevoli.

Tra le descritte la modalità di gestione, vista la lunghezza del cavo AT pari a circa 110 mt, si è deciso di adottare la scelta progettuale del "single point bonding" che prevede l'atterramento degli schermi dei cavi AT:

in corrispondenza della SE di Terna come diretto, con la raccomandazione che la messa a terra sia di tipo sconnettibile e avvenga in tre cassette distinte una per ciascuna fase;

in corrispondenza della SE utente di raccolta come atterrato previa interposizione di scaricatori di sovratensione.

Tra il punto di atterramento diretto lato Terna e l'analogo del comune degli scaricatori sarà posato un conduttore dal 120 mmq in rame.

7.8.3 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 "Foggia – Palo del Colle".

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 12,2 km) nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avverrà l'innalzamento di tensione (30/150 kV) e la successiva consegna (in AT a 150 kV) alla futura stazione TERNNA 380/150 kV "Foggia – Palo del Colle", 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 55 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 alla futura stazione Terna 380/150 kV "Cerignola".

La sottostazione verrà inoltre dotata degli impianti ausiliari citati nei paragrafi successivi.

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

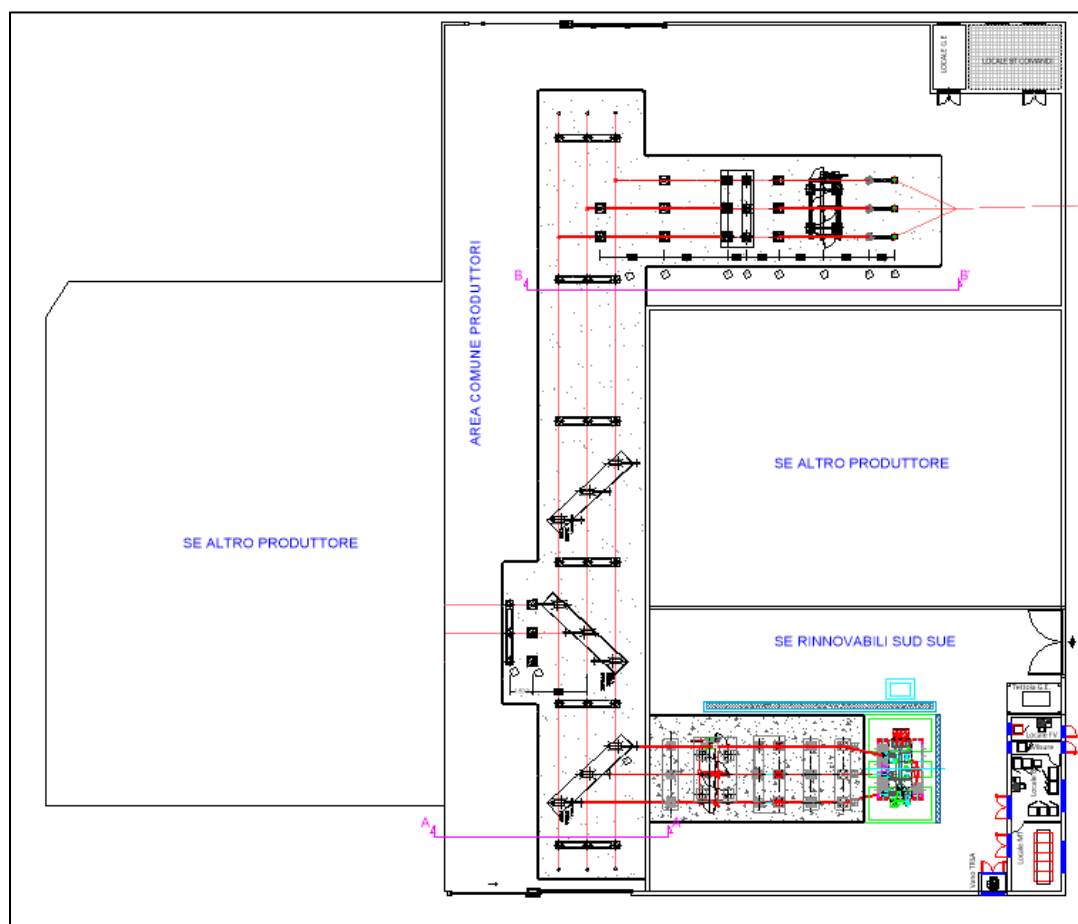


Figura 29 Planimetria SE utente

7.8.4 L'impianto di accumulo elettrochimico

Di seguito si definiscono le caratteristiche tecniche del sistema di accumulo di energia a batterie (da qui in avanti indicato come BESS – Battery Energy Storage System) destinato ad essere installato nell'area dell'impianto fotovoltaico.

Il trend di crescita degli ultimi anni del settore delle energie rinnovabili ha richiesto l'integrazione con sistemi di regolazione costituiti da sistemi di stoccaggio dell'energia, fra i quali i BESS.

L'integrazione dei sistemi di accumulo (BESS) con i grandi sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili, eolico e solare, permette di garantire un'elevata qualità dell'energia immessa in rete, evitando in primis la possibile naturale oscillazione di potenza, intrinseca dei tali sistemi.

Di conseguenza i sistemi BESS integrati con i sistemi di produzione energia solare ed eolica, contribuiscono quindi a sostanziale incremento nella diffusione degli impianti di produzione energia da fonti rinnovabili, migliorandone le performance tecniche ed economiche.

Il sistema di stoccaggio di energia che si intende installare (BESS) fornirà servizi di regolazione primaria di frequenza, servizi di regolazione secondaria e terziaria e riduzione degli sbilanciamenti.

Il sistema BESS verrà collegato in rete attraverso un collegamento in MT 30KV in parallelo con l'impianto fotovoltaico.

Il sistema BESS avrà una potenza di 14 MW e sarà costituito da batterie del tipo a litio.

La planimetria relativa allo storage, allegata al progetto, rappresenta la soluzione di ingombro con valori medi unitari di potenza e densità di capacità rappresentativi dei prodotti esistenti oggi sul mercato.

L'altezza dei container, di tipo standard (40'), sarà di circa 3 m e sollevati da terra tra i 10 e 15 cm.



Energy Storage Components

- Typical composition of Battery Container

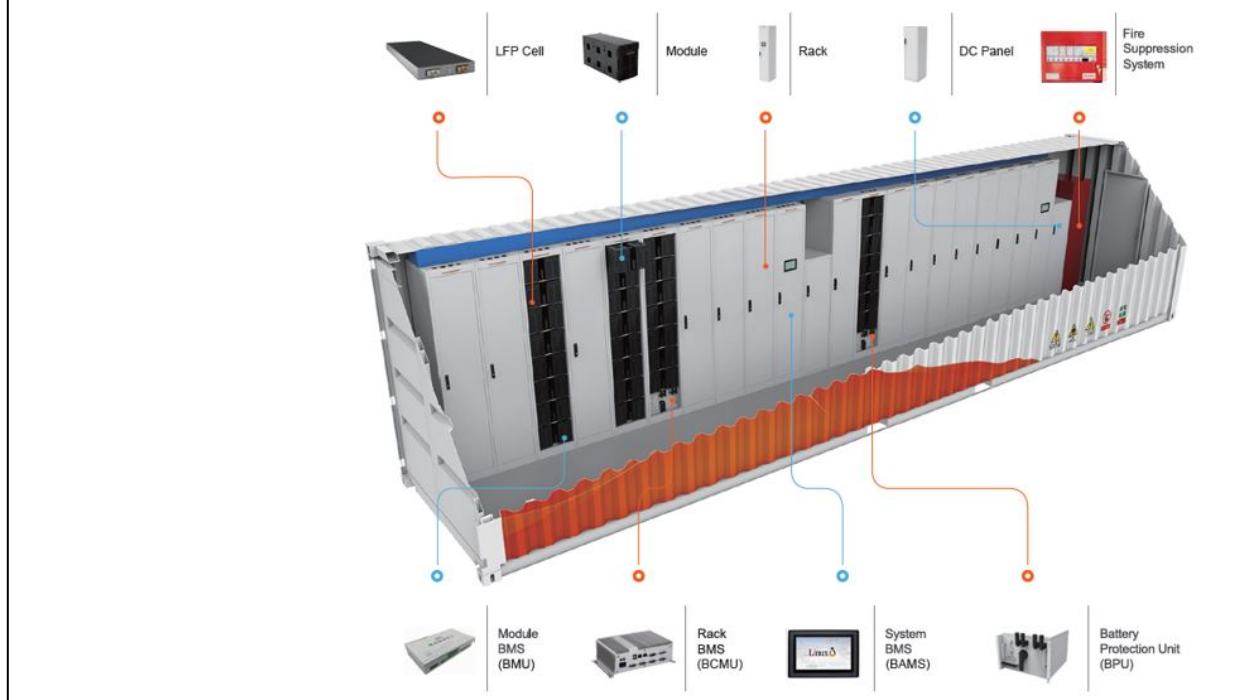


Figura 30 Componenti principali dell'impianto di accumulo

7.8.4.1 Definizioni

- BESS: Battery Energy Storage System – Sistema di accumulo di energia a batterie
- MSDS: Material Safety Data Sheet – Scheda tecnica di sicurezza
- MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento
- PCS: Power Conversion System – Sistema di conversione della corrente (AC-DC e viceversa)
- BMS: Battery Management System – Sistema di controllo batterie
- SCI: Sistema di Controllo Integrato
- Plant SCADA Sistema Centrale di Controllo Integrato
- ES: Capacità nominale del sistema BESS
- SOC: Stato di Carica – rappresenta il rapporto tra energia immagazzinata nel sistema e la rispettiva energia nominale.
- SOH: State of Health – rappresenta in % le condizioni di una batteria/cella comparate alle condizioni ideali
- DOD: Profondità di Scarica – rappresenta la variazione subita dal SOC 100% durante una fase di scarica



- ΔP_e : Variazione della potenza elettrica [MW]
- THD: Total Harmonic Distortion – distorsione armonica totale
- MT: Media tensione
- BT: Bassa tensione
- AC: Corrente alternata
- DC: Corrente continua
- TSO: Transmission System Operator (TERNA)
- LPS: Lightning Protection System (sistemi protezione da scariche atmosferiche)
- RUP: Registro Unità Produttive
- SLMM: Sul Livello Medio Marino

7.8.4.2 Descrizione dei componenti del BESS

Il sistema BESS è un impianto di accumulo elettrochimico di energia, ovvero un impianto costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia ed alla conversione bidirezionale della stessa in energia elettrica in media tensione.

La tecnologia di accumulatori (batterie al litio) è composta da celle elettrochimiche. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati in serie ed in parallelo tra loro ed assemblati in appositi armadi in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente.

Ogni "assemblato batterie" è gestito, controllato e monitorato, in termini di parametri elettrici e termici, dal proprio sistema BMS.

Di seguito è riportata la lista dei componenti principali del sistema BESS:

- Sistema di accumulo (BESS) composto da:
- Celle elettrochimiche assemblate in moduli e racks (Assemblato Batterie)
- Sistema bidirezionale di conversione dc/ac (PCS)
- Trasformatori di potenza MT/BT
- Quadri Elettrici di potenza MT
- Sistema di gestione e controllo locale di assemblato batterie (BMS)
- Sistema locale di gestione e controllo integrato di impianto (SCI) - assicura il corretto funzionamento di ogni assemblata batteria azionato da PCS anche chiamato EMS (Energy Management System)
- Sistema di Supervisione Plant SCADA integrazione con l'impianto
- Servizi Ausiliari
- Sistemi di protezione elettriche
- Cavi di potenza e di segnale
- Container o quadri ad uso esterno equipaggiati di sistema di condizionamento ambientale, sistema antincendio e rilevamento fumi.



La configurazione del sistema BESS, in termini di numero di PCS e di numero di moduli batteria, sarà effettuata in funzione delle scelte progettuali che verranno condivise con il fornitore del sistema, così come il numero di PCS che saranno connessi al quadro MT.

7.8.4.3 Caratteristiche dei containers

La struttura dei containers sarà del tipo autoportante metallica, per stazionamento all'aperto, costruita in profilati e pannelli coibentati.

La struttura consentirà il trasporto, nonché la posa in opera in un unico blocco sui supporti, con tutte le apparecchiature già installate a bordo e senza che sia necessario procedere allo smontaggio delle varie parti costituenti il singolo container. L'unica eccezione riguarderà i moduli batteria, che se necessario, saranno smontati e trasportati a parte.

Nei container sarà previsto dove necessario, un impianto di condizionamento e ventilazione, idoneo a mantenere le condizioni ambientali interne ottimali per il funzionamento dei vari apparati.

Il grado di protezione minimo dei container sarà di IP54.

La verniciatura esterna dovrà essere realizzata secondo particolari procedure e nel rispetto della classe di corrosività atmosferica relativa alle caratteristiche ambientali del sito di installazione.

Sarà previsto un sistema antieffrazione con le relative segnalazioni.

La struttura sarà antisismica, nel rispetto delle norme tecniche per le costruzioni (D.M. 14/01/2008) NTC 2018.

Tutti i container batterie, convertitori, quadri elettrici saranno dotati di rivelatori incendi. I container batterie saranno inoltre equipaggiati con relativo sistema di estinzione automatico specifico per le apparecchiature contenute all'interno.

Estintori portatili e carrellati saranno, inoltre, posizionati in prossimità dei moduli batterie, dei convertitori di frequenza e dei quadri elettrici.

Le segnalazioni provenienti dal sistema antiincendio vengono inviati al sistema di controllo di impianto e alla sala controllo.

7.8.4.4 Caratteristiche delle batterie

Le batterie sono costituite da celle agli Ioni di Litio (Li-Ion) con chimica Litio Ferro Fosfato (LFP) o NMC assemblate in serie/parallelo in modo da formare i moduli. Più moduli in serie vanno infine a costituire il rack.

7.8.4.5 Collegamento sistema conversione in MT

In riferimento al paragrafo precedente relativo al sistema di conversione mediante valvole IGBT da corrente continua a corrente alternata in Bassa Tensione, si è menzionata la necessità di elevare, mediante trasformatori, la tensione in Media Tensione. Tali trasformatori saranno collegati tra di loro in configurazione entra esci e avranno il compito di distribuire la potenza erogata/assorbita dalle batterie verso i quadri di media tensione. Da un punto di vista funzionale i quadri avranno quindi il compito di:

- Dispacciare la totale potenza erogata/assorbita dal sistema di stoccaggio mediante un pannello dedicato che, in assetto classico, viene identificato come "montante di generazione".



- Alimentare i servizi ausiliari di tutti i container che alloggianno le batterie e i PCS mediante un pannello dedicato che, in assetto classico, viene identificato come “distributore”.
- Garantire la funzione di misura e protezioni per il sistema BESS.

7.8.4.6 Funzionalità del sistema BESS

Il sistema BESS potrà fornire servizio per la regolazione primaria di frequenza, secondaria e terziaria di rete ed altri servizi ancillari di rete, oltre a coprire e ridurre gli sbilanciamenti dell'impianto fotovoltaico

Il PCS comprende l'insieme dei dispositivi e delle apparecchiature necessarie alla connessione delle batterie assemblate al punto di connessione AC, installati in apposito container.

Il sistema risulterà equipaggiato con i seguenti componenti principali:

- Trasformatori MT/BT isolati
- Ponti bidirezionali di conversione statica dc/ac
- Filtri sinusoidali di rete
- Filtri RFI
- Sistemi di controllo, monitoraggio e diagnostica
- Sistemi di protezione e manovra
- Sistemi ausiliari (condizionamento, ventilazione, etc.)
- Sistemi di interfaccia assemblati batterie.

La tensione denominata “BT” sarà determinata in base alla proposta del fornitore del sistema BESS.

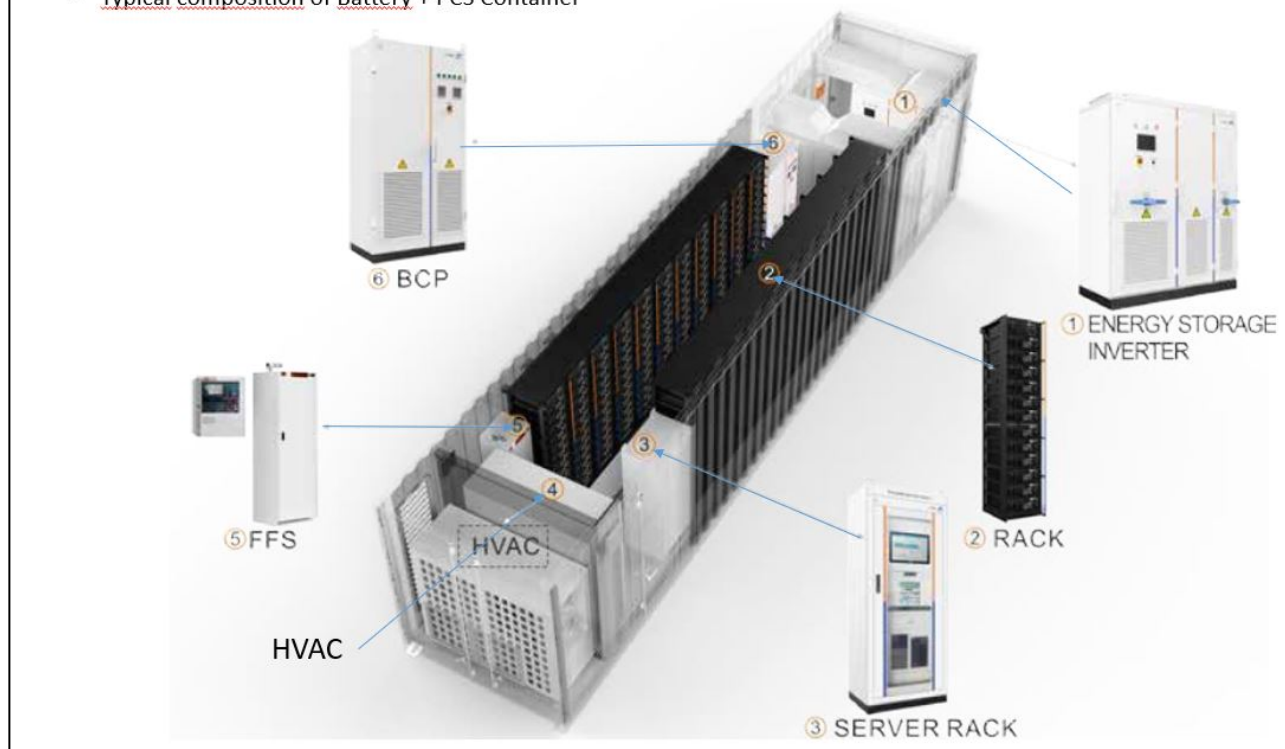
I convertitori statici dc/ac saranno di tipologia VSC (Self-Commutated Voltage source Converter) con controllo in corrente, di tipo commutato. Essi saranno composti da ponti trifase di conversione dc/ac bidirezionali reversibili realizzati mediante componenti total-controllati di tipo IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor).

Il PCS sarà dotato di un sistema di supervisione con funzioni di protezione, controllo e monitoraggio, dedicato alla gestione locale dello stesso e delle batterie assemblate da esso azionati.



Energy Storage Components

- Typical composition of Battery + PCS Container



Le principali funzioni del BMS (Battery Management System) saranno:

- Monitoraggio e gestione del SoC e del SoH;
- Monitoraggio e gestione del bilanciamento delle celle;
- Monitoraggio e diagnostica delle batterie assemblate;
- Gestione dei segnali di allarme/anomalia;
- Supervisione e controllo delle protezioni con eventuale azione di disconnessione/connesione delle batterie in caso di necessità;
- Gestione dei segnali di sicurezza delle batterie con il monitoraggio fino alle singole celle dei valori quali tensioni, temperature, correnti disperse;
- Invio segnali di soglia per la gestione delle fasi di carica e scarica;
- Elaborazione dei parametri per la gestione delle fasi di carica e di scarica;
- Elaborazione dei parametri necessari ad identificare la vita utile residua delle batterie;
- Elaborazione dei parametri necessari alla stima dello Stato di Carica delle batterie;

Le principali funzionalità del sistema di monitoraggio del BMS saranno:

- Calcolare ed inviare ai sistemi locali (SCI) lo stato di carica (SOC)



- Fornire ai sistemi locali (SCI) i parametri di valutazione dei programmi di produzione e erogazione ammissibili
- Fornire ai sistemi locali (SCI) i segnali di allarme/anomalia
- Confermare la fattibilità di una richiesta di potenza in assorbimento o in erogazione.

Le principali funzioni di competenza del sistema di controllo del PCS saranno:

- Gestione della carica/scarica delle assemblate batterie
- Gestione dei blocchi e interblocchi delle assemblate batterie
- Protezione delle assemblate batterie
- Protezione dei convertitori.

Le principali funzioni di competenza del sistema integrato SCI saranno:

- Consentire l'esercizio in locale dei singoli moduli batteria, mediante funzioni di protezione, comando e interblocco
- Operare l'esercizio remoto dell'impianto

Comunicazione con il Plant Scada che, che coordina le attività di gestione del BESS in interazione con le funzionalità e la produzione di energia dell'impianto fotovoltaico.

7.8.4.7 Smaltimento a fine vita impianto

Il processo di decommissioning, riciclaggio e smaltimento dei materiali costituenti il sistema BESS verrà attuato in conformità alle leggi nazionali, europee ed internazionali vigenti (tra le quali European Directive on batteries and accumulators 2006/66/EC), assicurandone il rispetto anche nel caso di modifiche e/o integrazioni di quest'ultime dal momento in cui l'impianto verrà messo in esercizio.

Il fornitore del sistema BESS fornirà idonea documentazione nella quale verranno descritte le modalità gestionali e gli aspetti di sicurezza.

Dal 1° gennaio 2009, in virtù del D.Lgs. 188, datato 20 novembre 2008, è stato esteso in Italia l'obbligo di recupero alle pile e agli accumulatori non basati sull'uso di piombo bensì sull'impiego di altri metalli o composti. Tale decreto recepisce e rende effettiva la direttiva europea 2006/66/CE.

A fine vita il sistema di accumulo sarà disassemblato e, in conformità alle leggi vigenti, trasportato verso un centro autorizzato di raccolta e riciclaggio.



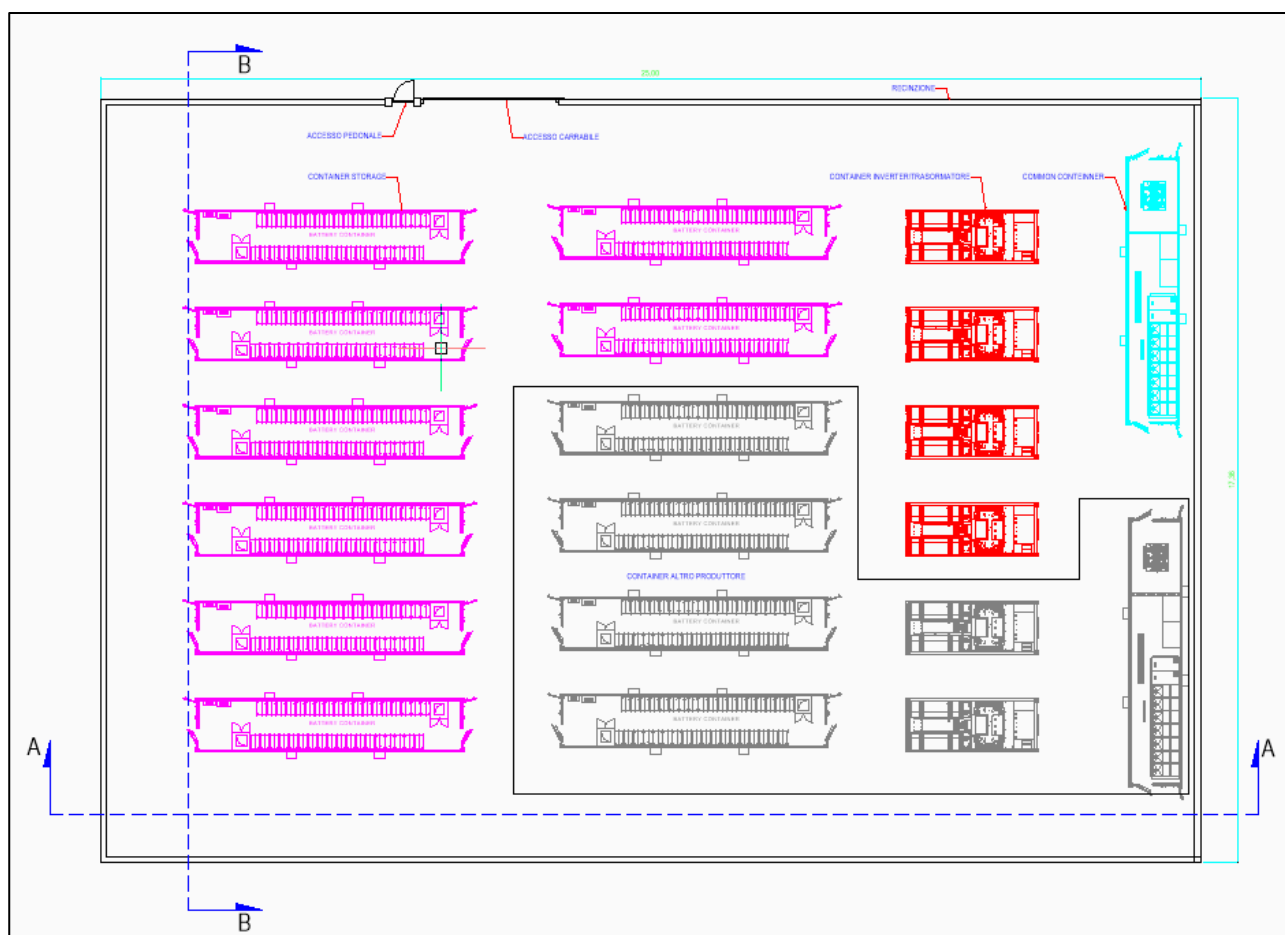


Figura 31 Planimetria impianto di accumulo elettrochimico

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:

- 1) rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia preesistente;
- 2) finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- 3) idonea preparazione del terreno per l'attecchimento;
- 4) eliminazione dalla superficie della pista e/o dell'area provvisoria di lavoro, ogni residuo di lavorazione o di materiali;



- 5) 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;
- 6) 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 alle attività di dismissione e le modalità di gestione del materiale dismesso, utilizzando le più recenti modalità di smaltimento e privilegiando il recupero e riciclo dei materiali, da svolgersi a "fine vita impianto", per riportare lo stato dei luoghi alla condizione ante-operam.

Tuttavia, al termine della vita utile dell'impianto agricolo fotovoltaico, l'attività agricola non cesserà, per cui alcune opere, quali la recinzione, l'impianto di video sorveglianza ed illuminazione, parte della viabilità interna utile al proseguo delle attività colturali, potrebbero non essere rimosse.

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

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

- 1) smantellamento impianto fotovoltaico e cavidotto:
 - a) sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
 - b) scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multi contact;
 - c) scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
 - d) smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (tavole);
 - e) impacchettamento moduli mediante appositi contenitori;
 - f) smontaggio sistema di illuminazione;
 - g) smontaggio sistema di videosorveglianza;
 - h) sfilaggio cavi BT e MT da canali / trincee interrati;
 - i) rimozione tubazioni interrate;
 - j) rimozione pozzetti di ispezione;
 - k) rimozione parti elettriche;
 - l) smontaggio struttura metallica (inseguitori monoassiali);
 - m) rimozione del fissaggio al suolo;
 - n) rimozione degli Shelter contenenti il gruppo conversione / trasformazione;
 - o) rimozione manufatti prefabbricati e/o demolizione manufatti gettati in opera;
 - p) rimozione recinzione;
 - q) rimozione ghiaia dalle strade;



- r) consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
 - s) ripristino stato dei luoghi alle condizioni ante-operam mediante apporto di materiale inerte e terreno vegetale a copertura di scavi e/o trincee.
- 2) smantellamento Sottostazione Utente (SSE):
- a) smontaggio di tutte le apparecchiature elettromeccaniche (AT, MT; BT);
 - b) rimozione delle tubazioni interrato (vie cavi) e dei cavi elettrici (AT, MT, BT e di segnale) in esse contenuti;
 - c) rimozione fondazione delle apparecchiature AT;
 - d) rimozione del fabbricato locali tecnici, ivi comprese le fondazioni;
 - e) rimozione del piazzale con finitura in asfalto;
 - f) rimozione della recinzione, ivi compreso il cordolo di fondazione e i cancelli;
 - g) consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
 - h) riempimento dei volumi occupati dalle fondazioni con terreno idoneo;
 - i) apporto di terreno vegetale sugli strati superficiali.
- 3) Smantellamento impianto di accumulo elettrochimico:
- a) Rimozione cabine shelter;
 - b) Rimozione delle tubazioni interrato (vie cavi) e dei cavi elettrici (AT, MT, BT e di segnale) in esse contenuti;
 - c) Rimozione del piazzale con finitura in asfalto;
 - d) Rimozione della recinzione, ivi compreso il cordolo di fondazione e i cancelli;
 - e) Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
 - f) Riempimento dei volumi occupati dalle fondazioni con terreno idoneo;
 - g) 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 **€868.000**.

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 Eletticità 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.).

Di seguito una analisi più dettagliata del rapporto costi/benefici.

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 **36.050 kWp** ed una produzione annua netta attesa di circa **1.747 kWh/kWp/anno**, per cui la produzione di energia elettrica si attesta in **63.000.000 kWh** all'anno, quantificato in un beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ pari a:

$$63.000.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 1.134.000 \text{ €/anno}$$



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:

$$63.000.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 472.500 \text{ €/anno}$$

Con evidente bilancio positivo in termini di benefici globali.

BENEFICI ECONOMICI - locali

Gli introiti del Comune di Cerignola, 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:

$$54,5 \text{ ha} \times 1000 \text{ €/ha} = 54.500 \text{ €/anno} \quad (\text{INTROITO IMU})$$

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:

$$36,05 \text{ MWp} \times 2.000 \text{ €/MWp} = 72.100 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo pari a circa **520.000 €/MWp**.

Considerando, ancora in maniera cautelativa, che, di questi, il 15% (ovvero **78.000 €/MWp**) sia a guadagno di imprese locali, avremmo complessivamente un introito di:

$$36,05 \text{ MWp} \times 78.000 \text{ €/MWp} = 2.340.000 \text{ €}$$



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:

$$2.340.000 \text{ €} / 30 \text{ anni} = 78.000 \text{ €/anno}$$

Infine, se si ipotizza che per la gestione operativa di un impianto da 30 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)
IMU	54.000
Manutenzione impianto	72.100
Lavori di costruzione
Assunzioni per gestione operativa impianto	100.000
TOTALE €/ anno)	460.221

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
472.500 €/anno	1.134.000 €/anno	460.221 €/anno

Tabella 10-1 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.

