



REGIONE SICILIA  
PROVINCIA DI CALTANISSETTA  
COMUNE DI GELA

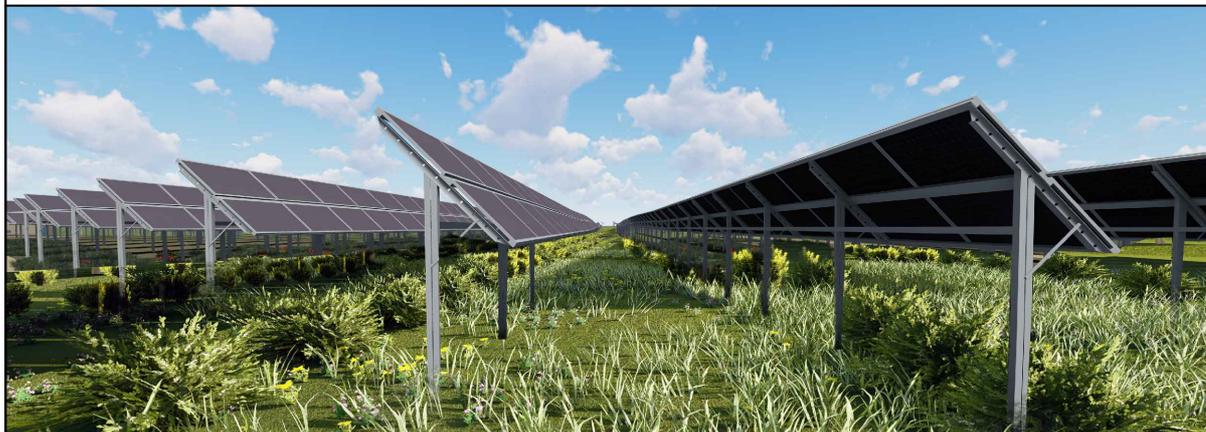


PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI GELA (CL)  
IN LOCALITÀ TIMPAZZO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE  
NEI COMUNI DI GELA (CL) E BUTERA (CL)

DI POTENZA PARI A **29.877,12 kWp**  
DENOMINATO "**GELA TIMPAZZO**"

PROGETTO DEFINITIVO

DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONE DEGLI ELEMENTI TECNICI



IMPIANTO  
AGRIVOLTAICO  
AVANZATO

LAOR  
(Land Area  
Occupation Ratio)  
19%

LIV. PROG.	COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202202363	RS09REL0008A1	-	30/05/2024	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

ENTE

**HF SOLAR 14 S.r.l.**

Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

**HORIZONFIRM**

Ing. D. Siracusa  
Ing. A. Costantino  
Ing. C. Chiaruzzi  
Ing. G. Schillaci  
Ing. G. Buffa  
Ing. M.C. Musca

Arch. S. Martorana  
Arch. F. G. Mazzola  
Arch. A. Calandrino  
Arch. G. Vella  
Dott. Agr. B. Miciluzzo  
Dott. Biol. M. Casisa

**HORIZONFIRM S.r.l.** - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROGETTISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO  
PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica  
rinnovabile attraverso tecnologia solare agrivoltaica**

**denominato**

**“GELA TIMPAZZO”**

*Disciplinare descrittivo e prestazionale  
degli elementi tecnici*

**Progetto definitivo**

<b>1. Descrizione dell'impianto e caratteristiche dimensionali e strutturali</b> .....	1
1.1 Generalità.....	1
1.2 Layout di impianto.....	3
<b>2. Caratteristiche tecniche</b> .....	8
2.1 Moduli fotovoltaici.....	8
2.2 Strutture di supporto .....	9
2.3 Cavi BT.....	10
2.4 Quadri parallelo stringhe.....	12
2.5 Locali Trasformazione.....	13
2.6 Locali servizi Ausiliari .....	14
2.6.1 Inverter .....	15
2.7 Dispositivi di generatore DDG .....	16
2.8 Trasformatori BT/AT .....	16
2.9 Linee elettriche a 36 kV in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico in cabina di raccolta ed i trasformatori .....	17
2.9.1 Linea elettrica a 36 kV n° 1 .....	18
2.9.2 Linea elettrica a 36 kV n° 2 .....	19
2.9.3 Linea elettrica a 36 kV n° 3 .....	20
2.10 Quadro elettrico in cabina di Raccolta .....	21
2.10.1 Quadro elettrico generale a 36 kV .....	21
<b>3 Dorsale a 36 kV di collegamento con la sezione a 36 kV della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN</b> .....	24
<b>4 Servizi ausiliari di impianto</b> .....	24
<b>5 Valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto</b> ....	26
5.1 Valutazione delle prestazioni in energia .....	26
5.2 Valutazione delle prestazioni in potenza.....	26
<b>6 Sicurezza elettrica</b> .....	28
6.1 Protezione dalle sovracorrenti .....	28
6.2 Protezione contro i contatti diretti .....	28
6.3 Protezione contro i contatti indiretti .....	28

# 1. Descrizione dell'impianto e caratteristiche dimensionali e strutturali

## 1.1 Generalità

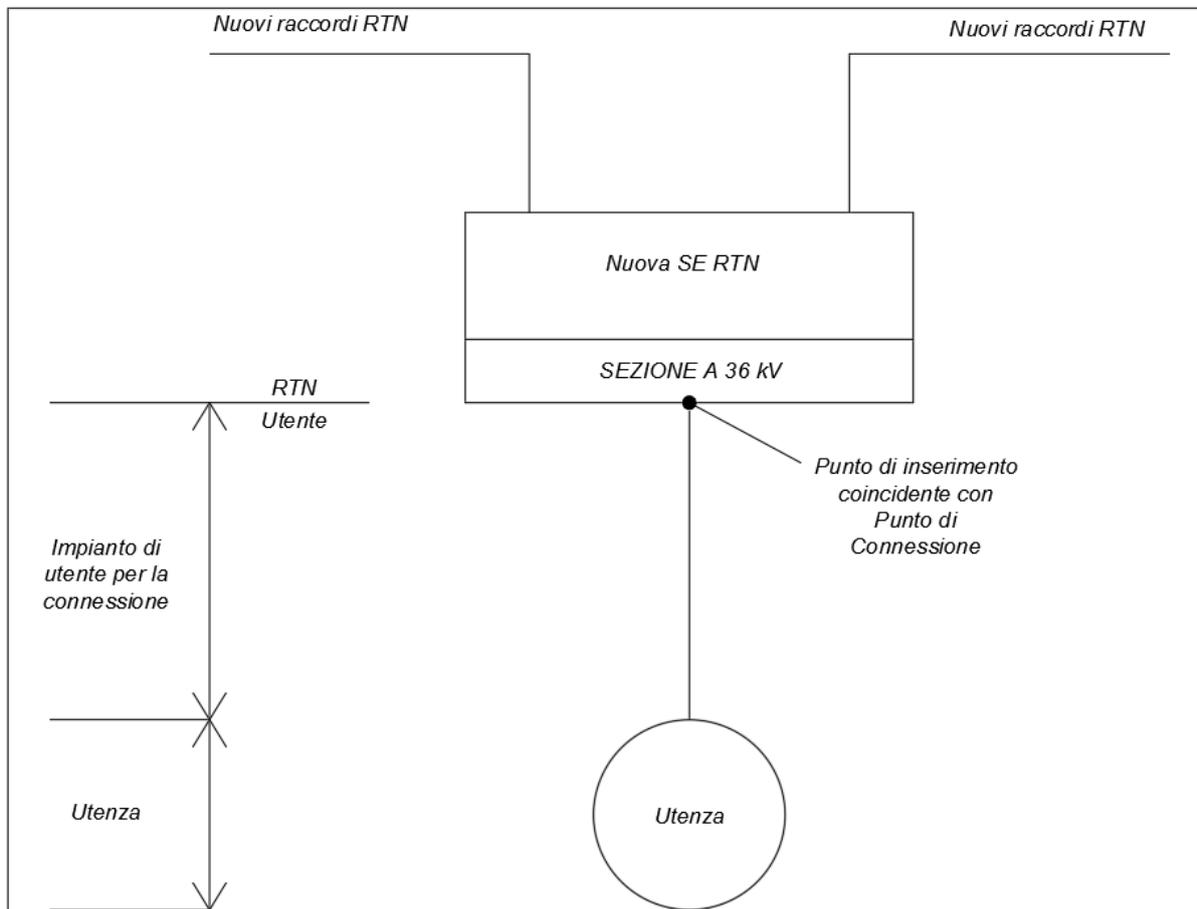
La Società “**HF SOLAR 14 S.r.l.**” intende realizzare nel territorio comunale di Gela (CL) un impianto agrivoltaico avente una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **29.877,12 kWp**.



Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data **11/11/2022** ed identificato con Codice Pratica STMG **202202363** prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) Butera 2 a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV “Chiaramonte Gulfi – Favara”.

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce **Impianto di Utenza per la Connessione**, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce **Impianto di Rete per la Connessione**. La restante parte di impianto, a valle dell'impianto di utenza per la connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come **Impianto di Utenza**.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione con la sezione a 36 kV di una futura Stazione Elettrica della RTN:



Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad ***Iter di Valutazione di Impatto Ambientale***, ai sensi del D.Lgs. n° 152 del 2006 e s.m.i. e ad ***Autorizzazione Unica***, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espletterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione e di utenza per la connessione, anche per le Opere di Rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella "***Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione***" STMG descritta nel preventivo di connessione sopra citato.

Il progetto dell'Impianto di Rete per la connessione, verrà elaborato in piena osservanza della "***Soluzione Tecnica Minima Generale***" e sottoposto al Gestore di Rete ai fini della verifica di congruità e rilascio del parere tecnico di rispondenza.

## 1.2 Layout di impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "HF SOLAR 14 S.r.l.", ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **29.887,12 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea a 220 kV "Chiamonte Gulfi – Favara".



Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle cabine elettriche di trasformazione e di raccolta.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Huasun Bifacciali da 720 Wp** i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati.

Il layout di impianto prevede l'utilizzo di inverter multistringa **SUNGROW da 320 kVA**, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:RR

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

La verifica delle quattro precedenti condizioni, è stata condotta simulando stringhe fotovoltaiche da 28 moduli in serie, ottenendo esito positivo. Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, complessivamente si dovranno realizzare **1482 stringhe fotovoltaiche** le quali verranno distribuite su **88 inverter** della serie scelta.

Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate in parallelo tra loro attraverso appositi **quadri di parallelo stringhe**, alloggiati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. I quadri di parallelo, verranno collegati agli inverter a mezzo di linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, dimensionate in funzione della potenza da trasmettere e delle condizioni di posa ipotizzate. Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un **quadro elettrico generale di bassa tensione** equipaggiato con **dispositivi di generatore** (tipicamente interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) uno per ogni inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/AT.

Per ogni sottocampo si utilizzerà un **trasformatore elevatore**, la cui funzione è quella di innalzare la tensione del generatore fotovoltaico al livello necessario per eseguire il collegamento con la SE della RTN (36 kV).

I trasformatori saranno alloggiati in appositi locali di trasformazione, disposti in posizione baricentrica rispetto ai generatori in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule e collegati al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta a mezzo di linee elettriche interrate in *cavo cordato ad elica* elettrificate a 36 kV.

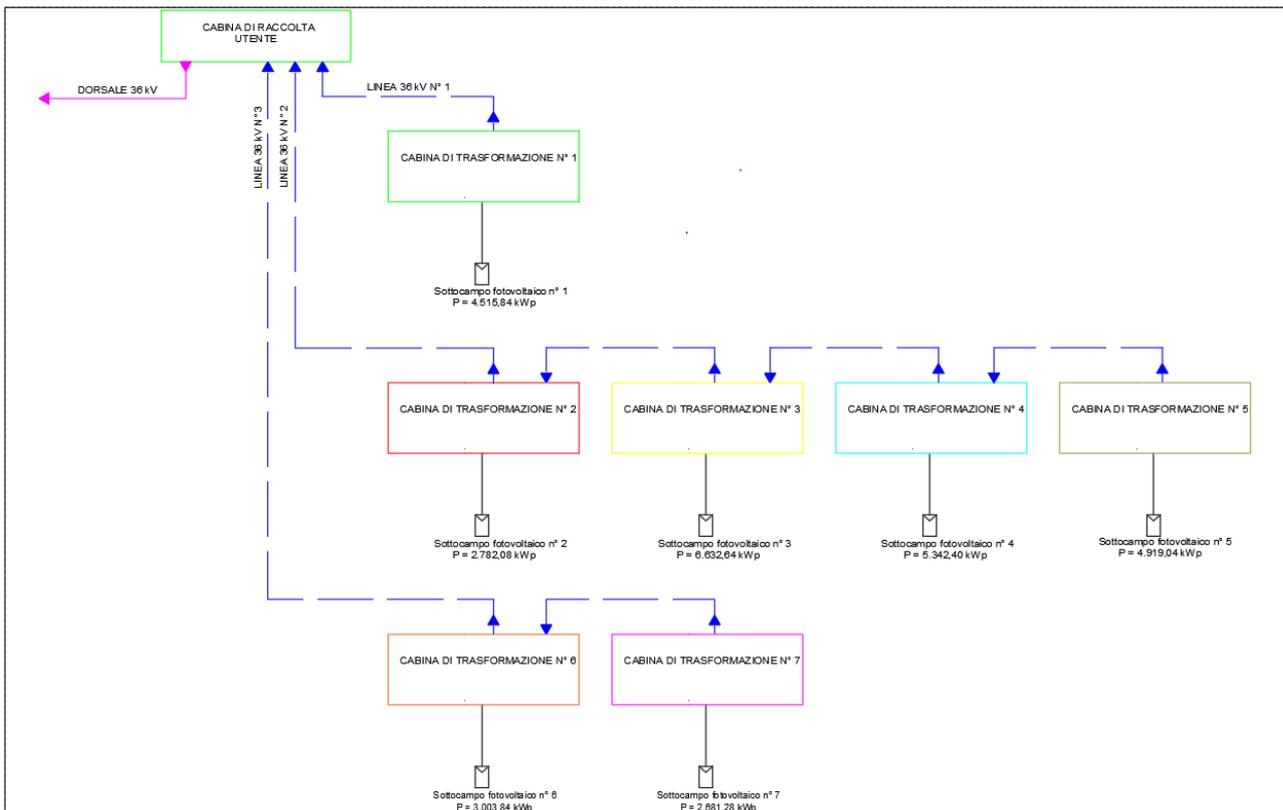
Come deducibile dalle stesse tavole di layout allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto, la sezione di generazione è stata suddivisa in **7 sottocampi fotovoltaici**, aventi le potenze di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n° 1, da 4.515,84 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, da 2.782,08 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 3, da 6.632,64 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 4, da 5.342,40 kWp
- Sottocampo fotovoltaico n° 5, da 4.919,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 6, da 3.003,84 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 7, da 2.681,28 kWp.

Per ciascun sottocampo fotovoltaico è previsto un "*locale di Trasformazione dell'energia elettrica prodotta*", all'interno del quale verranno installati i trasformatori di potenza e i quadri elettrici di bassa e alta tensione.

Le cabine elettriche verranno interconnesse tra loro in entra-esce a mezzo di linee elettriche in cavo interrato a 36 kV a struttura radiale, e collegate al quadro elettrico generale a 36 kV installato all'interno della **cabina di raccolta**. In particolare, è prevista la realizzazione di n° 3 linee come di seguito indicato:

- Linea n° 1: a servizio della cabina n° 1;
- Linea n° 2: interconnette le cabine 2, 3, 4 e 5;
- Linea n° 3: interconnette le cabine 6 e 7;



Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'intero Impianto di Utente:

- 41.496 moduli fotovoltaici da 720Wp;
- 1482 stringhe fotovoltaiche costituite da 28 moduli da 720Wp in serie;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- N° 88 inverter di stringa con potenza di 320 kVA;
- cavi elettrici di bassa tensione che dagli inverter arrivano ai quadri elettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- N° 12 quadri elettrici generali di bassa tensione, ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di conversione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/AT;
- N° 10 trasformatori BT/AT da 2500 kVA;
- N° 2 trasformatori BT/AT da 3150 kVA;
- N° 7 locali di trasformazione;
- N° 7 Locali Servizi Ausiliari;
- N° 11 Locali tecnici
- N° 1 linea elettrica a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x185) mm<sup>2</sup> lunga circa 500m;
- N° 1 linea elettrica a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x240) mm<sup>2</sup> lunga circa 2960m;
- N° 1 linea elettrica a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x185) mm<sup>2</sup> lunga circa 2860m;
- N° 1 Dorsale a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX in formazione 3x(1x630) mm<sup>2</sup> lunga circa 9210 m.

## 2. Caratteristiche tecniche

### 2.1 Moduli fotovoltaici

In questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici *Huasun Bifacciali da 720 Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino*.

Le caratteristiche elettriche tipiche dei moduli, misurate in condizioni standard STC (AM=1,5; E=1000 W/m<sup>2</sup>; T=25 °C) sono di seguito riportate:

Electrical Characteristics (STC*)						
HS-210-B132		DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power (P <sub>max</sub> )		700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)		22,53%	22,70%	22,86%	23,02%	23,18%
Optimum Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )		42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current (I <sub>mp</sub> )		16,63A	16,69A	16,75A	16,81A	16,87A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )		50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )		17,43A	17,49A	17,55A	17,61A	17,67A
Operating Module Temperature		-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage		DC-1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse		35A				
Power Tolerance		0~+5W				
Bifaciality		85% ± 5%				

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25 °C, AM=1.5. Tolerance of P<sub>max</sub> is within +/- 3%.

BSTC**						
		770W	775W	780W	785W	790W
Maximum Power (P <sub>max</sub> )		770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )		42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current (I <sub>mp</sub> )		18,29A	18,35A	18,41A	18,46A	18,51A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )		50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )		19,17A	19,22A	19,28A	19,33A	19,39A

\*\*BSTC: Front side irradiation 1000W/m<sup>2</sup>, back side reflection irradiation 135W/m<sup>2</sup>, AM=1.5, ambient temperature 25 °C.

Si precisa i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato e che comunque saranno utilizzati moduli commerciabili di tipo TIER 1.

## 2.2 Strutture di supporto

Le strutture di sostegno dei moduli saranno di tipologia fissa sub verticale, costituite da tubolari metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati e poste orizzontalmente assecondando la giacitura del terreno lungo la direzione EST-OVEST. Tali strutture, considerando un'inclinazione dei pannelli di 45° all'asse della struttura, avranno un'altezza minima da terra di circa 2,10 m e un'altezza massima di circa 3,95 m.

I sostegni saranno di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo.

La soluzione scelta ha come obiettivo certo l'implementazione di una logica innovativa che mediante semplici accorgimenti geometrico-strutturali permetta la migliore conduzione agricola possibile ottenendo dei più che soddisfacenti risultati in termini di producibilità specifica.

La soluzione SUBVERTICALE permette infatti di sfruttare al meglio la funzione dei moderni pannelli fotovoltaici bifacciali, ponendo l'accento ed ottimizzando la producibilità della faccia posteriore secondo i fenomeni ottico-geometrici meglio espressi negli articoli scientifici di seguito citati:

- **Optimization and Performance of Bifacial Solar Modules: A Global Perspective**
  - Xingshu Sun, Mohammad Ryyan Khan, Chris Deline, and Muhammad Ashraful Alam
    - Network of Photovoltaic Technology, Purdue University, West Lafayette, IN, 47907, USA
    - National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 80401, USA
- **Analysis of the Impact of Installation Parameters and System Size on Bifacial Gain and Energy Yield of PV Systems**
  - Amir Asgharzadeh, Tomas Lubenow, Joseph Sink, Bill Marion, Chris Deline, Clifford Hansen, Joshua Stein, Fatima Toor
    - Electrical and Computer Engineering Department, The University of Iowa, Iowa City, IA, 52242, USA
    - National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 80401, USA
    - Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 87185, USA

## 2.3 Cavi BT

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche ai *Quadri di Parallelo Stringhe* (di seguito QPS), i quali, verranno dislocati sul campo in posizione quanto più possibile baricentrica, in modo tale da ottimizzare lo sviluppo delle linee e limitare le perdite di potenza attiva per effetto Joule.

Ciascuna delle linee menzionate, è stata dimensionata in funzione della massima corrente di stringa, incrementata cautelativamente del 25% per tenere conto dell'aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m<sup>2</sup>.

Supponendo di utilizzare *cavi solari H1Z2Z2-K*, assumendo una lunghezza media di 25 m e nell'ottica di limitare le perdite di potenza attiva a valori non superiori all'1%, la sezione minima da adottare è quella da 10 mm<sup>2</sup>. La scelta adottata, tuttavia, potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Basse Tension Bassa Tensione		<b>H1Z2Z2-K</b>					Photovoltaïque Fotovoltaico	
Formation	Ø approx. conducteur	Épaisseur moyenne isolant	Épaisseur moyenne gaine	Ø approx. production	Poids approx. câble	Résistance électrique max à 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
n° x mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,5	80	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,9	127	<b>1,95</b>	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,8	180	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,6	270	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620

Per il collegamento dei QPS ai gruppi di conversione, verranno utilizzati cavi ordinari di bassa tensione FG7 0,6/1kV per posa interrata, dimensionati in funzione del numero di stringhe interconnesse.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, nel caso più sfavorevole si hanno n° 20 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = \sum_{i=1}^{20} I_{stringa}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego del circuito [A];
- $i$  è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- $I_{stringa}$  è la corrente di stringa;

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = 16,87 \times 20 = 338 \text{ A}$$

Ai fini della scelta della sezione, è stato applicato il criterio termico, in base al quale il cavo, nelle condizioni di posa previste dal progetto, deve avere una portata non inferiore alla corrente di impiego del circuito. Considerando che le linee BT in esame, condivideranno la trincea di scavo, applicando un coefficiente correttivo della portata  $K_4$  pari a 0,85 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 300 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, tenendo conto del fatto che le condizioni di posa potranno subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, si è scelto di utilizzare, cautelativamente, cavi da unipolari da 400 mm<sup>2</sup>. La scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.

Considerando una lunghezza media di 250 m, è stata calcolata la caduta di tensione verificando che questa risulti inferiore al 4%, ottenendo esito positivo.

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
							20°C Interrato	30° In tubo o in aria
<i>Cores number</i>	<i>Cross section</i>	<i>Approx conductor diameter</i>	<i>Insulation medium thickness</i>	<i>Approx external production diameter</i>	<i>Approx cable weight</i>	<i>Electric resistance at 20°C</i>	<i>Current carrying capacities</i>	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	20°C In ground	30° In air or pipe
Unipolare / Single core								
1x	1.5	1.6	0.7	6.05	51	13.3	21	20
1x	2.5	2	0.7	6.50	63	7.98	27	28
1x	4	2.6	0.7	7.15	82	4.95	35	37
1x	6	3.4	0.7	7.50	101	3.3	44	48
1x	10	4.4	0.7	7.99	152	1.91	59	66
1x	16	5.7	0.7	9.10	211	1.21	77	88
1x	25	6.9	0.9	10.40	301	0.78	100	117
1x	35	8.1	0.9	11.70	396	0.554	121	144
1x	50	9.8	1	14.05	556	0.386	150	175
1x	70	11.6	1.1	15.90	761	0.272	184	222
1x	95	13.3	1.1	17.59	991	0.206	217	269
1x	120	15.1	1.2	19.90	1219	0.161	259	312
1x	150	16.8	1.4	22.01	1517	0.129	287	355
1x	185	18.6	1.6	24.20	1821	0.106	323	417
1x	240	21.4	1.7	26.88	2366	0.0801	379	490
1x	300	23.9	1.8	31.70	2947	0.0641	429	-
1x	400	27.5	2	35.10	3870	0.0486	541	-

## 2.4 Quadri parallelo stringhe

Il collegamento in parallelo delle stringhe, verrà realizzato a mezzo di quadri parallelo dislocati lungo il campo e disposti in posizione baricentrica in modo tale da ridurre l'estensione delle linee elettriche in corrente continua. Essi saranno equipaggiati con interruttori di manovra sezionatori con fusibili, i quali garantiranno la protezione contro le sovracorrenti e consentiranno di sezionare le stringhe in occasione di interventi di manutenzione.

Ai fini della protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica, verranno installati, su ciascun polo, scaricatori di sovratensione.

## 2.5 Locali Trasformazione

I locali di trasformazione atti ad alloggiare ognuno:

- I quadri AT e BT i Trasformatori di potenza.

Saranno costituiti locali in CAV aventi le seguenti caratteristiche:

### 40 feet High Cube Specification



40 ft High cube Container			
Dimensions	External	12.192 × 2.438 × 2.896	<b>M</b>
		40 × 8 × 9.5	<b>FT</b>
	Internal	12.031 × 2.348 × 2.695	<b>M</b>
Door Opening(W*H)		2.336 × 2.585	<b>M</b>
Inside Cubic Capacity		76	<b>CBM</b>
Maximum Gross Weight		30,480	<b>KG</b>
Tare Weight		3,990	<b>KG</b>
Maximum Payload		26,490	<b>KG</b>

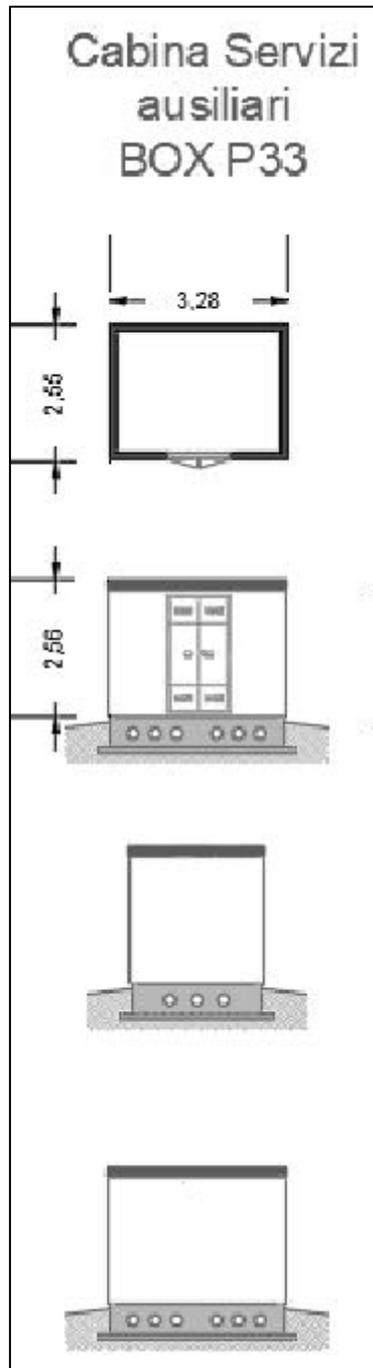
Nel dettaglio saranno presenti nell'impianto 7 locali di questo tipo.

## 2.6 Locali servizi Ausiliari

Atti ad alloggiare ognuno:

- Il quadro BT, gli interruttori generali ed il trasformatore servizi ausiliari AT/BT.

Saranno costituiti locali in CAV aventi le seguenti caratteristiche:



Nel dettaglio saranno presenti nell'impianto 7 locali di questo tipo.

## 2.6.1 Inverter

Il layout di impianto prevede l'utilizzo di inverter multistringa **SUNGROW350HX** le cui caratteristiche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

Type designation	SG350HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II

Complessivamente verranno utilizzati n° 88 inverter centralizzati da 320 kVA per una potenza complessiva pari a 28.160 kVA.

## 2.7 Dispositivi di generatore DDG

La configurazione impiantistica adottata prevede la presenza di n° 12 dispositivi di generatore afferenti al singolo trasformatore BT/AT di sottocampo, la cui apertura, comandata da un apposito sistema di protezione, determina la separazione del gruppo di generazione dalla rete, consentendo all'impianto stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

## 2.8 Trasformatori BT/AT

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica in Rete, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 36 kV.

Per conseguire questo obiettivo saranno utilizzati appositi *trasformatori elevatori BT/AT isolati in resina*, dimensionati in funzione della potenza nominale degli inverter sottesi. Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, è previsto l'utilizzo di trasformatori di potenza da 2500 kVA e 3150 kVA, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito allegata.

Power kVA	Uk * %	P <sub>e</sub> W	P <sub>ca</sub> * W	I <sub>0</sub> %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
50	6	200	1700	1,2	49	37	940	670	1055	520	125	620
100	6	280	2050	0,9	51	39	1250	670	1175	520	125	740
160	6	400	2900	0,75	54	41	1250	670	1175	520	125	980
200	6	450	3300	0,7	56	43	1250	670	1285	520	125	1080
250	6	520	3800	0,68	57	44	1330	670	1320	520	125	1230
315	6	610	4530	0,67	59	46	1330	820	1320	670	125	1360
400	6	750	5500	0,65	60	47	1360	820	1440	670	125	1610
500	6	900	6410	0,64	61	48	1360	820	1500	670	125	1720
630	6	1100	7600	0,63	62	48	1440	820	1650	670	125	1980
800	6	1300	8000	0,6	64	50	1570	1000	1680	820	125	2540
1000	6	1550	9000	0,59	65	51	1680	1000	1850	820	125	2960
1250	6	1800	11000	0,58	67	53	1680	1000	1980	820	150	3270
1600	6	2200	13000	0,56	68	53	1860	1050	2190	820	150	4190
2000	6	2600	16000	0,55	70	55	2010	1300	2380	1070	200	5390
2500	6	3100	19000	0,53	71	56	2100	1300	2425	1070	200	6450
3150	7	3800	22000	0,51	74	59	2190	1300	2425	1070	200	7100
4000	7	5800	26400	0,51	81	65	2310	1300	2485	1070	200	8410
5000	7	7100	33100	0,51	83	67	2490	1300	2665	1070	200	10210

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi FG7OR 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale dell'avvolgimento BT del trasformatore.

## **2.9 Linee elettriche a 36 kV in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico in cabina di raccolta ed i trasformatori**

Le cabine elettriche di trasformazione interne al campo, verranno collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di linee elettriche in cavo interrato ARE4H5EX elettrificate a 36 kV.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche delle linee menzionate, rimandando alla relazione tecnica specialistica "Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 36 kV" per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento applicati.

Lo schema elettrico proposto, prevede la realizzazione di n° 3 linee elettriche a struttura radiale, le quali interconnettono le cabine di trasformazione secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea n° 1: a servizio della cabina elettrica di trasformazione n° 1;
- Linea n° 2: interconnette le cabine 2, 3, 4 e 5;
- Linea n° 3: interconnette le cabine 6 e 7.

### 2.9.1 Linea elettrica a 36 kV n° 1

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 36 kV n° risulta a servizio della cabina elettrica di trasformazione n°1.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede l'erogazione della potenza apparente nominale da parte del trasformatore.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1} A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente del trasformatore, in kVA;
- $V_n$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$ ;
- $U = 36 \text{ kV}$ ;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica "dimensionamento cavi e verifica della c.d.t."

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

### 2.9.2 Linea elettrica a 36 kV n° 2

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 36 kV n° 2 alimenta in entra-esce le cabine di conversione e trasformazione 2, 3, 4 e 5.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1} A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente del trasformatore, in kVA;
- $V_n$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 240) \text{ mm}^2$ ;
- $U = 36 \text{ kV}$ ;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica "dimensionamento cavi e verifica della c.d.t."

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

### 2.9.3 Linea elettrica a 36 kV n° 3

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 36 kV n° 3 alimenta in entra-esce i trasformatori 5 e 6.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1} A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente del trasformatore, in kVA;
- $V_n$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$ ;
- $U = 36 \text{ kV}$ ;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica "dimensionamento cavi e verifica della c.d.t."

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

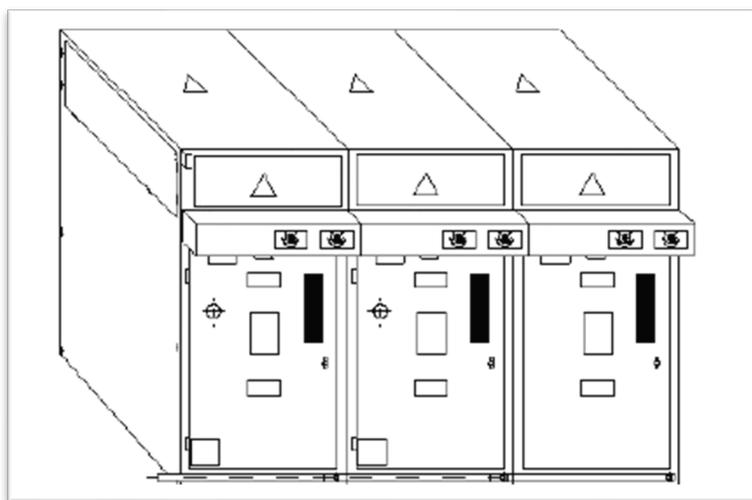
## 2.10 Quadro elettrico in cabina di Raccolta

In prossimità dell'area di accesso al sito, è prevista la realizzazione di una cabina di raccolta tipo container 40' di tipo High Cube delle dimensioni di circa 12.19 x 2.44 x 2.92 m all'interno della quale verranno installate le apparecchiature di seguito elencate:

- Quadro elettrico generale a 36 kV;
- Trasformatore Servizi ausiliari di cabina con potenza nominale da 50 kVA;
- Quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari;
- Gruppo di misura dell'energia elettrica.

### 2.10.1 Quadro elettrico generale a 36 kV

All'interno della cabina di raccolta, verrà installato un quadro elettrico generale, costituito da scomparti dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

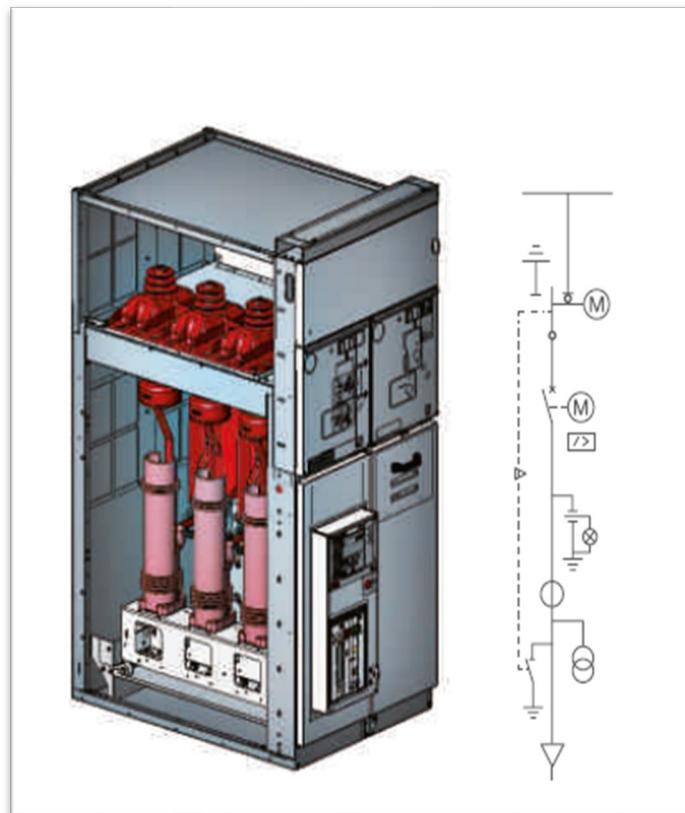


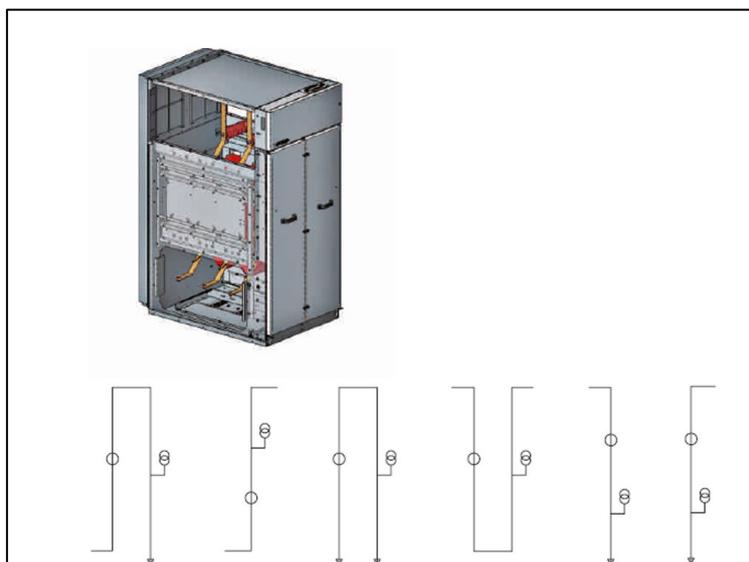
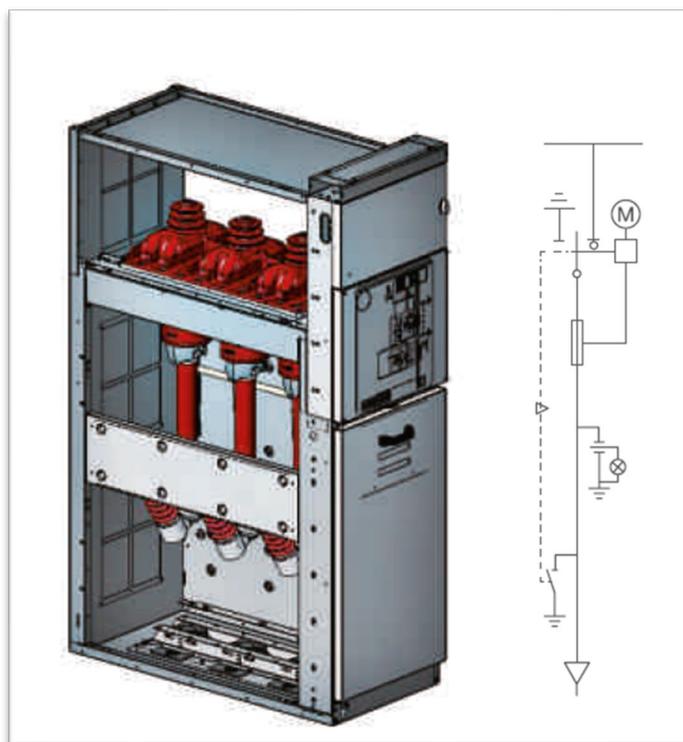
Come facilmente riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, gli scomparti previsti sono quelli di seguito elencati:

- *N° 1 scomparto partenza linea verso la Stazione Elettrica Terna*, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra;
- *N° 1 scomparto risalita* dotato di TA e TV per l'alimentazione del gruppo di misura dell'energia scambiata con la rete;

- **N° 3 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico**, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, protezione direzionale di terra e di interfaccia;
- **N° 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari**, costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile, a protezione del trasformatore installato all'interno della stessa cabina e attraverso cui verranno alimentati i servizi ausiliari di cabina.

di cui vengono riportati, a titolo illustrativo e non esaustivo, le immagini:





Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 36 kV.

### **3 Dorsale a 36 kV di collegamento con la sezione a 36 kV della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN**

L'impianto di produzione verrà collegato in antenna con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione a 220/150/36 kV della RTN, a mezzo di una dorsale in cavo interrato a 36 kV su tracciato di pertinenza stradale pubblica.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche elettriche della linea, rimandando alla relazione tecnica specialistica "*Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 36 kV*" per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento e di verifica applicati:

- Tipologia di cavo: *ARE4H5EX*;
- Formazione: 3x(1x630) mm<sup>2</sup>;

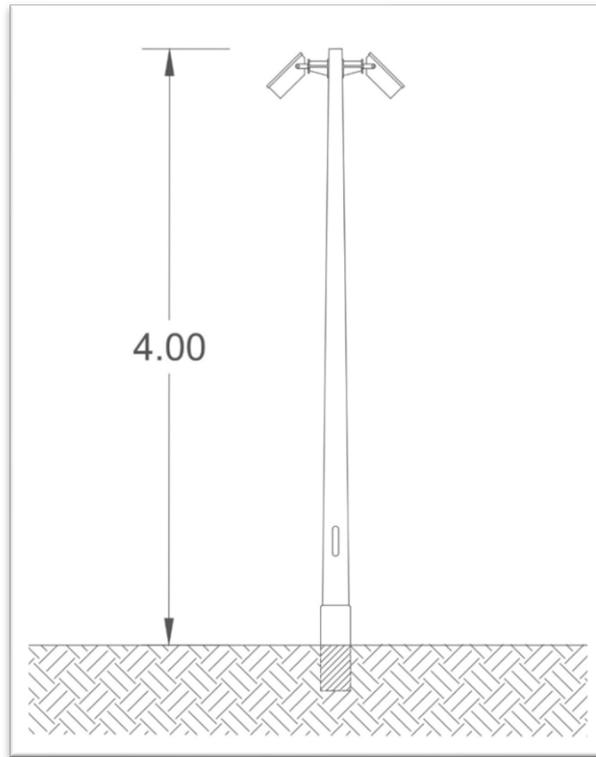
### **4 Servizi ausiliari di impianto**

I servizi di cabina e i servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, motori elettrici di movimentazione dei tracker, impianto di illuminazione, etc...), saranno alimentati attraverso trasformatori "servizi ausiliari" dedicati, installati in appositi locali tecnici e dimensionati in funzione dei carichi da alimentare.

All'interno delle varie cabine di trasformazione e locali tecnici previsti, verranno garantiti i seguenti servizi:

- impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

È previsto inoltre un impianto di videosorveglianza con telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini. Il sistema di **videosorveglianza** sarà montato su pali di acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo. I pali avranno un'altezza massima di 4 metri e saranno dislocati lungo il perimetro dell'impianto e le termocamere saranno fissate alla sommità degli stessi. In modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli).



Il complesso di video registrazione sarà dotato di gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare il videoregistratore, lo switch ed il trasmettitore satellitare per almeno 2 ore ed all'interno è dotato di Hard disk in modo da poter archiviare le immagini in continua, per più tempo in funzione della dimensione dell'Hard Disk.

La registrazione delle immagini deve essere a ciclo continuo, ed il sistema deve permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

Il software di gestione della videosorveglianza da remoto è in grado di:

- Gestire diversi monitor per diversi impianti;
- Condividere il monitor per la visione contemporanea di diverse telecamere di un singolo impianto;
- Consentire la visione delle immagini registrate;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.

## **5 Valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto**

La valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata o in termini di energia (con misure relative ad un dato periodo) o in termini di potenza (con misure istantanee) con le modalità di seguito indicate.

### **5.1 Valutazione delle prestazioni in energia**

La verifica prestazionale degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata in termini di energia valutando l'indice di prestazione PR (o indice di prestazione in energia, corretto in temperatura).

L'indice di prestazione PR evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sull'energia generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, al rendimento di conversione dell'inverter e alle inefficienze o guasti dei componenti (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli).

In analogia al PR indicato nella Norma CEI EN 61724, espresso come nell'equazione, si definisce il PRe come segue:

$$Pre = Eca / Eca\_producibile (Hi, Pn, Tcel)$$

dove:

Eca producibile (Hi,Pn,Tcel) è l'energia producibile in corrente alternata, determinata in funzione della radiazione solare incidente sul piano dei moduli (Hi), della potenza nominale dell'impianto (Pn) e della temperatura di funzionamento della cella fotovoltaica (Tcel).

### **5.2 Valutazione delle prestazioni in potenza**

La verifica prestazionale degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata in termini di potenza valutando l'indice di prestazione PRp (o indice di prestazione in potenza, corretto in temperatura).

L'indice di prestazione PRp evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sulla potenza generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto dell'irraggiamento solare, al rendimento di conversione dell'inverter e alle inefficienze o guasti dei componenti (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli).

Analogamente all'espressione, la verifica delle prestazioni in potenza di un impianto fotovoltaico è effettuata controllando che siano soddisfatti i seguenti vincoli nelle condizioni di funzionamento sotto riportate:

$$PR_p = P_{ca} / P_{ca\_producibile\_}(G_p, P_n, T_{cel}) = P_{ca} / (R_{fv2} \times G_p / G_{stc} \times P_n) > 0,78 \text{ se } P_{inv} \leq 20 \text{ kW}$$

0,80 se  $P_{inv} > 20 \text{ kW}$

Dove:

- $R_{fv2}$  è calcolato secondo l'espressione;
- $P_{inv}$  è la potenza nominale dell'inverter.

Le condizioni di funzionamento dell'impianto fotovoltaico per la verifica dell'indice prestazionale  $PR_p$  in fase di avvio dell'impianto sono le seguenti:

- Irraggiamento sul piano dei moduli ( $G_p$ ) superiore a  $600 \text{ W/m}^2$ ;
- Velocità del vento non rilevante, in riferimento al solarimetro utilizzato;
- Rete del distributore disponibile;
- In servizio tutti gli inverter dell'impianto o della sezione in esame.

La verifica dell'indice prestazionale  $PR_p$  viene effettuata operando su tutto l'impianto, se tutte le sue sezioni hanno caratteristiche identiche, o su sezioni dello stesso caratterizzate da:

- Stessa inclinazione e orientazione dei moduli;
- Stessa classe di potenza dell'inverter ( $P_{inv} > 20 \text{ kW}$  o  $P_{inv} \leq 20 \text{ kW}$ );
- Stessa tipologia di modulo (e quindi stesso valore del coefficiente di temperatura di potenza);
- Stessa tipologia di installazione dei moduli (e quindi analoga  $T_{cel}$ ).

## 6 Sicurezza elettrica

### 6.1 Protezione dalle sovracorrenti

Per la protezione delle linee elettriche di bassa tensione dalle sovracorrenti, è previsto l'utilizzo di interruttori automatici dotati di sganciatore termico e magnetico, le cui caratteristiche sono state opportunamente coordinate con quelle del cavo da proteggere attraverso il rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 64-8:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

dove:

- $I_b$  è la corrente di impiego della linea;
- $I_n$  è la corrente nominale dell'interruttore;
- $I_z$  è la portata del cavo;
- $I$  è il valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione dell'interruttore;
- $t$  è il tempo di intervento del dispositivo in occasione di guasto;
- $K$  è un coefficiente che dipende dal tipo di cavo utilizzato.

Il rispetto della prima condizione assicura la protezione contro il sovraccarico, mentre per la protezione contro gli effetti termici prodotti in occasione di cortocircuito, è necessario garantire il rispetto della seconda condizione sopra riportata.

La protezione dei trasformatori e delle linee elettriche di alta tensione sarà affidata ad interruttori AT dotati di relè di massima corrente di fase ed omopolare.

### 6.2 Protezione contro i contatti diretti

Per la protezione contro i contatti diretti verranno adottate misure di protezione totali (isolamento delle parti attive) e parziali (involucri e barriere).

### 6.3 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti sarà garantita mediante interruzione automatica dell'alimentazione (sistema di protezione attivo) in occasione di guasto di isolamento verso terra di apparecchiature di classe I, e l'utilizzo di apparecchiature di classe II.