



**REGIONE
PUGLIA**

Comune di Foggia
Provincia di Foggia

PROGETTO DEFINITIVO

**PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO COLLEGATO ALLA
RTN CON POTENZA NOMINALE DC 45.679,2 kWp E UNA POTENZA
NOMINALE AC 44.000 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI FOGGIA
(FG) – CONTRADA POPPI**

<i>Elaborato:</i>	RELAZIONE TECNICA CRITERI DI DIMENSIONAMENTO E SCHEDE TECNICHE DEI COMPONENTI		
<i>Relazione:</i>	<i>Disegnato:</i>	<i>Approvato:</i>	<i>Rilasciato:</i>
REL_19		AP ENGINEERING	AP ENGINEERING
		Foglio 210x297 (A4)	Prima Emissione
<i>Progetto:</i>	<i>Data:</i>	<i>Committente:</i>	
IMPIANTO FOGGIA	30/07/2021	PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L. Strada Comunale delle Fonticelle sn, Capannone 3 Montesilvano (PE)	
<i>Cantiere:</i>		<i>Progettista:</i>	
FOGGIA CONTRADA POPPI			



INDICE

INTRODUZIONE	3
OGGETTO E SCOPO	4
1. GENERATORE FOTOVOLTAICO	5
2.CAVI DI STRINGA.....	11
3. GRUPPI DI CONVERSIONE CC/CA E TRASFORMAZIONE BT/MT (POWER STATION)	13
4.CAVI ELETTRICI BT IN CORRENTE ALTERNATA	20
5. QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE INSTALLATI ALL'INTERNO POWER STATION	21
6. TRASFORMATORI BT/MT DI CAMPO	22
7. QUADRI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE INSTALLATI ALL'INTERNO DELLE CABINE DI TRASFORMAZIONE	24
8. CAVI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE.....	25
8.1. Linea MT n° 1	29
8.2. Linea MT n° 2	31
8.3. Linea MT n° 3	33
8.4. Linea MT n° 4	35
9. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE DI MEDIA TENSIONE	37
10. TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI (Cabina di Raccolta).....	42
11. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI BASSA TENSIONE SERVIZI AUSILIARI	43

INTRODUZIONE

La Società Photovoltaic Farm S.r.l. (“PF” o “la Società”) intende realizzare nel Comune di Foggia (FG), in località Poppi, un impianto per la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica, combinato con l’attività di coltivazione agricola e zootecnica. L’impianto avrà una potenza DC complessiva installata di 45.679,20 kWp e l’energia prodotta sarà immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). La Società, in data 08 Maggio 2019, ha ottenuto da Terna S.p.A. una soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG), la STMG prevede che l’impianto agro-fotovoltaico debba essere collegato in antenna con la sezione a 150 kV di un nuovo stallo della Stazione Elettrica RTN 380/150 kV di Foggia.

A seguito del ricevimento della STMG è stato possibile definire puntualmente le opere progettuali da realizzare, che si possono così sintetizzare:

1. *Impianto agro-fotovoltaico con mobile (tracker monoassiale)*, della potenza complessiva installata di 45.679,20 kWp, ubicato in località Poppi, nel Comune di Foggia (FG);
2. *Dorsali di collegamento interrate*, in media tensione (30 kV), per il vettoriamento dell’energia elettrica prodotta dall’impianto alla futura stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV. Il percorso dei cavi interrati, che seguirà la viabilità esistente, si svilupperà per una lunghezza di circa 5,2 km;
3. *Futura stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV*, di proprietà della Società, da realizzarsi nel Comune di Foggia (FG);
4. *Elettrodotto interrato a 150kV* di collegamento tra la futura stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV e la Stazione Elettrica RTN “Foggia” avente una lunghezza di circa 200 m.

Le opere di cui ai precedenti punti 1) e 2) costituiscono il Progetto Definitivo del Campo agro-fotovoltaico ed il presente documento si configura come la Relazione Descrittiva del medesimo progetto.

Le opere di cui ai precedenti punti 3) e 4) costituiscono il Progetto Definitivo dell’Impianto di Utenza per la connessione.

Il Campo agro-fotovoltaico si svilupperà su una superficie complessiva di circa 116 Ha; i terreni attualmente sono utilizzati come seminativi. La Società, nell’ottica di riqualificare le aree da un punto di vista agronomico e di produttività dei suoli, ha scelto di adottare la soluzione impiantistica con tracker monoassiale.

Con la soluzione impiantistica proposta, si tenga presente che:

- su 124 Ha di superficie totale, quella effettivamente occupata dai moduli è pari a 21,86 Ha (meno del 20%);
- la superficie occupata da altre opere di progetto (strade interne all’impianto, *cabine di conversione e trasformazione*, magazzino per ricovero attrezzi agricoli) è di circa 7,09 Ha;
- impianto di olive da olio;

- impianto di fasce di vegetazione, costituite da essenze autoctone o storicamente presenti nel territorio (olive da mensa);
- la superficie compresa tra i filari dell'impianto FV e la parte lasciata a seminativo sarà coltivata con piante del tipo erbacee per favorire anche pascolo apistico, infatti la società prevede il posizionamento di diverse arnie nella parte sud del campo agro-fotovoltaico.

La Società ha stipulato un contratto preliminare di compravendita con i proprietari dei terreni in cui è prevista la realizzazione campo agro-fotovoltaico.

Le dorsali in cavo interrato a 30 kV di collegamento tra l'impianto agro-fotovoltaico e la stazione elettrica di utenza 30/150 kV, saranno posate interamente lungo le strade provinciali/statali esistenti.

OGGETTO E SCOPO

Il presente documento si configura come la Relazione Descrittiva del Progetto Definitivo del Campo agro-fotovoltaico che la Società intende realizzare nel comune di Foggia (FG), ed include:

- L'impianto fotovoltaico da 45.679,20 kWp;
- La dorsale in cavo interrato a 30 kV per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto alla stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV, ubicata nel Comune di Foggia (FG), circa 3,2 km in linea d'aria a sud/est rispetto al sito dell'impianto;
- Le attività agricole che saranno svolte sia all'interno che all'esterno dell'area recintata dove sarà installato l'impianto agro-fotovoltaico.

Scopo del documento è quello di descrivere le caratteristiche tecniche dell'opera, nonché le relative modalità realizzative, ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni/benessari/pareri previsti dalla normativa vigente, propedeutici per la costruzione ed esercizio dell'impianto agro-fotovoltaico nonché delle relative opere connesse (queste ultime sono dettagliatamente descritte nel Progetto Definitivo dell'Impianto di Utenza e nel Progetto Definitivo dell'Impianto di Rete).

1. GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico è quella parte di impianto che converte l'energia solare direttamente in energia elettrica, sfruttando l'effetto fotovoltaico, senza l'utilizzo di combustibili fossili.

In fase di progettazione definitiva, ai fini del dimensionamento è stato applicato il criterio della superficie disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento che possono inficiare sulla producibilità dell'impianto e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta.

Considerando che si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici da **600 Wp** di tipo monofacciale e che il generatore avrà una potenza di picco pari a **45.679,2 kWp**, il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 76132, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N^{\circ} \text{ MODULI} = \frac{P_n \text{ generatore [Wp]}}{P_n \text{ modulo [Wp]}} = 76132$$

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:

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.

Tenendo conto del fatto che gli inverter (All'interno Delle Power Station) scelti in fase di progettazione definitiva, sono di tipo **SMA Sunny Central**, per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} \quad [V]$$

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo(\theta_{min})}$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^\circ C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc(25^\circ C)}$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = N_s \cdot [U_{oc(25^\circ C)} - \beta (25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo $U_{max\ inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000W/m^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV\ (\theta_{min.})} = N_s \cdot U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta_{min})}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta_{min})}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta_{min})} = U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV\ (\theta_{min.})} = N_s \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})] \leq U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$$

dove $U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$,
- temperatura θ_{max} pari a $70\text{-}80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot U_{\text{MPPT min modulo}}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT min modulo}}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT min modulo}} = U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})] \geq U_{\text{MPPT min INVERTER}}$$

essendo $U_{\text{MPPT min INVERTER}}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all’inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a $1000\text{W}/\text{m}^2$.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

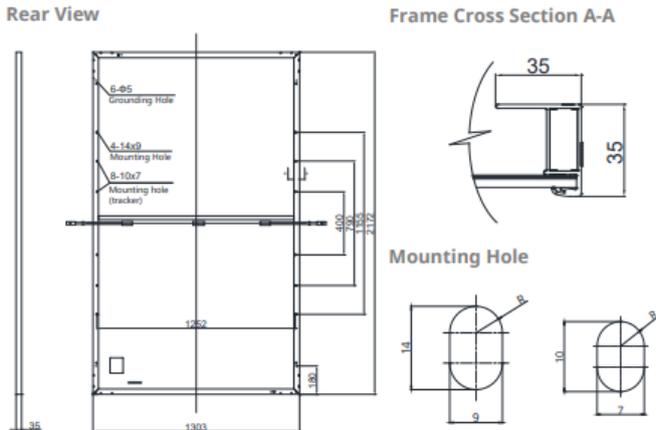
$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

dove:

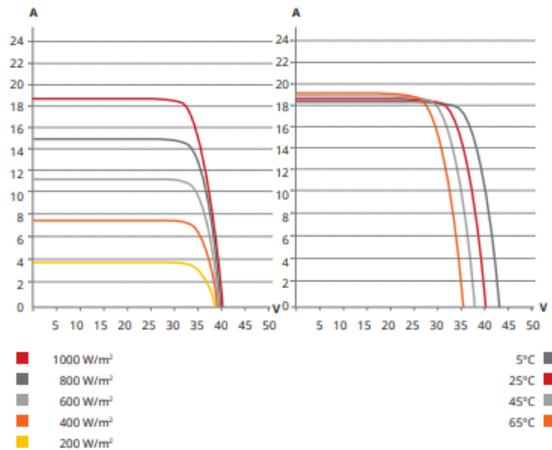
- $I_{\text{max FV}}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\text{max inverter}}$ è la massima corrente in ingresso all’inverter [A].

Considerando i valori delle grandezze nominali dei moduli e degli inverter scelti, deducibili dai datasheet di seguito riportati, per il rispetto delle precedenti condizioni di verifica è necessario realizzare **stringhe elettriche da 28 moduli in serie**.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7L-590MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS
Nominal Max. Power (Pmax)	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.02 A	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Short Circuit Current (Isc)	18.27 A	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)				
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS
Nominal Max. Power (Pmax)	433 W	437 W	441 W	445 W	448 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.9 V	32.0 V	32.2 V	32.4 V	32.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.60 A	13.66 A	13.70 A	13.74 A	13.76 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.2 V	38.4 V	38.6 V	38.7 V	38.9 V
Short Circuit Current (Isc)	14.74 A	14.77 A	14.82 A	14.87 A	14.90 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	32.5 kg (71.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC)
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	480 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Figura 1: Datasheet moduli fotovoltaici

	N. Power Station	Potenza
POWER STATION SMA 4000	6	4000 kVA
POWER STATION SMA 3000	3	3000 kVA
POWER STATION SMA 2750	4	2750 kVA
Potenza Totale Impianto AC		44000 kVA

Figura 2: Riepilogo Inverter d'impianto

2.CAVI DI STRINGA

Per il cablaggio delle stringhe fotovoltaiche, è previsto l'utilizzo di cavi solari H1Z2Z2-K adatti per posa in aria.

Il loro dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico, in base al quale il cavo deve avere una sezione tale per cui la sua portata (I_z), nelle condizioni di posa previste dal progetto, sia almeno uguale alla corrente di impegno del circuito (I_B):

$$I_B \leq I_z = I_{z0} K_1 K_2 \quad (1)$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego del circuito, pari alla corrente di stringa;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- I_{z0} è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- K_1 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura ambiente è diversa da 30°C;
- K_2 è il fattore di correzione della portata da applicare per circuiti realizzati con cavi in fascio o a strato.

Assumendo condizioni di posa standard, considerando una corrente di impiego pari alla corrente di cortocircuito del modulo fotovoltaico (18,47 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, sopra, si ottiene:

$$I_B = 1,25 \times I_{sc} \leq I_z = I_{z0}$$

da cui:

$$I_z \geq 1,25 I_{sc} = 23,09 \text{ A} \quad (1)$$

Consultando i cataloghi tecnici dei **cavi solari H1Z2Z2-K**, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (1) è quella da 2,5 mm². Tuttavia, dovendo limitare le cadute di tensione e le perdite di potenza attiva per effetto Joule e considerando che le condizioni di posa potranno effettive potranno differire da quelle ipotizzate in questa fase della progettazione, cautelativamente si è scelto di utilizzare cavi da 10 mm². Mentre per le linee in corrente continua dal QPS all'ingresso dell'inverter si è scelta la sezione da 120 mm², ambo i casi **previa verifica in fase di progettazione esecutiva**.

Basse Tension Bassa Tensione		H1Z2Z2-K					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 mm²	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	1,95	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

Figura 3: Scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

3. GRUPPI DI CONVERSIONE CC/CA E TRASFORMAZIONE BT/MT (POWER STATION)

Ogni POWER STATION è composta da un inverter e da un trasformatore BT/MT.

I gruppi inverter hanno la funzione di riportare la potenza generata in corrente continua dai moduli fotovoltaici alla frequenza di rete, mentre il trasformatore provvede ad innalzare la tensione al livello della rete interna dell'impianto (30 kV).

I componenti del gruppo di conversione e trasformazione sono selezionati sulla base delle seguenti caratteristiche principali:

- Conformità alle normative europee di sicurezza;
- Funzionamento automatico, e quindi semplicità di uso e di installazione;
- Sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT;
- Elevato rendimento globale;
- Massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete integrato;
- Forma d'onda d'uscita perfettamente sinusoidale.

Considerando che la potenza nominale dichiarata in fase di richiesta di connessione alla rete è di 44.000 kW, è stato calcolato il numero di inverter necessari:

Il gruppo di conversione e trasformazione (chiamato anche Power Station) individuato in questa fase di progettazione, prevede l'utilizzo di inverter da 2750, 3000 E 4000 kVA e un trasformatore elevatori rispettivamente da 2750, 3000 e 4000 kVA, inclusivi di compartimenti MT e BT alloggiati in un container.

Tale soluzione è compatta, versatile ed efficiente, che ben si presta per il luogo di installazione e la configurazione dell'impianto.

Le Power Station così configurate costituiscono la soluzione ottimale per centrali fotovoltaiche predisposte per la fornitura di potenza reattiva nel periodo notturno, in accordo alle richieste del codice di rete.

Le caratteristiche preliminari delle Power Station utilizzate per il dimensionamento dell'impianto sono riportate nella seguente tabella ed i datasheet nelle successive.

	N. Power Station	Potenza
POWER STATION SMA 4000	6	4000 kVA
POWER STATION SMA 3000	3	3000 kVA
POWER STATION SMA 2750	4	2750 kVA
Potenza Totale Impianto AC		44000 kVA

Tabella 1: Suddivisione Inverter nelle Power Station

MV POWER STATION

2200 / 2475 / 2500 / 2750 / 3000

Dati tecnici	MV Power Station 2200
Ingresso (CC)	
Inverter selezionabili	1 x SC 2200 o 1 x SCS 2200
Tensione di ingresso massima	1100 V
Corrente d'ingresso max	3960 A
Numero ingressi CC	24(fusibili su entrambi i poli) / 32(fusibili su polo singolo)
Zone Monitoring integrato	○
Taglie di fusibili disponibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A
Uscita (CA) lato di media tensione	
Potenza standard a 1000 m e $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / 40 °C / 45 °C) ¹⁾	2200 kVA / 2000 kVA / 0 kVA
Potenza opzionale a 1000 m e $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / 50 °C / 55 °C) ¹⁾	2200 kVA / 2000 kVA / 0 kVA
Tensioni tipiche nominali CA	6,6 kV a 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11	● / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore (ONAN / KNAN) ²⁾	● / ○
Massima corrente di uscita a 33 kV	39 A
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Ecodesign a 33 kV	2,3 kW / 1,74 kW
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Ecodesign a 33 kV	21,0 kW / 20,7 kW
Massimo THD	< 3%
Immissione di potenza reattiva	○ fino al 60% della potenza CA
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo
Efficienza inverter	
Grado di rendimento massimo ³⁾	98,6 %
Efficienza europea ³⁾	98,4 %
Efficienza CEC ⁴⁾	98,0 %
Dispositivi di protezione	
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I
Separazione galvanica	●
Resistenza ad archi elettrici vano quadri MT (ai sensi IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s
Dati generali	
Dimensioni del container da 20 piedi senza contenitore di raccolta olio integrato (L / A / P) ⁵⁾	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm
Dimensioni del container da 20 piedi con contenitore di raccolta olio integrato (L / A / P) ⁵⁾	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm
Peso	< 16 t
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 300 W
Grado di protezione secondo IEC 60529	Vani quadri IP23D, elettronica inverter IP65
Ambiente: Standard / Chimicamente attivo / Polveroso	● / ○ / ○
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○ / ○
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	15% a 95%
Altitudine operativa max. s.l.m 1000 m / 2000 m / 3000 m / 4000 m	● / ○ / ○ / ○ (de-rating in temperatura anticipato)
Fabbisogno d'aria fresca inverter e trasformatore	6500 m ³ /h

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 14 | 43

- 1) Dati riferiti all'inverter
- 2) ONAN = olio minerale con raffreddamento ad aria naturale, KNAN = olio organico con raffreddamento ad aria naturale
- 3) Efficienza misurata sull'inverter senza autoalimentazione
- 4) Efficienza misurata sull'inverter con autoalimentazione
- 5) Dimensioni di trasporto

MV Power Station 2475	MV Power Station 2500	MV Power Station 2750	MV Power Station 3000
1 x SC 2475 o 1 x SCS 2475	1 x SC 2500-EV o 1 x SCS 2500-EV	1 x SC 2750-EV o 1 x SCS 2750-EV	1 x SC 3000-EV o 1 x SCS 3000-EV
1100 V	1500 V	1500 V	1500 V
3960 A	3200 A	3200 A	3200 A
24(fusibili su entrambi i poli) / 32(fusibili su polo singolo)			
o	o	o	o
200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A			
2475 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2500 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2750 kVA / 2500 kVA / 0 kVA	3000 kVA / 2700 kVA / 0 kVA
2475 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2500 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2750 kVA / 2500 kVA / 0 kVA	3000 kVA / 2700 kVA / 0 kVA
6,6 kV a 35 kV	6,6 kV a 35 kV	6,6 kV a 35 kV	6,6 kV a 35 kV
50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
● / o	● / o	● / o	● / o
● / o	● / o	● / o	● / o
43 A	44 A	49 A	53 A
2,5 kW / 1,92 kW	2,5 kW / 1,92 kW	2,8 kW / 2,1 kW	3,0 kW / 2,3 kW
23,2 kW / 23,0 kW	23,2 kW / 23,0 kW	25,5 kW / 25,3 kW	27,4 kW / 27,3 kW
< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %
o fino al 60% della potenza CA	o fino al 60% della potenza CA	o fino al 60% della potenza CA	o fino al 60% della potenza CA
1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo
98,6 %	98,6 %	98,7 %	98,8 %
98,4 %	98,3 %	98,6 %	98,6 %
98,0 %	98,0 %	98,5 %	98,5 %
Sezionatore di carico CC	Sezionatore di carico CC	Sezionatore di carico CC	Sezionatore di carico CC
Interruttore a vuoto MT	Interruttore a vuoto MT	Interruttore a vuoto MT	Interruttore a vuoto MT
Scaricatore di sovratensioni tipo I	Scaricatore di sovratensioni tipo I	Scaricatore di sovratensioni tipo I	Scaricatore di sovratensioni tipo I
●	●	●	●
IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s
6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm
6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm
< 16 t	< 16 t	< 16 t	< 16 t
< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW
< 300 W	< 370 W	< 370 W	< 370 W
Vani quadri IP23D, elettronica inverter IP65			
● / o / o	● / o / o	● / o / o	● / o / o
● / o / o	● / o / o	● / o / o	● / o / o
15% a 95%	15% a 95%	15% a 95%	15% a 95%
● / o / o / o (de-rating in temperatura anticipato)	● / o / o / - (de-rating in temperatura anticipato)		
6500 m ³ /h	6500 m ³ /h	6500 m ³ /h	6500 m ³ /h
Capicorda	Capicorda	Capicorda	Capicorda
Connettore angolare conico esterno	Connettore angolare conico esterno	Connettore angolare conico esterno	Connettore angolare conico esterno
● / o	● / o	● / o	● / o
● / o	● / o	● / o	● / o
o	o	o	o
RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004
● / o / o	● / o / o	● / o / o	● / o / o
● / o / o	● / o / o	● / o / o	● / o / o
● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o
● / o	● / o	● / o	● / o
IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, CSC - certificato, EN 50588-1			
MVPS-2475-20	MVPS-2500-20	MVPS-2750-20	MVPS-3000-20

Figura 4: Datasheet power station

Committente:

Progettista:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.



Pag. 15 | 43

MV POWER STATION

4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4000 UP or 1 x SCS 3450 UP or 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP or 1 x SCS 3600 UP or 1 x SCS 3600 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Charging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3590 kVA / 3000 kVA	3770 kVA / 3150 kVA
Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IACA 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / ○ / ○	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m ³ /h	
Features		

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 16 | 43

- 1) Data based on inverter. Further details can be found in the data sheet of the inverter.
- 2) KNAN = Ester with natural air cooling
- 3) Efficiency measured at inverter without internal power supply
- 4) Efficiency measured at inverter with internal power supply

Technical Data	MVPS 4400-S2	MVPS 4600-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4400 UP or 1 x SCS 3800 UP or 1 x SCS 3800 UP:XT	1 x SC 4600 UP or 1 x SCS 3950 UP or 1 x SCS 3950 UP:XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3960 kVA	4600 kVA / 4140 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3230 kVA	3960 kVA / 3365kVA
Charging power at SCS UP:XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3950 kVA / 3300 kVA	4130 kVA / 3455 kVA
Discharging power at SCS UP:XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / ○ / ○	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m ³ /h	

Figura 5: Datasheet power station

La scelta definitiva seguirà le logiche di evoluzione tecnologica, pertanto verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 17 | 43

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2



MVPS-4000-S2 / MVPS-4200-S2 / MVPS-4400-S2 / MVPS-4600-S2

Robust

- Station and all individual components type-tested
- Optimally suited to extreme ambient conditions

Easy to Use

- Plug and play concept
- Completely pre-assembled for easy set-up and commissioning

Cost-Effective

- Easy planning and installation
- Low transport costs due to 20-foot skid

Flexible

- One design for the whole world
- DC-Coupling Ready
- Numerous options

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Turnkey Solution for PV Power Plants and large-scale storage systems

With the power of the new robust central inverters, the Sunny Central UP or Sunny Central Storage UP, and with perfectly adapted medium-voltage components, the new MV Power Station offers even more power density and is a turnkey solution available worldwide. Being the ideal choice for the new generation of PV power plants operating at 1500 VDC, the integrated system solution is easy to transport and quick to assemble and commission. The MVPS and all components are type-tested. The MV Power Station combines rigorous plant safety with maximum energy yield and minimized deployment and operating risk. The MV Power Station is prepared for DC coupling.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 18 | 43

MV POWER STATION 2200 / 2475 / 2500 / 2750 / 3000



MVPS 2200-20 / MVPS 2475-20 / MVPS 2500-20 / MVPS 2750-20 / MVPS 3000-20

Resistente

- Tutti i componenti soggetti a type-test
- Perfetta per condizioni climatiche estreme

Semplice

- Plug & Play
- Completamente preassemblata per una semplice installazione e messa in servizio

Conveniente

- Semplicità di progetto e installazione
- Costi di trasporto ridotti grazie al container da 20 piedi

Flessibile

- Soluzione globale per i mercati internazionali
- Numerose opzioni per la configurazione
- Compatibile con MVPS 4400 – MVPS 6000

MV POWER STATION 2200 / 2475 / 2500 / 2750 / 3000

Soluzione chiavi in mano per centrali fotovoltaiche

Con la potenza fornita dai nuovi inverter centralizzati Sunny Central o Sunny Central Storage, oltre ai componenti di media tensione appositamente studiati, la nuova MV Power Station offre una densità di potenza ancora maggiore e può essere fornita chiavi in mano in tutto il mondo. Ideale per la nuova generazione di centrali fotovoltaiche da 1500 V_{CC}, la soluzione integrata nel container da 20 piedi assicura semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio. La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a prove di tipo. La MV Power Station garantisce la massima sicurezza dell'impianto, massimi rendimenti energetici, e minimi rischi operativi.

Figura 6: Vista laterale power station

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 19 | 43

4.CAVI ELETTRICI BT IN CORRENTE ALTERNATA

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente alternata, consentiranno di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno dei locali di trasformazione BT/MT.

Il dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico, in base al quale il cavo deve avere una sezione tale per cui la sua portata (I_z), nelle condizioni di posa previste dal progetto, sia almeno uguale alla corrente di impegno del circuito (I_B).

La portata di un cavo, come è noto, dipende dai parametri che influiscono sul bilancio termico a regime e dunque dalla potenza termica sviluppata (sezione e resistività del conduttore), dalla potenza termica ceduta all'ambiente circostante (condizioni di posa) e dal tipo di isolante.

Nel caso specifico non è stato necessario alcun dimensionamento in quanto certificati per lo scopo e compresi all'interno delle Power Station appena descritte.

5. QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE INSTALLATI ALL'INTERNO POWER STATION

All'interno delle PowerStation, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di bassa tensione per ciascuno dei trasformatori BT/MT previsti. Lo schema elettrico dei quadri, prevede l'utilizzo di un interruttore generale per il collegamento all'avvolgimento BT del trasformatore e interruttori automatici attraverso cui è possibile proteggere sezionare le linee di collegamento con gli inverter (dispositivi di generatori).

Il loro dimensionamento è stato condotto applicando le prescrizioni della Norma CEI 64-8, in base alla quale, per coordinare le caratteristiche dell'interruttore con quelle del cavo da proteggere, è necessario rispettare le due seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z(1)$$

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

dove:

- I_b è la corrente di impiego del circuito;
- I_n è la corrente nominale dell'interruttore;
- I_z è la portata del cavo da proteggere nelle condizioni di posa previste da progetto;
- $I^2 t$ è l'energia specifica passante dell'interruttore;
- $K^2 S^2$ è l'energia massima tollerabile dal cavo.

La prima delle due condizioni sopra citate, garantisce la protezione contro il sovraccarico, mentre per la protezione contro il cortocircuito, è necessario, oltre al rispetto della seconda condizione, che l'interruttore abbia un potere di interruzione non inferiore alla massima corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Pertanto, gli interruttori a protezione delle singole linee BT, dovranno avere una corrente nominale tale da soddisfare la seguente relazione (1).

Poiché non è stato ancora predisposto il regolamento di esercizio per la connessione dell'impianto di produzione in parallelo alla rete, il valore della corrente di cortocircuito in corrispondenza del punto di consegna non risulta noto, pertanto, non potendo calcolare il valore della corrente di guasto in corrispondenza del punto di installazione degli interruttori BT, la loro scelta verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.

6. TRASFORMATORI BT/MT DI CAMPO

Come indicato nello schema elettrico unifilare, l'impianto fotovoltaico è stato suddiviso in **tre dici sottocampi fotovoltaici per una potenza complessiva del generatore pari a 45.679,2 kWp (si rimanda allo schema elettrico unifilare per la precisa suddivisione dei sottocampi)**.

I trasformatori BT/MT previsti, sono stati dimensionati in funzione della potenza nominale degli inverter ad essi sottesi.

$$\text{An trasformatore} \geq \sum Pn \text{ inverter}$$

Considerando che per i sottocampi fotovoltaici sopra elencati sono previsti all'interno delle relative Power Station:

	N. Power Station	Potenza Trasformatore singola PS
POWER STATION SMA 4000	6	4000 kVA
POWER STATION SMA 3000	3	3000 kVA
POWER STATION SMA 2750	4	2750 kVA

Si rimanda ai datasheet allegati in precedenza per i dati di targa dei Trasformatori appena elencati.

In ogni Power Station sarà presente un quadro BT a servizio del trasformatore servizi ausiliari da **50 kVA** per l'alimentazione dei servizi di campo. La scelta ricade su trasformatori isolati in resina:



Figura 7: Trasformatori MT/BT in resina

I quali presenteranno i dati di targa di seguito elencati:

CLASS 36 kV ED3R36	Power	U _k *	P ₀	P _{cc} *	I ₀	L _{wA}	L _{pA}	A	B	C	D	Wheel	Weight
	kVA	%	W	W	%	dB(A)	dB(A)	mm	mm	mm	mm	mm	Kg
	50	6	230	1870	1,4	54	41	1260	670	1525	520	125	850
	100	6	320	2250	1	56	43	1290	670	1545	520	125	1020
	160	6	460	3190	0,88	57	44	1425	670	1545	520	125	1300
	200	6	520	3630	0,85	58	44	1500	820	1600	670	125	1490
	250	6	590	4180	0,8	59	45	1500	670	1700	520	125	1670
	315	6	710	4980	0,79	60	46	1590	820	1750	670	125	1910
	400	6	860	6050	0,78	61	47	1590	820	1850	670	125	2010
	500	6	1030	7050	0,76	62	48	1620	820	1880	670	125	2200
	630	6	1260	8360	0,75	63	49	1680	820	1980	670	125	2470
	800	6	1490	8800	0,71	64	49	1710	1050	2150	820	125	2960
	1000	6	1780	9900	0,7	65	50	1830	1050	2300	820	125	3590
	1250	6	2070	12100	0,69	67	52	1860	1000	2360	820	150	3890
	1600	6	2530	14300	0,67	68	53	2010	1050	2500	820	150	4860
	2000	6	2990	17600	0,65	72	56	2100	1300	2595	1070	200	5860
	2500	6	3560	20900	0,62	73	57	2250	1300	2625	1070	200	7160
3150	6	4370	24200	0,6	76	60	2340	1300	2805	1070	200	8610	
4000	7	6300	26900	0,61	84	68	2520	1300	2835	1070	200	9650	
5000	8	6900	35000	0,61	86	70	2610	1300	2835	1070	200	10770	

* Dati riferiti a 120°C a tensione nominale / Data referred to 120°C at rated voltage.

Tabella 1: Datasheet trasformatori elevatori BT/MT

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 23 | 43

7. QUADRI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE INSTALLATI ALL'INTERNO DELLE CABINE DI TRASFORMAZIONE

In ciascuna PowerStation, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di media tensione, costituito da scomparti MT predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura. Come da Scelta del Produttore:

Per la rappresentazione di dettaglio dei Quadri in questione si rimanda alla tavola dello schema elettrico unifilare di riferimento.

8. CAVI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE

Le cabine elettriche di trasformazione, verranno interconnesse in entra-esce secondo un ordine prestabilito e collegate al quadro elettrico generale di media tensione mediante una linea elettrica di media tensione dedicata, realizzata in cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30kV adatto per posa interrata.

Le linee verranno interrate ad una profondità di posa non inferiore a 1,2 m.

Il dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico, in base al quale il cavo deve avere una sezione tale per cui la sua portata (I_z), nelle condizioni di posa previste dal progetto, sia almeno uguale alla corrente di impegno del circuito (I_B).

La portata di un cavo, come è noto, dipende dai parametri che influiscono sul bilancio termico a regime e dunque dalla potenza termica sviluppata (sezione e resistività del conduttore), dalla potenza termica ceduta all'ambiente circostante (condizioni di posa) e dal tipo di isolante.

In fase di progettazione definitiva, sono state ipotizzate le seguenti condizioni di posa:

- Profondità di posa pari a 1,2 m;
- Resistività termica del terreno pari a 1 °K m/W;
- Temperatura di posa pari a 20°C;
- Numero di circuiti presenti all'interno della stessa trincea di scavo pari a 2, dato che in parte, la trincea di scavo verrà condivisa (per maggiori dettagli si rimanda alle tavole di progetto allegate);
- Cavi disposti a trifoglio.

In questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare **cavi tripolari ad elica visibile** per posa interrata ARE4H5EX 18/30kV.



Figura 8: Cavi MT tripolari ad elica visibile

Definita la tipologia di cavo e le condizioni di posa, ai fini del corretto dimensionamento dei circuiti, è stata applicata la seguente relazione:

$$I_B \leq I_Z = I_{Z0} K_1 K_2 K_3 K_4 \quad (3)$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego del circuito;
- I_Z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- I_{Z0} è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- K_1 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura di posa è diversa da 20°C;
- K_2 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui all'interno della stessa trincea di scavo sono presenti più circuiti elettricamente indipendenti;
- K_3 è il fattore di correzione della portata per profondità di posa diversa da 1,2m;
- K_4 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la resistività termica del terreno sia diversa da 1 °K m/W;

Il calcolo della corrente di impiego I_B della linea, è stato condotto considerando prudenzialmente la condizione di esercizio più gravosa, che prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale dei trasformatori interconnessi, mentre i valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati ricavati dalla Norma CEI-UNEL 35026.

Tabella F2.14 Fattore di correzione K_1 per temperature del terreno diverse da 20 °C (da norma CEI-UNEL 35025)

Temperatura del terreno (°C)	Tipo di isolante	
	PVC	EPR-XLPE
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Tabella F2.16 Fattore di correzione K_3 per differenti valori della profondità di posa (da norma CEI-UNEL 35026)

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tabella F2.17 Fattore di correzione K_4 per differenti valori della resistività termica del terreno (da norma CEI-UNEL 35026)

Resistività del terreno (K m/W)	Fattore di correzione	
	Cavi unipolari	Cavi multipolari
1,0	1,08	1,06
1,2	1,05	1,04
1,5	1,00	1,00
2,0	0,90	0,91
2,5	0,82	0,84

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 27 | 43

Tabella F2.15 Fattore di correzione K_2 per gruppi di circuiti (cavi unipolari) o di più cavi multipolari installati sullo stesso piano (da norma CEI-UNEL 35026)

CAVI MULTIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)				
Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90

CAVI UNIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)				
Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

Figure 9: fattori correttivi della portata cavi elettrici interrati

La sezione scelta, è stata verificata anche dal punto di vista della sollecitazione termica in occasione di guasto, attraverso l'applicazione della relazione di seguito riportata:

$$S \geq (I \sqrt{t}) / K \quad (4)$$

dove:

- S è la sezione del cavo scelto;
- I è la corrente di cortocircuito trifase;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore (rame o alluminio);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione, prudenzialmente assunto pari a 1 sec;

ottenendo esito positivo.

Nel dettaglio, è prevista la realizzazione di **n° 4 linee elettriche di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile** adatto per posa interrata, ciascuna delle quali collegherà in entra-esce un certo numero di Cabine di conversione e Trasformazione (Power Station) come meglio di seguito specificato.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 28 | 43

8.1. Linea MT n° 1

La linea MT n° 1, in partenza dallo scomparto linea n° 1 del quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno del locale MT, collegherà in entra-esce le seguenti Power Station:

- POWER STATION N° 4 del sottocampo n° 4;
- POWER STATION N° 3 del sottocampo n° 3;
- POWER STATION N° 2 del sottocampo n° 2;
- POWER STATION N° 1 del sottocampo n° 1;

In questa fase della progettazione, sono state ipotizzate condizioni di posa standard, le quali prevedono:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la somma delle correnti nominali secondarie dei trasformatori MT/BT, nel caso della linea in esame pari a 355 A circa.

In accordo al criterio sopra citato, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicura una portata I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$1) I_z = I_{zo} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \geq I_B$$

$$2) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 29 | 43

- K_4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 143 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 1 sec.

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi elettrici tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 18/30 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 300) \text{ mm}^2$$

$$U_0/U = 18/30 \text{ kV}$$

$$U_{max} = 36 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 463 \text{ A}$$

ARE4H5E(X) 18/30(36)kV SK1 (SHOCK PROOF 1)

Nome	Capacità nominale [$\mu\text{F} / \text{km}$]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 240 mm ² SK1	0,28	0,114	0,125	0,161	501	410	22,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm ² SK1	0,304	0,11	0,1	0,129	574	463	28,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm ² SK1	0,335	0,106	0,0778	0,101	669	530	37,8
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm ² SK1	0,363	0,102	0,0605	0,08	777	604	47,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm ² SK1	0,396	0,098	0,0469	0,063	901	687	59,5

Tabella 3: Scheda tecnica cavi elettrici

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

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 30 | 43

8.2. Linea MT n° 2

La linea MT n° 2, in partenza dallo scomparto linea n° 2 del quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno del locale MT, collegherà in entra-esce le seguenti cabine:

- POWER STATION N° 7 del sottocampo n° 7;
- POWER STATION N° 6 del sottocampo n° 6;
- POWER STATION N° 5 del sottocampo n° 5;

In questa fase della progettazione, sono state ipotizzate condizioni di posa standard, le quali prevedono:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la somma delle correnti nominali secondarie dei trasformatori MT/BT, nel caso della linea in esame pari a 210 A circa.

In accordo al criterio sopra citato, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicura una portata I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$1) I_z = I_{zo} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \geq I_B$$

$$2) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 31 | 43

- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 143 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 1 sec.

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 18/30 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_0/U = 18/30 \text{ kV}$$

$$U_{max} = 36 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

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

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Nome	Capacità nominale [$\mu\text{F} / \text{km}$]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm ² SK1	0,15	0,152	0,641	0,822	189	168	4,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm ² SK1	0,166	0,143	0,443	0,568	235	205	6,6
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm ² SK1	0,193	0,134	0,32	0,411	284	245	9
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm ² SK1	0,217	0,128	0,253	0,325	328	279	11,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm ² SK1	0,233	0,124	0,206	0,265	369	312	14,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm ² SK1	0,252	0,119	0,164	0,211	424	353	17,5

Tabella 4: scheda tecnica cavi elettrici

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 32 | 43

8.3. Linea MT n° 3

La linea MT n° 3, in partenza dallo scomparto linea n° 3 del quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno del locale MT, collegherà in entra-esce le seguenti cabine:

- POWER STATION N° 8 del sottocampo n° 8;
- POWER STATION N° 12 del sottocampo n° 12;
- POWER STATION N° 13 del sottocampo n° 13.

In questa fase della progettazione, sono state ipotizzate condizioni di posa standard, le quali prevedono:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la somma delle correnti nominali secondarie dei trasformatori MT/BT, nel caso della linea in esame pari a 194 A circa.

In accordo al criterio sopra citato, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicura una portata I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$1) I_z = I_{z0} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \geq I_B$$

$$2) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{z0} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 33 | 43

- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 143 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 1 sec.

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su cavi elettrici tripolari ad elica visibile **AREH45EX 18/30 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_0/U = 18/30 \text{ kV}$$

$$U_{max} = 36 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Nome	Capacità nominale [$\mu\text{F} / \text{km}$]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm ² SK1	0,15	0,152	0,641	0,822	189	168	4,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm ² SK1	0,166	0,143	0,443	0,568	235	205	6,6
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm ² SK1	0,193	0,134	0,32	0,411	284	245	9
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm ² SK1	0,217	0,128	0,253	0,325	328	279	11,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm ² SK1	0,233	0,124	0,206	0,265	369	312	14,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm ² SK1	0,252	0,119	0,164	0,211	424	353	17,5

Tabella 5: scheda tecnica cavi elettrici

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

8.4. Linea MT n° 4

La linea MT n° 4, in partenza dallo scomparto linea n° 4 del quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno del locale MT, collegherà in entra-esce le seguenti cabine:

- POWER STATION N° 10 del sottocampo n° 10;
- POWER STATION N° 11 del sottocampo n° 11;
- POWER STATION N° 9 del sottocampo n° 9;

In questa fase della progettazione, sono state ipotizzate condizioni di posa standard, le quali prevedono:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la somma delle correnti nominali secondarie dei trasformatori MT/BT, nel caso della linea in esame pari a 216 A circa.

In accordo al criterio sopra citato, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicura una portata I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$1) I_z = I_{z0} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \geq I_B$$

$$2) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{z0} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 35 | 43

- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 143 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 1 sec.

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi tripolari ad elica visibile AREH45EX 18/30 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_0/U = 18/30 \text{ kV}$$

$$U_{max} = 36 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Nome	Capacità nominale [$\mu\text{F} / \text{km}$]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm ² SK1	0,15	0,152	0,641	0,822	189	168	4,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm ² SK1	0,166	0,143	0,443	0,568	235	205	6,6
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm ² SK1	0,193	0,134	0,32	0,411	284	245	9
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm ² SK1	0,217	0,128	0,253	0,325	328	279	11,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm ² SK1	0,233	0,124	0,206	0,265	369	312	14,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm ² SK1	0,252	0,119	0,164	0,211	424	353	17,5

Tabella 6: scheda tecnica cavi elettrici

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

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20-30 cm al di sopra del cavo stesso. Gli eventuali giunti ed i terminali andranno eseguiti a regola d'arte secondo le istruzioni del fabbricante da personale qualificato.

9. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE DI MEDIA TENSIONE

Il quadro elettrico generale di media tensione verrà installato all'interno della cabina di raccolta, e sarà costituito da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo tale da formare un'unica apparecchiatura:



Figura 10: esempio tipico di quadro elettrico di MT

Nello specifico, lo schema del quadro prevede i seguenti scomparti MT:

- 2 scomparti di partenza linea, da cui verrà derivata la linea elettrica MT di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza;
- 1 scomparto interruttore generale;
- 4 scomparti partenza linea, da cui verranno derivate le linee MT di campo;
- 1 scomparto protezioni servizi ausiliari.

Lo scomparto partenza linea conterrà il sezionatore generale di linea, e sarà dotato di protezioni di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra.

A titolo di esempio viene riportato scomparto MT partenza linea, fermo restando che la scelta del Costruttore verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.



Figura 11: scomparto MT partenza linea

Lo scomparto interruttore generale conterrà il dispositivo generale (DG), costituito da un interruttore tripolare e un sezionatore di linea. Il dispositivo generale sarà dotato di quanto richiesto dalla Norma CEI 0-16, e sarà corredato dai seguenti relè di protezione:

- 1) Protezione di massima corrente di fase a tre soglie:
 - I> per la protezione contro i sovraccarichi;
 - I>> per la protezione contro i guasti polifase su impedenza;

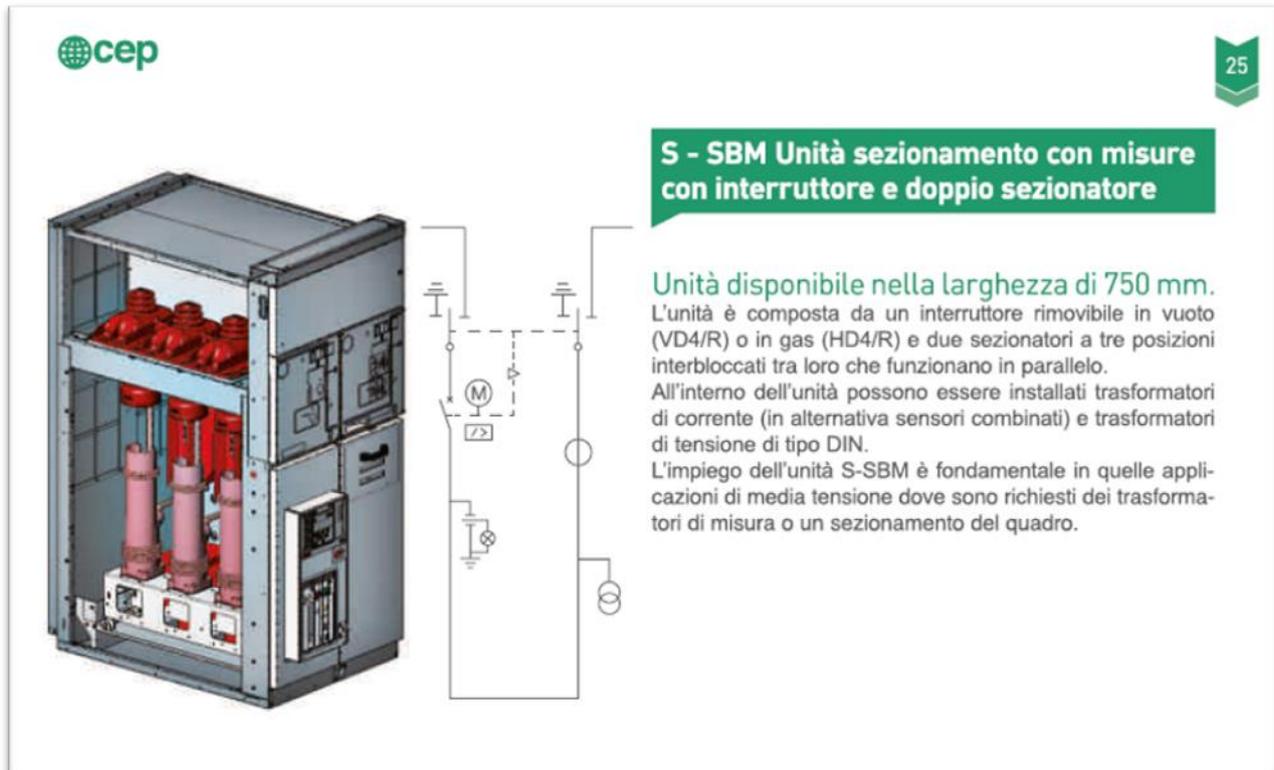


Figura 12: scomparto dispositivo generale

Ciascuno scomparto partenza linea, da cui verranno derivate le linee MT verso il campo fotovoltaico, conterrà un dispositivo per la protezione delle linee di media tensione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione:

- Protezione I>> e I>>>;
- Protezione I0>>;
- protezione 67 N.

Lo stesso dispositivo svolge anche la funzione di protezione di interfaccia (PI) e pertanto sarà corredato delle ulteriori seguenti protezioni (Le protezioni di interfaccia, saranno previste anche presso la Sottostazione Elettrica di Utenza):

- protezione 27;
- protezione 59;
- protezione 81<;
- protezione 81>;
- protezione 59N.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 39 | 43

Da ciascuno scomparto linea, partirà una linea di media tensione in cavo interrato che andrà ad alimentare, in entra-esce, le cabine di campo di trasformazione e conversione.



Figura 13: scomparto partenza linea verso il campo FV

È previsto inoltre uno scomparto servizi ausiliari, per la protezione del trasformatore MT/BT da 50 kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- relè di protezione;
- sganciatori degli interruttori MT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".

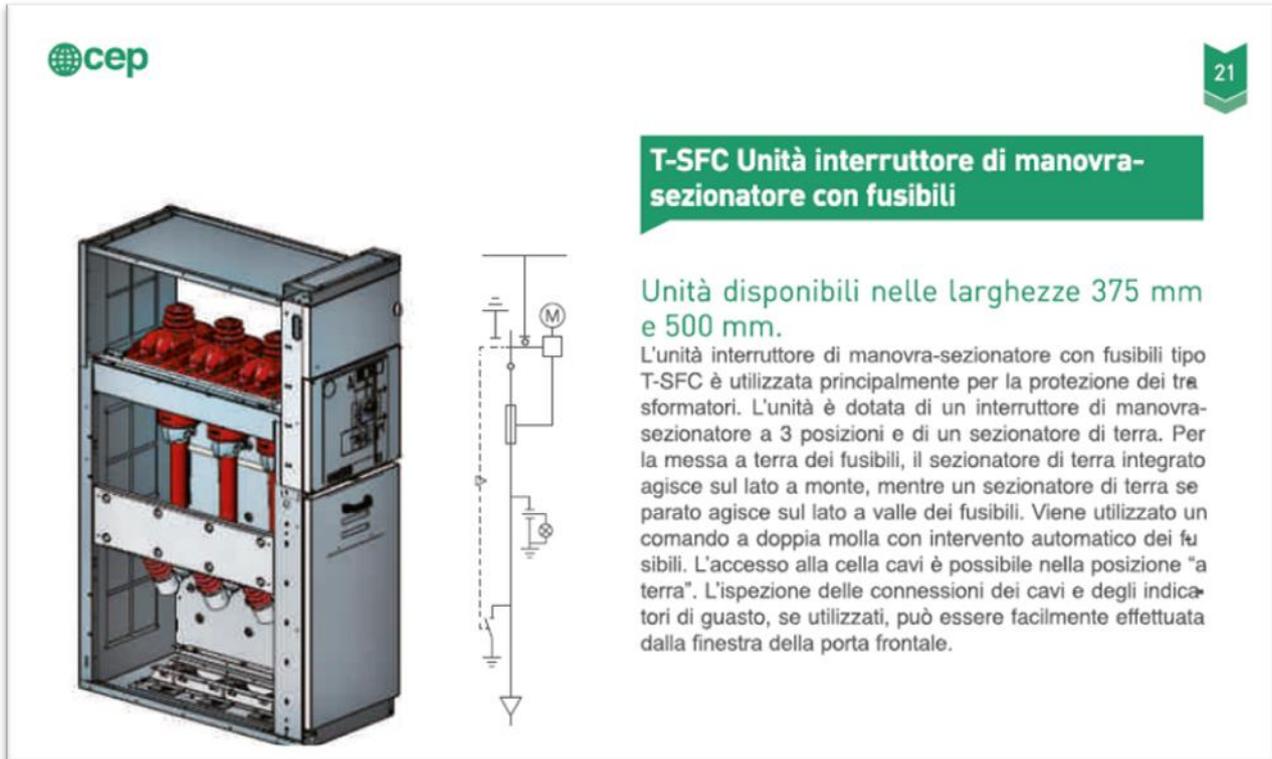


Figura 14: scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

Per maggiori dettagli sullo schema elettrico unifilare, si rimanda alla **TAVOLA B.2.8**.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:

 **AP engineering**

Pag. 41 | 43

10. TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI (Cabina di Raccolta)

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari del quadro elettrico in cabina di raccolta è previsto l'utilizzo di un trasformatore MT/BT isolato in resina, derivato dalle sbarre del quadro elettrico generale MT:



Figura 15: Trasformatore MT/BT in resina

Esso è stato dimensionato in funzione della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, impianto di videosorveglianza, impianto di illuminazione, ecc) ed avrà i seguenti dati di targa:

- $An = 50 \text{ kVA}$;
- $V_{1n} = 30 \text{ kV}$;
- $V_{2n} = 0,4 \text{ kV}$;
- Collegamento avvolgimento BT: Yn;
- Collegamento avvolgimento MT: D;
- Gruppo: 11;
- $V_{cc}\% = 6\%$;
- Isolamento in resina.

11. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI BASSA TENSIONE SERVIZI AUSILIARI

I servizi ausiliari dell'impianto, saranno alimentati attraverso apposite linee elettriche di bassa tensione FG7OR 0,6/1 kV, derivate dal quadro elettrico generale BT. Le singole derivazioni saranno protette mediante interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, mentre come interruttore generale è previsto l'utilizzo di un interruttore magnetotermico.

Poiché non è stato ancora predisposto il regolamento di esercizio per la connessione dell'impianto di produzione in parallelo alla rete, il valore della corrente di cortocircuito in corrispondenza del punto di consegna non risulta noto, pertanto, non potendo calcolare il valore della corrente di guasto in corrispondenza del punto di installazione degli interruttori BT, la loro scelta verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.