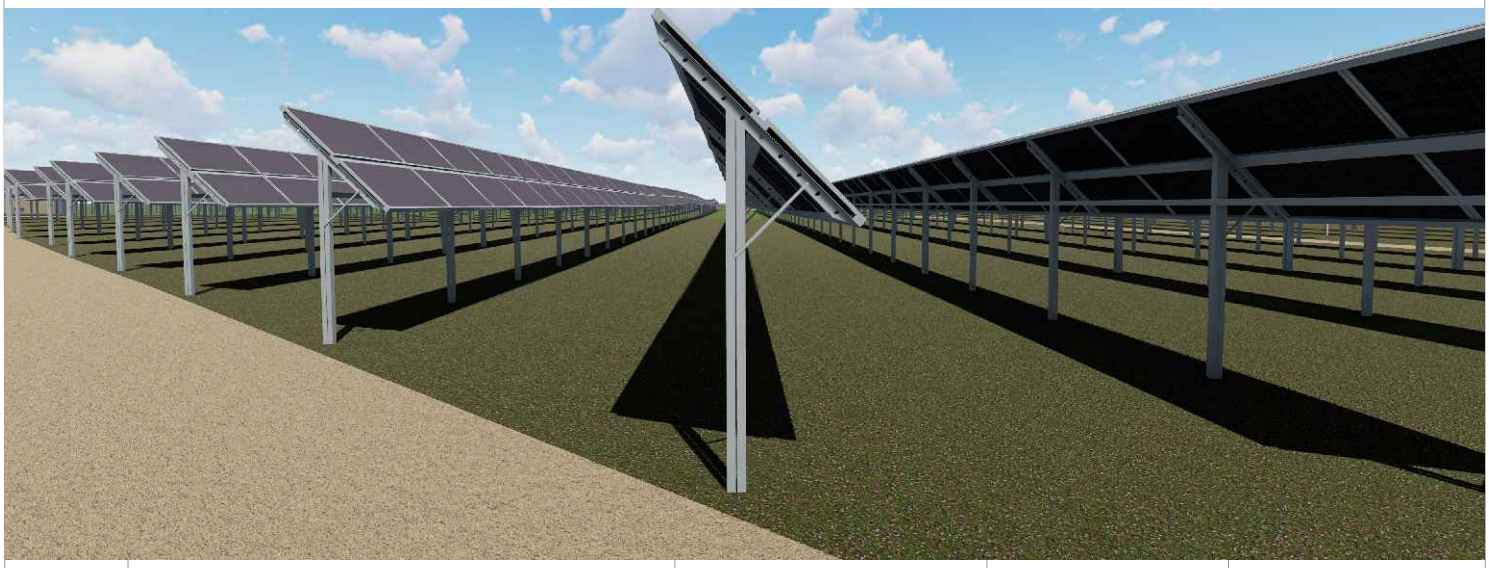
REGIONE EMILIA ROMAGNA
PROVINCIA DI BOLOGNA
COMUNI DI BARICELLA E MALALBERGO

PROGETTO IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEI COMUNI DI BARICELLA E MALALBERGO (BO) LOCALITA' TRAVALLINO , E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE, DI POTENZA PARI A **51.807,28 kW**, DENOMINATO "ALTEDO"

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica disciplinare descrittivo con calcoli preliminari impianti elettrici



livello prog.	STMG	N. elaborato	DATA	SCALA
PD	346271803	RS06ADD63	08.11.2023	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HF SOLAR 18 S.r.l.

ENTE

PROGETTAZIONE

HORIZONFIRM

Arch. A. Calandrino
Arch. M. Gullo
Arch. S. Martorana
Arch. F. G. Mazzola
Arch. G. Vella
Dott. Agr. B. Miciluzzo
Ing. D. Siracusa
Ing. A. Costantino
Ing. C. Chiaruzzi
Ing. G. Schillaci
Ing. G. Buffa
Ing. M. C. Musca

dario siracusa
29.11.2023
10:26:52
GMT+00:00

ORDINE DEGLI INGEGNERI DELLA PROVINCIA DI AGRIGENTO
DOTT. ING DARIO SIRACUSA SEZ.A
Settori civile ambientale industriale e dell'informazione n°A1742

Il Progettista

Il Progettista

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica denominato

“ALTEDO”

Relazione tecnica disciplinare descrittivo con calcoli preliminari impianti elettrici

Sommario

1 Definizioni 1
2 Premessa 2
3 Generatore fotovoltaico 4
4 Linee elettriche di bassa tensione in corrente continua 11
5 Quadri di parallelo stringhe 14
6 Inverter 14
7 Cavi elettrici BT in corrente alternata 15
8 Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione 17
9 Trasformatori di potenza 17
10 Quadri elettrici di medie tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione 18
11 Cavi elettrici di media tensione 20
12 Quadro elettrico generale di media tensione 23
13 Trasformatore Servizi Ausiliari 24
14 Quadro elettrico generale di bassa tensione servizi ausiliari 25
15 Impianti ausiliari di campo 26
15.1 Impianto di illuminazione 26
15.2 Impianto di video sorveglianza 28

1 Definizioni

Ai fini del presente elaborato, oltre alle definizioni contenute nel Glossario dei termini del Codice di Rete e nella normativa di settore, si adottano specificatamente le seguenti:

- **Impianto di Rete per la connessione**: porzione di impianto per la connessione, di competenza del Gestore di rete, compreso tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione;
- **Impianto di Utenza per la Connessione**: porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;
- **Impianto per la Connessione**: insieme degli impianti di rete e di utenza necessari per la connessione alla rete di un Utente;
- **Dispositivo Di Generatore (DDG)**: apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione;
- **Dispositivo Generale di utente (DG)**: apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete;
- **Dispositivo Di Interfaccia (DDI)**: una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

2 Premessa

La presente relazione tecnica, è parte integrante del Progetto Definitivo dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, che la Società "***HF SOLAR 18***" intende realizzare nel territorio comunale dei comuni di Baricella e Malalbergo (BO) in località Travallino su lotti di terreno distinti al N.T.C. di Baricella Foglio 21 particelle 46, 47, 66, 111, 112, 622, 624, ed al Foglio 12 particelle 1, 37, 45, 46, 66, 67 e 68 e al N.T.C. di Malalbergo (BO) Foglio 43, particelle 58, 60, 61, 62 e 63, al Foglio 44 particelle 2, 3, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43 e 44; ed al Foglio 45 particelle 1, 9, 12, 32, 34, 45, 57, 171, 174, 178, 179, 180 e 182, costituito da una sola sezione di generazione avente una potenza di picco[1] pari a ***51.807,28 kWp:***

Figura 1: inquadramento territoriale area di impianto e collegamento alla cp su ortofoto

Conformemente a quanto prescritto dal Distributore con preventivo di connessione alla rete del **10.02.2023** codice di rintracciabilità **346271803**, verrà collegato alla Rete Elettrica di Distribuzione

[1] Per potenza di picco si intende la somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva valutate in condizioni STC.

Primaria (Sbarre AT di Cabina Primaria AT/MT Altedo), a mezzo di un elettrodotto in cavo interrato derivato dalla Sottostazione Elettrica di Utenza:

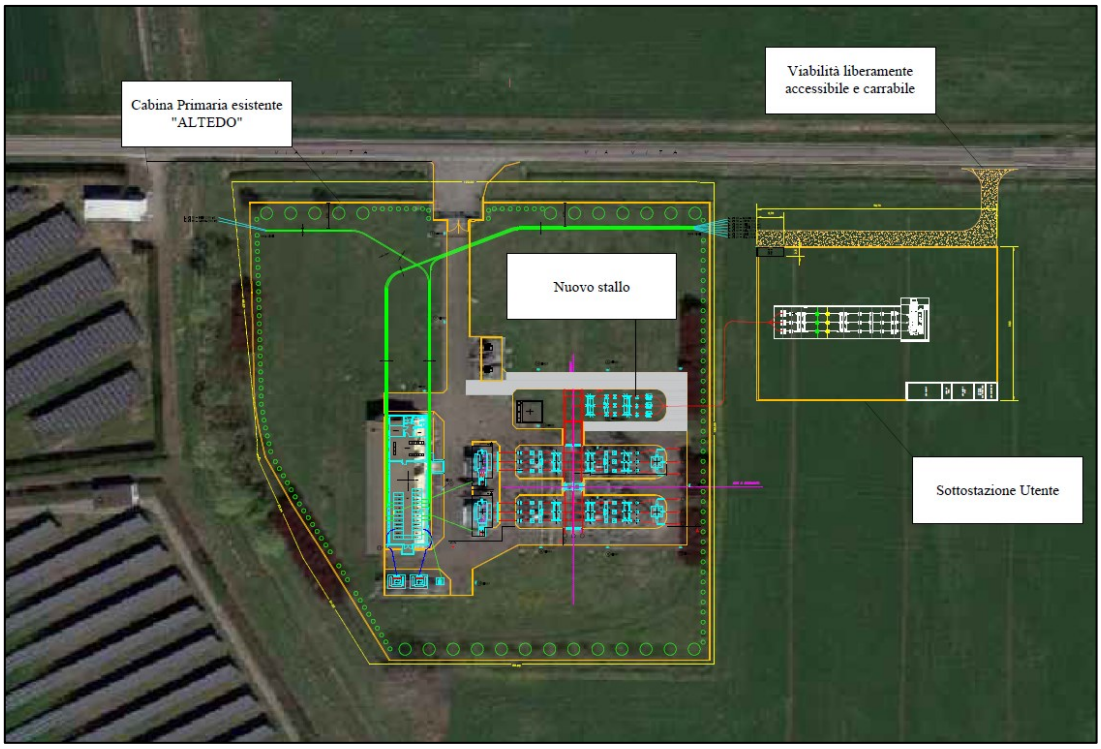


Figura 2: Inquadramento territoriale su ortofoto della Sottostazione Elettrica di Utenza collegata in antenna con la Cabina Primaria Altedo a mezzo di un elettrodotto in cavo interrato

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 132 kV per il collegamento dell'impianto di produzione alla Cabina Primaria, costituisce "***Impianto di Utenza per la Connessione***" mentre lo Stallo Arrivo Produttore a da realizzare all'interno della suddetta Cabina 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***".

Nella presente relazione, verranno illustrati i criteri applicati ai fini del dimensionamento di tutte le apparecchiature costituenti il generatore fotovoltaico e il BOS (balance of system o resto del sistema) (cavi elettrici, quadri elettrici, trasformatori, ecc) fermo restando che le scelte progettuali adottate potranno subire modifiche in fase di "***progettazione esecutiva***".

3 Generatore fotovoltaico

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 e garantire adeguati spazi per la conduzione agricola, degli ingombri delle Cabine Elettriche di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della Cabina Elettrica di raccolta.

In fase di progettazione definitiva, per la realizzazione del campo di generazione, si è scelto di utilizzare ***moduli fotovoltaici da 710 Wp*** i quali verranno montati su strutture sub-verticali fisse inclinate di 20° rispetto la verticale disposte secondo l'asse est-ovest, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico:

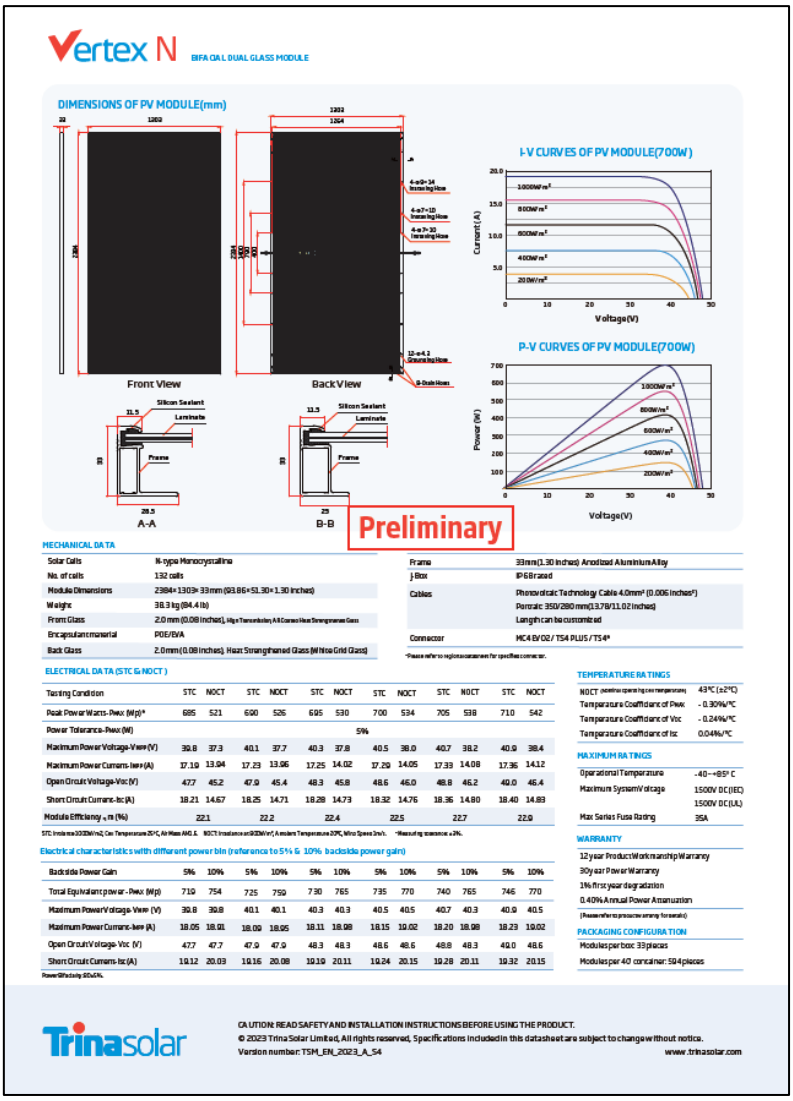
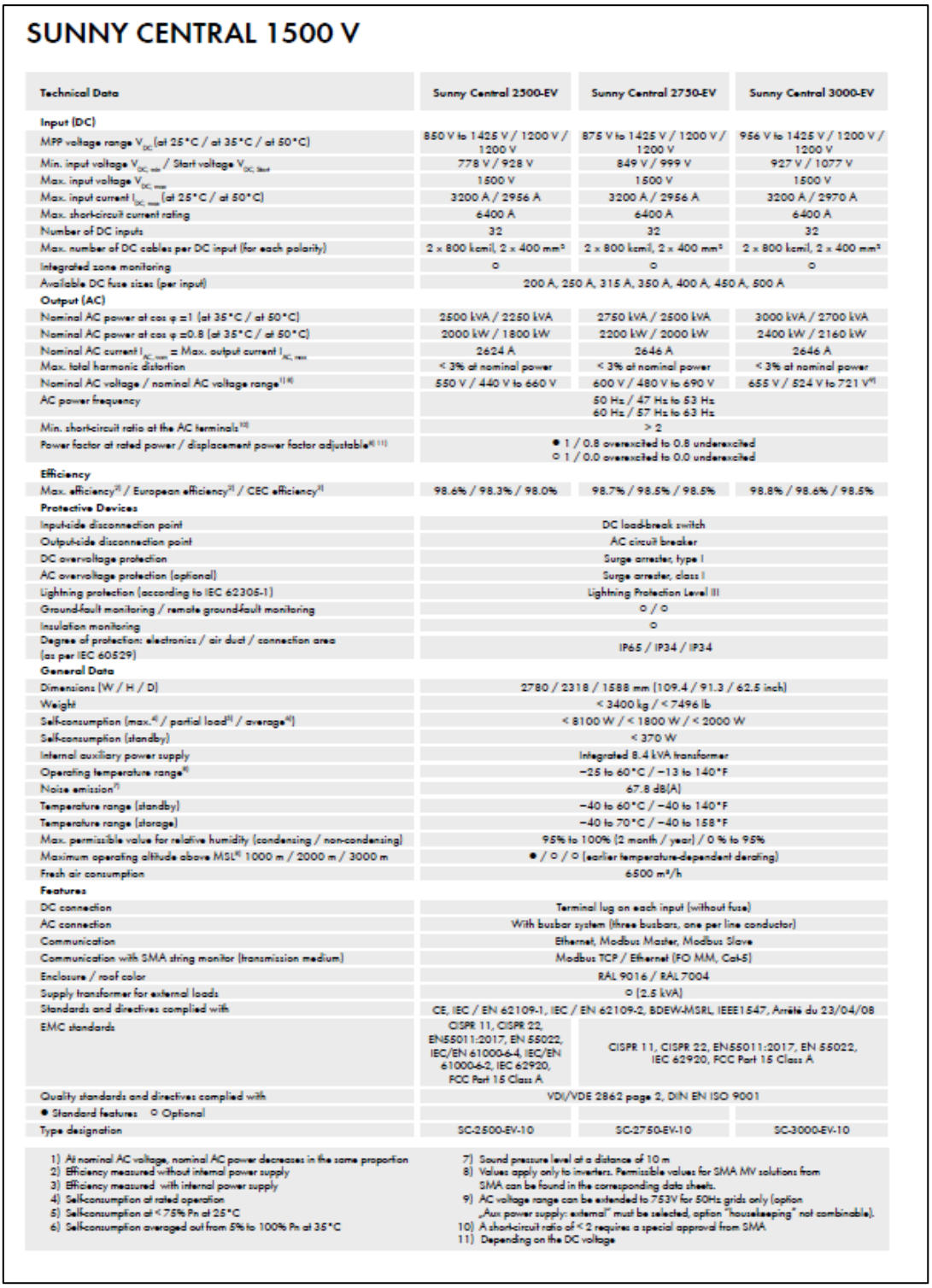


Figura 3: scheda tecnica moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

Applicando il criterio di dimensionamento esposto, si è riusciti ad installare **72.968** moduli fotovoltaici, per una potenza complessiva di impianto pari a **51.807,28 kWp**.

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati ***SMA SUNNY CENTRAL da 2.500 kVA***, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche:



SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 35 °C / at 50 °C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC,min}$ / Start voltage $V_{DC,Start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC,max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC,max}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²
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)			
Nominal AC power at cos φ =1 (at 35 °C / at 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos φ =0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC,nom}$ = Max. output current $I_{AC,max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range[1] [9]	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V[9]
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals[10]	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable[9] [11]	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Efficiency			
Max. efficiency[2] / European efficiency[2] / CEC efficiency[4]	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Input-side disconnection point	DC load-break switch		
Output-side disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○		
Insulation monitoring	○		
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max.[4] / partial load[5] / average[6])	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range[8]	−25 to 60 °C / −13 to 140 °F		
Noise emission[7]	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	−40 to 60 °C / −40 to 140 °F		
Temperature range (storage)	−40 to 70 °C / −40 to 158 °F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0 % to 95%		
Maximum operating altitude above MSL[8] 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m³/h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
2) Efficiency measured without internal power supply
3) Efficiency measured with internal power supply
4) Self-consumption at rated operation
5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C
6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35 °C
7) Sound pressure level at a distance of 10 m
8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external" must be selected, option "housekeeping" not combinable).
10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
11) Depending on the DC voltage

Figura 4: datasheet inverter centralizzati SMA

Definito il layout di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, 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.*

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:

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

dove Ns è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo}$ (θmin) è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.
Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove

- U_{oc} (25°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:

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

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:

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

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 1000W/m^2,
- temperatura θmax pari a 70-80°C.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

essendo $U_{MPPT\ min\ INVERTER}$ 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:

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

dove:

- $I_{stringa,Max}$ 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 di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m^2.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$\mathbf{I_{max\ FV}} = N_p \cdot 1{,}25 \cdot Isc \leq \mathbf{I_{max\ Inverter}}$$

dove:

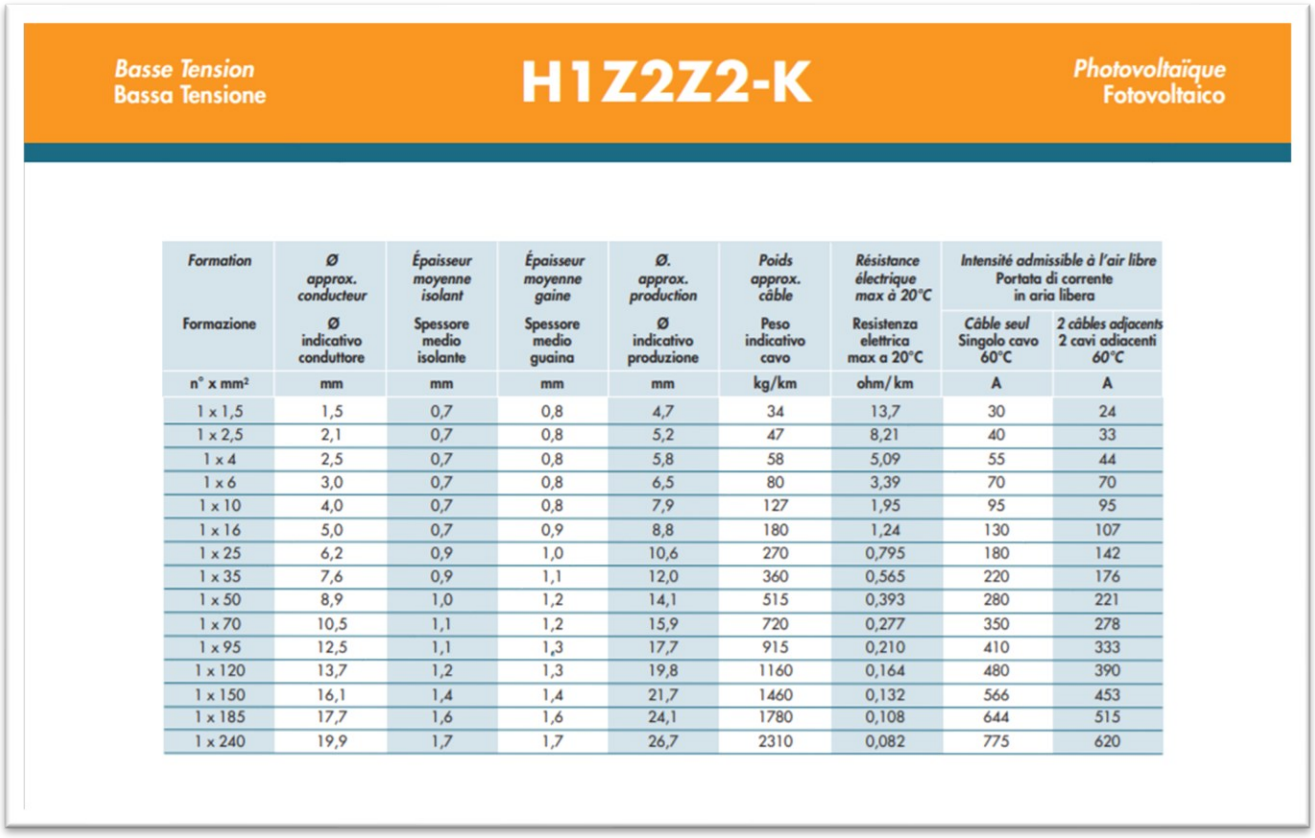
- $I_{max\ FV}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{max\ inverter}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

La verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta simulando ***stringhe fotovoltaiche da 28 moduli in serie***, *ottenendo esito positivo*.

4 Linee elettriche di bassa tensione in corrente continua

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.

Per la realizzazione delle linee sopra menzionate, si è scelto di utilizzare cavi solari H1Z2Z2-K adatti per posa in aria:



Basse Tension
Bassa Tensione

H1Z2Z2-K

Photovoltaïque
Fotovoltaico

Formation Formazione	Ø approx. conducteur Ø indicativo conduttore	Épaisseur moyenne isolant Spessore medio isolante	Épaisseur moyenne gaine Spessore medio guaina	Ø. approx. production Ø indicativo produzione	Poids approx. câble Peso indicativo cavo	Résistance électrique max à 20°C Resistenza elettrica max a 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
							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 5: scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

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 impego del circuito (I_B):

$$I_B \leq I_Z = I_{zo} K_1 K_2$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego del circuito, pari alla corrente di stringa;
- Iz è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;

- Izo 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 (18,4 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, sopra, si ottiene:

$$I_B = 1{,}25 \text{ x } Isc \leq I_Z = Izo$$

da cui:

$$Iz \geq 1{,}25\ Isc = 23\ A \qquad (1)$$

Consultando i cataloghi tecnici dei ***cavi solari H2Z2Z2-K***, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (1) è quella da 1,5 mm^2. 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 mm^2, *previa verifica in fase di progettazione esecutiva*.

Per il collegamento dei QPS ai gruppi di conversione, verranno utilizzati cavi ordinari di bassa tensione FG7R 0,6/1kV per posa interrata, dimensionati in funzione del numero di stringhe interconnesse.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione, nel caso più sfavorevole si hanno n° 16 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1{,}25\ \sum_{i=1}^{16} Isc\ stringa$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego [A];
- i è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- Imax stringa è la corrente massima di stringa incrementata cautelativamente del 25%;

- 1,25 è un coefficiente di sicurezza applicato ai fini del calcolo della massima corrente transitante nella linea oggetto di dimensionamento.

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = (1{,}25 \times 18{,}4 \times 16) = 368 \text{ A}$$

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 240 mm^2. 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 300 mm^2. *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.

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A					
n° x mm^2	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km	in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	interrato a 20°C		tubo interrato a 20°C	
									K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
1 x 1,5	1,5	0,7	1,4	6,7	13,3	43	24	20	26	24	23	21
1 x 2,5	2,0	0,7	1,4	7,2	7,98	54	33	28	34	31	29	27
1 x 4	2,5	0,7	1,4	7,8	4,95	68	45	37	43	40	38	35
1 x 6	3,0	0,7	1,4	8,4	3,30	91	58	48	55	51	48	44
1 x 10	4,0	0,7	1,4	9,4	1,91	140	80	66	73	68	64	59
1 x 16	5,0	0,7	1,4	10,4	1,21	190	107	88	96	89	83	77
1 x 25	6,2	0,9	1,4	12,2	0,780	280	141	117	124	115	108	100
1 x 35	7,4	0,9	1,4	13,6	0,554	370	176	144	150	139	131	121
1 x 50	8,9	1,0	1,4	15,4	0,386	510	216	175	186	173	162	150
1 x 70	10,5	1,1	1,4	17,3	0,272	700	279	222	229	212	199	184
1 x 95	12,2	1,1	1,5	19,4	0,206	905	342	269	270	250	234	217
1 x 120	13,8	1,2	1,5	21,4	0,161	1140	400	312	312	289	271	251
1 x 150	15,4	1,4	1,6	23,8	0,129	1420	464	355	356	330	310	287
1 x 185	16,9	1,6	1,6	26,0	0,106	1725	533	417	401	371	349	323
1 x 240	19,5	1,7	1,7	29,2	0,0801	2360	634	490	471	436	409	379
1 x 300	23,0	1,8	1,8	32,0	0,0641	2820	736	-	533	493	463	429
1 x 400	26,5	2,0	1,9	36,5	0,0486	3700	868	-	621	575	540	500
1 x 500 (*)	28,5	2,2	2,1	37,1	0,0384	4605	998	-	705	650	610	560
1 x 630 (*)	33,0	2,4	2,3	42,2	0,0287	6125	1151	-	823	762	716	663

(*) = Questa formazione è senza certificato IMQ
N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:
- n°3 conduttori attivi
- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K·m/W
K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K·m/W

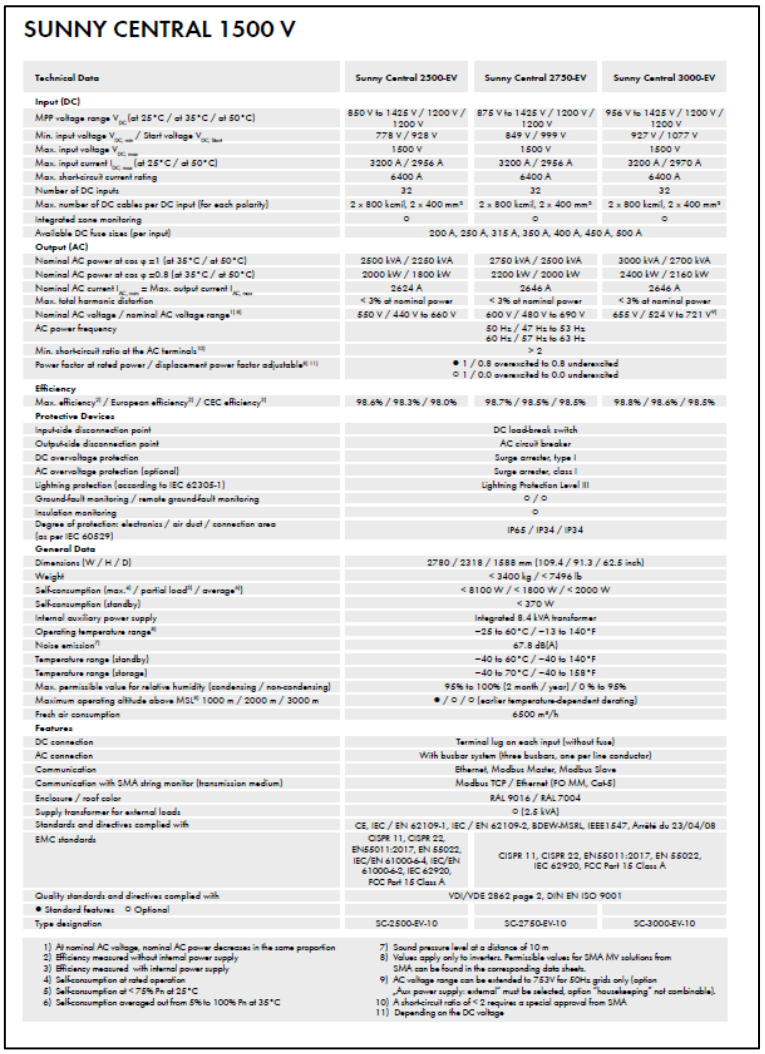
***Figura 6*: scheda tecnica cavi BT**

5 Quadri di 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.

6 Inverter

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati ***SMA SUNNY CENTRAL da 2.500 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:



SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 35 °C / at 50 °C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC\ min}$ / Start voltage $V_{DC\ start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC\ max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC\ max}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²
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)			
Nominal AC power at cos φ ±1 (at 35 °C / at 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos φ ±0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC\ nom}$ = Max. output current $I_{AC\ max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range[1] [9]	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V[9]
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals[10]	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable[4] [11]	• 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Efficiency			
Max. efficiency[2] / European efficiency[3] / CEC efficiency[3]	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Input-side disconnection point	DC load-break switch		
Output-side disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○		
Insulation monitoring	○		
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max.[4] / partial load[5] / average[6])	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range[8]	−25 to 60 °C / −13 to 140 °F		
Noise emission[7]	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	−40 to 60 °C / −40 to 140 °F		
Temperature range (storage)	−40 to 70 °C / −40 to 158 °F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0 % to 95%		
Maximum operating altitude above MSL[8] 1000 m / 2000 m / 3000 m	• / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m³/h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
• Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
2) Efficiency measured without internal power supply
3) Efficiency measured with internal power supply
4) Self-consumption at rated operation
5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C
6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35 °C
7) Sound pressure level at a distance of 10 m
8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external" must be selected, option "housekeeping" not combinable).
10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
11) Depending on the DC voltage

Figura 7: datasheet inverter centralizzati SMA

Come deducibile dallo schema elettrico unifilare di impianto, è previsto l'utilizzo di n° 20 inverter da 2.500 kVA per una potenza complessiva pari alla potenza in immissione richiesta al Gestore di Rete (50.000 kW), ciascuno dei quali verrà installato all'interno di un locale di conversione e trasformazione dedicato. *Tuttavia, la scelta verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.*

7 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 delle cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta.

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 impego 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:

- Cavi posati direttamente in aria:
- Temperatura di posa pari a 30°C;

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

$$\mathbf{I_B \leq I_Z = Izo\ K_1\ K_2}$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego del circuito;
- Iz è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- Izo 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.

La corrente di impiego I_B di ciascuna linea è stata assunta prudenzialmente pari alla massima corrente erogabile dall'inverter scelto, mentre i valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati considerati unitari, dato che le condizioni di posa previste sono standard.

In questa fase della progettazione si è scelto di utilizzare cavi BT FG7R ed applicando il criterio di dimensionamento sopra esposto la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio termico è quella di seguito indicata:

$$S = 3x[4x(1x300)]\ mm^2$$

Quindi ciascuna fase sarà costituita da n° 4 cavi unipolari da 300 mm^2 in parallelo.

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A					
									interrato a 20°C		tubo interrato a 20°C	
n° x mm^2	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km	in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
1 x 1,5	1,5	0,7	1,4	6,7	13,3	43	24	20	26	24	23	21
1 x 2,5	2,0	0,7	1,4	7,2	7,98	54	33	28	34	31	29	27
1 x 4	2,5	0,7	1,4	7,8	4,95	68	45	37	43	40	38	35
1 x 6	3,0	0,7	1,4	8,4	3,30	91	58	48	55	51	48	44
1 x 10	4,0	0,7	1,4	9,4	1,91	140	80	66	73	68	64	59
1 x 16	5,0	0,7	1,4	10,4	1,21	190	107	88	96	89	83	77
1 x 25	6,2	0,9	1,4	12,2	0,780	280	141	117	124	115	108	100
1 x 35	7,4	0,9	1,4	13,6	0,554	370	176	144	150	139	131	121
1 x 50	8,9	1,0	1,4	15,4	0,386	510	216	175	186	173	162	150
1 x 70	10,5	1,1	1,4	17,3	0,272	700	279	222	229	212	199	184
1 x 95	12,2	1,1	1,5	19,4	0,206	905	342	269	270	250	234	217
1 x 120	13,8	1,2	1,5	21,4	0,161	1140	400	312	312	289	271	251
1 x 150	15,4	1,4	1,6	23,8	0,129	1420	464	355	356	330	310	287
1 x 185	16,9	1,6	1,6	26,0	0,106	1725	533	417	401	371	349	323
1 x 240	19,5	1,7	1,7	29,2	0,0801	2360	634	490	471	436	409	379
1 x 300	23,0	1,8	1,8	32,0	0,0641	2820	736	-	533	493	463	429
1 x 400	26,5	2,0	1,9	36,5	0,0486	3700	868	-	621	575	540	500
1 x 500 (*)	28,5	2,2	2,1	37,1	0,0384	4605	998	-	705	650	610	560
1 x 630 (*)	33,0	2,4	2,3	42,2	0,0287	6125	1151	-	823	762	716	663

(*) = Questa formazione è senza certificato IMQ
N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:
- n°3 conduttori attivi
- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K·m/W
K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K·m/W

Figura 8: scheda tecnica cavi elettrici BT

8 Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione

All'interno delle cabine di trasformazione, è prevista l'installazione di quadri elettrici di bassa tensione, il cui layout prevede l'utilizzo di un interruttore generale (Dispositivo di Generatore) a mezzo del quale il gruppo di conversione verrà collegato con l'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore. Il loro dimensionamento è stato condotto applicando le prescrizioni della Norma CEI 64-8 di seguito riportate:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

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

dove:

- Ib è la corrente di impiego del circuito;
- In è la corrente nominale dell'interruttore;
- Iz è la portata del cavo da proteggere nelle condizioni di posa previste da progetto;
- I^2t è l'energia specifica passante dell'interruttore;
- K^2S^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.

Condizione 1: 2624 A $\leq I_n \leq$ 2944A

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.

9 Trasformatori di potenza

Come indicato nello schema elettrico unifilare, sono previsti 10 trasformatori da 5000 kVA dotati di due avvolgimenti di bassa tensione distinti, i quali sono stati dimensionati in funzione della potenza nominale dei gruppi di conversione sottesi, a mezzo della relazione di seguito riportata:

$$An\ trasformatore \geq \sum_{i=1}^{n} An\ inverter$$

dove n rappresenta il numero di inverter sottesi al singolo trasformatore di potenza.

10 Quadri elettrici di medie tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di media tensione a 30 kV, costituito da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

In particolare, ciascun quadro, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- Scomparto arrivo linea;
- Scomparto protezione trasformatore di potenza;
- Scomparto partenza linea;
- Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

di cui vengono riportate, a titolo esemplificativo, le immagini:

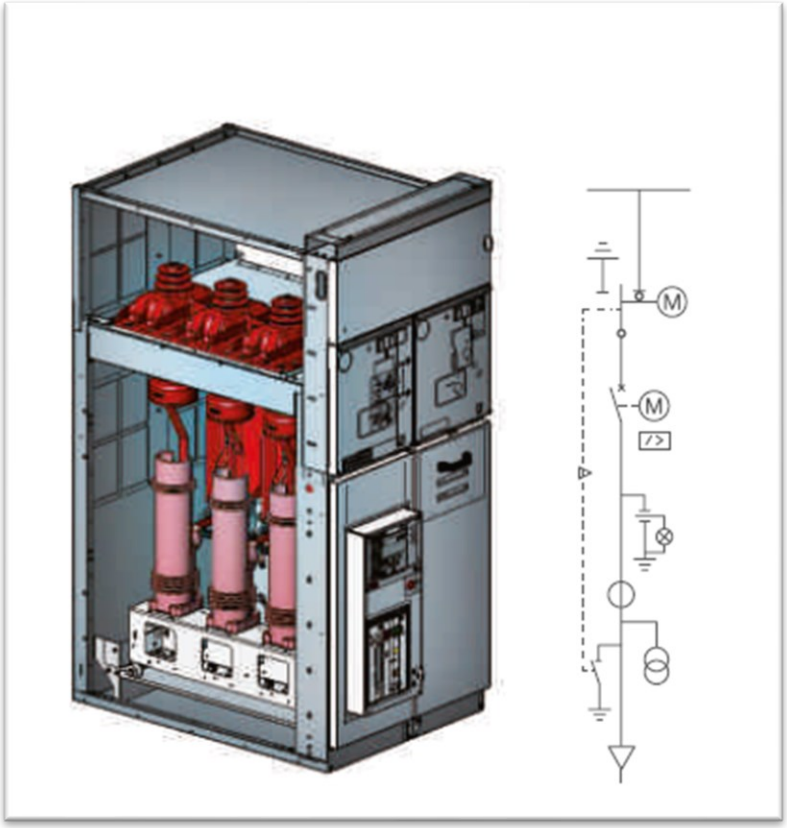


Figura 9: Scomparto arrivo linea/partenza linea

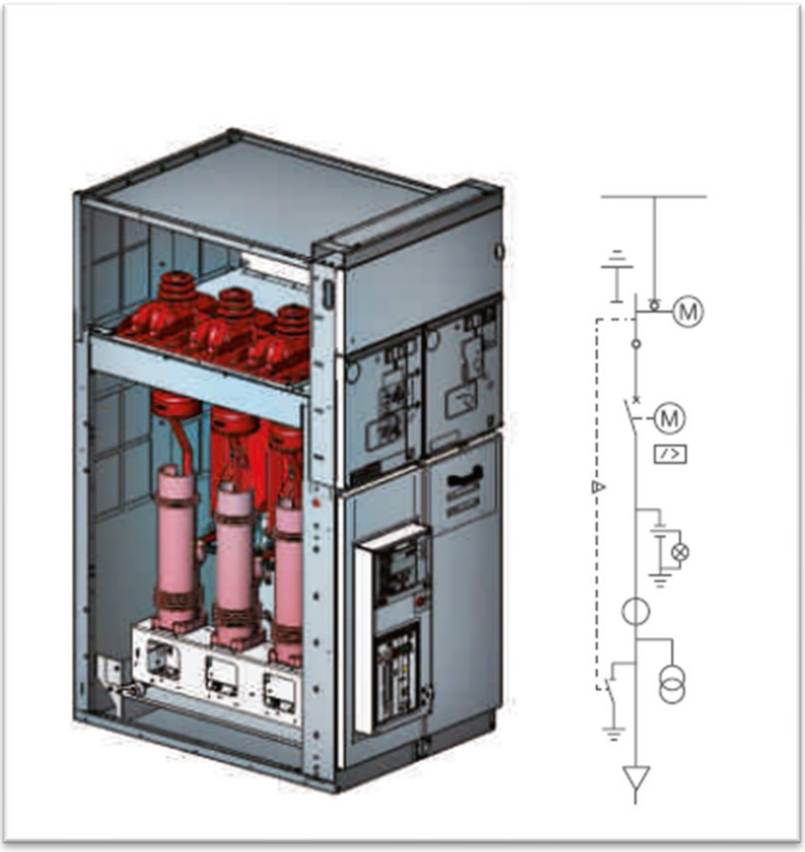


Figura 10: scomparto protezione trasformatore

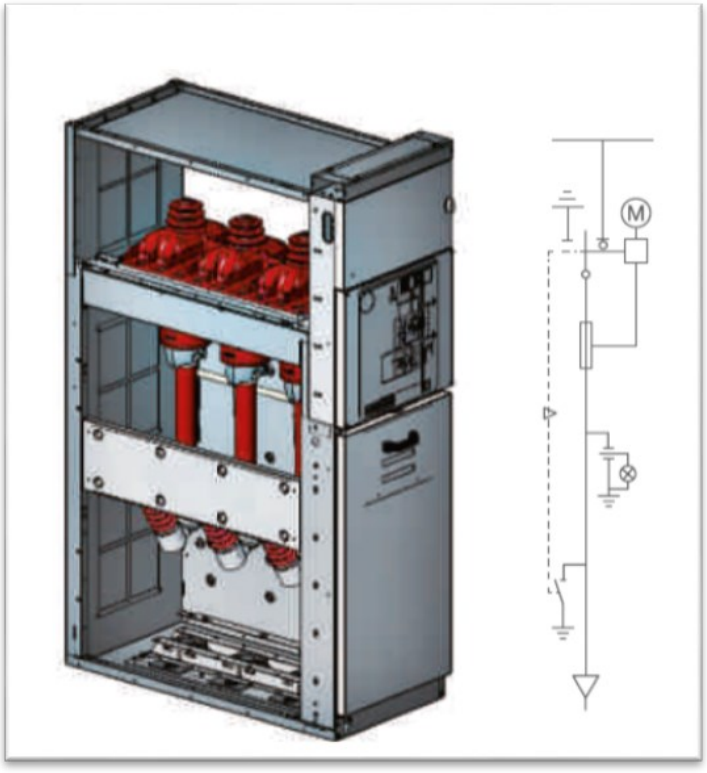


Figura 11: scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

11 Cavi elettrici di media tensione

Le cabine elettriche di trasformazione, verranno opportunamente interconnesse tra loro in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta di pertinenza a mezzo di una linea elettrica di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile dedicata.

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 impego 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 3.

In questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare cavi ad elica ARE4H5EX adatti per posa interrata, le cui caratteristiche vengono riportate nel datasheet di seguito riportato:

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

Contatto
Vendita Cavi Mercato
nexans.cavi@nexans.com

CARATTERISTICHE DIMENSIONALI

Nome	Diametro del conduttore [mm]	Diametro sull'isolante [mm]	Diametro esterno [mm]	Peso approssimativo [kg/km]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm² SK1	8,2	24,2	36,8	1010
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm² SK1	9,8	25,8	38,4	1130
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm² SK1	11,5	26,5	39,2	1210
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm² SK1	13,1	27,5	40,2	1310
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm² SK1	14,3	28,5	41,3	1410
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm² SK1	16,0	30,2	43,1	1570
ARE4H5E(X) 18/30 kV 240 mm² SK1	18,5	32,7	45,7	1820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm² SK1	20,7	34,9	48	2060
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm² SK1	23,5	37,7	50,9	2390
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm² SK1	26,5	40,9	54,3	2820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm² SK1	30,0	45,0	58,6	3390

Figura 12: scheda tecnica cavi ARE4H5EX

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

$$I_B \leq I_Z = Izo\ K_1\ K_2\ K_3\ K_4$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego del circuito;
- Iz è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- Izo 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 1,2 m;
- 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 di ciascuna 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 coefficienti correttivi della portata sono stati assunti unitari in quanto sono state ipotizzate condizioni di posa standard.

Le sezioni scelte, sono state verificata anche dal punto di vista della sollecitazione termica in occasione di guasto, attraverso l'applicazione della relazione di seguito riportata:

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

dove:

- S è la sezione del cavo scelto;
- I è la corrente di cortocircuito trifase, assunta pari a 16 kA;
- 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;

In questo contesto vengono riportate le caratteristiche delle linee elettriche previste, rimandando alla relazione tecnica specialistica sul dimensionamento dei cavi di media tensione per maggiori dettagli sui criteri applicati:

Linea MT n° 1

- Tipologia di cavo: ***ARE4H5EX 18/30 kV***;
- Formazione: 3x(1x400) mm^2;
- Lunghezza: circa 2,30 km.

Linea MT n° 2

- Tipologia di cavo: ***ARE4H5EX 18/30 kV***;
- Formazione: 3x(1x240) mm^2;
- Lunghezza: circa 1,50 km.

Linea MT n° 3

- Tipologia di cavo: ***ARE4H5EX 18/30 kV***;
- Formazione: 3x(1x240) mm^2;
- Lunghezza: circa 1,30 km.

12 Quadro elettrico generale di media tensione

In corrispondenza dell'area di accesso al sito, è prevista la posa in opera di una cabina di raccolta all'interno della quale verrà installato un quadro elettrico generale di media tensione, costituito da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo tale da formare un'unica apparecchiatura.

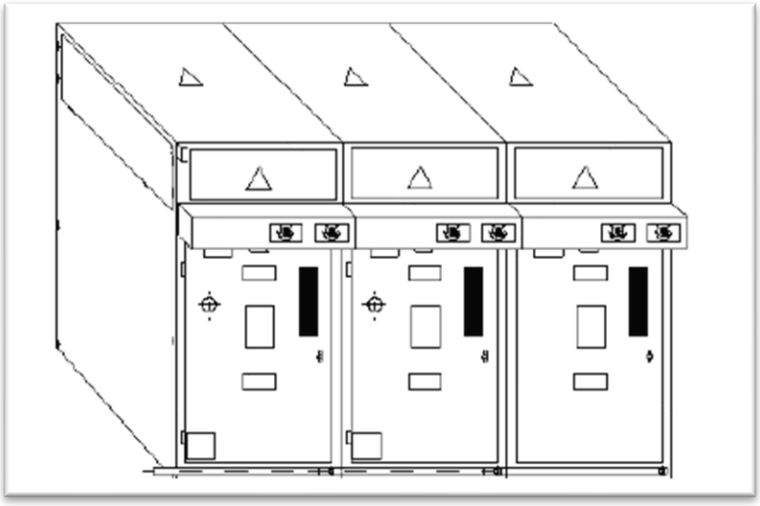


Figura 13: immagine indicativa quadro MT isolato in aria

In particolare, lo schema elettrico del quadro prevede i seguenti scomparti:

- scomparto partenza linea verso la Sottostazione Elettrica di Utenza, 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;
- scomparto risalita cavi, dotato di TA e TV da cui derivare il gruppo di misura dell'energia elettrica;
- scomparto dispositivo generale, 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° 3 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico, costituiti da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, protezione direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- 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.

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 30 kV.

13 Trasformatore Servizi Ausiliari

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari, è previsto l'utilizzo di trasformatori isolati in resina, dimensionati in funzione della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, impianto di videosorveglianza, impianto di illuminazione, ecc), i quali verranno installati all'interno di appositi locali servizi ausiliari. Complessivamente sono previsti 10 trasformatori da 50 kVA ed un trasformatore da 100 kVA, le cui caratteristiche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

Figura 14: trasformatori servizi ausiliari isolati in resina

Tensione primaria (kV)	Potenza (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite a carico a 120°C (W)	Tensione di Cortocircuito (%)	Livello di rumorosità (dB)	Lunghezza A (mm)	Larghezza B (mm)	Altezza C (mm)	D (mm)	E (mm)	F (mm)	Peso totale (kg)
36	250	1280	4.000	6	67	1510	750	1470	520	125	40	1370
	400	1650	5.700	6	69	1560	950	1660	670	160	50	1760
	630	2200	8000	6	71	1660	950	1790	670	160	50	2330
	800	2.700	9600	6	72	1730	1100	1910	670	160	50	2730
	1000	3100	11500	6	73	1770	1100	2030	820	160	50	3120
	1250	3600	14000	6	75	1810	1100	2120	820	160	50	3620
	1600	4.200	17000	6	76	1870	1100	2270	820	160	50	4280
	2000	5000	21000	6	78	1980	1200	2380	1070	200	70	5090
	2500	5800	25.000	6	81	2080	1200	2470	1070	200	70	6010
	3150	6700	30000	6	83	2240	1200	2480	1070	200	70	7230

Figura 15: scheda tecnica trasformatori di potenza

Oltre ai servizi sopra elencati, all'interno dei locali cabine saranno previsti i seguenti ulteriori 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.

14 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.

15 Impianti ausiliari di campo

All'interno di ciascun plot in cui è stato suddiviso il campo fotovoltaico, si prevede di realizzare due differenti tipologie di impianti ausiliari:

- impianto di illuminazione;
- impianto di video-sorveglianza.

Le caratteristiche delle due tipologie di impianti ausiliari vengono descritte nei successivi paragrafi.

15.1 Impianto di illuminazione

Lungo il perimetro dell'area di impianto, saranno utilizzati proiettori a Led, ciascuno montato sulla testa di un palo in acciaio a tronco conico di altezza totale pari e 4,50 m e altezza fuori terra pari a 4,00 m.

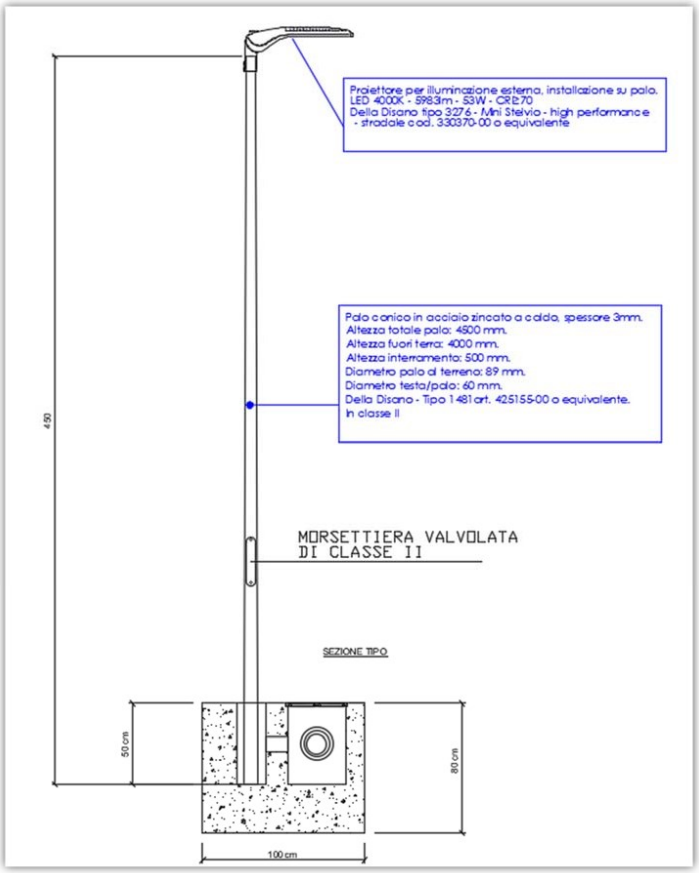


Figura 16: apparecchio illuminante scelto in fase di progettazione definitiva per la realizzazione dell'impianto di illuminazione perimetrale

I pali saranno ancorati al terreno mediante un blocco di fondazione in calcestruzzo di dimensioni massime 1,00 x 0,80 x 0,70 m e la loro altezza è stata calcolata in modo tale da impedire fenomeni di riflessione aerodispersa durante l'accensione notturna. Al centro del blocco di fondazione verrà lasciato un foro da 200 mm, entro cui sarà issato il palo mediante costipazione di sabbie fine fino ad una certa quota e per la parte rimanente mediante colata di cemento. Ogni palo sarà dotato di morsettiera dotata di valvola a fusibile posta alla base dello stesso, il cui intervento, in caso di cortocircuito, isolerà elettricamente il solo apparecchio illuminante guasto mentre la restante parte dell'impianto di illuminazione continuerà ad essere in esercizio.

In adiacenza ai blocchi di fondazione, verranno allocati dei pozzetti di ispezione di dimensioni 0,40 x 0,40 x 0,50 m, all'interno dei quali verrà realizzata la giunzione, mediante colata di resina, tra la dorsale BT di alimentazione derivata dal quadro elettrico di bassa tensione, e la derivazione di alimentazione dell'apparecchio illuminante.

Per la viabilità interna invece si prevede l'utilizzo di apparecchi illuminanti bassi, come quelli rappresentati in figura:

Figura 17: paline per l'illuminazione della viabilità interna

Anche per il circuito di illuminazione della viabilità interna è prevista la realizzazione di una linea dorsale di tipo trifase con neutro derivata dal quadro elettrico generale di bassa tensione e protetta da interruttore magnetotermico differenziale dedicato, mentre per l'alimentazione di singoli corpi illuminanti saranno realizzate delle derivazioni a partire dalla basa di ciascuna palina.

15.2 Impianto di video sorveglianza

Ai fini del monitoraggio dell'impianto da remoto, è prevista la realizzazione di un impianto di video sorveglianza, costituito da telecamere montate su pali di acciaio zincati fissati al suolo mediante apposito blocco di fondazione in calcestruzzo e collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini installato all'interno della cabina di raccolta. I pali avranno un'altezza massima di 4,00 m e saranno dislocati lungo il perimetro dell'impianto secondo la disposizione indicata nelle tavole di progetto allegate.

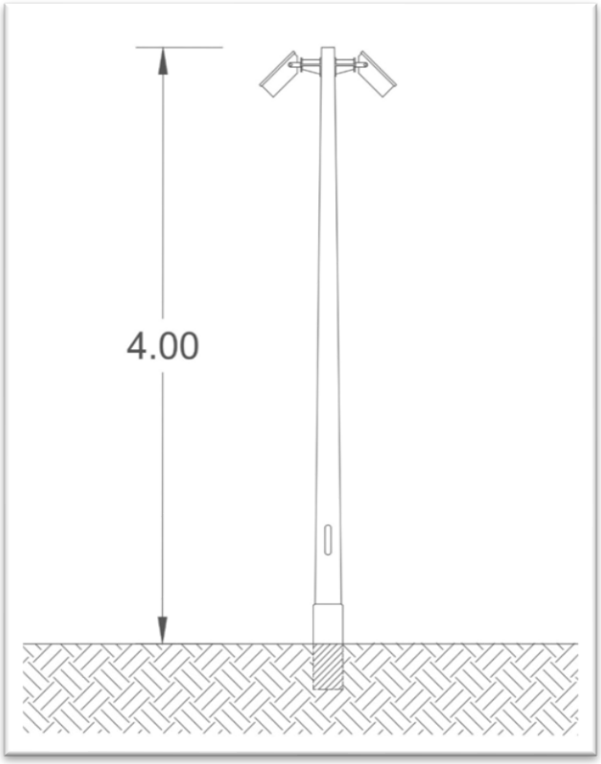


Figura 18: sostegno per impianto di video sorveglianza con telecamere montate in testa

Il complesso di video registrazione sarà dotato di un gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare l'impianto per almeno 2 ore in caso di mancanza rete.

La registrazione delle immagini sarà a ciclo continuo ed il sistema permetterà l'archiviazione delle immagini relative a due settimane solari. Il software utilizzato per la gestione del sistema di videosorveglianza consentirà di:

- gestire diversi monitor contemporaneamente;
- visionare le immagini registrate;
- gestire la registrazione sia manuale che su evento.