



REGIONE MOLISE
 PROVINCIA DI CAMPOBASSO
 COMUNE DI MONTENERO DI BISACCIA



PROGETTO DELL' IMPIANTO SOLARE AGRIFOTOVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE
 DA REALIZZARE NEL COMUNE DI MONTENERO DI BISACCIA (CB) IN LOCALITÀ GRUGNALE
 FOGLIO 29 P.LLE 36, 159, FOGLIO 30 P.LLE 51, 54, 59, 60, FOGLIO 32 P.LLE 13, 38, 109, 111, 114, 110,
 112, 113, 125, 132, 134, 12, 47, 136 E FOGLIO 33 P.LLE 8, 9, 10, 11, 47, 50.
 POTENZA DEL GENERATORE PARI A 31.914,68 kWp
 DENOMINATO "MONTENERO DI BISACCIA"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA CALCOLI PRELIMINARI
 IMPIANTI ELETTRICI



livello prog.	Cod.	tipo doc.	N° elaborato	N° foglio	Tot. fogli	NOME FILE	DATA	SCALA
PD	202100524		A22			MDB2022_A22	28/09/2022	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

PROPONENTE:

ASTEROPE SOL S.R.L.
 Via Mercato 3, 20121 Milano (MI)



TIMBRO ENTE

PROGETTAZIONE:



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

Arch. M. Gullo
 Arch. S. Martorana
 Arch. F. G. Mazzola
 Arch. A. Calandrino
 Arch. G. Vella



FIRMA DIGITALE PROGETTISTA

FIRMA PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte
energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica
denominato
“Montenero di Bisaccia”**

Relazione tecnica sui calcoli preliminari degli impianti elettrici

Sommario

Definizioni	3
Premessa.....	4
Generatore fotovoltaico.....	8
Linee elettriche di bassa tensione in corrente continua.....	14
Quadri di parallelo stringhe	17
Inverter.....	17
Cavi elettrici BT in corrente alternata.....	18
Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione	19
Trasformatori di potenza	20
Quadri elettrici a 36 kV installati all'interno delle cabine di trasformazione	21
Cavi elettrici 36 kV	23
Quadro elettrico generale a 36 kV	27
Trasformatore Servizi Ausiliari.....	29
Quadro elettrico generale di bassa tensione servizi ausiliari.....	30
Impianti Ausiliari di Campo - Generalità	31
a. Impianto di illuminazione	31
b. L'impianto di video-sorveglianza	34

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.

Premessa

La presente relazione tecnica, è parte integrante del Progetto Definitivo dell'impianto agrivoltaico, che la Società "Asterope Sol s.r.l." intende realizzare nel territorio comunale di Montenero di Bisaccia (CB) in località "Grugnale", su lotti di terreno identificati al N.T.C. del Comune di Montenero di Bisaccia:

- Foglio 29: particelle 36 e 159;
- Foglio 30: particelle 51, 54, 59, 60;
- Foglio 32: particelle 13, 38, 109, 111, 114, 110, 112, 113, 125, 132, 134, 12, 47, 136;
- Foglio 33: particelle 8, 9, 10, 11, 47, 50.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici valutate in condizioni STC, pari **31.914,68 kWp** e verrà suddiviso in 12 sottocampi fotovoltaici le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n° 1, da 2.644,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, da 2.644,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 3, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 4, da 2.644,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 5, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 6, da 2.644,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 7, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 8, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 9, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 10, da 2.681,28 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 11, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 12, da 2.681,28 kWp.



Figura 1: inquadramento territoriale area di impianto su ortofoto

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione del 12/11/2021 ed identificato con Codice Pratica **202100524**, prevede un collegamento in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione 150/36 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “San Salvo – Montecilfone” previa realizzazione dell’elettrodotto RTN 380 kV “Foggia - Larino -Gissi” di cui al Piano di Sviluppo Terna.

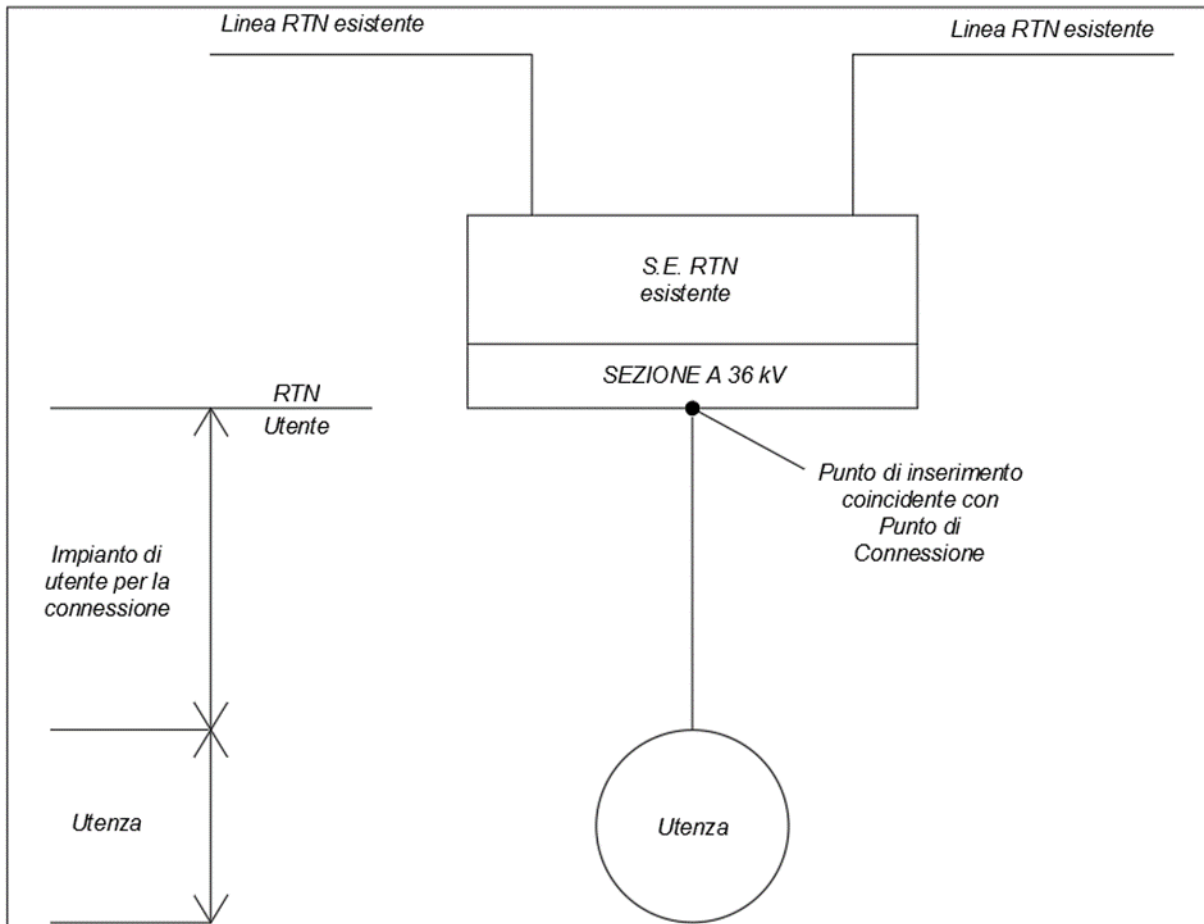


Figura 2: schema di inserimento in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica RTN

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

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

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

Nella presente relazione, verranno illustrati i criteri applicati ai fini del dimensionamento di tutte le apparecchiature previste (cavi elettrici, quadri elettrici, trasformatori, ecc) fermo restando che i risultati riportati andranno verificati in sede di “*progettazione esecutiva*”.

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 i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

In fase di progettazione definitiva, per la realizzazione del campo di generazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Canadian Solar BiHiKu7 da 665 Wp** costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo tracker PVH da 56 e 84 moduli. Applicando il criterio di dimensionamento esposto, si è riusciti ad installare **47.992** moduli fotovoltaici, per una potenza complessiva di impianto pari a **31.914,68 kWp**:

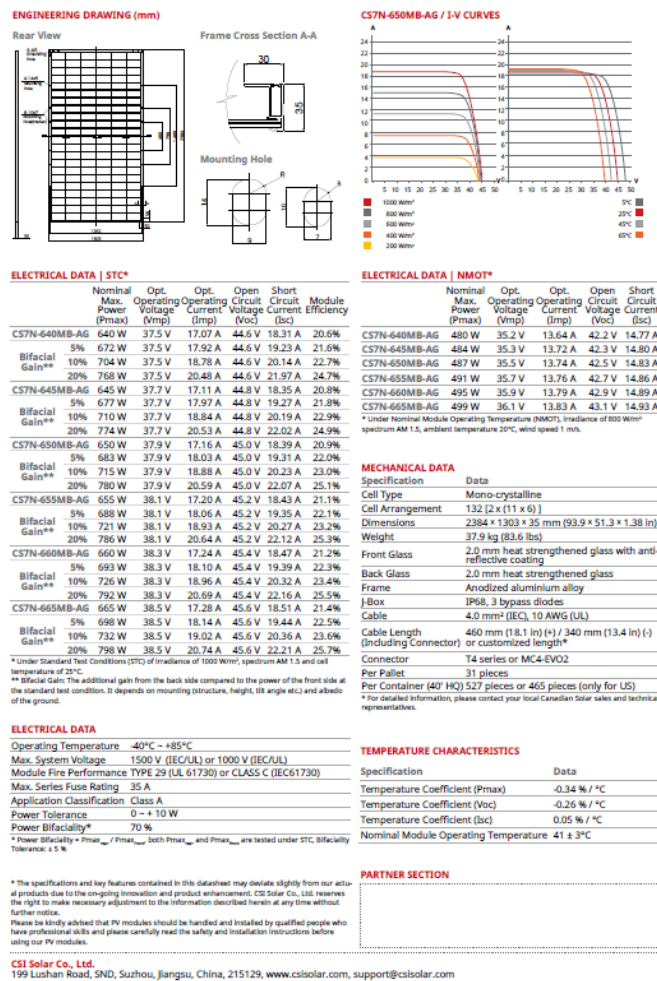


Figura 3: scheda tecnica dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNY CENTRAL da 2.500 kVA**, 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 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	o	o	o
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 $\varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	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⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 63 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 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 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		o / o	
Insulation monitoring		o	
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 ⁷⁾	-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 m ³ /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, Cat5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	o (2.6 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
<p>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</p>			

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:

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

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

- $U_{oc} (25^{\circ}\text{C})$ 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:

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

essendo $U_{\text{max inverter}}$ 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 $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

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:

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

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:

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

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:

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

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 1000W/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 che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 56 e 84 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta simulando stringhe *fotovoltaiche da 28 moduli*, ottenendo esito positivo.

Linee elettriche di bassa tensione in corrente continua

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentono 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	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 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 impegno 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;
- I_Z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;

- I_{zo} 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 (18,51 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, si ottiene:

$$I_B = 1,25 \times I_{sc} \leq I_Z = I_{zo}$$

da cui:

$$I_Z \geq 1,25 I_{sc} = 23,14 \text{ A} \quad (1)$$

Consultando i cataloghi tecnici dei *cavi solari H2Z2Z2-K*, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (1) è quella da 4 mm². Tuttavia, dovendo limitare le cadute di tensione e le perdite di potenza attiva per effetto Joule, considerando che le condizioni di posa effettive potranno differire da quelle ipotizzate in questa fase della progettazione, cautelativamente si è scelto di utilizzare cavi da 10 mm², previa verifica in fase di progettazione esecutiva.

Diversamente, per il collegamento dei QPS ai gruppi di conversione, verranno utilizzati cavi ordinari di bassa tensione FG7(O)R 0,6/1kV per posa interrata, dimensionati in funzione del numero di stringhe sottese al quadro di parallelo.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione, nel caso più sfavorevole si hanno n° 14 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \sum_{i=1}^{12} I_{sc \text{ stringa}}$$

dove:

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

$$I_B = (1,25 \times 18,51 \times 14) = 324 \text{ A}$$

Ai fini della scelta della sezione, è stato applicato il criterio termico, in base al quale il cavo, nelle condizioni di posa previste dal progetto, deve avere una portata non inferiore alla corrente di impiego del circuito. Considerando che le linee BT in esame, condivideranno la trincea di scavo, applicando un coefficiente correttivo della portata K_4 pari a 0,85 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 300 mm². 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.


general GCVI s.p.a.		FG7R / FG7OR 0,6/1kV					CE 	
		FG7(O)R 0,6/1kV						
Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
							20°C Interrato	30° In tubo o in aria
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
							20°C In ground	30° In air or pipe
(N°)	(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)
Unipolare / Single core								
1x	1.5	1.6	0.7	6.05	51	13.3	21	20
1x	2.5	2	0.7	6.50	63	7.98	27	28
1x	4	2.6	0.7	7.15	82	4.95	35	37
1x	6	3.4	0.7	7.50	101	3.3	44	48
1x	10	4.4	0.7	7.99	152	1.91	59	66
1x	16	5.7	0.7	9.10	211	1.21	77	88
1x	25	6.9	0.9	10.40	301	0.78	100	117
1x	35	8.1	0.9	11.70	396	0.554	121	144
1x	50	9.8	1	14.05	556	0.386	150	175
1x	70	11.6	1.1	15.90	761	0.272	184	222
1x	95	13.3	1.1	17.59	991	0.206	217	269
1x	120	15.1	1.2	19.90	1219	0.161	259	312
1x	150	16.8	1.4	22.01	1517	0.129	287	355
1x	185	18.6	1.6	24.20	1821	0.106	323	417
1x	240	21.4	1.7	26.88	2366	0.0801	379	490
1x	300	23.9	1.8	31.70	2947	0.0641	429	-
1x	400	27.5	2	35.10	3870	0.0486	541	-

Figura 6: scheda tecnica cavi BT

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.

Inverter

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNY CENTRAL da 2.500**, 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 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	o	o	o
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 $\varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (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 $I_{AC, max}$	2424 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⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	> 2
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾		> 2	> 2
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾		● 1 / 0.8 overreacted to 0.8 underreacted ○ 1 / 0.0 overreacted to 0.0 underreacted	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC efficiency ⁴⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputs side disconnection point		DC loadbreak switch	
Outputs 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		o / o	
Insulation monitoring		o	
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		
Selfconsumption (max. ⁶⁾ / partial load ⁷⁾ / average ⁸⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Selfconsumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁹⁾	-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 ¹⁰⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / o / o (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /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, Cat5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	o (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 61000-4, IEC/EN 61000-6-2, 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

- At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- Efficiency measured without internal power supply
- Efficiency measured with internal power supply
- Selfconsumption at rated operation
- Selfconsumption at < 75% Pn at 25°C
- Selfconsumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C

- Sound pressure level at a distance of 10 m
- Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheet.
- AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option "Aux power supply: external" must be selected, option "hosesleeping" not combinable).
- A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA.
- 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° 12 inverter da 2.500 kVA per una potenza complessiva pari a 30.000 kVA. Tuttavia, in fase di progettazione esecutiva, ci si riserva la possibilità di utilizzare inverter multistringa fermo restando il valore della potenza nominale dell'impianto.

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 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:

- Cavi installati su passerella o canale metallico;
- 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:

$$I_B \leq I_Z = I_{z0} K_1 K_2$$

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 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 FG7(O)R ed applicando il criterio di dimensionamento sopra esposto si è giunti al seguente risultato:

$$S = 3x[6x(1x240)] \text{ mm}^2$$

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

Figura 8: scheda tecnica cavi elettrici BT

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

All'interno delle cabine di trasformazione, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di bassa tensione per ciascuno dei trasformatori di potenza ivi installati, costituito da un interruttore automatico (Dispositivo di Generatore), dimensionato applicando le prescrizioni della Norma CEI 64-8 di seguito riportate:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

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

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^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, che l'interruttore abbia un potere di interruzione non inferiore alla massima corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

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.

Trasformatori di potenza

Come indicato nello schema elettrico unifilare, l'impianto fotovoltaico è stato suddiviso **12 sottocampi fotovoltaici**, per ciascuno dei quali è previsto l'utilizzo di un trasformatore di potenza, dimensionato in funzione della potenza nominale dell'inverter sotteso:

$$A_n \text{ trasformatore} \geq A_n \text{ inverter}$$

Considerando che per ciascun sottocampo fotovoltaico è previsto l'utilizzo di un inverter centralizzato da 2.500 kVA, si è scelto di utilizzare trasformatori di potenza da 2.500 kVA le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

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 9: scheda tecnica trasformatori di potenza

Quadri elettrici a 36 kV installati all'interno delle cabine di trasformazione

All'interno delle cabine elettriche di conversione e trasformazione, è prevista l'installazione di un quadro elettrico a 36 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:

- N° 1 Scomparto arrivo linea;
- N° 2 Scomparti protezione trasformatore di potenza;
- N° 1 Scomparto partenza linea;
- N° 1 Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

di cui vengono riportate, simbolicamente le immagini:

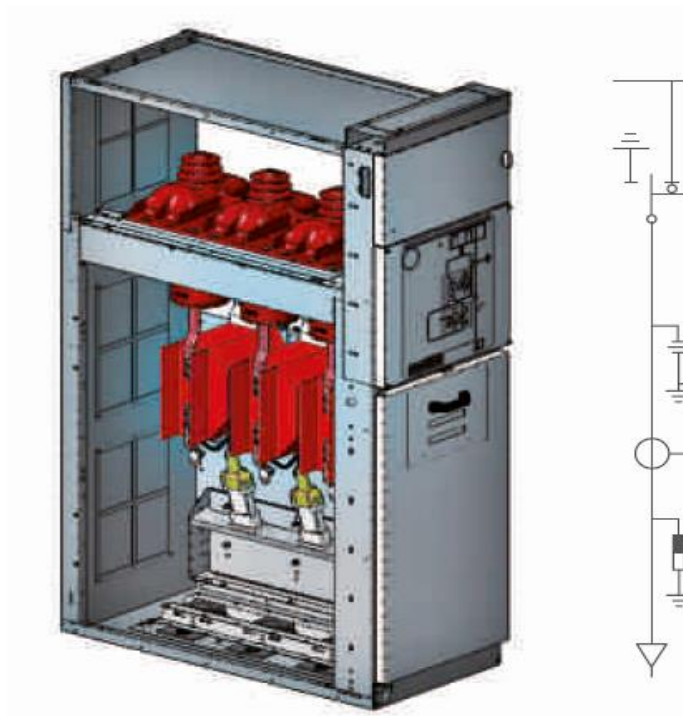


Figura 10: Scomparto arrivo linea/partenza linea

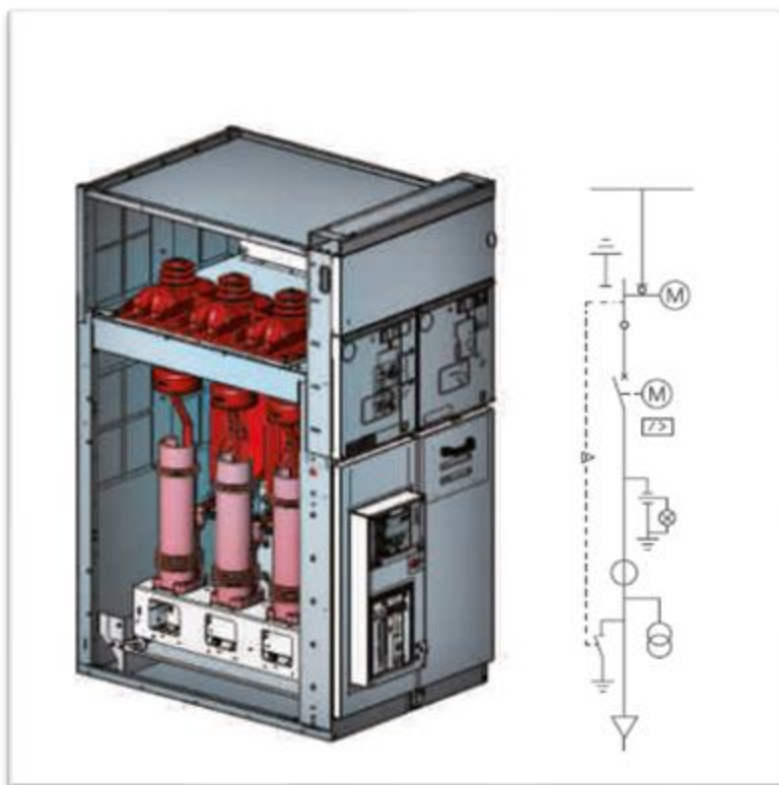


Figura 11: scomparto protezione trasformatore di potenza

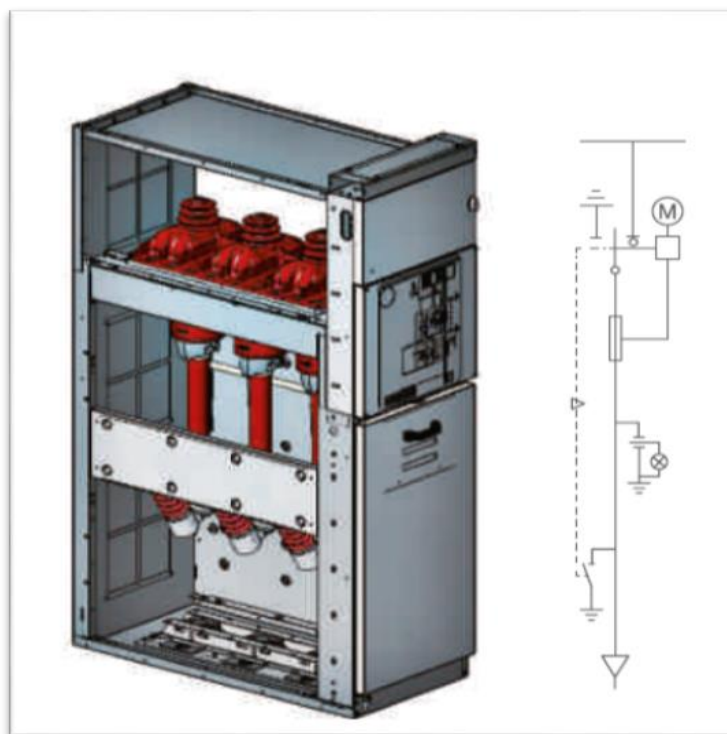


Figura 12: scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

Conformemente a quanto prescritto dall' Allegato A.68 del CdR Terna, tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con correnti di cortocircuito pari a 20 kA e capacità di interruzione della corrente capacitiva a vuoto ≥ 50 A.

Cavi elettrici 36 kV

Le cabine elettriche di trasformazione interne al campo, verranno interconnesse tra loro in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale a 36 kV, installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di n° 2 linee elettriche in cavo interrato.

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 1;
- Cavi disposti a trifoglio.

In questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare cavi unipolari **RG7H1RFR 26/45 kV** per posa interrata, le cui caratteristiche vengono riportate nel datasheet di seguito riportato:

RG7H1RFR EPRO-SETTE™

Unipolare da 1,8/3 kV a 26/45 kV
Single core from 1,8/3 kV to 26/45 kV

Unipolare - conduttore di rame / Single core - copper conductor - RG7H1RFR

sezione nominale conductor cross-section (mm ²)	diámetro indicativo conduttore approximate conductor diameter (mm)	spessore isolante insulation thickness (mm)	diámetro esterno massimo maximum outer diameter (mm)	peso indicativo del cavo approximate weight (kg/km)	raggio minimo di curvatura minimum bending radius (mm)	sezione nominale conductor cross-section (mm ²)	posa in aria a trifoglio open air installation trefoil (A)	posa interrata a trifoglio p=1°C m/W underground installation trefoil p=1°C m/W (A)
---	--	---	--	---	--	---	--	---

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,1	8,0	41,2	2060	550
70	9,8	8,0	43,0	2350	580
95	11,4	8,0	44,8	2710	610
120	12,9	8,0	46,6	3040	620
150	14,2	8,0	48,6	3570	660
185	15,8	8,0	51,2	4110	690
240	18,2	8,0	54,4	4760	730
300	20,5	8,0	57,3	5530	770
400	22,9	8,0	60,3	6500	800
500	26,2	8,0	63,9	7750	860
630	30,0	8,0	68,9	9500	940

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	295	212
70	292	259
95	352	380
120	402	348
150	451	383
185	510	427
240	590	484
300	663	534
400	745	589
500	836	646
630	930	701

Dati costruttivi / Construction charact. - 26/45 kV

70	9,8	10,0	48,5	2860	650
95	11,4	10,0	50,3	3240	680
120	12,9	10,0	51,9	3580	690
150	14,2	9,0	51,3	3720	690
185	15,8	9,0	53,2	4190	720
240	18,2	9,0	56,1	4910	750
300	20,5	9,0	59,0	5680	790
400	22,9	9,0	61,9	6670	830
500	26,2	9,0	65,5	7940	870
630	30,0	9,0	70,1	9630	940

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 26/45 kV

70	291	256
95	351	304
120	401	343
150	451	382
185	510	426
240	591	484
300	665	535
400	747	590
500	839	647
630	934	702

Figura 13: scheda tecnica cavi RG7H1RFR

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

$$I_B \leq I_Z = I_{Z0} K_1 K_2 K_3 K_4$$

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 1,20 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 valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati ricavati dalla Norma CEI 11-17:

	TIPO DI ISOLAMENTO	
Temperatura del terreno (°C)	PVC	EPR
10	1,1	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	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,6
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

Figura 14: Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C

Numero di circuiti	DISTANZA FRA I CIRCUITI ^(a) (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,80	0,90	0,950	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

Figura 15: Fattori di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano

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

Figura 16: Fattore di correzione per differenti valori di profondità di posa

Resistività del terreno (K·m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Figura 17: Fattore di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno

Applicando il criterio di dimensionamento sopra esposto, sono state determinate le sezioni commerciali da adottare, ottenendo il seguente risultato:

$$S_1 = 3 \times (1 \times 300) \text{ mm}^2$$

$$S_2 = 3 \times (1 \times 300) \text{ mm}^2$$

La sezione scelta è stata verificata anche dal punto di vista della sollecitazione termica prodotta in occasione di cortocircuito, a mezzo della seguente relazione:

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

dove:

- S è la sezione del cavo scelto;
- I è il valore efficace della corrente di cortocircuito permanente¹ (A), secondo la definizione di I_k della Norma CEI 11-25, pari a 25 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;

ottenendo esito positivo.

Quadro elettrico generale a 36 kV

All'interno della cabina di raccolta, verrà installato un quadro elettrico generale, costituito da scomparti dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 20 kA e capacità di interruzione della corrente capacitiva a vuoto ≥ 50 A, predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

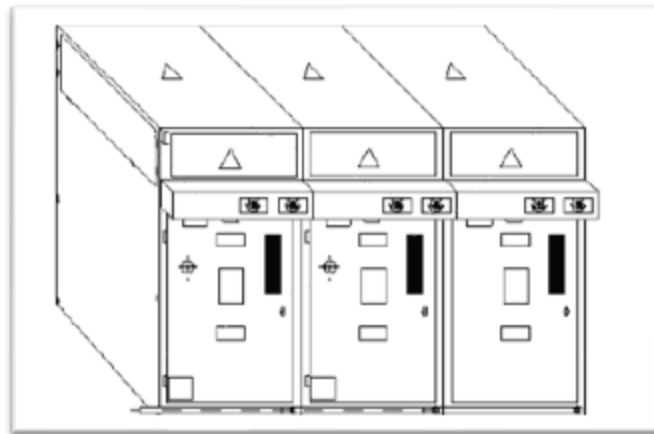


Figura 18: immagine indicativa di scomparti a 36 kV isolati in aria

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

¹ Ai sensi del nuovo allegato A.68 del Codice di Rete condutture ed apparecchiature devono essere dimensionate per una tenuta alla corrente di cortocircuito ≥ 25 kA per 1,0 s.

- N° 1 scomparto partenza linea verso la Stazione Elettrica Terna, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- N° 2 scomparto partenza linea verso il campo fotovoltaico, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e protezione direzionale di terra;
- N° 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari, costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile, a protezione del trasformatore installato all'interno della stessa cabina e attraverso cui verranno alimentati i servizi ausiliari di cabina.

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

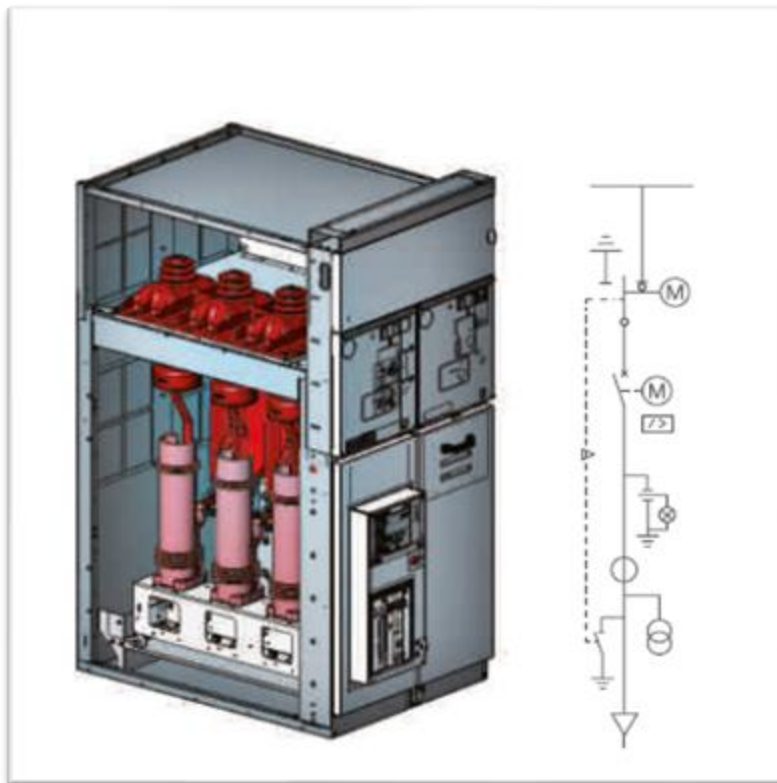


Figura 19: scomparto arrivo/partenza linea

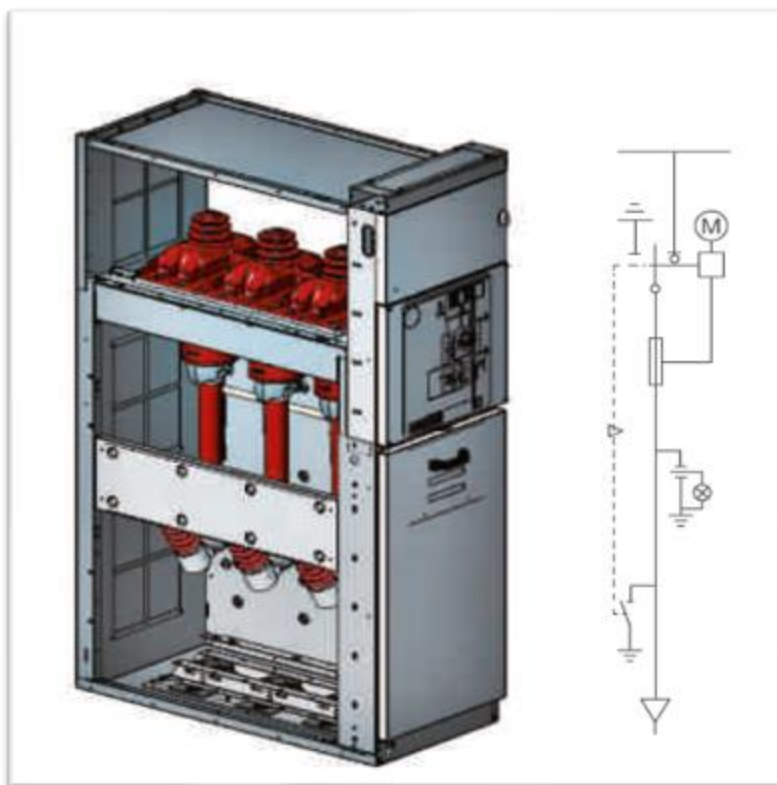


Figura 20: scomparto protezione servizi ausiliari

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 20 kA e con riferimento alla tensione nominale di 36 kV.

Trasformatore Servizi Ausiliari

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari, è previsto l'utilizzo di n°7 trasformatori isolati in resina:



Figura 21: trasformatori servizi ausiliari isolati in resina

Le macchine scelte, dimensionate in funzione della potenza nominale dei servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, impianto di illuminazione, impianto di videosorveglianza, ecc...),

hanno una potenza nominale pari a 100 kVA e le loro principali caratteristiche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

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 22: 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.

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.

Impianti Ausiliari di Campo - Generalità

Oltre alle infrastrutture descritte nei precedenti paragrafi, è prevista la realizzazione di due differenti tipologie di impianti speciali:

Tutti gli impianti speciali con parti all'esterno delle cabine di trasformazione sono realizzati con modalità di protezione dai contatti indiretti del tipo “mediante componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente”. Le tipologie di impianti speciali previsti sono le seguenti:

a. Impianto di illuminazione

Il progetto dell'impianto di illuminazione dell'impianto fotovoltaico, è stato redatto in conformità alle vigenti normative regionali inerenti all'inquinamento luminoso.

In particolare lungo il perimetro dell'impianto d'utenza, per questioni di sicurezza e protezione, verrà realizzato un impianto di illuminazione perimetrale mediante dei proiettori posti perimetralmente. Si utilizzeranno proiettori a LED, ciascuno montato sulla testa di un palo in acciaio a tronco conico di altezza totale 4,50 m e altezza totale fuori terra di 4,00 m.

In funzione della necessità di illuminare la viabilità dell'impianto ed in dipendenza della funzione cui sono destinati è previsto l'utilizzo dell'illuminazione bassa (ad impatto luminoso particolarmente contenuto).

In Fig. 20, viene riportata la tipologia di apparecchio illuminante scelto per la realizzazione dell'impianto di illuminazione perimetrale:

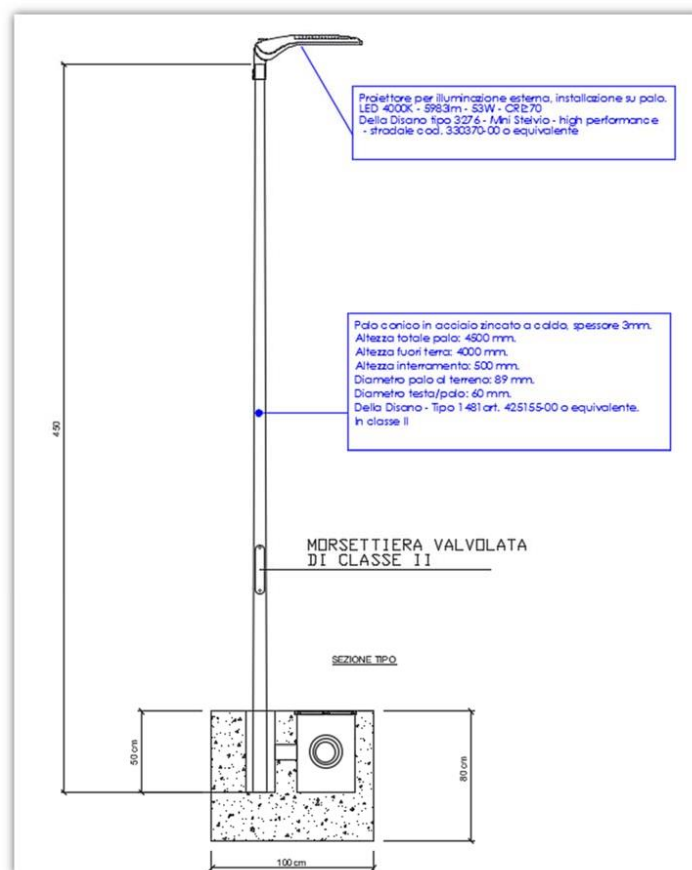


Figura 23: apparecchio illuminante scelto in fase di progettazione definitiva per realizzare l'impianto di illuminazione perimetrale

L'altezza dei pali alti è calcolata in modo da impedire fenomeni di riflessione aerodispersa durante l'accensione notturna. Sarà quindi previsto un adeguato numero di armature con le caratteristiche di cui sopra.

I pali saranno ancorati al terreno mediante un plinto di fondazione in cls di dimensioni massime pari a 1mx0,8mx0,7m. Al centro di questo plinto sarà lasciato un foro di diametro pari a 200 mm, entro cui sarà issato il palo mediante costipazione di sabbia fine fino ad una certa quota e per la parte rimanente mediante colata di cemento. Ogni palo sarà dotato di morsettiera valvolata posta a base palo; in caso di corto circuito su un proiettore interviene il fusibile di quel palo evitando di mettere fuori servizio un'intera parte di impianto; inoltre questa selettività migliora notevolmente la ricerca del proiettore guasto.

Nel dettaglio, quindi, gli apparecchi illuminanti equipaggiati con lampade LED sono di due tipi:

- Uno su palo ad una altezza di 4m, ha una potenza di 49W tipo 3276 della Disano modello Mini Stelvio plus (o equivalente) ubicato lungo la recinzione perimetrale.



Figura 24: corpo illuminante scelto in fase di progettazione definitiva

Alla base di ciascun palo sarà realizzato un pozzetto di derivazione con corpo in cls e chiuso semicarrabile delle dimensioni di 40x40 e profondità 50 cm.

In ciascuno di questi pozzetti sarà realizzato il collegamento tra la dorsale di alimentazione dei proiettori e il cavo che, posto nella cavità del palo, alimenterà il proiettore posto sulla sua testa. Il collegamento sarà effettuato mediante giunto a resina colata. Per l'alimentazione di tutti i pali sarà realizzata una condotta elettrica corrente perimetralmente lungo la parte interna della recinzione. Questa condotta sarà realizzata con cavo tipo FG16OR16 posato in cavidotti interrato. Questa condotta sarà intercettata lungo il suo percorso dai pozzetti posti alla base di ciascuno dei pali di illuminazione.

L'impianto di illuminazione di che trattasi sarà realizzato integralmente in classe II. In particolare i proiettori e la morsettiera valvolata saranno in classe II, mentre il cavo da posarsi nella cavità del palo sarà di tipo FG16OR16 0,6/1kV. L'alimentazione degli apparecchi illuminanti avverrà attraverso un circuito trifase con neutro, protetto e comandato dal quadro elettrico dedicato installato all'interno del locale BT.

b. L'impianto di video-sorveglianza

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

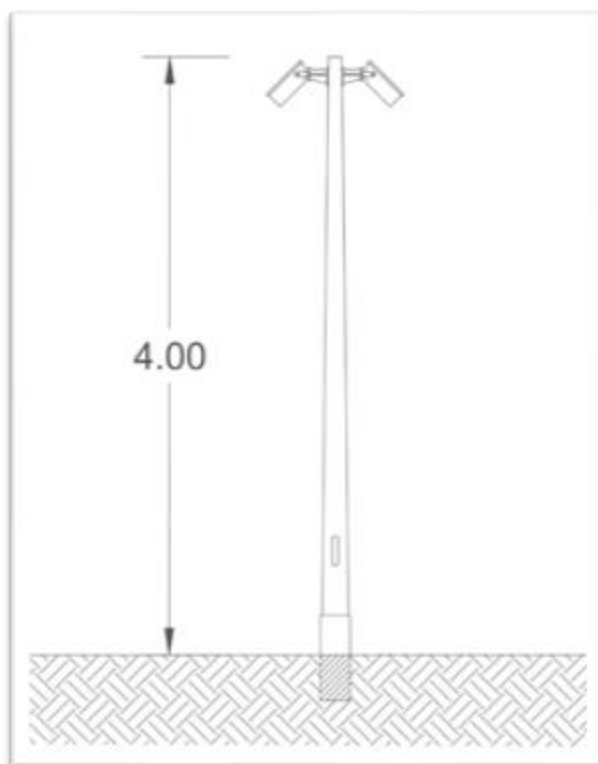


Figura 25: sostegno per impianto di videosorveglianza

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

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

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

- Gestire diversi monitor per diversi impianti;

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