



REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA
COMUNE DI FOGGIA



PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO CON INTEGRAZIONE AGRICOLA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI FOGGIA (FG) IN CONTRADA TORRE DI LAMA AL FG. N. 7 PP. N. 101, 239, 447, 449, 451 E FG. N. 9 PP. N. 79, 195, 196, 222, 224, 225, 226, 227, 690, 691, DI POTENZA PARI A 19.359,00 kWp DENOMINATO "TORRE DI LAMA"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTI
TORRE DI LAMA 2



livello prog.	Codice Istanza	N.Elaborato	DATA	SCALA
PD	— 4WZGYD6	A14.2	30.03.2021	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE

TRINA SOLAR TETI S.r.l.
Piazza Borromeo 14, 20123 Milano



ENTE

PROGETTAZIONE



Ing. D. Siracusa
Ing. C. Chiaruzzi
Ing. A. Costantino
Arch. A. Calandrino
Arch. M. Gullo
Arch. S. Martorana
Arch. F.G. Mazzola
Arch. P. Provenzano
Ing. G. Buffa
Ing. G. Schillaci



FIRMA RESPONSABILE TECNICO

**Impianto fotovoltaico denominato “Torre di Lama 2” da realizzare
nel territorio Comunale di Foggia in contrada Torre di Lama**

Codice di rintracciabilità T0737329

Relazione tecnica sui calcoli preliminari degli impianti elettrici

Sommario

Premessa	3
1. Generatore fotovoltaico	7
2. Cavi di stringa	13
3. Inverter	15
4. Cavi elettrici BT in corrente alternata	16
5. Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione	20
6. Trasformatori BT/MT di campo	22
7. Quadri elettrici di media tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione	23
8. Cavi elettrici di media tensione	25
9. Quadro elettrico generale di media tensione di media tensione	32
10. Trasformatore Servizi Ausiliari	36
11. Quadro elettrico generale di bassa tensione servizi ausiliari	37
12. Impianti Ausiliari di Campo - Generalità	38
12.1 Impianto di illuminazione:	38
12.2 l'impianto di video-sorveglianza:	42

Premessa

La presente relazione tecnica, è parte integrante del Progetto Definitivo dell'impianto fotovoltaico denominato Torre di Lama 2 che la Società Trina Solar Teti S.r.l. intende realizzare nel territorio Comunale di Foggia (FG), in contrada Torre di Lama, ed ha per oggetto il dimensionamento preliminare di tutte le apparecchiature costituenti "l'Impianto di Utenza".

L'impianto, denominato Torre di Lama 2, è stato suddiviso in n° 3 sottocampi fotovoltaici, i quali saranno realizzati su due appezzamenti di terreno non contigui distinti al N.T.C. fg. n.7 p.lle 447 (in parte), 449 (in parte) e 451, fg. 9 p.lle 79 (in parte), 195 (in parte), 196 (in parte), 222, 224 (in parte), 225 (in parte), 226 (in parte), 227 (in parte), 690, 691:

L'ubicazione degli impianti, è deducibile dagli stralci cartografici di seguito riportati:



Figura 1: Inquadramento territoriale su Ortofoto – Torre di Lama 2 in verde

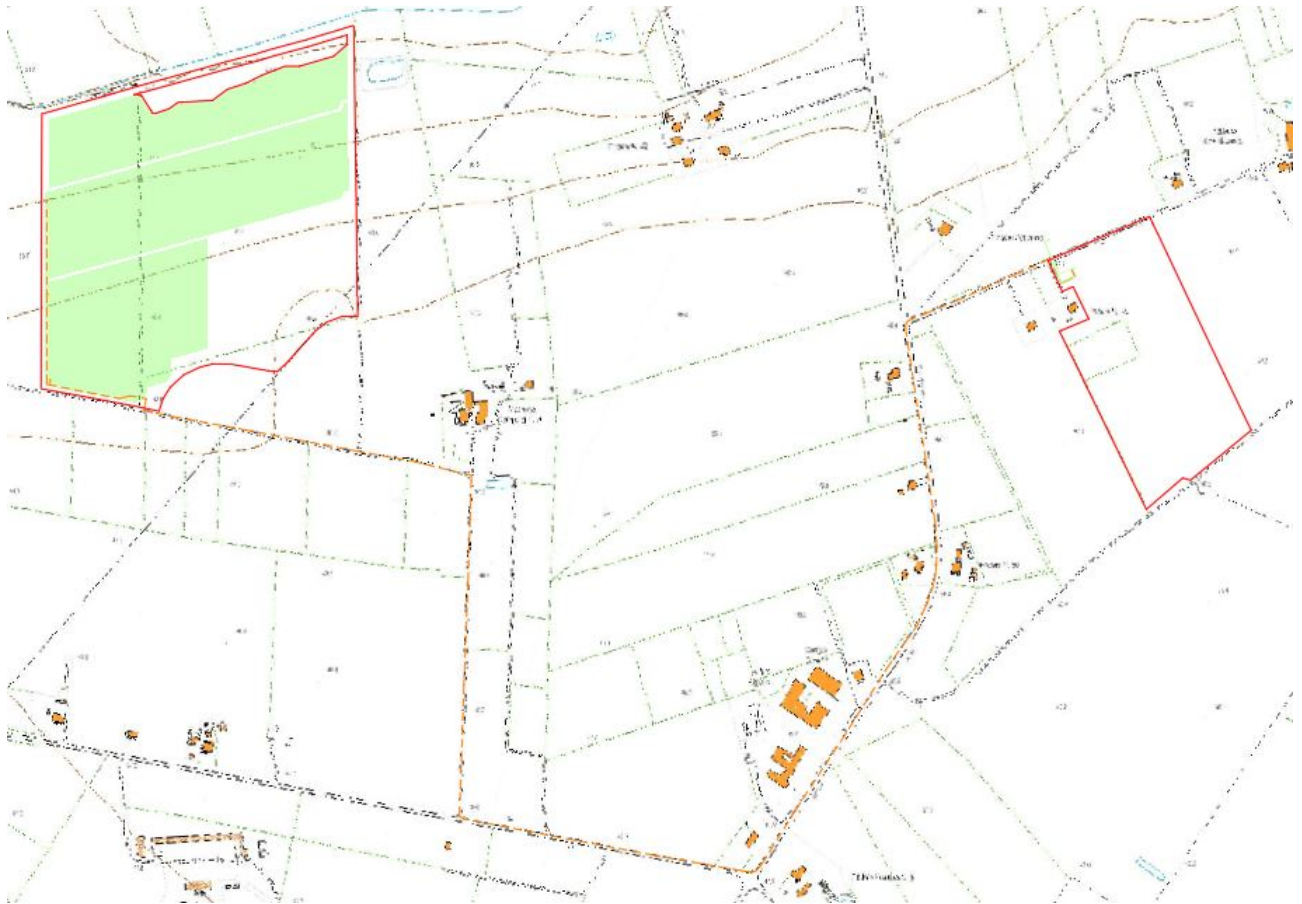


Figura 2: Inquadramento territoriale su CTR



Figura 3: Inquadramento territoriale su catastale

L'impianto sarà connesso alla Rete Elettrica di Distribuzione di Media Tensione di e-Distribuzione, attraverso la realizzazione di una nuova cabina di consegna, conforme alla specifica tecnica e-Distribuzione DG2092 Tipo A edizione 3, collegata in antenna da futura cabina primaria AT/MT "Foggia-Amendola", per mezzo di una nuova linea elettrica di media tensione:

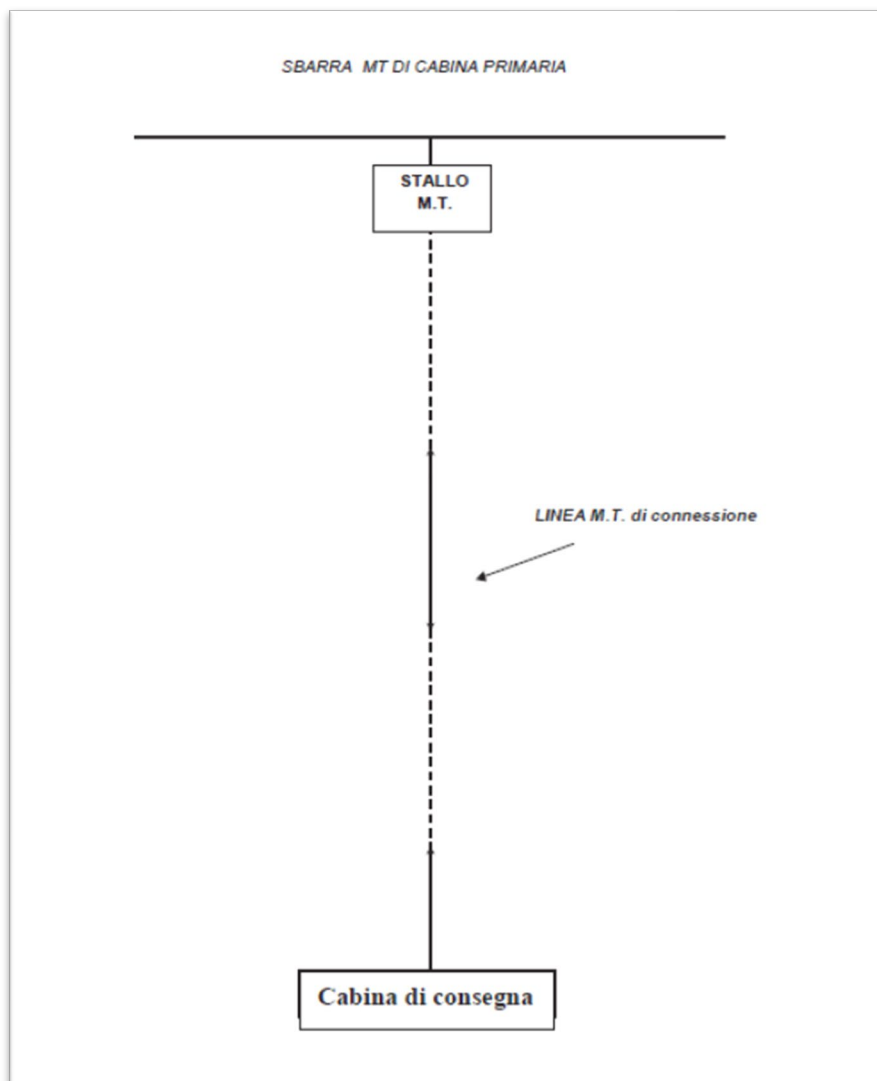


Figura 4: Schema tipico di inserimento in antenna

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”*.

1. Generatore fotovoltaico

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

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

Considerando che si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici da **500 Wp** di tipo bifacciale e che il generatore avrà una potenza di picco pari a **11988 kWp**, il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 14742, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N^{\circ} \text{ MODULI} = \frac{P_n \text{ generatore [Wp]}}{P_n \text{ modulo [Wp]}} = \frac{11988000}{500} = 23976$$

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

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

Tenendo conto del fatto che gli inverter scelti in fase di progettazione definitiva, sono di tipo multistringa **SUNGROW SG250HX**, 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:

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

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

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove

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

Deve risultare pertanto:

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

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

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

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, 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:

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

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

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

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

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

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

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

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

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

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

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

dove:

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

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove:

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

Considerando i valori delle grandezze nominali dei moduli e degli inverter scelti, deducibili dai datasheet di seguito riportati, per il rispetto delle precedenti condizioni di verifica è necessario realizzare *stringhe elettriche da 27 moduli in serie*.

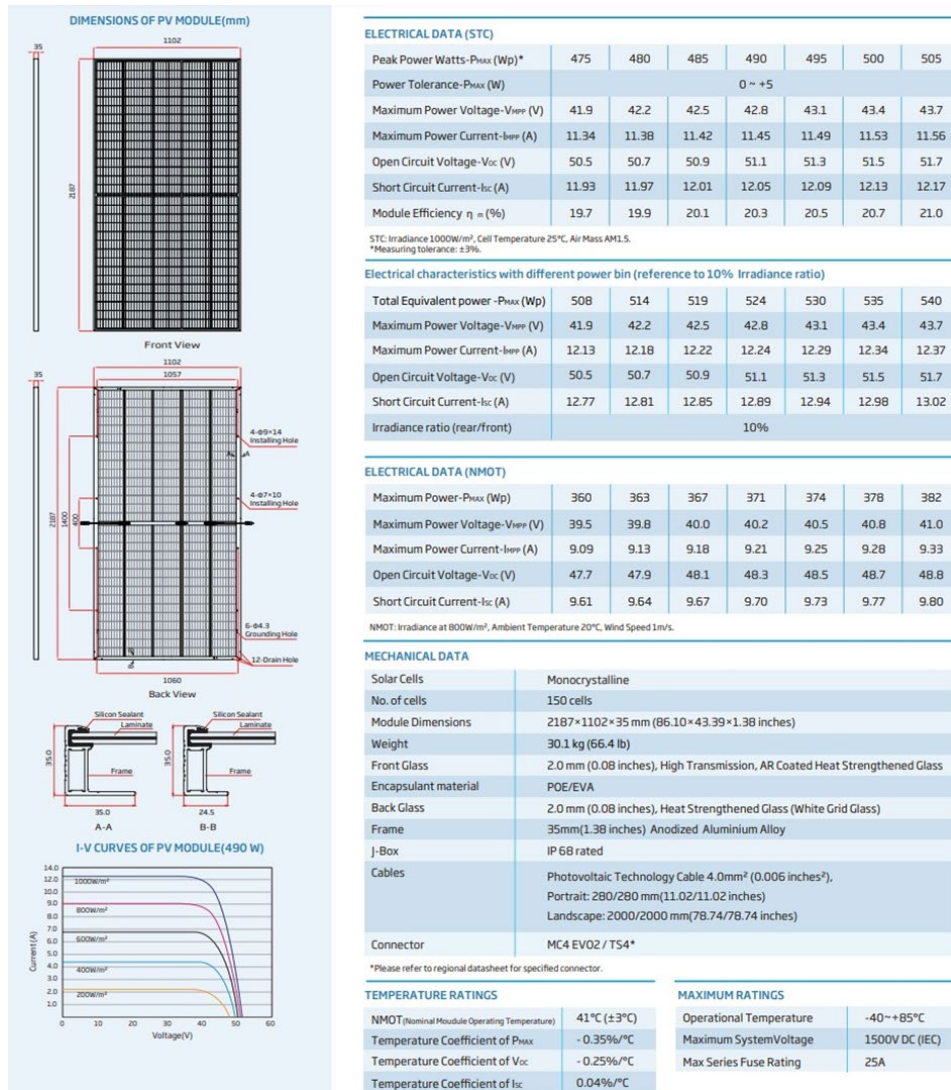
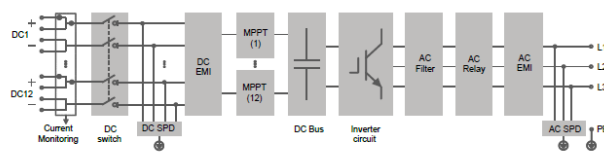
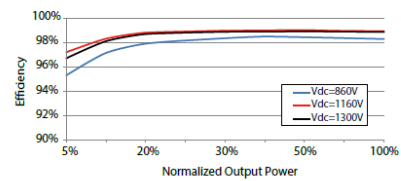


Figura 5: datasheet moduli fotovoltaici

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



SG250HX

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID protection	Anti-PID or PID recovery
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	95kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 410:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50549, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

Figura 6: datasheet inverter

2. Cavi di stringa

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

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

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

dove:

- I_B è la corrente di impiego del circuito, pari alla corrente di stringa;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- I_{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 (12,13 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, sopra, si ottiene:

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

da cui:

$$I_z \geq 1,25 I_{sc} = 15,2 \text{ A} \quad (1)$$

Consultando i cataloghi tecnici dei **cavi solari H2Z2Z2-K**, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (1) è quella da 1,5 mm². Tuttavia, dovendo limitare le cadute di tensione e le perdite di potenza attiva per effetto Joule e considerando che le condizioni di posa potranno effettive potranno differire da quelle ipotizzate in questa fase della progettazione, cautelativamente si è scelto di utilizzare cavi da 25 mm², previa verifica in fase di progettazione esecutiva.

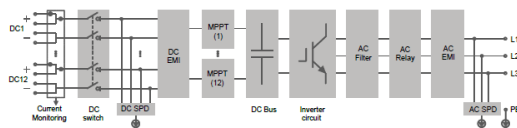
Formation Formazione	Ø approx. conducteur Ø indicativo conduttore	Épaisseur moyenne isolant Spessore medio isolante	Épaisseur moyenne gaine Spessore medio guaina	Ø. approx. production Ø indicativo produzione	Poids approx. câble Peso indicativo cavo	Résistance électrique max à 20°C Resistenza elettrica 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 7: scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

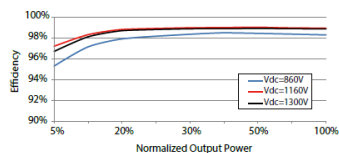
3. Inverter

In fase di progettazione definitiva, sono stati scelti inverter di stringa **SUNGROW SG250HX**, ad ognuno dei quali confluirà il relativo quadro di parallelo. Caratteristiche dell'inverter:

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



SG250HX

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID protection	Anti-PID or PID recovery
Oversvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	95kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50549, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

Figura 8: datasheet inverter

Considerando che la potenza nominale dichiarata in fase di richiesta di connessione alla rete è di 9750 kW, è stato calcolato il numero di inverter necessari applicando la seguente relazione:

$$n^{\circ} \text{ inverter} = \frac{\text{Potenza nominale impianto [kW]}}{\text{Potenza nominale del singolo inverter [kW]}} = \frac{9750}{250} = 39$$

i quali, potranno essere installati o in prossimità delle stringhe fotovoltaiche o, in alternativa, all'interno dei locali denominati "locali di conversione".

Nel primo caso, le stringhe verranno collegate direttamente ai morsetti di ingresso degli inverter utilizzando gli stessi cavi forniti in dotazione ai moduli.

Qualora invece si decidesse di installare gli inverter all'interno dei locali di conversione, per realizzare i collegamenti stringhe-inverter, verranno utilizzati i cavi di cui al paragrafo 2.

La scelta verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.

4. Cavi elettrici BT in corrente alternata

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

Saranno realizzate solo nel caso in cui si decida di installare gli inverter in prossimità delle stringhe fotovoltaiche, anziché all'interno dei locali di conversione. In quest'ultimo caso infatti i collegamenti inverter-quadri BT verranno realizzati all'interno degli stessi locali e pertanto la loro estensione sarà limitata, per cui non si configureranno delle vere e proprie linee.

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 m;
- Resistività termica del terreno pari a 1 °K m/W;
- Temperatura di posa pari a 20°C;

- Il numero di circuiti presenti all'interno della stessa trincea di scavo, nella peggiore delle ipotesi, è pari a 8, dato che in parte, la trincea di scavo verrà condivisa (per maggiori dettagli si rimanda alla tavola di progetto allegata D15.2)

Si è scelto di utilizzare cavi BT per posa interrata di tipo FG7OR da installare all'interno di tubi protettivi in PE, di diametro non inferiore a 120 mm.

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

$$I_B \leq I_Z = I_{Z0} K_1 K_2 K_3 K_4 \quad (2)$$

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 di posa è diversa da 20°C;
- K_2 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui all'interno della stessa trincea di scavo sono presenti più circuiti elettricamente indipendenti;
- K_3 è il fattore di correzione della portata per profondità di posa diversa da 1,2m;
- K_4 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la resistività termica del terreno sia diversa da 1 °K m/W;

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 ricavati dalla Norma CEI-UNEL 35026:

Tabella F2.14 Fattore di correzione K_1 per temperature del terreno diverse da 20 °C (da norma CEI-UNEL 35026)

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

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

CAVI MULTIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)

Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90

CAVI UNIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)

Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

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

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

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

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

Figure 1: coefficienti correttivi della portata dei cavi Norma CEI-UNEL 35026

Tenendo conto delle condizioni di posa previste dal progetto, considerando una corrente di impiego pari a 180,5 A, un fattore correttivo della portata che tiene conto della presenza di più circuiti nella stessa trincea pari a 0,6 (tubi a contatto) e un fattore correttivo della portata che tiene conto della profondità di posa prevista pari 0,98, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (2) è quella da 240 mm². Nel dettaglio si è scelto di utilizzare cavi quadripolari (3x240+1x150) mm², le cui caratteristiche vengono riportate nella seguente tabella:

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)	(Ωm/km)	20°C In ground	30° In air or pipe
3x50+1x25		9.8	1.0	29.90	2142	0.386	141	155
3x70+1x35		11.6	1.1	35.80	3037	0.272	174	194
3x95+1x50		13.3	1.1	40.90	4047	0.206	206	235
3x120+1x70		15.1	1.2	46.95	5327	0.161	238	267
3x150+1x95		16.8	1.4	51.77	6635	0.129	272	-
3x185+1x95		18.6	1.6	56.77	7833	0.106	306	-
3x240+1x150		21.4	1.7	65.90	10476	0.0801	360	-
Pentapolare / Five cores								
5G	1.5	1.6	0.7	12.17	204	13.3	19	14
5G	2.5	2.0	0.7	13.38	266	7.98	21	26
5G	4	2.6	0.7	14.95	361	4.95	32	35
5G	6	3.4	0.7	16.45	471	3.30	41	44
5G	10	4.4	0.7	19.64	756	1.91	55	60
5G	16	5.7	0.7	23.77	1119	1.21	72	80
5G	25	6.9	0.9	26.81	1597	0.78	93	105
5G	35	8.1	0.9	30.86	2140	0.554	114	130
5G	50	9.8	1.0	36.50	3004	0.386	141	155
Multipli / Multicores								
7x	1.5	1.6	0.7	13.15	247	13.3	16	11.5
7x	2.5	2.0	0.7	14.20	343	7.98	21	15.5
10x	1.5	1.6	0.7	15.24	353	13.3	16	11.5
10x	2.5	2.0	0.7	17.74	492	7.98	24	15.5
12x	1.5	1.6	0.7	16.10	380	13.3	12.5	9.5
12x	2.5	2.0	0.7	17.90	537	7.98	25	12.0
16x	1.5	1.6	0.7	18.80	549	13.3	19	9.5
16x	2.5	2.0	0.7	19.90	848	7.98	25	12.0
19x	1.5	1.6	0.7	19.70	612	13.3	19	8.0
19x	2.5	2.0	0.7	22.80	1049	7.98	25	10.5
24x	1.5	1.6	0.7	22.30	733	13.3	19	8.0
24x	2.5	2.0	0.7	25.90	1140	1.98	25	10.5
27x	1.5	1.6	0.8	23.99	829	13.5	19	8.0
27x	2.5	2.0	0.8	26.78	1234	8.1	25	10.5
30x	1.5	1.6	0.8	24.77	894	13.5	19	8.0
30x	2.5	2.0	0.8	27.64	1331	8.1	25	10.5

Tabella 1: Datasheet cavi BT FG7OR

5. 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 BT/MT previsti. Lo schema elettrico dei quadri, prevede l'utilizzo di un interruttore generale per il collegamento all'avvolgimento BT del trasformatore e interruttori automatici attraverso cui è possibile proteggere sezionare le linee di collegamento con gli inverter (dispositivi di generatori).

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

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

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

dove:

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

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

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

$$180,5 \text{ A} \leq I_n \leq 212 \text{ A}$$

mentre per quanto riguarda l'interruttore generale, la condizione da rispettare è la seguente:

$$I_n \geq I_{bTOT}$$

dove con I_{bTOT} è stata indicata la somma delle correnti di impiego delle varie linee BT che afferiscono al quadro. Si ottiene pertanto:

$$I_n \geq 8 \times 180,5 = 1444 \text{ A (per il quadro BT a servizio di ogni trasformatore da 2000 kVA a cui confluiscono 8 inverter)}$$

$$I_n \geq 7 \times 180,5 = 1264 \text{ A (per il quadro BT a servizio dell'unico trasformatore da 2000 kVA a cui confluiscono soli 7 inverter)}$$

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

6. Trasformatori BT/MT di campo

Come indicato nello schema elettrico unifilare, l'impianto fotovoltaico è stato suddiviso in **tre sottocampi fotovoltaici**, i primi due di potenza pari a **4968 kWp** e l'ultimo di potenza pari a **2052 kWp**, per ciascun sottocampo è prevista la realizzazione di un locale di trasformazione BT/MT. I trasformatori BT/MT previsti, sono stati dimensionati in funzione della potenza nominale degli inverter ad essi sottesi, tenendo conto del limite imposto dal Distributore sulla potenza massima installabile, pari a 2000 kVA nel caso di connessione a 20kV.

$$An \text{ trasformatore} \geq \sum Pn \text{ inverter} \quad (2)$$

Considerando che per i sottocampi fotovoltaici da 4968 kWp sono previsti **16 inverter** da 250 kW, da suddividere su n° 2 trasformatori, applicando la 82) si ottiene:

$$An \text{ singolo trasformatore} \geq \sum Pn \text{ inverter} = 8 \times 250 = 2000 \text{ kVA}$$

a cui corrisponde una taglia commerciale da **2000kVA**.

Analogamente, per l'unico sottocampo fotovoltaico da 2052 kWp sono previsti **7 inverter** da 250 kW, da suddividere su di un unico trasformatore; si ottiene pertanto:

$$An \text{ singolo trasformatore} \geq \sum Pn \text{ inverter} = 7 \times 250 = 1750 \text{ kVA}$$

A cui corrisponde una taglia commerciale di 2000 kVA.

La scelta ricade su trasformatori isolati in resina,



Figura 9: Trasformatori MT/BT in resina

I quali presenteranno i dati di targa di seguito elencati:

Trasformatori da 2000 kVA

- $A_n = 2000$ kVA;
- $V_{1n} = 800$ V;
- $V_{2n} = 20$ kV;
- Collegamento avvolgimento BT: Yn;
- Collegamento avvolgimento MT: D;
- Gruppo: 11;
- $V_{cc}\% = 6\%$;
- Isolamento in resina.

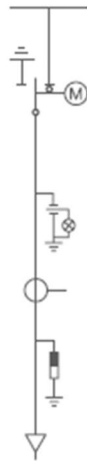
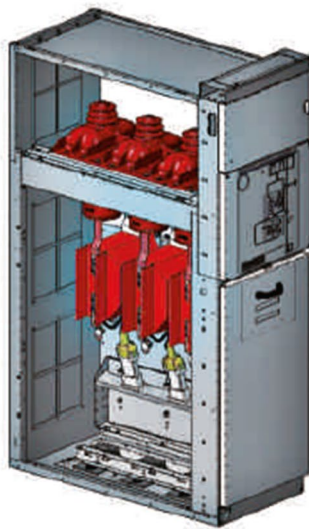
7. Quadri elettrici di media tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione

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

In particolare, in ciascun quadro MT, saranno presenti scomparti del tipo:

- Scomparti arrivo linea;
- Scomparti protezione trasformatore;

di cui vengono riportate, simbolicamente le immagini:



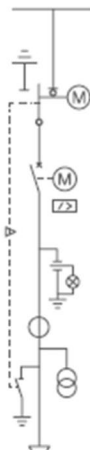
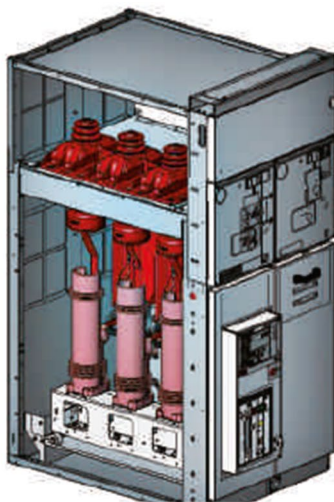
I-SDC Unità con interruttore di manovra-sezionatore

Unità disponibili nelle larghezze 375 mm e 500 mm.

L'unità interruttore di manovra-sezionatore con cavo è impiegata principalmente come un'unità di arrivo, ad anello o di derivazione. L'unità base è provvista di un interruttore di manovra-sezionatore a 3 posizioni. L'interruttore di manovra-sezionatore a 3 posizioni può trovarsi in una delle tre posizioni "chiuso", "aperto" o "a terra", impedendo quindi manovre errate.

L'accesso alla cella cavi è possibile nella posizione "a terra". L'ispezione delle connessioni dei cavi e segnalatori di guasto, se utilizzati, può essere facilmente effettuata dalla finestra della porta frontale.

Figura 10: Scomparto MT arrivo linea



S - SBC Unità interruttore con interruttore di manovra-sezionatore

Unità disponibile nella larghezza di 750 mm.

L'unità interruttore S-SBC è realizzata per il controllo e la protezione di distributori a chiave, reti, motori, trasformatori, batterie di condensatori, ecc.

L'unità può essere dotata di un interruttore in vuoto o in gas SF6. L'interruttore è montato su una guida e fissato alle sbarre. Per la manovra di sezionamento è previsto un interruttore di manovra-sezionatore a 3 posizioni dotato di sezionatore di terra, montato tra l'interruttore e le sbarre.

La porta è interbloccata meccanicamente con la posizione di terra dell'interruttore di manovra-sezionatore per garantire la sicurezza del personale.

L'unità è progettata per essere dotata di TA e TV (dimensioni come da norma DIN, vedere componenti principali). In alternativa, è disponibile un interruttore con sensore di corrente e relè integrato.

Figura 11: scomparto MT protezione trasformatore

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

8. Cavi elettrici di media tensione

Le cabine elettriche di trasformazione, verranno collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno del locale Utente, adiacente alla cabina di consegna e-Distribuzione, attraverso una linea elettrica di media tensione in cavo interrato (configurazione in entra-esce), come rappresentato nello schema a blocchi riportato nella figura sottostante:

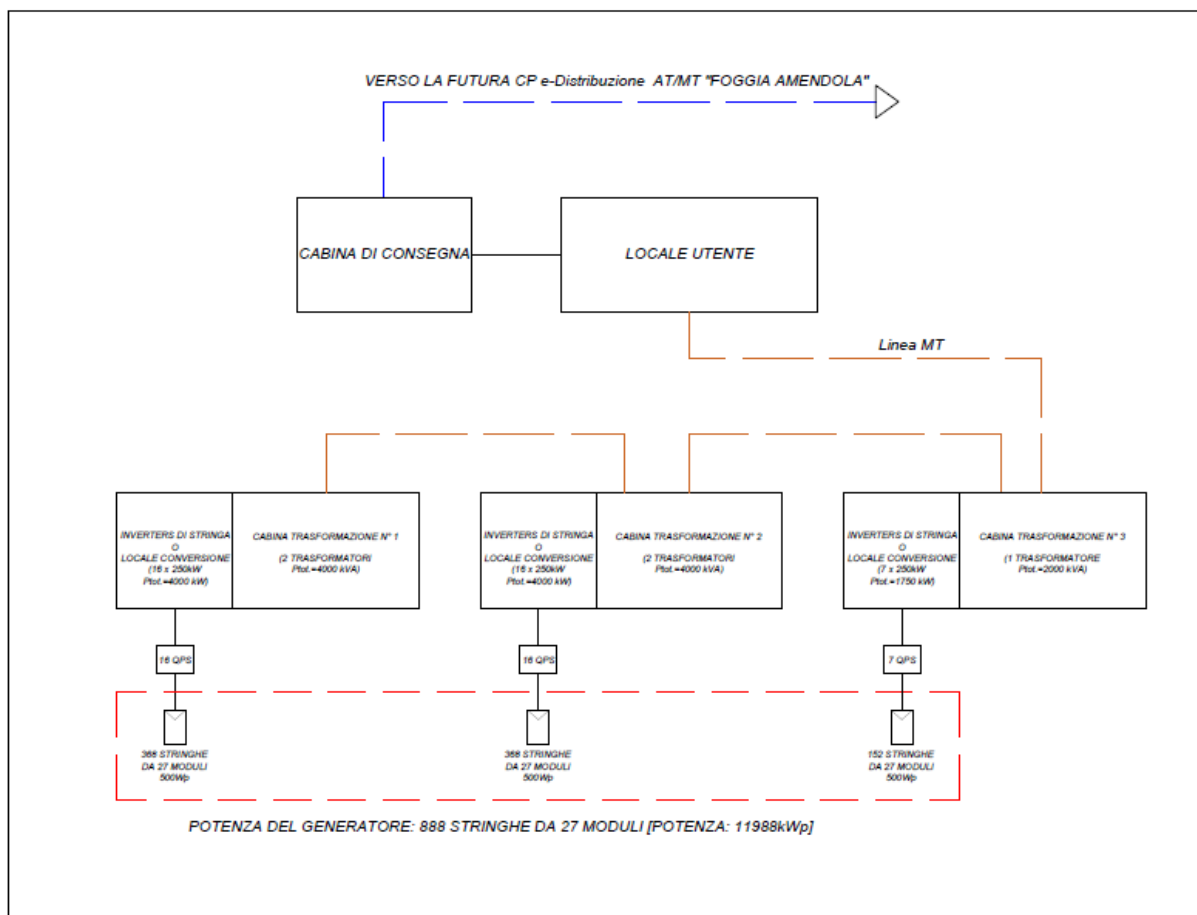


Figura 12: schema a blocchi rappresentativo dell'impianto

La linea elettrica in questione verrà interrata ad una profondità di posa non inferiore a 1,2 m, e si svilupperà secondo il tracciato indicato nella figura sottostante:



Figura 13: tracciato linee MT su CTR

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

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

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

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

- Cavi disposti a trifoglio.

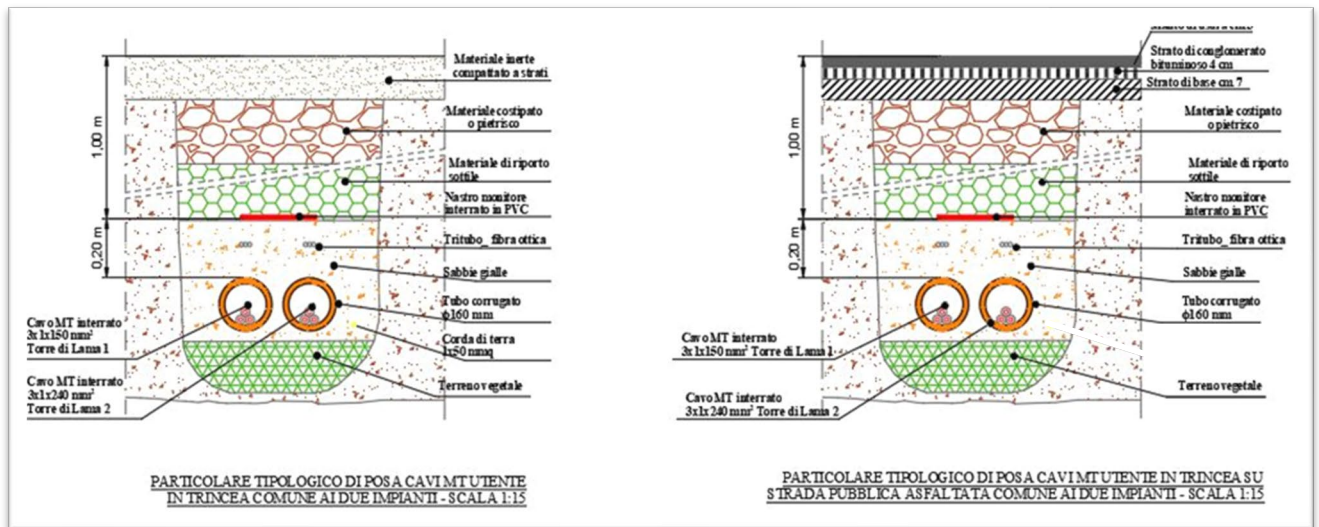


Figura 14: particolari di posa cavi MT

In questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare *cavi tripolari ad elica visibile* per posa interrata ARE4H5EX 12/20kV installati all'interno di tubi corrugato doppia parete in PE conforme alla Norma CEI EN 61386-24 per la protezione dei cavi, di diametro pari a 160 mm:

Media tensione

ARE4H5EX -12/20 kV
Costruzione e requisiti: ENEL DC 4385/1
ENEL DC 4384

- Conduttore:
Al classe 2 Norma CEI EN 60228
- Isolamento:
XLPE tipo DX3 o DX8 secondo tabella 2A della HD 620-1
- Guaina esterna:
PE tipo DMP2 o DMZ1 come da tabella 4B e 4C della HD621 parte 1

Descrizione

- Cavi per media tensione tripolari ad elica visibile, per la distribuzione interrata dell'energia elettrica a tensione 12/20 kV con isolamento a spessore ridotto.
- Conduttore: Corda di alluminio rotonda compatta CEI EN 60228 classe 2
- Isolamento: Polietilene reticolato (XLPE)
- Schermo: Nastro di alluminio longitudinale
- Guaina esterna: Polietilene estruso PE colore rosso

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U_0/U : 12/20 kV
- Tensione massima di esercizio U_m : 24 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C



Figura 15: Cavi MT tripolari ad elica visibile

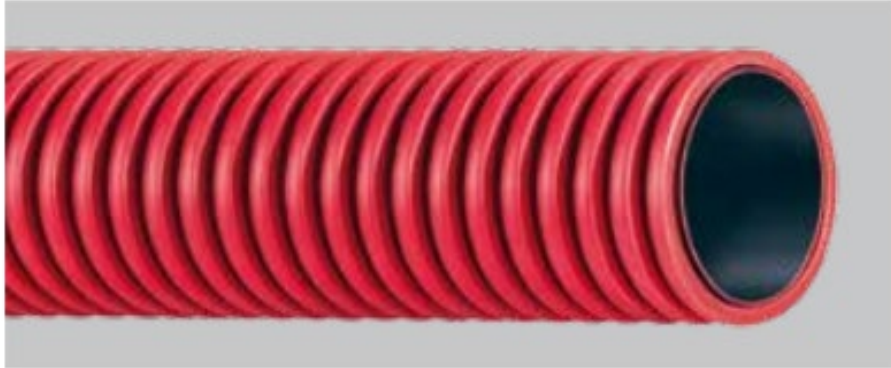


Figura 16: tubi protettivi per cavi MT interrati

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

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

dove:

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

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

Tabella F2.14 Fattore di correzione K_1 per temperature del terreno diverse da 20 °C (da norma CEI-UNEL 35026)

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

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

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

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

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

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

CAVI MULTIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)

Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90

CAVI UNIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)

Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

Figure 2: fattori correttivi della portata cavi elettrici interrati

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

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

dove:

- S è la sezione del cavo scelto;
- I è la corrente di cortocircuito trifase, pari a 12,5 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;

Con riferimento alla **linea elettrica MT** a servizio dell'alimentazione in entra-esce dei 5 trasformatori da 2000 kVA, che si trovano nelle cabine di trasformazione di campo, tenendo conto delle condizioni di posa previste dal progetto ed applicando un fattore correttivo della portata che tiene conto della presenza di più circuiti nella stessa trincea pari a 0,85 (valido nel caso di cavi a contatto; gli altri

fattori di correzione si assumono unitari dato che le condizioni di posa risultano standard), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (3) e la (4) è quella da **240 mm²**.

Le caratteristiche elettriche del cavo scelto vengono riportate nella tabella seguente:

Nome	Capacità nominale [μF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 12/20 kV 240 mm ² SK1	0,372	0,108	0,125	0,161	498	410	22,7
ARE4H5E(X) 12/20 kV 300 mm ² SK1	0,407	0,104	0,1	0,13	571	463	28,3
ARE4H5E(X) 12/20 kV 400 mm ² SK1	0,442	0,101	0,0778	0,102	667	530	37,8
ARE4H5E(X) 12/20 kV 500 mm ² SK1	0,487	0,097	0,0605	0,08	776	605	47,2
ARE4H5E(X) 12/20 kV 630 mm ² SK1	0,53	0,094	0,0469	0,063	902	689	59,5

Figura 17: scheda tecnica cavi MT tripolari ad elica visibile

Il cavo scelto, in condizioni di posa standard, ha una portata di 410 A mentre nelle condizioni di posa previste dal progetto, la sua portata si riduce a 348 A, pertanto, possiamo affermare, che è stato dimensionato correttamente.

9. Quadro elettrico generale di media tensione di media tensione

Il quadro elettrico generale di media tensione verrà installato all'interno del Locale Utente adiacente alla cabina di consegna e-Distribuzione. Esso sarà costituito da scomparti MT predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura, dimensionati per reti con correnti di corto circuito pari a 16 kA.

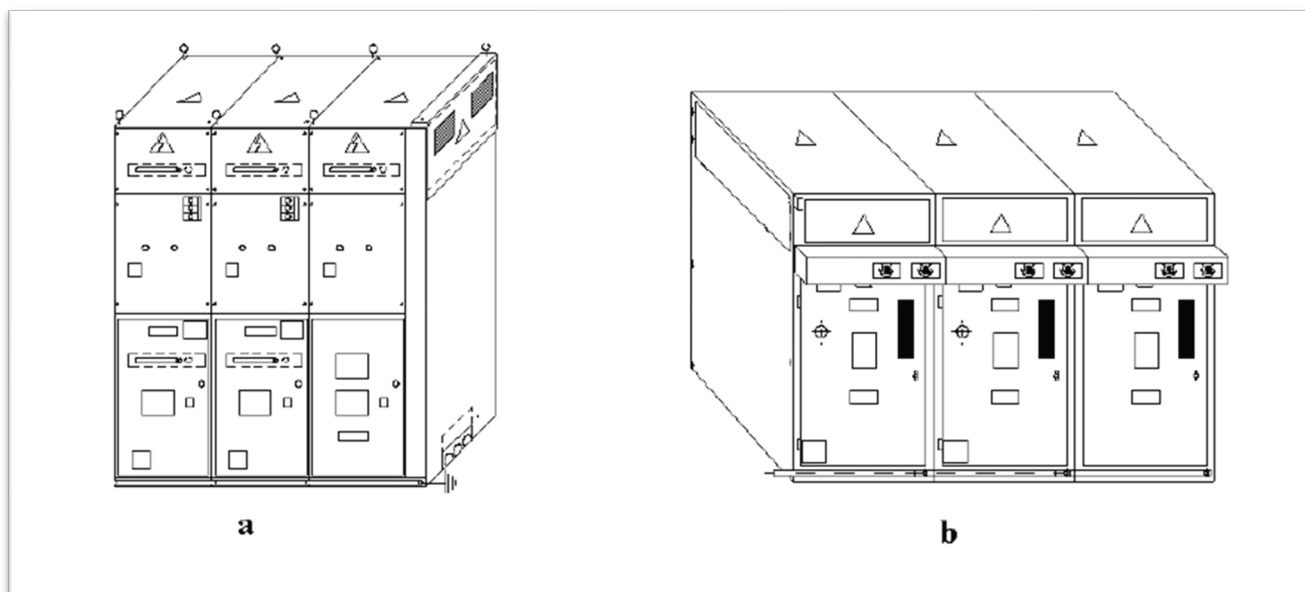


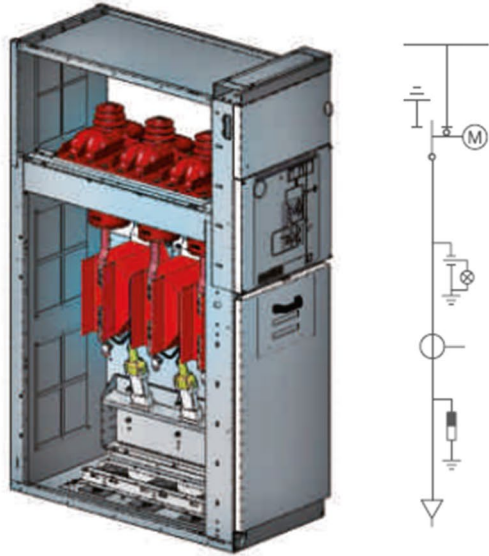
Figura 18: scomparti MT con isolamento misto (a) e in aria (b)

In particolare, sono previsti i seguenti scomparti:

- scomparto risalita cavi;
- scomparto interruttore generale, con funzioni di protezione generale;
- scomparto partenza linea MT con protezione di massima corrente e di interfaccia;
- scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

di cui, indicativamente, vengono riportate le immagini¹:

¹ Le immagini riportate sono indicative e si riferiscono ad un Costruttore specifico. La scelta non risulta vincolante e in fase di progettazione esecutiva, si potrà fare riferimento ad altro Costruttore.



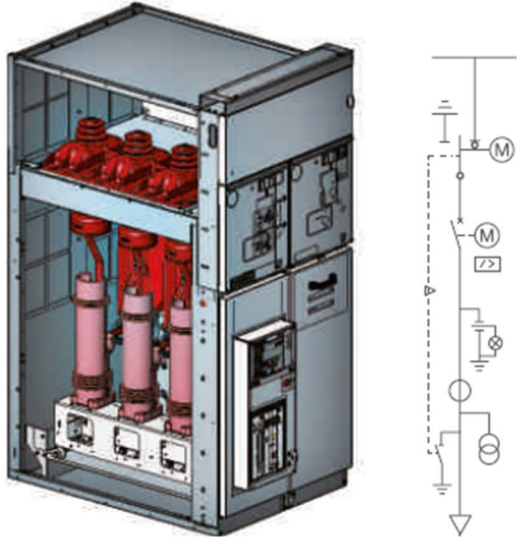
I-SDC Unità con interruttore di manovra-sezionatore

Unità disponibili nelle larghezze 375 mm e 500 mm.

L'unità interruttore di manovra-sezionatore con cavo è impiegata principalmente come un'unità di arrivo, ad anello o di derivazione. L'unità base è provvista di un interruttore di manovra-sezionatore a 3 posizioni. L'interruttore di manovra-sezionatore a 3 posizioni può trovarsi in una delle tre posizioni "chiuso", "aperto" o "a terra", impedendo quindi manovre errate.

L'accesso alla cella cavi è possibile nella posizione "a terra". L'ispezione delle connessioni dei cavi e segnalatori di guasto, se utilizzati, può essere facilmente effettuata dalla finestra della porta frontale.

Figura 19: scomparto MT arrivo linea



S - SBC Unità interruttore con interruttore di manovra-sezionatore

Unità disponibile nella larghezza di 750 mm.

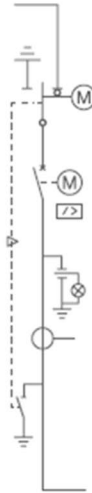
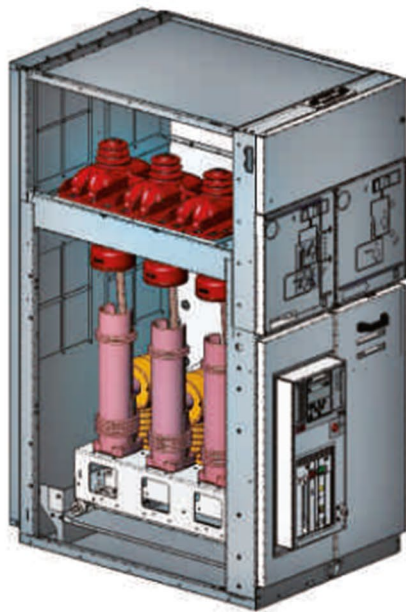
L'unità interruttore S-SBC è realizzata per il controllo e la protezione di distributori a chiave, reti, motori, trasformatori, batterie di condensatori, ecc.

L'unità può essere dotata di un interruttore in vuoto o in gas SF6. L'interruttore è montato su una guida e fissato alle sbarre. Per la manovra di sezionamento è previsto un interruttore di manovra-sezionatore a 3 posizioni dotato di sezionatore di terra, montato tra l'interruttore e le sbarre.

La porta è interbloccata meccanicamente con la posizione di terra dell'interruttore di manovra-sezionatore per garantire la sicurezza del personale.

L'unità è progettata per essere dotata di TA e TV (dimensioni come da norma DIN, vedere componenti principali). In alternativa, è disponibile un interruttore con sensore di corrente e relè integrato.

Figura 20: scomparto MT partenza linea



S - SBS Unità interruttore con interruttore di manovra - sezionatore- sezionamento

Unità disponibile nella larghezza di 750 mm.

L'unità interruttore di manovra-sezionatore con interruttore per sezionamento è utilizzata insieme all'unità risalita. Le unità standard sono dotate di un interruttore di manovra-sezionatore a 3 posizioni collegato in serie con un interruttore per il sezionamento della sbarra.

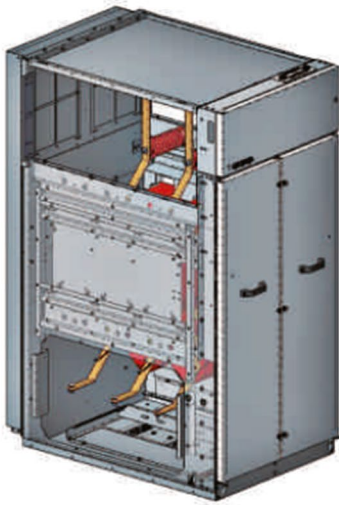
L'unità è dotata di un interruttore in vuoto o in gas SF₆. L'interruttore è montato su una guida e fissato alle sbarre.

Il sistema di messa a terra dell'interruttore di manovra-sezionatore è sempre integrato.

La porta è interbloccata meccanicamente con la posizione di terra dell'interruttore di manovra-sezionatore per garantire la sicurezza del personale.

L'unità è progettata per essere dotata di TA (dimensioni come da norma DIN). In alternativa, è disponibile un interruttore con sensore di corrente e relè integrati.

Figura 21: scomparto MT dispositivo generale

R-UMP Unità misure universale**Unità disponibile con larghezza 750 mm.**

L'unità è impiegata nelle applicazioni di media tensione in cui è richiesto un pannello dedicato per trasformatori di misura. L'unità è molto flessibile, sono disponibili sei configurazioni, ingresso in sbarre e uscita in cavo, ingresso ed uscita in cavo, ingresso e uscita in sbarra.

Le configurazioni indicate soddisfano pienamente i requisiti dei clienti più esigenti.

L'accesso ed il montaggio dei trasformatori di misura è facile e sicuro, l'unità è dotata di un'ampia porta che permette l'accesso sul fronte. È possibile prevedere sulla porta i sigilli di sicurezza e/o i lucchetti.

I trasformatori di misura sono montati singolarmente su piastre scorrevoli, le quali sono fissate su guide posizionate alle pareti.

L'unità è predisposta per montare trasformatori di misura di tipo DIN e tipo ARTECHE.

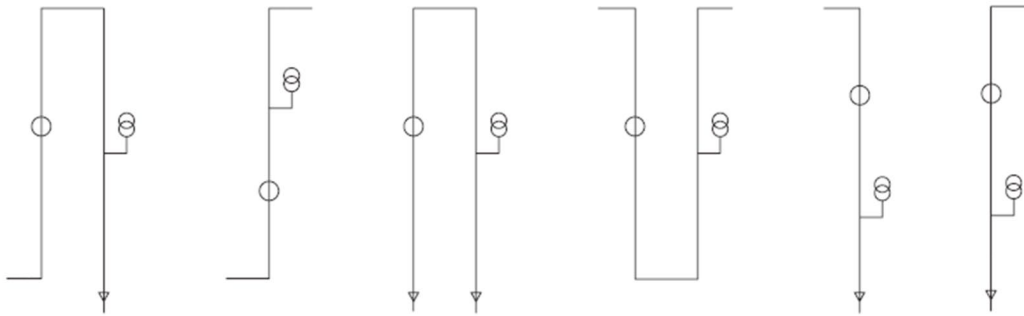
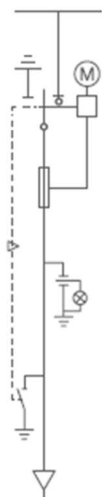
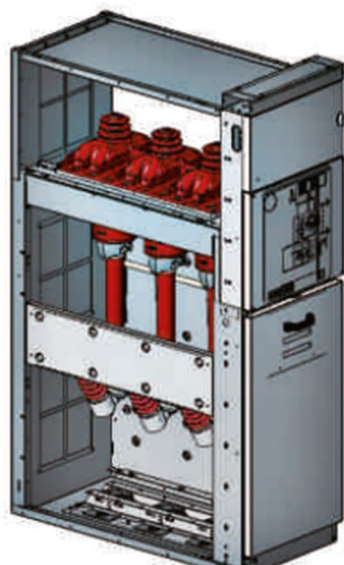


Figura 22: unità risalita universale



T-SFC Unità interruttore di manovra-sezionatore con fusibili

Unità disponibili nelle larghezze 375 mm e 500 mm.

L'unità interruttore di manovra-sezionatore con fusibili tipo T-SFC è utilizzata principalmente per la protezione dei trasformatori. L'unità è dotata di un interruttore di manovra-sezionatore a 3 posizioni e di un sezionatore di terra. Per la messa a terra dei fusibili, il sezionatore di terra integrato agisce sul lato a monte, mentre un sezionatore di terra separato agisce sul lato a valle dei fusibili. Viene utilizzato un comando a doppia molla con intervento automatico dei fusibili. L'accesso alla cella cavi è possibile nella posizione "a terra". L'ispezione delle connessioni dei cavi e degli indicatori di guasto, se utilizzati, può essere facilmente effettuata dalla finestra della porta frontale.

Figura 23: scomparto MT protezione trasformatore servizi ausiliari

10. Trasformatore Servizi Ausiliari

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



Figura 24: trasformatore MT/BT in resina

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

- $A_n = 160$ kVA;
- $V_{1n} = 20$ kV;
- $V_{2n} = 0,4$ kV;
- Collegamento avvolgimento BT: Yn;
- Collegamento avvolgimento MT: D;
- Gruppo: 11;
- $V_{cc}\% = 6\%$;
- Isolamento in resina.

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.

11. Quadro elettrico generale di bassa tensione servizi ausiliari

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

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

12. Impianti Ausiliari di Campo - Generalità

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”. Negli impianti speciali viene annoverato:

12.1 Impianto di illuminazione

Il progetto dell'impianto di illuminazione dell'impianto fotovoltaico d'utenza, 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 4,50m e altezza totale fuori terra di 4,00m.

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.1, l'illuminazione bassa utilizzata per l'illuminazione della viabilità interna, mentre quella alta, in Fig.2, è utilizzata per l'illuminazione del perimetro d'impianto.

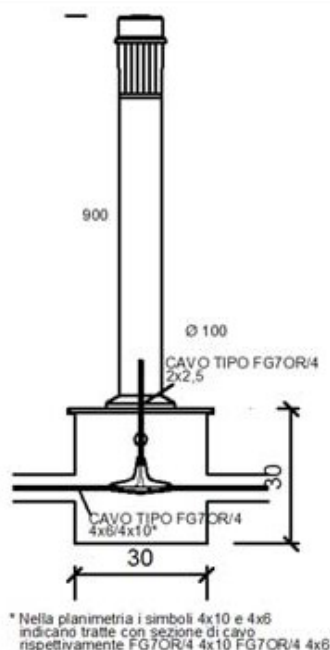


Figura 25

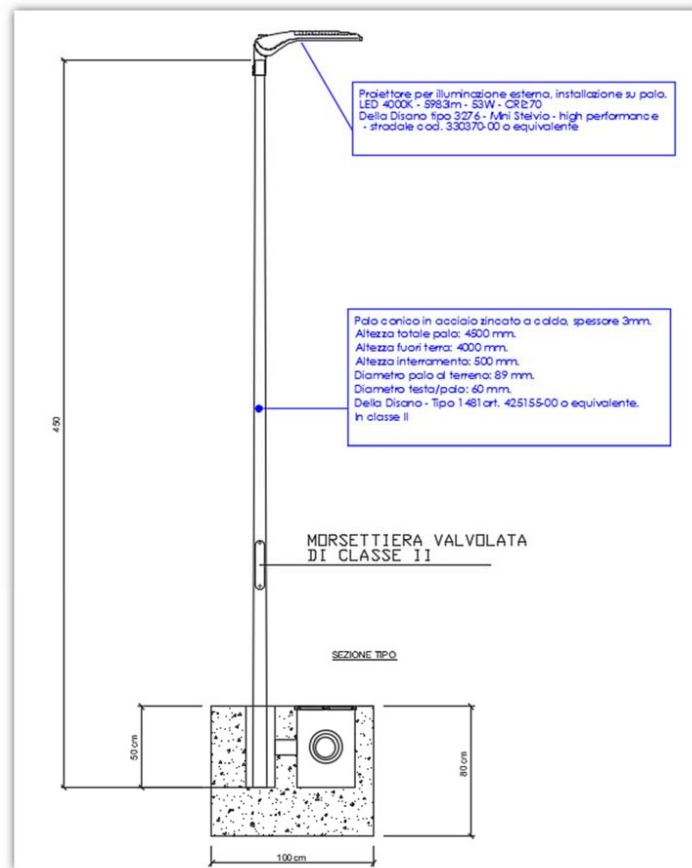


Figura 26

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 1m x 0,8m x 0,7m. 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 27

- Uno della potenza individuale di 8W in alluminio estruso di diametro 100cm con calotta in pressofusione tipo 1531 della Disano modello Faro 2 (o equivalente).



Figura 28

Alla base di ciascun palo sarà realizzato un pozzetto di derivazione con corpo in cls e chiusino 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

conduttura 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.

12.2 l'impianto di video-sorveglianza

L'impianto FV è dotato di 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. Il sistema di videosorveglianza, come quello di illuminazione, sarà montato su pali di acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo, adibiti anche all'illuminazione. I pali saranno dislocati ogni 80-100m circa tra loro e le termocamere saranno fissate ad un'altezza di circa 4 metri. In modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli).

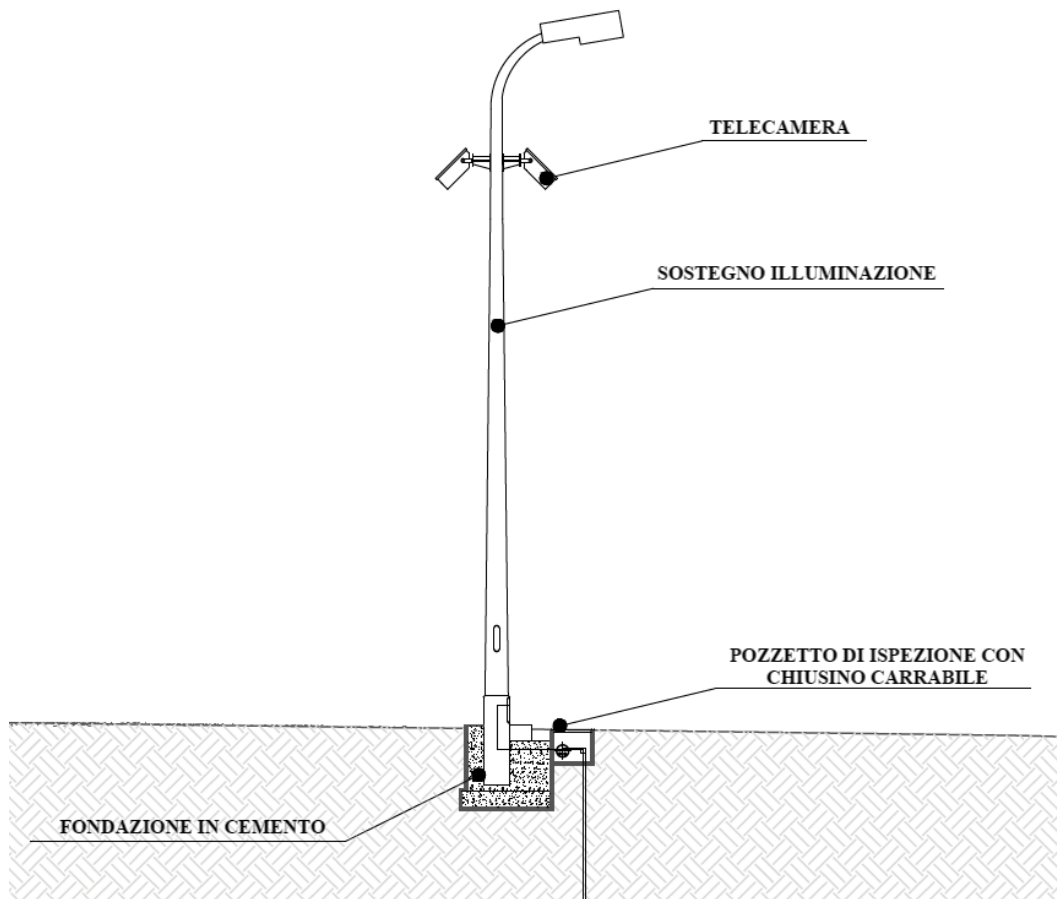


Figura 29: sostegno per impianto di videosorveglianza

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.