

REGIONE PUGLIA
 PROVINCIA DI FOGGIA
 COMUNE DI FOGGIA



PROGETTO DI UN LOTTO DI IMPIANTI AGRIVOLTAICI E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE, CON COLTIVAZIONE DI PRATO FORAGGERO VOLTA AL SOSTENTAMENTO DI UN ALLEVAMENTO DI BUFALHE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI FOGGIA (FG) IN CONTRADA TORRE DI LAMA AL FG. FG. N. 9 PP. N. 14, 119, 144, 145, 146, 86, 301, 302, 692 E 693, DI POTENZA DI 15.233,400 kW DENOMINATO "TORRE DI LAMA 3"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTI ELETTRICI



livello prog.	Cod. Pratica	Cod. Istanza	NOME FILE	DATA	SCALA
PD	T0738665	UG94WS0	A14	20/11/2022	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE



EDISON Rinnovabili S.P.A - Foro Bonaparte n°31 - 20121 Milano (MI)

ENTE

PROGETTAZIONE

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



FIRMA RESPONSABILE TECNICO

***Lotto di Impianti di produzione di energia elettrica da
fonte solare fotovoltaica da connettere alla Rete Elettrica
di Distribuzione di Media tensione***

Codice di Rintracciabilità TICA T0738665

Progetto Definitivo

Relazione tecnica calcoli preliminari impianti elettrici

Sommario

1 Definizioni.....	1
2 Premessa.....	2
3 Generatore fotovoltaico.....	4
4 Cavi di stringa.....	12
5 Inverter	15
6 Cavi elettrici BT in corrente alternata.....	16
7 Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione.....	19
8 Trasformatori BT/MT di campo isolati in resina.....	21
9 Quadri elettrici di media tensione installati all'interno delle cabine elettriche di trasformazione.....	22
10 Cavi elettrici di media tensione a 20 kV	23
11 Quadro elettrico generale di media tensione	29
11 Trasformatore servizi ausiliari isolato in resina.....	31
12 Quadro elettrico generale di bassa tensione.....	33

1 Definizioni

Ai fini del presente documento si applicano le definizioni riportate nel Glossario della “Norma CEI 0-16 – Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”. Nel presente elenco si riportano alcune di esse opportunamente integrate.

Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.

Centrale fotovoltaica

Insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento.

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante.

Potenza di picco

Il dato di potenza nominale presente solo per gli impianti fotovoltaici. È definita come la potenza istantanea (espressa in kWp) erogata da un pannello fotovoltaico in determinate condizioni standard, cioè con irraggiamento di 1000 W/m^2 , temperatura ambiente di $25 \text{ }^\circ\text{C}$, posizione del sole a 1,5 AM.

Sottocampo fotovoltaico

Le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di media tensione attraverso linee di sottocampo

2 Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del Progetto Definitivo di un “*lotto di impianti di produzione di energia elettrica¹ da fonte solare*”, che la Società Edison Rinnovabili S.p.A. intende realizzare nel territorio comunale di Foggia in Contrada Torre di Lama.

Come deducibile dalle tavole di progetto allegate, il lotto risulta costituito da *n° 3 impianti di produzione distinti* aventi una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici previsti in fase di progettazione definitiva e valutate in condizioni STC, pari a *5.065,20 kWp, 5.065,20 kWp e 5.103, 00 kWp* rispettivamente, per una *potenza complessiva installata di 15.233,4 kWp*.

Ciascun impianto facente parte del lotto, è stato suddiviso a sua volta in 3 sottocampi fotovoltaici e, conformemente a quanto prescritto dal Distributore con preventivo di connessione del 21.07.2021 Codice di Rintracciabilità T0738665, verrà allacciato alla rete elettrica di distribuzione di media tensione a mezzo di una cabina di consegna dedicata, collegata in antenna con uno stallo di media tensione della futura Cabina Primaria AT/MT Foggia-Amendola:

¹ Per lotto di impianti di produzione si intende un gruppo di impianti di produzione distinti, alimentati da fonti rinnovabili e/o di cogenerazione ad alto rendimento ubicati sullo stesso terreno o su terreni adiacenti eventualmente separati unicamente da strada, strada ferrata o corso d’acqua, ciascuno dei quali è connesso direttamente alla rete di e-Distribuzione S.p.A.

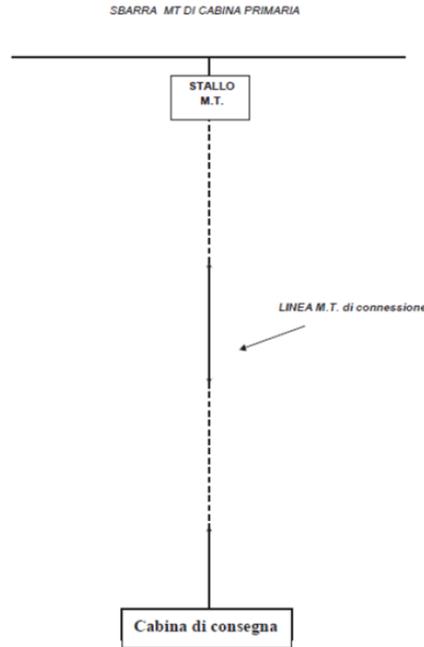


Figura 1: schema di principio inserimento in antenna su stallo MT di Cabina Primaria

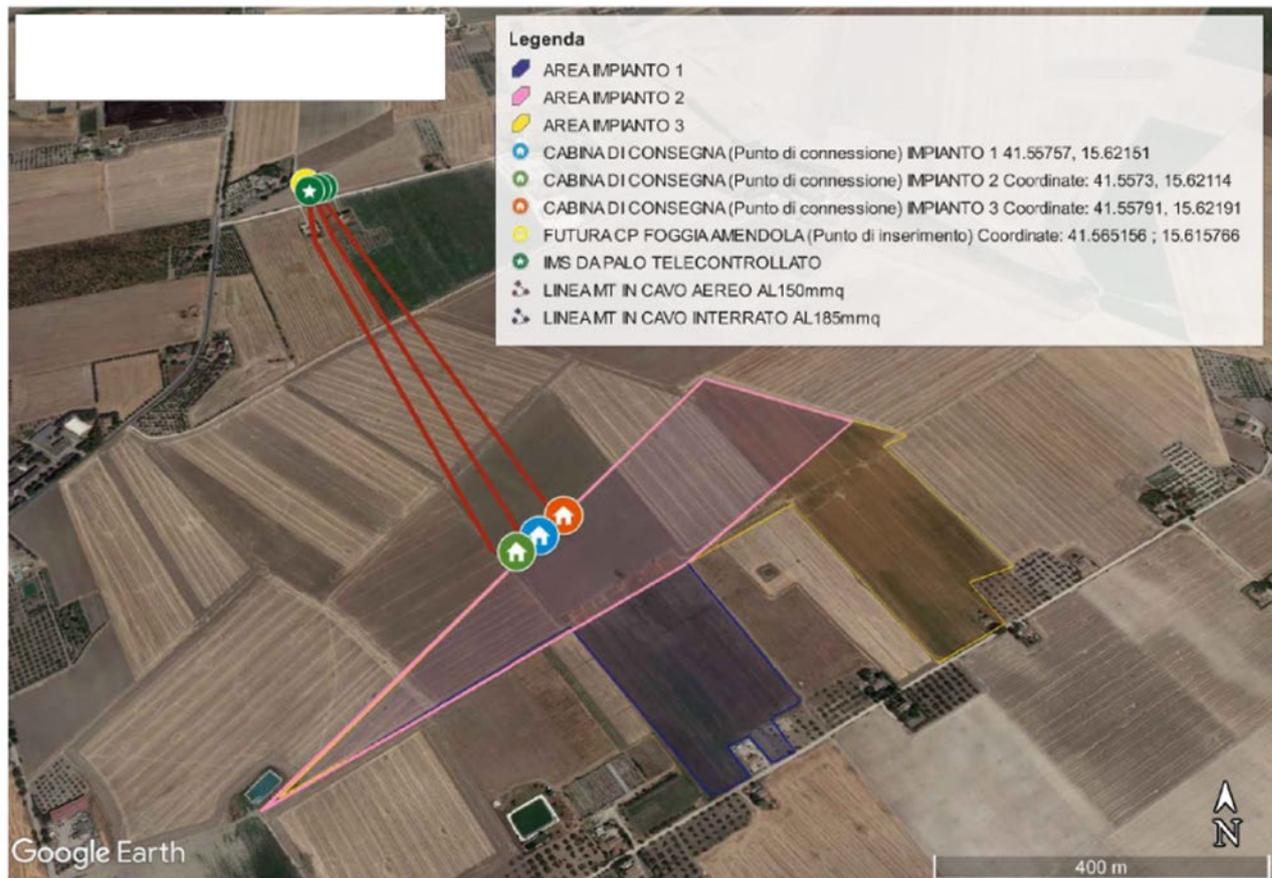


Figura 2: inquadratura territoriale dei tre impianti di produzione costituenti il lotto, delle relative cabine di consegna e delle linee elettriche di media tensione di collegamento con la futura Cabina Primaria

Nel presente elaborato, verranno illustrati i criteri applicati ai fini del dimensionamento di tutte le apparecchiature facenti parte dell'Impianto di Utente (cavi elettrici, quadri elettrici, trasformatori, ecc) fermo restando che le scelte adottate potranno subire modifiche in fase di progettazione esecutiva in funzione dell'evoluzione tecnologica e della disponibilità del mercato.

3 Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari delle strutture fisse fotovoltaiche 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.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici da **700 Wp** di tipo bifacciale, le cui caratteristiche elettriche, misurate in condizioni STC (**AM=1,5; E=1000 W/m²; T=25 °C**) sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

Mechanical Data

Number of Cells	132 Cells (6x22)
Dimensions of Module L*W*H	2384 x 1303 x 35mm
Weight	38.2kg
Front Side Glass	High transparency solar glass 2.0mm
Back Side Glass	High transparency solar glass 2.0mm
Frame	Black/Silver, anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 Rated, 3 Diodes
Cable	4.0mm ² , Portrait: 350mm / Landscape: 1400mm
Wind/Snow Load	2400Pa/5400Pa*
Connector	MC Compatible
Bifaciality	80±5%

*Please check the installation manual for more details

Electrical Specification (STC*)

Maximum Power (Pmax/W)	680	685	690	695	700
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	41.49	41.65	41.80	41.95	42.10
Maximum Power Current (Imp/A)	16.39	16.45	16.51	16.57	16.63
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.5	49.66	49.82	49.98	50.13
Short Circuit Current (Isc/A)	17.19	17.25	17.31	17.37	17.43
Module Efficiency (%)	21.9	22.1	22.2	22.4	22.5
Power Output Tolerance (W)	0~+5				

* Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5

Electrical Specification (BSTC*)

Maximum Power (Pmax / W)	750	756	761	767	772
Maximum Power Voltage (Vmp / V)	41.49	41.65	41.80	41.95	42.10
Maximum Power Current (Imp / A)	18.08	18.16	18.21	18.29	18.34
Open Circuit Voltage (Voc / V)	49.50	49.66	49.82	49.98	50.13
Short Circuit Current (Isc / A)	18.96	19.04	19.09	19.17	19.22

* Frontal irradiance 1000W/m², back side irradiance 100W/m², Ambient Temperature 25°C, Air Mass 1.5

Maximum Ratings

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC
Max Series Fuse Rating	35A

Temperature Ratings

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	44±2°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.04%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.26%/°C

Packaging Configuration

Module per Box	31 pieces
Module per 40' Container	558 pieces

Module Dimension

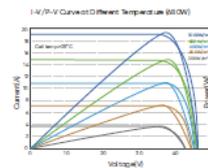
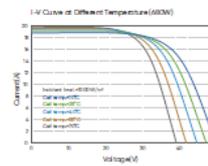
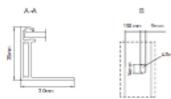
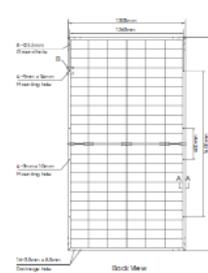


Figura 3: scheda tecnica moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

Per massimizzare la producibilità energetica, si è scelto di utilizzare inverter multistringa HUAWEI SUN2000 215 KTL-H3, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

SUN2000-215KTL-H3
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



SOLAR.HUAWEI.COM

Figura 4: scheda tecnica inverter multistringa HUAWEI SUN2000 2015-KTL-H3

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:

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

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

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove

- $U_{oc(25^\circ C)}$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;

- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

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

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

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

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

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

dove:

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

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

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

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$ 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:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

essendo $U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$ 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/m².

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 le strutture fisse scelte sono predisposte per l'installazione di 27 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 27 moduli, ottenendo esito positivo.***

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, ciascun impianto facente parte del lotto è stato suddiviso in 3 sottocampi fotovoltaici, per ciascuno dei quali è prevista una cabina elettrica di trasformazione all'interno della quale verrà installato un trasformatore di potenza la cui funzione è quella di innalzare la tensione del campo di generazione al valore del punto di inserimento in rete (20 kV). Ciascuna cabina elettrica di trasformazione, a sua volta, verrà collegata al quadro elettrico generale di media tensione di pertinenza a mezzo di una linea elettrica di media tensione dedicata. Quanto descritto, viene rappresentato negli schemi a blocchi di seguito riportati:

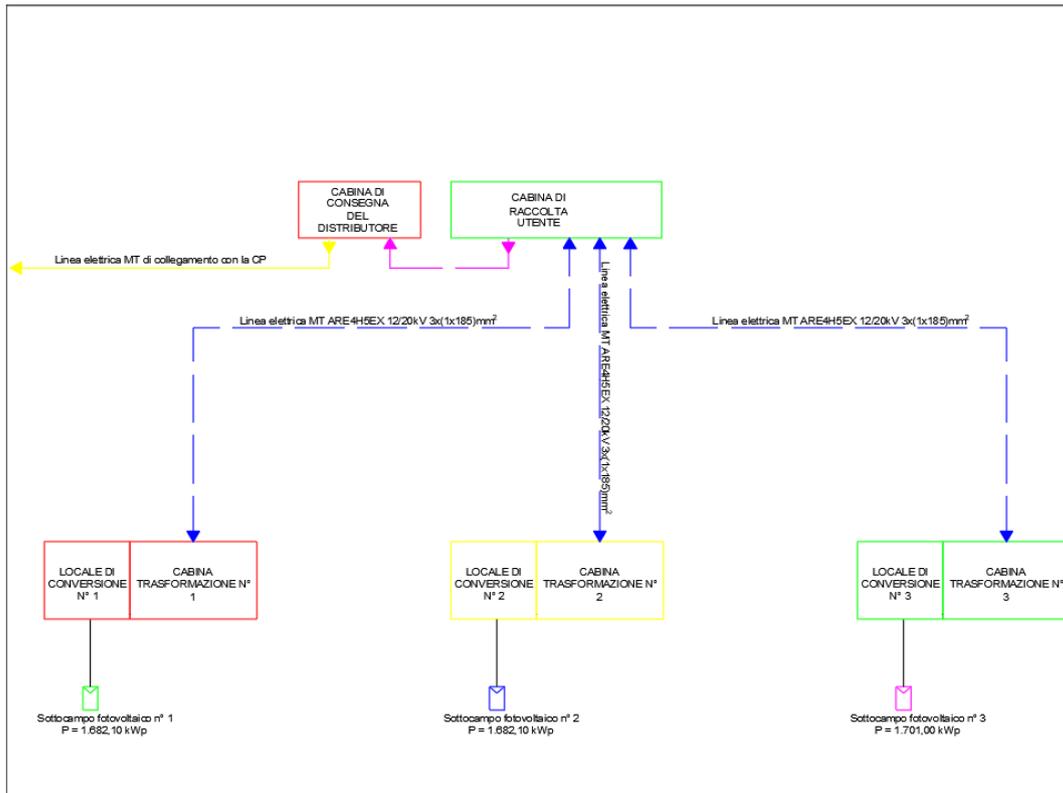


Figura 5: schema a blocchi impianto fotovoltaico n° 1

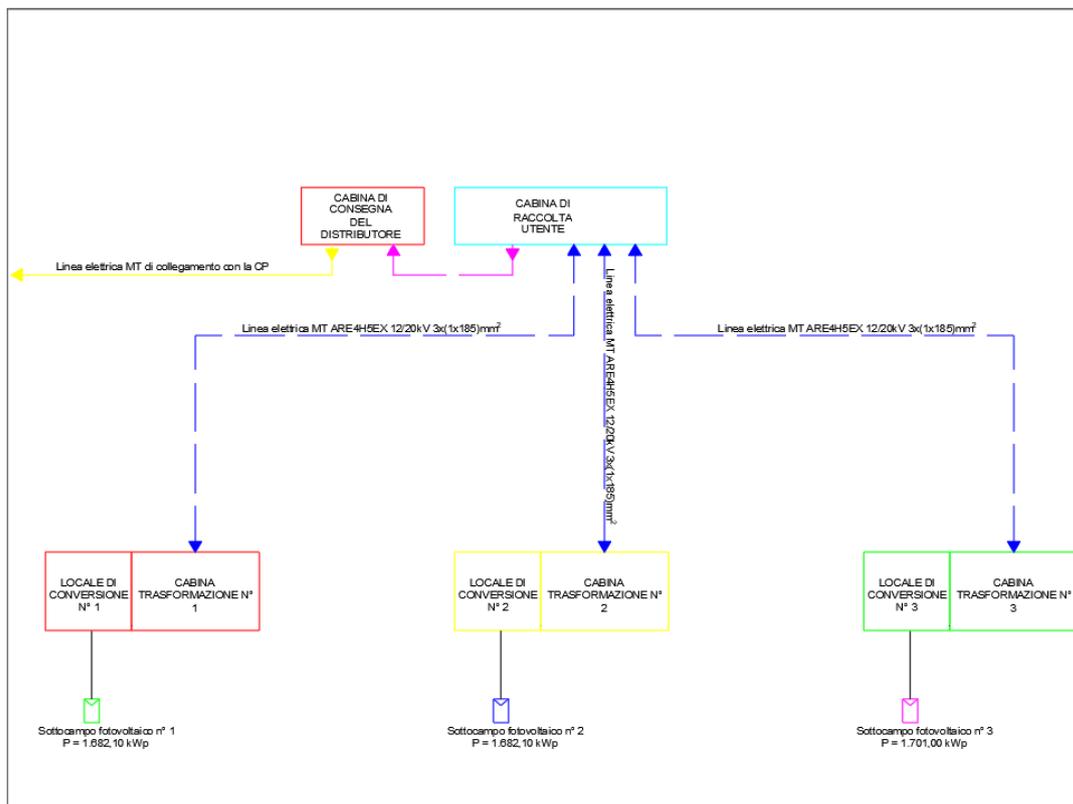


Figura 6: schema a blocchi impianto fotovoltaico n° 2

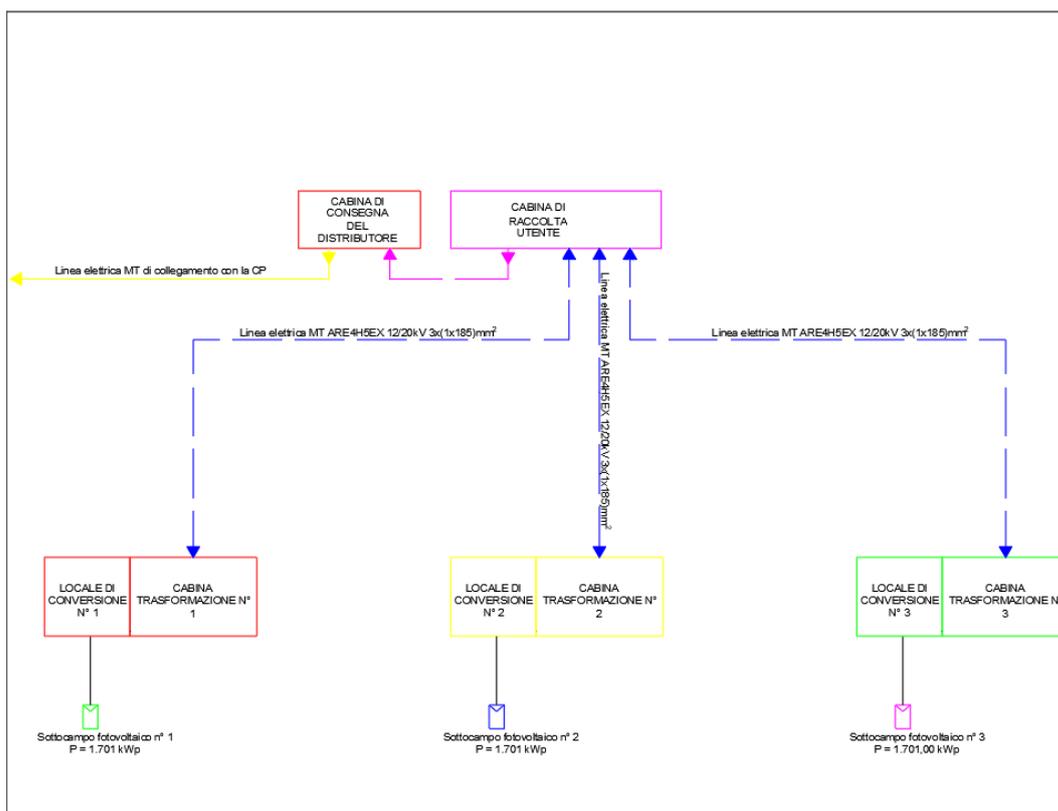


Figura 7: schema a blocchi impianto fotovoltaico n° 3

4 Cavi di stringa

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



Figura 8: 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):

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

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_{z0} è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- K₁ è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura ambiente è diversa da 30°C;
- K₂ 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 (17,34 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, si ottiene:

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

da cui:

$$I_Z \geq 1,25 I_{sc} = 21,8 \text{ A} \quad (1)$$

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 effettivamente differire da quelle ipotizzate in questa fase della progettazione, cautelativamente si è scelto di utilizzare cavi da 6 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 9: scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

5 Inverter

In fase di progettazione definitiva, al fine di massimizzare la producibilità energetica, si è scelto di utilizzare inverter multistringa HUAWEI SUN2000-215KTL-H3, le cui caratteristiche sono desumibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

SUN2000-215KTL-H3 Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



SOLAR.HUAWEI.COM

Figura 10: scheda tecnica inverter multistringa HUAWEI SUN2000-215KTL-H3

Considerando che la potenza nominale² di ciascun impianto facente parte del lotto, dichiarata in fase di richiesta di connessione alla rete, è pari a **5000 kW**, è stato calcolato il numero di inverter necessari applicando la seguente relazione:

$$n^{\circ} \text{ inverter} = \frac{\text{Potenza nominale impianto [kW]}}{\text{Potenza nominale del singolo inverter [kW]}} = \frac{5000}{200} = 25$$

i quali verranno installati in prossimità delle stringe fotovoltaiche ivi sottese in posizione quanto più possibile baricentrica in modo tale da ottimizzare l'estensione delle linee elettriche di bassa tensione in corrente continua.

6 Cavi elettrici BT in corrente alternata

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

Il 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).

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 0,8 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 6, dato che in parte, la trincea di scavo verrà condivisa;
- Tipologie di cavi: 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:

$$I_B \leq I_Z = I_{z0} K_1 K_2 K_3 K_4 \quad (2)$$

² Ai sensi della Norma CEI 0-16 per potenza nominale dell'impianto fotovoltaico si intende la somma delle potenze nominali degli inverter installati.

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

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 11-17:

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	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 11: fattore correttivo per temperature di posa diverse da 20°C

Numero di cavi	DISTANZA FRA I CIRCUITI ^(a) (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

Figura 12: fattore 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 13: fattore di correzione per differenti valori della profondità di posa

Resistività del terreno (K·m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

Figura 14: fattore di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno

Tenendo conto delle condizioni di posa previste dal progetto, considerando cautelativamente una corrente di impiego pari alla massima corrente erogabile dagli inverter scelti (155,2 A), un fattore correttivo della portata che tiene conto della presenza di più circuiti nella stessa trincea pari a 0,6 (tubi a contatto), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (2) è quella da 185 mm². Tuttavia, nell'ottica di limitare le cadute di tensione e le perdite di potenza attiva per effetto Joule, considerando inoltre che le condizioni di posa potranno differire da quelle ipotizzate in fase di progettazione definitiva, 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	
							20°C In ground	30° In air or pipe
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ωm/km)	(A)	(A)
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	308	-
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

Figura 15: scheda tecnica cavi BT FG7OR

7 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 il cui schema 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^2t è l'energia specifica passante dell'interruttore;
- K^2S^2 è l'energia massima tollerabile dal cavo.

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

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

$$155,2 \text{ A} \leq I_n \leq 216 \text{ A}$$

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. Nel caso più sfavorevole, allo stesso quadro BT afferiscono 13 linee conseguentemente si ottiene:

$$I_n \geq 13 \times 155,2 = 2018 \text{ A}$$

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.

8 Trasformatori BT/MT di campo isolati in resina

Per ciascun sottocampo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un *trasformatore di potenza BT/MT isolato in resina* dimensionato in funzione del numero di inverter sottesi, a mezzo della relazione di seguito riportata:

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

Tenendo conto del numero di inverter previsti per ciascun sottocampo e del limite imposto dal Distributore sulla potenza massima installabile, pari a 2000 kVA nel caso di connessione a 20kV, si è scelto di utilizzare trasformatori in resina da 2000 kVA, le cui caratteristiche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

**SERIE ECOTR – TRASFORMATORI MEDIA TENSIONE IN RESINA
MT/BT 24kv**

Dati tecnici:
 Classe di isolamento 24 kV
 Tensione primaria 20.000V ± 2x2,5%
 Tensione secondaria 400V
 Frequenza 50Hz
 Gruppo vettoriale Dyn11
 Materiale Conduttore : AL/AL
 Regolazione ±2x2,5%
 Classe di isolamento F/F
 Sovratemperatura 100 K
 Classe E2-C2-F1 CESI
 certificato according to IEC 60076-11 edition 2004
 Raffreddamento AN
 Installazione interna
 Temperatura Ambiente 40°C
 Altitudine ± 1000 m
 Grado di protezione IP00

Equipaggiamento standard:
 Golfari di sollevamento
 Golfari di traino
 Targa caratteristiche
 Ruote orientabili
 Morsetti per il collegamento a terra in acciaio inox
 Morsettiera sugli avvolgimenti primari per la regolazione ± 2x2,5% della tensione nominale
 Terna di Termosonde PT100
 Sonde cablate in cassetta con morsettiera per il collegamento della centralina termometrica
 Manuale di uso e installazione

Norme di riferimento: CEI 96-3 CEI EN 61558-1 CEI 96-7 CEI EN 61558-2-6 CEI 62-5 reg.UE548/2014 in applicazione della DIRETTIVA EUROPEA 2009/125/CE

Classe di isolamento 24 kV

Perdite Ao-Ak-Bk -
Reg. UE548/2014

CODICE	POTENZA	Po -Ao	Pcc -	Pcc -	Vcc%	Io	DIMENSIONI			PESO
	(KVA)	(W)	(W)	(W)	(%)	(%)	L	(mm) P	H	(Kg)
ECOTR0100Y4001	100	280	2050	Bk	6	1,8	1250	800	1200	980
ECOTR0160Y4001	160	400	2900	Bk	6	1,7	1400	800	1200	1100
ECOTR0200Y4001	200	460	3350	Bk	6	1,7	1400	800	1400	1150
ECOTR0250Y4001	250	520	3800	Bk	6	1,5	1400	800	1450	1250
ECOTR0315Y4001	315	635	4650	Bk	6	1,5	1400	800	1650	1350
ECOTR0400Y4001	400	750	5500	Bk	6	1,3	1500	800	1650	1500
ECOTR0500Y4001	500	925	6550	Bk	6	1,1	1600	800	1650	1650
ECOTR0630Y4001	630	1100	7600	Bk	6	1	1600	800	1750	1750
ECOTR0800Y4001	800	1300	8900	Ak	6	1	1600	1000	1850	2100
ECOTR1000Y4001	1000	1550	9900	Ak	6	0,9	1650	1000	1900	2600
ECOTR1250Y4001	1250	1800	11000	Ak	6	0,9	1750	1000	1900	2900
ECOTR1600Y4001	1600	2200	13000	Ak	6	0,7	1800	1300	2100	3600
ECOTR2000Y4001	2000	2600	16000	Ak	6	0,6	1950	1300	2150	4200
ECOTR2500Y4001	2500	3100	19000	Ak	6	0,5	2850	1300	2250	4800
ECOTR3150Y4001	3150	3800	22000	Ak	6	0,4	3150	1350	2450	5200

Figura 16: scheda tecnica trasformatori di potenza BT/MT

Per maggiori dettagli, si rimanda allo schema elettrico unifilare.

9 Quadri elettrici di media tensione installati all'interno delle cabine elettriche 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.

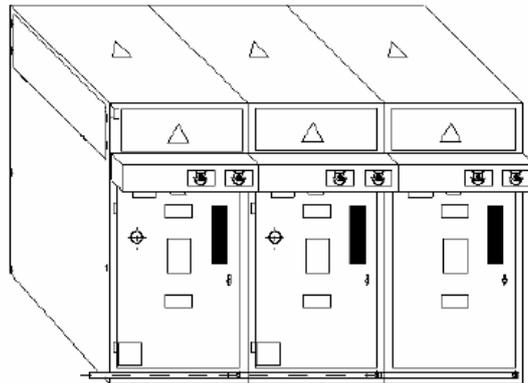


Figura 17: quadro MT costituito da scomparti con isolamento in aria accoppiati tra loro in modo tale da costituire un'unica apparecchiatura

Nel dettaglio, lo schema del quadro proposto prevede l'utilizzo di una unità arrivo linea ed un modulo MT "Unità interruttore con interruttore di manovra-sezionatore" per la protezione del trasformatore di cui, a titolo esemplificativo e non vincolante, vengono riportate le immagini con il relativo schema elettrico unifilare:

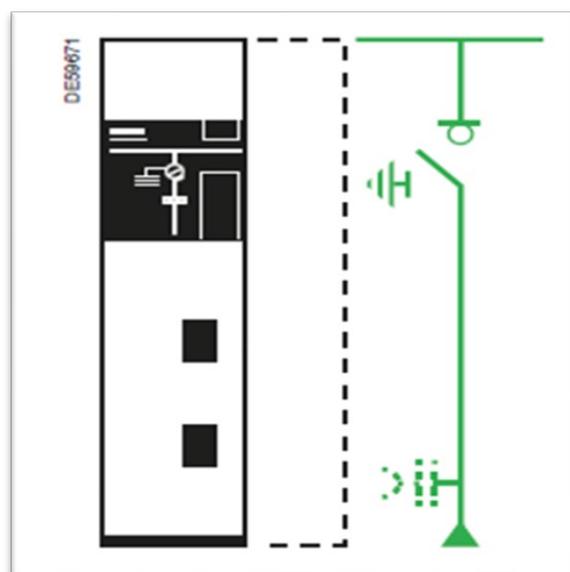


Figura 18: unità arrivo cavi

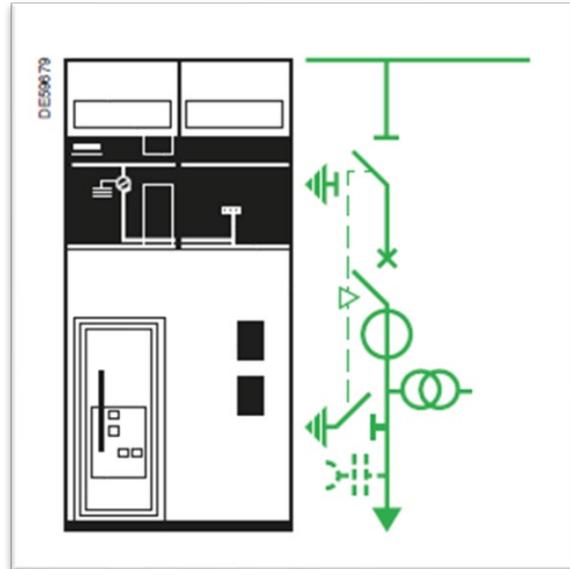


Figura 19: scomparto MT protezione trasformatore di potenza

Gli scomparti scelti, sono isolati in aria e dimensionati per reti con correnti di cortocircuito pari a 16 kA.

10 Cavi elettrici di media tensione a 20 kV

Ciascuna cabina elettrica di trasformazione verrà collegata al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta di pertinenza, a mezzo di una linea elettrica di media tensione in cavo interrato, dimensionata in funzione della potenza da trasmettere:

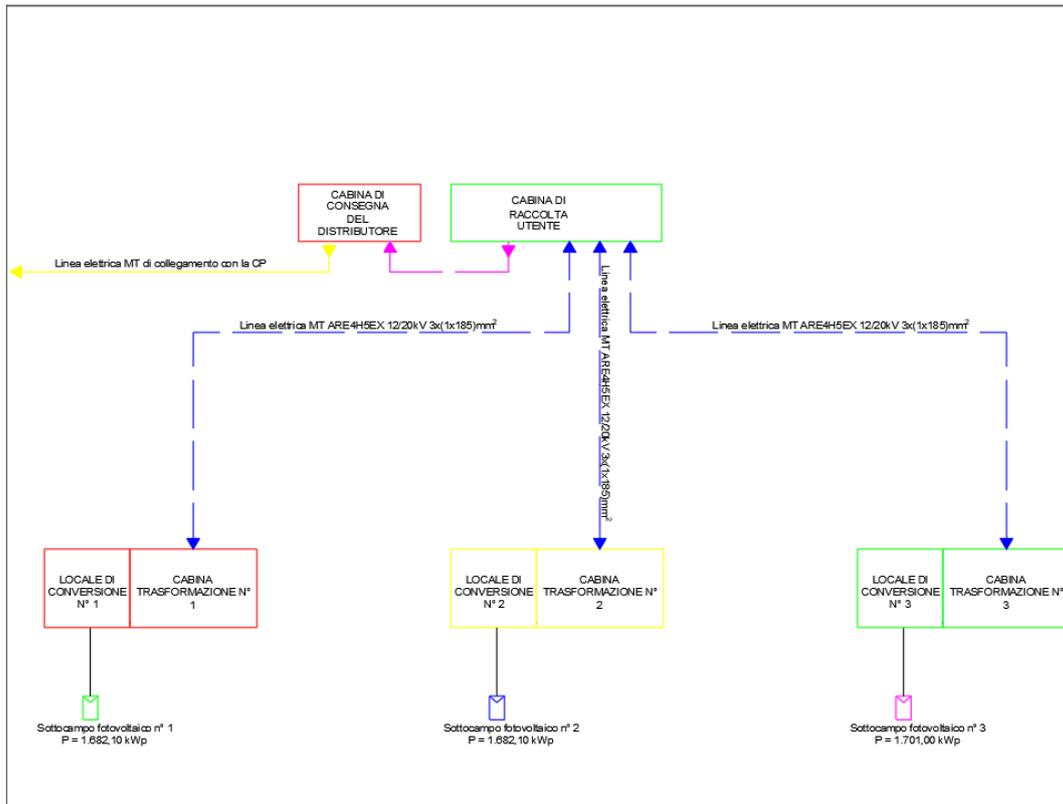


Figura 20: schema a blocchi impianto FV n° 1

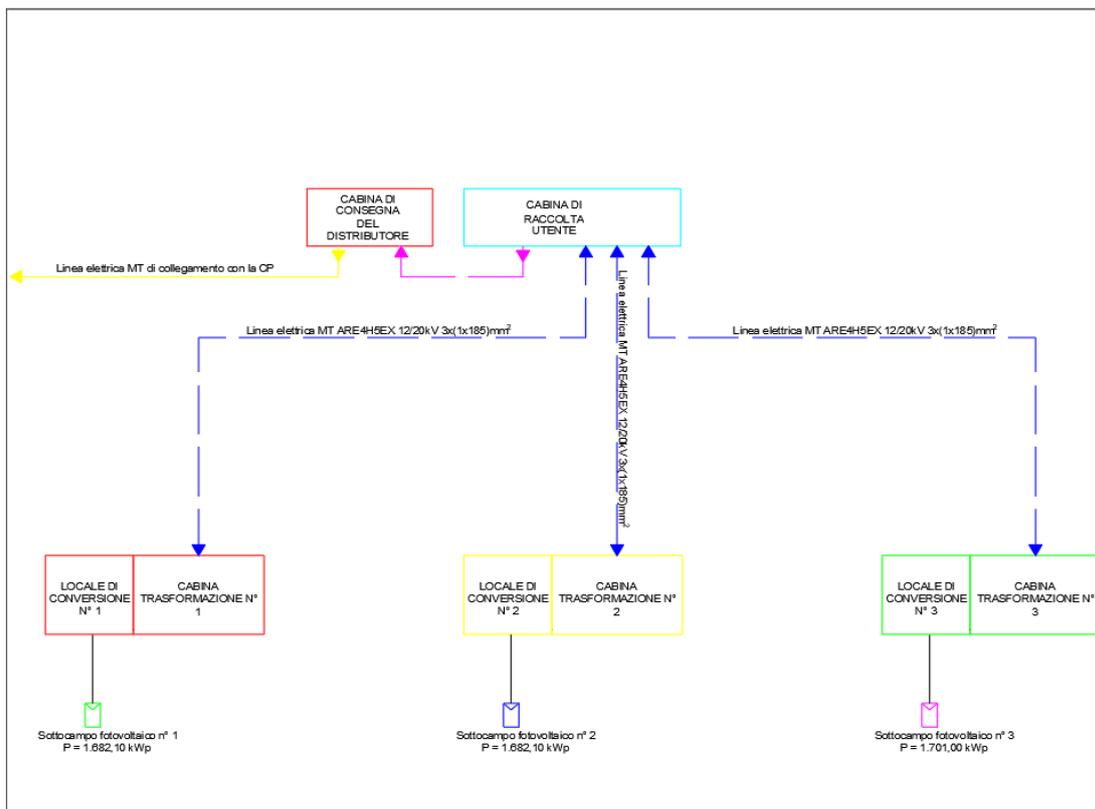


Figura 21: schema a blocchi impianto FV n° 2

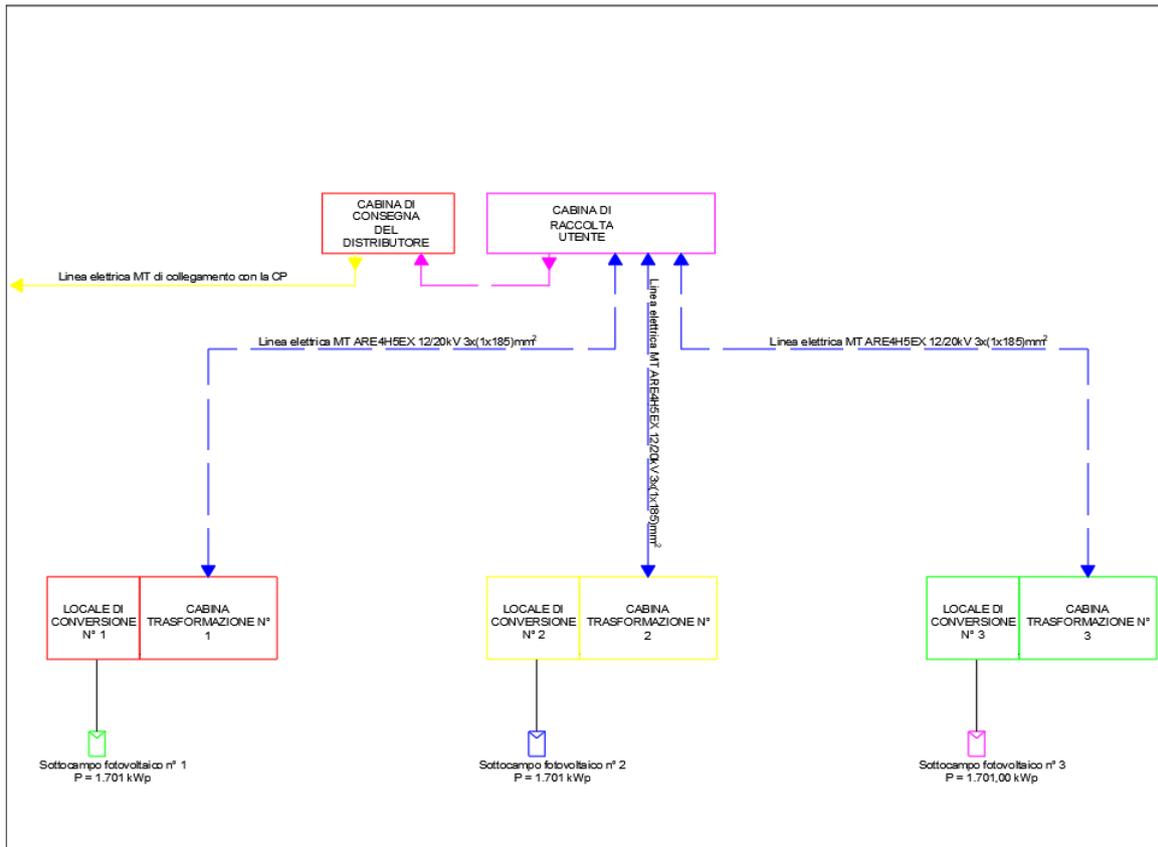


Figura 22: schema a blocchi impianto FV n° 3

Le linee verranno interrato ad una profondità di posa non inferiore a 1,20 m e si svilupperanno secondo il tracciato di seguito riportato:



Figura 23: Tracciato linee MT impianto 1

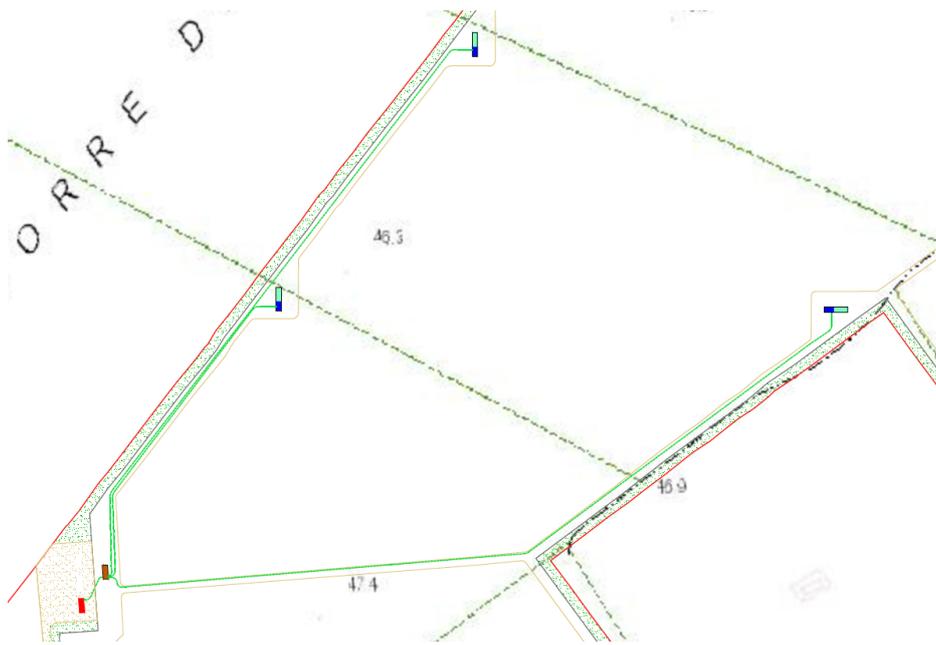


Figura 24: Tracciato linee MT impianto 2



Figura 25: Tracciato linee MT impianto 3

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).

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;
- Più circuiti installati all'interno della stessa trincea di scavo, dato che in parte la trincea verrà condivisa con altre linee (per maggiori dettagli si rimanda alle tavole di progetto allegate);

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



Figura 26: cavi tripolari ad elica visibile

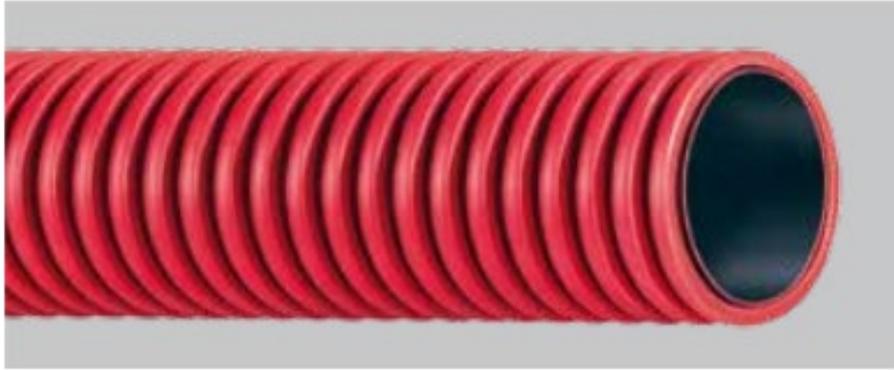


Figura 27: tubi protettivi in PE

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 1,2m;
- 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 di ciascuna linea, è stato condotto considerando prudenzialmente la condizione di esercizio più gravosa, che prevede l'erogazione della potenza apparente nominale del trasformatore, mentre i valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati ricavati dalla Norma CEI 11-17.

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

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

dove:

- S è la sezione del cavo scelto;
- I è la corrente di cortocircuito trifase, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore (rame o alluminio);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione, prudenzialmente assunto pari a 1 sec.

Applicando i criteri sopra esposti, è stata determinata la sezione commerciale da adottare, la cui formazione è 3x(1x185) mm². Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione tecnica di dimensionamento dei cavi MT.

11 Quadro elettrico generale di media tensione

Il quadro elettrico generale di media tensione di ciascun impianto facente parte del lotto, verrà installato all'interno della cabina di raccolta adiacente alla cabina di consegna e-Distribuzione di pertinenza. Esso sarà costituito da scomparti MT isolati in aria 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. Lo schema del quadro proposto, prevede la presenza dei seguenti scomparti:

- scomparto arrivo linea;
- scomparto interruttore generale con funzione di dispositivo generale e di interfaccia;
- n° 3 scomparti partenza linea;
- n° 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

di cui, indicativamente, vengono riportate le immagini³:

³ 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.

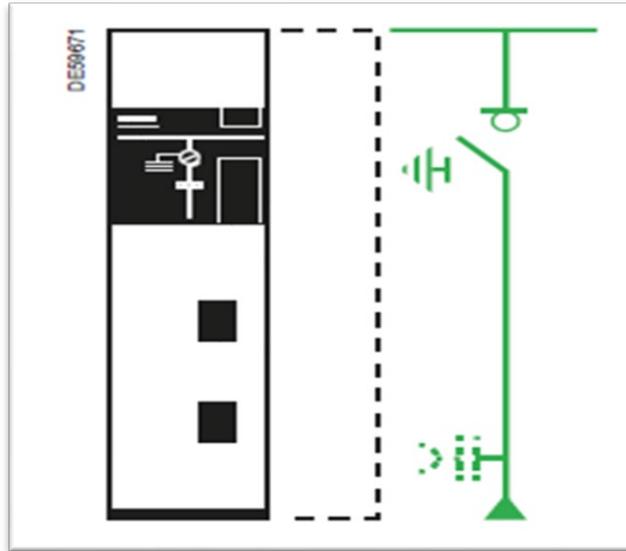


Figura 28: scoparto arrivo linea

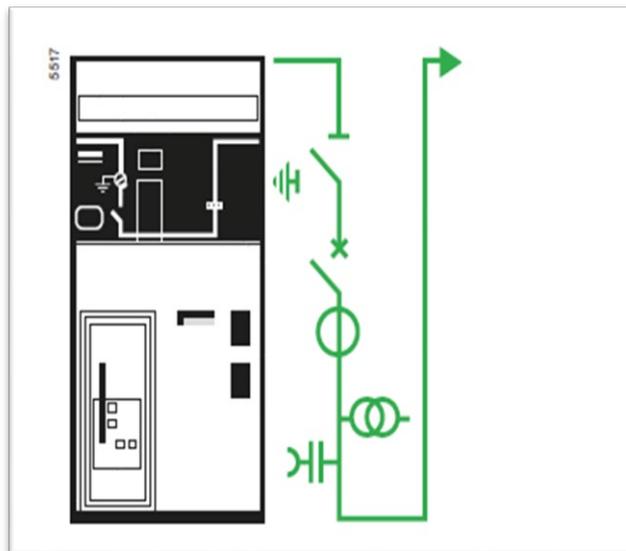


Figura 29: scoparto dispositivo generale

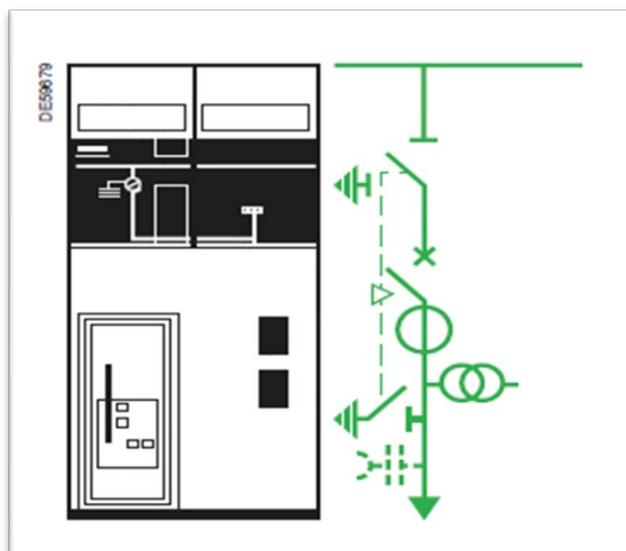


Figura 30: scomparto partenza linea

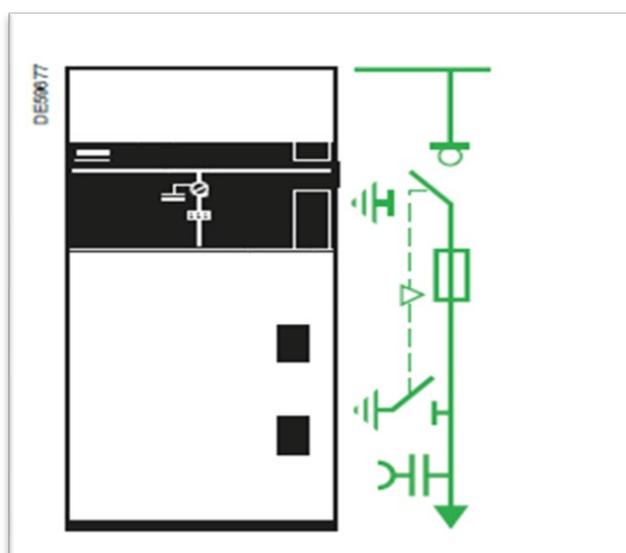


Figura 31: scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

11 Trasformatore servizi ausiliari isolato in resina

Per ciascun impianto facente parte del lotto, è previsto l'utilizzo di un trasformatore MT/BT isolato in resina per l'alimentazione dei servizi ausiliari, derivato dalle sbarre MT del quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta:



Figura 32: trasformatore MT/BT in resina

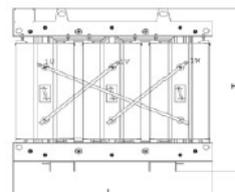
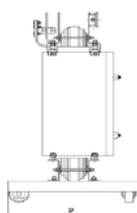
Esso è stato dimensionato in funzione della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, impianto di videosorveglianza, impianto di illuminazione, ecc) ed avrà una potenza nominale pari a $An = 160 \text{ kVA}$. Le principali caratteristiche elettriche della macchina sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito allegata:

**SERIE ECOTR – TRASFORMATORI MEDIA TENSIONE IN RESINA
MT/BT 24kv**

LEF

Dati tecnici:

Classe di isolamento 24 kV
Tensione primaria 20.000V \pm 2x2,5%
Tensione secondaria 400V
Frequenza 50Hz
Gruppo vettoriale Dyn11
Materiale Conduttore : AL/AL
Regolazione \pm 2x2,5%
Classe di isolamento F/F
Sovratemperatura 100 K
Classe E2-C2-F1 CESI
certificate according to IEC 60076-11 edition 2004
Raffreddamento AN
Installazione Interna
Temperatura Ambiente 40°C
Altitudine \leq 1000 m
Grado di protezione IP00



Equipaggiamento standard:

Golfari di sollevamento
Golfari di traino
Targa caratteristiche
Ruote orientabili
Morsesti per il collegamento a terra in acciaio inox
Morsestiera sugli avvolgimenti primari per la regolazione \pm 2x2,5% della tensione nominale
Terna di Termosonde PT100
Sonde cablate in cassetta con morsetteria per il collegamento della centralina termometrica
Manuale di uso e installazione

Norme di riferimento: CEI 96-3 CEI EN 61558-1 CEI 96-7 CEI EN 61558-2-6 CEI 62-5
reg.UE548/2014 in applicazione della DIRETTIVA EUROPEA 2009/125/CE

Classe di isolamento 24 kV

Perdite Ao-Ak-Bk -
Reg. UE548/2014

CODICE	POTENZA (KVA)	Po -Ao (W)	Pcc - (W)	Pcc - (W)	Vcc% (%)	Io (%)	DIMENSIONI			PESO (Kg)
							L	(mm) P	H	
ECOTR0100Y4001	100	260	2050	Bk	6	1,8	1250	800	1200	980
ECOTR0160Y4001	160	400	2900	Bk	6	1,7	1400	800	1200	1100
ECOTR0200Y4001	200	460	3350	Bk	6	1,7	1400	800	1400	1150
ECOTR0250Y4001	250	520	3800	Bk	6	1,5	1400	800	1450	1250
ECOTR0315Y4001	315	635	4650	Bk	6	1,5	1400	800	1650	1350
ECOTR0400Y4001	400	750	5500	Bk	6	1,3	1500	800	1650	1500
ECOTR0500Y4001	500	925	6550	Bk	6	1,1	1600	800	1650	1650
ECOTR0630Y4001	630	1100	7600	Bk	6	1	1600	800	1750	1750
ECOTR0800Y4001	800	1300	8600	Ak	6	1	1600	1000	1850	2100
ECOTR1000Y4001	1000	1550	9000	Ak	6	0,9	1650	1000	1900	2600
ECOTR1250Y4001	1250	1800	11000	Ak	6	0,8	1750	1000	1900	2900
ECOTR1600Y4001	1600	2200	13000	Ak	6	0,7	1800	1300	2100	3600
ECOTR2000Y4001	2000	2600	16000	Ak	6	0,6	1950	1300	2150	4200
ECOTR2500Y4001	2500	3100	19000	Ak	6	0,5	2850	1300	2250	4800
ECOTR3150Y4001	3150	3800	22000	Ak	6	0,4	3150	1350	2450	5200

Figura 33: scheda tecnica trasformatore di potenza isolato 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.

12 Quadro elettrico generale di bassa tensione

I servizi ausiliari di ciascun impianto facente parte del lotto, verranno 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.