



REGIONE SICILIA
PROVINCIA DI CALTANISSETTA
COMUNE DI GELA



PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI GELA (CL)
IN LOCALITÀ TIMPAZZO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE
NEI COMUNI DI GELA (CL) E BUTERA (CL)

DI POTENZA PARI A **29.877,12 kWp**
DENOMINATO "**GELA TIMPAZZO**"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA
CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTI ELETTRICI



IMPIANTO
AGRIVOLTAICO
AVANZATO

LAOR
(Land Area
Occupation Ratio)
19%

LIV. PROG.	COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202202363	RS09REL0016A1	-	30/05/2024	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HF SOLAR 14 S.r.l.

Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

HORIZONFIRM

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

Arch. S. Martorana
Arch. F. G. Mazzola
Arch. A. Calandrino
Arch. G. Vella
Dott. Agr. B. Miciluzzo
Dott. Biol. M. Casisa

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROGETTISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO
PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte
energetica rinnovabile attraverso tecnologia agrivoltaica
denominato
“GELA TIMPAZZO”**

Relazione tecnica sui calcoli preliminari degli impianti elettrici

Sommario

1. Definizioni	2
1.1 Le Definizioni da normativa di riferimento.....	3
2. Premessa.....	6
3. Generatore fotovoltaico	9
4. Linee elettriche di bassa tensione in corrente continua	16
5. Quadri di parallelo stringhe	19
6. Inverter	19
7. Cavi elettrici BT in corrente alternata.....	21
8. Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione.....	22
9. Trasformatori di potenza	24
10. Quadri elettrici di media tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione.....	25
11. Cavi elettrici di media tensione	27
12. Quadro elettrico generale di media tensione in cabina di raccolta	31
12.1 Quadro elettrico generale a 36 kV	31
13. Trasformatore Servizi Ausiliari.....	34
14. Quadro elettrico generale di bassa tensione servizi ausiliari	36
15. Impianti ausiliari di campo.....	37
15.1 Impianto di illuminazione	37
15.2 Impianto di video sorveglianza.....	39

1. Definizioni

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

- **Campo fotovoltaico:** insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.
- **Sottocampo fotovoltaico:** le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di media tensione (sezione MT) attraverso le linee di sotto-campo. Il termine di sottocampo fotovoltaico ai fini della presente guida non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica nella sezione MT dell'impianto d'utenza.
- **Stringa fotovoltaica:** insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.
- **Impianto di Rete per la connessione:** porzione di impianto per la connessione, di competenza del Gestore di rete, compreso tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione;
- **Impianto di Utenza per la Connessione:** porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;
- **Impianto per la Connessione:** insieme degli impianti di rete e di utenza necessari per la connessione alla rete di un Utente;
- **Dispositivo Di Generatore (DDG):** apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione;
- **Dispositivo Generale di utente (DG):** apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete;
- **Dispositivo Di Interfaccia (DDI):** una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

1.1 Le Definizioni da normativa di riferimento

I principali riferimenti Normativi e legislativi presi in considerazione ai fini della progettazione delle opere oggetto della presente relazione, sono quelli di seguito elencati:

- D.P.R. n° 547/55: “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- D.Lgs.81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.Lgs.37/08: Per la sicurezza elettrica;
- Delibera AEEG N.99/08: “Testo integrato delle connessioni attive – TICA” Guida Enel Distribuzione Spa Dicembre 2009: “Guida per le Connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione” Ed. 1.1;
- Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- CEI 11-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
- CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo”
- 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”;
- CEI 0-2 “Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici”;
- CEI 106-11 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo;
- CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche”;
- CEI 11-37 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV”;
- CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1°e 2° categoria”;
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;

- CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): “Prescrizioni particolari per i condotti sbarre”;
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): “Prescrizioni particolari per apparecchiature di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)”;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): “Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP) ”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”;
- Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - “Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee);
- D.M. n. 16/01/1991 - “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);

- Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica

2. Premessa

La Società HF SOLAR 14 S.r.l. intende realizzare nel territorio comunale di Gela (CL) in località “Timpazzo” su un lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio 14 Particelle 1, 2, 3, 5, 7, 12, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 30, 38, 50, 51, 52, 53, 60, 62, 63, 65, 69, 74, 72 ed al Foglio 52 Particelle 9, 83, 101, 102, 150, 151, 154, 256, un impianto agrivoltaico avente una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici valutate in condizioni STC, pari a 29.877,12 kWp.



Figura 1: inquadramento area di impianto su ortofoto

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data 11/11/2022 ed identificato con Codice Pratica 202202363, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) Butera 2 a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV “Chiamamonte Gulfi - Favara”:

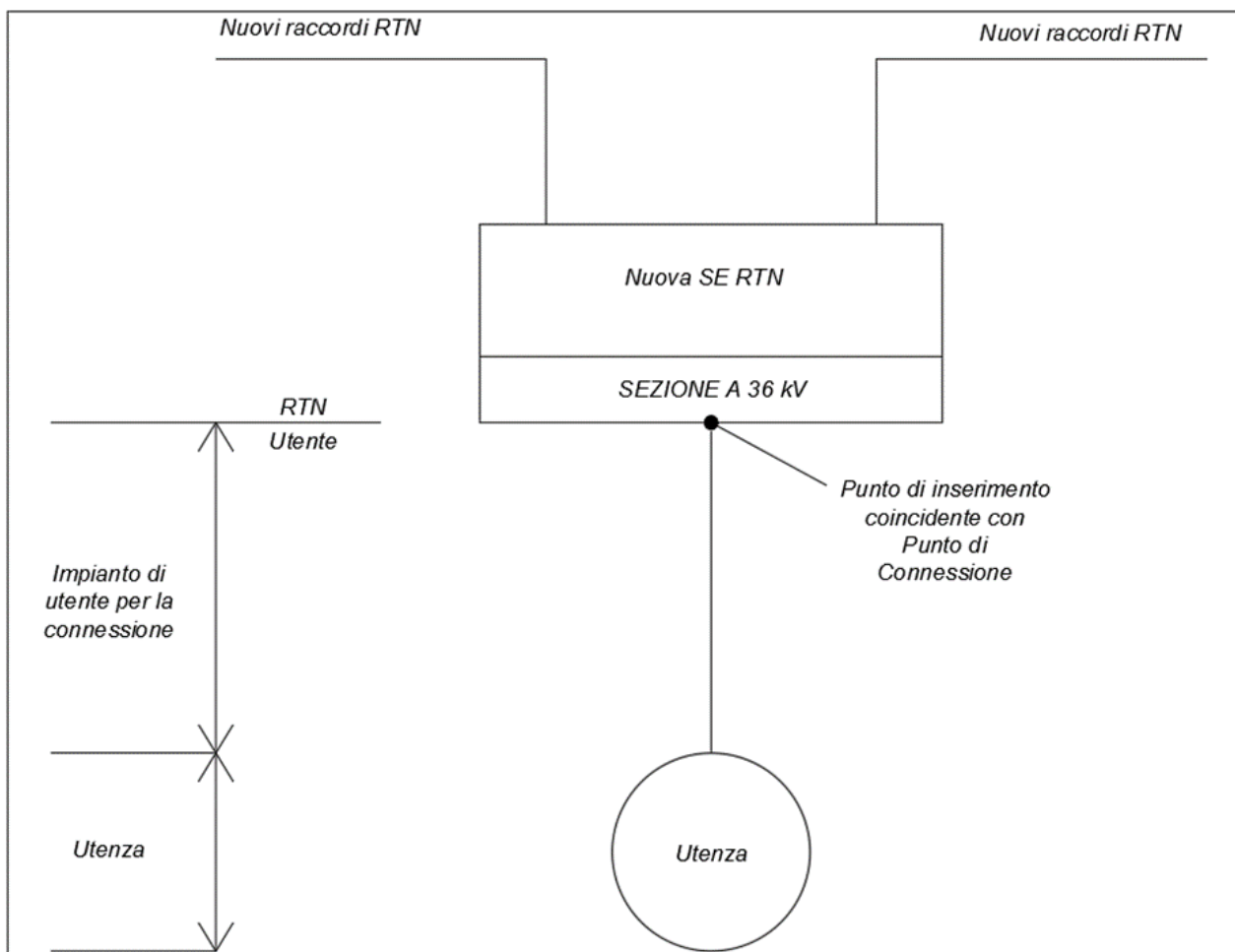


Figura 2: schema di inserimento in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica RTN

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

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

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

In questo contesto verranno descritte le caratteristiche delle Opere Elettriche costituenti l’Impianto di Produzione. Per maggiori dettagli sulle Opere di Rete necessarie per la connessione e sull’Impianto di Utente per la connessione, si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche allegate al progetto.

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

3. Generatore fotovoltaico

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **HF SOLAR 14 S.r.l.**, ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **29.877,12 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN.



Figura 1: inquadramento area di impianto su ortofoto

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra le strutture di supporto dei moduli 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 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 "**Huasun Bifacciali da 720 Wp**" costituiti da 132 celle in silicio

monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo sub-verticali fisse con tilt 45°.

Electrical Characteristics (STC*)						
HS-210-B132		DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power (Pmax)		700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)		22,53%	22,70%	22,86%	23,02%	23,18%
Optimum Operating Voltage (Vmp)		42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current (Imp)		16,63A	16,69A	16,75A	16,81A	16,87A
Open Circuit Voltage (Voc)		50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current (Isc)		17,43A	17,49A	17,55A	17,61A	17,67A
Operating Module Temperature		-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage		DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse		35A				
Power Tolerance		0~+5W				
Bifaciality		85% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1,5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

BSTC**						
		770W	775W	780W	785W	790W
Maximum Power (Pmax)		770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage (Vmp)		42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current (Imp)		18,29A	18,35A	18,41A	18,46A	18,51A
Open Circuit Voltage (Voc)		50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current (Isc)		19,17A	19,22A	19,28A	19,33A	19,39A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 135W/m², AM=1,5, ambient temperature 25 °C.

Figura 2 - Scheda tecnica moduli Huasun 720 Wp

Si precisa che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato e che comunque saranno utilizzati moduli commerciabili di tipo TIER 1.

Il layout di impianto prevede l'utilizzo di inverter di stringa **SUNGROW da 320 kVA**, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
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 % In
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 / European efficiency / CEC efficiency	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II

Figura 3 - Scheda tecnica inverter Sungrow da 350 kVA

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 $1000\text{W}/\text{m}^2$, 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 1000W/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].

La verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare *stringhe fotovoltaiche da 28 moduli*, ottenendo esito positivo.

4. Linee elettriche di bassa tensione in corrente continua

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche ai *Quadri di Parallelo Stringhe* (di seguito QPS), i quali verranno dislocati sul campo in posizione quanto più possibile baricentrica, in modo tale da ottimizzare lo sviluppo delle linee e limitare le perdite di potenza attiva per effetto Joule.

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

Basse Tension Bassa Tensione		H1Z2Z2-K					Photovoltaïque Fotovoltaico	
Formation Formazione	Ø approx. conducteur Ø indicativo conduttore	Épaisseur moyenne isolant Spessore medio isolante	Épaisseur moyenne gaine Spessore medio guaina	Ø. approx. production Ø indicativo produzione	Poids approx. câble Peso indicativo cavo	Résistance électrique max à 20°C Resistenza elettrica max a 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/ km	Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
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 4: scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

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

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

dove:

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

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- K_1 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura ambiente è diversa da 30°C;
- K_2 è il fattore di correzione della portata da applicare per circuiti realizzati con cavi in fascio o a strato.

Assumendo condizioni di posa standard, considerando una corrente di impiego pari alla corrente di cortocircuito del modulo fotovoltaico (18,40 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, sopra, si ottiene:

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

da cui:

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

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 10 mm², previa verifica in fase di progettazione esecutiva.

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

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione, nel caso più sfavorevole si hanno n° 20 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = \sum_{i=1}^{20} I_{stringa}$$

dove:

I_B è la corrente di impiego [A];

i è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;

$I_{stringa}$ è la corrente di stringa;

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = 16,87 \times 20 = 338 \text{ A}$$

Ai fini della scelta della sezione, è stato applicato il criterio termico, in base al quale il cavo, nelle condizioni di posa previste dal progetto, deve avere una portata non inferiore alla corrente di impiego del circuito. Considerando che le linee BT in esame, condivideranno la trincea di scavo, applicando un coefficiente correttivo della portata K_4 pari a 0,85 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 300 mm². Tuttavia, tenendo conto del fatto che le condizioni di posa potranno subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, si è scelto di utilizzare, cautelativamente, cavi da unipolari da 400 mm². La scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.

Considerando una lunghezza media di 250 m, è stata calcolata la caduta di tensione verificando che questa risulti inferiore al 4%, ottenendo esito positivo.

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

Figura 5: scheda tecnica cavi BT

5. Quadri di parallelo stringhe

Il collegamento in parallelo delle stringhe, verrà realizzato a mezzo di quadri parallelo dislocati lungo il campo e disposti in posizione baricentrica in modo tale da ridurre l'estensione delle linee elettriche in corrente continua. Essi saranno equipaggiati con interruttori di manovra sezionatori con fusibili, i quali garantiranno la protezione contro le sovracorrenti e consentiranno di sezionare le stringhe in occasione di interventi di manutenzione.

Ai fini della protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica, verranno installati, su ciascun polo, scaricatori di sovratensione.

6. Inverter

Al fine di massimizzare la producibilità dell'impianto, si è scelto di utilizzare inverter multistringa SUNGROW da 320 kVA, a ciascuno dei quali verranno collegati in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

Type designation	SG320HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 16)
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current per MPPT	40 A (Optional: 30A for 16 MPPT inputs)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 57 – 63 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 / European efficiency	99.02 % / 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 / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm
Weight	≤116 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range	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	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10 mm ²)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 6: datasheet inverter Sungrow

Come deducibile dallo schema elettrico unifilare di impianto è previsto l'utilizzo di n° 88 inverter da 320 kVA per una potenza complessiva di 28.160 kW.

7. Cavi elettrici BT in corrente alternata

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente alternata, consentiranno di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine elettriche di trasformazione dell'energia elettrica prodotta.

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

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

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

- Cavi installati su passerella o canale metallico;
- Temperatura di posa pari a 30°C;

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

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

dove:

- I_B è la corrente di impiego del circuito;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- I_{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.

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

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

$$S = 3 \times 1 \times 120 \text{ mm}^2$$

Quindi ciascuna fase sarà costituita da un cavo unipolare da 120 mm².

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

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

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

Figura 7: scheda tecnica cavi elettrici BT

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

All'interno delle cabine di trasformazione, è prevista l'installazione di quadri elettrici di bassa tensione, il cui layout prevede l'utilizzo di un interruttore generale di interfaccia con l'avvolgimento BT del trasformatore ed un interruttore automatico per ciascuno dei gruppi di conversione (dispositivi di generatore).

Il loro dimensionamento è stato condotto applicando le prescrizioni della Norma CEI 64-8 di seguito riportate:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

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.

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

9. Trasformatori di potenza

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare dell'impianto, è previsto l'utilizzo di due differenti taglie di trasformatori di potenza:

- Trasformatori di tipo 1, da 2500 kVA;
- Trasformatori di tipo 2, da 3150 kVA.

I quali sono stati dimensionati in funzione della potenza nominale degli inverter sottesi a mezzo della relazione di seguito riportata:

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

dove:

- An trafo è la potenza nominale del trasformatore, in kVA;
- n è il numero di inverter sottesi al trasformatore;
- An inverter è la potenza nominale del singolo inverter, in kVA.

I principali dati di targa delle macchine scelte, sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

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

Tabella 1: scheda tecnica trasformatori di potenza

10. 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 a 36 kV, costituito da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da formare un'unica apparecchiatura.

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

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

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

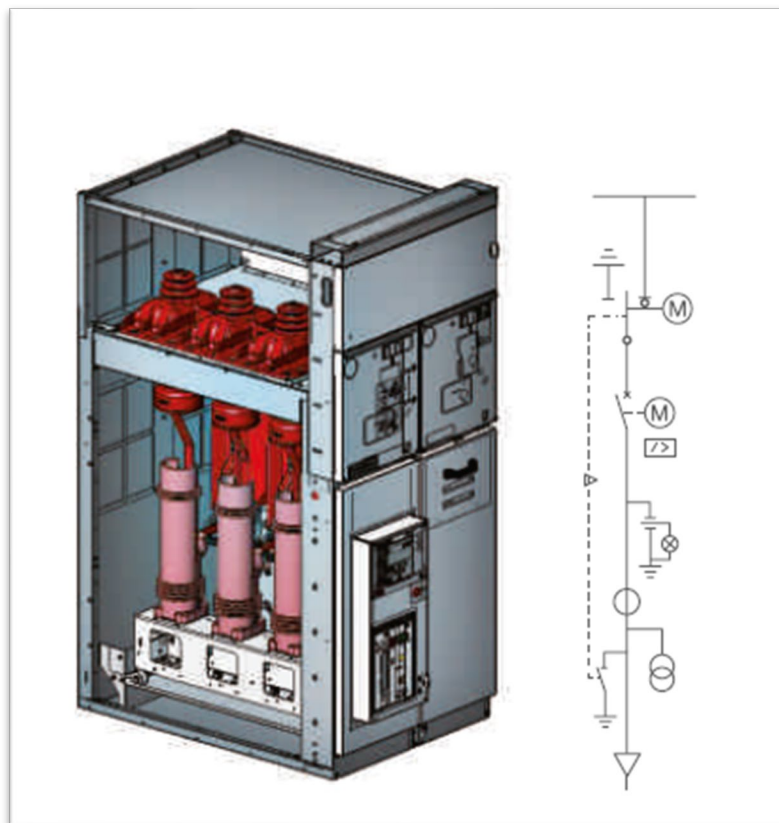


Figura 8: Scomparto arrivo linea/partenza linea

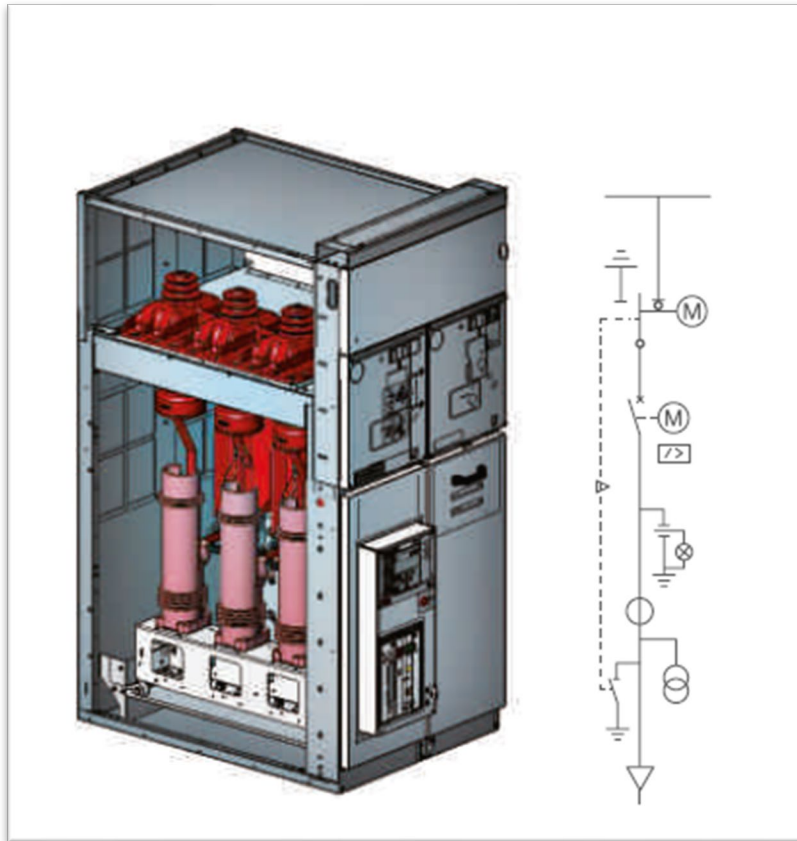


Figura 9: scomparto protezione trasformatore

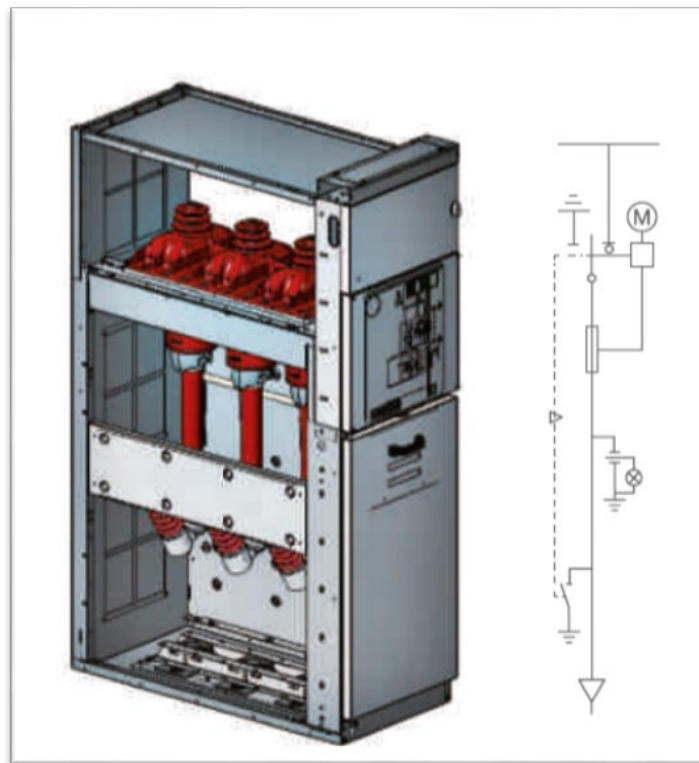


Figura 10: scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

11. Cavi elettrici di media tensione

Le cabine elettriche di trasformazione dei due plot in cui è stato suddiviso l'impianto, verranno interconnesse tra loro in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta di pertinenza a mezzo di una linea elettrica di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile, adatto per posa interrata.

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.

Considerando che le *linee di campo*¹ si svilupperanno all'interno di un sito nella disponibilità del Produttore intercluso alla libera circolazione mentre la *dorsale*² di collegamento con la sezione a 36 kV della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione si svilupperà prevalentemente su strada pubblica, ai fini del dimensionamento delle due tipologie di cavi sono state assunte condizioni di posa differenti, come di seguito indicato:

Linee a 36 kV interne al campo

- 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;
- cavi disposti a trifoglio;
- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta) senza protezione meccanica supplementare;
- massimo numero di circuiti presenti all'interno della stessa trincea di scavo pari a 2.

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

¹ Per linee di campo si intendono quelle che si sviluppano interne al campo di produzione.

² Per dorsale si intende la linea elettrica in cavo interrato in uscita dalla cabina di raccolta ed a mezzo della quale l'impianto di produzione verrà collegato in antenna con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione

CARATTERISTICHE ELETTRICHE							
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) 18/30 kV 50 mm² SK1	0,15	0,152	0,641	0,822	189	168	4,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm² SK1	0,166	0,143	0,443	0,568	235	205	6,6
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm² SK1	0,193	0,134	0,32	0,411	284	245	9
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm² SK1	0,217	0,128	0,253	0,325	328	279	11,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm² SK1	0,233	0,124	0,206	0,265	369	312	14,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm² SK1	0,252	0,119	0,164	0,211	424	353	17,5
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) 18/30 kV 240 mm² SK1	0,28	0,114	0,125	0,161	501	410	22,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm² SK1	0,304	0,11	0,1	0,129	574	463	28,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm² SK1	0,335	0,106	0,0778	0,101	669	530	37,8
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm² SK1	0,363	0,102	0,0605	0,08	777	604	47,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm² SK1	0,396	0,098	0,0469	0,063	901	687	59,5

Figura 11: scheda tecnica cavi ARE4H5EX

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

$$I_B \leq I_z = I_{z0} K_1 K_2 K_3 K_4$$

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 1,2 m;
- K_4 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la resistività termica del terreno sia diversa da 1 °K m/W;

Il calcolo della corrente di impiego I_B di ciascuna linea, è stato condotto considerando prudenzialmente la condizione di esercizio più gravosa, che prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale dei trasformatori interconnessi, mentre i coefficienti correttivi della portata sono stati assunti unitari in quanto sono state ipotizzate condizioni di posa standard.

Le sezioni scelte, sono state 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 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;

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

Linea MT n° 1

- Tipologia di cavo: ***ARE4H5EX 18/30 (36) kV***;
- Formazione: 3x(1x185) mm²;
- Lunghezza: circa 0,5 km;

Linea MT n° 2

- Tipologia di cavo: ***ARE4H5EX 18/30 (36) kV***;

- Formazione: 3x(1x240) mm²;
- Lunghezza: circa 2,96 km;

Linea MT n° 3

- Tipologia di cavo: **ARE4H5EX 18/30 (36) kV**;
- Formazione: 3x(1x185) mm²;
- Lunghezza: circa 2,86 km;

12. Quadro elettrico generale di media tensione in cabina di raccolta

In corrispondenza dell'area di accesso al sito, è prevista la realizzazione di una cabina di raccolta tipo container 40' di tipo High Cube delle dimensioni di circa 12,2x2,5x3m all'interno della quale verranno installate le apparecchiature di seguito elencate:

- Quadro elettrico generale a 36 kV;
- Trasformatore Servizi ausiliari di cabina con potenza nominale da 50 kVA;
- Quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari;
- Gruppo di misura dell'energia elettrica.

12.1 Quadro elettrico generale a 36 kV

All'interno della cabina di raccolta, verrà installato un quadro elettrico generale, costituito da scomparti dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

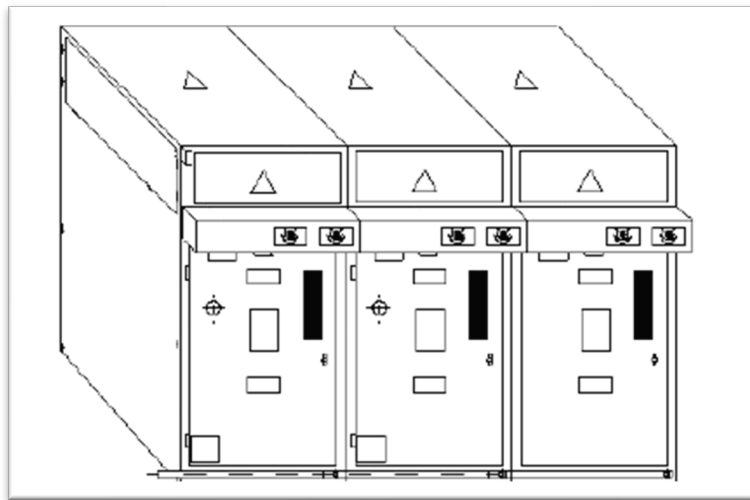


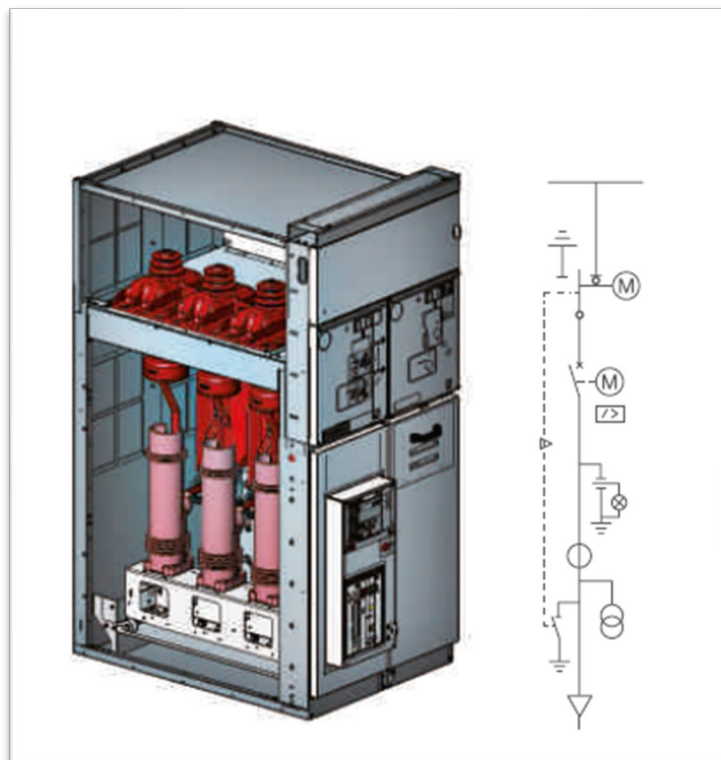
Figura 12: immagine indicativa quadro MT isolato in aria

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

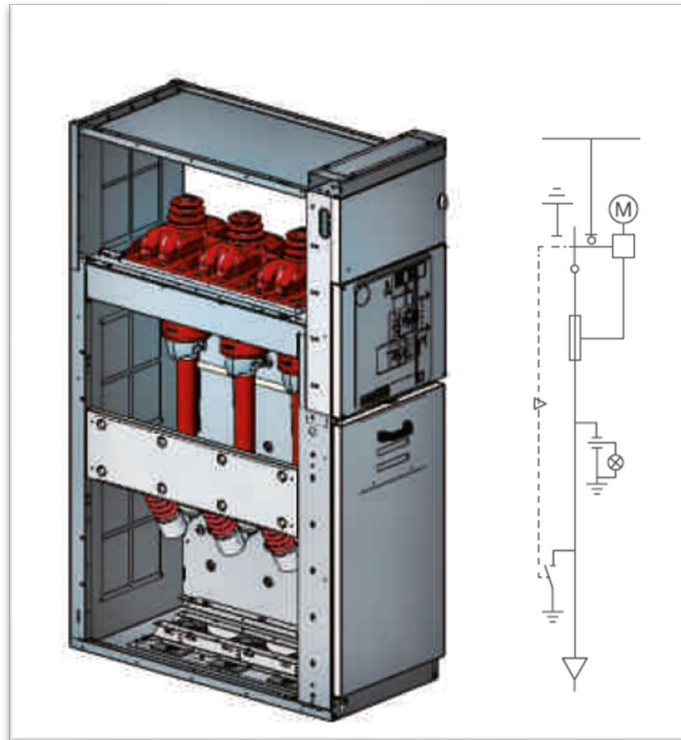
- **N° 1 scomparto partenza linea verso la Stazione Elettrica Terna**, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra;

- *N° 1 scomparto risalita* dotato di TA e TV per l'alimentazione del gruppo di misura dell'energia scambiata con la rete;
- *N° 3 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico*, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, protezione direzionale di terra e di interfaccia;
- *N° 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari*, costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile, a protezione del trasformatore installato all'interno della stessa cabina e attraverso cui verranno alimentati i servizi ausiliari di cabina.

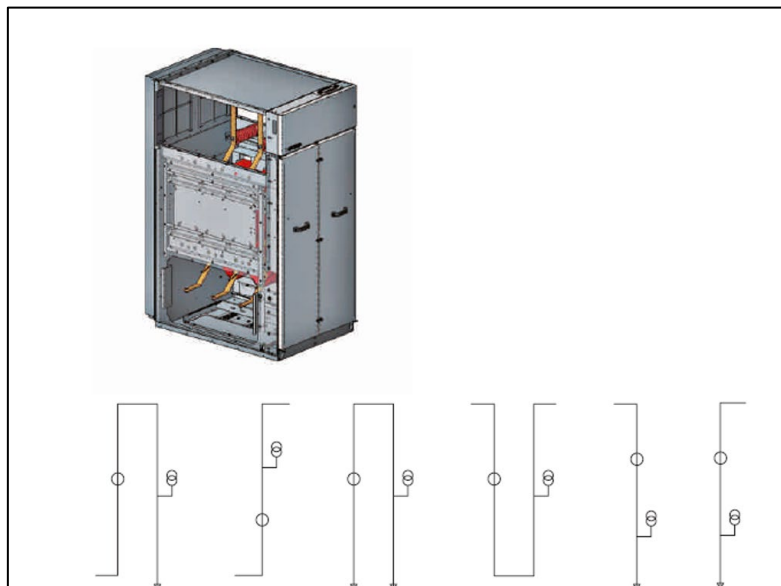
di cui vengono riportati, a titolo illustrativo e non esaustivo, le immagini:



scomparto arrivo/partenza linea



Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari



unità risalita dotata di TA e TV di misura

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 36 kV.

13. Trasformatore Servizi Ausiliari

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari, è previsto l'utilizzo di trasformatori isolati in resina, dimensionati in funzione della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, impianto di videosorveglianza, impianto di illuminazione, ecc), i quali verranno installati all'interno di appositi locali servizi ausiliari. Complessivamente sono previsti 8 trasformatori con le seguenti caratteristiche:

- Trasformatore servizi ausiliari Sottocampo 1 (100 kVA)
- Trasformatore servizi ausiliari Sottocampo 2 (50 kVA)
- Trasformatore servizi ausiliari Sottocampo 3 (160 kVA)
- Trasformatore servizi ausiliari Sottocampo 4 (100 kVA)
- Trasformatore servizi ausiliari Sottocampo 5 (160 kVA)
- Trasformatore servizi ausiliari Sottocampo 6 (100 kVA)
- Trasformatore servizi ausiliari Sottocampo 7 (50 kVA)
- Trasformatore servizi ausiliari in cabina di raccolta (50 kVA)



Figura 13: trasformatori servizi ausiliari isolati in resina

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

Figura 14: scheda tecnica trasformatori di potenza

Oltre ai servizi sopra elencati, all'interno dei locali cabine saranno previsti i seguenti ulteriori servizi:
 impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;

- n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

14. Quadro elettrico generale di bassa tensione servizi ausiliari

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

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

15. Impianti ausiliari di campo

All'interno di ciascun plot in cui è stato suddiviso il campo fotovoltaico, è prevista la realizzazione di due differenti tipologie di impianti ausiliari:

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

Per maggiori dettagli sulle loro caratteristiche si rimanda ai successivi paragrafi.

15.1 Impianto di illuminazione

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

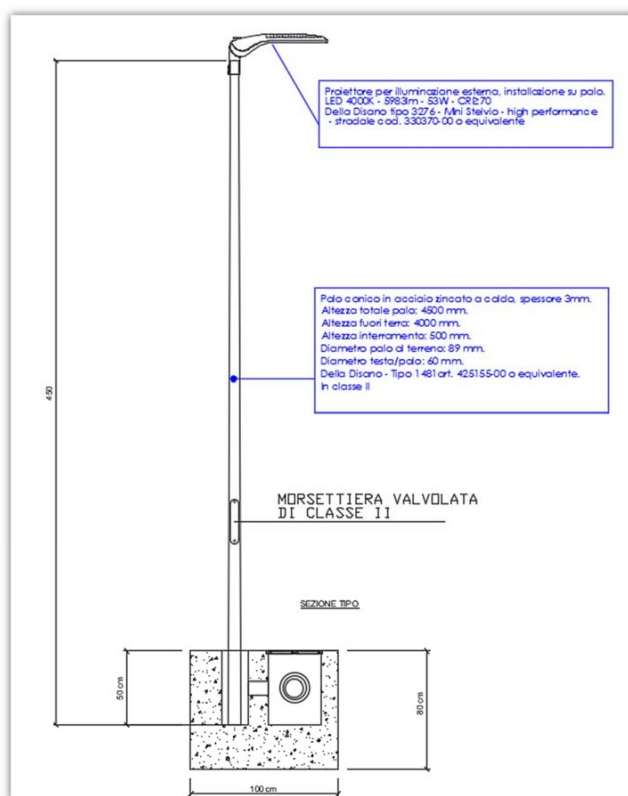


Figura 15: apparecchio illuminante scelto in fase di progettazione definitiva per la realizzazione dell'impianto di illuminazione perimetrale

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

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

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



Figura 16: paline per l'illuminazione della viabilità interna

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

15.2 Impianto di video sorveglianza

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

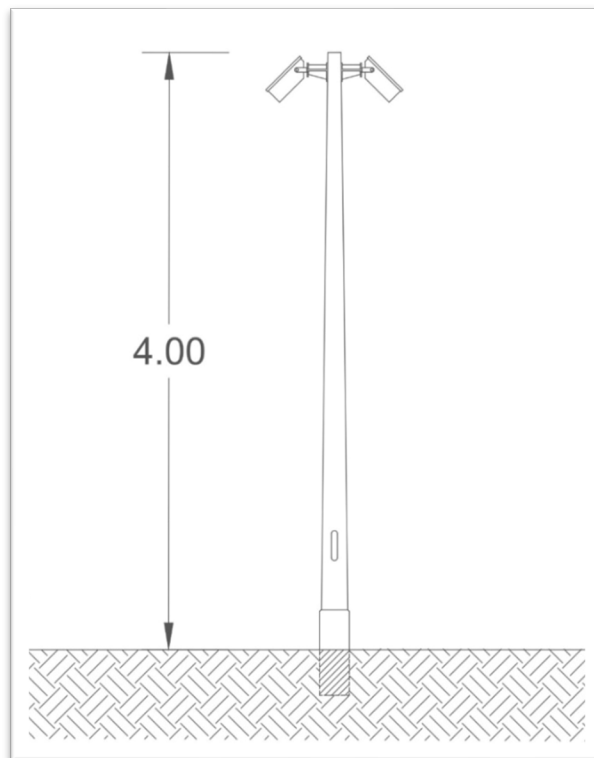


Figura 17: sostegno per impianto di video sorveglianza con telecamere montate in testa

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

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

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