



REGIONE PUGLIA
 PROVINCIA DI TARANTO
 COMUNE DI CASTELLANETA



PROGETTO IMPIANTO AGRI-VOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI CASTELLANETA, CONTRADA BORGIO PINETO, E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI GINOSA DI POTENZA PARI A 33.279,48 kWp DENOMINATO "CASTELLANETA"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO DI UTENZA



livello prog.	codice pratica	N. Elaborato	DATA	SCALA
PD		AMGKF46_A20	20.12.2021	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE
Gamma Orione S.r.l.

ENTE	<p>PROGETTAZIONE</p> <p>HORIZONFIRM</p> <p>Viale Francesco Scaduto n.2/D - 90144 Palermo (PA)</p> <table> <tr> <td>Arch. A. Calandrino</td> <td>Ing. D. Siracusa</td> </tr> <tr> <td>Arch. M. Gullo</td> <td>Ing. A. Costantino</td> </tr> <tr> <td>Arch. S. Martorana</td> <td>Ing. C. Chiaruzzi</td> </tr> <tr> <td>Arch. F. G. Mazzola</td> <td>Ing. G. Schillaci</td> </tr> <tr> <td>Arch. G. Vella</td> <td>Ing. G. Buffa</td> </tr> <tr> <td>Arch. Y. Kokalah</td> <td></td> </tr> </table>	Arch. A. Calandrino	Ing. D. Siracusa	Arch. M. Gullo	Ing. A. Costantino	Arch. S. Martorana	Ing. C. Chiaruzzi	Arch. F. G. Mazzola	Ing. G. Schillaci	Arch. G. Vella	Ing. G. Buffa	Arch. Y. Kokalah		 Il Progettista
Arch. A. Calandrino	Ing. D. Siracusa													
Arch. M. Gullo	Ing. A. Costantino													
Arch. S. Martorana	Ing. C. Chiaruzzi													
Arch. F. G. Mazzola	Ing. G. Schillaci													
Arch. G. Vella	Ing. G. Buffa													
Arch. Y. Kokalah														

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

Codice Pratica STMG 202000142

Progetto definitivo

Relazione tecnica Impianto di Utenza

Sommario

1. Definizioni	3
2. Premessa	4
3. Normativa di riferimento.....	7
4. Caratteristiche generali del sito	9
5. Descrizione generale dell'impianto	10
6. Componentistica impiegata.....	17
6.1 Moduli fotovoltaici	18
6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici	19
6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC.....	19
6.4 Gruppi di conversione DC/AC.....	22
6.5 Cavi elettrici di bassa tensione in AC.....	23
6.6 Locali di trasformazione BT/MT	23
6.7 Quadri elettrici di bassa tensione.....	23
6.8 Trasformatori BT/MT.....	24
6.9 Quadri elettrici di media tensione.....	25
6.10 Linee elettriche di media tensione	29
6.11 Cabine di raccolta	30
6.12 Quadro elettrico generale di media tensione	30
6.13 Servizi ausiliari di impianto	32

1. Definizioni

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

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

2. Premessa

La Società “**Gamma Orione S.r.l.**” ha intrapreso l’iniziativa per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola. L’area per l’installazione dell’impianto fotovoltaico, denominato “CASTELLANETA”, si trova nel territorio comunale di Castellaneta, provincia di Taranto, ubicata in via Tratturello Pineto.

Il sito è identificato al catasto del comune di Castellaneta, sul foglio di mappa n. 123 particelle n° 19, 21, 22, 25, 1742, 1743, 1744, 1745, 1746, 1747, 2049 e annesse opere di connessione nel territorio comunale di Ginosa su lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio n. 119 particella n° 219.

L’impianto risiederà su appezzamenti di terreno posti ad un’altitudine media di 5.00 mt s.l.m, diviso in 2 plot, di forma poligonale regolare, dal punto di vista morfologico, il lotto è caratterizzato da un’area pianeggiante, sulla quale saranno disposte le strutture degli inseguitori solari orientate secondo l’asse Nord-Sud. A Sud il confine dell’area è definito da una strada comunale dalla quale avverrà l’accesso al sito.

Le viabilità interne ai siti agrivoltaici saranno garantite da una rete di strade interne in terra battuta (rotabili/carrabili), predisposte per permettere il naturale deflusso delle acque ed evitare l’effetto barriera.

L’impianto fotovoltaico oggetto di progettazione, ha una potenza di picco¹ pari a **33.279,48 kWp** e sarà integrato da un sistema di accumulo elettrico di tipo elettrochimico in configurazione AC-Coupling da **38 MW/76 MWh**. Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione con preventivo di connessione ricevuto in data 14/05/2020 e identificato con Codice Pratica 202000142 Prot. Terna P20200028959, prevede che l’impianto venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN “Pisticci-Taranto N2” e “Ginosa-Matera”, previa realizzazione del potenziamento/rifacimento della linea a 150 kV della RTN “Ginosa Marina – Matera”, nel tratto compreso tra la nuova SE e la SE RTN a 380/150 kV di Matera.

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 collegamento a 150 kV costituisce **Impianto di Utenza per la Connessione**, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione

¹ Per potenza di picco del Campo Fotovoltaico si intende, ai sensi della Norma CEI 0-16, la somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici installati valutate in condizioni STC

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**.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna riportato nel Codice di Rete Terna:

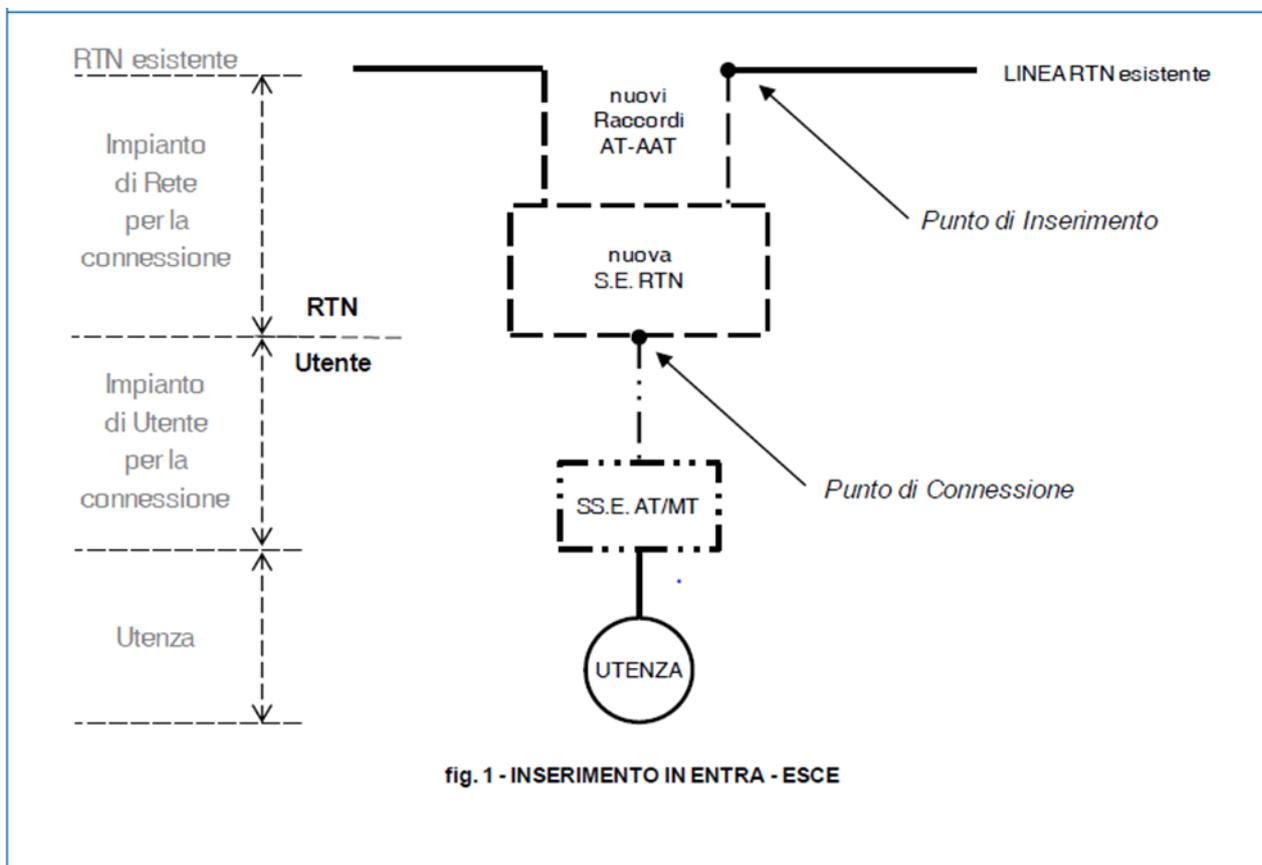


Figura 1: Schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione su futura Stazione Elettrica di Smistamento da inserire su linea RTN esistente

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad **Iter Autorizzativo Unico**, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003, 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 STMG e sottoposto al Gestore di Rete ai fini del rilascio del parere di rispondenza ai requisiti tecnici indicati nel Codice di Rete Terna.

In questo contesto verranno descritte le caratteristiche delle Opere Elettriche costituenti l'Impianto di Produzione, mentre per maggiori dettagli sulle Opere di Rete progettate e sull'Impianto di Utenza, si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche allegate al progetto.

3. 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.

4. Caratteristiche generali del sito

Il progetto in esame prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico. L’area per l’installazione dell’impianto fotovoltaico, denominato “CASTELLANETA”, si trova nel territorio comunale di Castellaneta, provincia di Taranto, ubicata in via Tratturello Pineto.

Il sito è identificato al catasto del comune di Castellaneta, sul foglio di mappa n. 123 particelle n° 19, 21, 22, 25, 1742, 1743, 1744, 1745, 1746, 1747, 2049 e annesse opere di connessione nel territorio comunale di Ginosa su lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio n. 119 particella n° 219..

L’impianto risiederà su appezzamenti di terreno posti ad un’altitudine media di 5.00 mt s.l.m, diviso in 2 plot, di forma poligonale regolare, dal punto di vista morfologico, il lotto è caratterizzato da un’area pianeggiante, sulla quale saranno disposte le strutture degli inseguitori solari orientate secondo l’asse Nord-Sud. A Sud il confine dell’area è definito da una strada comunale dalla quale avverrà l’accesso al sito.

La viabilità interna al sito sarà garantita da una rete di strade interne in terra battuta (rotabili/carrabili), predisposte per permettere il naturale deflusso delle acque ed evitare l’effetto barriera.

L’estensione complessiva del terreno è circa 44 ettari, mentre l’area occupata dagli inseguitori (area captante) risulta pari a circa 16 ettari, determinando sulla superficie catastale complessiva assoggettata all’impianto, un’incidenza pari a circa il 37 %.

5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società ***Gamma Orione 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 **33.279,48 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN "Pisticci-Taranto N2" e "Ginosa-Matera", previa realizzazione del potenziamento/rifacimento della linea a 150 kV della RTN "Ginosa Marina – Matera", nel tratto compreso tra la nuova SE e la SE RTN a 380/150 kV di Matera..

Fermo restando le caratteristiche delle Opere di Utenza per la Connessione (elettrodotti MT di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT, Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT) descritte nel progetto delle Opere di Rete necessarie per la connessione sottoposto al Gestore ai fini del rilascio del parere di rispondenza ai requisiti tecnici indicati nel Codice di Rete (e a cui si rimanda per maggiori dettagli), in questo contesto l'attenzione verrà focalizzata sul dimensionamento e sulle caratteristiche delle Opere di Utenza costituenti il parco di generazione.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica direttamente sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione delle stazioni di conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **CanadianSolar BiHiKu 6 bifacciali da 585Wp costituiti da 156 celle in silicio mono cristallino.**

Al fine di massimizzare la producibilità annua dell'impianto, si è scelto di utilizzare **strutture tracker monoassiali del tipo 2-V** da 52 moduli.

Complessivamente sono state posizionate **2188** stringhe fotovoltaiche da **26 moduli** e pertanto, tenendo conto della potenza nominale del singolo modulo, la potenza complessiva dell'impianto sarà pari a **33.279,48 kWp.**

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, l'impianto è stato suddiviso in 10 sottocampi fotovoltaici le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo 1, da 3422,25 kWp;
- Sottocampo 2, da 3422,25 kWp;
- Sottocampo 3, da 3422,25 kWp;
- Sottocampo 4, da 3422,25 kWp;
- Sottocampo 5, da 3194,1 kWp;
- Sottocampo 6, da 3194,1 kWp;
- Sottocampo 7, da 3194,1 kWp;
- Sottocampo 8, da 3194,1 kWp;
- Sottocampo 9, da 3407,04 kWp;
- Sottocampo 10, da 3407,04 kWp;

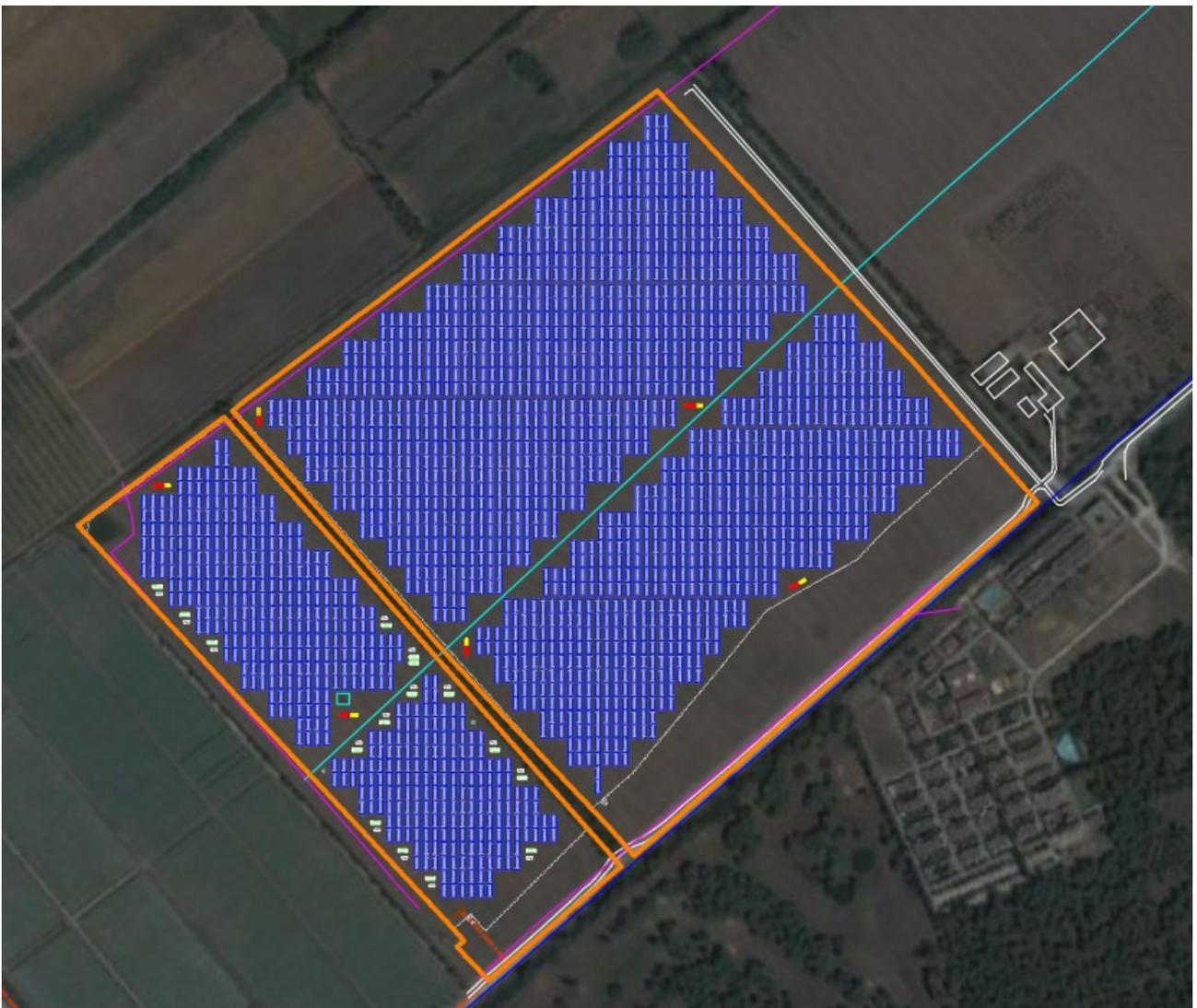


Figura 2: Inquadramento Impianto su Ortofoto

Per ciascun sottocampo, si utilizzeranno 15 inverter multistringa della serie **HUAWEI SUN2000-215KTL-H0 da 200 kW** per una potenza complessiva di **30.000 kW**. Per maggiori dettagli si rimanda allo schema elettrico unifilare.

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

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

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

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

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

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove

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

Deve risultare pertanto:

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

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

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

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

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

dove:

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

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

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

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

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

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 W/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:

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

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

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove:

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

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 52 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe **fotovoltaiche da 26 moduli**, ottenendo esito positivo.

Gli inverter di uno stesso sottocampo verranno collegati ad un trasformatore elevatore BT/MT, attraverso il quale la tensione del generatore verrà elevata ad un livello ottimale per il vettoriamento dell'energia elettrica verso la Sottostazione Elettrica di Trasformazione MT/AT 30/150kV.

I trasformatori di campo, sono stati opportunamente dimensionati in funzione del numero di inverter sottesi, e verranno installati all'interno di appositi locali di dimensioni tali da consentire, oltre all'installazione dei quadri elettrici di media e bassa tensione, idonei corridoi di servizio e manutenzione.

Le cabine elettriche di trasformazione BT/MT, verranno interconnesse tra loro a mezzo di linee elettriche di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile **ARE4H5EX 18/30 kV** per posa interrata e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta:

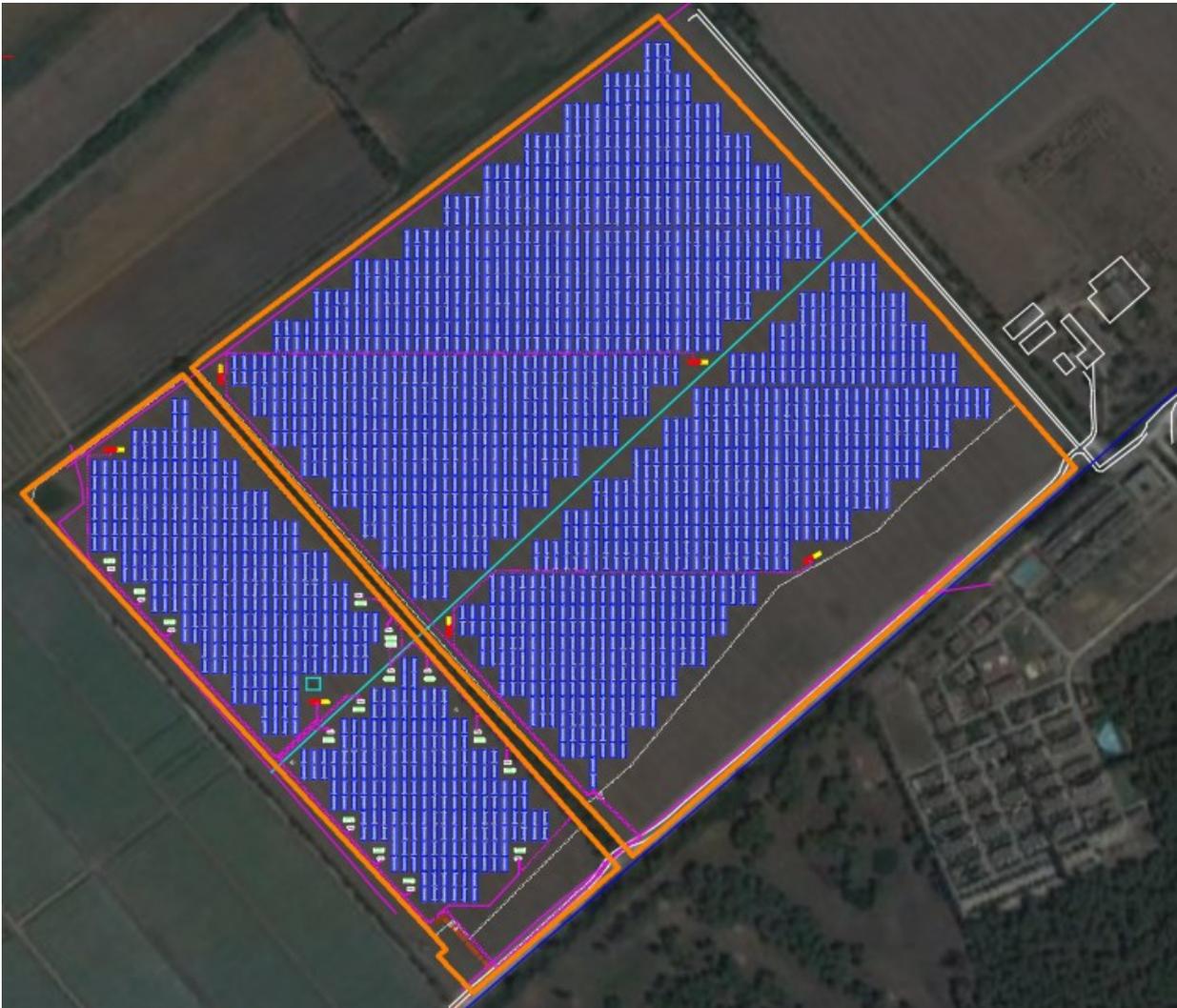


Figura 3: Inquadramento sottocampi e linee di collegamento MT interrate (in viola)

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, *l'impianto verrà integrato con un sistema di accumulo elettrico di tipo elettrochimico, installato nelle stesse aree in cui è prevista la realizzazione dei parchi di generazione.*

Il sistema di accumulo avrà una Target Capacity Level di 76 MWh, una Target Power Capacity pari a 38 MW e opererà come sistema integrato all'impianto fotovoltaico al fine di accumulare la parte di energia prodotta dal medesimo e non dispacciata in rete e rilasciarla in orari in cui l'impianto fotovoltaico non è in produzione o ha una produzione limitata, e sarà costituito da n. 16 Energy Station da 2,5 MW, le cui caratteristiche tecniche vengono indicate nella tabella di seguito riportata:

Rated Power	2500 kW @50°C
Quantity of MV Switchgear	1 group, configured according to requirements
Quantity of MV Transformer	1
Quantity of PCS	1
Quantity of Battery Enclosures	2
Quantity of ESC	1
Quantity of AUX PANEL	1
DC usable energy, 0.5C Discharge	5.18MWh
AC Connection Specification	30kV 50/60Hz
Round Trip Efficiency, AC Output Terminals	≥ 90%

Tabella 1: datasheet Energy Station

Dalla cabina di raccolta partirà una linea elettrica di media tensione in **cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30kV** attraverso la quale l'energia prodotta dal campo verrà vettoriata verso la Sottostazione Elettrica di Utenza.

6. Componentistica impiegata

Di seguito vengono descritte le caratteristiche delle varie apparecchiature costituenti il generatore fotovoltaico e il cosiddetto BOS (Balance of System o resto del sistema) inteso come l'insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici, fermo restando che le scelte adottate sono suscettibili di modifica in fase di *progettazione esecutiva* in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico.

6.1 Moduli fotovoltaici

Premesso che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in fase di realizzazione, in questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **CanadianSolar BiHiKu 6 bifacciali da 585Wp** costituiti da 156 celle in silicio monocristallino.

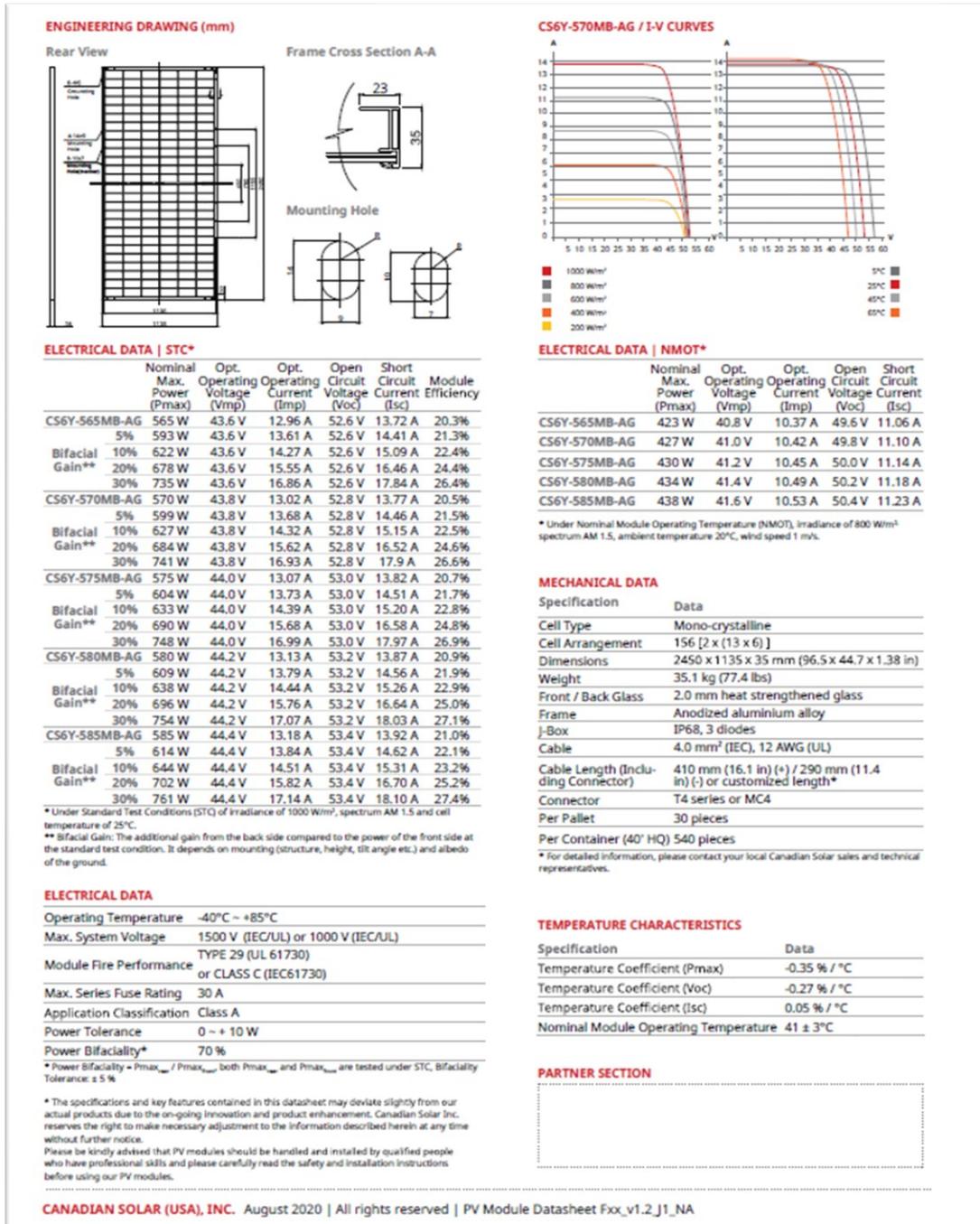


Tabella 2: Datasheet moduli fotovoltaici

6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

Le strutture di sostegno dei moduli sono costituite da profili metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che vengono posizionati orizzontalmente seguendo la giacitura del terreno. Tale struttura a reticolo viene appoggiata a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo.

6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche agli inverter, i quali, come detto in precedenza, 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.

Ciascuna delle linee menzionate, è stata dimensionata in funzione della massima corrente di stringa, incrementata cautelativamente del 25% per tenere conto dell'aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m^2 .

Supponendo di utilizzare *cavi solari H1Z2Z2-K*, assumendo una lunghezza media di 25 m e nell'ottica di limitare le perdite di potenza attiva a valori non superiori all'1%, la sezione minima da adottare è quella da 10 mm^2 . La scelta adottata potrà subire modifiche 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

Tabella 3: Scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

Per il collegamento dei QPS ai gruppi di conversione, verranno utilizzati cavi ordinari di bassa tensione FG7 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° 15 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \sum_{i=1}^7 I_{maxstringa}$$

dove:

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

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = 1,25 \times 13,92 \times 15 = 261 \text{ A}$$

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 0,75 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 240 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 300 mm². La scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.

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

general 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	
							20°C Interrato	30° In tubo o in aria
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(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	-

Tabella 4: scheda tecnica cavi BT

6.4 Gruppi di conversione DC/AC

Il layout di impianto prevede l'utilizzo di inverter multistringa è **HUAWEI SUN2000-215KTL-H0 da 200 kW**, le cui caratteristiche elettriche lato AC sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 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 (189.6 lb.)

Tabella 5: Datasheet inverter HUAWEI SUN2000-215KTL-H0

6.5 Cavi elettrici di bassa tensione in AC

I cavi elettrici di bassa tensione in corrente alternata, consentiranno di collegare gli inverter al quadro elettrico di bassa tensione, installato all'interno della cabina elettrica di trasformazione BT/MT di competenza.

Il loro dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico e considerando una corrente di impiego pari alla massima corrente di uscita del gruppo di conversione (deducibile dalla tabella 3) cautelativamente incrementata del 20%.

Supponendo di utilizzare cavi FG7(O)R, ipotizzando una lunghezza media di 250 m e applicando un coefficiente correttivo della portata dei cavi pari a 0,8 per tenere conto della possibile condivisione della trincea di scavo con altre linee, la sezione minima che consente di limitare le perdite di potenza attiva e la caduta di tensione al di sotto del 2% e del 4% rispettivamente, è quella da 150 mm².

6.6 Locali di trasformazione BT/MT

L'impianto prevede l'impiego di strutture prefabbricate di tipo container High-cube 40' costituito da pareti in lamiera grecata saldate alla struttura portante, realizzata da profili in acciaio presso-piegato.

6.7 Quadri elettrici di bassa tensione

All'interno dei locali di trasformazione sopra descritti, verranno installati quadri elettrici di bassa tensione, attraverso i quali gli inverter verranno collegati ai trasformatori.

Come deducibile dall'unifilare di impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto) lo schema elettrico di ciascun quadro BT prevede un dispositivo di generatore DDG² per ciascun gruppo di conversione e un interruttore generale a mezzo del quale il quadro verrà collegato elettricamente con l'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore elevatore.

² Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura, comandata da un apposito sistema di protezione, determina la separazione del gruppo di generazione.

6.8 Trasformatori BT/MT

Per innalzare la tensione del campo di generazione ad un valore ottimale per il vettoriamento dell'energia verso la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT, verranno utilizzati trasformatori elevatori BT/MT dimensionati in funzione del numero di inverter ad essi sottesi, a mezzo della relazione di seguito riportata:

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

dove:

- A_n trafo è la potenza nominale del trasformatore, in kVA;
- n è il numero di inverter collegati al trasformatore medesimo;
- A_n inverter è la potenza apparente nominale dell'inverter, in kVA.

Considerando che gli inverter scelti hanno una potenza apparente pari a 215 kVA e tenendo conto del numero di inverter collegati ai vari trasformatori, applicando la precedente relazione sono state determinate le taglie dei trasformatori, ottenendo i risultati di seguito riportati:

Trasformatore di tipo

$A_n = 4000$ kVA;

$K_n = 0,8\text{kV}/30\text{kV}$;

Isolamento in resina;

Collegamento avvolgimento primario: Y_n ;

Collegamento avvolgimento secondario: d ;

Gruppo CEI: 11

6.9 Quadri elettrici di media tensione

I quadri elettrici di media tensione previsti all'interno di ciascuna cabina elettrica di trasformazione, saranno costituiti da scomparti isolati in aria predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

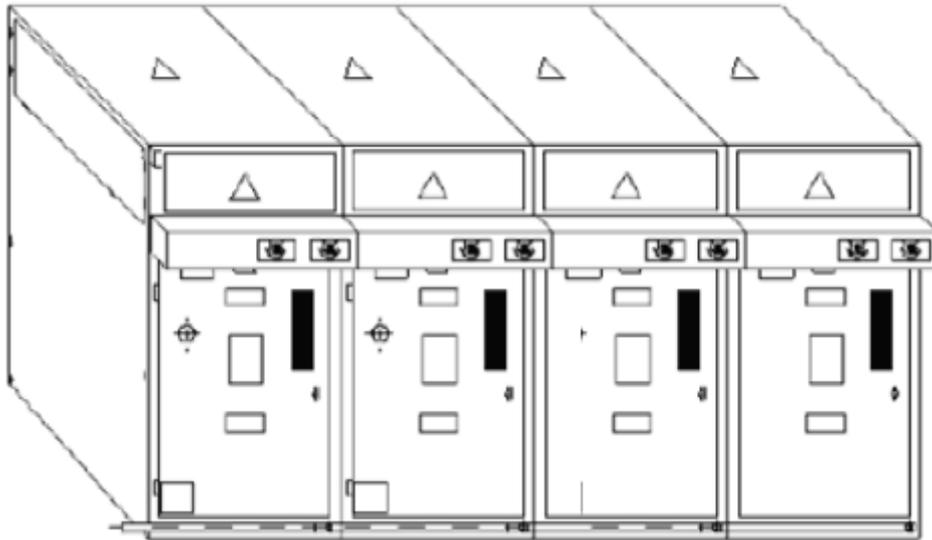


Figura 4: immagine indicativa di scomparti MT isolati in aria

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

- Scomparto arrivo/partenza linea;
- Scomparti protezione trasformatore BT/MT;
- Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

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

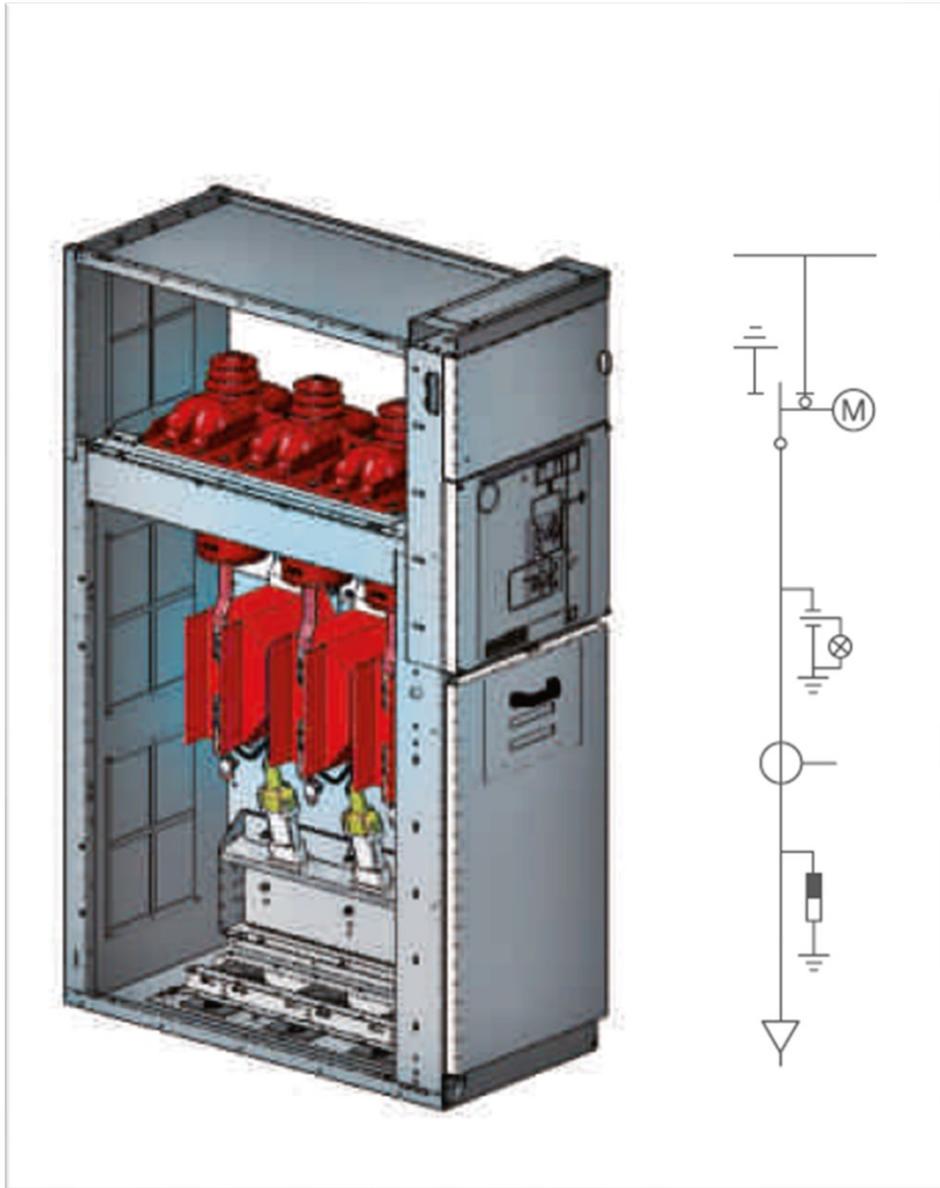


Figura 5: scomparto arrivo/partenza linea

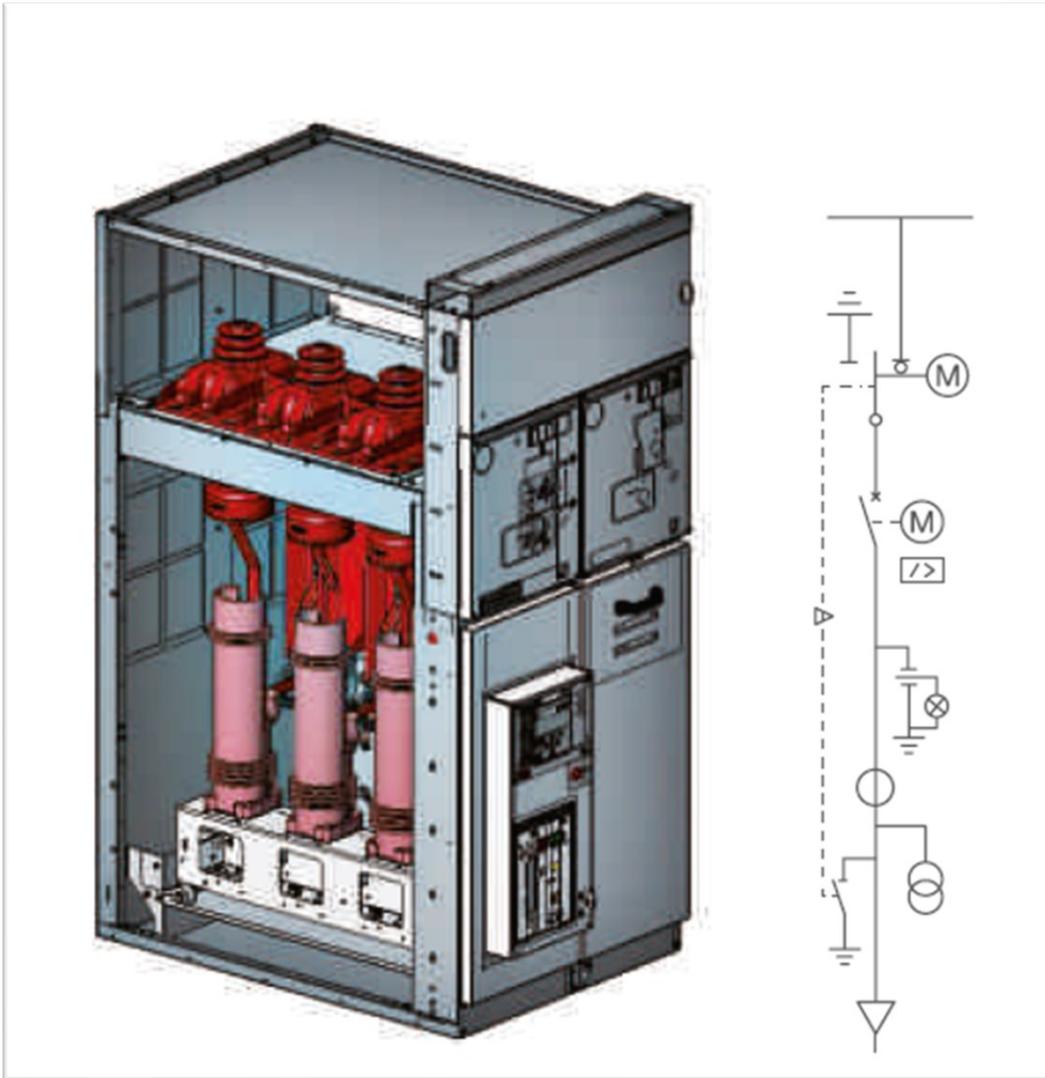


Figura 6: scomparto protezione trasformatore BT/MT

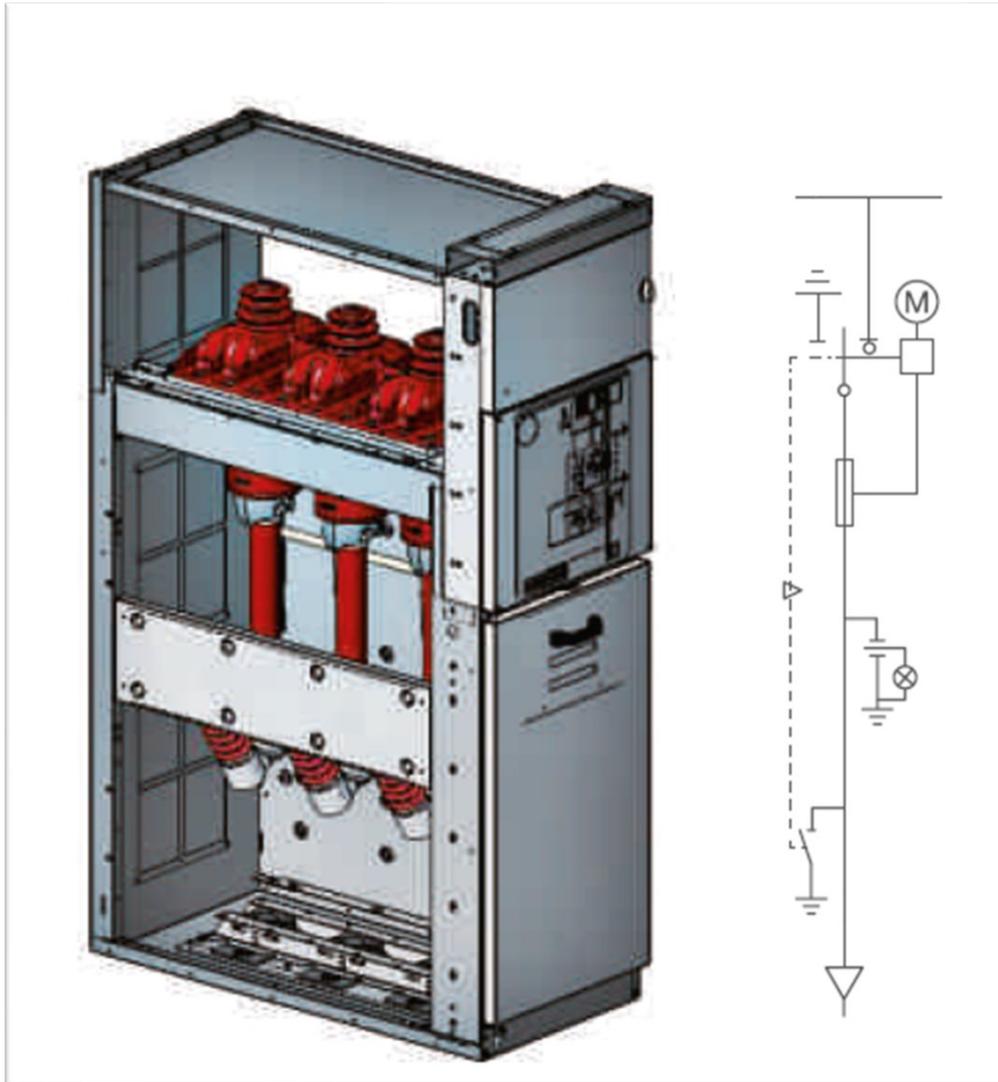


Figura 7: Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

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

6.10 Linee elettriche di media tensione

Le cabine di trasformazione MT/BT d'impianto verranno collegate alla cabina di raccolta di pertinenza a mezzo di una linea elettrica di media tensione dedicata in *cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX* adatto per posa interrata, dimensionata in funzione della potenza massima da trasmettere.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche elettriche delle linee menzionate, rimandando alla relazione tecnica specialistica "**Dimensionamento elettrici di media tensione**" per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento applicati.

È prevista la realizzazione di n° 5 linee elettriche di media tensione a struttura radiale, aventi le seguenti caratteristiche:

Linea MT n° 1

La linea MT n° 1 consente di collegare i Trasformatori BT/MT n° 1, 2, 3 e 4 con la cabina di raccolta; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x240) mm²;

Linea MT n° 2

La linea MT n° 2 consente di collegare i Trasformatori BT/MT n° 5, 6, 7 e 8 con la cabina di raccolta; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x240) mm²;

Linea MT n° 3

La linea MT n° 3 consente di collegare i Trasformatori BT/MT n° 9 e 10 con la cabina di raccolta; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x185) mm²;

Linea MT n° 4

La linea MT n°4 consente di collegare le Energy Station BT/MT dalla n°1 alla n°8 con la cabina di raccolta; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x400) mm²;

Linea MT n° 5

La linea MT n°5 consente di collegare le Energy Station BT/MT dalla n°9 alla n°16 con la cabina di raccolta; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x400) mm²;

La lunghezza complessiva della linea 3x(1x400) mm² = 1.500 m.

La lunghezza complessiva della linea 3x(1x300) mm² = 2.400 m.

La lunghezza complessiva della linea 3x(1x185) mm² = 800 m.

6.11 Cabine di raccolta

È prevista l'installazione di una cabina di raccolta di tipo prefabbricato di dimensioni 15,2 x 2,5m all'interno della quale verrà installato il quadro elettrico generale di media tensione e un trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto.

6.12 Quadro elettrico generale di media tensione

All'interno di cabina di raccolta, è prevista l'installazione di un quadro elettrico generale di media tensione, costituito da scomparti MT isolati in aria, predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura. Gli scomparti sono stati dimensionati per reti con correnti di cortocircuito di 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 30 kV.

Lo schema unifilare di ciascuno dei quadri, prevede la presenza dei seguenti moduli di media tensione:

- N° 1 scomparto partenza linea verso la sottostazione elettrica di utenza, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra;
- N° 1 scomparto dispositivo generale, costituito da un sezionatore generale con a valle un interruttore generale, con funzione di massima corrente di fase;
- N° 3 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico (di collegamento alle Power Station), ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore e asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- N° 2 scomparti partenza linea a servizio degli storage (di collegamento alle Energy Station), ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore e asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, direzionale di terra e protezione 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.

6.13 Servizi ausiliari di impianto

I servizi di cabina e i servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, motori elettrici di movimentazione dei tracker, impianto di illuminazione, etc...), saranno alimentati attraverso trasformatori MT/BT "servizi ausiliari", installati in appositi locali tecnici e dimensionati in funzione dei carichi da alimentare.

All'interno delle varie cabine di trasformazione e locali tecnici previsti, verranno garantiti i seguenti 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.

È previsto inoltre un impianto di videosorveglianza con telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini. Il sistema di **videosorveglianza** sarà montato su pali di acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo. I pali avranno un'altezza massima di 4 metri e saranno dislocati ogni 60-80 m circa tra loro e le termocamere saranno fissate alla sommità degli stessi. In modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli).

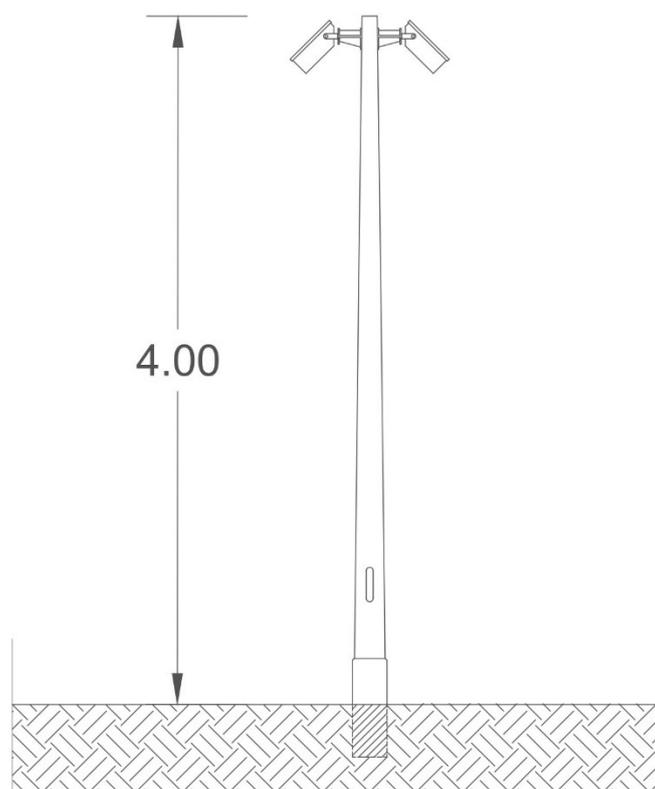


Figura 8: sostegno per impianto di videosorveglianza

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

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

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

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