



REGIONE PUGLIA
 PROVINCIA DI FOGGIA
 COMUNI DI FOGGIA E MANFREDONIA



PROGETTO IMPIANTO SOLARE AGRI-VOLTAICO DA
 REALIZZARE NEL COMUNE DI FOGGIA (FG) C.DA TITOLO, E
 RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEL COMUNE DI
 MANFREDONIA, DI POTENZA PARI A **62.452,04 kWp**,
 DENOMINATO "**FOGGIA - MANFREDONIA**"

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione Tecnica Impianto di Utenza



livello prog.	Codice Pratica STMG	N. ELABORATO	DATA	SCALA
PD	201901116	VF6FYQ3_A14	15.09.2021	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HF Solar 3 S.r.l.



ENTE

PROGETTAZIONE



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

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



Il Progettista

Il Progettista

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

Codice Pratica STMG 201901116

Progetto definitivo

Relazione tecnica Impianto di Utenza

Sommario

1. Premessa	3
2. Definizioni	6
3. Normativa di riferimento.....	7
4. Caratteristiche generali del sito	9
5. Descrizione generale dell'impianto	9
6. Descrizione Impianto.....	12
7. Componentistica impiegata.....	18
7.1 Moduli fotovoltaici	18
7.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici	20
7.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC.....	20
7.4 Power Station SMA.....	22
7.5 Quadri elettrici di media tensione.....	24
7.6 Linee elettriche di media tensione	27
7.7 Cabine di raccolta	29
7.8 Quadro elettrico generale di media tensione	29
7.9 Servizi ausiliari di impianto	30

1. Premessa

La Società “**HF Solar 3 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. L’area per l’installazione dell’impianto fotovoltaico si trova nel territorio comunale di **Foggia** (FG), in contrada Titolo, su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 163, p.lle 38, 43, 62, 75, 131, 215 – 25, 105, 210, 219, 214, 208, 207, 206, 222, 218, 277, 229, 209, 39, 44, 28, 211 – 32, 226, 228, 212, 90, 61, 93 – 24, 34, 72, 74, 89, 205, 227 – 4, 81, 82, 92, 176 - 31 e annesse opere di connessione nel territorio comunale di Manfredonia. su lotti di terreno distinti al N.C.T. Foglio 129 p.la 486. Gli impianti saranno collegati alla rete tramite cavidotti interrati.

L’impianto fotovoltaico oggetto di progettazione, ha una potenza di picco¹ pari a **62.452,040 kWp** e sarà connesso alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN a 150 kV.

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione con codice pratica 201901116 prevede un collegamento in antenna a 150 kV su uno stallo della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV della RTN di Manfredonia.

Ai sensi 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 150 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce **Impianto di Utenza per la Connessione**, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 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**.

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

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

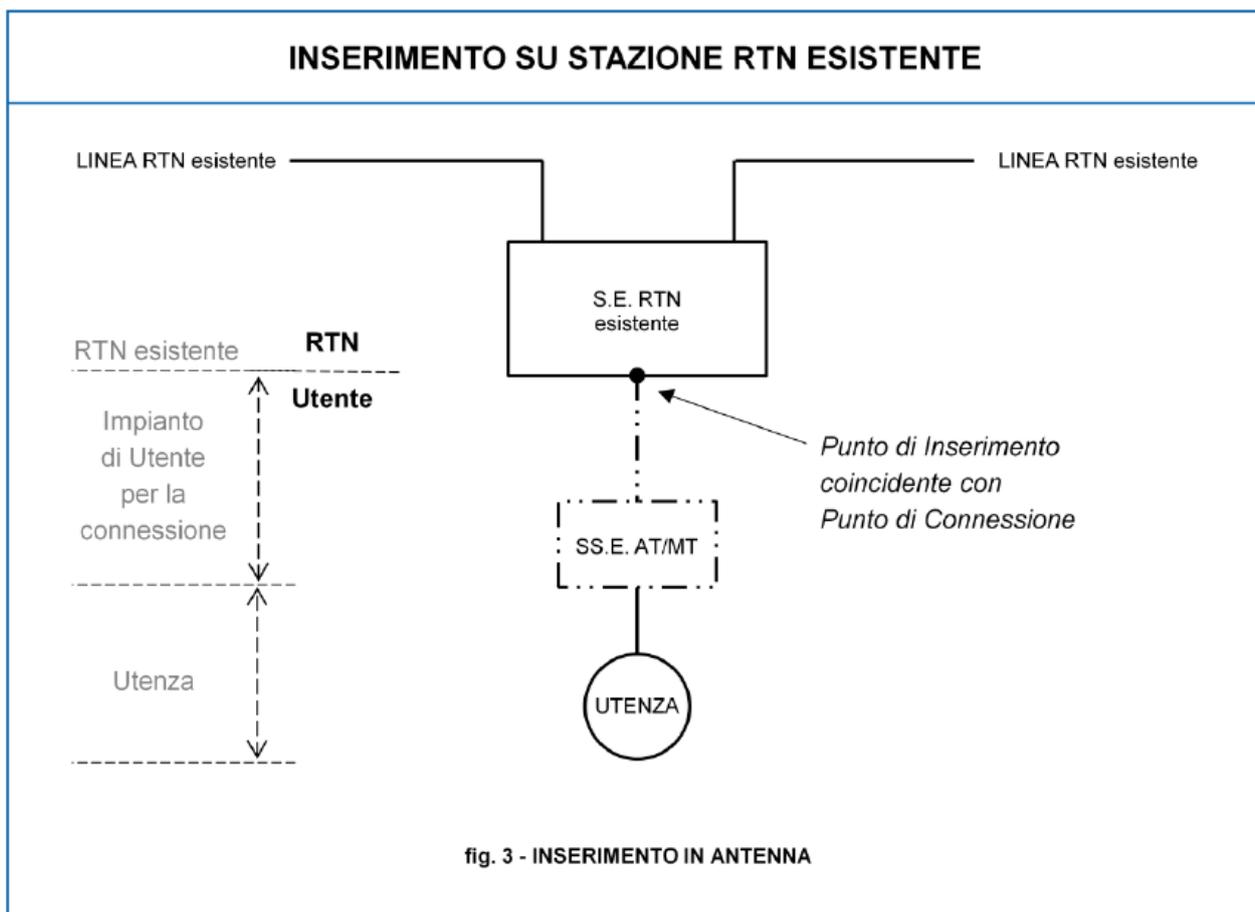


Figura 1: Schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione su Stazione Elettrica RTN esistente

Dall'analisi della figura è possibile individuare l'insieme delle infrastrutture elettriche di Utenza che consentono di collegare il parco di generazione alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN:

- dorsali MT a 30 kV, di collegamento con la sezione MT della Sottostazione Elettrica di Utenza 30/150 kV;
- sottostazione elettrica di utenza 30/150 kV, con esecuzione in aria e costituita da un singolo stallo di trasformazione da 70 MVA;
- sottostazione elettrica condivisa, consistente in un sistema di sbarre AT predisposto per la connessione degli stalli di trasformazione degli altri Produttori con cui la Società Proponente dovrà condividere lo Stallo Arrivo Produttore a 150 kV da realizzare presso la Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN di Manfredonia, e da uno stallo partenza linea anch'esso da condividere;
- nuovo elettrodotto in cavo interrato a 150 kV di collegamento tra lo stallo partenza linea della Sottostazione Elettrica condivisa e lo Stallo Arrivo Produttore in SE Terna.

L'insieme delle infrastrutture sopra elencate viene simbolicamente rappresentato nella figura sotto riportata:

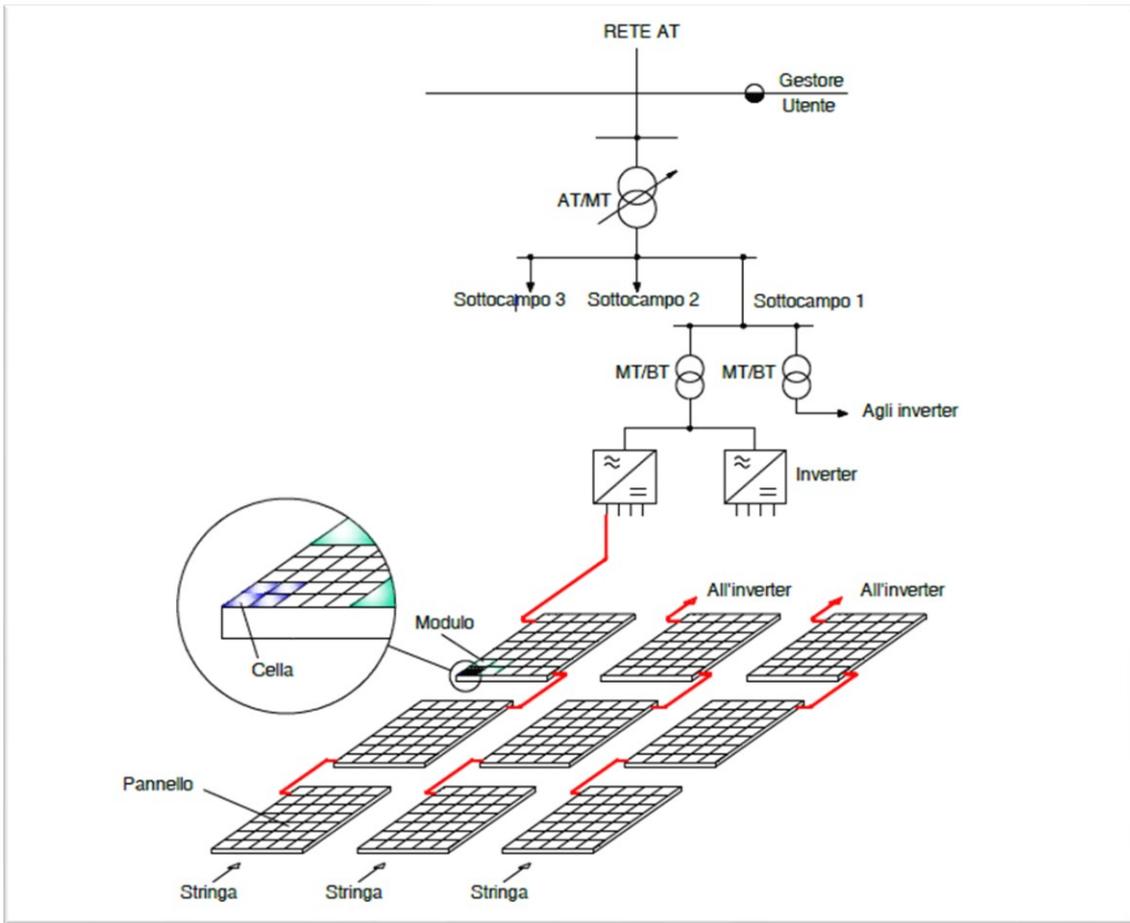


Figura 2: composizione tipica di una centrale fotovoltaica

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad ***Iter Autorizzativo Unico***, ai sensi dell'art. 12 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, è stato elaborato in piena osservanza della STMG e sottoposto preliminarmente al Gestore, prima della presentazione alle Amministrazioni, ai fini del rilascio del parere di rispondenza ai requisiti tecnici indicati nel Codice di Rete.

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 allegare al progetto.

2. 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.

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

L'impianto risiederà su un appezzamento di terreno posto ad un'altitudine media di **44.00** m s l m, dalla forma poligonale irregolare; dal punto di vista morfologico, il lotto è pianeggiante, su questo saranno disposte le strutture degli inseguitori solari orientate secondo l'asse Nord-Sud.

L'area è facilmente raggiungibile a sud tramite strada comunale. 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 **104 ettari**, mentre l'area occupata dagli inseguitori (area captante) risulta pari a circa **34.4 ettari**, determinando sulla superficie catastale complessiva assoggettata all'impianto, un'incidenza pari a circa il **33 %**.

L'area, oggetto di studio, è un terreno rurale, regolarmente alternato tra foraggio e coltura cerealicola, e confinante a sud e a ovest con terreni agricoli caratterizzati prevalentemente dalla medesima coltura.

Nel complesso, l'assetto morfologico dell'area circostante si presenta abbastanza uniforme in quanto si riscontra un'area pianeggiante.

In fase di progetto, si è tenuto conto di una fascia di ombreggiamento dovuti alla presenza di alberi che possono potenzialmente ostacolare l'irraggiamento diretto durante tutto l'arco della giornata. Non vi è presenza invece di edifici capaci di causare ombreggiamenti tali da compromettere la producibilità dell'impianto considerata la natura rurale del territorio.

La potenza di picco dell'impianto fotovoltaico è pari a **62.452.04 KWp**, sulla base di tale potenza è stato dimensionato tutto il sistema.

5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "**HF Solar 3 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 **62.452,040 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna su un nuovo stallo a 150 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV della RTN di Manfredonia.



Figura 3: inquadramento territoriale su ortofoto della Sottostazione Elettrica condivisa e della Stazione Elettrica di Trasformazione di Manfredonia

Fermo restando le caratteristiche delle Opere di Utente per la Connessione (elettrorodotti MT di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utente MT/AT, Sottostazione Elettrica di Utente MT/AT e linea elettrica in cavo interrato a 150 kV di collegamento con la SE Terna) 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 Utente 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 ***Vertex Bifacial Dual Glass in silicio monocristallino, costituiti da 132 celle.***

Al fine di massimizzare la producibilità annua dell'impianto, si è scelto di utilizzare **strutture tracker monoassiali del tipo 1-V** da 56 e 84 moduli, con pitch pari a 5,2 m.

L'impianto sarà suddiviso in **14 sottocampi fotovoltaici**, intendendo per sottocampo fotovoltaico le parti del campo di generazione che si connettono in maniera distinta alla sezione di media tensione attraverso linee di sotto-campo, per ciascuno dei quali è prevista la realizzazione di un locale di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta:

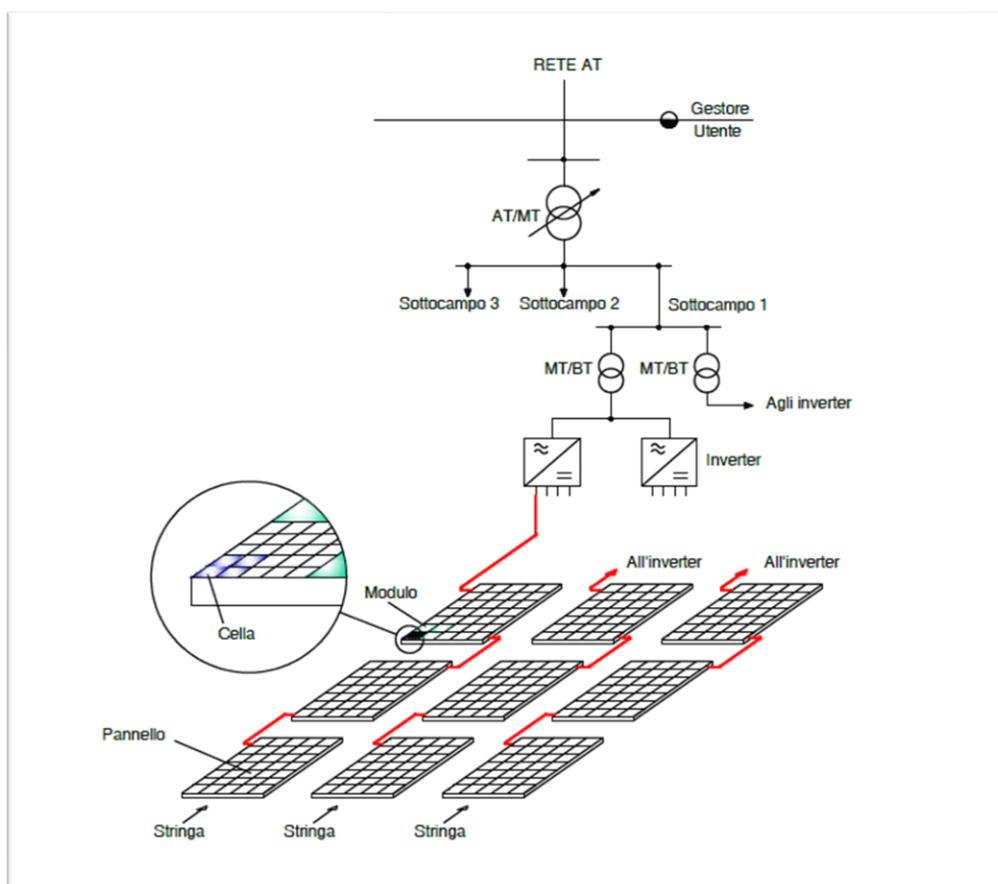


Figura 4: composizione tipica di una centrale fotovoltaica

Come riscontrabile dal layout di impianto sono stati disposti 736 tracker da 56 moduli e 619 tracker da 84 moduli, per una potenza complessiva di **62.452,04 kWp.**

6. Descrizione Impianto

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare direttamente in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, in fase di progettazione definitiva si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Vertex Bifacial in silicio monocristallino da 670 Wp**, ottenendo una potenza complessiva di **62.452,04 kWp**.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, il campo di generazione è stato suddiviso in **14 sottocampi fotovoltaici**, le cui potenze sono quelle di seguito indicate:

- Sottocampo 1, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 2, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 3, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 4, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 5, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 6, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 7, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 8, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 9, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 10, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 11, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 12, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 13, da 4.464,88 kWp;
- Sottocampo 14, da 4.408,6 da kWp;



Figura 5: Inquadramento Impianto su Ortofoto

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di una Stazione di Conversione e Trasformazione dell'Energia Elettrica Prodotta denominata Power Station, ciascuna equipaggiata con 2 inverter da 2500 kVA afferenti ad un trasformatore elevatore BT/MT da 5000 kVA.

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

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

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:

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

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

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

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:

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

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:

- $I_{stringa,Max}$ 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:

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

dove:

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

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 56 e 84 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe **fotovoltaiche da 28 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, che la Società proponente realizzerà su lotti di terreno distinti al N.C.T. Foglio 129, particella 486 del Comune di Manfredonia.

È prevista inoltre la realizzazione di n° **5 linee elettriche di media tensione**, a mezzo delle quali le Power Station previste, verranno interconnesse tra loro e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta, secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea MT N.1: interconnette, in entra-esce, le Power Station 1, 2 e 3;
- Linea MT N.2: interconnette, in entra-esce, le Power Station 4, 5 e 6;
- Linea MT N.3: interconnette, in entra-esce, le Power Station 7, 8 e 9;
- Linea MT N.4: interconnette, in entra-esce, le Power Station 10, 11 e 12;
- Linea MT N.5: interconnette, in entra-esce, le Power Station 13 e 14.

Le linee sono state dimensionate in funzione della potenza da trasmettere, tenendo conto delle condizioni di posa e di installazione previste da progetto. Per maggiori dettagli sui criteri di

dimensionamento delle linee e sulle caratteristiche delle stesse, si rimanda alla Relazione Tecnica Specialistica “Criteri di dimensionamento linee elettriche di media tensione”.

Il quadro elettrico generale di media tensione della cabina di raccolta, verrà collegato con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza, tramite una dorsale di media tensione in tripla terna, realizzata con cavi unipolari ARE4H5E 18/30kV 3x(1x630)mm², che consentirà di vettoriare l'energia elettrica prodotta verso la Sottostazione Elettrica di Utenza per la successiva immissione in rete.

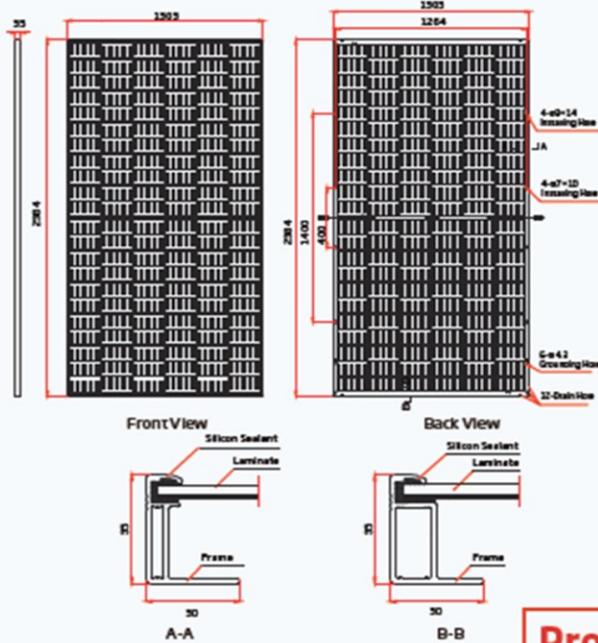
7. Componentistica impiegata

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.

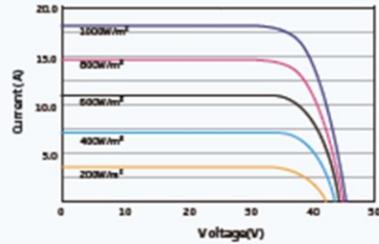
7.1 Moduli fotovoltaici

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 **Vertex Bifacial Dual Glass in silicio monocristallino da 670Wp, costituiti da 132 celle**, di cui si riporta il datasheet:

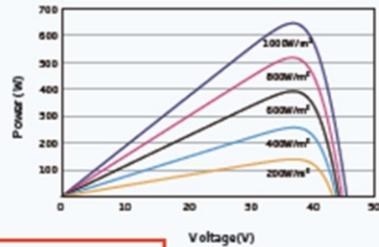
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



Preliminary

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power W _{atts} P _{max} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance P _{max} (W)	0 - +5							
Maximum Power Voltage V _{mp} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current I _{mp} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43
Open Circuit Voltage V _{oc} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current I _{sc} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5, *Measuring tolerance ±2%.

Electrical characteristics with different power per bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P _{max} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717
Maximum Power Voltage V _{mp} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current I _{mp} (A)	18.35	18.30	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63
Open Circuit Voltage V _{oc} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current I _{sc} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84
Irradiance ratio (rear/front)	10%							

Power Efficiency 35.40%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power P _{max} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508
Maximum Power Voltage V _{mp} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7
Maximum Power Current I _{mp} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20
Open Circuit Voltage V _{oc} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6
Short Circuit Current I _{sc} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303>35 mm (93.86*51.30*1.38 Inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 Inches), High Transmission, All-Curved Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 Inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 Inches) Anodized Aluminum Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 Inches ²), Polarize 280/280 mm(11.02/11.02 Inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to the connector specification for specific connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (working operating cell temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40 container: 558 pieces

Tabella 1: Datasheet moduli fotovoltaici

7.2 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 ad un'altezza di circa 2,00 m e 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.

7.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche ai quadri di parallelo stringhe dislocati lungo il campo e questi ultimi agli inverter, i quali, come detto in precedenza, saranno di tipo centralizzato e disposti in posizione quanto più possibile baricentrica rispetto al relativo sottocampo, in modo tale da limitare le perdite di potenza attiva per effetto Joule.

Ciascuna linea 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 .

Fermo restando che le tipologie di componenti da utilizzare verranno definite in fase di progettazione esecutiva, in questa fase della progettazione si è scelto di utilizzare *cavi solari H1Z2Z2-K* adatti per posa in aria come cavi di stringa. 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, tuttavia, potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Per il collegamento dei quadri di parallelo stringhe agli inverter, si potranno utilizzare cavi solari o in alternativa cavi ordinari di bassa tensione, la cui sezione minima, calcolata in funzione della potenza sottesa al singolo quadro di parallelo, è quella da 70 mm^2 .

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

Unipolari

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					
							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

Tabella 3: scheda tecnica cavi ordinari di bassa tensione FG7R

7.4 Power Station SMA

Per ciascun sottocampo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di una stazione di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta, denominata Power Station, della potenza nominale di 5000 kVA.

La Power Station scelta, risulta equipaggiata con n° 2 gruppi di conversione DC/AC centralizzati da 2500 kva, connessi ad un trasformatore elevatore BT/MT dotato di 2 avvolgimenti di bassa tensione indipendenti e un unico avvolgimento di media tensione:

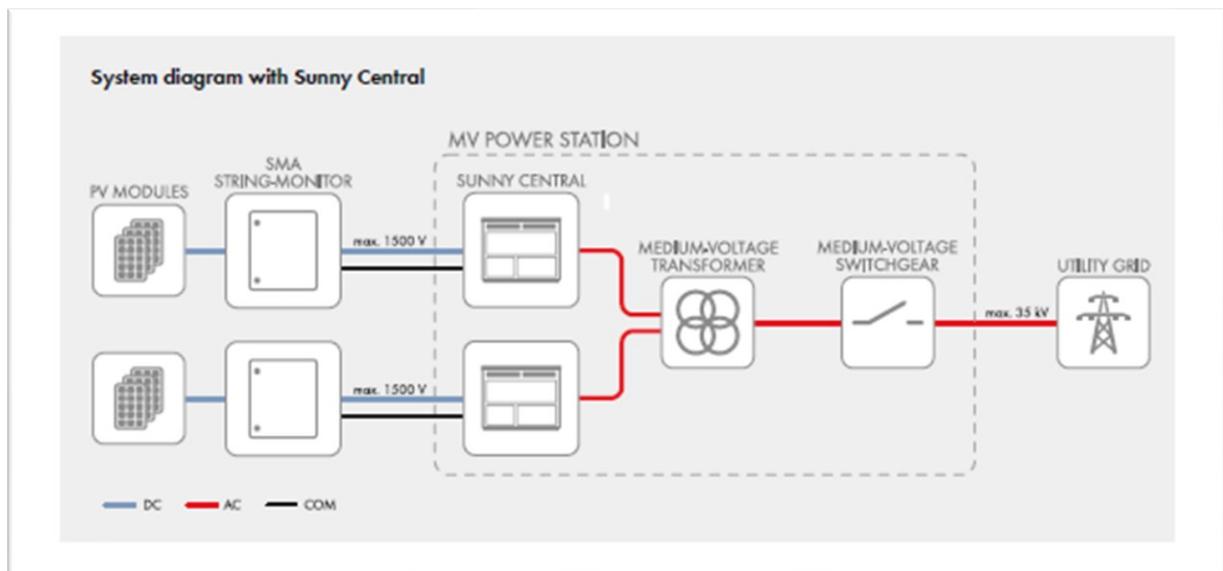


Figura 6: schema di principio Power Station SMA

Le principali caratteristiche della Power Station scelta, sono deducibili dal datasheet di seguito riportato:

- 1) Data based on inverter
- 2) OINAF = Mineral oil with forced air cooling; KINAF = Organic oil with forced air cooling
- 3) Efficiency measured at inverter without internal power supply
- 4) Efficiency measured at inverter with internal power supply
- 5) Transport dimensions

MV Power Station 4950	MV Power Station 5000	MV Power Station 5500	MV Power Station 6000
2 x SC 2475 or 2 x SC5 2475	2 x SC 2500-EV or 2 x SC5 2500-EV	2 x SC 2750-EV or 2 x SC5 2750-EV	2 x SC 3000-EV or 2 x SC5 3000-EV
1100 V	1500 V	1500 V	1500 V
2 x 3190 A	2 x 3200 A	2 x 3200 A	2 x 3200 A
o	2 x 24 double pole fused (2 x 32 single pole fused)	o	o
	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 460 A, 500 A		
4950 kVA / 4800 kVA / 0 kVA	5000 kVA / 4800 kVA / 0 kVA	5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
4950 kVA / 4600 kVA / 0 kVA	5000 kVA / 4600 kVA / 0 kVA	5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
● / o	● / o	● / o	● / o
● / o	● / o	● / o	● / o
87 A	88 A	97 A	105 A
3.1 kW / 4.0 kW	3.1 kW / 4.0 kW	3.1 kW / 4.0 kW	3.2 kW / 4.5 kW
37.5 kW / 37.5 kW	37.5 kW / 37.5 kW	40.0 kW / 40.0 kW	45.5 kW / 45.5 kW
< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
o up to 60% of AC power	o up to 60% of AC power	o up to 60% of AC power	o up to 60% of AC power
1 / 0.8 overrated to 0.8 underrated	1 / 0.8 overrated to 0.8 underrated	1 / 0.8 overrated to 0.8 underrated	1 / 0.8 overrated to 0.8 underrated
98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
98.4%	98.3%	98.6%	98.6%
98.0%	98.0%	98.5%	98.5%
DC loadbreak switch	DC loadbreak switch	DC loadbreak switch	DC loadbreak switch
Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker
Surge arrester type I	Surge arrester type I	Surge arrester type I	Surge arrester type I
●	●	●	●
IAC A 20kA 1x	IAC A 20kA 1x	IAC A 20kA 1x	IAC A 20kA 1x
12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm
< 26 t	< 26 t	< 26 t	< 26 t
< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW
< 600 W	< 740 W	< 740 W	< 740 W
● / o / o	● / o / o	● / o / o	● / o / o
● / o / o	● / o / o	● / o / o	● / o / o
15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%
● / o / o / o (softer temperature-dependent derating)	● / o / o / o	● / o / o / o (softer temperature-dependent derating)	● / o / o / o
20000 m³/h	20000 m³/h	20000 m³/h	20000 m³/h
Terminal lug	Terminal lug	Terminal lug	Terminal lug
Outerscore angle plug	Outerscore angle plug	Outerscore angle plug	Outerscore angle plug
● / o	● / o	● / o	● / o
● / o	● / o	● / o	● / o
o	o	o	o
RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004
● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o
● / o / o	● / o / o	● / o / o	● / o / o
● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o
● / o	● / o	● / o	● / o
	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, CSC certificate, EN 50588-1		
MVPS-4950-20	MVPS-5000-20	MVPS-5500-20	MVPS-6000-20

Tabella 4: Datasheet Power Station SMA DA 5000 kVA

7.5 Quadri elettrici di media tensione

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

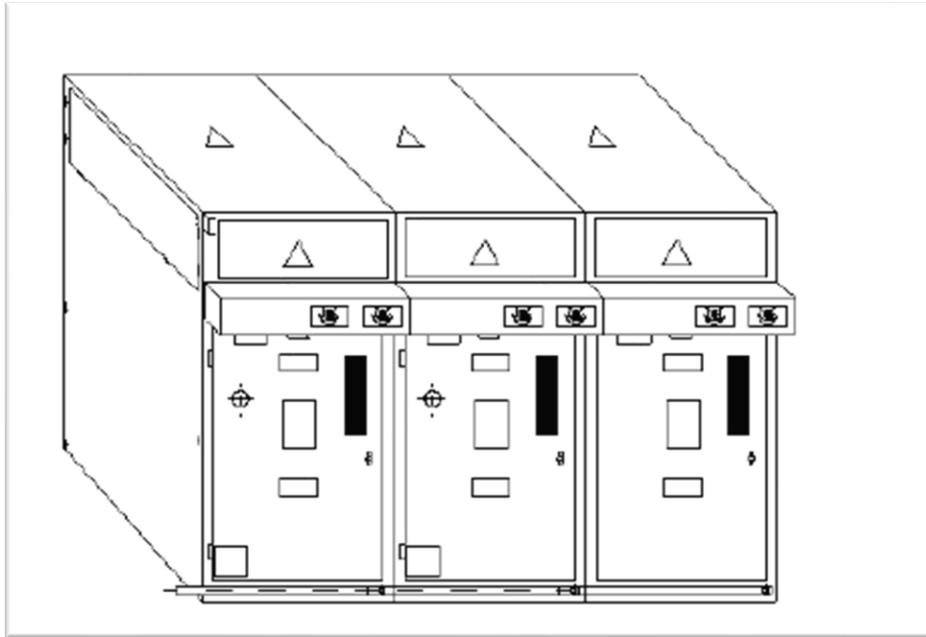


Figura 7: immagine indicativa di scomparti MT isolati in aria

Come facilmente riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, gli scomparti di media tensione da utilizzare sono quelli di seguito specificati:

- scomparto arrivo linea;
- scomparto protezione trasformatore BT/MT;
- scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

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

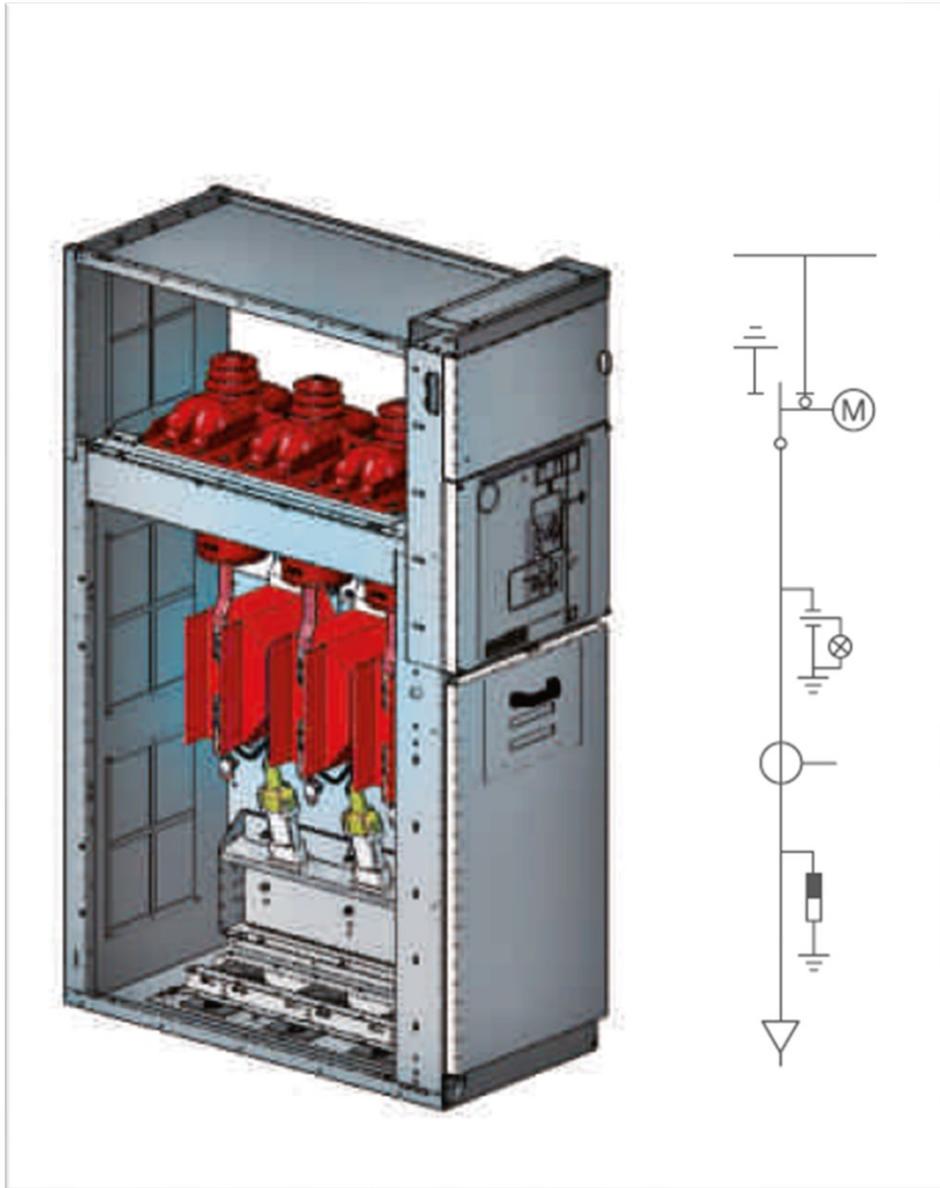


Figura 8: scomparto arrivo linea

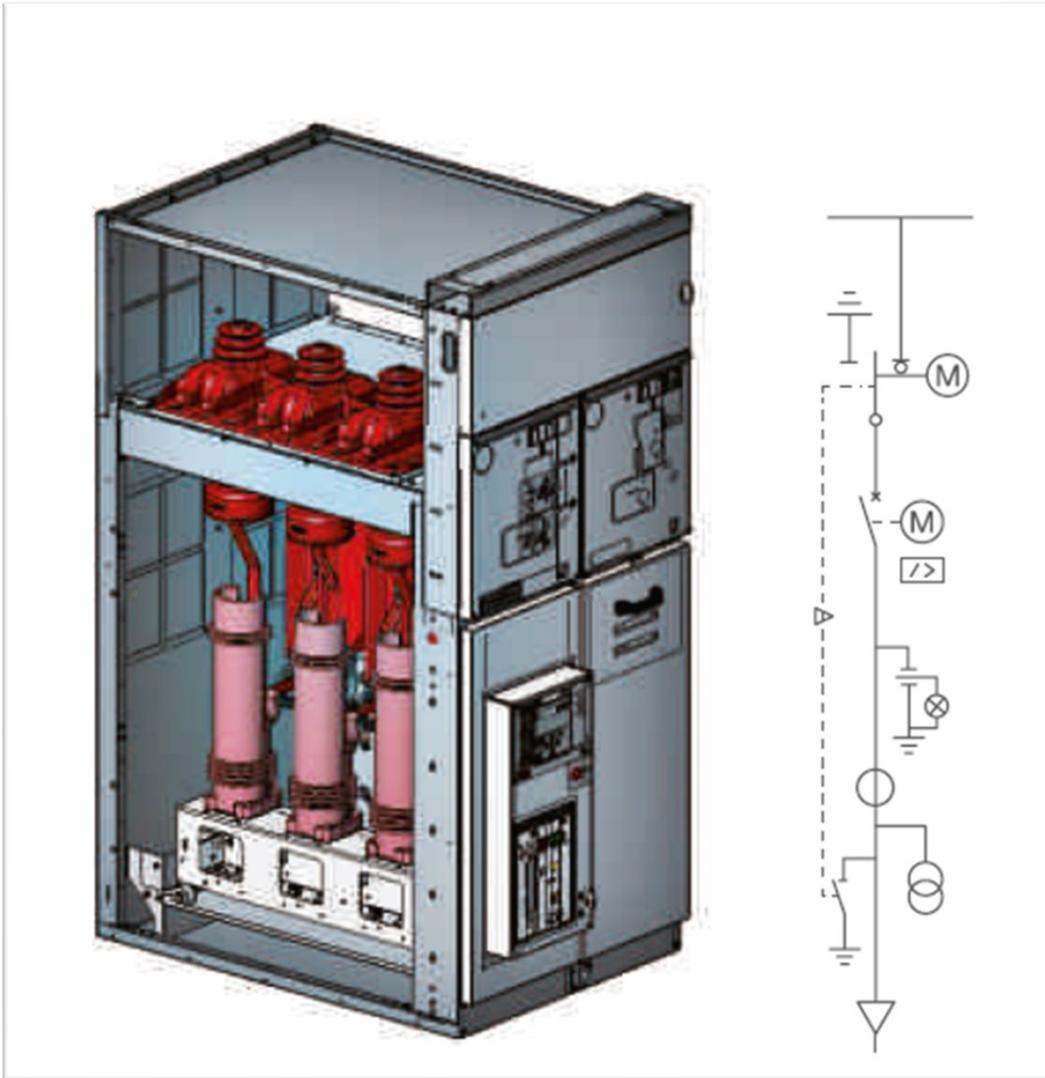


Figura 9: scomparto protezione trasformatore BT/MT

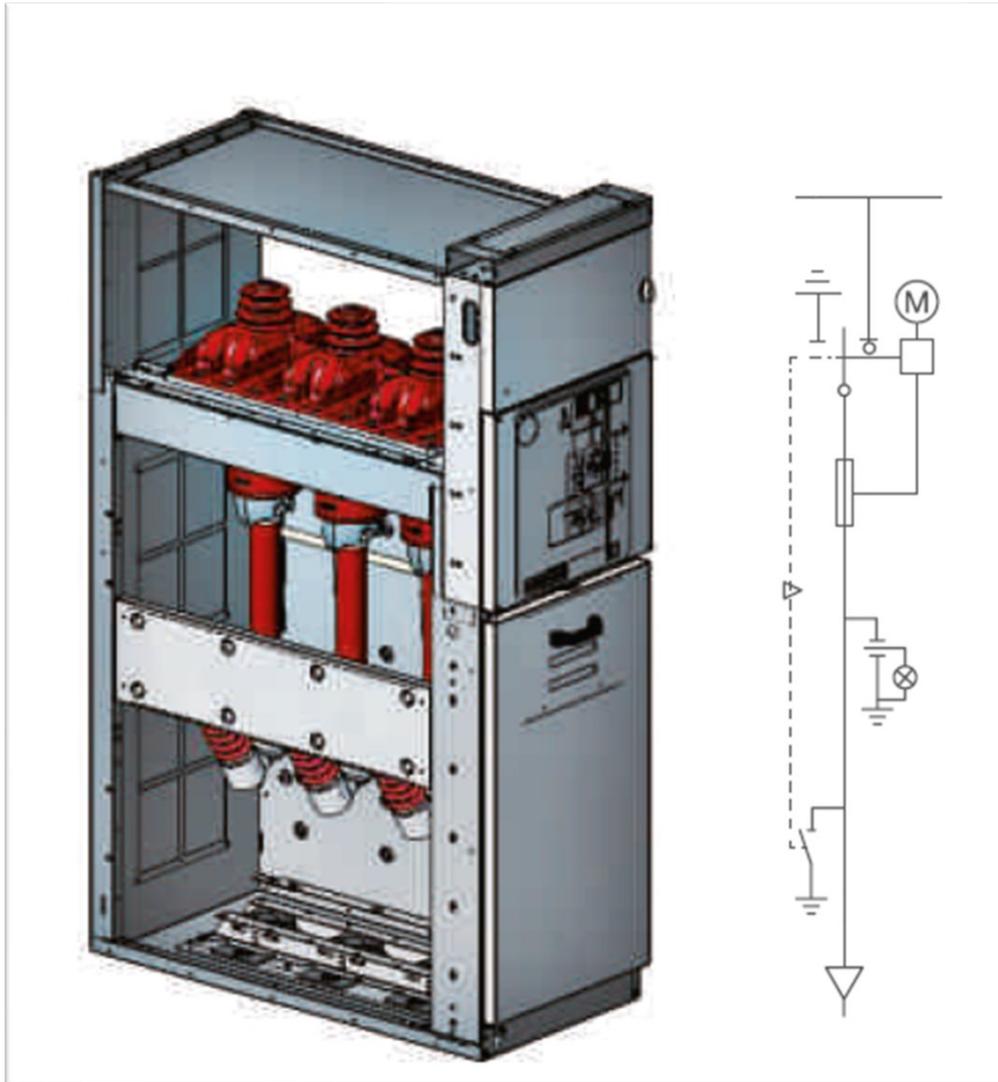


Figura 10: Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

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

7.6 Linee elettriche di media tensione

Le Power Station previste, verranno interconnesse in entra-esce secondo l'ordine specificato al paragrafo 6 e collegate al quadro elettrico generale di media tensione, installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di linee elettriche di media tensione in cavo interrato, opportunamente dimensionate in funzione della potenza 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.

Nello specifico 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 elettrica MT n° 1 consente di collegare le Power Station 1, 2 e 3 con il quadro elettrico generale di media tensione; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5E 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x400) mm²;
- Lunghezza: circa 1.362 m.

Linea MT n° 2

La linea elettrica MT n° 2 consente di collegare le Power Station 4, 5 e 6 con il quadro elettrico generale di media tensione; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5E 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x400) mm²;
- Lunghezza: circa 468 m.

Linea MT n° 3

La linea elettrica MT n° 3 consente di collegare le Power Station 7, 8 e 9 con il quadro elettrico generale di media tensione; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5E 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x400) mm²;
- Lunghezza: circa 1.500 m.

Linea MT n° 4

La linea elettrica MT n° 4 consente di collegare le Power Station 10, 11 e 12 con il quadro elettrico generale di media tensione; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5E 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x400) mm²;
- Lunghezza: circa 130 m.

Linea MT n° 5

La linea elettrica MT n° 5 consente di collegare le Power Station 13 e 14 con il quadro elettrico generale di media tensione; essa presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5E 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x300) mm²;
- Lunghezza: circa 1.070 m.

Per un totale di 8.343 m.

7.7 Cabine di raccolta

E' prevista l'installazione di n° 2 cabine di raccolta di tipo prefabbricato all'interno della quale verrà installato il quadro elettrico generale di media tensione e un trasformatore MT/BT 30kV/0,4kV da 50kVA, per l'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto.

7.8 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 del quadro adottato, prevede la presenza dei seguenti moduli di media tensione:

- N° 3 scomparto partenza linea verso la sottostazione elettrica di utenza, ciascuno 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° 5 scomparti partenza linea verso i sottocampi fotovoltaici, 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.

Lo schema del quadro, potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

7.9 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).

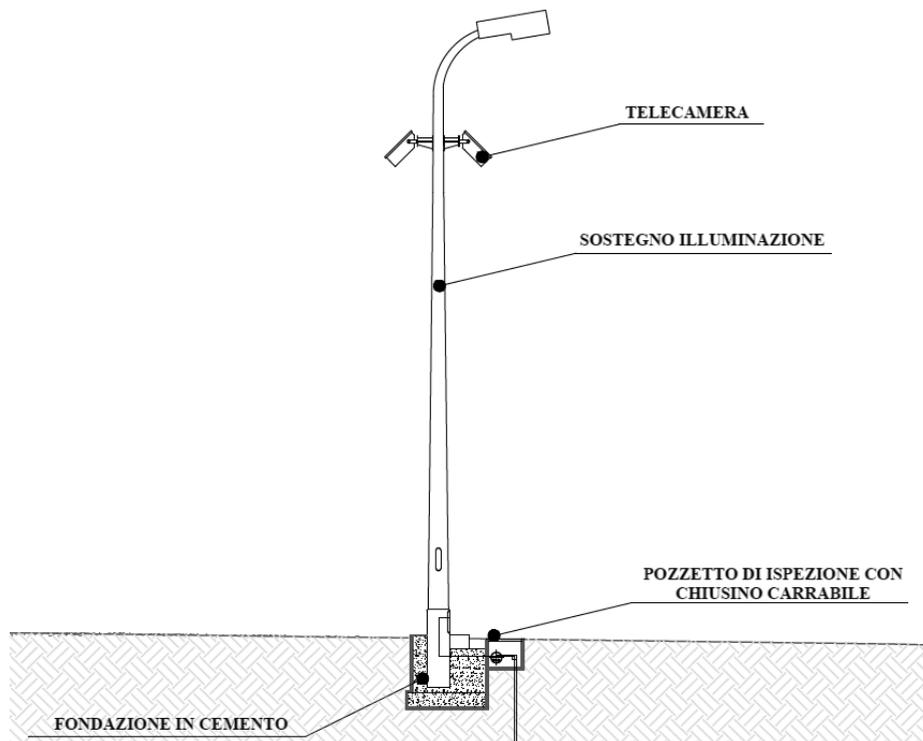


Figura 11: sostegno per impianto di videosorveglianza

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.