



Ministero dell'Ambiente e della  
Sicurezza Energetica



Regione Calabria



Comune di Scandale

Provvedimento di VIA nell'ambito del provvedimento unico in materia ambientale ai sensi dell'art.27 del D.Lgs152/2006 per la "Costruzione ed esercizio di un impianto fotovoltaico della potenza complessiva pari a 25,1085 Mw, da ubicare nel comune di Scandale (KR) in località Collarica e località Fota e relative opere di connessione"

PROPONENTE

**MYT RENEWABLES DEVELOPMENT 5 S.R.L.**  
**Piazza Fontana 6 - 20122 Milano (MI)**  
**Pec: mytdevelopment5srl@legalmail.it**

ELABORATO

Relazione tecnica impianto fotovoltaico

SCALA: \_\_\_\_

C.3

**PROGETTAZIONE:**

Ing. Nicola Daniele  
Via Camine Scandale, 27  
88837 Policastello (Kr)  
e-mail: ing.nicola.daniele@libero.it  
cell.333.7152607

Ing. Annibale Marrella  
Via Vittorio Emanuele II, 240  
88836 Cotronei (Kr)  
e-mail: ingannibalemarrella@libero.it  
cell. 339.2264510



**TECNICO:**

Ing. Santo Abate - Via Marina Stazione, 22 -  
87038 San Lucido(CS)  
e-mail: santo.abate@gmail.com  
cell.349.6161340



Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo
	Rev 0	Giugno 2023	Provvedimento di VIA nell'ambito del provvedimento unico in materia ambientale ai sensi dell'art.27 del D.Lgs.152/2006

SPAZIO RISERVATO AGLI ENTI

# Relazione Specialistica Fotovoltaico

Progetto definitivo

Impianto fotovoltaico "SCANDALE"

Comune di SCANDALE (KR)

N. REV. DESCRIZIONE

ELABORATO

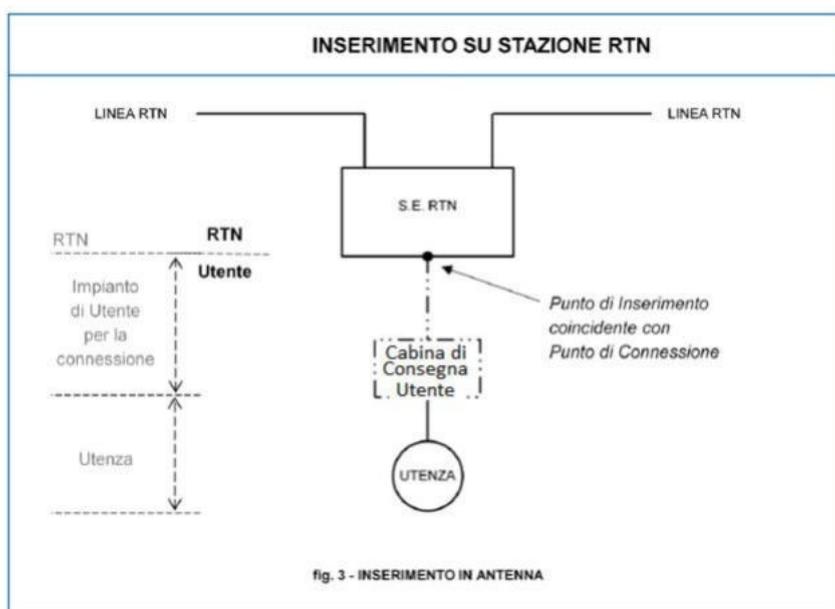
CONTROLLATO

APPROVATO

## 0. PREMESSA

La presente relazione tecnica riguarda la centrale di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile di tipo fotovoltaica denominata “SCANDALE METKA”, l’impianto avrà una potenza complessiva di circa 25,1085 MWp, per una potenza in immissione richiesta di 23 MWp, che sarà realizzata nel comune di SCANDALE (KR).

Lo schema di connessione alla “Rete di Trasmissione Nazionale” prevede che venga collegata in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica a 380/150/36 kV della RTN da inserire in entrata – uscita alla linea RTN a 380 kV “Belcastro – Scandale”, come rappresentato in figura seguente:



L’impianto fotovoltaico verrà connesso alla costruenda stazione a 36 kV di tensione.

## 1. DEFINIZIONI

### DISTRIBUTORE

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure di distribuzione di cui è proprietaria.

### 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 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.

#### **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 del Distributore.

#### **IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE**

La porzione di impianto per la connessione di competenza del Distributore, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione. L'impianto di rete presso l'utenza, qualora presente, è parte integrante dell'impianto di rete per la connessione.

#### **IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE**

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;

#### **IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE**

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;

#### **IMPIANTO PER LA CONNESSIONE**

L'insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di Utente. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione.

#### **IMPIANTO DI UTENZA**

Impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente.

#### **PUNTO DI CONSEGNA**

Il punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra rete del distributore e la rete di utente.

#### **PUNTO DI CONSEGNA PER UTENTI ATTIVI**

Il punto di consegna per gli utenti attivi si trova, dal punto di vista della rete del distributore, a monte dell'impianto di misura: quest'ultimo viene realizzato a carico dell'utente attivo che ne ha la completa responsabilità. Il punto di consegna è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà degli impianti. Qualora l'impianto di rete per la connessione preveda sistemi di protezione, comando e controllo,

deve essere previsto un fabbricato nel quale trovino posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento. Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

#### **PUNTO DI MISURA**

Il punto di misura è il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete.

#### **PUNTO DI CONNESSIONE**

Punto sulla rete del distributore dal quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è alimentato l'impianto dell'Utente.

#### **UTENTE DELLA RETE DEL DISTRIBUTORE (O UTENTE)**

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

#### **UTENTE ATTIVO**

Soggetto che converte l'energia primaria in energia elettrica mediante impianti di produzione allacciati alla Rete di distribuzione.

## **2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione della linea elettrica di connessione sono:

- ✓ D.Lgs. 81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- ✓ D.M. 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 016 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";

- ✓ CEI 02 "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 10-36 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto";
- ✓ CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo";
- ✓ 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) ";
- ✓ CEI 0-2: "Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici";
- ✓ UNI 10349: "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici";
- ✓ CEI 0-16: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alla reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";

- ✓ 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;
- ✓ CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✓ DK5940 ed.2.2 Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di E-distribuzione;
- ✓ 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";

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.

### **3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica ha una potenza nominale di 25,10850 MWp, per una potenza in immissione richiesta di 23 MWp, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico, e nascerà nel comune di SCANDALE (KR).

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica il cui layout prevede l'utilizzo di inverter di stringa HUAWEI con potenza in uscita in AC di 185 kVA.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo Trina Solar da 570 Wp, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati, premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari 44.050, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = (P_n \text{ generatore}) / (P_n \text{ modulo})$$

dove:

- ✓  $P_n$  generatore è la potenza nominale del generatore fotovoltaico in Wp;
- ✓  $P_n$  modulo è la potenza nominale del modulo fotovoltaico, in Wp.

L'impianto sarà formato da 132 inverter HUAWEI SUN2000-185KTL-H1 con MODULI TRINA SOLAR VERTEX 570. Tutti gli inverter avranno funzione di conversione da continua ad alternata bT.

Successivamente si avrà, sempre all'interno del parco fotovoltaico, una prima cabina di trasformazione bT/MT da 0,8 kV a 20 kV ed infine in prossimità dell'uscita una cabina di

trasformazione MT/AT da 20 kV a 36 kV.

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:

$$U_{MAXFV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAXmodulo}(\theta_{min}) \quad [V]$$

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:

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

dove

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

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAXFV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAXmodulo}(\theta_{min}) = N_s \cdot [U_{oc}(25^\circ C) - \beta(25 - \theta_{min})] \leq U_{maxinverter}$$

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

## VERIFICA DELLA CONDIZIONE 2

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

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

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

dove:

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

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

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

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove  $U_{MPPTMAX INVERTER}$  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  $\theta_{\text{max}}$  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;
- ✓  $U_{\text{MPPTmin modulo}}$  è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

essendo  $U_{\text{MPPTminINVERTER}}$  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];
- ✓  $I_{\text{sc}}$  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  $1000\text{W/m}^2$ .

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

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].

I 132 inverter avranno cavi bT in uscita a 0,8 kV e verranno convogliati in una cabina all'interno del parco fotovoltaico, dotata di trasformatore bT/MT da 0,8kV/20kV per eseguire il collegamento con la sezione MT e successivamente verranno convogliati in una cabina all'interno del parco fotovoltaico, dotata di trasformatore MT/AT da 20kV/36kV per eseguire il collegamento con la sezione MT della sottostazione di utenza MT/AT.

All'interno di ciascun locale di "conversione e trasformazione" bT/MT sarà predisposto un quadro elettrico di media tensione, contenente due interruttori di manovra-sezionatore combinati con fusibili, per la protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un sezionatore di linea sottocarico interbloccato con un sezionatore di terra e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Da ciascun quadro di media tensione del locale cabina di trasformazione, partirà una linea elettrica in cavo interrato elettrificata a 20 kV che andrà ad attestarsi sulla corrispondente "cella partenza linea" del quadro elettrico di media tensione installato all'interno del locale di trasformazione MT/AT.

Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'impianto di utente:

- ✓ 44.050 moduli fotovoltaici;

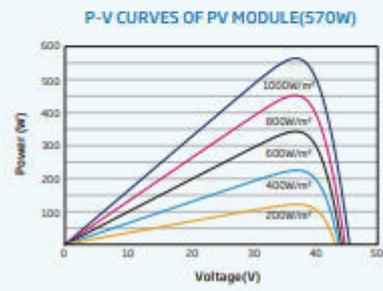
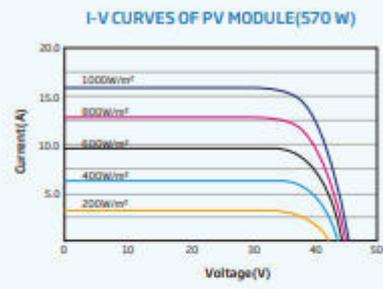
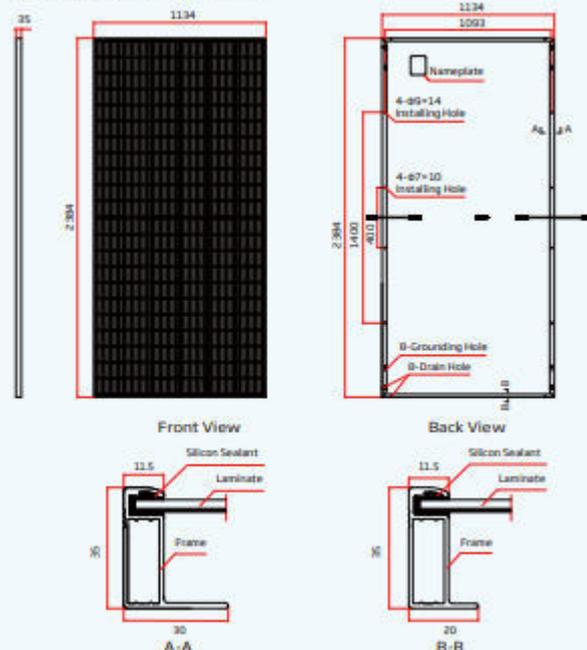
- ✓ 1.584 stringhe fotovoltaiche costituite da 25 moduli in serie;  
132 stringhe fotovoltaiche costituite da 16 moduli in serie;  
38 stringhe fotovoltaiche costituite da 17 moduli in serie;  
94 stringhe fotovoltaiche costituite da 18 moduli in serie;
- ✓ cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- ✓ 132 inverter di stringa HUAWEI SUN2000-185KTL-H1;
- ✓ cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- ✓ cavi elettrici di bassa tensione che dagli inverter arrivano ai quadri elettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- ✓ cavi di bassa tensione per il collegamento degli avvolgimenti di bassa tensione dei trasformatori ai quadri elettrici di bassa tensione;
- ✓ Quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno dei locali inverter, ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di generazione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore bT/MT;
- ✓ n. 5 trasformatori BT/MT da 4.600 kVA;
- ✓ n. 1 trasformatore MT/AT da 25.000 kVA;
- ✓ N. 5 monoblocco del tipo prefabbricati in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 5,71x2,48x2,38 m nelle quali sarà collocato il trasformatore bT/MT con le apparecchiature in cui vengono alloggiati i trasformatori;
- ✓ N. 1 monoblocco del tipo prefabbricati in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 5,71x2,48x2,38 m nelle quali sarà collocato il trasformatore MT/AT con le apparecchiature in cui vengono alloggiati i trasformatori;
- ✓ N° 4 linee di media tensione in cavo interrato realizzate in cavo multipolare isolato in HEPR.;
- ✓ N. 1 quadro elettrico generale di alta tensione.

Di seguito vengono descritte le caratteristiche dei vari elementi che costituiscono l'impianto di utente.

#### **4.1 MODULI FOTOVOLTAICI**

Si è scelto di utilizzare moduli in silicio monocristallino di potenza pari a 570 Wp, ognuno costituito da 132 celle in silicio monocristallino collegate in serie/parallelo, le cui caratteristiche elettriche, misurate in condizioni standard STC ( $AM=1,5$  ;  $E=1000 \text{ W/m}^2$ ;  $T=25 \text{ °C}$ ) sono di seguito riportate:

**DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)**



**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power Watts- $P_{max}$ (Wp)*	560	565	570	575	580
Power Tolerance- $P_{max}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{mp}$ (V)	38.0	38.3	38.5	38.8	39.0
Maximum Power Current- $I_{mp}$ (A)	14.72	14.75	14.79	14.83	14.85
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	45.3	45.6	45.8	46.1	46.3
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	15.76	15.81	15.85	15.90	15.94
Module Efficiency- $\eta_m$ (%)	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

Maximum Power- $P_{max}$ (Wp)	423	426	431	435	439
Maximum Power Voltage- $V_{mp}$ (V)	35.1	35.3	35.5	35.8	35.9
Maximum Power Current- $I_{mp}$ (A)	12.06	12.10	12.13	12.17	12.20
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	42.6	42.9	43.1	43.4	43.6
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	12.70	12.74	12.77	12.81	12.84

NOCT irradiance of 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 3m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2394 × 1134 × 35 mm (93.86 × 44.65 × 1.38 inches)
Weight	29.1 kg (64.2 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmittance, Anti-Coupled Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/PDE
Backsheet	White
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²) Pitch: 350/200 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	TS4

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (Nominal 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)
Max Series Fuse Rating	30A

**WARRANTY**

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

**PACKAGING CONFIGURATION**

Modules per box:	31 pieces
Modules per 40' container:	620 pieces

(Please refer to product warranty for details)



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
 © 2022 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
 Version number: TSM\_EN\_2022\_APAC\_A www.trinasolar.com

Le stringhe fotovoltaiche presenteranno le caratteristiche tecniche riportate in tabella:

Per 38 inverter:

	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E
Numero di stringhe FV:	2	2	2	2	2
Moduli FV per stringa:	25	25	25	25	25
Picco di potenza della stringa FV (ingresso):	28,5kWp	28,5kWp	28,5kWp	28,5kWp	28,5kWp
Tensione normale della stringa FV:	962,5V	962,5V	962,5V	962,5V	962,5V
Tensione di avvio della stringa FV:	✔ 550,0V				
Tensione di avvio dell'inverter:	550,0V	550,0V	550,0V	550,0V	550,0V
Tensione massima della stringa FV:	✔ 1225,2V				
Tensione CC massima:	1500,0V	1500,0V	1500,0V	1500,0V	1500,0V
Corrente massima della stringa FV:	✔ 24,26A				
Corrente CC massima dell'inverter:	26,0A	26,0A	26,0A	26,0A	26,0A
	MPPT F	MPPT G	MPPT H	MPPT I	
Numero di stringhe FV:	2	1	1	-	
Moduli FV per stringa:	25	16	17	-	
Picco di potenza della stringa FV (ingresso):	28,5kWp	9,12kWp	9,69kWp	-	
Tensione normale della stringa FV:	962,5V	616,0V	654,5V	-	
Tensione di avvio della stringa FV:	✔ 550,0V	✔ 550,0V	✔ 550,0V	-	
Tensione di avvio dell'inverter:	550,0V	550,0V	550,0V	-	
Tensione massima della stringa FV:	✔ 1225,2V	✔ 784,1V	✔ 833,1V	-	
Tensione CC massima:	1500,0V	1500,0V	1500,0V	-	
Corrente massima della stringa FV:	✔ 24,26A	✔ 12,13A	✔ 12,13A	-	
Corrente CC massima dell'inverter:	26,0A	26,0A	26,0A	-	

Per 94 inverter:

	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E
Numero di stringhe FV:	2	2	2	2	2
Moduli FV per stringa:	25	25	25	25	25
Picco di potenza della stringa FV (ingresso):	28,5kWp	28,5kWp	28,5kWp	28,5kWp	28,5kWp
Tensione normale della stringa FV:	962,5V	962,5V	962,5V	962,5V	962,5V
Tensione di avvio della stringa FV:	✓ 550,0V				
Tensione di avvio dell'inverter:	550,0V	550,0V	550,0V	550,0V	550,0V
Tensione massima della stringa FV:	✓ 1225,2V				
Tensione CC massima:	1500,0V	1500,0V	1500,0V	1500,0V	1500,0V
Corrente massima della stringa FV:	✓ 24,26A				
Corrente CC massima dell'inverter:	26,0A	26,0A	26,0A	26,0A	26,0A
	MPPT F	MPPT G	MPPT H	MPPT I	
Numero di stringhe FV:	2	1	1	-	
Moduli FV per stringa:	25	18	16	-	
Picco di potenza della stringa FV (ingresso):	28,5kWp	10,26kWp	9,12kWp	-	
Tensione normale della stringa FV:	962,5V	693,0V	616,0V	-	
Tensione di avvio della stringa FV:	✓ 550,0V	✓ 550,0V	✓ 550,0V	-	
Tensione di avvio dell'inverter:	550,0V	550,0V	550,0V	-	
Tensione massima della stringa FV:	✓ 1225,2V	✓ 882,1V	✓ 784,1V	-	
Tensione CC massima:	1500,0V	1500,0V	1500,0V	-	
Corrente massima della stringa FV:	✓ 24,26A	✓ 12,13A	✓ 12,13A	-	
Corrente CC massima dell'inverter:	26,0A	26,0A	26,0A	-	

Per la determinazione dei parametri elettrici delle stringhe, sono stati assunti i seguenti valori di temperatura:

- ✓  $\theta_{\text{riferimento}} = 25^{\circ} \text{C}$ ;
- ✓  $\theta_{\text{minima}} = 0^{\circ} \text{C}$ ;
- ✓  $\theta_{\text{massima}} = 70^{\circ} \text{C}$ .

## 4.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI

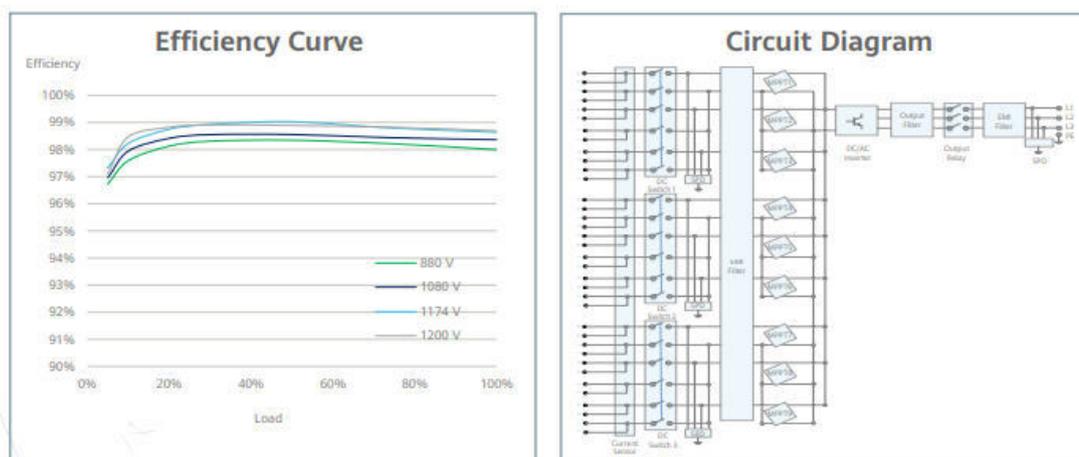
Le strutture sono costituite da tubolari metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che vengono posizionati ad un'altezza di circa 2,2 m e posizionati orizzontalmente seguendo la giacitura del terreno. Tale struttura a reticolo viene appoggiata a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in

funzione delle caratteristiche litologiche del suolo e comunque non superiori a 3,0 m.

Le fondazioni sono costituite da supporti in acciaio a sezione trapezoidale aperta (15 cm<sup>2</sup>) collocati nel terreno mediante infissione diretta, alla cui sommità verranno collegati tramite bullonatura le strutture di sostegno dei pannelli.

### 4.3 INVERTER

Si è deciso di utilizzare n. 132 inverter del tipo HUAWEI SUN2000-185 KTL



Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 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	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
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)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

#### 4.4 LINEE BT IN CAVO INTERRATO

All'interno dell'impianto di utenza si individuano due differenti tipologie di cavi di bassa tensione:

- ✓ cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento dei quadri elettrici di bassa tensione agli avvolgimenti di bassa tensione di trasformatori e agli inverter;
- ✓ cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua.

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle due tipologie di cavi e i criteri adottati ai fini del loro dimensionamento.

#### **4.4.1 Cavi della sezione in corrente continua**

Per cavi della sezione in c.c. si intendono:

- ✓ i cavi attraverso i quali vengono collegati tra loro i moduli fotovoltaici per formare le stringhe;
- ✓ i cavi che collegano le stringhe alle cassette di parallelo o ai quadri di sottocampo;
- ✓ i cavi che collegano i quadri di sottocampo al quadro di campo in c.c. e all'inverter.

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo H1Z2Z2-K per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c..

Per entrambe le tipologie di cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore), deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$$1,2 U_{oc\text{stringa}} \leq 1,5 \cdot U_o \quad \text{nel caso di sistemi floating o con un polo a terra}$$

$$1,2 U_{oc\text{stringa}} \leq 1,5 \cdot U \quad \text{nel caso di sistemi con punto centrale a terra,}$$

dove:

- ✓  $U_{oc\text{stringa}}$  è la tensione a vuoto di stringa [V];

- ✓  $U_0$  è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];
- ✓  $U$  è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione  $S$  di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$I_B = 1,25 \cdot I_{sc}$  per il cavo della singola stringa;

$I_B = N_{qsc} \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$  per il cavo che collega il quadro di sottocampo al quadro di campo o all'inverter;

$I_B = N_{stringhe} \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$  per il cavo che collega il quadro di campo all'inverter.

dove:

- ✓  $N_{qsc}$  il numero di stringhe collegate al quadro di sottocampo;
- ✓  $N_{stringhe}$  il numero di stringhe complessivo.

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

- ✓  $I_0$  è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- ✓  $K_1, K_2, K_3$  e  $K_4$  sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
  - $K_1$  fattore di correzione per temperatura di posa diversa da

quella standard;

- $K_2$  fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
- $K_3$  fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interrimento diversa da quella standard;
- $K_4$  fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori  $K_2$ ,  $K_3$  e  $K_4$  sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di  $K_1$  invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_o)]}$$

in cui:

- ✓  $\theta_s$  è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- ✓  $\theta_a$  è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- ✓  $\theta_o$  è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare

le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{SC} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓  $I_{SC}$  è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓  $r$  è la resistenza del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];
- ✓  $L$  è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter o al quadro in c.c. [m];
- ✓  $U_{MPP}$  è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

Le linee in cavo in corrente continua saranno in cavo interrato all'interno di tubazione protettiva in PVC, posta ad una profondità di posa di 1,20 m. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,4 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

#### **4.4.2 Cavi della sezione in corrente alternata e dispositivi di protezione contro le sovracorrenti**

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione  $S$  di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter (180,5 A circa).

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad

una profondità di posa di 1,00 m misurato dall' estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

#### 4.5 QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un quadro elettrico di bassa tensione installato all'interno del locale di conversione ed equipaggiato con dispositivi di generatore, uno per ogni inverter, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico.

Generalmente si utilizzano interruttori automatici per usi domestici e similari conformi alla norma CEI 23-3 se la corrente di impiego del circuito da proteggere è inferiore a 125 A, con caratteristica di intervento di tipo C.

Se la corrente del circuito da proteggere è superiore a 125 A si utilizzano interruttori automatici per usi industriali, conformi alla norma CEI 17-5.

Se richiesto dal sistema di protezione contro i contatti indiretti, gli interruttori hanno anche un relè differenziale (di tipo AC se l'inverter è dotato di trasformatore di isolamento, in caso contrario di tipo B) la cui corrente differenziale nominale di intervento è coordinata con la resistenza di terra dell'impianto di terra.

#### 4.6 TRASFORMATORI b T/MT

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica che parte dagli inverter per arrivare ai trasformatori di media tensione, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico da 0,8 kV a 20 kV.

Per conseguire questo obiettivo si dovranno utilizzare n. 5 appositi trasformatori elevatori bT/MT.

#### 4.7 TRASFORMATORI M T/AT

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica sulla rete di distribuzione di alta tensione, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 36 kV.

Per conseguire questo obiettivo si dovrà utilizzare un apposito trasformatore elevatore MT/AT.

#### **4.8 COLLEGAMENTO DEI TRASFORMATORI AI QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE**

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore.

I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

Per trasformatori fino a 250 kVA si impiegano in genere cavi unipolari (uno per ogni fase). Per potenze maggiori si utilizzano più cavi unipolari in parallelo, oppure condotti sbarre.

I cavi in parallelo devono avere la stessa sezione e lunghezza per favorire una corretta ripartizione del carico; inoltre i cavi di una stessa fase devono essere disposti, per quanto possibile, in modo simmetrico rispetto centro del fascio di cavi (per uniformare le mutue induttanze).

I condotti sbarre devono avere una corrente nominale superiore alla corrente nominale secondaria del trasformatore e una corrente nominale ammissibile di breve durata uguale o superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Circa la forma di segregazione del quadro generale BT non esistono prescrizioni normative.

#### **4.9 PROTEZIONE DEI TRASFORMATORI DALLE SOVRACORRENTI**

La messa in tensione di un trasformatore comporta una sovracorrente di inserzione, la quale si smorza secondo una legge di tipo esponenziale con

costante di tempo  $T_i$  dipendente dalla potenza nominale dello stesso.

La protezione contro il cortocircuito del trasformatore deve essere scelta in modo che non intervenga all'inserzione del trasformatore stesso.

Nel caso specifico, sul lato AT di ciascun trasformatore, sarà previsto un interruttore di manovra sezionatore con fusibile opportunamente dimensionato.

In occasione della messa in tensione della linea di media tensione che consente di collegare la centrale fotovoltaica alla sottostazione di utenza, le correnti di inserzione dei trasformatori potrebbero determinare l'intervento delle protezioni della linea MT installate nella sottostazione di utenza.

Per evitare questo inconveniente, si potrà prevedere un automatismo, che inserisca i trasformatori singolarmente o a gruppi con un ritardo di 5s-10s.

#### 4.10 LINEE ELETTRICHE DI COLLEGAMENTO TRA IL QUADRO GENERALE MT E I TRASFORMATORI bT/MT

Le linee elettriche di media tensione di collegamento tra il quadro elettrico generale di media tensione, da prevedere all'interno del locale MT e le cabine di trasformazione saranno realizzate in cavo tripolare concentrico isolati in HEPR, figura:

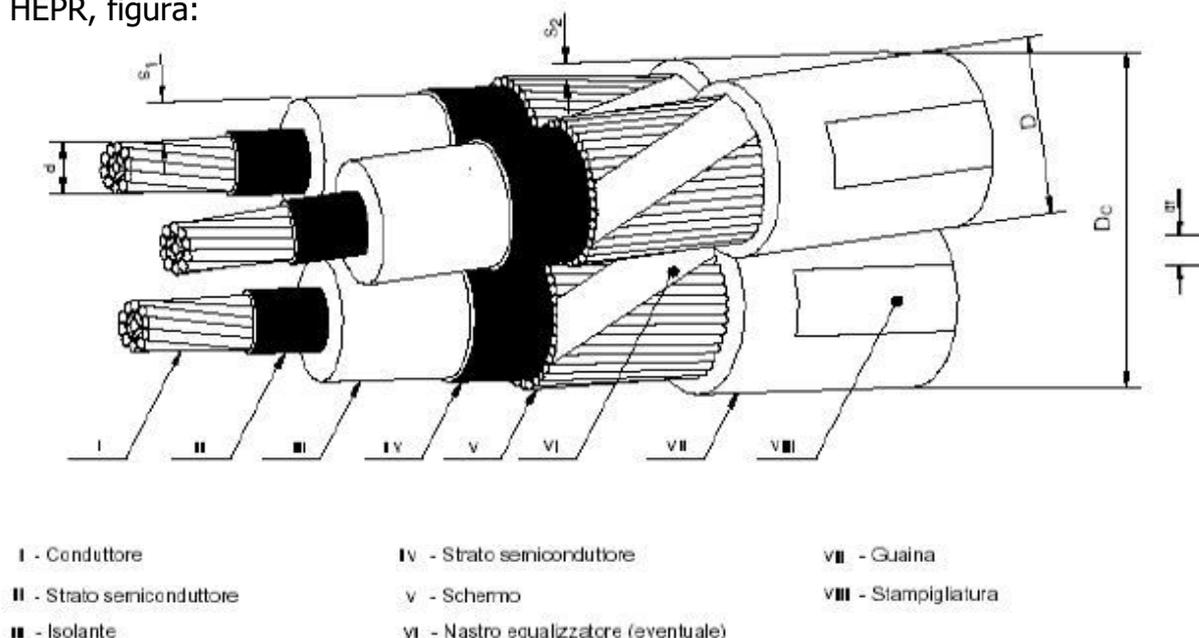


Figura 8: cavi trifase bassa tensione unificati e-distribuzione

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico, tenendo conto delle condizioni di posa e di installazione.

In merito alle condizioni di posa, si ricorda che i cavi di media tensione possono essere posati direttamente nel terreno (posa diretta) oppure in tubi, condotti o cunicoli interrati (posa indiretta).

Nel caso in esame le linee saranno posate in tubo protettivo il quale dovrà avere un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

La profondità di posa prevista è di 1,0 m per non interferire con altri servizi interrati.

La corrente di impiego di ciascuna linea è stata determinata attraverso l'applicazione della seguente formula:

$$I_B = (P_n \text{ sottocampo fotovoltaico}) / (\sqrt{3} \times V_n \times \cos\varphi)$$

dove:

- ✓  $P_n$  è la potenza nominale del sottocampo fotovoltaico [Wp];
- ✓  $V_n$  è la tensione nominale della linea [V];
- ✓  $\cos\varphi$  è il fattore di potenza, fissato a 0,95.

Per il corretto dimensionamento, è stata applicata la seguente relazione:

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

dove:

- ✓  $I_{z0}$  è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- ✓  $I_z$  è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- ✓  $K_1$  è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- ✓  $K_2$  è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di

riferimento;

- ✓  $K_3$  è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- ✓  $K_4$  è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- ✓  $I_B$  è la corrente di impiego calcolata.

I 132 sottocampi fotovoltaici in cui è stato suddiviso l'intero campo fotovoltaico, hanno verosimilmente la stessa potenza nominale (compresa tra 189,81 kWp e 190,38 kWp) pertanto le correnti di impiego delle linee di media tensione avranno la stessa intensità:

$$I_B = P_n / (\sqrt{3} \times V_n \times \cos\phi) = 20.292 / (\sqrt{3} \times 400 \times 0,95) = 30,83 \text{ A}$$

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20-30 cm al di sopra del cavo stesso.

Una volta terminata la posa del cavo, prima di sigillare le teste è consigliabile tagliare uno o due metri di cavo alle due estremità, poiché potrebbero aver subito danni meccanici e/o infiltrazioni di umidità.

Gli eventuali giunti ed i terminali andranno eseguiti a regola d'arte secondo le istruzioni del fabbricante da personale qualificato.

#### **4.11 QUADRO ELETTRICO GENERALE DI ALTA TENSIONE**

Il quadro elettrico di media tensione, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- ✓ 1 scomparto di arrivo linea, che conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra;
- ✓ 1 scomparto interruttore generale;
- ✓ 4 scomparti partenza linee;
- ✓ 1 scomparto servizi ausiliari.

Lo scomparto di arrivo conterrà il sezionatore generale di linea

interbloccato con il sezionatore di terra.

Lo scomparto interruttore generale conterrà il dispositivo generale (DG), costituito da un interruttore tripolare e un sezionatore di linea. Il dispositivo generale sarà dotato del sistema di protezione generale (SPG) richiesto dalla Norma CEI 0-16, e comprenderà i seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67N.

Lo stesso dispositivo potrà svolgere anche la funzione di protezione di interfaccia (PI) e pertanto sarà corredato delle ulteriori seguenti protezioni:

- ✓ protezione 27;
- ✓ protezione 59;
- ✓ protezione 81<;
- ✓ protezione 81>;
- ✓ protezione 59N.

Ciascuno scomparto partenza linee conterrà un dispositivo per la protezione delle linee di media tensione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67 N.

Da ciascuno scomparto linea, partirà una linea di media tensione in cavo interrato che andrà ad attestarsi sul quadro elettrico di media tensione installato all'interno della corrispondente cabina di conversione e trasformazione.

È previsto inoltre uno scomparto **servizi ausiliari**, all'interno del quale verrà installato un trasformatore bT/AT da 400kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- ✓ relè di protezione;
- ✓ sganciatori degli interruttori MT;
- ✓ motori elettrici per la movimentazione dei Tracker;
- ✓ relè ausiliari per la segnalazione delle avarie.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".

#### **4.12 SERVIZI DI CABINA**

All'interno dei locali cabine si dovranno prevedere i seguenti servizi di cabina:

- ✓ 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.

I servizi ausiliari di cabina saranno alimentati da un'utenza elettrica in bt appositamente dedicata, indipendente dal sistema di generazione locale.

## **5. Dimensionamento impianto e produzione di energia elettrica**

### **5.1 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO**

Per il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico il valore di potenza a cui si fa riferimento è il Watt picco, cioè la potenza che ogni modulo riesce a sviluppare in condizioni standard di riferimento STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura). In tali condizioni, corrispondenti ad una perfetta giornata di sole, il campo fotovoltaico esprime

il massimo delle proprie potenzialità. L'impianto oggetto della presente relazione tecnica ha una potenza nominale di 25,108,5 MWp, per una potenza in immissione richiesta di 23 MWp, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico.

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica il cui layout prevede l'utilizzo di n. 132 inverter di stringa del tipo HUAWEI modello SUN2000-185 KTL con potenza in uscita in AC di 185 kVA.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo Trina Solar da 570 Wp, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati, premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.

Per i 132 sottocampi si prevede l'utilizzo di inverter di stringa, rispettivamente così formati:

- ✓ 1.584 stringhe fotovoltaiche costituite da 25 moduli in serie;
- 132 stringhe fotovoltaiche costituite da 16 moduli in serie;
- 38 stringhe fotovoltaiche costituite da 17 moduli in serie;
- 94 stringhe fotovoltaiche costituite da 18 moduli in serie;

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari 44.050, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = (P_n \text{ generatore}) / (P_n \text{ modulo})$$

dove:

- ✓  $P_n$  generatore è la potenza nominale del generatore fotovoltaico in W;
- ✓  $P_n$  modulo è la potenza nominale del modulo fotovoltaico, in W.

L'impianto sarà suddiviso in 132 sottocampi, per ognuno dei quali verrà

installato un inverter che ha funzione di conversione, i dispositivi di protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

## **5.2 PERDITE DI SISTEMA BOS (BALANCE OF SYSTEM)**

In fase di progetto, al fine di preventivare un valore veritiero di producibilità di un determinato impianto fotovoltaico, bisogna considerare una molteplicità di perdite di sistema dovute intrinsecamente alla realizzazione dell'impianto stesso. Definiamo ora nel complesso tutte le perdite da considerare, incluse quelle dovute ai componenti utilizzati.

I valori di seguito indicati si riferiscono a stime di progetto, effettuate sulla base di studi statistici e di confronti con impianti già realizzati, e si rimanda alla fase esecutiva il calcolo di dettaglio delle perdite del sistema.

Tali perdite vengono analizzate e riassunte da un parametro che viene definito BOS (Balance Of System). Di seguito le principali cause:

- ✓ **Perdite per scostamento di targa**, che si sviluppano con lo scostamento dalle condizioni ideali STC rispetto alle condizioni reali di funzionamento di un modulo fotovoltaico: sulla produzione teorica di energia producibile dall'impianto nel corso dell'anno, tenuto conto anche dell'inclinazione dei moduli: 20,0° Tilt e orientamento (azimuth) dei moduli.
- ✓ **Perdite per riscaldamento moduli**, L'efficienza dei moduli fotovoltaici varia in funzione della temperatura di esercizio: più la temperatura di funzionamento è elevata, meno i pannelli sono efficienti. Il surriscaldamento delle celle ha un impatto negativo sull'efficienza dei moduli e sul rendimento dell'intero impianto
- ✓ **Perdite per sporco moduli**, i materiali che si possono accumulare sulla superficie dei pannelli (terra, sabbia, inquinamento, escrementi di volatili, foglie, resine, ecc...) hanno un impatto negativo sulla piena ricezione della luce solare e ostacolano il

rendimento dell'impianto fv. Alla lunga potrebbero anche compromettere il ritorno economico previsto dal piano d'investimento. Le perdite di rendimento dovute a questo tipo "inefficienza" possono essere molto variabili e dipendono molto dalle condizioni ambientali e dalla frequenza di pulizia dei pannelli. La pulitura non è, in questo caso, solo un elemento "estetico", ma "funzionale"

- ✓ **Perdite per riflessione** generate da un'aliquota di radiazione luminosa che viene riflessa dal vetro posto a protezione delle celle.
- ✓ **Perdite per mismatching** ovvero calo di rendimento generale causato dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche non perfettamente identiche: in questo caso il circuito di inseguimento del punto di massima potenza MPPT, non trovando la curva di funzionamento ottimale, si posiziona sulla curva del modulo peggiore penalizzando complessivamente il rendimento dell'intera stringa.
- ✓ **Perdite lungo le tratte DC** causate dalla resistenza offerta dai cavi elettrici, dalle perdite per cadute di tensione sui diodi di blocco e dalle resistenze di contatto sugli interruttori:
  - ✓ **Perdite nel gruppo di conversione statica** dovuta al funzionamento dell'inverter.
  - ✓ **Perdite nel gruppo di conversione bT/MT** causate dai trasformatori bT/MT e dalla linea di collegamento al gruppo di misura posto a distanza.
  - ✓ **Perdite nel gruppo di conversione MT/AT** causate dai trasformatori MT/AT e dalla linea di collegamento al gruppo di misura posto a distanza.
- ✓ **Perdite per ombreggiamento.** È importante durante il sopralluogo analizzare con estrema precisione il profilo dell'orizzonte visto dall'impianto fotovoltaico.

### 5.3 STIMA DELLA PRODUZIONE

Le condizioni STC sono puntuali e rappresentative di una situazione ideale, pertanto per stimare correttamente la produzione annua dell'impianto bisogna tenere conto di tutte le condizioni al contorno e fare riferimento all'irradiazione media annua del sito di installazione. La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando il software PVSyst – V7.2.

Di seguito un estratto dei risultati di simulazione

Con produzione annua stimata di 39.020,08 MWh/anno

