



REGIONE PUGLIA  
 PROVINCIA DI FOGGIA  
 COMUNE DI FOGGIA



PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO CON INTEGRAZIONE AGRICOLA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI FOGGIA (FG) IN CONTRADA TORRE DI LAMA AL FG. N. 7 PP. N. 101, 239, 447, 449, 451 E FG. N. 9 PP. N. 79, 195, 196, 222, 224, 225, 226, 227, 690, 691, DI POTENZA PARI A 19.359,00 kWp DENOMINATO "TORRE DI LAMA"

PROGETTO DEFINITIVO

DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI DEL PROGETTO TORRE DI LAMA 1



livello prog.	Codice Istanza	N.Elaborato	DATA	SCALA
PD	— 4WZGYD6	A11.1	30.03.2021	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE

TRINA SOLAR TETI S.r.l.  
 Piazza Borromeo 14, 20123 Milano



ENTE

PROGETTAZIONE



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



FIRMA RESPONSABILE TECNICO

***Impianto fotovoltaico identificato con codice di  
rintracciabilità Terna 227816419***

***Disciplinare descrittivo e prestazionale  
degli elementi tecnici***

***Potenza del generatore fotovoltaico = 7371 kWp***

***Potenza nominale impianto = 6720 kW***

***Potenza in immissione concessa = 5992 kW***

## **Sommario**

<b>1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI</b> .....	3
<b>1.1 Generalità</b> .....	3
<b>1.2 Layout di impianto</b> .....	5
<b>2. CARATTERISTICHE TECNICHE</b> .....	8
<b>2.1 Moduli fotovoltaici</b> .....	8
<b>2.2 Strutture di supporto</b> .....	9
<b>2.3 Cavi BT</b> .....	11
<b>2.4 Quadri parallelo stringhe</b> .....	12
<b>2.5 Locali Inverter</b> .....	13
<b>2.6 Dispositivi di generatore DDG</b> .....	16
<b>2.7 Locali di Trasformazione</b> .....	16
<b>2.8 Linee elettriche MT in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico generale (locale utente) ed i trasformatori</b> .....	18
<b>2.9 Quadro elettrico generale di media tensione</b> .....	21
<b>2.10 Dispositivo generale utente (DG)</b> .....	22
<b>2.11 Dispositivi di interfaccia (DDI)</b> .....	22
<b>2.12 Quadro servizi ausiliari</b> .....	23
<b>2.13 Gruppi di misura dell'energia</b> .....	23
<b>2.14 Valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto</b> .....	23
<b>3. SICUREZZA ELETTRICA</b> .....	26
<b>3.1 Protezione dalle sovracorrenti</b> .....	26
<b>3.2 Protezione contro i contatti diretti</b> .....	26
<b>3.3 Protezione contro i contatti indiretti</b> .....	26

# 1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI

## 1.1 Generalità

La presente relazione tecnica è parte integrante del progetto definitivo della centrale di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, denominata “Torre di Lama”, suddiviso elettricamente in due impianti distinti denominati rispettivamente “TORRE DI LAMA 1” e “TORRE DI LAMA 2”, che sarà realizzata territorio comunale di Foggia (FG) in contrada Torre Di Lama.

La presente relazione analizzerà nel dettaglio l'impianto elettrico **Torre di Lama 1**, (il cui numero di rintracciabilità della TICA è 227816419), e che verrà installato su lotti di terreno distinti al N.T.C. fg. n.7 p.lle 101, 239, 447 (in parte), 449 (in parte) e 451, fg. 9 p.lle 79 (in parte), 195 (in parte), 196 (in parte), 224 (in parte), 225 (in parte), 226 (in parte), 227 (in parte).



*Figura 1 - Inquadramento territoriale su ortofoto - Torre di Lama 1 in giallo*

L'impianto sarà connesso alla Rete Elettrica di Distribuzione di Media Tensione di e-Distribuzione, attraverso la realizzazione di una nuova cabina di consegna, conforme alla specifica tecnica e-Distribuzione DG2092 Tipo A edizione 3, collegata in antenna da futura cabina primaria AT/MT “Foggia-Amendola”, per mezzo di una nuova linea elettrica di media tensione.

L'insieme degli impianti da realizzare a partire dal punto di inserimento in Rete, necessari per la connessione dell'Impianto di Utente, prende il nome di **Impianto per la Connessione** e comprende i seguenti sotto-impianti:

- **Impianto di Rete per la Connessione**, costituito dal nuovo stallo MT in Cabina Primaria, dalla linea MT in antenna di collegamento e dall'Impianto di Rete presso l'Utente;
- **Impianto di Utente per la Connessione**;

L'impianto di Utente per la Connessione è la porzione di Impianto per la Connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente, e consiste in:

- **cavo di collegamento di media tensione;**
- **quadro elettrico di media tensione;**

## 1.2 Layout di impianto

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione tecnica, ha una potenza di picco pari a 7371 kWp, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli scelti, in fase di progettazione definitiva, per realizzare il generatore.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito applicando il criterio della superficie 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.

Si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **da 500 Wp BIFACCIALI**, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati.

L'impianto sarà suddiviso in **due sottocampi fotovoltaici uno avrà potenza pari a 4185 kWp, l'altro avrà potenza pari a 3186 kWp**, per i quali è prevista la realizzazione di n° 2 locali di conversione ed altrettanti locali di trasformazione. Nei locali appena citati verranno installati i quadri elettrici di media e bassa tensione, i gruppi di conversione, il trasformatore di campo e i gruppi di misura dell'energia prodotta (per maggiori dettagli sulle dimensioni e sul posizionamento dei locali, si rimanda alle tavole allegate).

Definito il layout 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.

Complessivamente si dovranno realizzare **546 stringhe costituite da 27 moduli da 500Wp in serie** da distribuire sui **64 inverter di stringa** scelti.

Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate in parallelo tra loro attraverso appositi **quadri di parallelo stringhe**, alloggiati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. Da

ciascun quadro di parallelo, partirà una linea in corrente continua che arriverà fino al locale inverter dove verrà eseguito il collegamento al corrispondente inverter.

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un **quadro elettrico generale di bassa tensione** equipaggiato con **dispositivi di generatore** (tipicamente interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) uno per ogni inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT.

Per ogni sottocampo si utilizzerà un **trasformatore elevatore**, la cui funzione è quella di innalzare la tensione del generatore fotovoltaico al livello necessario per eseguire il collegamento con la Rete Elettrica di media tensione del Distributore locale (20 kV).

I trasformatori saranno alloggiati in appositi locali di conversione-trasformazione, di sposti in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e in corrente alternata.

I trasformatori dell'impianto in questione saranno alimentati, rispettivamente, ognuno da una linea elettrica di media tensione a struttura radiale in cavo interrato **ARE4H5EX 3x(1x150) mm<sup>2</sup>**, la quale si svilupperà secondo il tracciato indicato nelle tavole allegate.

Si sono definiti, quindi i seguenti 2 sottocampi:

- Sottocampo 1:
  - 8370 moduli fotovoltaici da 500Wp;
  - 310 stringhe da 27 moduli;
  - Potenza totale del sottocampo 4185 kWp;
- Sottocampo 2:
  - 6372 moduli fotovoltaici da 540Wp;
  - 236 stringhe da 27 moduli;
  - Potenza totale del sottocampo 3186 kWp;

Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'Impianto di Utente:

Per ogni sottocampo si utilizzerà un **trasformatore elevatore**, la cui funzione è quella di innalzare la tensione del generatore fotovoltaico al livello necessario per eseguire il collegamento con la Rete Elettrica di media tensione del Distributore locale (20 kV).

I trasformatori saranno alloggiati in appositi locali di conversione-trasformazione, di sposti in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e in corrente alternata.

I trasformatori dell'impianto in questione saranno alimentati, rispettivamente, ognuno da una linea elettrica di media tensione a struttura radiale in cavo interrato **ARE4H5EX 3x(1x150) mm<sup>2</sup>**, la quale si svilupperà secondo il tracciato indicato nelle tavole allegate.

Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'Impianto di Utente:

- 14742 moduli fotovoltaici da 500Wp;
- 546 stringhe fotovoltaiche costituite da 27 moduli da 500Wp in serie;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- N° 64 inverter di stringa con potenza nominale 105 kW;
- cavi e lettrici di bassa tensione che dagli inverter arrivano ai quadri e lettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- N° 2 quadri elettrici generali di bassa tensione, ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di conversione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT;
- N° 2 trasformatori MT/BT da 2000 kVA, per il primo sottocampo;
- N° 2 trasformatori MT/BT da 1600 kVA, per il secondo sottocampo;
- N° 2 cabine di trasformazione di tipo p67-004 (secondo i cataloghi CEP srl), di dimensioni 6.76x2.5x3 m (L x l x h) nelle quali saranno collocati i trasformatori BT/MT;
- N° 2 locali di conversione di tipo container 40' High-cube, di dimensioni 12x3x3 m (L x l x h);
- N° 1 locale tecnico a servizio dell'impianto di tipo container 20' High-cube, di dimensioni 6x3x3 m (L x l x h);
- N° 1 linea elettrica di media tensione in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x150) mm<sup>2</sup> lunga circa 2720 m
- N° 1 linea elettrica di media tensione in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x150) mm<sup>2</sup> lunga circa 290 m

## 2. CARATTERISTICHE TECNICHE

### 2.1 Moduli fotovoltaici

Premettendo che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione, in questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli in silicio monocristallino di potenza pari a 500Wp di tipo bifacciale, [TSM-DEG18MC.20 (II)].

Le caratteristiche elettriche tipiche dei moduli, misurate in condizioni standard STC ( $AM=1,5$ ;  $E=1000 \text{ W/m}^2$ ;  $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) sono di seguito riportate:

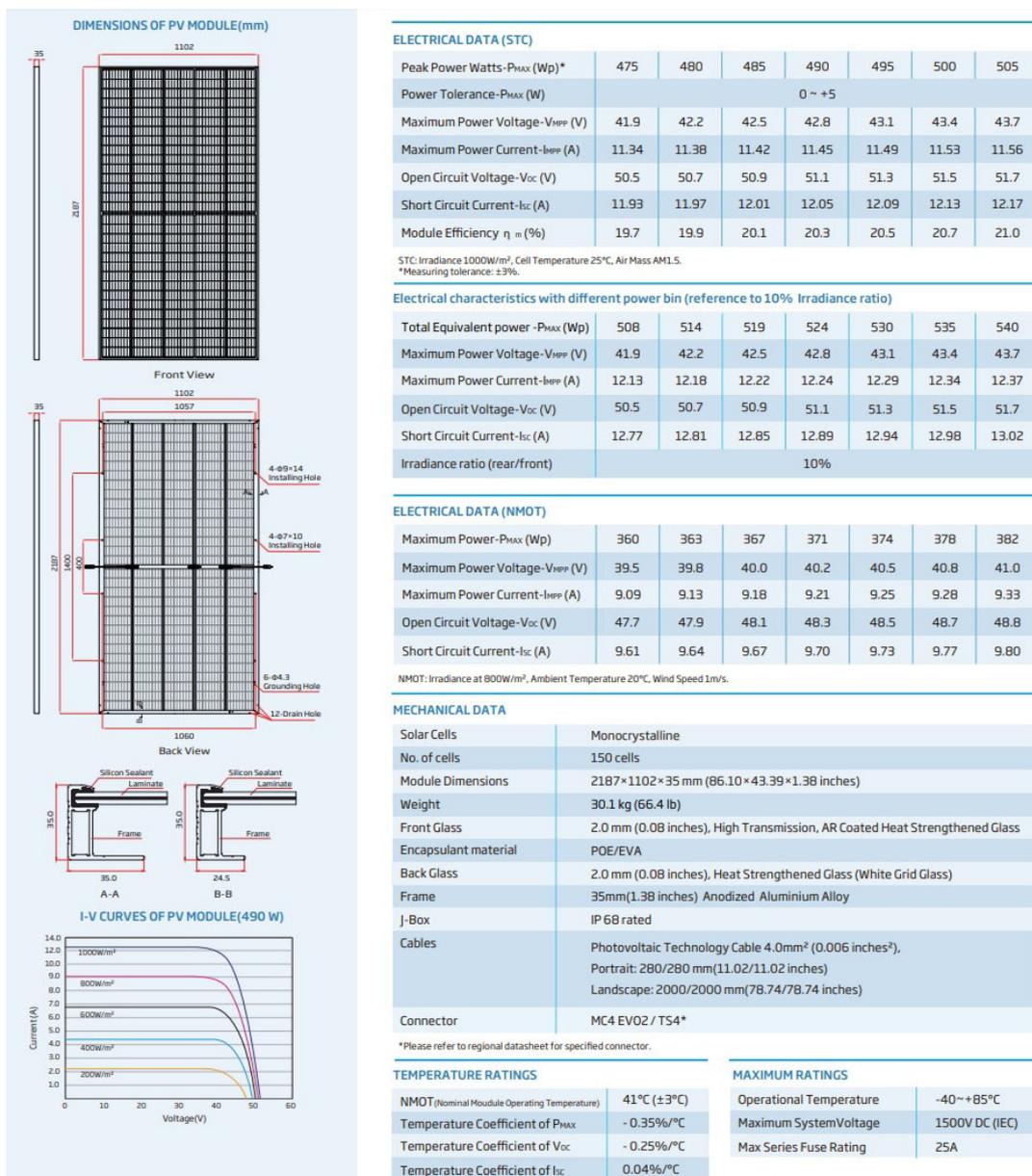


Figura 2: caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici

L'impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio ad asse orizzontale (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo al suolo, orientato NORD-SUD, con inseguimento EST-OVEST). Le strutture sono costituite da tubolari metallici in acciaio opportunamente dimensionati; si attestano orizzontalmente ad un'altezza di circa 2,40 m in fase di riposo, mentre in fase di esercizio raggiungono una quota massima di circa 4,20 metri di altezza massima rispetto alla quota 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. In fase esecutiva l'inseguitore potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti (ad es. ZIMMERMANN ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, con l'obiettivo di minimizzare l'impronta al suolo a parità di potenza installata.

Le strutture di sostegno dei moduli sono costituite da profili metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che 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.

Si tratta di una struttura metallica costituita essenzialmente da:

- Il corpo di sostegno disponibile come sostegno singolo o articolato a seconda del numero di moduli da applicare. La leggerezza dell'alluminio e la robustezza dell'acciaio raggiungono un'ottima combinazione e attraverso il profilo monoblocco vengono evitate ulteriori giunzioni suscettibili alla corrosione e alla maggiore applicazione;
- Le traverse sono rapportate alle forze di carico. Tutti i profili sono integrati da scanalature che permettono un facile montaggio. Le traverse sono fissate al sostegno con particolari morsetti. Le traverse sono dotate del pregiato Klick-System;
- Le fondazioni costituite semplicemente da un profilato in acciaio zincato a caldo conficcato nel terreno disponibile in più lunghezze standard. La forma del profilo supporta ottimamente i carichi statici e dinamici. Rispetto ai profili laminati il risparmio di materiale è del 50%.

Sinteticamente i vantaggi della struttura utilizzata si possono così riassumere:

- Logistica
  - Alto grado di prefabbricazione;
  - Montaggio facile e veloce;

- Componenti del sistema perfettamente integrati.
- Materiali
  - Materiale interamente metallico (alluminio/inox) con notevole aspettativa di durata;
  - Materiali altamente riciclabili;
  - Aspetto leggero dovuto alla forma dei profili ottimizzata.
- Costruzione
  - Facilità di installazione di moduli laminati o con cornice;
  - Possibilità di regolazione per terreni accidentati;
  - Facile e vantaggiosa integrazione con un sistema parafulmine.
- Calcoli statici
  - Forza di impatto del vento calcolata sulla base delle più recenti e aggiornate conoscenze scientifiche e di innovazione tecnologiche;
  - Traverse rapportate alle forze di carico;
  - Ottimizzazione di collegamento fra i vari elementi.

Per l'elaborato specifico in cui sono riportate piante, prospetti e particolari della struttura si rimanda all'elaborato D18 – Particolari tracker monoassiali.



Figura 3: Rappresentazione della struttura di supporto



*Figura4: Rappresentazione della struttura di supporto*

## **2.3 Cavi BT**

All'interno dell'impianto di utenza si individuano due 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 c.c. per il collegamento degli ingressi in corrente continua degli inverter ai quadri di parallelo stringhe, e da questi alle stringhe fotovoltaiche.

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento tra le stringhe e i quadri di campo sono previsti cavi solari in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia.

### **CARATTERISTICHE TECNICHE:**

- Conduttore: rame elettrolitico, stagnato, classe 5 secondo IEC 60228
- Isolante: HEPR 120 °C
- Max. tensione di funzionamento 1,5 kV CC Tensione di prova 4kV, 50 Hz, 5 min.
- Intervallo di temperatura Da - 50°C a + 120°C

- Durata di vita attesa pari a 30 anni In condizioni di stress meccanico, esposizione a raggi UV, presenza di ozono, umidità, particolari temperature.
- Verifica del comportamento a lungo termine conforme alla Norma IEC 60216
- Resistenza alla corrosione
- Ampio intervallo di temperatura di utilizzo
- Resistenza ad abrasione
- Ottimo comportamento del cavo in caso di incendio: bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi
- Resistenza ad agenti chimici
- Facilità di assemblaggio
- Compatibilità ambientale e facilità di smaltimento.

La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio e tali da garantire in ogni sezione una caduta di tensione non superiore al 2%. La portata dei cavi ( $I_z$ ) alla temperatura di 60°C indicata dal costruttore è maggiore della corrente di cortocircuito massima delle stringhe.

Per la realizzazione delle stringhe fotovoltaiche verranno utilizzati cavi solari H1Z2Z2-K, mentre per la realizzazione della restante parte di circuiti in corrente continua verranno utilizzati cavi elettrici ordinari, opportunamente dimensionati al punto di vista dell'isolamento e della sollecitazione termica.

Le linee saranno in cavo interrato all'interno di tubazione protettiva in PVC, posta ad una profondità di posa adeguata. 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.

Le modalità di posa dei cavi BT in corrente alternata (in cunicoli, tubi protettivi, sottopavimento, etc...) verranno definite in fase di progettazione esecutiva.

## **2.4 Quadri parallelo stringhe**

I quadri di parallelo stringhe QPS hanno la funzione di collegare in parallelo le varie stringhe di moduli.

I QPS verranno montati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli e saranno equipaggiati con le seguenti apparecchiature:

- N. 1 IMS con fusibile per ciascuna stringa;
- N. 1 diodo di blocco per ciascuna stringa;
- N.1 sezionatore sotto carico;
- N.1 scaricatore allo stato solido da 800Vca per ogni polo.

La struttura dei QPS sarà in resina autoestinguente con portina frontale trasparente montata su cerniere e munita di battuta in neoprene. Ciascun quadro sarà provvisto di staffe di ancoraggio e di ingressi e uscite cavi muniti di pressacavo.

Tutte le apparecchiature saranno accessibili singolarmente per il controllo e l'eventuale asportazione senza necessità di rimuovere quelle adiacenti; le sbarre di collegamento saranno di rame elettrolitico e i cavi unipolari di sezione opportuna.

La morsettiera generata conterrà uno o più contatti dell'impianto di terra, dove saranno collegate tutte le parti metalliche facenti parte del quadro stesso.

I quadri, adatti per l'installazione all'esterno, avranno le seguenti caratteristiche:

- a) materiale antiurto ed autoestinguente;
- b) inalterabilità per temperatura -10 / +50 °C;
- c) grado di protezione IP 65.

I suddetti quadri di campo realizzano il sezionamento e il parallelo delle stringhe dei moduli provenienti dal campo fotovoltaico.

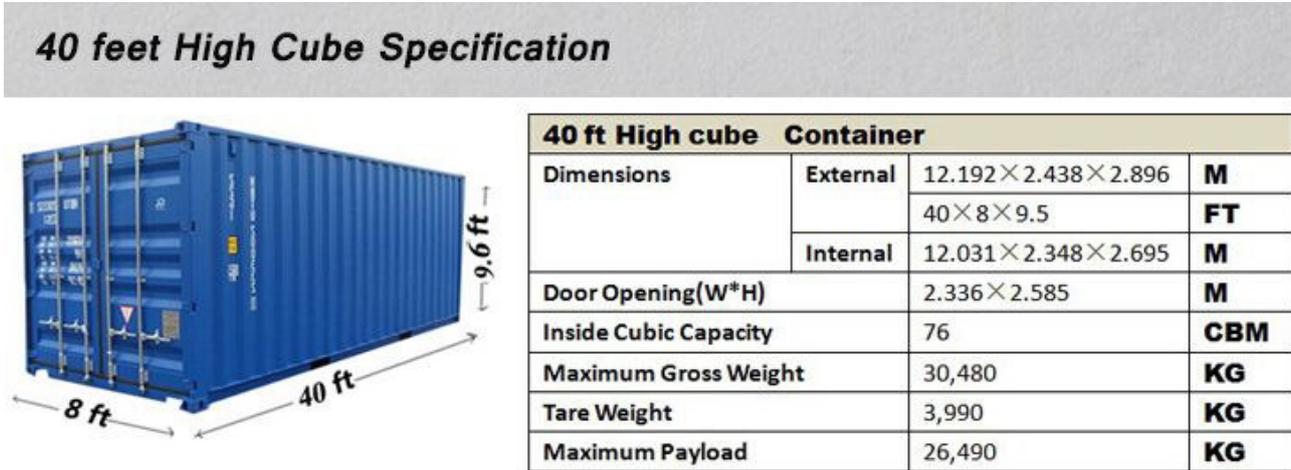
Esse disporranno al loro interno dell'elettronica necessaria per il cablaggio nonché protezione contro scariche provocate da fulmini e rotture dei moduli stessi. Dalle cassette di derivazione partiranno i cavi di collegamento (rivestiti in pvc o in gomma) fino al locale di conversione in cui sono contenuti gli inverter. Tutti i cavi utilizzati sono rispondenti alla norma CEI 20-22.

## **2.5 Locali Inverter**

I due locali di conversione atti ad alloggiare rispettivamente:

- N.36 inverter Huawei SUN2000-105KTL-H1
- N.28 inverter Huawei SUN2000-105KTL-H1

Saranno costituiti da container da 40' del tipo High-cube, di dimensioni di circa 12x3x3 m (L x l x h):



*Figura 5: locali di conversione dell'energia elettrica di tipo container*

## 2.5.1 Inverter

In fase di progettazione definitiva, sono stati scelti inverter di stringa **HUAWEI SUN2000-105KTL-H1**, ad ognuno dei quali confluirà il relativo quadro di parallelo. Caratteristiche dell'inverter:

Technical Specifications		SUN2000-105KTL-H1
<b>Efficiency</b>		
Max. Efficiency		99.0%
European Efficiency		98.8%
<b>Input</b>		
Max. Input Voltage		1,500 V
Max. Current per MPPT		25 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		33 A
Start Voltage		650 V
MPPT Operating Voltage Range		600 V ~ 1,500 V
Rated Input Voltage		1,080 V
Max. Number of Inputs		12
Number of MPP Trackers		6
<b>Output</b>		
Rated AC Active Power		105,000 W @40°C
Max. AC Apparent Power		116,000 VA @25°C
Max. AC Active Power (cosφ=1)		116,000 W @25°C
Rated Output Voltage		800 Vac, 3W+PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current		75.8 A
Max. Output Current		84.6 A
Adjustable Power Factor		0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%
<b>Protection</b>		
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
Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
<b>Communication</b>		
Display		LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485		Yes
USB		Yes
Power Line Communication (PLC)		Yes
<b>General</b>		
Dimensions (W x H x D)		1,075 x 605 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 inch)
Weight (with mounting plate)		79 kg (174.2 lb.)
Operation Temperature Range		-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling		Natural Convection
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Amphenol UTX
AC Connector		Waterproof PG Terminal + Terminal Clamps or OT Connector
Protection Rating		IP65
Topology		Transformerless

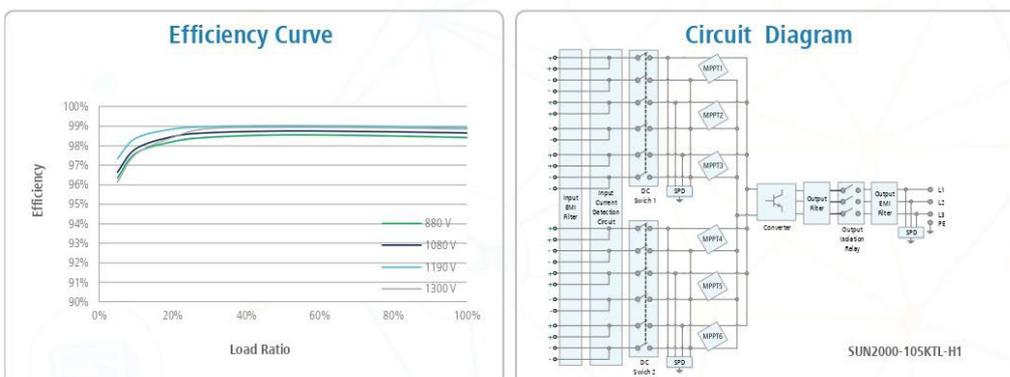


Figura 6: datasheet inverter scelti in fase di progettazione definitiva

I sistemi di conversione saranno installati in appositi armadi di contenimento all'interno del locale conversione, il quale dovrà essere adeguatamente areato per evacuare il calore sviluppato durante il loro funzionamento.

## 2.6 Dispositivi di generatore DDG

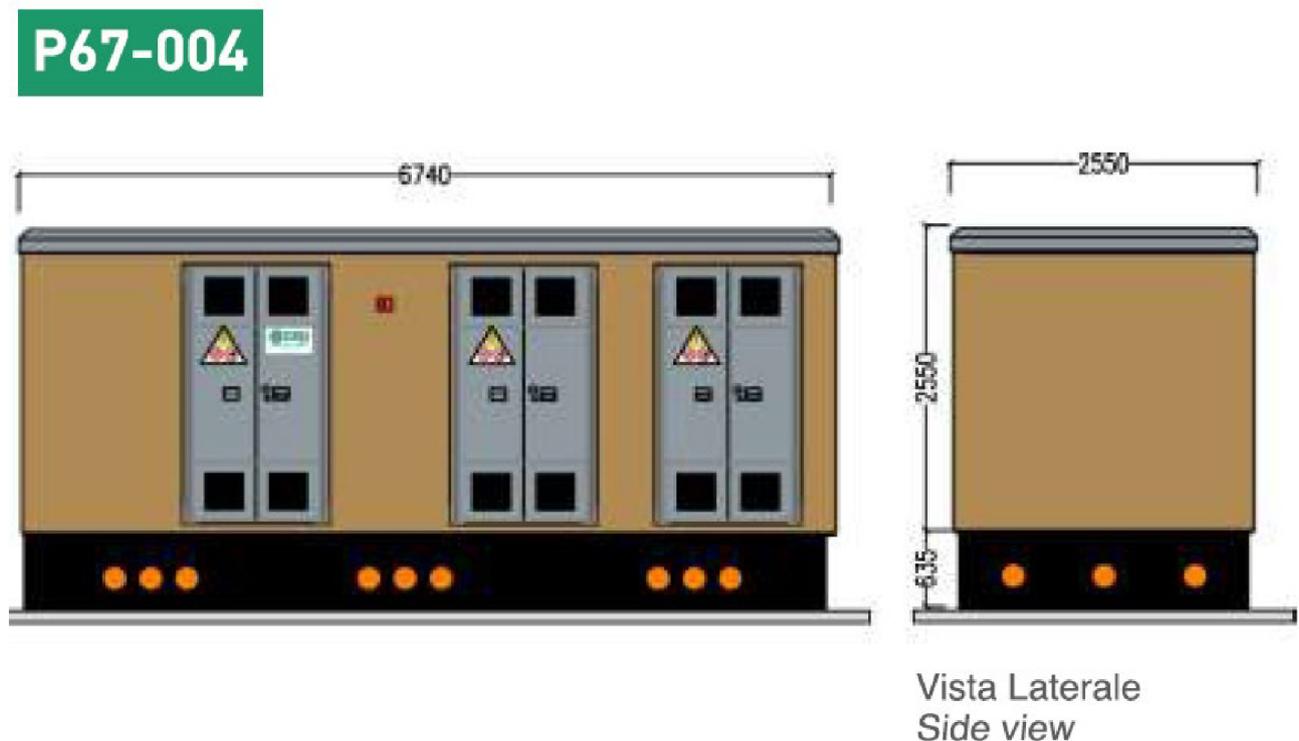
La configurazione impiantistica adottata prevede la presenza di n°64 dispositivi di generatore la cui apertura, comandata da un apposito sistema di protezione, determina la separazione del gruppo di generazione dalla rete, consentendo all'impianto stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

## 2.7 Locali di Trasformazione

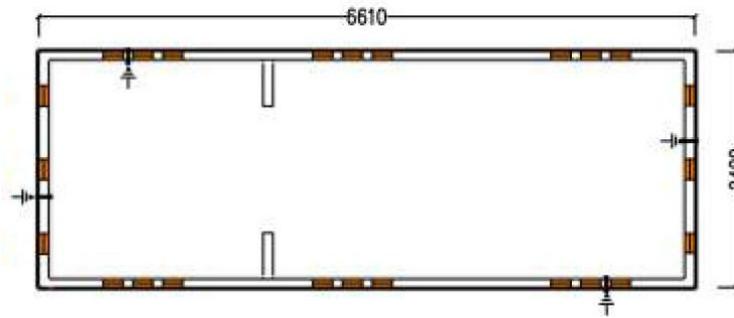
I due locali di trasformazione atti ad alloggiare rispettivamente:

- N.2 trasformatori BT/MT da 2000 kVA
- N.2 trasformatori BT/MT da 1600 kVA

Saranno del tipo: CEP P67-004. Aventi le seguenti caratteristiche, come illustrato di seguito:



*Figura 7: vista frontale cabina di trasformazione P67-004*



*Figura 8: vista in pianta cabina di trasformazione P67-004*

### 2.7.1 Trasformatori BT/MT

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica in Rete, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 20 kV.

Per conseguire questo obiettivo saranno utilizzati appositi trasformatori elevatori BT/MT.

I trasformatori scelti sono a secco del tipo inglobato in resina e possidica e ubicati all'interno di appositi fabbricati, per ridurre il rischio di incendio.

In base alle disposizioni di e-Distribuzione, la potenza nominale di ogni singolo trasformatore non deve essere superiore a:

- 1600 kVA a 15 kV;
- 2000 kVA a 20 kV;

in modo tale che un per un cortocircuito in bassa tensione, a monte dell'interruttore generale di bassa tensione, intervenga solo l'interruttore in media tensione dell'Utente posto a protezione del trasformatore e non la protezione di linea del distributore posta in cabina primaria.

Tenendo conto dei limiti su imposti e della potenza nominale della centrale fotovoltaica, si è scelto di utilizzare:

N° 2 trasformatori BT/MT, uno per ogni sottocampo, aventi le seguenti caratteristiche:

- $A_n = 2000$  kVA;
- $V_{1n} = 800$  V;
- $V_{2n} = 20$  kV;
- Collegamento avvolgimento BT:  $Y_n$ ;
- Collegamento avvolgimento MT: D;
- Gruppo: 11;
- $V_{cc}\% = 6\%$ ;
- Isolamento in resina.

N° 2 trasformatori BT/MT, uno per ogni sottocampo, aventi le seguenti caratteristiche:

- $A_n = 1600 \text{ kVA}$ ;
- $V_{1n} = 800 \text{ V}$ ;
- $V_{2n} = 20 \text{ kV}$ ;
- Collegamento avvolgimento BT:  $Y_n$ ;
- Collegamento avvolgimento MT:  $D$ ;
- Gruppo: 11;
- $V_{cc}\% = 6\%$ ;
- Isolamento in resina.

Per evitare la contemporanea energizzazione dei trasformatori, che potrebbe determinare l'intervento delle protezioni del Distributore installate in Cabina Primaria, è previsto l'utilizzo di dispositivi che provvedono, in caso di mancanza di tensione, alla rienergizzazione dei trasformatori con tempi di rientro intervallati di almeno 1s.

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi FG7OR 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale dell'avvolgimento BT del trasformatore.

## **2.8 Linee elettriche MT in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico generale (locale utente) ed i trasformatori**

Due linee elettriche saranno derivate, ognuna, dal proprio *scomparto partenza linea MT* del quadro elettrico generale di media tensione previsto all'interno del Locale Utente.

I cavi di collegamento tra i due scomparti *partenza linea MT* verso i rispettivi trasformatori avranno le seguenti caratteristiche:

### **2.8.1 Linea elettrica MT n° 1**

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica di media tensione n° 1 alimenta in entra-esce i primi due trasformatori con potenza nominale di 2000 kVA.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa variabile da un minimo di 1,2 m a un massimo di circa 1,8 m in corrispondenza dell'interferenza con le aree AP e MP individuate dal PAI;

- resistività termica del terreno 1°C m/W;
- numero di circuiti indipendenti presenti all'interno della stessa trincea di scavo pari a 1;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^n A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente della Power Station  $i$ -esima, in kVA;
- $V_n$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^2 A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{(2000+2000) \times 10^3}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3} \approx 116 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 150 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 150) \text{ mm}^2$ ;
- $I_{zo} = 312 \text{ A}$ ;
- $U_0/U = 12/20 \text{ kV}$ ;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica "dimensionamento cavi e verifica della c.d.t."

### 2.8.2 Linea elettrica MT n° 2

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica di media tensione n° 2 alimenta in entra-esce i primi due trasformatori con potenza nominale di 1600 kVA.

Per il dimensionamento elettrico, è stato applicato il criterio termico, ipotizzando delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa variabile da un minimo di 1,2 m a un massimo di circa 1,8 m in corrispondenza dell'interferenza con le aree AP e MP individuate dal PAI;
- resistività termica del terreno  $1^\circ\text{C m/W}$ ;
- numero di circuiti indipendenti presenti all'interno della stessa trincea di scavo pari a 1;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla condizione di carico più gravosa, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori. Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^n A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente della Power Station  $i$ -esima, in kVA;
- $V_n$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^3 A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{(1600+1600) \times 10^3}{\sqrt{3} \times 30 \times 10^3} \approx 93 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da  $150 \text{ mm}^2$ . Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 150) \text{ mm}^2$ ;

- $I_z = 312 \text{ A}$ ;
- $U_0/U = 12/20 \text{ kV}$ ;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica “dimensionamento cavi e verifica della c.d.t.”.

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

## **2.9 Quadro elettrico generale di media tensione**

### **2.9.1 Locale Utente**

All'interno del locale utente è presente il quadro elettrico di media tensione, di tipo protetto, costituito dai seguenti scomparti:

- 2 scomparti partenza linea MT verso il campo fotovoltaico, con sezionatore di sbarra ed interruttore automatico. Vi saranno inoltre le protezioni di massima corrente e di interfaccia, alimentate da TA e TV.
- 1 scomparto trasformatore per servizi ausiliari;
- 1 scomparto interruttore generale, con funzione di protezione generale;
- 1 scomparto risalita cavi;

Ciascuno scomparto partenza linee MT 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 generale:

- protezione 50 e 51;
- protezione 50N e 51N;
- protezione 67N S<sub>1</sub> e S<sub>2</sub>.

E dai seguenti relè di protezione d'interfaccia:

- protezione 59N;
- protezione 59;

- protezione 27;
- protezione 81<;
- protezione 81>;

all'interno dello scomparto **servizi ausiliari** verrà installato un trasformatore MT/BT da 160kVA, con il relativo quadro di bassa tensione, per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di cabina:

- relè di protezione;
- servizi generali di cabina;

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 vengono 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”.

## **2.10 Dispositivo generale utente (DG)**

L'impianto di utenza sarà connesso alla rete elettrica di distribuzione di media tensione attraverso un dispositivo di sezionamento e interruzione, posto nello scomparto partenza linea.

Il dispositivo generale è in grado di escludere dall'impianto di rete per la connessione, l'intero impianto di utenza.

L'interruttore sarà dotato dei seguenti relè di protezione:

- 50/51;
- 50N/51N;
- 67N

## **2.11 Dispositivi di interfaccia (DDI)**

I dispositivi di interfaccia, installati negli scomparti linea delle singole linee MT di campo, sono costituiti da un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e un sezionatore installato a monte dell'interruttore.

L'interruttore sarà dotato dei seguenti relè di protezione:

- 27;
- 59;
- 81<;

- 81>;
- 59N.

## **2.12 Quadro servizi ausiliari**

È prevista l'installazione di un quadro elettrico di bassa tensione da cui verranno derivate le linee elettriche per l'alimentazione dei servizi ausiliari. Il quadro in oggetto, sarà equipaggiato con interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale a protezione delle singole derivazioni e un interruttore generale di tipo magnetotermico.

## **2.13 Gruppi di misura dell'energia**

È prevista l'installazione di:

- N.4 gruppi di misura dell'energia elettrica prodotta dai campi fotovoltaici;
- N.1 gruppo di misura attraverso cui contabilizzare l'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari;
- N. 1 gruppo di misura di tipo bi-direzionale per contabilizzare l'energia elettrica scambiata con la rete. Il gruppo di misura bi-direzionale sarà collocato in uno scomparto della cabina di consegna e verrà collegato al trasformatore amperometrico ed al trasformatore voltmetrico all'interno dello scomparto di consegna;

## **2.14 Valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto**

La valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata in termini di energia (con misure relative ad un dato periodo) o in termini di potenza (con misure istantanee) con le modalità di seguito indicate.

### **2.14.1 Valutazione delle prestazioni in energia**

La verifica prestazionale degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata in termini di energia valutando l'indice di prestazione PR (o indice di prestazione in energia, corretto in temperatura).

L'indice di prestazione PR evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sull'energia generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, al rendimento di conversione dell'inverter e alle inefficienze o guasti dei componenti (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli).

In analogia al PR indicato nella Norma CEI EN 61724, espresso come nell'equazione, si definisce il PRe come segue:

$$P_{Re} = E_{ca} / E_{ca\_producibile\_}(H_i, P_n, T_{cel})$$

dove:

$E_{ca}$  producibile ( $H_i, P_n, T_{cel}$ ) è l'energia producibile in corrente alternata, determinata in funzione della radiazione solare incidente sul piano dei moduli ( $H_i$ ), della potenza nominale dell'impianto ( $P_n$ ) e della temperatura di funzionamento della cella fotovoltaica ( $T_{cel}$ ).

### 2.14.2 Valutazione delle prestazioni in potenza

La verifica prestazionale degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata in termini di potenza valutando l'indice di prestazione PRp (o indice di prestazione in potenza, corretto in temperatura).

L'indice di prestazione PRp evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sulla potenza generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto dell'irraggiamento solare, al rendimento di conversione dell'inverter e alle inefficienze o guasti dei componenti (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli).

Analogamente all'espressione, la verifica delle prestazioni in potenza di un impianto fotovoltaico è effettuata controllando che siano soddisfatti i seguenti vincoli nelle condizioni di funzionamento sotto riportate:

$$PRp = P_{ca} / P_{ca\_producibile\_}(G_p, P_n, T_{cel}) = P_{ca} / (R_{fv2} \times G_p / G_{stc} \times P_n) > 0,78 \text{ se } P_{inv} \leq 20 \text{ kW}$$

$$0,80 \text{ se } P_{inv} > 20 \text{ kW}$$

Dove:

- $R_{fv2}$  è calcolato secondo l'espressione;
- $P_{inv}$  è la potenza nominale dell'inverter.

Le condizioni di funzionamento dell'impianto fotovoltaico per la verifica dell'indice prestazionale PRp in fase di avvio dell'impianto sono le seguenti:

- Irraggiamento sul piano dei moduli ( $G_p$ ) superiore a 600 W/m<sup>2</sup>;
- Velocità del vento non rilevante, in riferimento al solarimetro utilizzato;

- Rete del distributore disponibile;
- In servizio tutti gli inverter dell'impianto o della sezione in esame.

La verifica dell'indice prestazionale PRp viene effettuata operando su tutto l'impianto, se tutte le sue sezioni hanno caratteristiche identiche, o su sezioni dello stesso caratterizzate da:

- Stessa inclinazione e orientazione dei moduli;
- Stessa classe di potenza dell'inverter ( $P_{inv} > 20 \text{ kW}$  o  $P_{inv} \leq 20 \text{ kW}$ );
- Stessa tipologia di modulo (e quindi stesso valore del coefficiente di temperatura di potenza ;
- Stessa tipologia di installazione dei moduli (e quindi analoga  $T_{cel}$ ).

## 3. SICUREZZA ELETTRICA

### 3.1 Protezione dalle sovracorrenti

Per la protezione delle linee elettriche di bassa tensione dalle sovracorrenti, è previsto l'utilizzo di interruttori automatici dotati di sganciatore termico e magnetico, le cui caratteristiche sono state opportunamente coordinate con quelle del cavo da proteggere attraverso il rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 64-8:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

dove:

- $I_b$  è la corrente di impiego della linea;
- $I_n$  è la corrente nominale dell'interruttore;
- $I_z$  è la portata del cavo;
- $I$  è il valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione dell'interruttore;
- $t$  è il tempo di intervento del dispositivo in occasione di guasto;
- $K$  è un coefficiente che dipende dal tipo di cavo utilizzato.

Il rispetto della prima condizione assicura la protezione contro il sovraccarico, mentre per la protezione contro gli effetti termici prodotti in occasione di cortocircuito, è necessario garantire il rispetto della seconda condizione sopra riportata.

La protezione dei trasformatori e delle linee elettriche di media tensione sarà affidata ad interruttori MT dotati di relè di massima corrente di fase ed omopolare.

### 3.2 Protezione contro i contatti diretti

Per la protezione contro i contatti diretti verranno adottate misure di protezione totali (isolamento delle parti attive) e parziali (involucri e barriere).

### 3.3 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti sarà garantita mediante interruzione automatica dell'alimentazione (sistema di protezione attivo) in occasione di guasto di isolamento verso terra di apparecchiature di classe I, e l'utilizzo di apparecchiature di classe II.