

# IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO "MANIMUZZI" E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 19.8336 MWp  
COMUNI DI COLLEPASSO E CASARANO (LE)

## Proponente

**EG ETRURIA S.R.L.**

VIA DEI PELLEGRINI 22 · 20122 MILANO (MI) · P.IVA: 11769760965 · PEC: egetruria@pec.it

## Progettazione

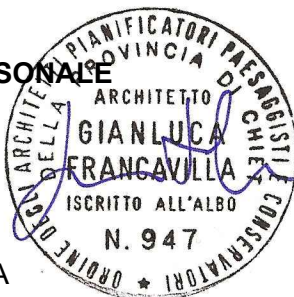
**deve-loop**

sviluppo sostenibile

**DEVE-LOOP S.R.L. UNIPERSONALE**

Via ORAZIO, 152  
65128 - PESCARA (PE)  
P.IVA: 02319140683

ARCH. GIANLUCA  
FRANCAVILLA

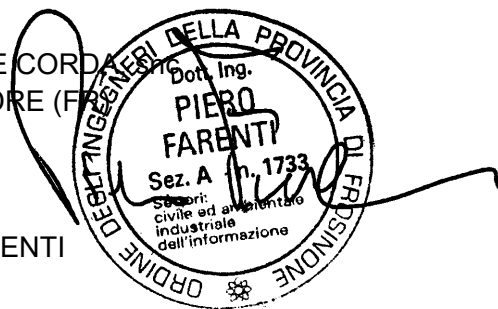


**Farenti**

**FARENTI S.R.L.**

Via DON GIUSEPPE CORDA 1576  
03030 - SANTOPADRE (FR)  
P.IVA: 02604750600

ING. PIERO FARENTI



## Coordinamento progettuale

ARCH. GIANLUCA  
FRANCAVILLA

**DEVE-LOOP S.R.L. UNIPERSONALE**  
Via ORAZIO, 152 65128 - PESCARA (PE)  
P.IVA: 02319140683 · PEC: deve-loop@pec.it

**deve-loop**  
sviluppo sostenibile

## Titolo Elaborato

# RELAZIONE TECNICA GENERALE

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
PROGETTO DEFINITIVO	REL.02	---	---	04/2022	---

## Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0.0	04/2022	PRIMA EMISSIONE	FAR	DEV	ENF

COMUNI DI COLLEPASSO  
E CASARANO (LE)  
REGIONE PUGLIA



# RELAZIONE TECNICA GENERALE

## Sommario

<b>1. PREMESSA</b>	<b>3</b>
<b>2. DESCRIZIONE GENERALE</b>	<b>3</b>
<b>3. CARATTERISTICHE GENERALI DELL'INTERVENTO</b>	<b>3</b>
3.1 DATI DI PROGETTO	3
3.2 ATTIVITA' LEGATE ALLA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO	4
3.2.1 <i>Progettazione, servizi di ingegneria e project management</i>	4
3.2.2 <i>Forniture materiali</i>	4
3.2.3 <i>Montaggio e posa in opera dei componenti</i>	4
3.2.4 <i>Servizi durante il funzionamento</i>	5
<b>4. DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b>	<b>5</b>
4.1 GENERATORE FOTOVOLTAICO (VEDI ALLEGATO "A")	5
4.1.1 <i>Struttura di supporto</i>	9
4.2 QUADRI ELETTRICI	11
4.3 SISTEMA DI CONDIZIONAMENTO DELLA POTENZA – INVERTER (VEDI ALLEGATO "B")	13
4.4 SISTEMA DI ACCUMULO	14
4.5 CABINE ELETTRICHE	15
4.5.1 <i>SW Station</i>	15
4.5.2 <i>Cabina inverter</i>	16
4.6 TRASFORMATORI MT/BT	16
4.7 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	17
4.8 CABINA DI RACCOLTA MT/HV	17
4.9 SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI (SISTEMA PROPRIETARIO)	19
4.10 STAZIONE METEOROLOGICA	19
4.11 RETE DI TERRA	21
4.12 SISTEMA DI VIDEOSERVEGLIANZA	21
4.13 SISTEMI ANTINCENDIO	22
4.14 RECINZIONE	22
4.15 VIABILITÀ INTERNA DI SERVIZIO E PIAZZALI	22
4.16 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE	22
4.16.1 <i>Protezione contro i contatti diretti</i>	22
4.16.2 <i>Protezione contro i contatti indiretti</i>	23
4.16.3 <i>Protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche</i>	23
<b>5. QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)</b>	<b>24</b>
5.1 CAVI C.C. BT	24
5.2 CAVI C.C. QUADRI DI PARALLELO STRINGHE – INVERTER	25
5.3 CAVI C.C. BT STRINGHE	27
5.4 CAVI C.A. BT INVERTER – QUADRI BT (IN CABINA)	30
5.5 CAVI C.A. QUADRI BT (IN CABINA) - TRASFORMATORE	31
5.6 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE	31
<b>6. OPERE CIVILI PREVISTE</b>	<b>35</b>
<b>7. VERIFICHE, PROVE E COLLAUDI</b>	<b>35</b>
7.1 PROVE E COLLAUDI SUI COMPONENTI PRIMA E DURANTE L'INSTALLAZIONE	36
7.2 COLLAUDI AD INSTALLAZIONE COMPLETATA	36
<b>8. RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI</b>	<b>39</b>

<b>9. PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO</b> .....	<b>42</b>
<b>9.1 COMPUTO METRICO DELLE OPERAZIONI DI DISMISSIONE</b> .....	<b>45</b>
<b>9.2 CRONOPROGRAMMA DELLE FASI ATTUATIVE DI DISMISSIONE</b> .....	<b>47</b>
<b>10. ALLEGATI</b> .....	<b>48</b>
10.1 ALLEGATO A – DATA SHEET MODULO FOTOVOLTAICO .....	48
10.2 ALLEGATO B – DATA SHEET INVERTER .....	50
10.3 ALLEGATO C – CAVI ELETTRICI.....	52

## 1. PREMESSA

Nel presente documento sono definite le specificità tecniche di un impianto fotovoltaico collegato alla rete elettrica di alta tensione. La progettazione e realizzazione dell'impianto fotovoltaico persegue l'ottimizzazione del risultato economico utilizzando soluzioni tecniche e prodotti la cui qualità garantisce prestazioni dell'impianto e sicurezza delle persone per tutto il periodo di esercizio.

Le soluzioni proposte nel presente documento si riferiscono ad assunzioni progettuali.

## 2. DESCRIZIONE GENERALE

L'impianto fotovoltaico è progettato per produrre energia elettrica in collegamento alla rete di distribuzione. La **potenza di picco** dell'impianto prevista è pari a **19,83 MWp**, il collegamento alla rete verrà realizzato tramite una linea in MT a 30 kV, e una sottostazione 150/30kV da collegare alla nuova Stazione Elettrica a 150 kV.

La soluzione tecnica di connessione prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alle linee della RTN a 150 kV "Casarano – Galatina".

L'impianto fotovoltaico verrà realizzato a terra, nel comune di Collepasso in provincia di Lecce, in un terreno catastalmente individuabile al

- Foglio 14 particelle 54, 147, 150, 152, 154, 156, 70, 71, 115, 76, 52, 169, 57, 53, 26

avente superficie totale di circa: **25,6 ettari**.

A completamento dell'opera vengono realizzati impianti ausiliari per: protezione scariche atmosferiche, videosorveglianza, illuminazione di sicurezza, ecc.

## 3. CARATTERISTICHE GENERALI DELL'INTERVENTO

### 3.1 DATI DI PROGETTO

L'intervento consiste della progettazione e realizzazione di un impianto fotovoltaico collegato alla rete elettrica in alta, da installare su terreno agricolo con strutture infisse nel terreno e di disegno tale da ottimizzare la captazione dell'energia solare disponibile.

Nella seguente tabella sono riassunti i dati generali del progetto.

CARATTERISTICHE GENERALI	
Luogo di installazione:	Comune di Collepasso (LE)
Denominazione impianto:	MANIMUZZI
Potenza di picco (MWp):	19,8336
Tipo strutture di sostegno:	Inseguimento del tipo monoassiale

Inclinazione piano dei moduli:	0°
Rete di collegamento:	30 kV
Gestore della rete:	Terna
Coordinate geografiche:	Latitudine 40°05' 70" N Longitudine 18° 17' 09" E

Tabella 1 - caratteristiche generali

## 3.2 ATTIVITA' LEGATE ALLA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO

### 3.2.1 Progettazione, servizi di ingegneria e project management

- elaborazione del progetto esecutivo e degli as-built dell'impianto;
- collaudo finale d'impianto + test-run settimanale prima della consegna al Cliente;
- fornitura della documentazione tecnica e gestione dei rapporti con il gestore della rete locale;
- coordinamento della sicurezza in fase di progettazione e realizzazione
- project management (project manager, site engineer)
- direzione dei lavori

### 3.2.2 Forniture materiali

- n° 33.056 moduli fotovoltaici;
- n° 1.033 strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- n° 88 inverter
- n° 1 trasformatori bt/bt per servizi ausiliari;
- n° 1 sistema di monitoraggio delle prestazioni di impianto;
- n° 1 sistema antincendio per ogni cabina;
- n° 1 sistema di videosorveglianza;
- n° 6 cabina inverter/trasformazione (prefabbricata e aerata);
- n° 1 cabina di raccolta;
- cavi di potenza e di segnali per il collegamento fra i componenti forniti;
- scomparti elettrici di MT per collegamento, protezione e misura;
- accessori di montaggio e posa (cavidotti, canaline passerelle, ecc.);
- sistema di messa a terra;
- recinzione d'impianto.

### 3.2.3 Montaggio e posa in opera dei componenti

- opere di pulitura dell'area di posa;
- opere civili (livellamento, posa cabine, cavidotti, pozzetti, cabine prefabbricate, recinzione)
- opere elettromeccaniche connesse a:
  - montaggio meccanico delle strutture di supporto;
  - montaggio dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno;
  - cablaggio del generatore fotovoltaico;
  - posa dei quadri elettrici di parallelo e di sottocampo;
  - posa e cablaggio degli inverter;
  - posa e cablaggio dei quadri elettrici (parallelo, sottocampo, servizi ausiliari);
  - cablaggio di collegamento fra componenti;
  - posa e cablaggio linee di segnale e sistema di monitoraggio impianto;
  - sistema di terra;



- opere varie: sistema antincendio e videosorveglianza

### 3.2.4 Servizi durante il funzionamento

- Servizio di Esercizio, Monitoraggio e Manutenzione degli impianti (SEMM) comprendente:
- Gestione del monitoraggio da remoto con servizio di diagnostica in tempo reale e reporting dello stato d'impianto mensile con Relazione Tecnica di Esercizio (come punto precedente);
- Gestione della manutenzione preventiva completo delle clausole di garanzia;
- Gestione della manutenzione straordinaria;

## 4. DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

---

### 4.1 GENERATORE FOTOVOLTAICO (VEDI ALLEGATO "A")

Il modulo fotovoltaico di progetto è composto da 120 celle solari rettangolari realizzate con silicio monocristallino. Questa nuova tecnologia migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità. Le caratteristiche meccaniche del vetro sono: spessore 3,2 mm; superficie antiriflesso; temperato.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo in alluminio estruso ed anodizzato.

La scelta finale del modulo fotovoltaico da utilizzare è anche legata a valutazioni sul costo totale d'impianto che le tecnologie considerate in sede progettuale comportano. Un corretto bilanciamento tra prestazioni ottenibili e costi di approvvigionamento consente di offrire la migliore soluzione per la redditività d'impianto. Il modulo proposto è **Trina Solar mod. Vertex da 600 W**.

Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsettiera con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile. I moduli saranno assemblati meccanicamente su apposite strutture di sostegno e collegati elettricamente in modo tale da formare le stringhe, costituite da **32 moduli in serie** e presenteranno le caratteristiche tecniche riportate nella Tabella 2.

*Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m<sup>2</sup>, spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C.*

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

- $T_{\text{riferimento}} = 25^{\circ} \text{C}$ ;
- $T_{\text{minima}} = -10^{\circ} \text{C}$ ;
- $T_{\text{massima}} = 70^{\circ} \text{C}$ .

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{\max,\min} \geq V_{\text{inv MPPT}_{\min}}$$

$$V_{\max,\max} \leq V_{\text{inv MPPT}_{\max}}$$

$$V_{\text{oc}_{\max}} < V_{\text{inv}_{\max}}$$



Figura 1 - modulo fotovoltaico  
 (FONTE: [www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com))

GRANDEZZA	VALORE
Tecnologia	Silicio monocristallino
Numero celle e connessione	120 in serie
Potenza massima ( $P_m$ )	600 W
Tensione a massima potenza ( $V_{P_m}$ )	34,6 V
Corrente a massima potenza ( $I_{P_m}$ )	17,34 A
Tensione a vuoto ( $V_{oc}$ )	41,7 V
Corrente di c.to c.to ( $I_{sc}$ )	18,42 A
Efficienza del modulo ( $\eta$ )	21,2 %
Tensione massima di sistema ( $V_{ms}$ )	1500 V
Dimensioni	2173 x 1303 x 40 mm
Peso	35,3 kg
Temperatura di funzionamento	-40 °C ÷ +85 °C
Coeff. Temp. $P_m$	-0,34 %/°C
Coeff. Temp. $V_{oc}$	-0,25 V/°C
Coeff. Temp. $I_{sc}$	0,04 %/°C

Tabella 2 - caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici

dove:

$V_{\max}$  = Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv MPPT}_{\min}}$  = Tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{\text{inv MPPT}_{\max}}$  = Tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{oc}$  = Tensione di circuito aperto, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv}_{\max}}$  = Tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

Il modulo selezionato è provvisto di:



- IEC61215 and IEC61730 standards
- connettori rapidi
- Cavi precablati

Il progetto del generatore fotovoltaico vede l'installazione di **33.056 moduli** fotovoltaici suddivisi in **6 sottocampi** indipendenti con medesime caratteristiche elettriche.

In Tabella 3 sono riportate le caratteristiche elettriche di un sottocampo di esempio.

Caratteristiche elettriche dei sottocampi	
N° moduli totali	33.056
N° moduli in serie (stringa)	32
N° stringhe	1033
Potenza totale di picco	19,83 MWp

Tabella 3 - caratteristiche tecniche sottocampi da 1 a 6

Di seguito vengono indicati i dati di producibilità calcolati mediante il software PVSyst.

L'impianto della potenzialità di picco di **19,8336** Megawatt (MW) potrà produrre, in base ai dati di irraggiamento caratteristici delle latitudini di Collepasso (circa **1.828 kWh/kWp**), circa **36 GWh annui**.



Project: Manimuzzi

Variant: Manimuzzi (TR2V, Trina 600, 9m) 19.8336MWp 1828

PVsyst V7.2.11

VC9, Simulation date:  
 07/02/22 18:32  
 with v7.2.11

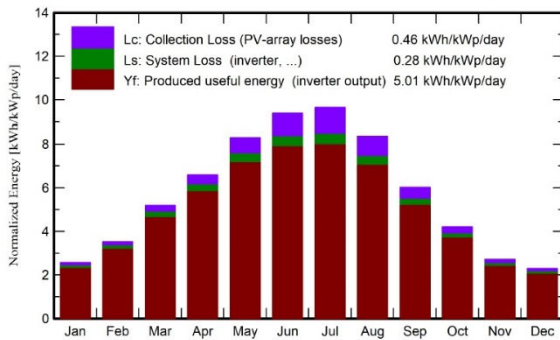
Enfinity Iberia SLU (Spain)

Main results

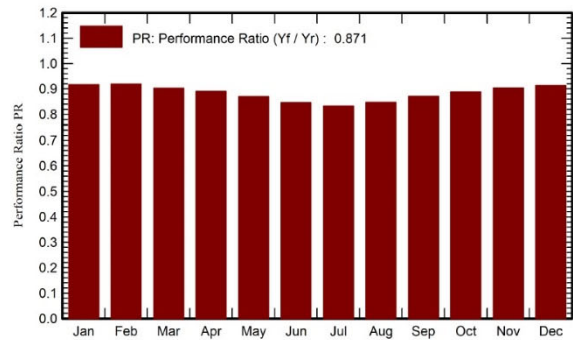
System Production

Produced Energy (P50)	36 GWh/year	Specific production (P50)	1828 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	87.12 %
Produced Energy (P90)	35.4 GWh/year	Specific production (P90)	1784 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	35.1 GWh/year	Specific production (P95)	1772 kWh/kWp/year		
Apparent energy	36254 MVAh				

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	GWh	GWh	ratio
January	62.0	29.00	10.40	79.7	76.0	1.522	1.448	0.916
February	78.0	36.00	10.40	98.5	94.5	1.885	1.794	0.919
March	127.0	53.00	11.80	160.9	154.9	3.038	2.881	0.903
April	158.0	66.00	14.20	197.9	190.9	3.689	3.498	0.891
May	202.0	76.00	18.20	257.0	248.5	4.685	4.437	0.870
June	221.0	74.00	22.40	281.6	272.6	4.999	4.726	0.846
July	232.0	70.00	25.20	299.2	289.7	5.228	4.939	0.832
August	202.0	67.00	25.60	259.3	251.1	4.607	4.355	0.847
September	142.0	58.00	22.10	180.8	174.4	3.292	3.124	0.871
October	103.0	46.00	18.60	130.7	125.5	2.424	2.305	0.889
November	65.0	32.00	15.00	81.5	78.0	1.534	1.460	0.903
December	55.0	26.00	11.60	71.0	67.7	1.352	1.286	0.913
Year	1647.0	632.99	17.17	2098.1	2023.7	38.256	36.254	0.871

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

### 4.1.1 Struttura di supporto

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno ad inseguimento del tipo monoassiale, ad infissione nel terreno con macchina operatrice battipalo; sono costituite da tubolari metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che vengono posizionati ad un'altezza di circa 2,7-3 m e posizionati orizzontalmente seguendo la giacitura del terreno. La 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 solitamente non superiori a 3,0 m.

Le fondazioni sono costituite da supporti in acciaio a sezione trapezoidale aperta collocati nel terreno mediante infissione diretta, alla cui sommità verranno collegati tramite bullonatura le strutture del "tracker" di sostegno dei pannelli.

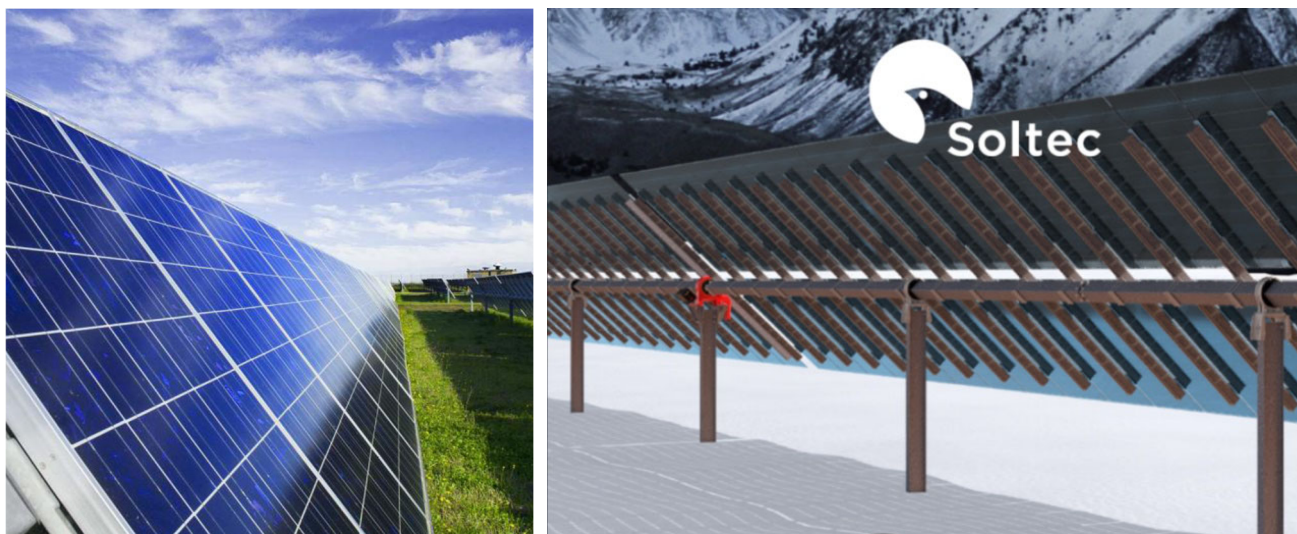


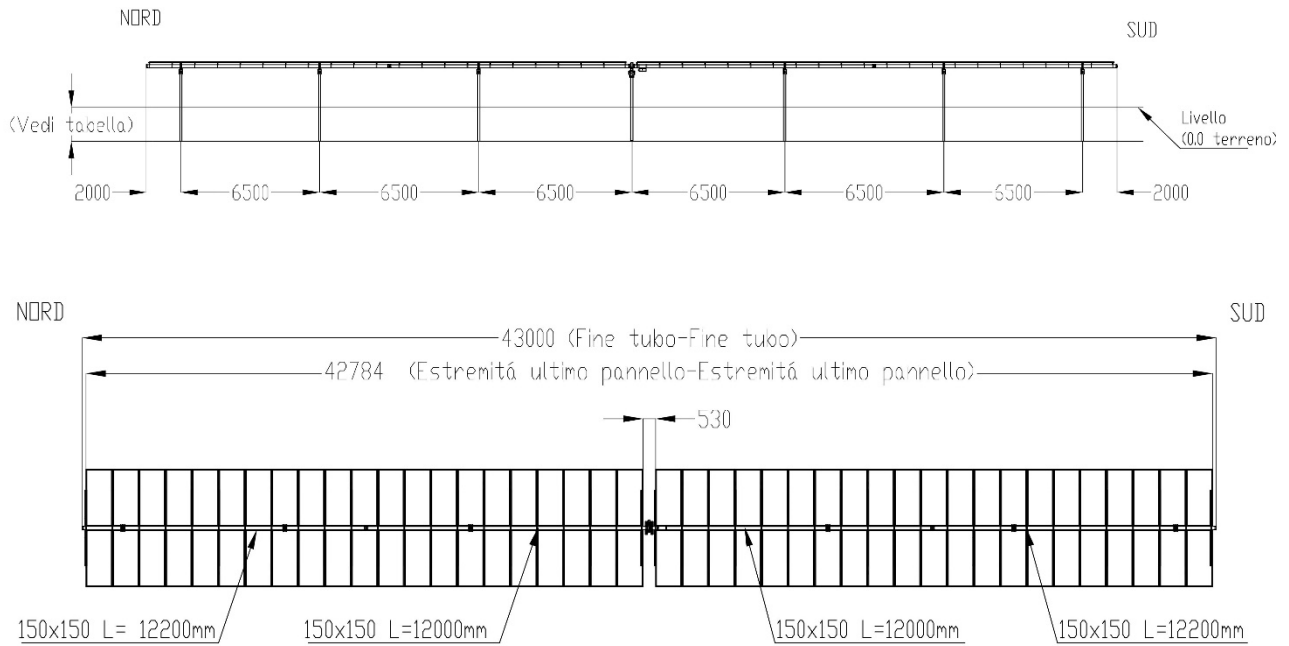
Figura 2 - struttura di supporto (FONTE: [www.soltec.com](http://www.soltec.com))

Elettricamente le strutture sono collegate alla terra di impianto per assicurare la protezione contro le sovratensioni indotte da fenomeni atmosferici.

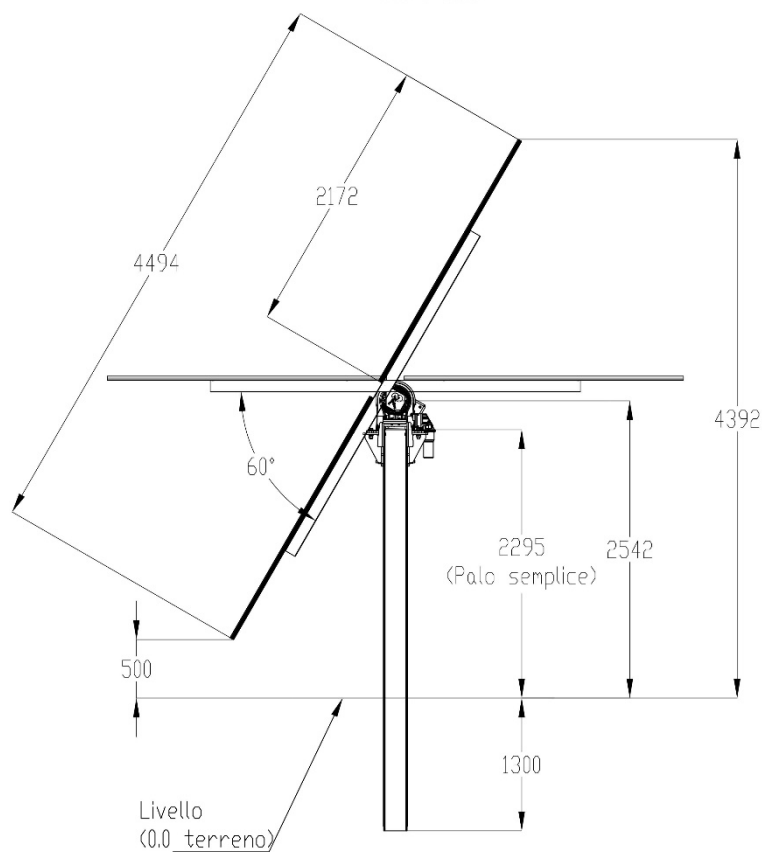
Il portale tipico della struttura progettata è costituito dalla stringa di 32 moduli. Affiancando le stringhe si ottengono schiere della lunghezza opportuna in relazione alla sagoma dell'area disponibile.

**L'altezza massima** delle strutture (considerando sia i tracker che i pannelli) sarà inferiore ai **4,4 m** dal terreno.

Di seguito si riportano delle rappresentazioni della struttura di supporto.



**Figura 3 - vista tracker dall'alto e vista frontale**



**Figura 4 - vista tracker laterale (con tilt massimo)**

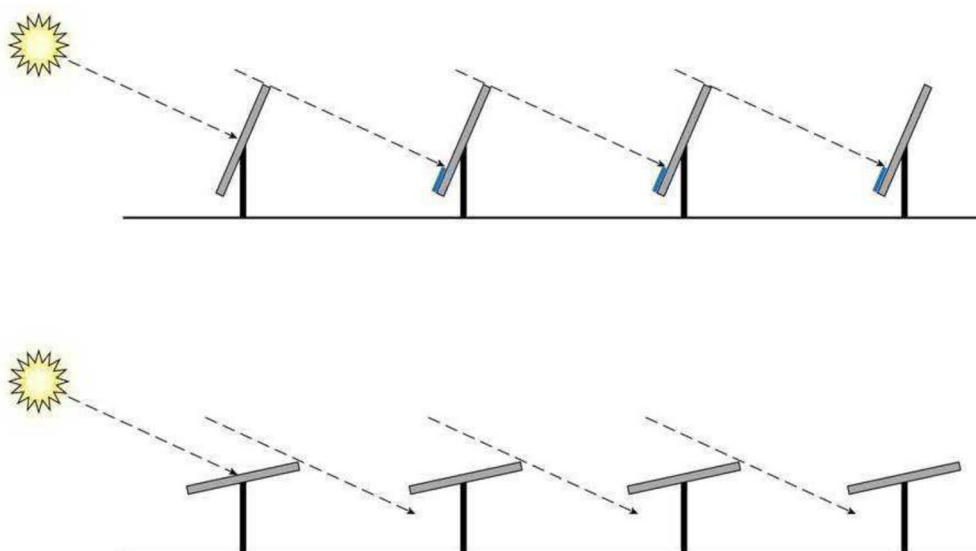


Figura 5 – esempio di orientazione tracker

## 4.2 QUADRI ELETTRICI

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico necessita di una serie di quadri per il collegamento elettrico dei componenti sia nella sezione in corrente continua che in quella in alternata (bassa tensione e media tensione). L'installazione sarà predisposta con tutti gli elementi di protezione elettrica previsti dalla normativa vigente sia contro i contatti diretti (interruttori) che contro quelli indiretti (differenziali).

Tutti i quadri elettrici installati in interno saranno caratterizzati da codici IP41. Quelli in esterno in IP65.

### QUADRI DI PARALLELO STRINGHE IN CORRENTE CONTINUA

I quadri di parallelo hanno la funzione di:

- collegamento in parallelo delle stringhe fotovoltaiche;
- protezioni contro le correnti di ricircolo attraverso fusibili per ogni stringa
- protezione da sovratensioni indotte da fulminazioni, mediante scaricatori a stella connessi a terra e montati in modo da ridurre le impedenze di collegamento
- sezionamento in uscita delle stringhe in parallelo.
- monitoraggio delle stringhe (tensione sul parallelo e corrente di stringa)

I quadri sono previsti realizzati in PVC e fissaggio alle strutture di sostegno tramite staffe in modo che il quadro si trovi ad altezza idoneo ad interventi di manutenzione senza attrezzature aggiuntive.

### QUADRI DI SEZIONAMENTO IN CORRENTE CONTINUA

I quadri di sezionamento hanno la funzione di:



- collegamento in parallelo dei quadri di parallelo attinenti alla stessa sezione di un inverter;
- sezionamento della sezione di generatore fotovoltaico in ingresso.

I quadri sono previsti realizzati in PVC e fissaggio alle strutture di sostegno tramite staffe in modo che il quadro si trovi ad altezza idoneo ad interventi di manutenzione senza attrezzature aggiuntive.

### QUADRO GENERALE IN BASSA TENSIONE

I quadri di parallelo in alternata hanno la funzione di:

- collegamento in parallelo degli inverter;
- protezione elettrica (dispositivo di generatore secondo CEI 11-20).

I quadri sono previsti realizzati in PVC e posata a terra in interno alla cabina inverter.

### QUADRO SERVIZI AUSILIARI DI CABINA (N° 1)

Il quadro generale servizi ausiliari ha la funzione di:

- alimentare e proteggere le utenze di cabina;

Il quadro è previsto realizzato in PVC e fissaggio a parete in interno alla cabina inverter/trasformazione.

### SCOMPARTI IN MEDIA TENSIONE

Gli scomparti di media tensione a 30 kV saranno de cioè con garanzia della continuità del servizio delle altre unità funzionali (ad eccezione del compartimento sbarre) e dotati di separatori di tipo metallico.

La cella apparecchiature MT sarà sistemata nella parte inferiore frontale dell'unità, con accessibilità tramite porta incernierata o pannello asportabile. La cella contiene:

- interruttore in SF6, montato su carrello, in esecuzione estraibile/asportabile, connesso al circuito principale con giunzioni flessibili imbullonate e completo di blocchi e accessori;
- IMS o sezionatore rotativo di linea (chiuso/aperto sulla linea) isolato in aria;
- sezionatore di messa a terra;
- fusibili di media tensione;
- terna di derivatori capacitivi, installati in corrispondenza dei terminali cavi;
- attacchi per l'allacciamento dei cavi di potenza;
- trasformatori di misura (TA e TV);
- canalina riporto circuiti ausiliari in eventuale cella BT;
- comando e leverismi dei sezionatori;
- sbarra di messa a terra



La cella sbarre MT sarà ubicata nella parte superiore dell'unità e conterrà il sistema di sbarre principali in rame elettrolitico. Le sbarre attraverseranno le unità senza interposizione di diaframmi intermedi, in modo da costituire un condotto continuo. Al fine di garantire al personale le necessarie condizioni di sicurezza, la cella sbarre è segregata dalle celle apparecchiature con grado di protezione IP20 (CEI EN 60529). Le sbarre principali (comprese le derivazioni) saranno realizzate in tondo di rame rivestito con isolanti termorestringenti e dimensionate per sopportare le correnti di corto circuito dell'impianto.

### 4.3 SISTEMA DI CONDIZIONAMENTO DELLA POTENZA – INVERTER (VEDI ALLEGATO "B")

I moduli fotovoltaici generano corrente continua di intensità proporzionale all'irraggiamento incidente. Affinché il sistema fotovoltaico possa funzionare in parallelo con la rete esistente, è necessario convertire la corrente continua in corrente alternata, avente le stesse caratteristiche (tensione e frequenza) di quella della rete. La conversione è effettuata da uno o più dispositivi in parallelo elettrico fra loro (inverter).

L'inverter funziona come un **generatore di corrente** ed è in grado di estrarre, in ogni momento, la massima potenza che il generatore fotovoltaico può fornire in quell'istante (che è variabile nel corso delle giornate in funzione della temperatura ambiente e dell'irraggiamento solare).

La scelta dell'**inverter** ottimale dipende dal tipo di impianto in progetto (tensioni, correnti, tecnologia del generatore fotovoltaico) e dalle condizioni di posa dell'apparecchiatura in campo (indoor o outdoor). Le scelte progettuali sono orientate verso quei prodotti che soddisfano i seguenti requisiti tecnici considerati dallo staff progettuale come di riferimento:

- tecnologia aggiornata con soluzioni innovative per evitare una prematura obsolescenza;
- scelta della configurazione elettrica d'impianto che minimizza i rischi di mancata produzione a seguito di un guasto (frazionamento);
- elevata affidabilità, comprovata da anni di esercizio in impianti
- funzionamento completamente automatico completo senza perdite nei periodi notturni o a basso irraggiamento
- sicurezza elettrica mutua tra rete-impianto;
- sicurezza elettrica verso il personale di manutenzione;
- completa compatibilità elettromagnetica;
- totale rispetto delle normative tecniche del settore (CEI, ENEL DV 1604, DK5940 DK5950 etc.)
- nessun assorbimento di potenza reattiva ( $\cos\phi=1$ , rifasamento non necessario);

Nel presente progetto si prevede l'utilizzo di inverter di stringa.

Si prevede l'utilizzo di n° **88 inverter** da **200 kVA** siglati "**Huawei Technologies mod. SUN 2000-215 KTL – H3**".



**Figura 6 – esempio di string inverter**

Tra gli allegati sono riportati i datasheet degli inverter utilizzati.

#### 4.4 SISTEMA DI ACCUMULO

La capacità di carica di una batteria solare è intesa come la quantità di elettricità che una batteria può fornire e si misura in ampere ora (Ah).

Le variabili fondamentali che definiscono la capacità della batteria sono:

- tempo di caricamento, tempo di download o velocità di upload / download
- intensità di scarica
- temperatura
- tensione di scarica finale

La capacità di una batteria è determinata in base alla durata della scarica e questo valore è fornito dal produttore per una durata di 10 ore (C10) o 100 ore (C100). Questo valore è la capacità nominale (CN). Per calcolare la capacità di una batteria per uso solare, per carica o scarica, possiamo utilizzare la seguente equazione:

$$CN [Ah] = IN [A] * Durata della carica/scarica [h]$$

Essendo CN la capacità nominale della batteria e IN la corrente di carica o scarica.

Poiché gli impianti solari fotovoltaici hanno cicli di scarica lenti, viene utilizzato il termine capacità di scarica C100.

La profondità di scarica di una batteria è la percentuale della capacità totale della batteria utilizzata durante un ciclo di carica o di scarica. Il progetto prevede di installare in posizione adiacente alle cabine che ospiteranno gli inverter e i trasformatori un'altra cabina prefabbricata di altezza 2,43m per l'eventuale stoccaggio di sistemi di batterie nel caso in cui la legislazione nazionale/europea richieda tali dispositivi per migliorare la qualità della potenza immessa nella rete nazionale.

L'eventuale sistema di accumulo dell'impianto avrà una potenza picco pari al 7/10% della potenza picco dell'impianto fotovoltaico e seguirà dei cicli di carica/scarica del 80% / 30%.

Sarà costituito da n. 10 batterie di ultima generazione (Li).



Figura 7 – esempio di sistema di accumulo

## 4.5 CABINE ELETTRICHE

### 4.5.1 SW Station

Per la SW station si prevede di realizzare una **cabina monolitica auto-portante** in cemento armato trasportabile su camion in un unico blocco già assemblata ed allestita delle apparecchiature elettromeccaniche di serie (non dei componenti che vengono alloggiati in campo). Si appoggia a basamenti di tipo prefabbricato e sono totalmente recuperabili. E' realizzata in calcestruzzo vibrato confezionato con cemento ad alta resistenza adeguatamente armato con pareti internamente ed esternamente trattate con un rivestimento murale plastico idrorepellente costituito da resine sintetiche pregiate, polvere di quarzo, ossidi coloranti ed additivi che garantiscono il perfetto ancoraggio sulla parete, inalterabilità del colore e stabilità agli sbalzi di temperatura. L'elemento di copertura è provvisto di un manto impermeabilizzante costituito da una guaina bituminosa elastomerica, applicata a caldo, con spessore minimo di 3 mm. ricoperta da scaglie di ardesia con funzione protettiva e riflettente dei raggi solari.

L'armatura interna del prefabbricato totalmente collegata elettricamente, crea una vera gabbia di Faraday tale da proteggere tutto il sistema da sovratensioni atmosferiche limitando inoltre, a valori trascurabili, gli effetti delle tensioni di passo e di contatto. L'armatura metallica è costituita da acciaio e rete elettrosaldata.

Le caratteristiche di resistenza della cabina ne rendono idonea la posa anche in zone sismiche di Categoria sismica 2, secondo le prescrizioni previste dalla normativa vigente.

#### 4.5.2 Cabine inverter

Per le cabine che ospitano i dispositivi di conversione sono previsti container metallici su fondazione puntiforme.

La cabina di conversione ha una struttura idonea ad ospitare e proteggere:

- la ricezione di cavi di sottocampo;
- gli inverter dedicati alla trasformazione da cc a ca;
- il quadro generale di bassa tensione;
- quadro servizi ausiliari per l'alimentazione in bassa tensione ed in corrente continua del sistema di acquisizione dati, servizi interni (illuminazione, antincendio ecc.), ausiliari inverter, alimentazione elettrica di emergenza (UPS) per i servizi essenziali d'impianto in caso di fuori servizio della rete di collegamento;
- ricezioni cavi dal parallelo inverter;
- trasformatore elevatore BT/MT completo di accessori;
- trasformatore abbassatore BT/BT completo di accessori destinato all'alimentazione degli ausiliari;
- scomparti MT di protezione trasformatore e risalita sbarre e misure;

#### 4.6 TRASFORMATORI MT/BT

La scelta del trasformatore negli impianti fotovoltaici si può orientare verso due tipologie costruttive: trasformatori in olio oppure in resina. I trasformatori in olio sono certamente i più diffusi: l'olio usato come mezzo isolante e di raffreddamento è più efficace dell'aria, ma costituisce un fattore di rischio di incendio più elevato. Inoltre, i trafo in olio richiedono una manutenzione cadenzata legata al dielettrico utilizzato. Il vantaggio dell'adozione di un trafo in olio è un costo d'acquisto più contenuto e perdite minori soprattutto nel ferro. D'altro canto, i trasformatori in resina necessitano di una manutenzione contenuta legata alla sola pulizia dei condotti d'aria per il raffreddamento ed hanno un ingombro inferiore a pari potenza. Per il presente progetto è stata prevista l'esecuzione in olio.

Le macchine saranno a perdite ridotte ed in esecuzione speciale per avere tensione secondaria adeguata alla tensione di uscita degli inverter.



**Figura 7 – esempio di cabina di trasformazione**

Caratteristiche tecniche	
Potenza nominale	3.437 kVA
LV/MV voltaggio	0,6/30 kV
Tipo di raffreddamento	ONAN
Collegamenti	Dy11

**Tabella 4 - caratteristiche tecniche della cabina di trasformazione**

## 4.7 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT

È previsto un trasformatore MT/BT, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a quattro posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche	
Potenza nominale	3.125 kVA
Tensione primaria	30 kV
Tensione secondaria	600 kV
Gruppo vettoriale	Dyn11

**Tabella 5 - caratteristiche tecniche del trasformatore di servizi ausiliari**

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".

## 4.8 CABINA DI RACCOLTA MT/HV

Le cabine in campo sono collegate in entra-esce fino all'unica cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato un **Quadro MT** ed un **Quadro BT** per la gestione dei servizi ausiliari.

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6.

Caratteristiche tecniche	
Tensione di isolamento	36 kV
Tenuta al corto circuito	16 kA per 1 sec.
Corrente nominale	630 A

Tabella 6 - caratteristiche tecniche del Quadro MT

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

- 1 scomparto di arrivo linea completo di spie presenza rete, risalita sbarre, TA e TO di protezione;
- 1 scomparto di protezione generale composto da un IMS e da un interruttore a comando motorizzato. Tale scomparto costituisce anche dispositivo di interfaccia alla rete;
- 2 scomparti misure fiscali e protezioni;
- 2 scomparti partenza linee;
- 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

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 MT/BT 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;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie

## 4.9 SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI (SISTEMA PROPRIETARIO)

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un **sistema di supervisione** in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

Il tutto sarà realizzato per mezzo di una rete di comunicazione principale di sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..). Il collegamento sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard **ModBus TCP/IP**.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

Particolare attenzione verrà posta sull'implementazione del sistema di controllo della potenza in immissione, che tramite la misurazione dei valori di tensione e corrente, calcolerà la somma con segno della potenza attiva istantanea totale in entrata o in uscita e tramite comunicazione con gli inverter, analizzando il dato rilevato di potenza totale e il verso, limiterà eventuali immissioni al valore massimo del preventivo Terna.

Infine, tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

## 4.10 STAZIONE METEOROLOGICA

All'interno dei campi è inoltre prevista l'impiego di tre **stazioni meteorologiche** assemblate e configurate specificatamente per il monitoraggio dell'efficienza energetica degli impianti fotovoltaici aventi i requisiti previsti dalle normative di settore (IEC9060, WMO, CEI 82-5 e IEC60904) e dotate di sistemi operativi e web-server integrati.

L'installazione tipica comprende i seguenti sensori:

- Sensore di Temperatura e Umidità Relativa dell'Aria a norma del WTO, con schermo solare a ventilazione naturale in alluminio anodizzato.
- Sensore per la misura della temperatura di pannelli fotovoltaici o superfici piane a contatto adesivo costituito da termistore con involucro di alluminio e cavo teflonato lungo 10 metri.
- Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe.
- Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe con schermo a banda equatoriale manuale per la misura della sola componente diffusa della radiazione.
- Sensore Velocità Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.
- Sensore Direzione Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.
- Datalogger multicanale con sistema operativo e web-server integrato.
- Modulo con scheda di protezione segnali e interfaccia dotato di doppio livello di protezione segnali da sovratensioni e scariche indirette tramite scaricatori a gas e diodi speciali.
- Alimentazione di base 220V. Opzionalmente tramite pannello fotovoltaico
- Trasmissione dati di base di tipo LAN. Opzionalmente wireless, GPRS, Satellitare.
- Palo 5 metri autoportante in alluminio anodizzato anticorrosione composto da elementi (2m+3m), completo di supporti per 6 sensori, base di sostegno(20x20cm) e kit viterie in acciaio inox. Pesa 17kg.
- Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 5 metri
- Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 10 metri

Grazie ai dati forniti dai piranometri e le misure dei parametri ambientali e prestazionali (temperatura, umidità, vento, temperatura superficiale pannello ed opzionalmente corrente e tensione), è possibile ottenere un costante monitoraggio dell'impianto fotovoltaico correggendo i dati in funzione della posizione del pannello solare, attraverso uno speciale algoritmo implementato nel datalogger.



Figura 9 – esempio di stazione meteorologica

## 4.11 RETE DI TERRA

Il sistema di terra comprende le **maglie interrato intorno alle cabine**, i **collegamenti tra le cabine** e i **collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti**, fino agli inverter. Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/BT, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a "regola d'arte" da personale qualificato.

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra: corda di rame nudo da 95 mm<sup>2</sup> corda di rame nudo da 35 mm<sup>2</sup> cavo di rame da 240 mm<sup>2</sup> con guaina giallo/verde cavo di rame da 50 mm<sup>2</sup> con guaina giallo/verde cavo di rame da 35 mm<sup>2</sup> con guaina giallo/verde
- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm<sup>2</sup>. La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

### CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il l'impianto di terra dell'impianto.

## 4.12 SISTEMA DI VIDEOSERVEGLIANZA

Gli elementi che compongono il **sistema di videosorveglianza** proposto sono i seguenti:

- Sottosistema di controllo antiintrusione: protezione perimetrale con barriera ad infrarossi
- Sottosistema di controllo a circuito chiuso televisivo
- Sottosistema di comunicazione

La protezione del sistema di videosorveglianza consiste nell'installazione di un sistema antintrusione di tipo perimetrale con barriera a raggi infrarossi combinato con telecamere sorvegliate reciprocamente a circuito chiuso in modo da verificare visivamente lo stato della barriera ad infrarossi. In caso di necessità si attivano anche fari alogeni per l'illuminazione dell'area. Il sistema antintrusione permetterà la gestione degli allarmi e la attivazione dei dispositivi sia localmente che da remoto.

I dissuasori addizionali saranno sonori con sirene ad alta potenza dotate di lampade a luce flash.

### 4.13 SISTEMI ANTINCENDIO

Sono previsti sistemi ad estintore in ogni cabina presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai esterni alle cabine (sterpaglia, erba secca, ecc.).

### 4.14 RECINZIONE

È prevista una recinzione perimetrale dell'area di installazione formata da rete metallica a pali infissi senza opere di fondazione. Ad integrazione, è prevista l'installazione di un cancello carrabile per un agevole accesso all'area d'impianto.

### 4.15 VIABILITÀ INTERNA DI SERVIZIO E PIAZZALI

Sarà realizzata una stradina bianca (circa 4 m) per l'ispezione dell'area di centrale lungo tutto il perimetro dell'impianto e per l'accesso alle piazzole delle cabine. Le opere viarie saranno costituite da uno scavo di pulizia del terreno, per uno spessore di 20 centimetri, dalla fornitura e posa in opera di tessuto non tessuto (se necessario) ed infine dalla fornitura e posa in opera di brecciolino opportunamente costipato per uno spessore di 10 centimetri.

### 4.16 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE

In riferimento all'individuazione e classificazione del volume da proteggere, in accordo alle norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4, il generatore fotovoltaico viene protetto contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche utilizzando **scaricatori del tipo SPD** di classe II sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo.

#### 4.16.1 Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

#### 4.16.2 Protezione contro i contatti indiretti

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale  $I_N = 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche

L'elevato numero di moduli fotovoltaici suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno.

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

#### 4.16.3 Protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

##### FULMINAZIONE DIRETTA

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

##### FULMINAZIONE INDIRETTA

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali e i morsetti di ciascuna stringa fotovoltaica, lato corrente continua degli inverter, saranno protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

## 5. QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

### 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.

### COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE

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

- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua per il collegamento dalle stringhe agli inverter.
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente alternata per il collegamento dagli inverter ai quadri elettrici 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 di stringa;

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

## 5.1 CAVI C.C. BT

### STRINGHE

Le stringhe fotovoltaiche normalmente sono installate a portata di mano, all'esterno e sottoposte agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposte durante la vita dell'impianto.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 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.

**DESCRIZIONE:** Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con miscela elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore	Corda flessibile di rame stagnato, classe 5
Isolante	HEPR - tipo G21
Guaina esterna	Miscela elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21
Colore anime	Nero



Colore guaina	Blu, rosso, nero
---------------	------------------

Tabella 7 – descrizione

Caratteristiche tecniche	
Tensione massima	1800 V c.c. - 1200 V c.a.
Temperatura massima di esercizio	90°C
Temperatura minima di esercizio	-40°C
Temperatura minima di posa	-40°C
Temperatura massima di corto circuito	250°C
Sforzo massimo di trazione	15 N/mm <sup>2</sup>
Raggio minimo di curvatura	4 volte il diametro esterno massimo

Tabella 8 - caratteristiche tecniche

**CONDIZIONI DI IMPIEGO:** Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi simili. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

## 5.2 CAVI C.C QUADRI DI PARALLELO STRINGHE – INVERTER

Questi cavi si utilizzano nella configurazione con inverter centrale. Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo **AI-XZ1**.

DESCRIZIONE: Cavo unipolare in alluminio privo di alogeni e ignifugo.	
Conduttore	Rigido di alluminio, classe 2
Isolante	XLPE, tipo DIX3
Guaina esterna	Mescola speciale priva di alogeni, tipo FLAMEX DMO1
Colore anime	Nero
Colore guaina	Nero

Tabella 9 – descrizione

Caratteristiche tecniche	
Tensione	0.6/1 kV
Temperatura massima di esercizio	90°C
Temperatura minima di esercizio	-40°C
Temperatura minima di posa	-40°C
Temperatura massima di corto circuito	250°C

Raggio minimo di curvatura	5 volte il diametro esterno massimo
----------------------------	-------------------------------------

Tabella 10 - caratteristiche tecniche

**CONDIZIONI DI IMPIEGO:** Si tratta di un cavo per installazioni fisse, in reti di distribuzione pubblica a bassa tensione. Adatto per installazioni interne, esterne e interrate.

Per il dimensionamento del 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:

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

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

dove:

- $U_{oc stringa}$  è la tensione a vuoto di stringa [V];
- $U_o$  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:

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

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

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

dove:

- $I_o$  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 interramento 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 [m];
- $U_{MPP}$  è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

### 5.3 CAVI C.C. BT STRINGHE

Questi cavi si utilizzano nella configurazione con stringa e 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 FG21M21 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.

**DESCRIZIONE:** Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con miscela elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore	Corda flessibile di rame stagnato, classe 5
Isolante	HEPR - tipo G21

Guaina esterna	Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21
Colore anime	Nero
Colore guaina	Blu, rosso, nero

Tabella 11 – descrizione

Caratteristiche tecniche	
Tensione massima	1800 V c.c. - 1200 V c.a.
Temperatura massima di esercizio	90°C
Temperatura minima di esercizio	-40°C
Temperatura minima di posa	-40°C
Temperatura massima di corto circuito	250°C
Sforzo massimo di trazione	15 N/mm <sup>2</sup>
Raggio minimo di curvatura	4 volte il diametro esterno massimo

Tabella 12 - caratteristiche tecniche

**CONDIZIONI DI IMPIEGO:** Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi simili. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

Per il dimensionamento del 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:

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

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

dove:

- $U_{oc}$  stringa è la tensione a vuoto di stringa [V];
- $U_o$  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:

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

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 interramento 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 [m];
- $U_{MPP}$  è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

## 5.4 CAVI C.A. BT INVERTER – QUADRI BT (IN CABINA)

Questi cavi si utilizzano nella configurazione con stringa e inverter. 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<sub>z</sub> non inferiore alla corrente di impiego I<sub>B</sub> del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter (134.9 A circa).

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad una profondità di posa di 1,20 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.

<b>DESCRIZIONE:</b> tipologia di cavo FG16OR16-0,6/1 kV	
Conduttore	Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto
Isolante	Gomma HEPR ad alto modulo qualità G16 che conferisce al cavo elevate caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche Riempitivo termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)
Guaina	In PVC speciale di qualità R16, colore grigio
Colore guaina	Grigio

Tabella 13 - descrizione

Caratteristiche tecniche	
Tensione nominale U <sub>o</sub> /U	600/1000 V c.a. 1500 V c.c.
Tensione massima U <sub>m</sub>	1200 V c.a. 1800 V c.c. anche verso terra
Tensione di prova industriale	4000 V
Temperatura massima di esercizio	90°C
Temperatura minima di esercizio	-15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
Temperatura massima di corto circuito	250°C
Temperatura minima di posa	0°C
Raggio minimo di curvatura consigliato	4 volte il diametro del cavo
Massimo sforzo di trazione consigliato	50 N/mm <sup>2</sup> di sezione del rame

Tabella 14 - caratteristiche tecniche



**CARATTERISTICHE PARTICOLARI:** Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature. Resistente ai raggi UV.

**MARCATURA:** FG16OR16 0,6/1 kV, Cca-s3, d1, a3

**CONDIZIONI DI POSA E TIPO DI IMPIEGO:** Riferimento Guida CEI 20-67 per quanto applicabile:

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

## 5.5 CAVI C.A. QUADRI BT (IN CABINA) - TRASFORMATORE

Questi cavi si utilizzano nella configurazione con stringa e inverter. Si utilizzerà la medesima tipologia di cavo descritta al paragrafo precedente (FG16OR16 0,6/1 kV) 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.

In linea generale, si ritiene di uniformare la sezione dei cavi, considerando il valore di massima corrente pari a 1500 A, utilizzando cinque corde ognuna di sezione pari a 630 mmq per ogni fase e considerando le seguenti condizioni di esercizio:

- temperatura di esercizio del conduttore 90°C
- temperatura ambiente per posa in aria: 30°C
- temperatura del terreno per posa interrata: 20°C
- resistività termica del terreno: 1°C m/W

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.

## 5.6 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE

I collegamenti elettrici in media tensione riguardano, oltre ai modesti tratti in cabina, l'anello di collegamento fra le cabine di campo (trasformazione) e la cabina di raccolta, nonché la realizzazione dell'elettrodotto di connessione verso la sottostazione di trasformazione MT/AT.



In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 11-17 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

CAVI UNIPOLARI E MULTIPOLARI INTERRATI DIRETTAMENTE NEL TERRENO: TIPO DI INSTALLAZIONE "L-M1-M2"

Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio, con terne separate di una distanza pari a due volte il diametro esterno del cavo. I cavi tripolari vengono posati a una distanza pari al diametro esterno del cavo.

I suddetti dati sono in accordo a quanto indicato nell'appendice A della Norma CEI 20-21. Inoltre, per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la loro corrente di impiego.

La portata di un cavo ( $I_z$ ) è determinata in base ai seguenti fattori:

- temperatura dell'ambiente circostante,
- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sotto indicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata di un cavo ( $I'_z$ ) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

- $K_1$  coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa)
- $K_2$  coefficiente di correzione per profondità di posa
- $K_3$  coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1 m °K/W.
- $K_4$  coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z * K_1 * K_2 * K_3 * K_4$$

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- temperatura di riferimento dell'aria ambiente 30°C
- temperatura di riferimento del suolo 20°C
- resistività termica del terreno 1°C m/W
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali 105°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 300°C
- tipo di conduttore alluminio

- tipo di isolamento HEPR
- tensione di riferimento 18/30 Kv
- portata teorica dei cavi
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Per i cavi isolati in mescola elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 300°C.

La durata del corto circuito è in funzione del tempo di intervento delle protezioni che può essere stabilito in 500ms.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

dove:

I<sub>cc</sub> corrente di corto circuito (A)

S sezione del conduttore (mm<sup>2</sup>)

t durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

K coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 105°C e alla fine del corto circuito di 300°C per conduttore di rame K=143, per conduttore di alluminio K=87.

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \times L \times I \times (R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi)$$

nella quale:

L	=	lunghezza della linea espressa in km
I	=	corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A
R	=	resistenza (a 80°) della linea in
X	=	reattanza della linea in
cos φ	=	fattore di potenza
k	=	1,73 per linee trifasi

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.

## 6. OPERE CIVILI PREVISTE

---

Le opere civili che saranno realizzate consistono in:

- livellamento e preparazione superficie con rimozione di asperità naturali affioranti
- eventuale demolizione strutture sotterranee;
- compattazione del terreno nelle aree dedicate alla viabilità interna;
- formazione viabilità interna in strato di brecciolino compattato lungo l'intero perimetro dell'Impianto e circolazione interna per le esigenze di sicurezza (ronde) e manutenzione;
- formazione di recinzione senza fondazione (infissa) a maglia 50x50mm con cancello carrabile e pedonabile;
- allestimento area cantiere con moduli prefabbricati e bagni chimici;
- scavi a sezione obbligata e reinterri per i cavidotti di impianto;
- platee cabine.

## 7. VERIFICHE, PROVE E COLLAUDI

---

Nel seguito sono elencate le prove ed i collaudi che saranno effettuati sull'opera e sui suoi componenti in aggiunta alle azioni di sorveglianza ed ispezione che la DL e coordinatori della sicurezza svolgono all'interno dei rispettivi mandati regolati dalle leggi dello stato ancorchè dal contratto fra le parti.

Le prove ed i collaudi hanno efficacia contrattuale se svolti in contraddittorio Appaltatore e Committente (attraverso suoi delegati).

Si sottolinea che risultano indispensabili per poter completare pienamente prove e collaudi le seguenti attività a cura della Committenza:

- Attivazione del contratto traffico dati per il sistema di acquisizione dei dati
- Attivazione del contratto per anti-intrusione e videosorveglianza e del conseguente intervento

## 7.1 PROVE E COLLAUDI SUI COMPONENTI PRIMA E DURANTE L'INSTALLAZIONE

I componenti che costituiscono l'impianto saranno progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento del Costruttore. In particolare, si sottolinea l'effettuazione di:

Prima della spedizione dei moduli fotovoltaici in cantiere:

Verifica della corrispondenza tra i flash test (se forniti dal Costruttore) ed i valori di tolleranza nominale dei moduli oggetto della fornitura

Prima della spedizione dei quadri elettrici in cantiere:

- ispezione visiva sui quadri elettrici ed accertamento della corrispondenza dei componenti con quanto riportato nel progetto;
- presa visione dei verbali di collaudo interni e delle certificazioni di prodotto secondo la normativa vigente prodotte dall'Appaltatore o subfornitori;

Prima dell'inizio dei lavori di montaggio in cantiere:

- accertamento della corrispondenza dei componenti con quanto riportato nel progetto;
- accertamento della presenza di eventuali rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto sui componenti giunti in cantiere;

Durante l'esecuzione dei lavori:

- ispezioni e prove (eventualmente presso Enti o Istituti riconosciuti) al fine di verificare che la fornitura dei materiali e/o le opere eseguite corrispondano alle prescrizioni contrattuali.
- Verifica su ognuna delle stringhe d'impianto di:
  - isolamento verso massa (telaio-modulo) dei due morsetti cortocircuitati;
  - tensione a vuoto;

## 7.2 COLLAUDI AD INSTALLAZIONE COMPLETATA

Collaudo finalizzato ad accertare l'avvenuta realizzazione dell'opera secondo contratto e la sua funzionalità (realizzabile completamente solo in presenza di rete elettrica e contratto di cessione)

COLLAUDO OFF-GRID:

Su tutte le opere: ispezione al fine di verbalizzare la:



- rispondenza dell'impianto al progetto approvato e rivisto "as built" dall'Appaltatore
- la realizzazione dell'opera secondo le disposizioni contrattuali
- stato dell'area di installazione (terreno, recinzione, cabine, accessi, sistema di sorveglianza ed illuminazione)

#### Generatore fotovoltaico:

- ispezione integrità superficie captante
- verifica pulizia della superficie captante
- verifica posa dei cavi intramodulo

#### Strutture di sostegno:

- rispondenza al layout di progetto e assemblaggio secondo progetto
- ispezione integrità strutturale e montaggio

#### Quadri di parallelo:

- prova a sfilamento dei cavi
- battitura delle tensioni e correnti delle stringhe
- verifica della integrità degli scaricatori
- misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
- verifica della corretta marcatura delle morsettiere e terminali dei cavi
- verifica della corretta targhettatura delle apparecchiature interne ed esterne
- verifica della messa a terra di masse e scaricatori;

#### Quadri di sottocampo:

- prova a sfilamento dei cavi
- battitura delle tensioni
- misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
- verifica della corretta marcatura delle morsettiere e terminali dei cavi
- verifica della corretta targhettatura delle apparecchiature interne ed esterne
- verifica della messa a terra di masse e scaricatori;

#### Inverter:

- prova a sfilamento dei cavi
- battitura delle tensioni in ingresso

#### Sistema di acquisizione dati:

- presenza componenti del sistema

#### Sistemi accessori:

- verifiche funzionali (videosorveglianza, illuminazione, ventilazione cabina)

#### Documentazione di progetto:

- verifica della presenza di tutte le certificazioni e collaudi sui componenti necessarie all'accettazione dell'opera;

## COLLAUDO GRID:

### Prove funzionali generali:

- avviamento e fermata inverter
- scatto e ripristino protezioni di interfaccia alla rete
- interblocchi fra organi di manovra

### Verifica tecnico-funzionale dell'impianto (strumentazione a cura Appaltatore):

- verifica della condizione:  **$P_{cc} > 0,85 P_{nom} * I / I_{ST}$** , ove:

$P_{cc}$  è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 3%,

$P_{nom}$  è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;

$I$  è l'irraggiamento (in  $W/m^2$ ) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;

$I_{STC}$  è l'irraggiamento in condizioni standard *pari a 1000  $W/m^2$* ,

Tale condizione deve essere verificata per  $I > 600 W/m^2$

- verifica della condizione:  **$P_{ca} > 0,9 P_{cc}$** , ove:

$P_{ca}$  è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%;

Tale condizione deve essere verificata per  $P_{ca} > 90%$  della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

Qualora nel corso delle verifiche venga rilevata una temperatura sulla faccia posteriore dei moduli fotovoltaici superiore a 40 °C è ammessa la correzione in temperatura della potenza misurata.

- Test Run (realizzabile solo con presenza di rete, contratto di cessione energia e contratto di comunicazione wireless)

Il Test Run d'impianto segue la messa in servizio del sistema ed è finalizzato a verificare la funzionalità di esercizio dell'impianto nel tempo secondo lo spirito contrattuale EPC. Nel corso del Test Run l'Appaltatore è tenuto alla sorveglianza dell'esercizio ma non sono consentite prove sull'impianto che non possano essere registrate dal sistema di acquisizione dei dati.

### Verifica del sistema di acquisizione dati:

- acquisizione di tutti i dati elencati a progetto
- taratura delle soglie di allarme e comunicazione password utente
- registrazione eventi e sincronizzazione temporale
- visualizzazione software da locale e da remoto
- archiviazione dati da locale e da remoto
- scarico dati da remoto

### Elaborazione dei dati di esercizio in Test Run:

- report di Test Run

## 8. RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI

---

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

### PER LA PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI:

- Legge 186/68: Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici
- DM 14 gennaio 2008: Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni
- Circ. 4 luglio 1996: Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica
- CEI EN 61936-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI EN 50522: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI 11-28: Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione
- CEI 13-4;Ab: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica
- CEI EN 60076-11: Trasformatori di potenza Parte 1: Generalità
- CEI EN 50588-1 Trasformatori di media potenza a 50Hz, con  $U_{max}$  per l'apparecchiatura non superiore a 36kV Parte1: Prescrizioni generali
- CEI-UNEL 35011;V2: Cavi per energia e segnalamento Sigle di designazione
- CEI EN 50618: Cavi elettrici per impianti fotovoltaici
- CEI-UNEL 3535;Ab3: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- CEI-UNEL 357;Ab2: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- CEI IEC 60287-1-1/A1: Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite – Generalità
- CEI IEC 60287-3-1: Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito
- CEI IEC 60287-3-2: Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
- CEI 64-8/7 sezione 712: Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione
- CEI 81-3;Ab: Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico
- CEI 82-25; V1-V2: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione
- CEI EN 50524: Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici

- CEI EN 50461: Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino
- CEI EN 60099-1;Ab: Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- CEI EN 61439-1: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali
- CEI EN 61439-1/EC: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali
- CEI EN 61439-3: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)
- CEI EN 61439-1: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali
- CEI EN 61439-6: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti
- CEI EN 61439-3/EC: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)
- CEI EN 60445: 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/EC: Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento
- CEI EN 60909-0: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti
- CEI EN IEC 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  A per fase)
- CEI EN 61215-1: Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri -Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove
- CEI EN 61215-1-1: Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino
- CEI EN 61215-1-2: Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)
- CEI EN 61215-1-3: Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo
- CEI EN 61215-1-4: Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio- gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)
- CEI EN 61215-2: Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova

- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
- CEI EN 61724-1: Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio
- IEC 61727:2004: Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface
- CEI EN IEC 61730-1: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte

#### PRESCRIZIONI PER LA COSTRUZIONE:

- CEI EN IEC 61730-1/EC: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte
- CEI EN 61730-2/A1: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte

#### PRESCRIZIONI PER LE PROVE:

- CEI EN 61829: Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V
- CEI EN 62053-21/A1: Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI EN 62108: Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo
- CEI IEC/TS 62271-210: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso
- CEI EN 62305-1: Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali
- CEI EN 62305-1/EC: Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali
- CEI EN 62305-2: Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio
- CEI EN 62305-2/EC: Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio
- CEI EN 62305-3: Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
- CEI EN 62305-4: Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture
- CEI EN 62305-4/EC: Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture
- IEC 60364-7-712:2017: Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- Guida CEI 82-25;V2: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione
- Norme UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici;
- Delibera AEEG n. 281/05 e s.m.i. Delibere AEEG n.28/06 e n.100/06, Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi;
- Delibera AEEG n. 40/06, per integrare la deliberazione n. 188/05;

#### PER LA SICUREZZA E LA PREVENZIONE DEGLI INFORTUNI:

 DEVELOOP

DEVELOOP STUDIO - Via Orazio, 152 - 65128 Pescara (PE)  
+39 085 9562348 – [develoopstudio@gmail.com](mailto:develoopstudio@gmail.com)  
*Progettazione:* Arch. Gianluca Francavilla

 FARENTI

FARENTI S.r.l. - Via Don Giuseppe Corda, snc - 03030 Santopadre (FR)  
+39 0776 1805460 - [info@farenti.it](mailto:info@farenti.it)  
*Progettazione:* Ing. Piero Farenti

- DL 81/2008: Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro
- DM 37/08: Dichiarazioni di conformità impianti
- DM 19/05/2010: Modifica degli allegati al DM 22 gennaio 2008, n. 37
- DPR 151/2011: Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi
- Delibera AEEG n. 88/07, Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione;
- Delibera AEEG n. 89/07, Condizioni tecnico economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV;
- Delibera AEEG n. 90/07, Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 Febbraio 2007;
- Direttive ENEL (Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL distribuzione);
- Delibera ARG/elt 99/08 dell'AEG Allegato A (Condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica TICA);
- Quanto altro previsto dalla vigente normativa di legge, ove applicabile.

## 9. PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO

---

Al termine della vita utile dell'impianto fotovoltaico sarà possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto con facilità alle condizioni ante operam.

Le azioni da intraprendersi sono le seguenti:

### 1. Rimozione dei pannelli fotovoltaici

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati.

Infatti, circa il 90 – 95 % del peso del modulo è composto da materiali che possono essere riciclati attraverso operazioni di separazione e lavaggio; i principali componenti di un pannello fotovoltaico sono:

- Silicio;
- Componenti elettrici;
- Metalli;
- Vetro;

Le operazioni previste per la demolizione e successivo recupero/smaltimento dei pannelli fotovoltaici consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi a idonea piattaforma che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- recupero cornice di alluminio;
- recupero vetro;
- recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;



- invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

La tecnologia per il recupero e riciclo dei materiali, valida per i pannelli a silicio cristallino è una realtà industriale che va consolidandosi sempre più. A titolo di esempio l'Associazione PV CYCLE, che raccoglie il 70% dei produttori europei di moduli fotovoltaici (circa 40 aziende) ha un programma per il recupero dei moduli e prevede di attivare un impianto di riciclo entro il 2015, i produttori First Solar e Solar World hanno già in funzione due impianti per il trattamento dei moduli con recupero del 90% dei materiali e IBM ha già messo a punto e sperimentato una tecnologia per il recupero del silicio dai moduli difettosi.

## 2. Rimozione delle strutture di sostegno.

La rimozione delle strutture degli inseguitori solari monoassiali di rollio avverrà tramite operazioni meccaniche di smontaggio. I materiali ferrosi verranno destinati ad appositi centri per il recupero ed il riciclaggio conformemente alle normative vigenti in materia.

Si evidenzia che la conformazione della struttura non prevede opere in calcestruzzo o altri materiali pertanto la rimozione delle strutture non comporta altre bonifiche o interventi di ripristino del terreno di fondazione.

Le strutture di sostegno dei moduli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi.

## 3. Impianto ed apparecchiature elettriche

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Per gli inverter e i trasformatori è previsto il ritiro e smaltimento a cura del produttore.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio mentre le guaine verranno recuperate in mescole di gomme e plastiche.

Le polifere ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

## 4. Locali prefabbricati cabine di trasformazione e cabina di impianto

Le strutture prefabbricate presenti saranno rimosse e smaltite mediante conferimento pressospecializzate aziende del settore e nel rispetto delle normative vigenti in materia.

Per le platee delle cabine elettriche previste in calcestruzzo si prevede la loro frantumazione, con asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero degli inerti.

## 5. Recinzione area

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno e i cancelli di accesso, sarà rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.

I pilastri in c.a. di supporto dei cancelli verranno demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

#### 6. Viabilità interna

La pavimentazione stradale permeabile (materiale stabilizzato) verrà rimossa per uno spessore di qualche decina di centimetri tramite scavo e successivo smaltimento del materiale rimosso presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione.

#### 7. Siepe o piantumazioni perimetrali

Al momento della dismissione, in funzione delle future esigenze e dello stato di vita delle singole piante della siepe perimetrale, esse potranno essere smaltite come sfalci, oppure mantenute in sito o cedute ad appositi vivai della zona per il riutilizzo.

A seguito della dismissione di tutti gli elementi costituenti l'impianto, le aree verranno preparate per il successivo utilizzo agricolo mediante aratura, fresatura, epicatura e concimazione, eseguita con l'utilizzo di mezzi agricoli meccanici.

#### 8. Elettrodotto interrato

È prevista la bonifica dei cavidotti in media tensione mediante scavo e recupero cavi di media tensione, rete di terra, fibra ottica del sistema di controllo dell'impianto sistema controllo remoto. Recupero rame e trasporto e smaltimento in discarica del materiale in eccesso. Successivamente si procederà al ripristino dei luoghi interessati dallo scavo del cavidotto con riporto di materiale agricolo, ove necessario, ripristino della coltre superficiale come da condizioni ante-operam ovvero apporto di vegetazione di essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone laddove preesistenti.

Il ripristino dei luoghi interessati dallo scavo del cavidotto sarà eseguito con riporto di materiale adatto (pietrisco, ghiaia) compattazione dello stesso e ripristino manto stradale bituminoso, secondo le normative locali e nazionali vigenti, nelle aree di viabilità urbana.

Nell'ambito del presente progetto lo smaltimento dei componenti verrà gestito secondo i seguenti dettagli:

<b>Materiale</b>	<b>Destinazione finale</b>
Acciaio	Riciclo in appositi impianti
Materiali ferrosi	Riciclo in appositi impianti
Rame	Riciclo e vendita
Inerti da costruzione	Conferimento a discarica
Materiali provenienti dalla demolizione delle strade	Conferimento a discarica
Materiali compositi in fibre di vetro	Riciclo
Materiali elettrici e componenti elettromeccanici	Separazione dei materiali pregiati da quelli meno pregiati. Ciascun materiale verrà riciclato/venduto in funzione delle esigenze del mercato alla data di dismissione del parco fotovoltaico

La dismissione dell'impianto potrebbe provocare fasi di erosioni superficiali e di squilibrio di coltri detritiche, questi inconvenienti saranno prevenuti mediante l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica abbinata ad una buona conoscenza del territorio di intervento.

Si dovrà prestare particolare attenzione durante la fase di adagiamento della terra vegetale, facendo prima un'adeguata sistemazione del suolo che dovrà riceverla ed effettuare una attenta e mirata selezione delle specie erbacee, arbustive ed arboree maggiormente adatte alle differenti situazioni.

Inoltre, particolare cura si dovrà porre nella scelta delle tecniche di semina e di piantumazione, con riferimento alle condizioni ecologiche del suolo oggetto di ripristino.

La scelta delle specie da adottare per la semina dovrà comunque essere indirizzata verso le essenze autoctone già presenti nell'area di studio, come indicato nell'allegata relazione agronomica e faunistica e nello studio delle associazioni vegetali presenti nell'area (cfr. il quadro di riferimento ambientale, parte integrante dello Studio di Impatto Ambientale).

I principali interventi di recupero ambientale che verranno effettuati sulle aree che hanno ospitato

Le opere di progetto saranno costituite prevalentemente da:

- semine o idrosemina
- adeguati sovesci;
- compostaggio;
- piantumazione di specie arboree/arbustive autoctone;
- concimazione organica

Tutti gli interventi effettuati mediante l'utilizzo delle tecniche di ingegneria naturalistica, permetteranno di raggiungere l'obiettivo di ricostituire habitat e corridoi ecologici.

## 9.1 COMPUTO METRICO DELLE OPERAZIONI DI DISMISSIONE

Gli inverter dovranno essere dimensionati in modo da consentire il funzionamento ottimale

I costi relativi alla dismissione e smaltimento dell'impianto, possono essere riferiti all'analisi di seguito riportata:

Lavorazione - attività	Unità di misura	Quantità	Costo unitario	Costo totale
Rimozione dei pannelli fotovoltaici smontaggio e conferimento presso centri di raccolta	MWp	19,83	6,000.00 €	118'980,00
Rimozione delle strutture di sostegno e conferimento a discarica autorizzata	MWp	19,83	5,500.00 €	109'065,00
Rimozione delle opere elettriche e meccaniche interne al campo (cavi solari e inverter) e conferimento a	MWp	19,83	1,500.00 €	29'745,00

discarica autorizzata				
Rimozione strutture prefabbricate e conferimento a discarica autorizzata	MWp	19,83	800.00 €	15'864,00
Rimozione e smaltimento della recinzione perimetrale e dei cancelli di ingresso e conferimento a discarica	MWp	19,83	200.00 €	3'966,00
Rimozione e smaltimento di piante o vegetazione e conferimento presso vivai	MWp	19,83	100.00 €	1'983,00
Rimozione e smaltimento di viabilità di servizio e conferimento presso centri autorizzati al recupero o riciclaggio	MWp	19,83	250.00 €	4'957,50
Ripristino Scavi cavidotti elettrici	MWp	19,83	500.00 €	9'915,00
Rimozione e smaltimento di apparecchiature elettriche, trasformatori, impianti di illuminazione e videosorveglianza compreso il trasporto a discarica autorizzata e/o a centro di riutilizzo	MWp	19,83	2,000.00 €	39'660,00
Opere di ingegneria naturalistica per il ripristino vegetazionale dei luoghi	MWp	19,83	1,000.00 €	19'830,00
<b>SUBTOTALE COSTI DI DISMISSIONE E SMALTIMENTO</b>				353'965,50
Economie per recupero materiali nobili (ferro, rame, silicio etc)	a corpo		-176'982,75	
<b>TOTALE COSTI DI DISMISSIONE E SMALTIMENTO</b>				176'982,75

Il costo finale per la dismissione e successivo smaltimento delle componenti di impianto è pertanto pari a circa 176'982,75€, rivalutabile con gli indici ISTAT.

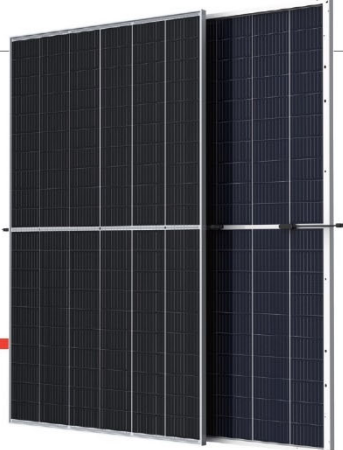


## 10. ALLEGATI

### 10.1 ALLEGATO A – DATA SHEET MODULO FOTOVOLTAICO

Mono
Multi
Solutions

Preliminary



**THE**  
V**ertex**  
 BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

600W

MAXIMUM POWER OUTPUT

---

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY

---

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS <b>TSM-DEG20C.20</b>	POWER RANGE <b>580-600W</b>
----------------------------------	--------------------------------

**High customer value**

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation; extended 30-year warranty
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment

**High power up to 600W**

- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection

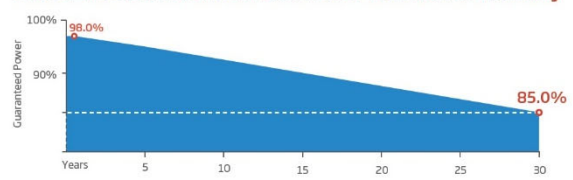
**High reliability**

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- Certified to fire class A

**High energy yield**

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

**Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty**







Years	Guaranteed Power (%)
0	98.0%
30	85.0%

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

**Comprehensive Products and System Certificates**

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

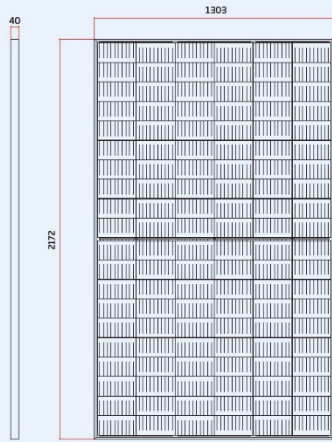




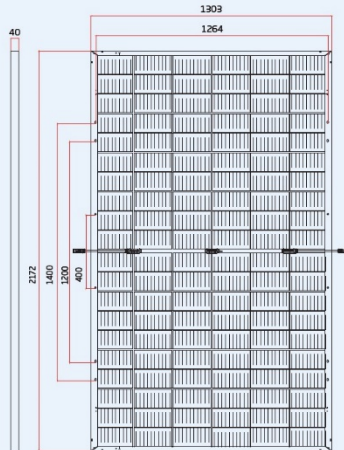


**BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE**

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

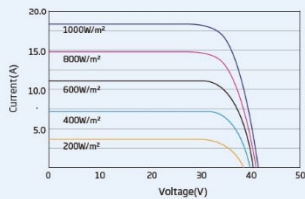


Front View

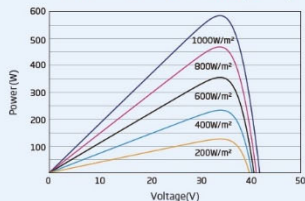


Back View

I-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(590W)



**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.  
 \*Measuring tolerance: ±3%.

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

Total Equivalent power - $P_{MAX}$ (Wp)	621	626	631	637	642
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	18.36	18.41	18.46	18.51	18.55
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	19.48	19.54	19.59	19.65	19.71
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality: 70±5%.

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	439	443	447	451	454
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	13.93	13.97	14.01	14.06	14.10
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	14.68	14.72	14.76	14.80	14.84

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×40 mm (85.51×51.30×1.57 inches)
Weight	35.3 kg (77.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	40mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 2050/2050 mm(80.71/80.71 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

**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

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

**MAXIMUM RATINGS**

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

**WARRANTY**

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

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

Modules per 40' container:	448 pieces
----------------------------	------------



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
 Version number: TSM\_EN\_2020\_PA1 [www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)



**DEVELOOP STUDIO** - Via Orazio, 152 - 65128 Pescara (PE)  
 +39 085 9562348 – [deveoopstudio@gmail.com](mailto:deveoopstudio@gmail.com)  
 Progettazione: Arch. Gianluca Francavilla



**FARENTI S.r.l.** - Via Don Giuseppe Corda, snc - 03030 Santopadre (FR)  
 +39 0776 1805460 - [info@farenti.it](mailto:info@farenti.it)  
 Progettazione: Ing. Piero Farenti

## 10.2 ALLEGATO B – DATA SHEET INVERTER

SUN2000-215KTL-H3  
Smart String Inverter



100A  
Per MPPT



99.0%  
Max. Efficiency



String-Smart  
Switch



Smart I-V Curve  
Diagnosis Supported



MBUS  
Supported



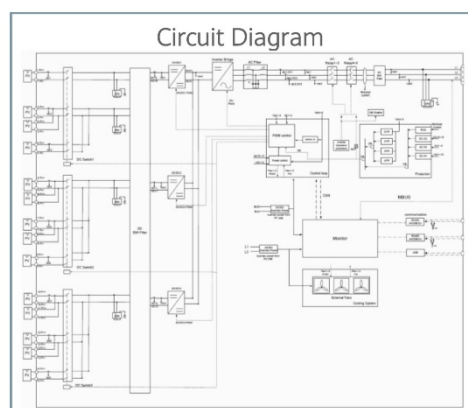
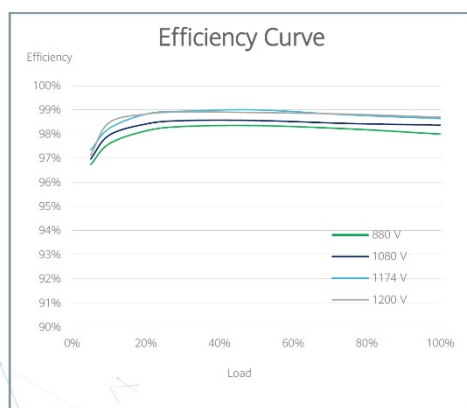
Fuse Free  
Design



Surge Arresters for  
DC & AC



IP66  
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-215KTL-H3

## Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 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




SOLAR.HUAWEI.COM

## 10.3 ALLEGATO C – CAVI ELETTRICI

### SEZIONE CC – Cavi cablaggio generatore FV

Energia solare  
 Solar energy

FG21M21   
 0,6/1 kV



#### Informazioni per la scelta dei cavi / Cables selection data

Formazione nominale <i>Nominal cross-section</i>  (n x mm <sup>2</sup> )	Diametro conduttore indicativo <i>Conductor diameter (approx.)</i>  (mm)	Spessore isolante minimo medio <i>Insulation thickness (min. medium)</i> (mm)	Spessore guaina minimo medio <i>Sheath thickness (min. medium)</i> (mm)	Diametro esterno massimo <i>Outer diameter (max.)</i> (mm)	Peso indicativo <i>Weight (approx.)</i>  (kg/km)	Resistenza elettrica in c.c. a 20 °C massima <i>Electrical D.C. resistance at 20 °C (max.)</i> (Ω/km)	Portata di corrente a 60 °C in aria singolo cavo <i>Current carrying capacity at 60 °C in air 1 cable</i> (A)
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	5,1	35	13,7	30
1 x 2,5	2,0	0,7	0,8	5,7	46	8,21	41
1 x 4	2,5	0,7	0,8	6,2	60	5,09	55
1 x 6	3,0	0,7	0,9	6,9	85	3,39	70
1 x 10	3,9	0,7	1,0	8,2	130	1,95	98
1 x 16	5,0	0,7	1,0	9,3	195	1,24	132
1 x 25	6,4	0,9	1,1	11,4	290	0,795	176
1 x 35	7,7	0,9	1,1	12,8	376	0,565	218
1 x 50	9,2	1,0	1,2	14,8	535	0,393	276
1 x 70	11,0	1,1	1,2	16,9	740	0,277	347
1 x 95	12,5	1,1	1,3	18,7	940	0,210	416
1 x 120	14,2	1,2	1,3	20,7	1215	0,164	488
1 x 150 (*)	15,8	1,4	1,4	23,5	1530	0,132	566
1 x 185 (*)	17,5	1,6	1,4	25,2	1820	0,108	644
1 x 240 (*)	20,1	1,7	1,5	28,3	2340	0,0817	775

Per portate di corrente in diverse condizioni di posa vedi CEI 20-91; V2  
 For current carrying capacity in different installation conditions refer to CEI 20-91; V2



SEZIONE CC e CA – Cavi di cablaggio in trincea

FG160R16 0,6/1 kV G16TOP



FG160R16

sezione nominale	diámetro indicativo conduttore	spessore medio isolante	diámetro esterno massimo	peso indicativo del cavo	resistenza massima a 20 °C in c. c.	30 °C in aria	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di 30 °C in tubo in aria	20 °C interrato in tubo	20 °C interrato	raggio minimo di curvatura	
conductor cross-section	approximate conductor diameter	average insulation thickness	maximum outer diameter	approx. weight	maximum DC resistance at 20 °C	in open air at 30 °C	permissible current rating (A) in buried duct at 20 °C		buried at 20 °C	minimum bending radius	
(mm <sup>2</sup> )	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)		ρ=1°C m/W	ρ=1,5°C m/W	ρ=1°C m/W	ρ=1,5°C m/W	(mm)

2 conduttori / 2 cores - tab. CEI-UNEL 35318

1,5	1,5	0,7	12,0	150	13,3	26	22	24	23	36	31	108
2,5	2,0	0,7	13,0	190	7,98	36	30	31	30	47	41	117
4,0	2,5	0,7	14,2	240	4,95	49	40	41	39	61	55	128
6,0	3,0	0,7	15,4	310	3,30	63	51	52	49	77	68	139
10,0	3,9	0,7	17,3	440	1,91	86	69	70	66	105	92	156
16,0	5,0	0,7	19,4	600	1,21	115	91	92	86	136	120	175
25,0	6,4	0,9	23,0	850	0,780	149	119	118	111	177	156	207
35,0	7,7	0,9	25,7	1130	0,554	185	145	145	136	212	185	231
50,0	9,2	1,0	29,3	1580	0,386	225	175	180	168	252	221	264
70,0	11,0	1,1	33,1	2050	0,272	300	220	230	217	335	289	298

3 conduttori / 3 cores - tab. CEI-UNEL 35318

1,5	1,5	0,7	12,5	170	13,3	23	19,5	20	19	30	26	112
2,5	2,0	0,7	13,6	220	7,98	32	26	26	25	40	36	122
4,0	2,5	0,7	14,9	280	4,95	42	35	33	32	51	45	134
6,0	3,0	0,7	16,2	370	3,30	54	44	43	41	65	56	146
10,0	3,9	0,7	18,2	530	1,91	75	60	59	55	88	78	164
16,0	5,0	0,7	20,6	740	1,21	100	80	76	72	114	101	185
25,0	6,4	0,9	24,5	1060	0,780	127	105	100	93	148	130	220
35,0	7,7	0,9	27,3	1420	0,554	158	128	122	114	178	157	246
50,0	9,2	1,0	31,2	1960	0,386	192	154	152	141	211	185	281
70,0	11,0	1,1	35,6	2700	0,272	246	194	189	174	259	227	320
95,0	12,5	1,1	40,0	3430	0,206	298	233	226	206	311	274	360
120,0	14,2	1,2	44,4	4390	0,161	346	268	260	238	355	311	400
150,0	15,8	1,4	49,5	5400	0,129	399	300	299	272	394	345	445

3 conduttori con giallo/verde / 3 cores with yellow/green - tab. CEI-UNEL 35318

1,5	1,5	0,7	12,5	170	13,3	26	22	24	23	36	31	112
2,5	2,0	0,7	13,6	220	7,98	36	30	31	30	47	41	122
4,0	2,5	0,7	14,9	280	4,95	49	40	41	39	61	55	134
6,0	3,0	0,7	16,2	370	3,30	63	51	52	49	77	68	146
10,0	3,9	0,7	18,2	530	1,91	86	69	70	66	105	92	164
16,0	5,0	0,7	20,6	740	1,21	115	91	92	86	136	120	185
25,0	6,4	0,9	24,5	1060	0,780	149	119	118	111	177	156	220
35,0	7,7	0,9	27,3	1420	0,554	185	146	145	136	212	185	246
50,0	9,2	1,0	31,2	1960	0,386	225	175	180	168	252	221	281
70,0	11,0	1,1	35,6	2700	0,272	289	221	223	207	310	272	320
95,0	12,5	1,1	40,0	3430	0,206	352	265	265	245	371	325	360
120,0	14,2	1,2	44,4	4390	0,161	410	305	310	284	423	370	400
150,0	15,8	1,4	49,5	5400	0,129	399	300	299	272	394	345	445