

# Relazione tecnica impianto elettrico

REALIZZAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO E OPERE CONNESSE

Azienda	MAPO HONEY S.r.l.
Sede Legale	Via Borgo dei Leoni, 63 - 44121 Ferrara (FE)
C.F.	20090 Segrate (MI)
P. IVA	02090130382

\*\*\*\*\* Dettaglio Revisioni \*\*\*\*\*

Data	Rev.	Preparato	Controllato	Verificato	Visto dell'Azienda
20/01/2023	Rev.1	P.L.	M.B.	M.B.	
24/11/2022	Rev.0	P.L.	M.B.	M.B.	

## Sommario

1. PREMESSA .....	2
2. NORMATIVA TECNICA .....	2
3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	3
4. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	4
5. ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	5
6. SEZIONE DI BASSA TENSIONE .....	6
7. SEZIONE DI MEDIA TENSIONE .....	6
7.1. CABINA DI RACCOLTA.....	6
7.2. TRASFORMATORE BT/MT .....	7
7.3. QUADRI DI MEDIA TENSIONE .....	7
8. CARATTERISTICHE LINEE ELETTRICHE .....	9
8.1. COLLEGAMENTI IN MEDIA TENSIONE .....	9
8.2. COLLEGAMENTO MODULI / STRINGHE / INVERTER .....	9
8.3. COLLEGAMENTO INVERTER / QUADRO BT .....	11
9. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRECTI .....	12
10. IMPIANTO DI MESSA A TERRA .....	13
11. VERIFICA DELL'IMPIANTO .....	14
11.1. ANALISI DEGLI SCHEMI .....	14
11.2. CONTROLLO DEI COLLEGAMENTI EQUIPOTENZIALI E DEI COLLEGAMENTI DI TERRA .....	14
11.3. VERIFICA DELL'IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA .....	14
11.4. PROVE STRUMENTALI .....	14
12. CONCLUSIONI ED INDICAZIONI .....	15
13. SCHEDA TECNICA MODULI FOTOVOLTAICI.....	16
14. SCHEDA TECNICA INVERTER DI STRINGA.....	18

## 1. PREMESSA

L'intervento oggetto della presente relazione tecnica ha come finalità la realizzazione di un impianto fotovoltaico a cura della società proponente MAPO HONEY S.r.l., avente la denominazione e potenza di seguito riportata in tabella:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	MAPO HONEY
POTENZA DI PICCO DC (kW)	14.370,16
POTENZA NOMINALE AC (kW) (Somma della potenza nominale degli inverter)	13.889,00
POTENZA AI FINI DELLA CONNESSIONE AC (kW)	13.899,00

L'impianto fotovoltaico sarà connesso alla RTN in alta tensione (36 kV) e verrà realizzato su una superficie agricola ubicata nel territorio di pertinenza del comune di Ferrara in Provincia di Ferrara, località Pontelagoscuro.

L'impianto sarà connesso alla rete (grid connected) in modalità di cessione totale, pertanto, l'energia elettrica prodotta non sarà utilizzata in loco ma verrà interamente immessa in rete al netto dei consumi dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento dell'impianto.

## 2. NORMATIVA TECNICA

Di seguito si riporta un elenco delle principali normative tecniche applicabili in ambito impiantistico fotovoltaico:

- 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 60904: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: prescrizioni per le prove;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS)
  - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI EN 50521 (CEI 82-31): Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34): Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI EN 50530 (CEI 82-35): Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;

- CEI EN 62446 (CEI 82-56): Sistemi fotovoltaici (PV) – Prescrizioni per le prove, la documentazione e la manutenzione – Parte 1: Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica – Documentazione, prove di accettazione e verifica ispettiva”;
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

### 3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà realizzato su terreno agricolo nel comune di Ferrara (FE) e l'installazione sarà di tipo "a terra" con i moduli fotovoltaici fissati su apposita struttura metallica ad inseguimento solare con pali in acciaio direttamente infissi nel terreno.

Di seguito si riportano le coordinate di inquadramento geografico dell'intervento:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	MAPO HONEY
LATITUDINE	44.867357°
LONGITUDINE	11.609294°
QUOTA s.l.m.	4 m circa
FOGLIO CATASTALE	66
PARTICELLE	268 – 282 - 352



Figura 1 - inquadramento ortografico dell'area impianto





Figura 2 - Inquadramento ortofotogrammetrico area impianto e sviluppo elettrodotto AT 36 kV

## 4. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'approccio progettuale solitamente utilizzato per la realizzazione di un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua fornita dalla principale fonte di energia rinnovabile disponibile in natura, il sole. Pertanto, è fondamentale per massimizzare la producibilità di un impianto la sua esposizione in termini di angolazione di tilt (rispetto al piano orizzontale) e di azimut (rispetto al sud), oltre alla assenza di ostacoli fissi che possano provocare ombreggiamenti sul piano di captazione. Eventuali discostamenti da quelle che sono le caratteristiche ottimali di esposizione avrebbero come conseguenza una riduzione della produzione di energia e perdite in termini economici al produttore.

Per la maggior parte degli impianti ad uso residenziale e commerciale, con il generatore installato sulle coperture dei fabbricati, l'esposizione (tilt e azimut) risulta vincolata dalle caratteristiche della copertura sulla quale si andranno ad installare i moduli. Nel caso in esame invece, e in generale per gli impianti utility scale "a terra", l'esposizione può essere scelta in modo libero ed ottimale in fase di progettazione in quanto le strutture di fissaggio dei moduli fotovoltaici saranno infisse liberamente nel terreno.

Il generatore fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione agricola, pari a 19,1 ha.

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 670 W, saranno del tipo bifacciali e installati "a terra" su strutture tipo tracker (inseguitore solare) mono-assiale Nord/Sud. I moduli ruoteranno attorno all'asse della struttura da Est a Ovest inseguendo la posizione del Sole all'orizzonte durante l'arco della giornata.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione sono composti da 132 celle (2,384x1,303 m) in silicio monocristallino tipo P.

Essi saranno fissati su ciascun tracker in modalità 1xN, ovvero in file composte da singoli moduli con lato lungo parallelo all'asse di rotazione (N-S). Le strutture utilizzate nel progetto saranno essenzialmente di tre tipi individuate in funzione della loro lunghezza, 1x28 moduli della lunghezza di circa 37 m, 1x56 moduli della lunghezza di circa 74 m e 1x70 moduli della lunghezza di 92 m circa.

L'asse centrale di rotazione sarà collegato a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo.

Per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata fruibile dal sistema di distribuzione e trasmissione nazionale, verranno installati degli inverter di stringa solidali alle strutture e sarà utilizzata una stazione di trasformazione composta dalla combinazione di un trasformatore BT/AT 0,69/36kV, quadri elettrici oltre agli apparati di gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati.

Il design di impianto prevede l'utilizzo di string-inverter, ubicato al centro di una fila di tracker e fissato sul palo. L'inverter è installato all'aperto, e utilizza un sistema di raffreddamento ad aria "forzata" in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un derating della potenza della macchina ed un veloce invecchiamento dei componenti elettronici. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 146,2 kVA ( $\text{Cos } \varphi = 1$ ) e con 1 MPPT per ciascuna unità dotato di 20 ingressi.

## 5. ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico in oggetto è stato dimensionato con l'intento di sfruttare al massimo tutte le risorse disponibili, sia in termini di superficie che di tecnologia, al fine di massimizzare la produzione di energia elettrica riducendo il costo di investimento e i costi di esercizio/manutenzione. In particolare, tutte le scelte progettuali adottate sono state orientate all'ottenimento dell'ottimo compromesso tecnico/economico fondamentale nelle installazioni di impianti utility scale. Di seguito si riportano i numeri caratterizzanti l'impianto in oggetto:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	MAPO HONEY
SUPERFICIE RECINTATA (mq)	191.000
POTENZA NOMINALE AC (kW) (Somma potenza singoli inverter)	13.889
POTENZA AI FINI DELLA CONNESSIONE AC (kW)	13.889
MODULI INSTALLATI	21.448
INVERTER FV INSTALLATI	95

In questo scenario il sistema fotovoltaico prevede il collegamento in serie di 28 moduli a formare le stringhe; le stringhe in c.c. verranno collegate ai rispettivi inverter, quest'ultimi sottomessi ai combiner box installati all'interno di gruppi di trasformazione (string station). L'energia elettrica prodotta verrà quindi immessa nella rete locale, previo innalzamento in alta Tensione.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	MAPO HONEY
TOTALE STRINGHE INSTALLATE	766
STAZIONI DI TRASFORMAZIONE	4
POTENZA NOMINALE INVERTER (kW)	146,2
POTENZA DC IMPIANTO (kWp)	14.370,16
POTENZA AI FINI DELLA CONNESSIONE (kW)	13.889
DC/AC medio %	99

## 6. SEZIONE DI BASSA TENSIONE

Per l'impianto in esame si prevede l'installazione di quadri di distribuzione/protezione in bassa tensione per la protezione dell'impianto fotovoltaico e per l'alimentazione dei servizi ausiliari. I quadri elettrici saranno installati all'interno del locale tecnico:

- QG-BT – Quadro elettrico interfaccia fotovoltaico
- QAux – Quadro ausiliari impianto fotovoltaico

I quadri elettrici saranno realizzati in osservanza di quanto previsto dalla normativa CEI EN 61439-1 "Apparecchiature assemblate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Regole generali"

Saranno adatti all'ambiente in cui sono alloggiati e, in base alla funzione, risponderanno almeno ai criteri principali definiti di seguito.

- Tutti gli interruttori avranno potere di interruzione atto a sopportare la massima corrente di corto circuito derivante da guasto franco; pertanto non è consentita la protezione in back-up ad esclusione della sezione servizi ausiliari di cabina.
- Il potere di interruzione nominale degli interruttori è definito secondo EN 60947-2 - CEI 17-5 4.3.5.2.2 Potere di interruzione nominale di servizio in cortocircuito (Ics) e pertanto non saranno ritenuti idonei interruttori con potere di interruzione riferito al "potere di interruzione nominale estremo in cortocircuito (Icu)"
- Nel dimensionamento e scelta dei componenti dell'impianto si dovrà tenere conto della selettività amperometrica e cronometrica sia per la protezione magnetotermica che differenziale.

Entro il quadro d'interfaccia saranno montati gli strumenti di misura e tutti gli interruttori previsti nello schema elettrico e sarà completo con tutti i collegamenti interni di potenza e ausiliari.

## 7. SEZIONE DI ALTA TENSIONE

L'impianto fotovoltaico in esame sarà connesso alla rete elettrica locale alla tensione nominale di 36 kV. Il collegamento alla rete elettrica è previsto come da Soluzione Tecnica Minima Generale messa a disposizione da Terna S.p.A. all'interno del preventivo di connessione.

Il limite elettrico del campo fotovoltaico lato Produttore è rappresentato dal POD (Point of Delivery – Punto di Consegna), corrispondente allo stallo 36 kV nell'espansione futura della CP "Ferrara Focomorto".

L'impianto è dotato del pannello Generale SPG (come riportato nelle prescrizioni CEI 0-16). Tale protezione sarà installata sul quadro elettrico QAT01 ed agirà sull'interruttore generale DG.

L'impianto è dotato di pannello di protezione d'interfaccia SPI (come riportato nelle prescrizioni CEI 0-16). Tale protezione sarà fornita e installata sul quadro elettrico a bordo string station lato AT.

L'eventuale intervento del parallelo interfaccia SPI provocherà l'apertura del dispositivo di interfaccia DDI costituito dall'interruttore posizionato a bordo delle string station.

Il dispositivo di ricalzo DDR (in caso di non intervento del DDI) sarà costituito dall'interruttore posto a monte del quadro QG-AT.

### 7.1. CABINA DI RACCOLTA

La cabina elettrica di raccolta sarà costruita in modo da assicurare un grado di protezione verso l'esterno IP 33. Le pareti sono realizzate in calcestruzzo confezionato con cemento vibrato ad alta resistenza, adeguatamente armato di spessore minimo pari a cm 10. Il box perfettamente rifinito viene consegnato completamente assemblato e pronto per l'utilizzo previa aver approntato il terreno e realizzata una fondazione per l'appoggio del manufatto.

Le strutture sono calcolate a norma di quanto stabilito dal D.P.R. n. 547 del 27/4/1995 (ora D.Lgs.81/2008 e s.m.i.) e dal provvedimento C.I.P. del 30/7/1986.

Il manufatto risulta composto da un unico locale avente i seguenti elementi:

- n°2 porta in vetroresina a due ante 1200×2100 mm;
- n°2 griglie di aerazione in vetroresina;
- n°1 aspiratore eolico in acciaio inox;
- impianto di illuminazione interno;
- impianto di terra interno.

La cabina elettrica risulta dotata di impianto di messa a terra esterno.

## 7.2. TRASFORMATORE bt/AT

All'interno del locale tecnico verrà installato un trasformatore bt/AT per la fornitura di tensione bt (400 V) impiegata per i servizi ausiliari (sistema di movimentazione tracker, illuminazione, prese ecc.). Tale trasformatore sarà di tipo trifase in resina Dyn11 ed avrà una potenza nominale di 100 kVA con classe di isolamento di 52 kV.

Le norme tecniche principali, costruttive e di esercizio dell'apparecchiatura, sono:

- CEI EN 60076-1:1015
- CEI EN 50588-1:2016

## 7.3. QUADRI DI ALTA TENSIONE TENSIONE

Le caratteristiche principali degli scomparti AT da installare e di seguito descritti sono le seguenti:

Tensione d'isolamento:	52 kV
Tensione nominale:	36 kV
Tensione di prova 50 Hz per 1 min.:	70 kV
Tensione di tenuta a impulso:	125 kV
Tensione nominale dei circuiti ausiliari:	24 Vcc – 220 Vca
Corrente nominale delle sbarre collettrici:	630 A
Corrente ammissibile di breve durata:	31,5 kA x 1 s
Frequenza nominale:	50 Hz

I quadri e le apparecchiature oggetto della fornitura, sono costruite e collaudate in conformità alle Norme CEI e IEC in vigore, ed in particolare:

- Per il quadro:
  - CEI 17-06 (fascicolo 1126)
  - CEI 70-6 V1 (fascicolo 1295 V)
  - IEC 298



D.Lgs. 81/2008

- Per gli interruttori:

CEI 17-9 fascicolo 357 e variante n.2

IEC 265 cat. B

Saranno presenti:

- N. 1 Scomparto risalita cavi ingresso linea e unità con doppio sezionatore SRI6Q36, interruttore a comando laterale in vuoto e risalita sbarre e protezione generale
  - Dimensioni: 1500 (L) x 1400 (P) x 2250 (H) mm
  - Dotazione:
    - Sezionatore rotativo a vuoto da 630 A;
    - Sezionatore di terra inferiore distanziato con interblocco meccanico;
    - Interruttore in SF6 da 630 A; 31,5 kA in esecuzione rimovibile/sbullonabile;
    - Comando completo di bobine di minima tensione e apertura;
    - Interblocco a chiave fra interruttore e sezionatore;
    - Cassonetto portastrumenti con circuiti ausiliari;
    - Protezioni di massima corrente, direzionale a terra e omopolare, 50/51/51N/67N, (CEI 0-16) completo di:
      - N°3 TA 150/1 omologato (CEI 0-16);
      - N°1 TA Toroidale 100/1 omologato (CEI 0-16);
      - Blocchi a chiave aggiuntivi su linea e terra;
      - Terna divisori capacitivi con complesso lampade di segnalazione;
      - Accessori di completamento scomparto.
- N. 6 Scomparto di protezione trasformatore con IMS combinato con fusibili e messa a terra dei cavi con sezionatore
  - Dimensioni: 750 (L) x 1400 (P) x 2250 (H) mm
  - Dotazione:
    - Interruttore di manovra sezionatore (IMS), da 630 A + fusibile + sezionatore di messa a terra
    - Protezioni di massima corrente, direzionale a terra e omopolare, 50/51/51N, (CEI 0-16) completo di:
      - N°3 TA 150/1 omologato (CEI 0-16);
      - N°1 TA Toroidale 100/1 omologato (CEI 0-16);
      - Blocchi a chiave aggiuntivi su linea e terra;
      - Terna divisori capacitivi con complesso lampade di segnalazione;
      - Accessori di completamento scomparto.

## 8. CARATTERISTICHE LINEE ELETTRICHE

Il sistema di distribuzione interno al campo fotovoltaico vedrà la realizzazione di trincee e cavidotti per consentire la posa dei cavi elettrici sia per la parte in bassa tensione in corrente continua ed in corrente alternata sia per la parte in alta tensione (36 kV) in corrente alternata. Oltre ai sistemi di distribuzione dell'energia prodotta dal generatore fotovoltaico occorre anche tener presente il sistema di distribuzione dei servizi ausiliari come l'illuminazione perimetrale del campo fotovoltaico, gli apparati di comunicazione e monitoraggio e tutti gli apparati necessari al corretto funzionamento dell'intero sistema.

### 8.1. COLLEGAMENTI IN ALTA TENSIONE

Il collegamento tra la cabina di raccolta e il primario dei trasformatori posti a bordo delle strin station verrà realizzato mediante la posa interrata di conduttori in rame tipo RG16H1R12 26/45 kV 3x1x95 mm<sup>2</sup>.

Le caratteristiche tecniche del cavo sono le seguenti:

Conduttore:	Rame, formazione rigida compatta, classe 2
Isolamento:	Gomma HEPR, qualità G16 e senza piombo
Schermatura:	A filo di rame rosso con nastro di rame in controspirale
Guaina:	PVC di qualità Rz, colore ROSSO
Norme di prova:	CEI 20-13
Tensione Nominale U <sub>o</sub> /U:	26/45 kV
Temp. Max di esercizio:	90°C
Temp. Max di cortocircuito:	250°C

Sezione nominale [mm <sup>2</sup> ]	Diametro conduttore [mm]	Spessore medio isolante [mm]	Ø esterno massimo [mm]	Peso cavo [kg/km]	Raggio minimo curvatura [m]
1x630	30,3	9,0	62,7	8.260	12 volte Dest

### 8.2. COLLEGAMENTO MODULI / STRINGHE / INVERTER

I collegamenti tra i moduli fotovoltaici sono effettuati collegando fra loro in serie i moduli della stessa stringa attraverso i connettori MultiContact (maschio e femmina) di cui le junction box di ciascun modulo sono già dotate, effettuando a valle il parallelo di tutte le stringhe.

I cavi in corrente continua che collegano i moduli devono essere appositi cavi solari (tipo H1Z2Z2-K). Le sollecitazioni alle quali sono sottoposti i cavi per impianti FV sono decisamente più elevate rispetto ai normali cavi per i comuni collegamenti in corrente alternata. Occorre dunque usare cavi idonei: generalmente riportano la dicitura "cavo solare" oppure "conduttore solare". Devono avere buona resistenza ai raggi UV e agli agenti atmosferici. Lo standard è costituito da cavi preconfezionati, protetti contro l'inversione di polarità e dotati di connettori a prova di contatto accidentale.

Nello specifico, le caratteristiche del cavo solare sono le seguenti:

Conduttore:	Rame stagnato ricotto, classe 5
Isolamento:	Elastomero reticolato atossico di qualità Z2
Guaina:	Elastomero reticolato atossico di qualità Z2
Norme di prova:	CEI EN 50618 – CEI EN 50525-1
Caratteristiche:	Cavi non propaganti la fiamma, zero alogeni e resistenti ai raggi UV
Condizioni di impiego:	Uso previsto in installazioni fotovoltaici. Adatto per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse. Adatto anche in condotti e su canaline.
Tensione Nominale U <sub>o</sub> /U:	1/1 kVac – 1,5/1,5 kVdc
Temp. Max di esercizio:	90°C
Temp. Max di cortocircuito:	250°C

Sezione nominale [mm <sup>2</sup> ]	∅ esterno medio [mm]	Peso cavo [kg/km]	Raggio minimo curvatura [m]
1x6	6,5	84	6 volte Dest

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:

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

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

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:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_0)]}$$

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;
- $\theta_0$  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.

### 8.3. COLLEGAMENTO INVERTER / QUADRO BT

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter al combiner box posti a bordo di ciascuna string station.

La loro scelta è funzione della tensione lato AC in uscita dagli inverter di stringa (690 V) ed il relativo dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter. Sulla base dei valori della portata del carico  $I_B$  in uscita dall'inverter e la portata  $I_B$  del cavo verranno scelti organi di protezione (interruttori automatici differenziali) con adeguati valori di corrente nominale  $I_n$ .

Le linee che collegano gli inverter di stringa ed il quadro di parallelo saranno di tipo interrato, poste all'interno di corrugati elettrici, ad una profondità di posa di 0,8 m misurato dall'estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,4 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio. All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione.

Nello specifico, le caratteristiche del cavo in rame (tipo FG16R16 0,6/1 kV) sono le seguenti:

Conduttore:	Rame rosso, formazione flessibile, classe 5
Isolamento:	Gomma HEPR, qualità G16 senza piombo
Guaina:	Mescola a base di PVC, qualità R16
Norme di prova:	CEI 20-13 – CEI 20-16
Condizioni di impiego:	Adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta ed indiretta.
Tensione Nominale Uo/U:	0,6/1 kV
Temp. Max di esercizio:	90°C
Temp. Max di cortocircuito:	250°C

Sezione nominale [mm <sup>2</sup> ]	Diametro conduttore [mm]	Spessore medio isolante [mm]	Ø esterno massimo [mm]	Peso cavo [kg/km]	Raggio minimo curvatura [m]
1x95	12,2	1,1	20,4	990	4 volte Dest

## 9. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRECTI

La protezione contro i contatti diretti sarà del tipo totale, in modo da impedire sia il contatto accidentale che quello volontario. Sarà posto in atto l'isolamento delle parti attive e l'uso di involucri (canali metallici e tubazioni in PVC installati a vista) con grado di protezione almeno IP4X.

Le apparecchiature di comando e protezione dei circuiti elettrici saranno alloggiare all'interno del locale tecnico dotato di porta a due ante a battente dotata di chiusura a chiave in modo da garantire l'accesso ai dispositivi solamente a personale addestrato.

La protezione contro i contatti indiretti consiste nel prendere le misure intese a proteggere le persone contro i pericoli risultanti dal contatto con parti conduttrici che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale.

I metodi di protezione contro i contatti indiretti sono classificati come segue:

- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
- protezione senza interruzione automatica del circuito (doppio isolamento, separazione elettrica, locali isolati, locali equipotenziali);
- alimentazione a bassissima tensione.

La protezione mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione è richiesta quando a causa di un guasto si possono verificare sulle masse tensioni di contatto di durata e valore tali da rendersi pericolose per le persone.

Le prescrizioni da ottemperare per conseguire la protezione contro i contatti indiretti sono stabilite dalle norme CEI 64-8 per gli impianti elettrici utilizzatori a tensione non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua e dalle Norme CEI EN 61936-1 e CEI EN 50522 (ex CEI 11-1) per gli impianti utilizzatori in media ed in alta tensione.



Essendo l'impianto collegato in AT con propria cabina di trasformazione (sistema TN-S) sarà osservato quanto previsto dalle norme CEI 64-8 al capitolo 41 alla sezione 413, ossia si dovrà verificare la seguente relazione di sicurezza:

$$I_a \geq U_0 / Z_g$$

in cui:

- $I_a$  = corrente di intervento delle protezioni nei tempi stabiliti dalla norma;
- $U_0$  = tensione nominale verso terra;
- $Z_g$  = impedenza dell'anello di guasto.

In ogni sistema a media tensione, le protezioni devono essere coordinate in modo tale da assicurare, in caso di guasto a terra, la tempestiva interruzione del guasto per evitare che sui circuiti di distribuzione le tensioni di contatto assumano valori pericolosi per un tempo superiore ai 5 secondi. Pertanto, l'impianto di terra deve avere un valore di impedenza inferiore al limite necessario.

Il valore della corrente di guasto verrà comunicato dal Gestore di Rete, il quale provvede a comunicare anche il tempo di intervento delle protezioni in caso di guasto.

Tutti i circuiti a valle del quadro di bassa tensione saranno protetti da interruttore differenziale che permette di verificare la relazione di sicurezza sempre.

## 10. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

In termini di impianto di terra, la configurazione sarà la seguente:

- il sistema fotovoltaico realizzato sarà di tipo IT ovvero il generatore fotovoltaico è isolato da terra mentre la parte a valle del trasformatore bt/AT, collegata all'impianto di terra. Il verso con il quale va inteso il monte e valle è quello del verso in cui fluisce la corrente, cioè dai moduli al distributore (Utente attivo). I moduli fotovoltaici essendo di classe II non necessitano del collegamento diretto all'impianto di terra così come le strutture metalliche in quanto non costituiscono elemento di pericolo non essendo ad esse applicabile la definizione di massa elettrica. Tuttavia, al fine di garantire l'equipotenzialità di tutti gli elementi metallici presenti e consentire il corretto funzionamento del dispositivo di controllo dell'isolamento da parte degli inverter, si opererà di collegare tutte le strutture tra loro attraverso la posa interrata di una corda di rame nuda della sezione di 35 mmq. Le strutture di fissaggio dei moduli saranno collegate alla treccia di rame nudo sul palo di sostegno delle strutture in grado di garantire la continuità metallica con il tubolare trasversale che sorregge i moduli.

Il dispersore di terra (puntazze in acciaio zincato), realizzato in corrispondenza del locale tecnico e della cabina di raccolta, sarà direttamente collegato alla rete di terra interrata.

La scelta della sezione dei conduttori di terra sarà eseguita sulla base di quanto indicato dalla norma CEI 99-2 e CEI 99-3 la quale prescrive una sezione minima per il suddetto conduttore di 25 mmq, nel caso si utilizzi una corda di rame nudo direttamente interrata.

Il collettore principale di terra verrà posto all'interno del locale tecnico, realizzato con barra di rame avente sezione indicativa 50x8 mm, alla quale saranno attestati indicativamente:

- la rete di terra globale dell'impianto (anello equipotenziale interrato collegante le strutture dell'impianto FV con le armature delle platee di fondazione dei locali e con la cabina di consegna);
- il collegamento del centro-stella di ciascuno dei trasformatori presenti;
- il collegamento della barra dei conduttori di protezione di ciascuno dei quadri presenti;

I conduttori di collegamento al collettore principale, dotati di capocorda stagnati ad anello, saranno fissati attraverso bulloni passanti di diametro compatibile con il capocorda impiegato e ciascun bullone fisserà sempre un solo conduttore di collegamento.

La distanza fra un conduttore e l'altro lungo la barra collettore sarà tale da consentire l'agevole inserimento della chiave di serraggio dei bulloni; il collettore sarà distanziato dalla parete o dal supporto di sostegno quanto basta ad estrarre il bullone passante.

Ognuno dei conduttori collegati al collettore sarà dotato di targhetta di identificazione con indicato in modo chiaro la sua funzione e provenienza.

Le targhette dovranno essere fissate in modo che aderiscano al cavo per tutta la loro lunghezza.

## 11. VERIFICA DELL'IMPIANTO

Al termine dei lavori saranno effettuate alcune verifiche, di seguito specificate.

### 11.1. ANALISI DEGLI SCHEMI

La verifica ha lo scopo di accertare la corretta redazione della documentazione illustrativa essenziale ai fini del collaudo, della gestione e della manutenzione degli impianti. Costituiscono oggetto dell'analisi i seguenti punti:

- Schemi planimetrici generali della distribuzione;
- Schemi di potenza e comando dei quadri precedentemente descritti;
- Piani di installazione.

### 11.2. CONTROLLO DEI COLLEGAMENTI EQUIPOTENZIALI E DEI COLLEGAMENTI DI TERRA

La verifica avrà lo scopo di accertare che tutte le masse estranee dell'impianto siano state collegate all'impianto di messa a terra, per la protezione contro il pericolo di contatti indiretti ed il corretto collegamento dei nodi di terra e la sezione del conduttore PE.

### 11.3. VERIFICA DELL'IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA

La verifica sarà effettuata per permettere di accertare il corretto funzionamento dell'impianto di illuminazione di sicurezza all'interno del locale tecnico.

### 11.4. PROVE STRUMENTALI

Le prove permetteranno di verificare:

- La continuità dei circuiti di protezione;
- La prova dei vari interruttori AT e BT e dei vari interblocchi delle celle AT;
- La misura della resistenza dell'impianto di terra, che dovrà essere coordinata con i valori della corrente di guasto e relativo tempo di intervento delle protezioni Terna.

## 12. CONCLUSIONI ED INDICAZIONI

Il sottoscritto, ricorda ai responsabili dell'attività gli art. 17, 18, 19, 20 del Decreto Legislativo n. 81 del 2008 ed ha invitato la ditta in oggetto a verificare periodicamente lo stato dell'impianto elettrico; si rammenta inoltre quanto prescritto dal D. Lgs 81/2008 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

Non si dovranno mai e per nessun motivo modificare e/o escludere il funzionamento dei dispositivi di sicurezza.

Il sottoscritto, inoltre, fa presente ai responsabili dell'attività in oggetto la decadenza quand'ora vi siano modifiche all'impianto elettrico o subentrino variazioni di lavorazione o di struttura nei casi di nuova destinazione dei locali o di variazione qualitativa o quantitativa delle sostanze pericolose esistenti nei locali ove l'impianto sarà installato, e ogni qualvolta vengano a mutare le condizioni di sicurezza.

N.B. per quanto non specificato si intende osservata la normativa vigente.

Erbusco, 17/01/2022

Il Tecnico



## 13. SCHEDA TECNICA MODULI FOTOVOLTAICI

# Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE2L

POWER RANGE: 650 -670W

## 670W

MAXIMUM POWER OUTPUT

## 0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

## 21.6%

MAXIMUM EFFICIENCY



### 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
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



### High power up to 670W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



### High reliability

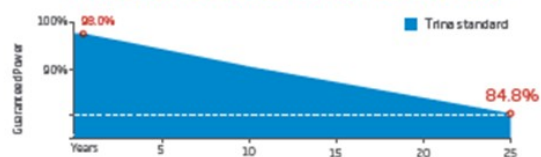
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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



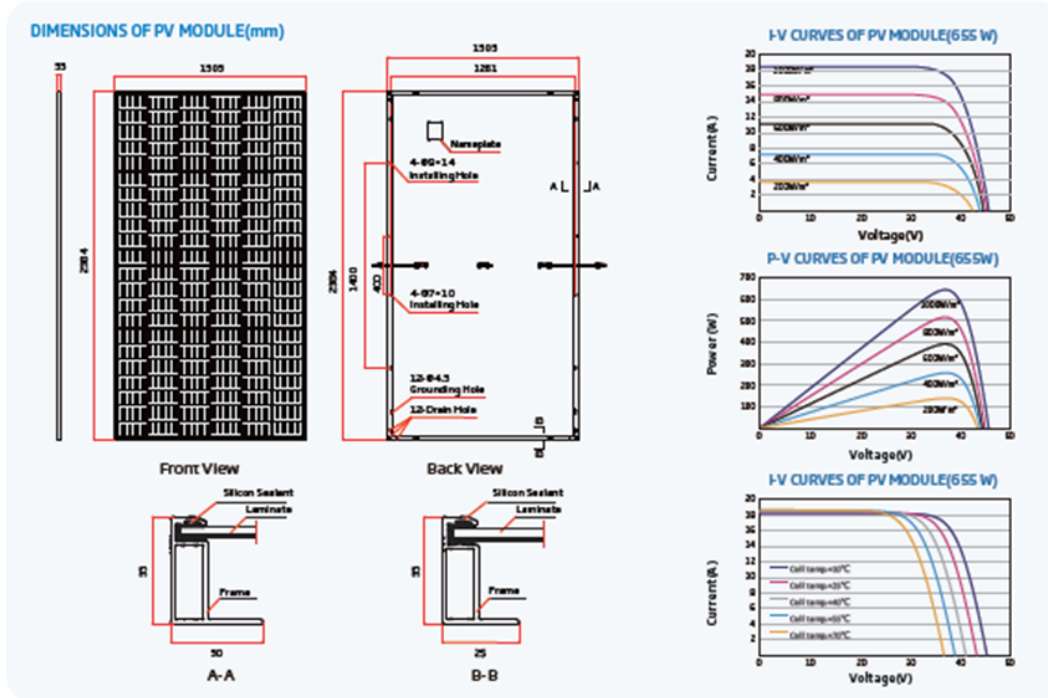
### High energy yield

- 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

### Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



**Vertex** BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE



**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power Watts- Pmax (Wp)*	650	655	660	665	670
Power Tolerance- Pmax (W)			0 - +5		
Maximum Power Voltage- Vmp (V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current- Imp (A)	17.30	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage- Voc (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- Isc (A)	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency, $\eta_m$ (%)	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

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

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

Maximum Power- Pmax (Wp)	402	406	500	504	508
Maximum Power Voltage- Vmp (V)	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current- Imp (A)	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage- Voc (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current- Isc (A)	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 3m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384* 1303* 35 mm (93.86* 51.30* 1.38 inches)
Weight	33.3 kg (73.4 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmittance, All-Glass Max. Compression Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Polarize 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

\*Please refer to regional standards for specific connector.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT working operating cell temperature	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

**MAXIMUM RATINGS**

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

**WARRANTY**

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

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

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



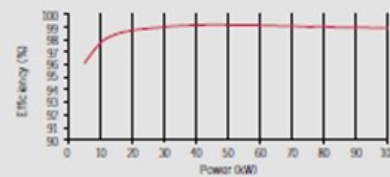
## 14. SCHEDE TECNICHE INVERTER DI STRINGA

Ingeteam

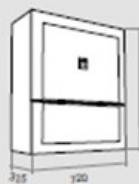
160TL	
<b>Input (DC)</b>	
Recommended PV array power range	148 - 213 kWp
MPP Operating voltage range <sup>1)</sup>	908 - 1,250 V
Maximum voltage <sup>2)</sup>	1,500 V
Maximum current <sup>3)</sup>	168 A
Short-circuit current	250 A
Inputs (STD / PRO)	1 / 20
MPPT	1
<b>Output (AC)</b>	
Rated power at 25 °C / 40 °C / 50 °C	146.2 kW / 135.3 kW / 132 kW
Maximum current at 25 °C / 40 °C / 50 °C	134 A / 124 A / 121 A
Rated voltage	630 V
Frequency	50 / 60 Hz
Type of grid	IT
Power Factor	1
Power Factor adjustable <sup>4)</sup>	Yes, 0 - 1 (leading / lagging)
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>5)</sup>	<3%
<b>Efficiency</b>	
Maximum efficiency	99.1%
Euroefficiency	98.7%
<b>General Information</b>	
Refrigeration system	Forced ventilation
Air flow	570 m <sup>3</sup> /h
Stand-by consumption	20 W
Consumption at night	1 W
Ambient temperature	-25 °C to 60 °C
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%
Protection class	IP65 / NEMA 4
Residual current monitoring unit	Yes
Max. operating altitude	4,000 m
Connection	AC: Max. Cross section: 240 mm <sup>2</sup> (one wire). DC connection (PRO): 6 mm <sup>2</sup> (20 pairs of PV connectors). Copper and Aluminium cabling permitted for DC and AC
Marking	CE
EMC and safety standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, IEC60068-2-1:2007, IEC60068-2-2:20007, IEC60068-2-14:2009, IEC60068-2-30:2005, IEC62116, IEC61683 and EN50530
Grid connection standards	DIN V VDE V 0126-1-1, Arrêté du 23 avril 2008, EN 50438, EN 50439, EN 50649, CEI 0-21, CEI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, 059/3, PD.12.3, AS4777.2, BDEW, IEC 62116, IEC 61722, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, Thailand MEA & PEA requirements

Notes: <sup>1)</sup>  $V_{MPP,ref}$  is for rated conditions ( $V_{oc}$ =1 p.u. and Power Factor=1).  $V_{MPP,ref}$  will depend on the grid voltage ( $V_{oc}$ ), according to this relation:  $V_{MPP,ref}=1.44 \cdot V_{oc}$ .  
<sup>2)</sup> The inverter does not start operating until  $V_{dc} < 1,450V$ . <sup>3)</sup> The maximum current per PV connector is 20 A for the PRO version. <sup>4)</sup> Extended adjustment range for nominal working points. <sup>5)</sup> For rated AC power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4.

Efficiency INGECON® SUN 160TL (630Vdc)  $V_{dc} = 1,075 V$



Size and weight (mm)



160TL STD  
75 kg.  
160TL PRO  
78 kg.