

# COMUNE DI MOLINELLA

**REALIZZAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA SU  
TERRENO AGRICOLO DI POTENZA DI PICCO PARI A 9,295  
MWp E POTENZA NOMINALE PARI A 7,20 MWp**

## Progetto Elettrico

Per. Ind. Massimo Ghesini  
Ing. Francesco Piergiovanni



## Progetto Linea Elettrica

Ing. Stelio Poli  
Geom. Chiara Baldi  
Geom. Valentina Cristofori

[polienergiesurl](http://polienergiesurl)

## Ambiente

Ing. Roberta Mazzolani  
Ing. Davide Negrini

**Studio Associato Ne.Ma**  
Ingegneria Ambiente Sicurezza

Via Confine 24/a - 48015 Cervia (RA)  
PIVA 02653670394

## Geologia e Acustica

Dott.ssa Giulia Bastia  
Dott. Maurizio Castellari  
Dott.ssa Marta Cristiani



## Progetto Strutturale

Ing. Gianluca Ruggi



## Progetto Architettonico

Arch. Antonio Gasparri  
Arch. Andrea Ricci Bitti

## Collaboratori

Arch. Claudio Calamelli  
Arch. Isabella Cevolani  
Arch. Agnese Di Tirro  
Arch. Beatrice Mari  
Arch. Francesco Ricci Bitti  
Arch. Valeria Tedaldi  
Dott. Cristian Griguoli



**COMMITTENTE: AM SOLAR SRL**

p.IVA 02700990399

Legale rappresentante: **Cristiano Vitali**

C.F. VTLCST67R26H199U

**PROGETTISTA: Architetto Antonio Gasparri**

C.F. GSPNTN64D08E289D

N. ELABORATO

**B1.a**

ELABORATO

**RELAZIONE ILLUSTRATIVA**

SCALA

RIFERIMENTO PRATICA

**IMPIANTO FV MASSARENTI**

DATA

**21/04/2022**

REVISIONE

**General contractor**

**PROTESA**  
A COMPANY OF 

**Protesa spa**

Via Ugo la Malfa n.24 Imola 40026 (BO)

telefono 0542 644069 mail [info@protesa.net](mailto:info@protesa.net) sito [www.protesa.net](http://www.protesa.net)

Proprietà riservata. È vietata la riproduzione totale e parziale e/o la comunicazione a terzi del presente elaborato e calcolo ad esso relativo che non siano espressamente autorizzate.  
In mancanza di rispetto gli interessati si riservano il diritto di procedere a termini di legge.

file Disegno4.dwg

# PROTESA

Sede legale  
Via Ugo la Malfa, 24  
40026 Imola (Bo) Italy  
Tel. +39 0542 644069  
Fax.+39 0542 688271  
info@protesa.net  
www.protesa.net

**PROTESA** S.p.A.  
Capitale Sociale € 120.000 i.v.  
Reg. Imp. BO e C.F. n. 02120631201 - REA n. 414896  
P.IVA IT02120631201  
Ruolo Agenti e Rappresentanti di Commercio N.26398  
Società appartenente al Gruppo Sacmi Imola S.C.  
"Azienda certificata ISO 9001"

a company of  
 **SACMI**

# RELAZIONE ILLUSTRATIVA

---

## Sommario

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. PREMESSA.....</b>                                     | <b>2</b>  |
| <b>2. INTRODUZIONE .....</b>                                | <b>3</b>  |
| <b>3. RIFERIMENTI NORMATIVI.....</b>                        | <b>4</b>  |
| <b>4. UBICAZIONE IMPIANTO.....</b>                          | <b>5</b>  |
| <b>6. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI .....</b>              | <b>11</b> |
| <b>7. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO .....</b>           | <b>11</b> |
| 7.1. MODULI FOTOVOLTAICI .....                              | 12        |
| 7.2. SOLAR INVERTER.....                                    | 15        |
| 7.3. STRUTTURE DI FISSAGGIO.....                            | 17        |
| 7.4. STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI RICEZIONE ..... | 20        |
| <b>8. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI.....</b>            | <b>21</b> |
| 8.1. IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE .....              | 21        |
| 8.2. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE .....            | 22        |
| 8.3. IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA.....                     | 22        |
| 8.4. RECINZIONE PERIMETRALE .....                           | 22        |

## 1. PREMESSA

L'opera oggetto della presente relazione illustrativa riveste un ruolo di importanza strategica nell'assetto energetico Nazionale in quanto contribuisce, in modo molto significativo, al raggiungimento degli obiettivi energetici proposti dall'Italia e inseriti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (NECP), come indicato nel documento "National Survey Report of PV Power Application in Italy 2018" redatto a cura del GSE e dell'RSE. A tal proposito, il Paese si è impegnato ufficialmente ad incrementare la quota di energia elettrica consumata e prodotta da fonti rinnovabili (FER), passando di fatto dal 34% nel 2017 al 55% nel 2030.

Il raggiungimento di un tale ottimistico risultato non può, in alcun modo, prescindere dal contributo fornito dalla produzione di energia elettrica da fonte solare (fotovoltaica) che rappresenta la quota parte più importante di energia "verde" prodotta in Italia. Quanto sopra descritto si traduce, in pratica, in un necessario incremento della capacità fotovoltaica installata che, per perseguire gli obiettivi prefissati, nel 2030 dovrebbe raggiungerei 50 GW complessivi, attualmente si attesta attorno ai 20 GW complessivi.

Molto è stato fatto in passato da parte del Governo per incentivare la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica, e, dopo un breve periodo di stallo durato circa 4/5 anni, oggi sono state profuse nuove forze e nuove idee propedeutiche al conseguimento dei suddetti obiettivi energetici e dare nuovo slancio al mercato Nazionale delle energie rinnovabili. Tuttavia, da analisi effettuate risulterebbe che tutti gli sforzi profusi non sarebbero sufficienti per il raggiungimento degli obiettivi energetici 2030, e quindi sarebbero destinati a rimanere un miraggio senza l'apporto fornito allo scopo dalle grandi centrali fotovoltaiche, ovvero da impianti in utility scale che producono energia rinnovabile in regime di grid parity.

Le stesse considerazioni vanno ovviamente fatte anche in relazione al Piano Energetico Regionale, lo strumento di programmazione strategica con il quale la Regione ha definito gli obiettivi e le modalità per far fronte agli impegni fissati dall'UE attraverso la Roadmap al 2050.

Con il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012, cosiddetto Burden Sharing, sono state assegnate alle Regioni le rispettive quote di produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche e termiche per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo nazionale.

Tra i macro-obiettivi del PER c'è non solo quello di allinearsi alla media nazionale, ma quello di divenire esempio virtuoso per produzione energetica da fonti rinnovabili e nell'innovazione energetica.

In tale contesto le opere oggetto della presente relazione possono essere considerate di importanza fondamentale, quasi strategica, nel panorama energetico Nazionale.

## 2. INTRODUZIONE

Scopo del presente documento è quello di illustrare i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche relative alla costruzione di un impianto fotovoltaico associato alla società A.M. SOLAR SRL con sede in Vicolo Gabbiani 30 Ravenna (RA). Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio del comune di Molinella (BO) con moduli installati su strutture a terra, ovvero su apposite strutture di sostegno direttamente infisse nel terreno senza l'ausilio di elementi in calcestruzzo, sia prefabbricato che gettato in opera.

La tabella 1 riporta la denominazione e la potenza nominale di picco dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

|                               |                     |
|-------------------------------|---------------------|
| <b>DENOMINAZIONE IMPIANTO</b> | <b>MASSARENTI 1</b> |
| <b>POTENZA DI PICCO (kW)</b>  | 9.295,00            |
| <b>POTENZA NOMINALE (kW)</b>  | 7.200,00            |

Tabella 1

L'impianto sarà direttamente collegato alla rete pubblica di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica in media tensione (grid connected) in modalità di cessione pura, ovvero l'energia prodotta dall'impianto non sarà utilizzata in loco ma totalmente immessa in rete al netto dei consumi per l'alimentazione dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento ed esercizio dell'impianto stesso.

L'idea alla base del presente sviluppo progettuale è quella di massimizzare la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico in rapporto alla superficie utile di terreno disponibile nel pieno rispetto di tutte le norme tecniche di costruzione e di esercizio vigenti. La scelta dell'architettura di impianto e dei materiali da utilizzare per la costruzione tengono conto della moderna tecnologia che è in grado di offrire in termini di materiali e degli standard costruttivi propri della Società proponente.

### 3. RIFERIMENTI NORMATIVI

Dovranno essere rispettate le prescrizioni imposte dalla D.M. 37-2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

Devono essere altresì rispettate le prescrizioni dettate dalle seguenti disposizioni legislative:

- Legge n.186/1968: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici";
- D.Lgs. n.81 del 9/04/2008: "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- Legge 791/77: "attuazione della direttiva europea n.73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione"
- D.Lgs. 14/08/96 n°493: "Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro";
- D.Lgs. 12/11/96 n°615: "Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993". D.G.R. 5/1 del 28/01/2016.

In base alla destinazione finale d'uso degli ambienti interessati, dovranno essere rispettate le prescrizioni normative tecniche dettate da:

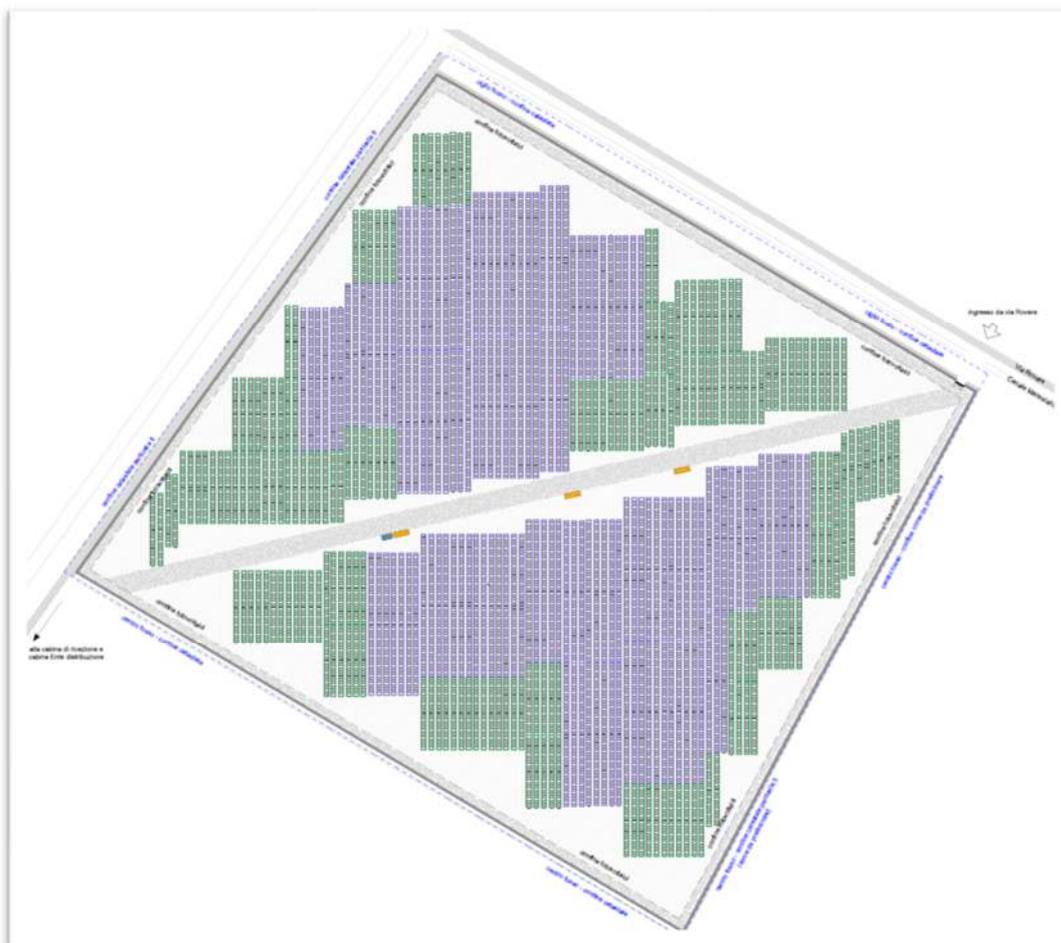
- CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.";
- CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica. Linee in cavo da 1 a 45 Kv";
- CEI 17-6: "Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52 KV";

- CEI 17-11: "Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori - sezionatori in aria e unità combinate con fusibili per corrente alternata e tensione nominale non superiore a 1.000 V e per corrente continua e tensione nominale non superiore a 1.200 V";
- CEI 17-13/1: "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per Bassa Tensione. Parte 1: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) ed apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)";
- CEI 17-21: "Prescrizioni comuni per l'apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione";
- CEI 23-51: "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare." Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- CEI 20-22: "Prova dei cavi non propaganti l'incendio";
- CEI 20-38: "Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi";
- ISO 3684: "Segnali di sicurezza, colori";
- CEI 81-3: "Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
- CEI 81-10/1: "Protezione contro i fulmini" Principi generali CEI 81-10/2: "Protezione contro i fulmini" Valutazione del rischio CEI 81-10/3: "Protezione contro i fulmini" Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone CEI 81-10/4: "Protezione contro i fulmini" Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;
- Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all'interno delle seguenti Guide:
- CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI 11-35: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- CEI 11-25 "Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti";
- CEI 11-28 "Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione";
- CEI 64-50 "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali";
- CEI 64-53: "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale;
- "CEI 0-16; V4:" Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".

## 4. UBICAZIONE IMPIANTO

Come anticipato, l'impianto fotovoltaico in progetto, sarà realizzato interamente nel territorio del comune di

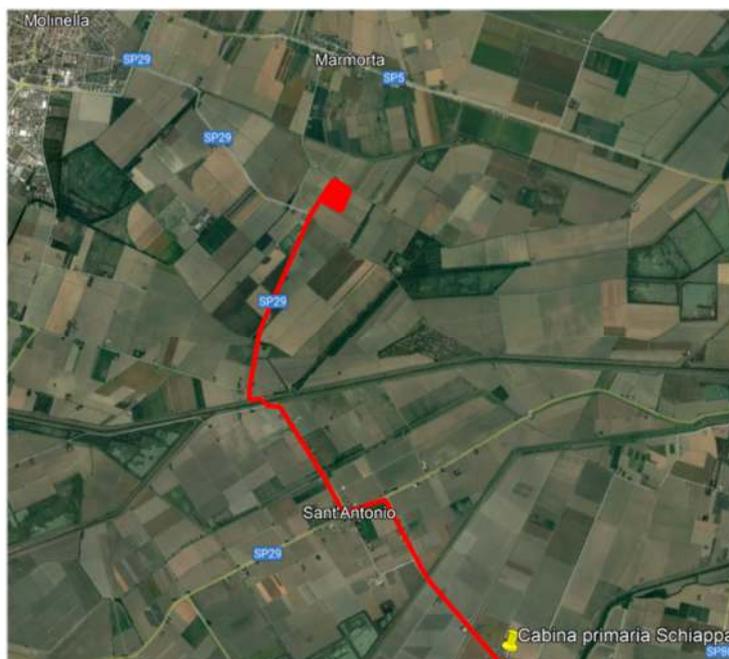
Molinella, provincia di Bologna, su terreni regolarmente censiti al catasto come da piano particellare di seguito riportato. Il design di impianto ha tenuto conto delle superfici di terreno disponibile all'installazione del generatore fotovoltaico, come di seguito riportato.



Rispetto all'agglomerato urbano della città di Molinella l'area di impianto è ubicata in un'area individuata nella zona periferica ad Est dell'abitato della cittadina ad una distanza media di circa 3 km in linea d'aria dal suo centro.

| DENOMINAZIONE IMPIANTO | MASSARENTI 1 |
|------------------------|--------------|
| LATITUDINE             | 44,601825°   |
| LONGITUDINE            | 11,718525°   |
| FOGLIO CATASTALE       | 104          |
| PARTICELLE             | 9, 11, 12    |

Tabella 2



*Immagine ortofotografica del progetto*

Nell'immagine satellitare di cui sopra, l'area occupata dall'impianto fotovoltaico è evidenziata in rosso, mentre è indicato con una linea continua l'elettrodotto, ovvero la linea elettrica in cavo alla tensione nominale di esercizio di 15 kV (MT) che collega l'impianto alla RTN tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna MT, denominata "PRINCIPE FTV", collegata in antenna da cabina primaria AT/MT SCHIAPPA ed individuata come punto di connessione alla rete pubblica di trasmissione nazionale e comunicata mediante la Soluzione Tecnica Minima Generale.

## 5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato a terra e si estenderà su una superficie di terreno a destinazione prettamente agricola insistente nel territorio del comune di Molinella (BO). Nella tabella 3 si riportano le caratteristiche principali per ciascun impianto:

| DENOMINAZIONE IMPIANTO     | MASSARENTI 1 |
|----------------------------|--------------|
| SUPERFICIE RECINTATA (mq)  | 100.374      |
| POTENZA NOMINALE (kW)      | 7.200        |
| MODULI INSTALLATI          | 14084        |
| TOTALE STRINGHE INSTALLATE | 503          |

Tabella 3

I moduli fotovoltaici utilizzati avranno potenza di picco pari a 660 Wp; verranno installati 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 di tipo monofacciale, avranno dimensioni pari a (2384 H x 1303 L x 35 P) mm e sono composti da 132 celle in silicio monocristallino. Essi saranno fissati su ciascun tracker in modalità portrait 1xN, ovvero in file composte da singoli moduli con lato corto parallelo all'asse di rotazione (N-S); le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di due tipi individuate in funzione della loro lunghezza, (1x28 moduli), (1x56 moduli) a cui corrispondono inseguitori solari di lunghezza complessiva di circa 37 o 74 metri. L'asse centrale di rotazione sarà collegato a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo.

I moduli saranno collegati tra di loro in serie a formare stringhe ciascuna delle quali composta da 28 moduli; la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico in termini di tensione massima ammissibile e relativa potenza. Al convertitore statico saranno opportunamente collegate le stringhe che in taluni casi saranno interconnesse in parallelo sugli ingressi dedicati dell'inverter. Il parallelo è stato valutato in funzione della corrente erogabile dalle stringhe.

Per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata fruibile dal sistema di distribuzione e trasmissione nazionale, saranno utilizzate delle stazioni di trasformazione composte dalla combinazione di inverter da 800 V AC, trasformatore MT/BT 15/0,8 kV, 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 inverter di stringa, ovvero unità statiche di conversione della corrente DC/AC caratterizzate da potenze nominali molto elevate e dotate di multi-MPPT, nello specifico caso in esame gli MPPT per ciascuna unità inverter saranno dodici, visto che ogni singola macchina sono in realtà dodici di potenza pari ad 1/12 di quella nominale (vedere paragrafo inverter). Come evidenziato, ogni inverter è collocato in campo in una struttura di supporto dedicata. Pertanto, ciascun inverter è poi collegato ad un quadro di sezionamento, che a sua volta è connesso ad un quadro AC all'interno della cabina di trasformazione più vicina all'apparato. Al suo interno oltre al quadro in corrente alternata che raccoglie tutti gli inverter sarà presente un trasformatore MT/BT da 15/0,8 kV, necessario ad elevare la tensione da 800 V a quella di rete (1500 V).

Le cabine di trasformazione avranno una struttura a pannelli, ovvero moduli componibili in loco, di dimensioni 8000 L x 2500 H; saranno posizionate in un corridoio centrale, di larghezza pari a 10 metri, al fine di ottimizzare le lunghezze dei cavi in bassa tensione (BT). Lo spazio all'interno del manufatto sarà organizzato in modo tale da avere un'area per il sezionamento, un'area dedicata all'installazione di un trasformatore da 20 kVA dedicato all'alimentazione di tutti i servizi a corredo dell'impianto fotovoltaico e necessari alla gestione del sistema, un'area dedicata all'installazione di un trasformatore da 2500 kVA di altezza pari a 2393 mm e peso di 5350 kg.

All'interno del campo è prevista anche l'installazione di una cabina di smistamento monoblocco di dimensioni 5200 L x 2500 H mm, in cui saranno collocati sia i principali apparati ausiliari che consentono la corretta gestione ed esercizio dell'impianto come quelli per la trasmissione dati, per il sistema antintrusione e la videosorveglianza, sia tutte le protezioni indicate dalle vigenti normative tecniche per la connessione come il Sistema di Protezione Generale (SPG) e il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI).

L'impianto fotovoltaico sarà completato dall'installazione di una cabina di ricezione monoblocco di dimensioni 4000 L x 2500 H e da una cabina di consegna E-distribuzione DG2092 di dimensioni pari a 6700 L x 2500 H, ubicate quanto più possibile in corrispondenza del punto di accesso al campo o in zona facilmente accessibile sia per motivi funzionali che di sicurezza. Nella cabina di ricezione sarà collocato il quadro ed è suddivisa in tre stalli di media tensione così definiti: cella di arrivo con dispositivo generale, misure elettriche e partenza al campo fotovoltaico (uscita libera) composto da cella di arrivo, cella in cui sarà alloggiato il DG (dispositivo generale), cella di misura ed infine la cella in uscita verso il campo fotovoltaico.

Il quadro di media tensione, all'interno della cabina di smistamento, è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee MT provenienti dalle cabine di trasformazione in campo e rappresenta il punto di interfaccia con la rete di MT (cabina consegna ENEL).

Il campo fotovoltaico prevede la realizzazione di un sistema di viabilità interna e/o perimetrale che possa consentire in modo agevole il raggiungimento di tutti i componenti in campo, sia per garantire la sicurezza dell'opera, che per la corretta gestione nelle operazioni di manutenzione. La viabilità perimetrale e centrale interna all'impianto sarà in stabilizzato a +0,50 cm rispetto al piano campagna attuale (altezza minima per mettere in sicurezza idraulica le cabine, come richiesto dal piano di gestione rischio alluvioni PGRA). L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di una recinzione perimetrale e dal sistema di illuminazione e videosorveglianza. L'accesso carrabile sarà costituito da un cancello a due ante realizzato in maglia elettrosaldata zincata, larghezza 5 metri e montato su pilastri in ferro zincato con interasse da 2 metri, fissati su cordolo prefabbricato in cemento di altezza pari a 10 cm.

La recinzione perimetrale sarà realizzata in rete metallica, elettrosaldata e plasticata, verde a maglia sciolta alta 1,80 metri, collegata a pilastri in ferro zincato alti 2 metri infissi direttamente nel suolo per una profondità di 100 cm. La rete non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro, rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza 20 cm che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia.

È prevista una viabilità perimetrale di larghezza pari a 3 metri e una strada esterna di collegamento da Via Rovere, di larghezza pari a 4 m, che funga da accesso alla cabina di E-distribuzione e alla cabina di ricezione, la cui realizzazione è prevista in prossimità di Via Romagne. La viabilità perimetrale e centrale interna all'impianto sarà realizzata con del misto di cava fine e medio.

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione dei componenti in campo su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo armato lungo tutto il perimetro e nella strada interna (dove sono posizionate le cabine e gli inverter). I pali avranno un'altezza massima di 3,5 m, saranno dislocati ogni 40 metri lungo la recinzione perimetrale e su di essi saranno montati corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati lungo tutto il perimetro e nel tratto centrale interno all'area. Nell'esercizio ordinario degli impianti non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale; è prevista l'installazione di un trasformatore di 20 kVA per il funzionamento di tutti i sistemi ausiliari.

L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico sarà disponibile al confine fisico dell'impianto (in corrispondenza della cabina di ricezione) ad una tensione nominale di 15 kV messa a disposizione dal distributore di rete e-Distribuzione S.P.A. La distanza tra l'impianto e la stazione utente prevede la realizzazione di un elettrodotto interrato con una lunghezza totale pari a 9,39 km, con la posa di una terna di cavi idonei al trasporto di energia in media tensione da 15 kV.

Le linee di bassa tensione, sia quelle in corrente continua che in corrente alternata, saranno realizzate all'interno dell'area occupata dall'impianto, mentre le linee di media tensione andranno sulla strada di collegamento che termina in prossimità della cabina di E-distribuzione, denominata "PRINCIPE FTV". Tutti i cavi saranno posati in polifera all'interno di scavi con l'ausilio di cavidotti o protezioni meccaniche. In tal caso la profondità di posa dei cavi sarà di 80 cm sia per i cavi di bassa tensione che per quelli di media tensione; tutti saranno opportunamente segnalati mediante la posa di nastro ad una distanza di circa 30 cm verso il piano campagna.

I collegamenti, esterni all'area di impianto, saranno realizzati per quanto possibile a lato della viabilità comunale e rurale esistente; i cavi saranno direttamente interrati in trincea ad una profondità di posa minima di 1 metro o 2,5 metri a seconda dei tratti considerati, come indicato nel Progetto Definitivo dell'impianto di produzione alla rete di e-distribuzione. Anche in questo caso la segnalazione della presenza dell'elettrodotto interrato sarà resa obbligatoria.

L'esercizio ordinario dell'impianto fotovoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione in caso di guasto o per le operazioni di manutenzione ordinarie e straordinarie. Con cadenza saltuaria sarà necessario provvedere alla pulizia dell'impianto, che si divide in due operazioni: lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico) e preparazione del terreno sottostante i pannelli. La frequenza delle suddette operazioni avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell'impianto. Le operazioni di lavaggio dei pannelli saranno effettuate con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia in pressione e una cisterna di acqua demineralizzata. Il trattore passerà sulla viabilità di impianto e laverà i pannelli alla bisogna. L'azione combinata di acqua demineralizzata e pressione assicura una pulizia ottimale delle superfici captanti evitando sprechi di acqua potabile e il ricorso a detersivi e sgrassanti.

Tutte le operazioni di manutenzione e riparazione di natura elettrica saranno effettuate da ditte specializzate, con proprio personale e mezzi, con cadenze programmate o su chiamata del gestore dell'impianto.

## 6. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI

In riferimento alla tecnologia fotovoltaica attualmente disponibile sul mercato per impianti utility scale, per il presente progetto sono state implementate le migliori soluzioni di sistema che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

L'evoluzione tecnologica consente di raggiungere, mediante l'installazione di un numero di moduli relativamente ridotto, potenze di picco molto rilevanti, come indicato in tabella 3.

In tabella 4 sono riportate le caratteristiche di dimensionamento dell'impianto. Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate direttamente ai rispettivi ingressi del relativo inverter. Ciascun inverter e quadro di sezionamento saranno collocati in campo esattamente sotto la struttura del tracker e fissati ad un sostegno metallico appositamente realizzato e infisso nel terreno.

La trasformazione sarà pertanto composta da tre cabine di trasformazione MT/BT, un quadro AC e dagli apparati ausiliari necessari al funzionamento ordinario dell'intero sistema. Ogni cabina di trasformazione gestirà un sottocampo, in totale sono previsti 3 sottocampi di cui due composti da 11 inverter da 225 kW e una formata da 10 inverter da 225 kW.

Il sistema fotovoltaico sarà progettato e realizzato in modo tale che tutti i componenti abbiano una tensione limite di esercizio in corrente continua di 1.500 V, valore questo che andrà a definire la stringatura in funzione dei parametri tecnici dei moduli scelti. Per tale progetto il numero di moduli fotovoltaici per stringa sarà pari a 28 unità.

| DENOMINAZIONE IMPIANTO                | MASSARENTI 1 |
|---------------------------------------|--------------|
| CABINE DI TRASFORMAZIONE              | 3            |
| NUMERO TOTALE INVERTER                | 32           |
| POTENZA NOMINALE INVERTER IN CA (kVA) | 225          |
| TOTALE POTENZA AC IMPIANTO (kVA)      | 7.200        |

Tabella 4

## 7. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO

I generatori fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, connessi alla rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia solare viene convertita in corrente elettrica continua per alimentare il carico-utente e/o immessa in rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Gli impianti fotovoltaici sono composti dal generatore fotovoltaico, che è la parte in corrente continua (c.c.) dell'impianto, comprensivo di inverter in grado di convertire la tensione da c.c. a corrente alternata (c.a). I moduli sono in grado di convertire l'energia derivante dalla luce solare in un generatore elettrico attraverso una giunzione P-N (semiconduttore). Una volta convertita la tensione, essa viene trasferita al valore di rete (15000 V) attraverso i trasformatori.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, inverter, trasformatore fino al sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l'impianto MASSARENTI 1 con indicazioni delle prestazioni relative, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

## 7.1. MODULI FOTOVOLTAICI

Lo stato dell'arte sulle tecnologie disponibili per il settore fotovoltaico prevede l'utilizzo, per i grandi impianti utility scale, di moduli fotovoltaici le cui celle sono realizzate prettamente in silicio cristallino sia nella versione monocristallino che policristallino. Tutte le altre tecnologie si sono dimostrate o troppo costose o poco efficienti. Le prestazioni raggiunte dai moduli fotovoltaici in silicio cristallino attualmente disponibili sul mercato, in termini di efficienza e di comportamento in funzione della temperatura, sono notevolmente migliori rispetto a quelle disponibili anche solo un paio di anni fa. Attualmente il grado di efficienza di conversione si attesta attorno al 18% per i moduli in silicio policristallino e ben oltre il 22% per quelli in silicio monocristallino sia tradizionali che con tecnologia PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). Questo risultato tecnologico ha consentito ai moduli fotovoltaici di raggiungere potenze nominali maggiori a parità di superficie del modulo.

Per il presente progetto la scelta dei moduli è ricaduta sulla tecnologia in silicio monocristallino del tipo monofacciale con moduli di potenza pari a 660W e dimensioni (2384 x 1303 x 35 mm), il modulo individuato è TRINA SOLAR Vertex TSM-DE21 635-670 per il quale si evidenzia un massimo di efficienza di 21,6%.

Basato su un wafer di silicio di 210 mm di grandi dimensioni e su una cella PERC monocristallina, il modulo Vertex è dotato di diverse caratteristiche di progettazione innovative che consentono un'uscita di potenza superiore a 665W. L'eccellente coefficiente di temperatura e le prestazioni di bassa irradiazione si traducono in una maggiore potenza. Inoltre, Vertex beneficia di celle mono quadrate e di tecnologia di interconnessione ad alta densità, aumentando l'efficienza del modulo fino al 21,6%.

Trina Solar Vertex TSM-DE21 635-67 sarà interconnesso con 28 moduli in una stringa. Rispetto ad altri moduli di riferimento, una singola stringa di moduli può porta ad un risparmio nei costi BOS e in seguito ad una notevole riduzione LCOE.

Riassumendo, i 3 principali vantaggi sono:

1. Prestazioni migliori.
2. Maggiore durabilità.
3. Riduzione dei costi BOS (balance of system).

Di seguito si riportano le principali proprietà valutate dal costruttore in condizioni standard di misura (Standard Test Condition):

Preliminary

Mono Multi Solutions

# Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE21

PRODUCT RANGE: 635-670W

**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
- Higher return on Investment



### 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

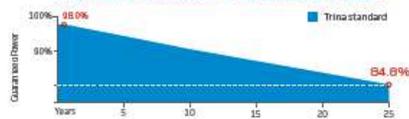
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



### 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



### Comprehensive Products and System Certificates

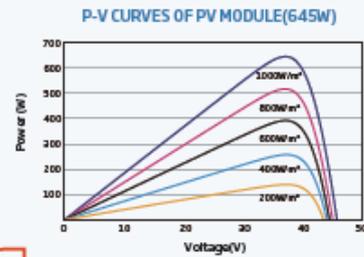
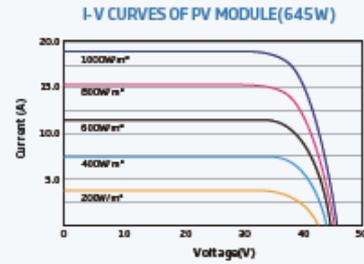
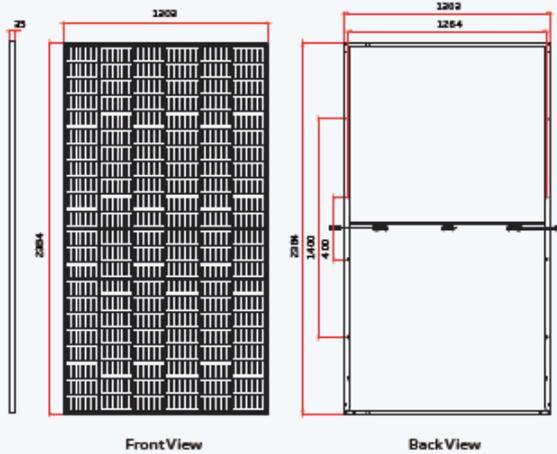


IECS1215/IEC1730/IECS1701/IEC62716  
ISO 9001: Quality Management System  
ISO 14001: Environmental Management System  
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

**TrinaSolar**

## Vertex BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

### DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



**Preliminary**

#### ELECTRICAL DATA (STC)

| Peak Power Watts-P <sub>max</sub> (Wp)*   | 635    | 640   | 645   | 650   | 655   | 660   | 665   | 670   |
|---|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Power Tolerance-P <sub>max</sub> (W)      | 0 - +5 |       |       |       |       |       |       |       |
| Maximum Power Voltage-V <sub>mp</sub> (V) | 36.8   | 37.0  | 37.2  | 37.4  | 37.5  | 37.8  | 38.0  | 38.2  |
| Maximum Power Current-I <sub>mp</sub> (A) | 17.26  | 17.30 | 17.35 | 17.39 | 17.43 | 17.47 | 17.51 | 17.55 |
| Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)  | 44.7   | 44.9  | 45.1  | 45.3  | 45.5  | 45.7  | 45.9  | 46.1  |
| Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A) | 18.30  | 18.34 | 18.39 | 18.44 | 18.48 | 18.53 | 18.57 | 18.62 |
| Module Efficiency-η <sub>m</sub> (%)      | 20.4   | 20.6  | 20.8  | 20.9  | 21.1  | 21.2  | 21.4  | 21.6  |

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. \*Maximum tolerance: ±2%.

#### ELECTRICAL DATA (NOCT)

|   |       |       |       |       |       |       |       |       |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Maximum Power-P <sub>max</sub> (Wp)       | 481   | 485   | 488   | 492   | 496   | 500   | 504   | 508   |
| Maximum Power Voltage-V <sub>mp</sub> (V) | 34.3  | 34.6  | 34.8  | 34.9  | 35.1  | 35.3  | 35.4  | 35.6  |
| Maximum Power Current-I <sub>mp</sub> (A) | 13.97 | 14.01 | 14.05 | 14.09 | 14.13 | 14.17 | 14.22 | 14.26 |
| Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)  | 42.1  | 42.3  | 42.5  | 42.7  | 42.9  | 43.0  | 43.2  | 43.4  |
| Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A) | 14.75 | 14.78 | 14.82 | 14.86 | 14.89 | 14.93 | 14.96 | 15.01 |

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

#### MECHANICAL DATA

|                      |  |
|----------------------|--|
| Solar Cells          | Monocrystalline  |
| No. of cells         | 132 cells  |
| Module Dimensions    | 2384*1303*35 mm (93.86*51.30*1.38 inches)  |
| Weight               | 33.0kg (7.4.7 lb)  |
| Glass                | 3.2 mm (0.13 inches), High Transmittance All Coated Heat Soak Resistance 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> ),<br>Pitch: 280/280 mm (11.02/11.02 inches)<br>Length can be customized |
| Connector            | MC4 EV02 / TS4*  |

\*Please refer to regional standards for specific connectors.

#### TEMPERATURE RATINGS

|   |             |
|---|-------------|
| NOCT ambient operating cell temperature     | 43°C (±2°C) |
| Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> | -0.34%/°C   |
| Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>  | -0.25%/°C   |
| Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>  | 0.04%/°C    |

#### MAXIMUM RATINGS

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

#### WARRANTY

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

(Please refer to product warranty for details.)

#### PACKAGING CONFIGURATION

|                            |            |
|----------------------------|------------|
| Modules per box:           | 31 pieces  |
| Modules per 40' container: | 558 pieces |

L'efficienza di un modulo fotovoltaico, e più in generale le sue prestazioni complessive, subiscono un degrado costante e lineare nel tempo a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, su scala sia macroscopica che microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico si attesta tra i 25 e i 30 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta, dopodiché sarà necessaria una sostituzione dell'intero generatore per ripristinarne le prestazioni.

## 7.2. SOLAR INVERTER

L'inverter (convertitore statico) è il cuore di un sistema fotovoltaico ed è l'apparato al quale è demandata la funzione di conversione della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico in corrente alternata.



L'inverter di stringa scelto sarà ubicato sotto la fila di tracker e fissato ad un supporto dedicato. L'inverter ha grado di protezione tale da poter essere installato all'aperto, utilizzando un sistema di raffreddamento ad aria "smart air cooling" 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 225 kVA ( $\text{Cos } \varphi = 1$ ) e con 12 MPPT per ciascuna unità. Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

| DENOMINAZIONE IMPIANTO | MASSARENTI 1     |
|------------------------|------------------|
| N. INVERTER PREVISTI   | 32               |
| DIMENSIONI (mm)        | 1051 x 660 x 363 |
| DC/AC medio            | 1,16             |

Tabella 5

Come più volte indicato si provvederà all'installazione in campo di 3 stazioni di trasformazione ciascuna avente una potenza nominale di 2500 kVA.

L'MPPT, ovvero Maximum Power Point Tracker, rappresenta un sistema elettronico in grado di far lavorare l'inverter al pieno delle sue possibilità in funzione delle condizioni al contorno presenti (irraggiamento, temperatura, etc.); in particolare sposta il punto di lavoro della macchina sulla curva tensione/corrente in modo da avere sempre le migliori prestazioni possibili.

Come anticipato ogni unità di conversione statica sarà posizionata direttamente in campo e sarà collocata a ridosso degli inseguitori solari, fissati sui montanti piantati nel terreno. Ad oggi gli inverter previsti per il progetto sono di marca SUNGROW SG250HX - V113, esso è in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limiti in corrente continua pari a 1.500 V e in corrente alternata ad 800 V in modo da convertire le sezioni di cavo in BT. Di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

| Designazione   | SG250HX - V113  |
|--|---|
| <b>Ingresso (CC)</b>                                       |   |
| Tensione fotovoltaica in ingresso max.                     | 1500 V  |
| Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio | 500 V / 500 V   |
| Tensione nominale in ingresso                              | 1160 V  |
| Intervallo tensione MPP                                    | 500 V - 1500 V  |
| Intervallo di tensione MPP per potenza nominale            | 860 V - 1300 V  |
| N. di MPPT   | 12  |
| Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT                | 2   |
| Corrente max. in ingresso                                  | 30 A * 12   |
| Corrente di cortocircuito max.                             | 50 A * 12   |
| <b>Uscita (CA)</b>   |   |
| Potenza CA massima in uscita alla rete                     | 250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C   |
| Potenza CA nominale in uscita                              | 225 kW  |
| Corrente CA max. in uscita                                 | 180.5 A   |
| Tensione CA nominale                                       | 3 / PE, 800 V   |
| Intervallo tensione CA                                     | 680 - 880V  |
| Frequenza di rete nominale / Intervallo frequenza di rete  | 50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz  |
| Distorsione armonica totale (THD)                          | < 3 % (alla potenza nominale)   |
| Iniezione di corrente CC                                   | < 0.5 % In  |
| Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile      | > 0.99 / 0.8 in anticipo - 0.8 in ritardo   |
| Fasi di immissione / fasi di connessione                   | 3 / 3   |
| <b>Efficienza</b>  |   |
| Efficienza max.  | 99.0 %  |
| Efficienza europea   | 98.8 %  |
| <b>Protezione</b>  |   |
| Protezione da collegamento inverso CC                      | SI  |
| Protezione corto circuito CA                               | SI  |
| Protezione da dispersione di corrente                      | SI  |
| Monitoraggio della rete                                    | SI  |
| Monitoraggio dispersione verso terra                       | SI  |
| Sezionatore CC   | SI  |
| Sezionatore CA   | No  |
| Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica                 | SI  |
| Funzione erogazione reattiva notturna                      | SI  |
| Protezione anti-PID e PID-recovery                         | SI  |
| Protezione sovratensione                                   | CC Tipo II / CA Tipo II   |
| <b>Dati Generali</b>                                       |   |
| Dimensioni (L x A x P)                                     | 1051 * 660 * 363 mm   |
| Peso   | 99kg  |
| Metodo di isolamento                                       | Senza trasformatore   |
| Grado di protezione  | IP66  |
| Consumo energetico notturno                                | < 2 W   |
| Intervallo di temperature ambiente di funzionamento        | da -30 a 60 °C  |
| Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)    | 0 - 100 %   |
| Metodo di raffreddamento                                   | Raffreddamento ad aria forzata intelligente   |
| Altitudine massima di funzionamento                        | 5000 m (> 4000 m derating)  |
| Display  | LED, Bluetooth+App  |
| Comunicazione  | RS485 / PLC   |
| Tipo di collegamento CC                                    | MC4-Evo2 (Max. 6 mm <sup>2</sup> , opzionale 10 mm <sup>2</sup> )   |
| Tipo di collegamento CA                                    | Terminali OT (Max. 300 mm <sup>2</sup> )  |
| Conformità   | IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N, 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, CEI 0-16 |
| Supporto rete  | Funzione erogazione potenza reattiva notturna, LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva oltre a controllo velocità rampa di potenza                              |

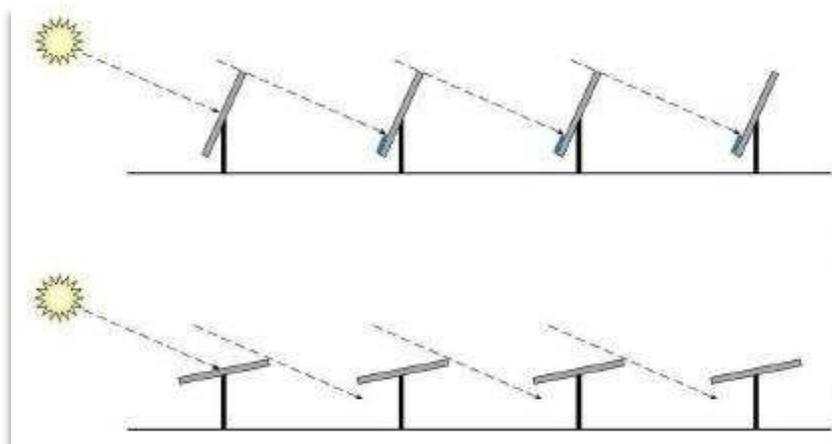
## 7.3. STRUTTURE DI FISSAGGIO

Come anticipato, per lo sviluppo dell'impianto MASSARENTI 1 si farà ricorso a strutture costituite da inseguitori solari (tracker) SOLTIGUA di tipo monoassiale avente orientamento Nord - Sud e angolo di tilt pari a  $0^\circ$ . In pratica l'asse di rotazione delle strutture sarà parallelo al terreno e i moduli saranno liberi di ruotare attorno ad esso fino ad un'angolazione massima di  $\pm 55^\circ$  in direzione Est-Ovest. I moduli fotovoltaici saranno installati in fila singola, configurazione 1xN, con strutture composta da 28 e 56 unità.

I tracker a doppia stringa saranno realizzati in configurazione 1x56, una fila da 56 moduli ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 74 metri.

I tracker ad una stringa saranno realizzati in configurazione 1x28, una fila da 28 moduli ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 37 metri.

Le strutture per impianti fotovoltaici per l'inseguimento solare Est-Ovest hanno l'obiettivo di massimizzare l'energia ed efficienza in termini di costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Questo obiettivo è stato realizzato oltre dieci anni fa, ottenendo un unico prodotto che garantisce i vantaggi di un solare soluzione di tracciamento con installazione e manutenzione semplici come quella degli array fissi a palo guidato. L'inseguitore monoasse orizzontale, tramite dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da Est a Ovest sull'asse di rotazione orizzontale Nord - Sud (inclinazione  $0^\circ$ ). I layout di campo con tracker orizzontali ad asse singolo sono molto flessibili. La semplice geometria significa che mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli l'uno all'altro è necessario per posizionare adeguatamente i tracker. Il sistema di backtracking controlla e garantisce che una serie di pannelli non ombreggi altri pannelli adiacenti. Quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata, auto-ombreggiatura tra i tracker potrebbero potenzialmente ridurre l'output del sistema.



Il backtracking ruota l'apertura della matrice allontanandola dal Sole, eliminando gli effetti deleteri dell'auto-ombreggiatura e massimizzando il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa caratteristica l'interesse tra le stringhe può essere ridotto. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno rispetto a quelli che utilizzano soluzioni di tracciamento simili. L'assenza del cambiamento stagionale dell'inclinazione, (cioè il monitoraggio "stagionale") ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente di avere una struttura meccanica molto più semplice che rende il sistema intrinsecamente affidabile.

Questo design semplificato si traduce in maggiore cattura di energia a un costo simile a quello di una struttura fissa. Gli inseguitori orizzontali monoasse aumentano le prestazioni degli impianti fotovoltaici fino al 30% con un limitato aumento dell'investimento. Seguendo il sole per tutto il giorno PV i tracker massimizzano la produzione di energia.

Inoltre, si adattano meglio al profilo della domanda di rete, che fa capolino nel pomeriggio, e contribuiscono verso un sistema energetico più intelligente e sostenibile.

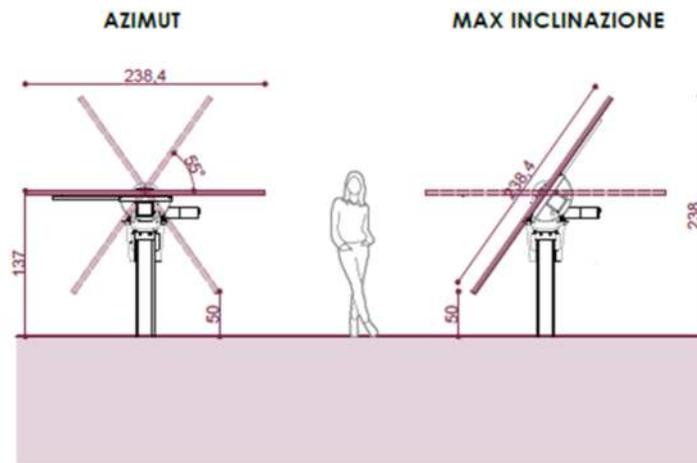
Come anticipato, per l'impianto oggetto di richiesta autorizzativa unica, si è optato per un sistema di strutture dotate di inseguitore solare (tracker), i moduli saranno fissati in un'unica fila su strutture collegate ad un asse di rotazione centrale che ne consentirà una rotazione est-ovest di  $\pm 60^\circ$  rispetto al piano orizzontale.

La struttura di sostegno e fissaggio moduli fotovoltaici prevede la posa di montanti HEA in acciaio zincato infissi nel terreno, che andranno a sostenere la trave di rotazione, anch'essa in acciaio zincato, senza la necessità di alcuna fondazione in calcestruzzo, compatibilmente alle caratteristiche geologiche del terreno e alle prove che dovranno essere eseguite per la fase di costruzione dell'impianto (penetrazione e pull out test). Inoltre, le strutture dovranno essere in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

Di seguito si riportano degli stralci grafici di progetto in cui sono evidenziate le caratteristiche salienti del sistema di fissaggio dei moduli e la scheda tecnica delle strutture. Tutte le misure riportate nel presente paragrafo in riferimento agli aspetti strutturali come la larghezza e lo spessore dei pali e delle travi, l'interdistanza dei pali in direzione longitudinale, etc. sono puramente indicative.

## Technical features

|                             |  |
|-----------------------------|--|
| Tracking type               | Independent single axis horizontal tracker;<br>Any tracker alignment possible (ideally along North-South direction);   |
| Tracking algorithm          | Accurate astronomical formulas; tracking precision = 1.0°.<br>Individually customized 3D backtracking to follow terrain undulations  |
| Rotation range              | Standard: ±55°; optional ±60° also available   |
| Ground cover ratio          | Freely configurable by customer (between 34% and 50%)  |
| PV Module compatibility     | Framed modules; all major brands   |
| Module mount                | 1 module portrait; 2 modules landscape   |
| Drive system                | 1 Independent slew drive per tracker   |
| Peak power per tracker      | Up to 45 kWp per tracker (with 500Wp modules)  |
| N° of Module per tracker    | Up to 90 72-cell modules (1500 V)  |
| PV array voltage            | 1000 V or 1500 V   |
| Power supply                | Self powered with dedicated small PV module and Li-FePO <sub>4</sub> battery   |
| Communication               | Soltigua wireless radio network or dedicated RS485 serial communication  |
| Monitoring                  | Local control via SCADA; remote control available  |
| Foundation type             | Standard: driven piles; compatible also with: shallow foundation (concrete blocks); ground screws  |
| Wind resistance (Eurocodes) | In operation: up to 80 km/h in any position;<br>Stow position: up to 200+ km/h in stow position  |
| Snow resistance             | Up to 1'500 N/m <sup>2</sup> ; depending on tracker version  |
| Tracker stowing time        | ≤ 6 min; 3.5 min on average  |
| Installation tolerances     | North South: ±50 mm;<br>East-West: ±40 mm standard pile; ±28 mm drive pile;<br>Height tolerance: ±45 mm;<br>Pile tilt: ±1°;<br>Twist: 15°  |
| Ground slope                | Max 15% slope in longitudinal direction (North- South); optional max 20% also available<br>Any slope in transversal direction (East-West) [max 70% local slope for rotation clearance]<br>Local deviation from theoretical ground profile is ±150 mm |
| Installation method         | Engineered for fast and easy assembly; no welding nor drilling required on site  |
| Materials                   | HDG and ZM construction steel; maintenance free bearings; triennial maintenance for slew drive   |
| Certifications/Compliance   | CE 2006/42/UE; Eurocodes EN1991-1-1/3/4; LV 2014/35/UE; EMC 2014/30/UE; ISO 9001-2015 and ISO 14001-2015; IEC 62817:2017   |
| Warranty                    | Structure: 10 years;<br>Drive, batteries and electronics: 5 years;<br>Corrosion: 30 years in C2 atmospheric environment;<br>Warranty extension available   |
| Earthing                    | The rotating structure is connected to the ground through its drive pile   |



## 7.4. STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI RICEZIONE

Come anticipato, all'interno del campo fotovoltaico saranno installate n. 3 cabine di dimensioni 8000 L x 2500 H mm, ospitanti tutti gli apparati di gestione dell'energia proveniente del generatore fotovoltaico. Ciascuna cabina di trasformazione va a definire un sottocampo. Di seguito si riportano i principali componenti:

1. Trasformatore Green in resina T.HE BTicino MT/BT di potenza pari a 2500VA per elevare la tensione da 800 V a 15000V, valore di tensione della rete di distribuzione.
2. Quadro di bassa tensione, che prevede la presenza della protezione di bassa tensione in particolare delle linee provenienti dal sottocampo di riferimento, ovvero degli inverter.



Oltre alle suddette cabine di trasformazione dislocate in campo, si evidenzia la presenza di un manufatto adibito a control room e cabina di interfaccia dove sarà alloggiato il quadro MT, in cui sono presenti le protezioni MT dei rispettivi trasformatori. Su di esso sarà attestata la linea di interconnessione dal campo fotovoltaico verso la stazione direttamente collegata al punto di connessione. Si prevede che il quadro MT della cabina di interfaccia sarà composto di tre scomparti e in esso saranno allocati i dispositivi di protezione generale come l'SPG e l'SPI con i relativi dispositivi meccanici di apertura e sezionamento.

La cabina di ricezione sarà posizionata in prossimità di Via Romagne in un punto facilmente identificabile e accessibile, a circa 20 metri dalla cabina di consegna E- distribuzione DG2092, le dimensioni indicative del manufatto sono 6700 L x 2500 H.

## 8. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI

L'impianto fotovoltaico in progetto si completa con alcune opere "accessorie" ma fondamentali per il corretto esercizio e manutenzione dello stesso.

### 8.1. IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 95 mmq che andrà a collegare tutte le masse e masse estranee presenti in campo. Vista la vastità del campo, si provvederà altresì a realizzare tramite il medesimo collegamento un sistema equipotenziale in grado di evitare l'introduzione nel sistema di potenziali pericolosi sia per gli apparati che per il personale.

Al sistema di messa a terra saranno anche collegati tutti gli apparati esistenti come quelli del sistema di supervisione (SCADA), dell'illuminazione perimetrale etc., mentre non saranno ad esso collegati i componenti di classe II e le masse estranee aventi valori di resistenza verso terra maggiori dei limiti imposti da normativa tecnica.

Le corde nude di rame saranno riportate all'interno della cabina di trasformazione dove è presente un collettore di terra al quale sarà attestato anche il dispersore lato MT, collegato ad anello, anch'esso realizzato tramite corda di rame nudo di sezione minima pari a 95 mmq.

## 8.2. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE

L'impianto fotovoltaico sarà corredato di un sistema di illuminazione realizzato con corpi illuminanti a led installati su pali di altezza fuori terra pari a 3 metri, sia lungo il perimetro sia nel corridoio centrale dell'area, dove saranno posizionate le cabine e gli inverter. L'accensione sarà comandata, tramite contattore, dal sistema antintrusione, in particolare la centrale invierà un segnale attraverso il quale si accenderanno le luci perimetrali. L'accensione sarà inibita durante il giorno mediante l'installazione di un dispositivo crepuscolare, inoltre, l'accensione potrebbe essere anche settorializzata in funzione della tipologia di allarme registrato dalla centrale antintrusione. I pali di illuminazione saranno installati ad una distanza tale da garantire un adeguato livello di illuminamento del campo, indicativamente la distanza tra un palo e l'altro può essere stimata in circa 40 metri, non è richiesta particolare uniformità nell'illuminazione delle zone di interesse. Su ciascun palo di illuminazione si provvederà all'installazione di un corpo illuminante a LED di potenza 50W che sviluppa un flusso luminoso pari a 5500 lm con grado di protezione IP65 adeguato alla posa all'aperto.

## 8.3. IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA

Il sistema di sicurezza sarà realizzato sia perimetralmente al campo dove saranno posizionate in modo strategico le telecamere al fine di garantire una corretta copertura di tutto il perimetro, sia nel corridoio centrale al fine di soddisfare anche la copertura delle cabine e inverter. Gli apparati di registrazione e gestione come NVR e switch saranno collocati all'interno della cabina di smistamento e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica multimodale.

Oltre al perimetro si prevede di installare anche telecamere tipo bullet in corrispondenza delle stazioni di trasformazioni e dell'accesso al campo. Tutte le telecamere saranno dotate di sensore di movimento in modo che si eviti un elevato flusso di segnale da gestire dalla centrale.

## 8.4. RECINZIONE PERIMETRALE

Opera propedeutica alla costruzione di ciascun impianto è la realizzazione di una recinzione perimetrale a protezione del generatore fotovoltaico e degli apparati dell'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà con la sola infissione di pali nel terreno. Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate. La recinzione verrà arretrata rispetto al confine del lotto, e in questa striscia verrà realizzata una fascia di schermatura, differente a seconda dei tratti, così come riportato nelle tavole allegate (opere di mitigazione).

In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto. Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali in acciaio zincati internamente ed eternamente e con rivestimento in poliestere e speciale cappuccio in PVC. I pali, alti 2 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari a 100 cm. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica sarà in filo zincato, elettrosaldato e plasticato, a maglia sciolta. I fili verticali e orizzontali della rete elettrosaldato, entrambi lineari, sono in acciaio zincato.

Il tipo di recinzione sopra descritto è rappresentato, a titolo indicativo, nella foto seguente:



*Esempio di recinzione perimetrale*