



Regione Emilia-Romagna

Regione Emilia Romagna  
Comune di Jolanda di Savoia (FE)  
**IMPIANTO AGRIVOLTAICO  
E OPERE CONNESSE**  
Potenza Impianto 99,665 MWp



**PROPONENTE**

**BF ENERGY S.R.L.**

VIA XXIV Maggio 43 – 00187 ROMA - P.IVA: 15689751004 – PEC: bfenergy@legalmail.it

**PROGETTAZIONE**

**Ing. Massimo Zambello**

VIA I. ALPI 4 – 46100 - MANTOVA IT - P.IVA: 02627240209 – PEC: [solarit@lamiapec.it](mailto:solarit@lamiapec.it)  
Tel.: +390425 072 257– email: [info@solaritglobal.com](mailto:info@solaritglobal.com)

**COLLABORAZIONI**

Firme / Timbro

**FRUGES ENERGIA & AMBIENTE S.R.L.**

PIAZZA SANT'AMBROGIO 8 – 20123 MILANO –  
P.IVA: 10581360962 – PEC: fruges-ea@legalmail.it

**STUDIO TECNICO**

PER. IND. GIANNANDREA ARGIOLAS  
Via Torino n.16 – 58011 Capalbio (GR)  
Tel-Fax: 0564890345 – Mail: [studiotecnicoargiolas@gmail.com](mailto:studiotecnicoargiolas@gmail.com)

**COORDINAMENTO PROGETTUALE**

**SOLAR IT S.R.L.**



VIA I. ALPI 4 – 46100 - MANTOVA IT - P.IVA: 02627240209 – PEC: [solarit@lamiapec.it](mailto:solarit@lamiapec.it)  
Tel.: +390425 072 257– email: [info@solaritglobal.com](mailto:info@solaritglobal.com)

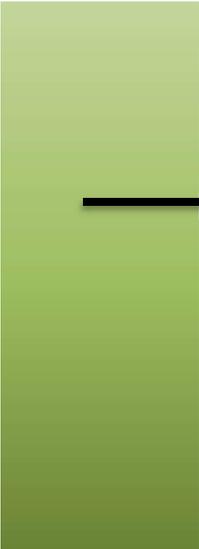
**TITOLO ELABORATO**

**Relazione Generale**

LIVELLO DI PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PG-R08	IT-23-095-JO-PG-R08_0	17/11/2023

**REVISIONI**

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	17/11/2023	Emesso	MCA	MZA	MZA

A vertical green bar with a gradient from light to dark green, positioned on the left side of the page.

# RELAZIONE GENERALE

---

# INDICE

## Contenuto del documento

1. INTRODUZIONE.....	2
2. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	2
3. UBICAZIONE IMPIANTO .....	4
4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI.....	5
5. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI.....	8
6. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO.....	8
MODULI FOTOVOLTAICI.....	9
SOLAR INVERTER .....	13
STRUTTURE DI FISSAGGIO.....	16
STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI INTERFACCIA.....	17
7. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI .....	17
IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE .....	17
IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE.....	17
IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA .....	18
METEO STATION .....	18
SISTEMA DI SUPERVISIONE.....	18
RECINZIONE PERIMETRALE.....	18
ELETTRDOTTO ED OPERE DI CONNESSIONE.....	19

## 1. INTRODUZIONE

Scopo del presente documento è quello di illustrare i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche relative alla costruzione di un impianto agrivoltaico associato alla proponente Società BF Energy con sede in Via VIA XXIV Maggio 43 – ROMA (RM). L'impianto agrivoltaico in oggetto sarà installato su aree classificate zona agricola ricadenti nel territorio del comune di Jolanda di Savoia (FE). L'impianto FV avrà i moduli installati su strutture a terra, ovvero su apposite strutture di sostegno (Tracker) direttamente infisse nel terreno senza l'ausilio di elementi in calcestruzzo, sia prefabbricato che gettato in opera. Di seguito si riporta la denominazione e la potenza nominale di picco dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

<b>POTENZA NOMINALE DC COMPLESSIVA (KWp)</b>	99.665,28
<b>POTENZA IMMISIONE AC COMPLESSIVA (KWac)</b>	99.665,28
<b>POTENZA IMMISIONE AC LIMITATA (KWac) (*)</b>	99.665,28

(\*) La potenza immessa sarà limitata ai valori autorizzati dal gestore di rete

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 da un lato di quanto la moderna tecnologia è in grado di offrire in termini di materiali e dall'altro degli standard costruttivi propri della Società proponente.

## 2. 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 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 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; V2:” Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Codice di rete Terna.

### 3. UBICAZIONE IMPIANTO

Come anticipato, l'impianto fotovoltaico in progetto, sarà realizzato interamente nel territorio del comune di Jolanda di Savoia, Provincia di Ferrara, su terreni regolarmente censiti al catasto come da piano particellare riportato nel documento apposito (si veda l'elenco documenti di progetto). Il design di impianto ha tenuto conto delle superfici di terreno disponibile all'installazione del generatore fotovoltaico. Rispetto all'agglomerato urbano della città di Jolanda di Savoia l'area di impianto è ubicata in un'area individuate nella zona a Sud-Ovest dell'abitato della cittadina ad una distanza media di circa 5.3 km in linea d'aria dal suo centro.

Il sito è posto ad un'altitudine di circa 1 metro s.l.m.. L'area si presenta pertanto pianeggiante. Il terreno, come altri nella zona, è parte di un'area produttiva.

Dati geografici:

<b>LATITUDINE SITO</b>	44°50'05"N
<b>LONGITUDINE SITO</b>	11°57'07"E
<b>QUOTA s.l.m.</b>	1 m
<b>FOGLIO CATASTALE</b>	(*)
<b>PARTICELLE</b>	(*)

(\*) – Nota: si veda il documento specifico nell'elenco documenti

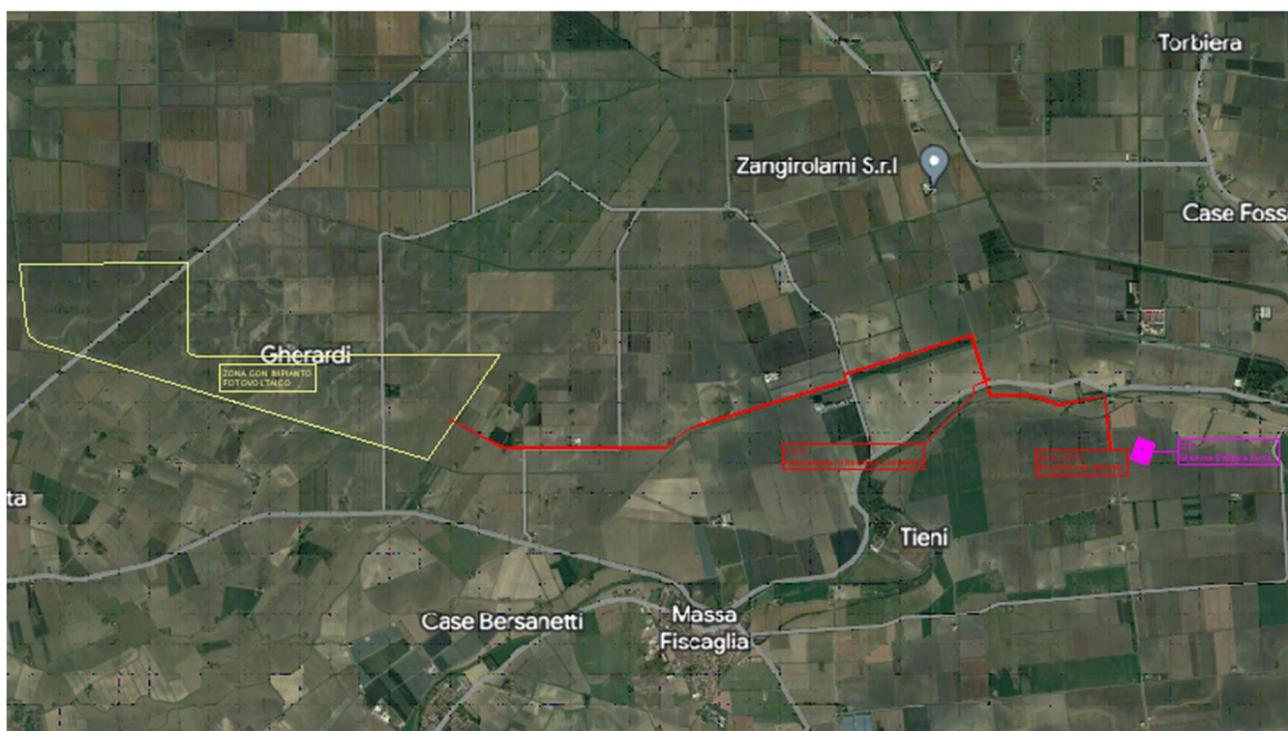


Figura 1 – Collocazione geografica impianto, cavidotto, SSE

Nell'immagine satellitare di cui sopra, l'area occupata dall'impianto fotovoltaico è evidenziata in giallo, mentre è indicato con una linea rossa l'elettrodotto collegato in antenna a 132 kV su una futura nuova sottostazione SSE Utente 132KV che a sua volta sarà collegata alla Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/132/36 kV, già autorizzata, da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV "Ravenna Canala – Porto Tolle" e alle linee RTN 132 kV afferenti alla Cabina Primaria Codigoro ricollegata in doppia antenna alla suddetta Stazione Elettrica, come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale.

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

Il generatore fotovoltaico sarà configurato come Agrivoltaico e si estenderà su una superficie di terreno a destinazione industriale/produttivo insistente nel territorio del comune di Jolanda di Savoia (FE). Di seguito si riportano le caratteristiche principali dell'impianto:

<b>SUPERFICIE DEI MODULI COMPLESSIVA (Ha)</b>	64.712
<b>POTENZA NOMINALE DC COMPLESSIVA (KWp)</b>	99.665,28
<b>POTENZA IMMISIONE AC COMPLESSIVA (KWac)</b>	99.665,28
<b>MODULI INSTALLATI</b>	151.08

Il progetto in oggetto riguarda la realizzazione dell'impianto agrivoltaico di potenza complessiva di 99,665MWp, situato in terreni a destinazione agricola nel comune di Jolanda di Savoia (FE).

L'impianto può considerarsi suddiviso in 4 macro aree delimitate ad est da Strada Gherardi quindi, spostandosi verso ovest, da via Gherardi ed in ultimo dalla SP28.

Le macro aree, che per semplicità chiameremo 1, 2, 3 e 4 da est verso ovest, accoglieranno i generatori fotovoltaici di seguito indicati:

MACRO AREA	POTENZA (MWp)	MODULI	INVERTER
1	23.696,64	35.904	136
2	11.594,88	17.568	67
3	31.078,08	47.088	179
4	33.295,68	50.448	192
TOTALE	99.665,28	151.008	574

L'area su cui verrà realizzato l'impianto è gravata, come già anticipato, dal passeggio di tre strade, oltre che dal transito di un gasdotto, di linee di alta e media tensione e dal vincolo della legge 8 agosto 1985, n431 (legge Galasso).

L'elaborato grafico riporta nel dettaglio tutte le fasce di asservimento a tali entità.

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da moduli bifacciali da 660Wp in silicio monocristallino posizionati su tracker di altezza 4,5m costituiti da strutture in acciaio composte da pali collegati tra loro da un tubolare in acciaio sul quale sono fissati trasversalmente 4 ulteriori tubolari di sezione minore sui quali vengono posizionati i moduli fotovoltaici.

Ciascun tracker ha una lunghezza di 14m ed ospita 24 moduli per un totale di 15,84kWp.

Il tubolare di collegamento dei pali ruota lungo il suo asse solidamente ai tubolari di sezione minore che a loro volta sono in grado di ruotare lungo il proprio asse.

Tale modalità costruttiva permette di poter orientare i moduli fotovoltaici in maniera ottimale lungo i due assi.

L'intero campo agrivoltaico è costituito da 6292 tracker.

I tracker ospiteranno anche i convertitori statici, fissati alla struttura, di potenza massima pari a 175kW e tensione di uscita di 800V.

All'interno dell'area di impianto, in posizioni baricentriche rispetto agli inverter ad esse connessi, saranno posizionate 17 stazioni di trasformazione (dim. 5,7 x 2,15 x 2,5m – l x p x h) costituite da trasformatore MT/bt

30/0,8kV e potenza pari a 6.660kVA, quadro MT e quadro BT.

In prossimità dell'accesso ovest alla porzione di impianto compresa tra via Gherardi e strada Gherardi (macro area 2), verrà posizionata la cabina principale di impianto nella quale convergerà la linea MT 30kV in partenza dalla realizzanda SSE, dove sarà installato il trasformatore MT/BT per l'alimentazione delle utenze di servizio, il quadro MT, quello BT dei servizi di impianto e la control room.

Il quadro MT sarà costituito dall'interruttore generale SF6 che fungerà da DG e da ricalzo, dall'interruttore con funzione di DDI, da quello con fusibile a protezione del trasformatore servizi e dai 7 interruttori di linea a protezione delle partenze per le stazioni di trasformazione.

Tutta l'area sarà recintata da una rete a maglia sciolta fissata a paletti infissi nel terreno ed ove previsto verranno posizionate le piante per la mitigazione arborea.

Ciascuna delle 4 aree sarà provvista di cancelli di accesso e sarà collegata alla strada adiacente per mezzo di una strada di lunghezza di circa 30m realizzata in misto granulometrico stabilizzato al fine di escludere impermeabilizzazione delle aree e quindi garantire la permeabilità della sede stradale, con una larghezza minima della carreggiata carrabile di 5,00 m con livelletta che segue il naturale andamento del terreno senza quindi generare scarpate di scavo o rilevato.

Il pacchetto stradale dei nuovi tratti di viabilità sarà composto da uno strato di idoneo spaccato granulometrico proveniente da rocce o ghiaia, posato con idoneo spessore, mediamente pari a 30 cm, realizzato mediante spaccato 0/50 idoneamente compattato, previa preparazione del sottofondo mediante rullatura e compattazione dello strato di coltre naturale.

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, trasformatore MT/BT 0,8/30kV, quadri elettrici oltre agli apparati di gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati. Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box tipo container/shelter. Il design di impianto in questo caso prevede l'utilizzo di inverter di stringa, ovvero unità statiche di conversione della corrente DC/AC caratterizzate da potenze nominali non molto elevate, dotate di ingressi MPPT e ubicate sotto le strutture.

Come evidenziato, ogni inverter è collocato in campo e collegato agli altri apparati necessari per l'elevazione della tensione di esercizio fino a 30kV. Pertanto, ciascun inverter è poi collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione al trasformatore MT/BT, al quadro di media tensione e a tutti gli apparati dedicati alla gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati.

L'area fotovoltaica sarà completata dall'installazione di una cabina di interfaccia con control room, ubicata quanto più possibile in corrispondenza del punto di accesso al campo o in zona facilmente accessibile sia per motivi funzionali che di sicurezza. La cabina di interfaccia sarà realizzata con un manufatto in cemento armato vibrato (c.a.v.).

Lo spazio all'interno del manufatto sarà organizzato in modo tale da avere un locale per il sezionamento e protezione dei circuiti di media tensione (collocamento del quadro generale di media tensione), un locale dedicato all'installazione del trasformatore di spillamento MT/BT dedicato all'alimentazione di tutti i servizi a corredo dell'impianto fotovoltaico e necessari alla gestione del sistema, una control room dove tra l'altro saranno posizionati i quadri generale di bassa tensione e l'armadio rack e, infine, un locale ufficio. Il quadro di media tensione collocato all'interno della cabina di interfaccia è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee MT provenienti dalle stazioni di trasformazione in campo e rappresenta il punto di interfaccia dell'impianto con la RTN, su di esso sarà infatti attestata anche la linea di collegamento in uscita dal campo verso la stazione elettrica e saranno collocate 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). La control room, invece, è il locale all'interno del quale saranno collocati 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 (ove prevista).

L'impianto sarà altresì dotato di un sistema di telecontrollo (SCADA) attraverso il quale sarà possibile monitorare in tempo reale i principali parametri elettrici sia lato impianto che lato rete ed acquisire i dati di misurazione meteorologici eseguiti dalla meteo station in campo (piranometri, anemometri, etc.). Tutti i dati acquisiti renderanno possibile la valutazione e il controllo delle prestazioni dell'intero sistema. L'impianto di supervisione consentirà anche di eseguire da remoto la modifica del set point di lavoro dei parametri elettrici in rispetto delle richieste del distributore di rete Terna.

Ogni 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. L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di una recinzione perimetrale e dal sistema di illuminazione e videosorveglianza (ove prevista). L'accesso carrabile sarà costituito da un cancello a due ante in pannellature metalliche di larghezza 4 metri e montato su pali in castagno infissi al suolo. La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete metallica rombata a maglia larga alta 2 metri e sormontata da filo spinato, collegata a pali di castagno alti 3 metri infissi direttamente nel suolo per una profondità di 100 cm. La rete metallica 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. Sia la viabilità perimetrale che quella interna avranno larghezza di 5 m; entrambe i tipi di viabilità saranno realizzate in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria). Il sistema di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione dei componenti in campo su pali in acciaio zincato fissati al suolo con pozzetto di fondazione in calcestruzzo dedicato. I pali avranno una altezza di circa 3 m, saranno dislocati ogni 50 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 nello scavo perimetrale eventualmente sfruttando quello già previsto per il passaggio dei cavidotti di ciascun impianto fotovoltaico. 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 spillamento di 100 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 interfaccia) ad una tensione nominale di 30 kV e sarà veicolata verso il punto di elevazione a 132kV (SSE) e da questo poi al punto di connessione alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) secondo le modalità indicate nella Soluzione Tecnica Minima Generale messa a disposizione dal distributore di rete Terna S.p.A.

La distanza tra l'impianto e la suddetta stazione elettrica prevede la realizzazione di un elettrodotto interrato con la posa di tre terne di cavi idonei al trasporto di energia in media tensione, 30 kV. Le linee di bassa tensione, sia quelle in corrente continua che in corrente alternata, e le linee di media tensione saranno realizzate totalmente all'interno dell'area occupata dall'impianto fotovoltaico.

Tutti i cavi, ad eccezione dei cavi stringa (collegamento moduli inverter), saranno posati in trincea ovvero direttamente interrati senza l'ausilio di cavidotti o protezioni meccaniche. In tal caso la profondità di posa dei cavi sarà di 50 cm per illuminazione perimetrale, di 80 cm per i cavi di bassa tensione e 120 cm 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.

Come accennato, fanno eccezione alla posa direttamente interrata in trincea i soli cavi stringa che collegano ciascuna stringa all'inverter di riferimento. Oltre a quelli interni al campo fotovoltaico sarà realizzato il collegamento in media tensione con la stazione elettrica dove verrà eseguita l'elevazione della tensione di esercizio da 30 a 132kV utili alla connessione dell'impianto alla RTN. Questi collegamenti, esterni all'area di impianto, saranno realizzati per quanto possibile a lato della viabilità comunale, provinciale e rurale esistente; i cavi saranno direttamente interrati in trincea ad una profondità di posa minima di 120 cm. 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). La frequenza delle suddette operazioni avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell'impianto. Le operazioni di gestione del suolo agricolo saranno effettuate, secondo gli accordi con l'azienda agricola che avrà in gestione tali attività.

Le operazioni di lavaggio dei pannelli saranno invece 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.

## 5. 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. La soluzione progettuale di impianto prevede la conversione della corrente prodotta dal generatore fotovoltaico in alternata viene realizzata mediante inverter di stringa. Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate agli inverter stessi. Ciascun Inverter di stringa sarà collocato in campo esattamente tra le strutture e fissato ad un sostegno metallico appositamente realizzato e infisso nel terreno. L'uscita di ciascun inverter di stringa sarà collegata al quadro posto all'interno della stazione di trasformazione, dove si provvederà alla trasformazione della tensione di esercizio da bassa tensione 800V (quella prodotta dall'inverter) a media 30kV. La stazione di trasformazione sarà pertanto composta da un Quadro BT, un Trasformatore BT/MT, un Quadro MT e dagli apparati ausiliari necessari al funzionamento ordinario dell'intero sistema. Ogni stazione di trasformazione gestirà un sottocampo, in totale sono previsti i seguenti sottocampi

<b>DENOMINAZIONE IMPIANTO</b>	Jolanda di Savoia
<b>STAZIONI DI TRASFORMAZIONE</b>	21
<b>NUMERO TOTALE INVERTER</b>	574
<b>POTENZA NOMINALE INVERTER (kVA)</b>	175kVA

Occorre osservare che la potenza nominale apparente generata dall'impianto fotovoltaico vale, al punto di evacuazione identificato con la cabina di interfaccia, 99.665 kVA.

La potenza nominale autorizzata dal Distributore e formalizzata attraverso la Soluzione Tecnica Minima Generale è di 99.665,28 MW, e per questo il sistema di gestione e controllo si occuperà di regolare la cessione totale al fine di non superare i limiti contrattuali con il gestore di rete.

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 24 unità.

## 6. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO

Gli impianti 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 viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa in rete, con la quale lavora in regime di interscambio. Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzatore. Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza. 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, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo (non presente in questo progetto), 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 con indicazioni delle prestazioni relative, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

## 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 20% 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 bifacciale con moduli di potenza pari a 660W e dimensioni 2384x1303x33 mm, il modulo individuato è quello indicato nel data-sheet seguente.

I moduli fotovoltaici bifacciali permettono di catturare la luce solare da entrambi i lati, garantendo così maggiori performance del modulo e, di conseguenza, una produzione nettamente più elevata dell'intero impianto fotovoltaico. Il termine che indica la capacità della cella fotovoltaica di sfruttare la luce sia frontalmente che posteriormente viene definito, appunto, "bifaccialità": un fenomeno reso possibile, in fisica, dal cosiddetto Fattore di Albedo della superficie su cui i moduli vengono installati, noto anche come "coefficiente di Albedo", si tratta dell'unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 1, che può variare a seconda dei singoli casi. Ad esempio:

- Neve e ghiaccio hanno un alto potere riflettente, quindi un Fattore di Albedo pari a 0,75;
- Superfici chiare di edifici (in mattoni o vernici chiare) possono raggiungere anche lo 0,6;
- Superfici scure di edifici (in mattoni o vernici scure) vedono un dato più ridotto (attorno allo 0,27).

Maggiore è l'albedo di una superficie, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere: di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali sarà più o meno elevata.

Il valore aggiunto dei moduli fotovoltaici bifacciali riguarda, innanzitutto, le migliori performance lungo l'intera vita utile del sistema, dovute a una maggior produzione e resistenza del pannello. Inoltre, grazie all'elevata efficienza di conversione, il modulo bifacciale è in grado di diminuire i costi BOS (Balance of System), che rappresentano una quota sempre maggiore di quelli totali del sistema (data l'incidenza in costante calo dei costi legati a inverter e moduli). Riassumendo, i 3 principali vantaggi sono:

1. Prestazioni migliori. Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema. Ricerche e test sul campo dimostrano che un impianto realizzato con moduli bifacciali può arrivare a produrre fino al 30% in più in condizioni ideali. In realtà, misurazioni in campo su impianti già realizzati con questa tecnologia attestano l'incremento della produzione attorno al 10/15%.

2. **Maggior durabilità.** Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo (modulo vetro-vetro), per consentire alla luce di essere raccolta anche dal retro della cella fotovoltaica. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all'installazione o a fattori ambientali esterni (come il carico neve o vento).
3. **Riduzione dei costi BOS.** La "bifaccialità", incrementando notevolmente l'efficienza del modulo e facendo quindi aumentare la densità di potenza dell'impianto, rende possibile la riduzione dell'area di installazione dell'impianto stesso e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, etc.).

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

# Vertex

**BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE**

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 645-665W

## 665W

MAXIMUM POWER OUTPUT

## 0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

## 21.4%

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 665W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



### High reliability

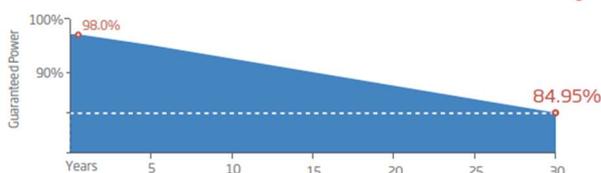
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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



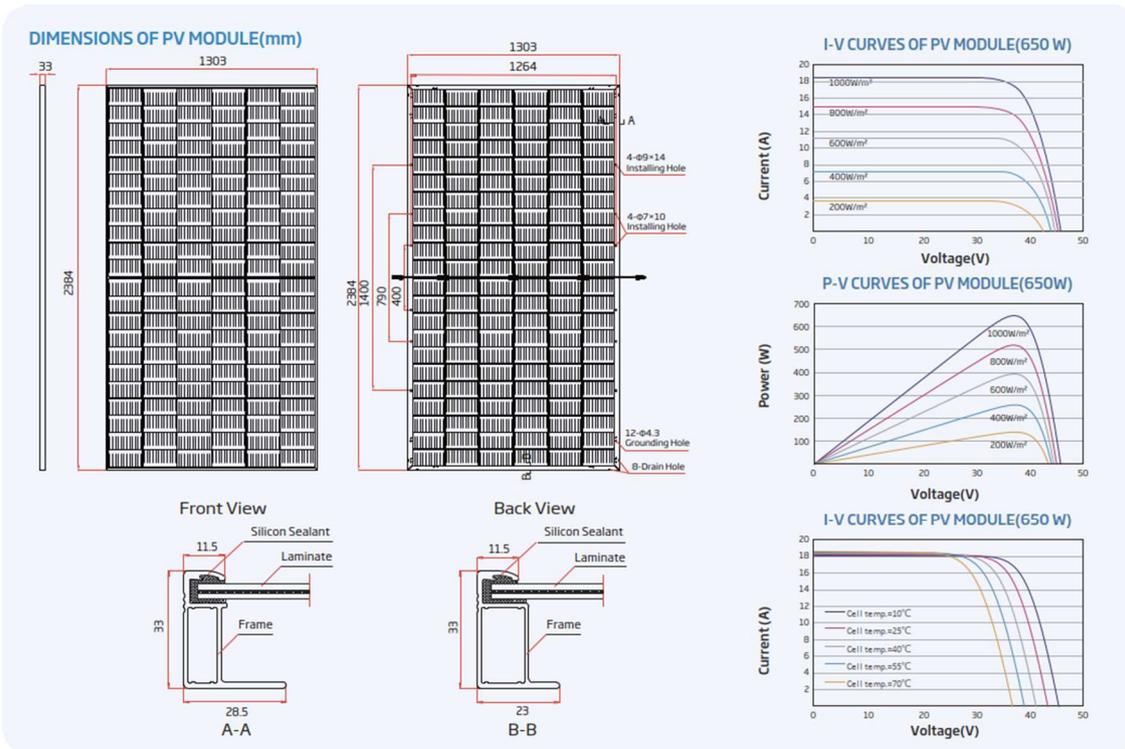
### High energy yield

- 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
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

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



# Vertex BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE



### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	645	650	655	660	665
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

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

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

Total Equivalent power - $P_{MAX}$ (Wp)	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality: >0±5%.

### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance at 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	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

### TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/°C

### MAXIMUM RATINGS

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

### WARRANTY

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

(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces  
Modules per 40' container: 594 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.

## **SOLAR INVERTER**

L'inverter (convertitore statico) rappresenta 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'unica in grado di poter essere sfruttata da un eventuale utilizzatore finale oppure essere immessa in rete. Nel presente progetto si considerano inverter di stringa. L'inverter è installato sulle strutture di sostegno dei pannelli. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 175 kVA ( $\cos \phi = 1$ ) e con 12 MPPT per ciascuna unità. Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

Gli inverter di stringa sono posizionati nella parte inferiore della struttura di sostegno dei pannelli e sono dotati di ventilazione 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.

Gli inverter sono in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limiti in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche

<b>NUMERO INVERTER PREVISTI</b>	574
<b>DC/AC medio %</b>	0,99

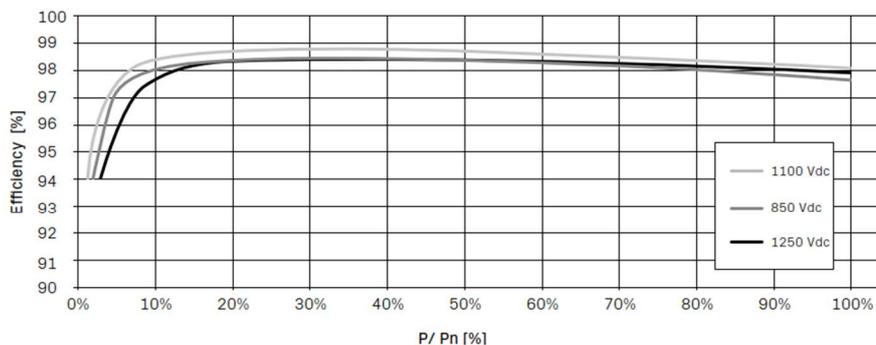
## Dati tecnici e modelli

Modello	PVS-175-TL
<b>Ingresso</b>	
Massima tensione assoluta DC in ingresso ( $V_{max,abs}$ )	1500 V
Tensione di attivazione DC di ingresso ( $V_{start}$ )	750 V (650...1000 V)
Intervallo operativo di tensione DC in ingresso ( $V_{dmin}...V_{dmax}$ )	0.7 x $V_{start}$ ...1500 V (min 600 V)
Tensione nominale DC in ingresso ( $V_{dc}$ )	1100 Vdc
Potenza nominale DC in ingresso ( $P_{dc}$ )	188 000 W @ 30°C - 177 000 kW @ 40°C
Numero di MPPT indipendenti	12
Intervallo MPPT di tensione DC ( $V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$ ) a $P_{ac}$	850...1350 V
Massima corrente DC in ingresso per ogni MPPT ( $I_{MPPT,max}$ )	22 A
Massima corrente di corto circuito di ingresso per ogni MPPT ( $I_{sc,max}$ )	30 A
Numero di coppie di collegamento DC in ingresso per ogni MPPT	2 ingressi DC per MPPT
Tipo di connessione DC	Connettore PV ad innesto rapido <sup>3)</sup>
<b>Protezioni di Ingresso</b>	
Opzione Arc Fault Detection <sup>2)</sup>	Tipo I in accordo alla normativa UL 1669B con capacità di rilevamento per singolo MPPT
Protezione da inversione di polarità	Si, da sorgente limitata in corrente
Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT	Tipo 2 con monitoraggio
Controllo di isolamento campo fotovoltaico (resistenza di isolamento)	In accordo alla normativa IEC 62109-2
Unità di monitoraggio correnti residue (protezione dispersione corrente)	In accordo alla normativa IEC 62109-2
Caratteristiche sezionatore DC per ogni MPPT	20 A/1500 V - 50 A/1000 V
Portata fusibili	Non applicabile
Monitoraggio della corrente di stringa	A livello MPPT
<b>Uscita</b>	
Tipo di connessione AC alla rete	Trifase 3W+PE
Potenza nominale AC di uscita ( $P_{ac}$ @ $\cos\phi=1$ )	175 000 W @ 40°C
Potenza massima AC di uscita ( $P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$ )	185 000 W @ $\leq 30^\circ\text{C}$
Potenza apparente massima ( $S_{max}$ )	185 000 VA
Tensione nominale AC di uscita ( $V_{ac,r}$ )	800 V
Intervallo di tensione AC di uscita	(552...960) <sup>3)</sup>
Massima corrente AC di uscita ( $I_{ac,max}$ )	135 A
Frequenza nominale di uscita ( $f_r$ )	50 Hz/60 Hz
Intervallo di frequenza di uscita ( $f_{min}...f_{max}$ )	45...55 Hz/55...65 Hz <sup>3)</sup>
Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità	> 0.995, 0...1 induttivo/capacitivo con massima $S_{max}$
Distorsione armonica totale di corrente	< 3%
Massima iniezione di corrente DC (% di $I_n$ )	< 0.5% * $I_n$
Diametro esterno massimo cavo AC/polo multiplo	1 x 53 mm (1 x pressacavo M63)
Diametro esterno massimo cavo AC/polo singolo	3 x 32 mm (3 x pressacavo M40)
Tipo di connessioni AC <sup>4)</sup>	Barra di rame per connessioni a capocorda con dadi M10 (inclusa)
<b>Protezione di uscita</b>	
Protezione anti-islanding	In accordo alla normativa locale
Massima protezione da sovracorrente AC	200 A
Protezione da sovratensione di uscita - dispositivo per protezione da sovratensione sostituibile	Tipo 2 con monitoraggio
<b>Prestazioni operative</b>	
Efficienza massima ( $\eta_{max}$ )	98.7%
Efficienza pesata (EURO/CEC)	98.4%
<b>Comunicazione</b>	
Interfacce di comunicazione	1x RS485, 2x Ethernet (RJ45) <sup>5)</sup>
Interfaccia utente locale	4 LED, Web User Interface, Mobile APP
Protocollo di comunicazione	MODBUS RTU/TCP (SunSpec compliant)
Strumento di messa in funzione	FIMER installer for solar inverters mobile App / Web user Interface incorporato
Servizio di monitoraggio remoto	Aurora Vision, Plant Management Platform
Funzioni avanzate	Algoritmo di controllo per la limitazione della potenza esportata/ data logging per inverter Accessori / Aggiornamento Firmware remoto

## Dati tecnici e modelli

<b>Modello</b>	<b>PVS-175-TL</b>
<b>Fisici</b>	
Grado di protezione ambientale	IP 65 (IP54 per sezione di raffreddamento)
Sistema di raffreddamento	Aria forzata
Dimensioni (H x L x P)	867x1086x419 mm/34.2" x 42.8" x 16.5" per modelli. -SX 867x1086x458 mm / 34.2"x42.7"x18.0" per modelli. -SX2
Peso	~76kg/167.5 lbs per modulo di potenza ~77kg/169.7 lbs per scatola di cablaggio 153 kg/337.2 lbs per peso totale
Sistema di montaggio	Staffe a parete (solo supporto verticale)
<b>Sicurezza</b>	
Livello di isolamento	Senza trasformatore
Certificazioni	CE
Sicurezza e norme EMC	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 301 489-1, EN 301 489-17, EN 300 328, EN 62311
Norme di connessione alla rete <sup>6)</sup>	CEI 0-16, UTE C 15 712-1, JORDAN IRR-DCC-MV e IRR-TIC, BDEW, VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120, P.O. 12.3, DRRG D.4, AS/ NZS4777.2
<b>Modelli disponibili</b>	
Modulo di potenza inverter	PVS-175-TL-POWER MODULE
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + SPD Tipo 2 (DC & AC)	WB-SX-PVS-175-TL
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + sezionatore AC + SPD Tipo 2 (DC & AC)	WB-SX2-PVS-175-TL
<b>Opzioni disponibili</b>	
Opzione Arc Fault Detection	Tipo I in accordo alla normativa UL 1669B <sup>2)</sup> con capacità di rilevamento per singolo MPPT
Piastra AC, Cavi polo singolo	Piastra con 5 pressacavi AC individuali 3 x M40: Ø 22...32mm, 1 x M32: Ø 18...25mm
Piastra AC, Cavi polo multiplo	Piastra con 2 pressacavi AC individuali 1 x M63: Ø 37...53mm, 1 x M32: Ø 18...25mm
Pre-Charge <sup>7)</sup>	Funzionamento notturno con capacità di riavvio
Anti-PID <sup>8)</sup>	Basato sulla polarizzazione notturna

## Curve di efficienza PVS-175-TL



1) Multicontact MC4-Evo2. Gli accoppiatori di cavi possono accettare fino a 10mm<sup>2</sup> (AWG8)

2) Disponibile come opzione. Prestazioni in linea con i requisiti previsti dalla normativa IEC 630277

3) La tensione AC e l'intervallo di frequenza possono variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione

4) L'uso di cavi in alluminio è possibile tramite capicorda bimetallici

5) Come previsto per l'articolo IEEE 802.11b/g, 2.4 Ghz

6) Verificare la disponibilità tramite il canale di vendita

7) L'inverter, durante le ore notturne, non può effettuare la misura della resistenza di isolamento prima della connessione. Quando questo accessorio è installato l'inverter deve essere installato ed operare in una area recintata con accesso limitato al solo personale qualificato in accordo alla IEC 62109-2

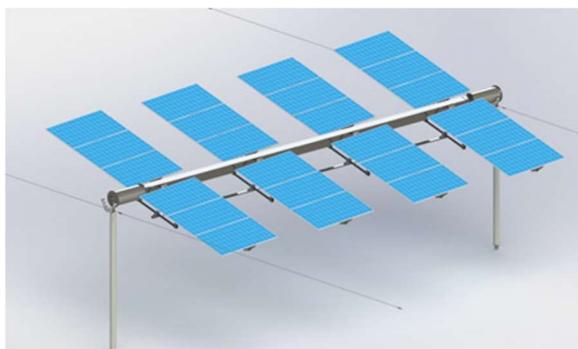
8) Non può operare simultaneamente quando installato in concomitanza del sistema di alimentazione notturna

## STRUTTURE DI FISSAGGIO

Come anticipato, per lo sviluppo dell'impianto si farà ricorso a strutture costituite da inseguitori solari (tracker) di tipo bioassiale con una lunghezza di 14m per ospitare 24 moduli per un totale di 15,84kWp.

Il tubolare di collegamento dei pali ruota lungo il suo asse solidamente ai tubolari di sezione minore che a loro volta sono in grado di ruotare lungo il proprio asse.

Tale modalità costruttiva permette di poter orientare i moduli fotovoltaici in maniera ottimale lungo i due assi.



Le strutture per impianti fotovoltaici per l'inseguimento solare 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 orizzontale sui due assi, tramite dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da Est a Ovest e Nord - Sud. I layout di campo con tracker orizzontali ad asse doppio sono molto flessibili.

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. 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, per il valore corretto si rimanda ai relativi calcoli strutturali e alle prove strumentali sul campo.

## **STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI INTERFACCIA**

Come anticipato, all'interno del campo fotovoltaico saranno installate delle stazioni di trasformazione composte da un box container di dimensioni complessive di 16,00x2,90x2,50 m, ospitanti tutti gli apparati di gestione dell'energia proveniente del generatore fotovoltaico. In totale sono previste 21 stazioni di trasformazione e ciascuna di esse va a definire un sottocampo. Di seguito si riportano i principali componenti del box container stazione di trasformazione:

1. Quadro di bassa tensione, che prevede la presenza degli interruttori di ingresso delle linee provenienti dagli inverter di stringa posti nel campo;
2. Trasformatore BT/MT per l'elevazione della tensione nominale da 800V, valore disponibile all'uscita degli inverter, a 30.000V, valore al quale verrà evacuata l'energia dal campo fotovoltaico verso la nuova stazione satellite.
3. Quadro di media tensione, che prevede la presenza della protezione e dei servizi ausiliari di media tensione in particolare delle linee provenienti dal sottocampo di riferimento e dalle altre stazioni di trasformazione a formare la rete MT del campo.

Oltre alle suddette stazioni 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 che rappresenta il punto di ingresso fisico dell'impianto fotovoltaico. Su di esso sarà attestata la linea di evacuazione dal campo fotovoltaico verso la nuova stazione elettrica satellite (come da STMG) dove si procederà all'elevazione della tensione nominale da 30 a 132 kV per poi essere direttamente collegata alla linea RTN "Ravenna Canala – Porto Tolle" e alle linee RTN 132 kV afferenti alla Cabina Primaria Codigoro. Si prevede che il quadro MT della cabina di interfaccia sarà composto di un numero di scomparti sufficiente al fine di ospitare in esso i dispositivi di protezione MT e fotovoltaica come l'SPG e l'SPI con i relativi dispositivi meccanici di apertura e sezionamento.

Solitamente, la cabina di interfaccia sarà posizionata in prossimità del cancello di ingresso del campo o in un punto facilmente identificabile e accessibile (v. planimetrie di progetto).

## **7. 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.

### **IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE**

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 25 mmq che andrà a collegare tutte le masse e masse estranee presenti in campo e tutti i componenti dell'impianto che necessitano di questo collegamento, inoltre, 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, video-sorveglianza 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 delle stazioni 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 35 mmq.

### **IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE**

Le zone di ingresso dell'impianto fotovoltaico saranno corredate di un sistema di illuminazione realizzato con corpi illuminanti a led installati su pali di altezza fuori terra pari a 4 metri circa. L'accensione sarà comandata, tramite contattore, dal sistema antintrusione, in particolare la centrale invierà un segnale attraverso il quale si

accenderanno le luci perimetrali ove previste. 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 40-50 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 adeguato alla posa all'aperto.

### **IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA**

Il sistema di sicurezza sarà realizzato perimetralmente al campo dove saranno posizionate in modo strategico le telecamere al fine di garantire una corretta copertura di tutto il perimetro. Gli apparati di registrazione e gestione come NVR e switch saranno collocati all'interno della Control Room e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica multimodale. Oltre al perimetro si prevede di installare anche telecamere tipo dome 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.

### **METEO STATION**

La meteo station è un sistema in grado di misurare i parametri ambientali ed inviare informazioni al sistema di supervisione per esseri trattati. Essa è costituita da un anemometro, termometro e piranometro, pertanto, sarà in grado di fornire informazioni in merito a velocità del vento, temperatura ambiente e dei moduli, irraggiamento. Per avere parametri attendibili si potrà provvedere all'installazione di più meteo station in campo.

### **SISTEMA DI SUPERVISIONE**

La realizzazione degli impianti prevede anche un sistema per il monitoraggio e il controllo da remoto in grado di fornire informazioni, anche grafiche, dell'intero "percorso energetico". Il sistema sarà collegato, ricevendone informazioni, agli apparati principali del sistema fotovoltaico come: inverter, stazione meteo, quadri elettrici, etc. I parametri gestiti saranno utilizzati per valutare le prestazioni dell'impianto in termini di produzione di energia stimata e reale e quindi con il calcolo del PR (Performance Ratio). Verrà realizzata un'apposita interfaccia grafica per la gestione dell'impianto. Oltre ai parametri energetici per la valutazione delle prestazioni, il sistema sarà in grado anche di gestire le immagini provenienti dal sistema di videosorveglianza in tempo reale e la possibilità di visione di quelle registrate, trovando quindi applicazione anche in ambito di sicurezza. Tutti gli apparati interessati dal sistema di supervisione saranno ad essi collegati mediante fibra ottica (multimodale e ridondante) in posa interrata in appositi cavidotti, in corrispondenza degli apparati saranno previsti dei dispositivi transponder per la conversione dei segnali da fibra in rame. Inoltre, per la gestione delle informazioni si prevede l'installazione in campo di diversi cassette ottici in appositi involucri protettivi dagli agenti atmosferici. Gli apparati principali per la gestione del sistema saranno invece collocati all'interno della Control Room. Il sistema di supervisione e telecontrollo riveste un ruolo di fondamentale importanza nella gestione dell'impianto in quanto, oltre a trovare applicazioni in ambito di sicurezza e di valutazione delle prestazioni, esso rappresenta lo strumento attraverso il quale il distributore di rete (Terna) può agire sull'impianto. Infatti, inviando le direttive al gestore di impianto quest'ultimo può settare i parametri di rete con cui l'impianto si interfaccia alla RTN oppure disconnettere l'impianto in caso di necessità.

### **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. Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate. La recinzione verrà arretrata di 1 m circa rispetto al confine del lotto. All'interno della recinzione 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 viva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto. Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali sagomati in legno di castagno, che garantiscono una maggiore integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 3 m, verranno infissi nel terreno per una profondità pari a 1 m circa. 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 che verrà utilizzata sarà di tipo “a maglia romboidale” e avrà un’altezza di 2 metri sul piano campagna.

## **ELETTRODOTTO ED OPERE DI CONNESSIONE**

Con il termine di elettrodotto ci si riferisce alla linea elettrica in cavo alla tensione nominale di esercizio di 30 kV (MT) che collega gli impianti alla nuova sottostazione utente (SSE) per innalzare la tensione a 132KV. Da quest’ultima si avrà la connessione con una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/132/36 kV appartenente a Terna e già autorizzata. L’elettrodotto sarà realizzato interamente nel sottosuolo, i cavi di media tensione saranno direttamente posati all’interno della trincea scavata. I cavi saranno posati su un letto di sabbia e ricoperto dello stesso materiale (fine) a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento dello scavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dal Distributore di rete. Nel caso si dovrà procedere al taglio della sezione stradale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70kg di calcestruzzo per mc. Si procederà quindi con la posa di uno strato di calcestruzzo Rck 250 e con il ripristino del tappetino bituminoso previa fresatura dei fianchi superiori dello scavo, per una larghezza complessiva pari a 3L, essendo L la larghezza dello scavo, così come da prescrizioni della Provincia, settore viabilità. Solo nel caso di attraversamento della sede stradale, e solo per il tratto interessato, i cavi saranno posati all’interno di apposite tubazioni in polietilene doppia parete ad elevata resistenza meccanica (450 o 750 N), questo al fine di garantirne la successiva sfilabilità senza dover incidere sulla superficie stradale. Dove lo scavo non interesserà la sede stradale, invece, si potrà procedere al riempimento con terreno adeguatamente compattato con mezzi meccanici. In corrispondenza dei cavi, immediatamente sopra ad una distanza di circa 30 cm, si provvederà alla posa di un nastro segnalatore che indichi la presenza dell’elettrodotto in caso di manutenzione stradale o di altro tipo di intervento.

Ai sensi dell’art. 21 dell’allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 132 kV per il collegamento del satellite alla RTN costituisce impianto di utenza per la connessione.