



**LIO ENERGY**  
Rosso

Regione Emilia-Romagna  
Comune di Fiscaglia (FE)

**IMPIANTO AGRIVOLTAICO “FISCAGLIA”  
ED OPERE CONNESSE**  
Potenza Impianto 178,1 MWp

**Proponente**

**LIO ENERGY ROSSO S.R.L.**  
VIA ARRIGO BOITO, 8 - 20121 - MILANO (MI)  
P.IVA: 13676640967 – PEC: [lioenergyrosso@legalmail.it](mailto:lioenergyrosso@legalmail.it)

**LIO ENERGY**  
Rosso

**Progettazione**

**AREE TECNICHE S.R.L.**  
VIA G. FRESCOBALDI 8 - 44121  
FERRARA (FE) - P.IVA: 02135640387  
Tel.: +39 0532 209155  
email: [info@areetecniche.it](mailto:info@areetecniche.it)



**Specialistica**

**Coordinamento progettuale**

**SOLAR IT S.R.L.**  
VIA ILARIA ALPI 4 - 46100 - MANTOVA (MN) - P.IVA: 02627240209 - PEC: [solarit@lamiappec.it](mailto:solarit@lamiappec.it)  
Tel.: +39 0425 1431056 - email: [info@solaritglobal.com](mailto:info@solaritglobal.com)



**Dati documento**

**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA**

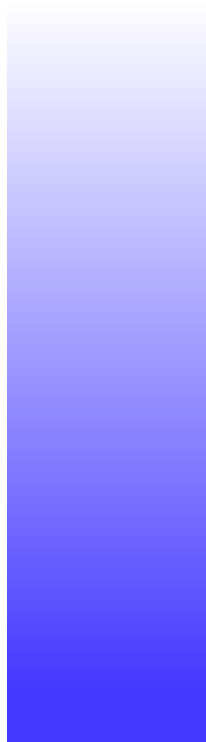
LIVELLO PROGETTO	NOME ELABORATO	FILE NATIVO	DATA
DEFINITIVO	22-040-PG-R12_0	22-040-PG-R12_0.docx	30/04/2025

**Revisioni**

REV	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	30/04/2025	PERMITTING	ATs	SOL	LIO



# RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA



## INDICE

---

1	INTRODUZIONE.....	1
2	RIFERIMENTI NORMATIVI .....	1
3	UBICAZIONE IMPIANTO .....	3
4	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI .....	5
5	DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI .....	8
6	PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO.....	8
6.1	MODULI FOTOVOLTAICI.....	8
6.2	SOLAR INVERTER .....	12
6.3	TRACKER (STRUTTURE DI SOSTEGNO PANNELLI FV) .....	15
6.4	COMBINER BOX.....	15
6.5	CABINE DI DISTRIBUZIONE .....	16
7	IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI .....	16
7.1	IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE .....	16
7.2	IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA .....	17
7.3	METEO STATION.....	17
7.4	SISTEMA DI SUPERVISIONE .....	17
7.5	RECINZIONE PERIMETRALE .....	17
7.6	ELETTRODOTTO ED OPERE DI CONNESSIONE .....	18

## 1 INTRODUZIONE

La Società Proponente LIO ENERGY ROSSO S.R.L., con sede legale in Via Arrigo Boito, 8, Milano (MI), CAP. 20121 ha in progetto lo sviluppo di un impianto agrivoltaico denominato "Fiscaglia" e relative opere di connessione alla RTN della potenza nominale pari a 178,1MWp da installare nel Comune di Fiscaglia, località Massa Fiscaglia.

Il presente documento illustra la modalità e le caratteristiche delle opere di progetto.

L'impianto agrivoltaico in oggetto sarà installato su aree classificate zona agricola ricadenti nel territorio del comune di Fiscaglia (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 sintesi della potenza nominale di picco dell'impianto agrivoltaico oggetto della presente relazione illustrativa.

<b>POTENZA NOMINALE DC COMPLESSIVA (KWp)</b>	178.116,6
<b>POTENZA IMMISSIONE AC COMPLESSIVA (KWac)</b>	150.906,0
<b>POTENZA IMMISSIONE AC LIMITATA (KWac)</b>	144.354,0

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 agrivoltaico 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.";

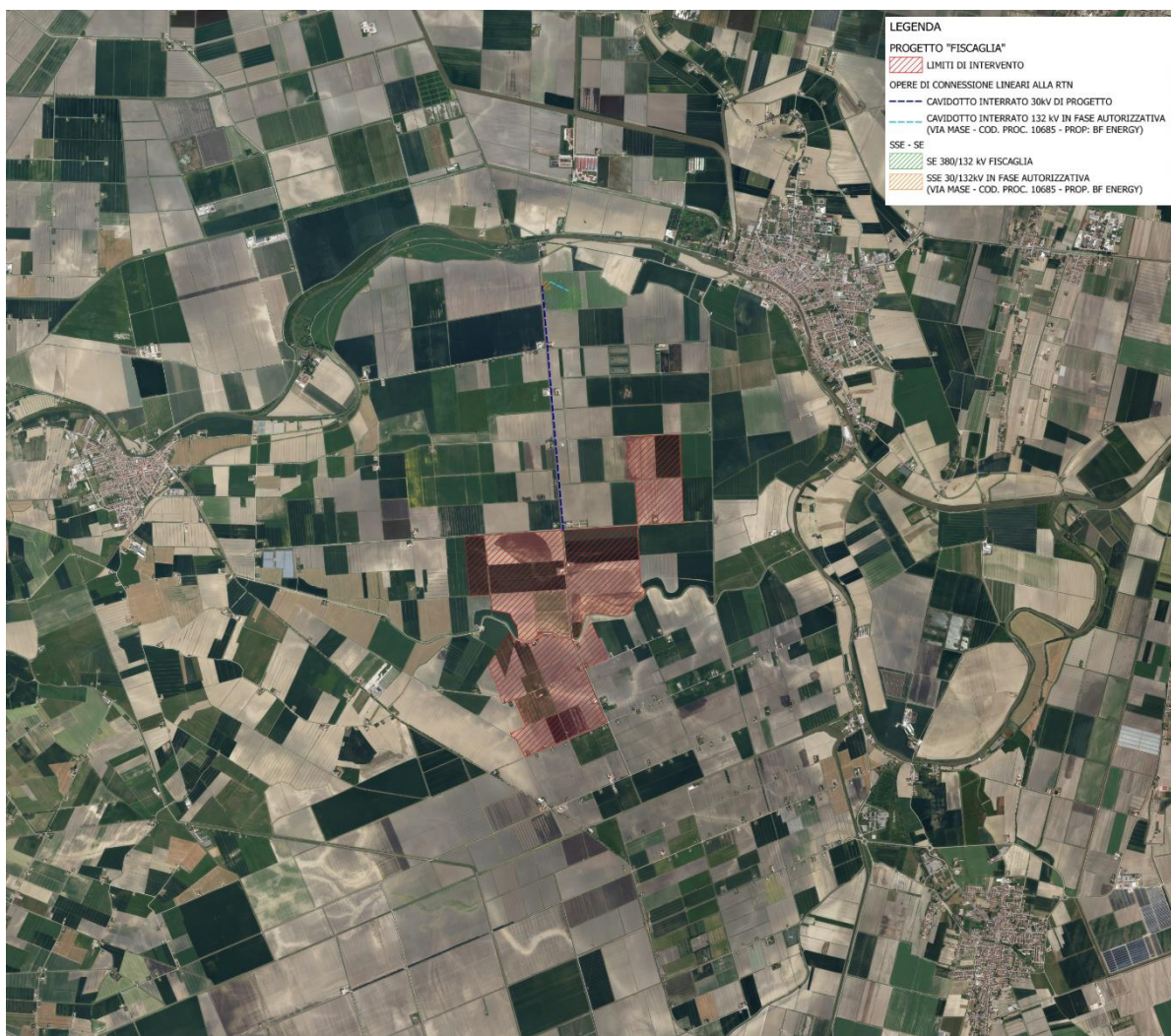
- CEI 17-13/1: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per Bassa Tensione. Parte 1: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) ed apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;
- CEI 23-51: “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove 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

L'impianto agrivoltaico "Fiscaglia" verrà realizzato interamente nel Comune di Fiscaglia, località Massa Fiscaglia. L'area di progetto è ubicata ad est rispetto a Massa Fiscaglia, ad una distanza minima dal centro abitato pari a circa 3,5 km, e a sud-ovest rispetto a Codigoro, ad una distanza pari a circa 1,8 km rispetto al suo centro abitato.

Nell'immagine satellitare di seguito riportata, l'area occupata dall'impianto agrivoltaico è evidenziata in rosso, mentre è indicato con una linea blu l'elettrodotto collegato in antenna a 132 kV sulla sottostazione SSE Utente 132KV (arancio) 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 (verde).



Si riportano di seguito le coordinate geografiche dei punti perimetrali delle aree nella disponibilità della Società Proponente.



ID	Latitudine N	Longitudine E Greenwich
1	44.81449908	12.08425660
2	44.81495478	12.09210402
3	44.80598041	12.09303744
4	44.80532507	12.08632816
5	44.79865950	12.08776545
6	44.79619301	12.08531985
7	44.79506793	12.08021276
8	44.79134075	12.08267266
9	44.79011170	12.07935080
10	44.78479748	12.08284308
11	44.78088936	12.07121772
12	44.79029683	12.06538873
13	44.79738760	12.06237775
14	44.80364532	12.06124412



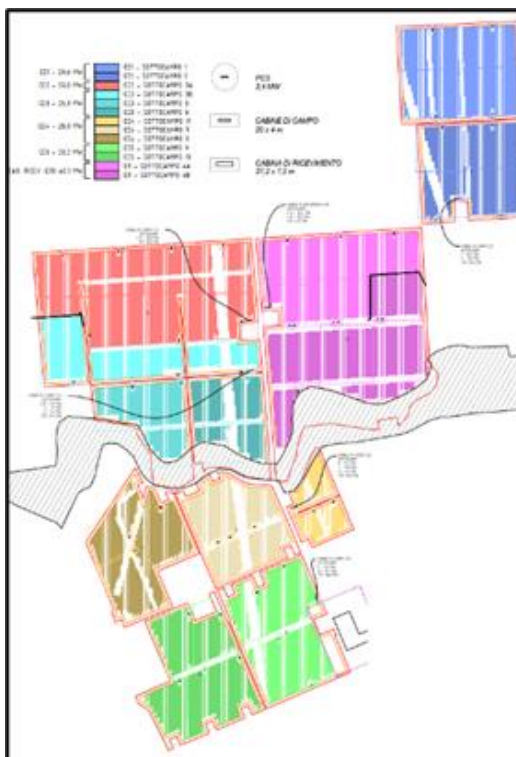
## 4 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI

Il generatore fotovoltaico sarà configurato come agrivoltaico e si estenderà su una superficie di terreno a destinazione agricola insistente nel territorio del comune di Fiscaglia (FE). Di seguito si riportano le caratteristiche principali dell'impianto.

<b>SUPERFICIE DEI MODULI COMPLESSIVA (Ha)</b>	74,976
<b>POTENZA NOMINALE DC COMPLESSIVA (KWp)</b>	178.116,6
<b>POTENZA MAX IMMISSIONE AC COMPLESS. (KWac)</b>	150.906,0
<b>MODULI INSTALLATI</b>	234.364

L'impianto può considerarsi suddiviso in 11 sottocampi che per semplicità chiameremo 1, 2, 3... 11 da nord verso sud, e che accoglieranno i generatori fotovoltaici di seguito indicati.

SOTTOCAMPO	MODULI	POTENZA (MWp)
1	21.684	16,5
2	17.546	13,3
3	52.750	40,1
4	52.962	40,3
5	9.958	7,6
6	8.944	6,8
7	12.870	9,8
8	15.666	11,9
9	17.746	13,5
10	20.176	15,3
11	4.062	3,1
<b>Totale</b>	<b>234.364</b>	<b>178,1</b>



Il generatore fotovoltaico sarà costituito da moduli bifacciali da 760Wp in silicio monocristallino posizionati su tracker di altezza 3,13m (distanza tra il fulcro del tracker ed il piano campagna) costituiti da strutture in acciaio composte da pali collegati tra loro sull'asse Nord-Sud. Ciò permette di avere un'altezza minima dal piano campagna, del modulo fotovoltaico inferiore, pari a 2,10m.

Ciascun tracker ha una lunghezza di 28m circa ed ospita 26 moduli per un totale di 19,76kWp.

Tale modalità volta sono in grado costruttiva permette di poter orientare i moduli fotovoltaici in maniera ottimale lungo l'asse Nord-Sud al fine di seguire tra est-ovest la posizione del sole rispetto alla terra.

L'intero campo agrivoltaico è costituito da 9.014 tracker.

All'interno dell'area di impianto, in posizioni baricentriche rispetto ai pannelli fotovoltaici ad esse collegati, saranno posizionate 42 stazioni (PCS) di conversione e trasformazione (dim. 6 x 2,15 x 2,5m – l x p



x h) costituite da inverter, quadro BT di parallelo, trasformatore MT/bt 30/0,8kV di potenza pari a 3.437kVA, e quadro MT.

Nella parte posta a Nord in posizione favorevole alla connessione con la propria SSE, verrà posizionata la cabina principale di impianto nella quale convergeranno le linee MT 30kV in cavo interrato per la connessione con tutte le cabine di impianto e con la stessa sottostazione a 132KV.

La distribuzione della MT a 30kV all'interno del campo agrivoltaico, è suddivisa in due parti principali: la Linea "A" e la Linea "B", le quali sono sottese al trasformatore AT/MT a doppio secondario, e raccolgono attraverso le cabine di campo (CC1.. CCn) tutta l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici e convertita dai PCS.

Il quadro MT principale sarà dotato per ogni sezione dall'interruttore generale SF6 che fungerà da generale di sezione e da rinalzo, dall'interruttore con funzione di DDI (Linea "A" o Linea "B") e, da interruttore di protezione del trasformatore servizi e da altri 5 interruttori di linea a protezione delle partenze per le cabine di campo.

Tutta l'area sarà recintata da una rete a maglia sciolta fissata a paletti infissi nel terreno ed ove previsto verrà messa a dimora una fascia di mitigazione / mitigazione-compensazione a verde perimetrale al fine di ridurre gli impatti visivo/paesaggistici rispetto ai possibili recettori sensibili. Per un maggior dettaglio si rimanda alla documentazione tecnica di progetto.

Ciascuna delle 11 aree sarà provvista di cancelli di accesso. Le cabine stazioni di conversione e trasformazione e le cabine di campo, con relative aree per la manutenzione, verranno posate su di un rilevato pari a circa 50 cm rispetto al piano campagna esistente al fine di poter mettere in maggior sicurezza le strumentazioni ed i dispositivi elettrici in caso di alluvioni (si rimanda alle relazioni specialistiche di progetto, all'interno delle quali si è analizzato il progetto rispetto agli strumenti di pianificazione AdBPO). Verrà garantito un sistema di viabilità perimetrale analogo alla rete di viabilità podereale esistente al fine di permettere il transito sia dei mezzi agricoli che dei mezzi necessari per la manutenzione delle stazioni di conversione e trasformazione e delle cabine di campo. In corrispondenza di queste si realizzerà un raccordo tra il piano campagna ed i cari rilevati. Tale soluzione permetterà di rendere minimi gli impatti anche rispetto alla componente di permeabilità dei suoli.

Nella stessa costruzione della cabina principale di connessione, vengono realizzati dei locali di servizio che saranno organizzati in modo tale da avere oltre al 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 agrivoltaico 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 ad uso deposito.

Il quadro di media tensione collocato all'interno della cabina principale di connessione 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 saranno infatti attestate anche le linee (A e B) di collegamento in uscita dal campo verso la sotto-stazione elettrica e saranno collocate tutte le protezioni indicate dalle vigenti normative tecniche per la connessione come 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.

L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di una recinzione perimetrale e dal sistema di videosorveglianza, sarà realizzato un sistema di illuminazione esclusivamente in corrispondenza degli accessi ai sottocampi e delle cabine di campo e stazioni di conversione e trasformazione. Tale sistema sarà normalmente spento e dotato di sensori che permettano l'accensione dei proiettori LED in caso di presenza di persone. L'installazione di sistemi di illuminazione in corrispondenza di

cabine di campo e stazioni PCS è ritenuta necessaria per consentire le attività di manutenzione ordinaria o straordinaria nelle ore serali e notturne. 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 opportunamente lungo la recinzione perimetrale e su di essi saranno montati in alcuni casi i corpi illuminanti (ubicati solo in prossimità degli ingressi e attivabili per la presenza del personale e per l'attivazione dell'allarme/intrusione) e soprattutto le videocamere del sistema di videosorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale eventualmente sfruttando quello già previsto per il passaggio dei cavidotti di ciascun sottocampo. 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 come già indicato, l'installazione di un trasformatore di spillamento di 100 kVA per il funzionamento di tutti i sistemi ausiliari.

Gli accessi carrabili saranno costituiti da un cancello avente dimensioni tali da permettere l'ingresso sia ai mezzi necessari per la manutenzione/gestione dell'impianto, che ai mezzi agricoli. 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.

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. I percorsi cavi che attraversano campi in cui si svolge la coltivazione, la quota minima di profondità di posa sarà di 1,6m.

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 ai vari sottocampi 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 lungo Via Canale Bastione, mantenendo la distanza minima dal ciglio del canale consortile Bastione-Malcantone imposta dal regolamento di polizia idraulica, ovvero 4,0m. Le linee di connessione saranno direttamente interrate 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. In corrispondenza di interferenze (sifoni di irrigazione), nel caso in cui non sia possibile un attraversamento ponendo il cavidotto superiormente, sarà prevista la risoluzione dell'interferenze attraverso TOC, mantenendo distanza opportuna dall'infrastruttura interferente, in accordo alle disposizioni fornite dall'ente gestore di essa. L'esercizio ordinario dell'impianto agrivoltaico 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 ordinaria e straordinaria. 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 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 detergenti 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 centralizzati facenti parte dei PCS (Power Conversion System). Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate ai PCS stessi, i quali saranno ubicati in corrispondenza dell'area di impianto in cui sono installati una porzione dei pannelli fotovoltaici. Quindi, ogni stazione di trasformazione gestirà la propria area di competenza.

<b>DENOMINAZIONE IMPIANTO</b>	Fiscaglia
<b>STAZIONI DI CONVERSIONE/ TRASFORMAZIONE</b>	42
<b>POTENZA NOMINALE PCS (kVA)</b>	3.437kVA

Occorre osservare che la potenza nominale apparente generata dall'impianto agrivoltaico vale, al punto di evacuazione identificato con la cabina di interfaccia, 178,1 MVA.

La potenza nominale autorizzata dal Distributore e formalizzata attraverso la Soluzione Tecnica Minima Generale è di 165 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 26 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.

### 6.1 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 20% per

quelli in silicio monocristallino sia tradizionali che con tecnologia TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact). 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 TOPCon del tipo bifacciale con moduli di potenza pari a 760W 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).





**SNG ENTERPRISE**

## Product Information Sheet SNG 740-760 Watt TOPCon Technology

**BIFACIAL**

# 740-760 Watt

Highest quality with our cells  
18 MBB TOPCon Technology

- ✓ **30 years**  
Product Material & Workmanship
- ✓ **30 years**  
Linear Performance Warranty
- ✓ **1 %**  
1st-year Degradation
- ✓ **0.4 %**  
Annual Degradation

### Quality and Safety

- ① **Industry-leading power output warranty**  
25 years / 89.4 %  
30 years / 87.4 %
- ✓ **30-year warranty on materials & workmanship**
- ✓ **Fire Test: Class 1**

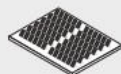
- ✓ **Anti-PID Guarantee**  
Minimizes the risk of degradation caused by PID phenomena by optimizing cell production technology and material control.
- ✓ **Multi-busbar Technology**  
Higher performance, higher reliability, and greater (electrical) resilience.



On-grid residential roof-tops



On-grid commercial Industrial roof-tops



Solar power plants



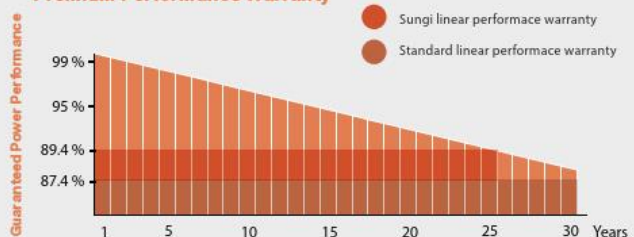
Off-grid systems

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215 (2021), IEC 61730 (2023), IEC 61701, IEC 62716  
ISO 9001:2015: Quality Management System  
ISO 14001:2015: Environmental Management System  
ISO 45001:2018: Occupational Health and Safety Management System  
IEC 62941:2019: Quality System for PV Module Manufacturing



### Premium Performance Warranty



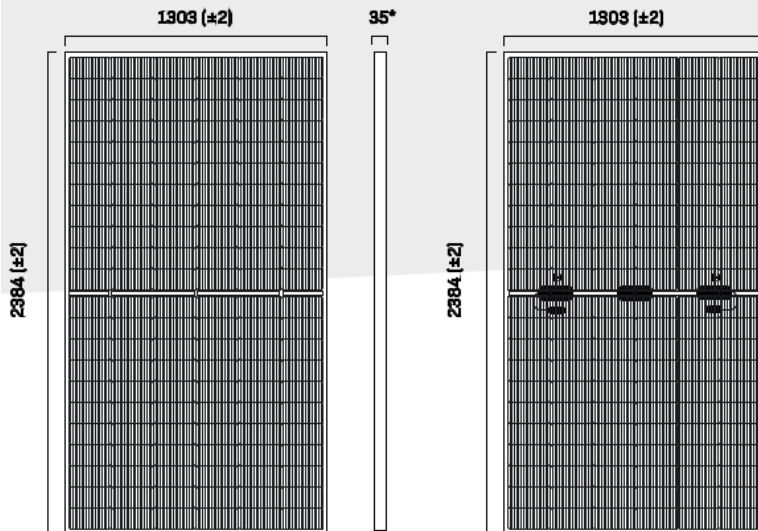


**SNG ENTERPRISE**

**24.46%**  
Max Module Efficiency

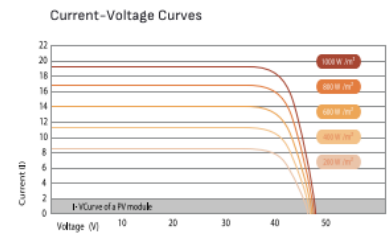
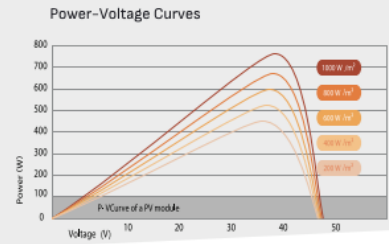
**30 Y Warranty**  
on materials & workmanship

#### ENGINEERING DRAWINGS (mm)



#### ELECTRICAL PERFORMANCE & TEMPERATURE

##### DEPENDENCE | SNG - 760



MODULE TYPE	SNG-740 W	SNG-745 W	SNG-750 W	SNG-755 W	SNG-760 W
Testing Conditions	STC <sup>[2]</sup> / NMOT <sup>[3]</sup>	STC <sup>[2]</sup> / NMOT <sup>[3]</sup>	STC <sup>[2]</sup> / NMOT <sup>[3]</sup>	STC <sup>[2]</sup> / NMOT <sup>[3]</sup>	STC <sup>[2]</sup> / NMOT <sup>[3]</sup>
Maximum Power at STC (Pmax)	740 Wp	745 Wp	750 Wp	755 Wp	760 Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.60 V / 39.50 V	41.80 V / 39.70 V	42.00 V / 39.90 V	42.20 V / 40.10 V	42.40 V / 40.30 V
Maximum Power Current (Imp)	17.79 A / 14.24 A	17.82 A / 14.27 A	17.86 A / 14.30 A	17.89 A / 14.33 A	17.92 A / 14.36 A
Open-Circuit Voltage (Voc)	49.50 V / 47.00 V	49.70 V / 47.20 V	49.90 V / 47.40 V	50.10 V / 47.60 V	50.30 V / 47.80 V
Short-Circuit Current (Isc)	18.89 A / 15.18 A	18.94 A / 15.21 A	18.99 A / 15.24 A	19.04 A / 15.27 A	19.09 A / 15.30 A
Module Efficiency (%)	23.82 %	23.98 %	24.14 %	24.30 %	24.46 %
<b>BIFACIAL OUTPUT- REAR SIDE</b>	<b>SNG-740 W</b>	<b>SNG-745 W</b>	<b>SNG-750 W</b>	<b>SNG-755 W</b>	<b>SNG-760 W</b>
Power gain 5 %	777 Wp	782 Wp	788 Wp	793 Wp	798 Wp
Power gain 10 %	814 Wp	820 Wp	825 Wp	831 Wp	836 Wp
Power gain 15 %	851 Wp	857 Wp	863 Wp	868 Wp	874 Wp

#### ALL MODULES DATA

Operating Temperature (DC)	- 40 °C to + 85 °C
Maximum System Voltage	1500 VDC
Maximum Series Fuse Rating	30 A
Power Output Tolerance <sup>[1]</sup>	± 5 %
Temperature Coefficients of Pmax	- 0.29 % / °C
Temperature Coefficients of Voc	- 0.25 % / °C
Temperature Coefficients of Isc	+0.045 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 ± 2 °C



<sup>[1]</sup> Measurement Tolerances : Pmax (± 5 %), Isc & Voc (± 5 %)

<sup>[2]</sup>STC (Standard Testing Condition) : Irradiance : 1000 W/m², Cell Temperature: 25 °C, AM: 1.5

<sup>[3]</sup>NMOT (Nominal Operating Module Temperature) : Irradiance : 800 W/m², NMOT Ambient Temperature: 20/25 °C, AM: 1.5, Wind Speed: 1 m/s

\*or customized

Not applicable for installations in transition 5.0 / feed in tariff for Italian market

#### TECHNICAL SPECIFICATION

Cell type	TOPCon Technology (210x105 mm)
Number of cells	132 (6x22)
Dimensions	2384x1303x35 mm
Weight	38.7 kg
Front Glass	2.0 mm Anti-reflective
Back Glass	2.0 mm tempered glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy Silver Frame*
Junction Box	IP68 Rated, 3 diodes
Output Cables	TUV 1x4.0 mm² / UL 12 AWG*
Output Cables Length	1400 mm*
Connectors	MC 4

#### PACKAGING CONFIGURATION



#### 40' Container

- 31 pcs per pallet
- 18 pallets
- 558 total pcs

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.

## 6.2 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 centralizzati posti all'interno di un'unità PCS (Power Conversion System)

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 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 (PCS)</b>	42
<b>DC/AC medio %</b>	1,21

# SG3125/3400HV-MV-30

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated

NEW



## HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 50 °C



## SMART O&M

- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen



## SAVED INVESTMENT

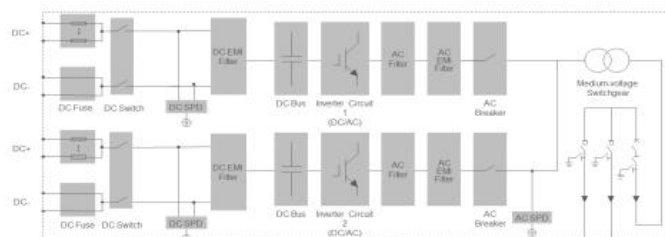
- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional



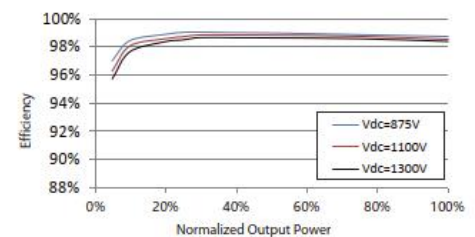
## GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

## CIRCUIT DIAGRAM



## EFFICIENCY CURVE





Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
<b>Input (DC)</b>		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	16 / 18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
<b>Output (AC)</b>		
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
<b>Efficiency</b>		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter Euro. efficiency	98.7%	
<b>Transformer</b>		
Transformer rated power	3125 kVA	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / (20 – 35) kV	
Transformer vector	Dy11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
<b>Protection &amp; Function</b>		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm	
Weight	15 T	
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

### 6.3 TRACKER (STRUTTURE DI SOSTEGNO PANNELLI FV)

Come anticipato, per lo sviluppo dell'impianto si farà ricorso a strutture costituite da inseguitori solari (tracker) di tipo monoassiale con una lunghezza adeguata a ospitare i 26 moduli.

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.

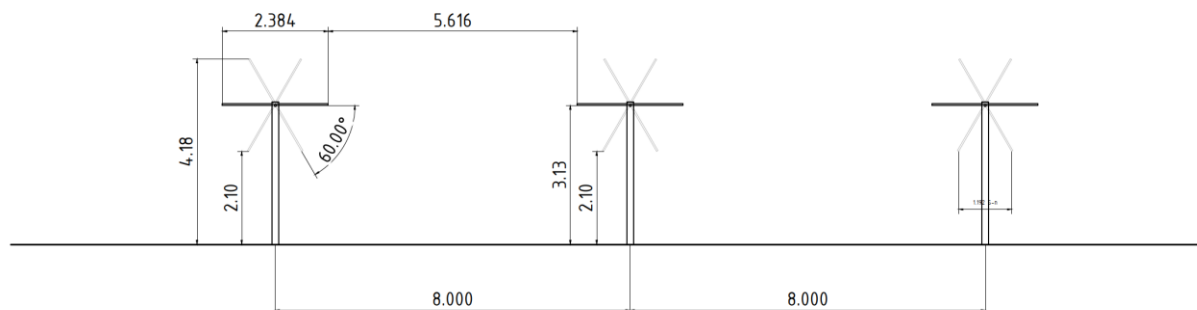
Tale modalità costruttiva permette di poter orientare i moduli fotovoltaici in maniera ottimale.

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 monoassiale, tramite dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da Est a Ovest sull'asse Nord-sud.

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).

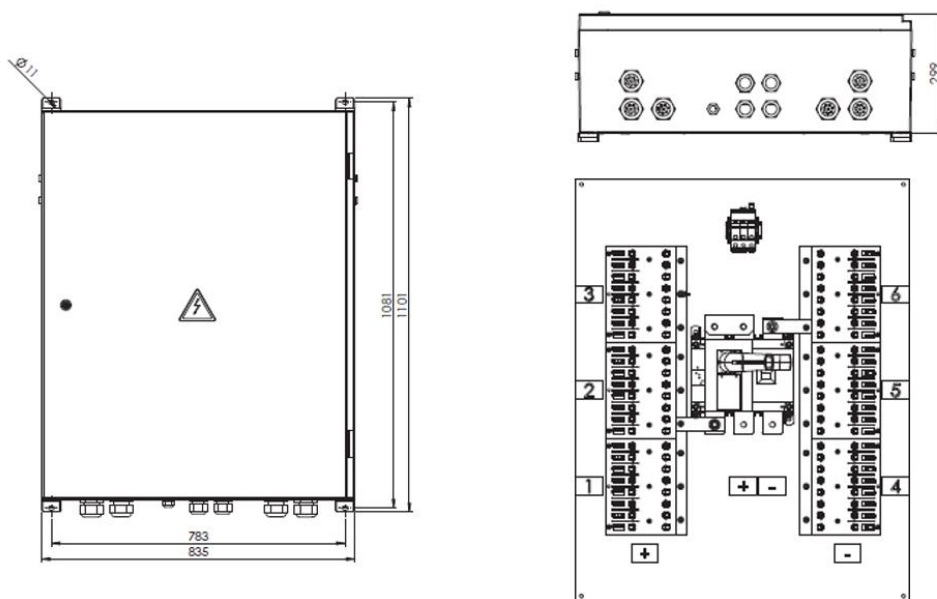
Inoltre, le strutture dovranno essere in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

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.



### 6.4 COMBINER BOX

Il Combiner Box (o String Combiner) rappresenta un apparato passivo collocato direttamente in campo che riceve in ingresso più stringhe, ne fa il parallelo e l'uscita è direttamente collegata all'inverter. Il box è composto da un involucro in poliestere rinforzato con fibra di vetro delle dimensioni di 1035 x 835 x 300 mm (H x L x P), grado di protezione IP65 e classe di protezione II. Ogni box è in grado di ricevere in ingresso 16/20 stringhe al massimo, ogni ingresso stringa è protetto contro le correnti inverse mediante fusibile su entrambi i poli (possibilità del solo polo positivo qualora l'inverter sia dotato di sistema di messa a terra del negativo) di taglia pari a 20 A, tutti gli ingressi sono poi parallelati su un sezionatore la cui uscita è direttamente collegata all'inverter. Come anticipato i box saranno collocati direttamente in campo e fissati sulle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici. Il numero complessivo di combiner Box per ciascun campo è funzione del numero di stringhe presenti nell'impianto.



## 6.5 CABINE DI DISTRIBUZIONE

Come anticipato, all'interno dell'impianto agrivoltaico saranno installate 5 cabine di distribuzione MT ed una principale, all'interno delle quali saranno alloggiati tutti gli apparati di gestione dell'energia proveniente del generatore fotovoltaico (PCS+Pannelli FV).

Sulla cabina principale di connessione saranno attestate le due linee di evacuazione dall'impianto agrivoltaico verso la 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 kW afferenti alla Cabina Primaria Codigoro. Si prevede che il quadro MT della cabina principale 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. Questo per tutte e due le sezioni di impianto (Linea A e B).

## 7 IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI

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

### 7.1 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, video-sorveglianza 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 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.

## 7.2 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.

## 7.3 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.

## 7.4 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.

## 7.5 RECINZIONE PERIMETRALE

Opera propedeutica alla costruzione di ciascun sottocampo 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. Esternamente alla recinzione verrà realizzata una fascia di mitigazione / mitigazione-compensazione, appositamente progettata. A tal proposito si rimanda alla documentazione tecnica di progetto. In questo modo si potrà, tra le altre, perseguire l'obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto. Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali alti 3 m, che 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.



## 7.6 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. Va specificato che tale SSE sarà condivisa con altro produttore, il quale ha già provveduto ad avviare procedura di VIA al MASE (Impianto Agrivoltaico di Jolanda di Savoia (FE) – Pratica MASE ID: 10685 - cod. pratica Terna Nr. 202202929 del 04/11/2022).

Da quest'ultima SSE 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.

Si rimanda agli elaborati grafici di progetto per un maggior dettaglio sul tracciato della linea di connessione alla SSE e sulle modalità di risoluzione delle interferenze lungo il percorso.

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.