

# IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG LAGO SRL E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 10,30 MWp - COMUNE DI ARGENTA (FE)

## Proponente

**EG LAGO S.R.L.**

VIA DEI PELLEGRINI 22 · 20122 MILANO (MI) · P.IVA: 12084550966 · PEC: eglago@pec.it

## Progettazione



**TECNOSTUDIO S.R.L. Arch. Diego Zanaica**

Via Aquileia, 56 - 35035 Mestrino (PD)

tel.: +39 0499000684 · email: [info@tecnostudio-pd.it](mailto:info@tecnostudio-pd.it)

PEC: [tecnostudio@legalmail.com](mailto:tecnostudio@legalmail.com)



**QUATTROE S.R.L. Ing. Luigi De Santi**

Via Primo Maggio, 12A - 35035 Mestrino (PD)

cell.: 340 3309775 email: [info@quattroe.eu](mailto:info@quattroe.eu)

## Coordinamento progettuale



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

VIA ILARIA ALPI, 4 · 46100 MANTOVA (MN) · P.IVA: 02627240209 · email: [solarit@lamiapec.it](mailto:solarit@lamiapec.it)

## Titolo Elaborato

### RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
DEFINITIVO	REL12	-	-	10/09/24	

## Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
1	10/09/24		FB - GB - SC	EF	DZ



COMUNE DI ARGENTA (FE)  
REGIONE EMILIA ROMAGNA



# RELAZIONE ILLUSTRATIVA

## INDICE

1. PREMESSA .....	1
2. INTRODUZIONE .....	2
3. RIFERIMENTI NORMATIVI .....	3
4. UBICAZIONE IMPIANTO .....	5
5. DESCRIZIONE DELLE OPERE IN PROGETTO .....	7
6. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	8
7. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI .....	11
8. PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	12
MODULI FOTOVOLTAICI .....	12
SOLAR INVERTER .....	16
STRUTTURE DI FISSAGGIO .....	18
STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI INTERFACCIA .....	20
9. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI .....	22
IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE .....	22
IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE .....	22
IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA .....	22
METEO STATION .....	23
SISTEMA DI SUPERVISIONE .....	23
RECINZIONE PERIMETRALE .....	23
10. ELETTRDOTTO E OPERE DI CONNESSIONE .....	25
ELETTRDOTTO .....	25
OPERE DI RETE .....	25

## 1. PREMESSA

L'opera oggetto della presente relazione illustrativa riveste un ruolo di importanza strategica nell'assetto energetico Nazionale in quanto contribuisce, in modo molto significativo, al raggiungimento degli obiettivi energetici proposti dall'Italia e inseriti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (NECP), come indicato nel documento "National Survey Report of PV Power Application in Italy 2018" redatto a cura del GSE e dell'RSE. A tal proposito, il Paese si è impegnato ufficialmente ad incrementare la quota di energia elettrica consumata e prodotta da fonti rinnovabili (FER), passando di fatto dal 34% nel 2017 al 55% nel 2030. Il raggiungimento di un tale ottimistico risultato non può, in alcun modo, prescindere dal contributo fornito dalla produzione di energia elettrica da fonte solare (fotovoltaica) che rappresenta la quota parte più importante di energia "verde" prodotta in Italia. Quanto sopra descritto si traduce, in pratica, in un necessario incremento della capacità fotovoltaica installata che, per perseguire gli obiettivi prefissati, nel 2030 dovrebbe raggiungere i 50 GW complessivi, attualmente si attesta attorno ai 20 GW complessivi. Molto è stato fatto in passato da parte del Governo per incentivare la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica, e, dopo un breve periodo di stallo durato circa 4/5 anni, oggi sono state profuse nuove forze e nuove idee propedeutiche al conseguimento dei suddetti obiettivi energetici e dare nuovo slancio al mercato Nazionale delle energie rinnovabili. Tuttavia, da analisi effettuate risulterebbe che tutti gli sforzi profusi non sarebbero sufficienti per il raggiungimento degli obiettivi energetici 2030, e quindi sarebbero destinati a rimanere un miraggio senza l'apporto fornito allo scopo dalle grandi centrali fotovoltaiche, ovvero da impianti in utility scale che producono energia rinnovabile in regime di grid parity. Le stesse considerazioni vanno ovviamente fatte anche in relazione al Piano Energetico Regionale, lo strumento di programmazione strategica con il quale la Regione ha definito gli obiettivi e le modalità per far fronte agli impegni fissati dall'UE attraverso la Roadmap al 2050. Con il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012, cosiddetto Burden Sharing, sono state assegnate alle Regioni le rispettive quote di produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche e termiche per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo nazionale. Tra i macro-obiettivi del PER c'è non solo quello di allinearsi alla media nazionale, ma quello di divenire esempio virtuoso per produzione energetica da fonti rinnovabili e nell'innovazione energetica. In tale contesto le opere oggetto della presente relazione possono essere considerate di importanza fondamentale, quasi strategica, nel panorama energetico Nazionale.

## 2. INTRODUZIONE

Scopo del presente documento è quello di illustrare i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche relative alla costruzione di un impianto fotovoltaico di tipo “agrivoltaico” associato alla proponente Società EG LAGO S.r.l. con sede a Milano in via dei Pellegrini 22. Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio del comune di Argenta (FE) con moduli installati su strutture a terra, ovvero su apposite strutture di sostegno direttamente infisse nel terreno senza l’ausilio di elementi in calcestruzzo, sia prefabbricato che gettato in opera. Di seguito si riporta la denominazione e la potenza nominale di picco dell’impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG LAGO
POTENZA NOMINALE DC	10,30 MWp
POTENZA IMMISSIONE AC	8,30 MW
POTENZA NOMINALE RICHIESTA IN IMMISSIONE AC	10,50 MW
Codice pratica TERNA - STMG	202201959

*Tabella 1: potenza dell’impianto*

L’impianto sarà direttamente collegato alla rete pubblica di 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.

### 3. RIFERIMENTI NORMATIVI

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

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

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

- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.”;
- CEI 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.
- CEI PAS 82-93 Indicazioni riguardanti la caratterizzazione degli impianti agrivoltaici. Classificazione delle varie tipologie di impianti agrivoltaici e i relativi requisiti base, nonché il monitoraggio e la valutazione della produzione elettrica. Indicazioni per la sicurezza elettrica nell'esercizio delle attività elettriche e agricole, le attività di O&M e le verifiche di impianti agrivoltaici.
- Terna Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (23/11/2015)
- ISO 3684 Segnali di sicurezza, colori
- Tabelle di unificazione UNI – CEI – UNEL

Ogni altra prescrizione, regolamentazione o raccomandazione emanata da eventuali enti, applicabile agli impianti e alle loro parti componenti.



#### 4. UBICAZIONE IMPIANTO

Come anticipato, l'impianto fotovoltaico in progetto, sarà realizzato interamente nel territorio del Comune di Argenta, Provincia di Ferrara, su terreni regolarmente censiti al catasto come da piano particellare riportato nel documento in allegato. Il design di impianto ha tenuto conto delle superfici di terreno disponibile all'installazione del generatore fotovoltaico. Rispetto all'agglomerato urbano della città l'area di impianto è ubicata in un'area individuata nella zona periferica a nord-ovest dall'abitato della cittadina di ad una distanza media di circa 3,30 Km in linea d'aria dal suo centro.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG LAGO
LATITUDINE	44°38'51.05" N
LONGITUDINE	11°49'51.94" E
QUOTA s.l.m.	-1 m - 0 m
FOGLIO CATASTALE	80
PARTICELLE	15, 37,38, 54 porzione,82, 271

*Tabella 2: localizzazione dell'impianto*



*Figura 1: ortofoto con localizzazione dell'impianto (Fonte: Google Earth)*



Nell'immagine satellitare di cui sopra, l'area occupata dall'impianto fotovoltaico è evidenziata in rosso; con colore rosso è indicato l'elettrodotto interrato in AT, esercito alla tensione nominale di 36 kV, per il collegamento della "SW Station" dell'impianto fotovoltaico con la nuova Stazione Elettrica (SE) TERNA di smistamento in AT 132/380 kV, esercita da TERNA S.p.A., ed evidenziata in color giallo. Quanto riportato è conforme alla STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale), codice di rintracciabilità 202201959. La richiesta è stata inviata per una potenza pari a 10,50 MW.

## 5. DESCRIZIONE DELLE OPERE IN PROGETTO

L'opera ha per oggetto la realizzazione di un parco tecnologico di produzione elettrica con impianto fotovoltaico di tipo "agrivoltaico" della *EG LAGO s.r.l.*, il quale verrà collocato all'interno del *Comune di Argenta (FE)*.

Lo stato attuale dei luoghi è meglio apprezzabile visivamente dall'ortofoto dell'area oggetto d'intervento di seguito riportata, ottenuta tramite elaborazione attraverso il software Google Earth.



*Figura 2: ortofoto con perimetrazione dell'ambito d'intervento (Fonte: Google Earth)*

Così come visibile dall'elaborato ortofotografico riportato, l'area, avente una superficie totale di circa 144.507 m<sup>2</sup>, è attualmente pianeggiante e sgombra, occupata esclusivamente da residui colturali e vede la presenza, in corrispondenza dell'angolo nord-orientale del lotto, di un fabbricato di tipo rurale, abbandonato e degradato, il quale però risulta non ricompreso nell'area di intervento, ma semplicemente mantenuto nella sua condizione e configurazione attuale.

L'impianto sarà direttamente collegato in antenna alla rete pubblica di trasmissione dell'energia elettrica RTN (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.

## 6. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione prettamente agricola insistente nel territorio del Comune di Argenta (FE). Di seguito si riportano le caratteristiche principali:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG LAGO
SUPERFICIE RECINTATA	12,06 ha
POTENZA NOMINALE DC	10.296 kWp
POTENZA IMMISSIONE AC	8,30 MW
MODULI INSTALLATI	14.300
TOTALE STRINGHE INSTALLATE	550

*Tabella 3: estensione dell'impianto*

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 720 W, saranno del tipo bifacciali e installati "a terra" su strutture di tipo tracker (a inseguimento solare) mono assiale nord/sud. I moduli ruoteranno attorno all'asse della struttura da est e ovest inseguendo la posizione del Sole all'orizzonte durante l'arco della giornata.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione sono di tipo bifacciale, in grado, cioè di captare la radiazione luminosa sia sul fronte che sul retro del modulo, avranno dimensioni pari a 2.384 x 1.303 x 33 mm (H x L x P) e sono composti da 132 celle per faccia (2x11x6) in silicio monocristallino. Essi saranno fissati su ciascun tracker in modalità 2 x N, ovvero in file composte da due moduli con lato corto parallelo all'asse di rotazione (nord/sud); le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di due tipi, individuate in funzione della loro lunghezza: 2 x 13 moduli e 2 x 26 moduli. L'asse centrale di rotazione sarà collegato a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo.

I moduli saranno collegati tra di loro in serie a formare stringhe ciascuna delle quali composta da 26 moduli, la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva. Congiuntamente al collegamento sul convertitore statico, le stringhe saranno opportunamente collegate in parallelo a coppia nell'apposita morsettiera del convertitore; il numero di stringhe è valutato in funzione delle correnti in gioco.

Il design di impianto prevede l'utilizzo di inverter di stringa, ovvero unità statiche di conversione della corrente DC/AC caratterizzate da potenze nominali lato AC di 346 kVA e dotate di 12 MPPT, ciascuno con 2 ingressi. Ogni inverter, collocato in campo in testa ai tracker, è collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione, al trasformatore 0,80/36 kV, al quadro esercito alla tensione di 36 kV e a tutti gli apparati dedicati alla gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati. Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box tipo container di dimensioni pari a 6,06 x 2,44 x 2,90 m.

L'impianto fotovoltaico sarà completato dall'installazione di una cabina di interfaccia con control room, denominata SW Station, ubicata 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.) di dimensioni 16,45 x 4,00 x 3,00 m. Lo spazio all'interno del manufatto sarà organizzato in modo tale da avere un locale per il sezionamento e la protezione dei circuiti eserciti a 36 kV (collocamento del quadro generale esercito alla tensione di 36 kV), un locale dedicato all'installazione del trasformatore di spillamento 36/0,4 kV di potenza apparente pari a 100 kVA

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 il quadro generale di bassa tensione e l'armadio rack e, infine, un locale ufficio/deposito. L'utilizzo del locale sarà consentito al solo personale abilitato per lo svolgimento di attività tecniche nei limiti strettamente necessari al relativo espletamento, non prevedendo la presenza continuativa nello stesso.

Il quadro esercito alla tensione nominale di 36 kV collocato all'interno della cabina di interfaccia è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee 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.

L'impianto fotovoltaico 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, ecc.). 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.

Il campo fotovoltaico prevede la realizzazione di un sistema di viabilità interna e/o perimetrale che possa consentire in modo agevole il raggiungimento di tutti i componenti in campo, sia per garantire la sicurezza dell'opera, che per la corretta gestione nelle operazioni di manutenzione. L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di una recinzione perimetrale e dal sistema di illuminazione e videosorveglianza. Sono previsti due accessi carrabili costituiti da cancelli a due ante in pannellature metalliche di larghezza 3 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 30 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 40 metri lungo la recinzione perimetrale e su di essi saranno montati corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza.

I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati 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 36 kV e sarà veicolata verso il punto di elevazione 36/132 kV e 36/380 kV 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. L'impianto dovrà quindi essere connesso alla RTN in

alta tensione a 132/380 kV e l'elevazione della tensione di esercizio 36/132 kV e 36/380 kV avverrà nella nuova stazione elettrica come da STMG. La distanza tra l'impianto e la suddetta stazione elettrica prevede la realizzazione di un elettrodotto interrato con la posa di una terna di cavi idonei al trasporto di energia a 36 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 ai quadri di campo), 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 100 cm per quelli di alta 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 alta tensione con la stazione elettrica dove verrà eseguita l'elevazione della tensione di esercizio da 36 kV a 132/380 kV utili alla connessione dell'impianto alla RTN. Questi collegamenti, esterni all'area di impianto, saranno realizzati per quanto possibile sulla 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) e taglio dell'erba sottostante i pannelli. La frequenza delle suddette operazioni avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell'impianto. Le operazioni di taglio dell'erba saranno effettuate, secondo una tecnica già consolidata e comprovata in quasi dieci anni di esercizio di impianti fotovoltaici, che prevede l'accordo con i pastori locali per far pascolare nell'area di impianto greggi di pecore. Tale procedura, del tutto naturale, assicura ottimi risultati ed evita il ricorso a macchine di taglio o a diserbanti chimici. 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 scadenze programmate o su chiamata del gestore dell'impianto.

## 7. 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 mediante inverter di stringa. L'uscita di ciascun inverter sarà collegata all'interno della stazione di trasformazione, dove si provvederà alla trasformazione della tensione nominale di esercizio da bassa tensione 800 V (quella prodotta dall'inverter) alla tensione nominale di 36 kV. La stazione di trasformazione sarà pertanto composta da un trasformatore BT/AT, un quadro AT e dagli apparati ausiliari necessari al funzionamento ordinario dell'intero sistema. Ogni stazione di trasformazione gestirà un sottocampo; in totale sono previsti quattro sottocampi.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG LAGO
STAZIONI DI TRASFORMAZIONE	2
NUMERO TOTALE INVERTER	24
POTENZA NOMINALE INVERTER	346 kVA
TOTALE POTENZA AC IMPIANTO	8.304 kVA
TOTALE POTENZA AC LIMITATA	10.500 kW

*Tabella 4: caratteristiche di dimensionamento dell'impianto*

Occorre osservare che la potenza nominale apparente massima generata dall'impianto fotovoltaico vale, al punto di evacuazione identificato con la cabina di interfaccia, 8.304 kVA. La potenza nominale autorizzata e formalizzata attraverso la Soluzione Tecnica Minima Generale è di 10,5 MW. 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 i parametri di stringa in funzione dei parametri tecnici dei moduli fotovoltaici scelti. Per tale progetto il numero di moduli fotovoltaici per stringa sarà pari a 26 unità.



## 8. PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

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 720 W e dimensioni 2384 x 1303 x 33 mm, il modulo individuato è CanadianSolar modello Bifacial TOPBiHiKu7 CS7N-720TB-AG per il quale si evidenzia un'efficienza di conversione di circa il 23,2% (@STC). 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:

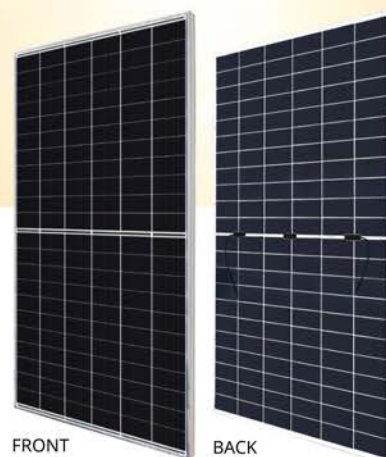
- neve e ghiaccio hanno un alto potere riflettente, quindi un Fattore di Albedo pari a 0,75;
- superfici chiare di edifici (in mattoni o vernici chiare) possono raggiungere anche lo 0,6;
- superfici scure di edifici (in mattoni o vernici scure) vedono un dato più ridotto (attorno allo 0,27).

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, ecc.).

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



## TOPBiHiKu7

N-type Bifacial TOPCon Technology

690 W ~ 720 W

CS7N-690 | 695 | 700 | 705 | 710 | 715 | 720TB-AG

### MORE POWER

- 720 W** Module power up to 720 W  
Module efficiency up to 23.2 %
- EXTRA POWER** Up to 85% Power Bifaciality,  
more power from the back side
- Excellent anti-LeTID & anti-PID performance.  
Low power degradation, high energy yield
- Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C,  
increases energy yield in hot climate
- Lower LCOE & system cost

### MORE RELIABLE

- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa,  
wind load up to 2400 Pa\*

**12**  
Years

**Enhanced Product Warranty on Materials  
and Workmanship\***

**30**  
Years

**Linear Power Performance Warranty\***

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 1%  
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001: 2015 / Quality management system  
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system  
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety  
IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA / CGC  
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)  
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary,  
and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the  
products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative  
to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions  
in which the products will be used.

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 22 years, it has successfully delivered over 110 GW of premium-quality solar modules across the world.

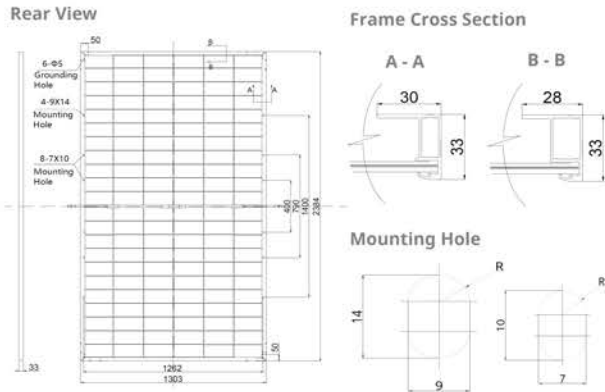
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

**CSI Solar Co., Ltd.**

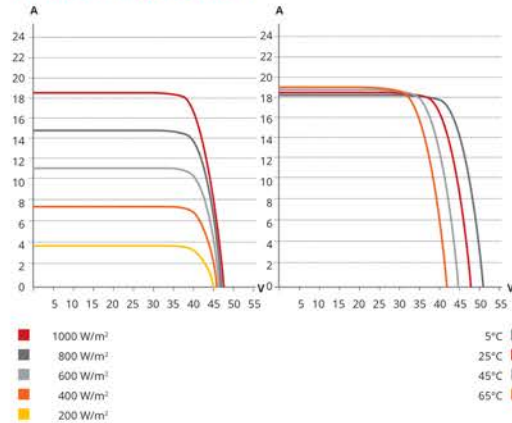
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, [www.csisolar.com](http://www.csisolar.com), [support@csisolar.com](mailto:support@csisolar.com)



## ENGINEERING DRAWING (mm)



## CS7N-695TB-AG / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-690TB-AG		690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
	Bifacial Gain**						
	5%	725 W	39.6 V	18.30 A	47.5 V	19.31 A	23.3%
	10%	759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	20.23 A	24.4%
CS7N-695TB-AG		695 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	22.07 A	26.7%
	Bifacial Gain**						
	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	19.22 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
CS7N-700TB-AG		700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
	Bifacial Gain**						
	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	19.26 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
CS7N-705TB-AG		705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
	Bifacial Gain**						
	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	19.31 A	48.1 V	20.39 A	25.0%
CS7N-710TB-AG		710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%
	Bifacial Gain**						
	5%	746 W	40.4 V	18.47 A	48.3 V	19.52 A	24.0%
	10%	781 W	40.4 V	19.35 A	48.3 V	20.45 A	25.1%
CS7N-715TB-AG		715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%
	Bifacial Gain**						
	5%	751 W	40.6 V	18.51 A	48.5 V	19.57 A	24.2%
	10%	787 W	40.6 V	19.39 A	48.5 V	20.50 A	25.3%
CS7N-720TB-AG		720 W	40.8 V	17.67 A	48.7 V	18.69 A	23.2%
	Bifacial Gain**						
	5%	756 W	40.8 V	18.55 A	48.7 V	19.62 A	24.3%
	10%	792 W	40.8 V	19.44 A	48.7 V	20.56 A	25.5%
CS7N-720TB-AG		720 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	22.43 A	27.8%
	Bifacial Gain**						
	5%	756 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	22.43 A	27.8%
	10%	792 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	22.43 A	27.8%

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM1.5 and cell temperature of 25°C.

\*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-690TB-AG		522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
	Bifacial Gain**	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
CS7N-695TB-AG		529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
	Bifacial Gain**	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A
CS7N-700TB-AG		537 W	38.2 V	14.06 A	45.7 V	14.99 A
	Bifacial Gain**	541 W	38.4 V	14.09 A	45.9 V	15.03 A
CS7N-705TB-AG		544 W	38.6 V	14.12 A	46.1 V	15.07 A
	Bifacial Gain**	548 W	38.8 V	14.15 A	46.3 V	15.11 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	360 mm (14.2 in) (+) / 200 mm (7.9 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Protection Class	Class II
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	80 %

\* Power Bifaciality =  $P_{max, rear} / P_{max, front}$ , both  $P_{max, rear}$  and  $P_{max, front}$  are tested under STC, Bifaciality Tolerance:  $\pm 5\%$

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 $\pm$ 3°C

## PARTNER SECTION



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, ecc.). 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. Lo *string-inverter* è ubicato di solito alla fine di una fila di *tracker* e fissato sul palo. L'*inverter* è installato all'aperto, e utilizza un sistema di raffreddamento ad aria "*smart air cooling*" in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un *derating* della potenza della macchina e un veloce invecchiamento dei componenti elettronici. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 346 kVA e presentano 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).

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG LAGO
NUMERO INVERTER PREVISTI	24
POTENZA APPARENTE MASSIMA AC	346 kVA
POTENZA ATTIVA MASSIMA AC ( $\cos \varphi = 1$ )	346 kW
European Efficiency	98,60 %

Tabella 5: caratteristiche principali dell'inverter

Per l'elevazione della tensione di uscita dall'inverter all'alta tensione per il collegamento alla SE, si provvederà all'installazione in campo di 2 stazioni di trasformazione di potenza apparente pari a 4.900 kVA.

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

Ogni unità di conversione statica sarà posizionata direttamente in campo e sarà collocata a ridosso degli inseguitori solari, fissati sui montanti piantati nel terreno.

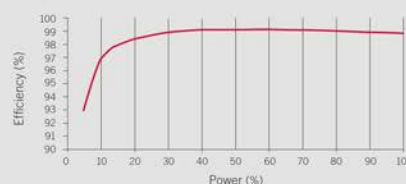
Gli inverter previsti per il progetto sono di marca "INGETEA" modello "INGECON SUN 350TL M12", in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limite in corrente continua pari a 1.500 V; nella seguente tabella se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

**INGECON**
**SUN**
**3Play TL M Series**

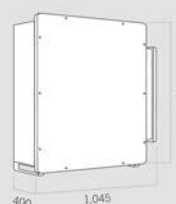
350TL M12	
800 V	
<b>Input (DC)</b>	
Operating voltage range	700 - 1,500 V
MPP voltage range	850 - 1,300 V
Maximum voltage	1,500 V
Maximum current per MPPT	45 A x 12
Number of inputs per MPPT	2
Number of MPPTs	12
<b>Output (AC)</b>	
Rated power	346 kVA
Maximum current	250 A
Ambient temperature for rated power	37 °C
Rated voltage	3 / PE, 800 V
Frequency	50 / 60 Hz
Type of grid	IT / TT
Power factor adjustable <sup>(1)</sup>	Yes, 0 - 1 (leading / lagging)
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(2)</sup>	<3%
<b>Efficiency</b>	
Maximum efficiency	99.05%
Euroefficiency	98.60%
<b>General information</b>	
Cooling system	Forced ventilation
Air flow	900 m <sup>3</sup> /h
Stand-by consumption	25 W
Operation temperature	-30 °C to 60 °C
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%
Protection class	IP66 / NEMA 4
Residual current monitoring unit	Yes
Maximum operating altitude	4,000 m.a.s.l. (for installations beyond 1,000 m.a.s.l., please contact Ingeteam's solar sales department)
Connection	AC connection: max. cross section: 400 mm <sup>2</sup> (one cable) DC connection: 6 mm <sup>2</sup> MC4-Evo <sup>2</sup> (10 mm <sup>2</sup> optional)
Marking	CE
EMC and safety standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, IEC60068-2-1:2007, IEC60068-2-2:20007, IEC60068-2-14:2009, IEC60068-2-30:2005, IEC62116, IEC61683 y EN50530
Grid connection standards	DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50439, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, P.O.12.3, BDEW, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, G99, VDE-AR-4110, NTS de REE, Directive EU 2016/631

**Notes:** <sup>(1)</sup> Extended adjustment range for nominal working points <sup>(2)</sup> For rated AC power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4.

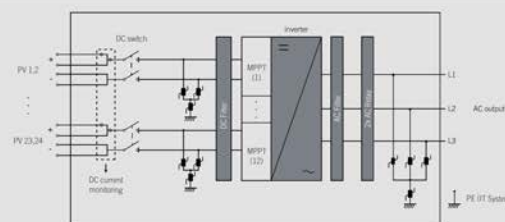
#### Efficiency INGECON® SUN 350TL M12



#### Size and weight (mm)



**350TL M12**  
150 kg.



**Ingeteam**

Specifications included in this datasheet could change without notice. Please contact Ingeteam's sales department in case of any queries.



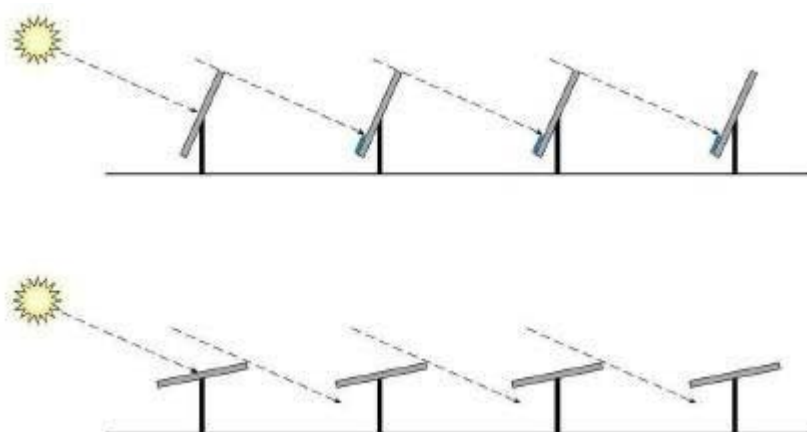
## STRUTTURE DI FISSAGGIO

Per lo sviluppo dell'impianto si farà ricorso a strutture costituite da inseguitori solari (tracker) di tipo mono assiale avente orientamento nord-sud e angolo di tilt pari a  $0^\circ$ . In pratica l'asse di rotazione delle strutture sarà parallelo al terreno e i moduli saranno liberi di ruotare attorno ad esso fino ad un'angolazione massima di  $\pm 60^\circ$  in direzione est-ovest. I moduli fotovoltaici saranno installati in fila doppia, configurazione  $2 \times N$ , e si prevede di sfruttare una doppia modularità composta da strutture ad una singola stringa (26 moduli) e a doppia stringa (52 moduli).

I tracker ad una singola stringa saranno realizzati in configurazione  $2 \times 13$ , due file da 13 moduli ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 18 metri.

I tracker a doppia stringa saranno realizzati in configurazione  $2 \times 26$ , due file da 26 moduli ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 35 metri.

L'inseguitore monoasse orizzontale, tramite dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud con una inclinazione (angolo di tilt) pari a  $0^\circ$ . I layout di campo con tracker orizzontali ad asse singolo sono molto flessibili. Il sistema di backtracking controlla e garantisce che una serie di pannelli non ombreggi altri pannelli adiacenti, soprattutto quando l'angolo di elevazione solare è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata, evitando situazioni di auto ombreggiatura tra i tracker, che potrebbero potenzialmente ridurre l'output del sistema.



*Figura 3: schematizzazione del funzionamento del sistema di backtracking*

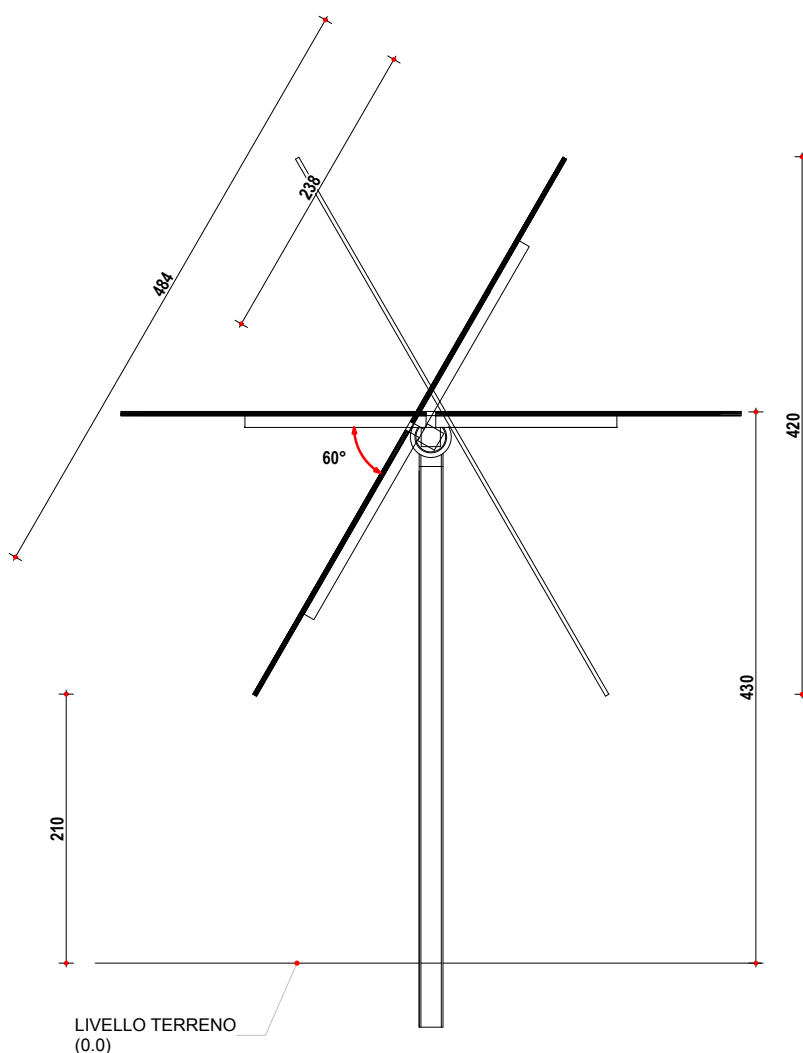
Il backtracking ruota l'apertura della matrice allontanandola dal Sole, eliminando gli effetti deleteri dell'auto ombreggiatura e massimizzando il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa caratteristica, l'interasse tra le stringhe può essere ridotto. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno rispetto a quelli che utilizzano soluzioni di tracciamento simili. L'assenza del cambiamento stagionale dell'inclinazione, cioè, il monitoraggio "stagionale", ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente di avere una struttura meccanica molto più semplice che rende il sistema intrinsecamente affidabile. Questo design semplificato si traduce in maggiore cattura di energia a un costo simile a quello di una struttura fissa. L'introduzione di una tecnologia di tracciamento economica ha facilitato lo sviluppo di sistemi fotovoltaici su scala industriale e con il potenziale miglioramento energetico, la produzione annuale è in grado di aumentare dal 15% al 35%.

Come già indicato, per l'impianto in oggetto si è optato per un sistema di strutture dotate di inseguitore solare (tracker), dove i moduli saranno fissati in doppie file su strutture collegate ad un asse di rotazione centrale che ne consentirà una rotazione est-ovest di  $\pm 60^\circ$  rispetto al piano orizzontale. L'altezza minima tra terreno e modulo sarà di 2,10 m per consentire il passaggio con continuità dei macchinari per la lavorazione e coltivazione del terreno. L'asse di rotazione dei moduli, ovvero il tubolare centrale in

acciaio, sarà installato ad una quota di circa 4,30 m dal piano campagna: in tal modo l'altezza massima dei moduli, corrispondente ad una inclinazione di  $60^\circ$ , sarà di circa 6,30 m. Il pitch, ovvero l'interasse tra i tracker, sarà di 10,30 m anche per garantire la lavorabilità del terreno tra i tracker.

La struttura di sostegno e fissaggio dei 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 con le 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'interasse dei pali in direzione longitudinale, ecc. sono puramente indicativi; per il valore corretto si rimanda ai relativi calcoli strutturali e alle prove strumentali sul campo.



*Figura 4: schematizzazione trasversale di un sistema tracker*

## STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI INTERFACCIA

All'interno del campo fotovoltaico saranno installate delle stazioni di trasformazione composte da un *box container* di dimensioni 6,06 x 2,44 x 2,90 m, ospitanti tutti gli apparati di gestione dell'energia proveniente dal generatore fotovoltaico. In totale sono previste 2 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. trasformatore BT/AT per l'elevazione della tensione nominale da 800 V, valore disponibile all'uscita degli inverter, alla tensione nominale di 36 kV, valore al quale verrà evacuata l'energia dal campo fotovoltaico verso la nuova SE;
2. quadro di alta 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 AT del campo.

Le stazioni di trasformazione previste per il progetto sono di marca "INGETEA" modello "INGECON SUN SST 4900K CON 20"; nella seguente tabella se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

INGECON		SUN		StringStation 1,500 Vdc	
		SST 4620 CON20	SST 4900 CON20	SST 6600 CON20	SST 7000 CON20
<b>AC Combiner Box</b>					
Rated power at 37 °C		1,520 kVA	1,900 kVA	5,600 kVA	5,928 kVA
Number of inverters		14	14	20	20
Inverter model		INGECON® SUN 330TL M12	INGECON® SUN 350TL M12	INGECON® SUN 330TL M12	INGECON® SUN 350TL M12
AC current at 37 °C		3,332 A	3,300 A	4,760 A	5,000 A
AC voltage		3 / PE, 800 V			
Frequency		50 / 60 Hz			
Overcurrent protection		Main circuit breaker			
AC max. cross section		400 mm²			
Cooling system		Forced air ventilation			
Protection degree		IP54			
<b>Step-up Transformer</b>					
Medium voltage		36 kV class, 50 / 60 Hz			
Cooling system		ONAN			
Minimum TFI (Peak Efficiency Index) <sup>1)</sup>		99%			
Installation		Readiness for outdoor installation			
<b>MV Switchgear</b>					
Medium voltage		24 kV / 36 kV			
Rated current		630 A			
Cooling system		Natural air ventilation			
Protection degree		IP54			
<b>General data</b>					
Operating temperature range		from -20 °C to +50 °C			
Relative humidity (non-condensing)		0 - 100 %			
Maximum altitude		4,500 m asl (power derating starting at 3,000 m asl)			
<b>Equipment</b>					
Auxiliary services panel		IP54 self-powered LV panel			
Step-up Transformer		Oil-immersed hermetically sealed transformer			
MV Switchgear		24 kV SMV as standard (31 kV as optional)			
<b>Mechanical information</b>					
Structure type		20 ft container			
Body dimensions w/ doors closed (W x D x H)		6,058 x 2,438 x 2,896 mm			
Body dimensions w/ doors open (W x D x H)		8,400 x 5,170 x 2,895 mm			
Weight		< 21 t			
Standards		IEC 62271-202, IEC 62271-203, IEC 60076			
<b>Note:</b> <sup>1)</sup> For European installations, ECI design according to the EU 540/2014 and EU 2019/783 standards.					

Ingeteam

Tabella 6: caratteristiche tecniche delle stazioni di trasformazione

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 AT 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 SE della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV “Montalto – Suvereto”. dove si procederà all'elevazione della tensione nominale da 36 a 380 kV.

Si prevede che il quadro AT della cabina di interfaccia sarà composto da sette scomparti e in esso saranno allocati i dispositivi di protezione AT e fotovoltaica, come l'SPG e l'SPI con i relativi dispositivi meccanici di apertura e sezionamento.

La cabina di interfaccia sarà posizionata in prossimità del cancello di ingresso del campo, in un punto facilmente identificabile e accessibile, e presenterà dimensioni indicative di 16,45 x 4,00 x 3,00 m.

## 9. 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 mm<sup>2</sup> 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 ecc., 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 mm<sup>2</sup>.

### IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE

L'impianto fotovoltaico sarà corredato di un sistema di illuminazione perimetrale realizzato con corpi illuminanti a led installati su pali di altezza fuori terra pari a 3 metri. L'accensione sarà comandata, tramite contattore, dal sistema antintrusione, in particolare la centrale invierà un segnale attraverso il quale si accenderanno le luci perimetrali. L'accensione sarà inibita durante il giorno mediante l'installazione di un dispositivo crepuscolare, inoltre, l'accensione potrebbe essere anche settorializzata in funzione della tipologia di allarme registrato dalla centrale antintrusione. I pali di illuminazione saranno installati ad una distanza tale da garantire un adeguato livello di illuminamento del campo, indicativamente la distanza tra un palo e l'altro può essere stimata in circa 40 metri, non è richiesta particolare uniformità nell'illuminazione delle zone di interesse. Su ciascun palo di illuminazione si provvederà all'installazione di un corpo illuminante a LED di potenza 38/46 W che sviluppa un flusso luminoso pari a 5220/5220 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 in castagno. Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate. La recinzione verrà arretrata di 5 m rispetto al confine del lotto, e in questa striscia verrà realizzata una fascia di schermatura, differente a seconda dei tratti, così come riportato nelle tavole allegate (opere di mitigazione).

In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto. Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali sagomati in legno di castagno, che garantiscono una maggiore integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 3 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari a 1 m. 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.

La rete metallica non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro, rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza 30 cm che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia.



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



*Figura 5: recinzione prevista a contorno del campo fotovoltaico*

## 10. ELETTRODOTTO E OPERE DI CONNESSIONE

### ELETTRODOTTO

Con il termine di elettrodotto ci si riferisce alla linea elettrica in cavo alla tensione nominale di esercizio di 36 kV (AT) che collega l'impianto in antenna con La nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 132 kV "Portomaggiore – Bando" e alla linea RTN a 380 kV "Ferrara Focomorto – Ravenna Canala", previa realizzazione dell'elettrodotto RTN 132 kV in cavo "Conselice – Voltana".

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. Siccome si dovrà procedere al taglio della sezione stradale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70 kg di calcestruzzo per m<sup>3</sup>. 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 3xL, 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 36 kV per il collegamento del satellite alla RTN costituisce impianto di utenza per la connessione.

### OPERE DI RETE

Al fine di garantire la continua e stabile immissione in rete dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione, oltre alle opere di connessione strettamente necessarie all'allaccio dell'impianto alla rete elettrica, si rende necessario la realizzazione e conduzione di opere di rete, tra cui potenziamenti della rete RTN.

In particolar modo, 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 36 kV per il collegamento del satellite alla RTN costituisce impianto di utenza per la connessione.

Secondo quanto previsto dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) elaborata da TERNA relativa alla modalità di connessione dell'impianto alla rete, il collegamento alla Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV, avverrà previa la realizzazione di una nuova stazione satellite.

Per i dettagli sulle opere di rete si rimanda a documentazione specialistica.