

# IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG GAROFANO SRL E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 70,89 MW - COMUNE DI FISCAGLIA (FE)

## Proponente

### EG GAROFANO S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI 22 – 20122 MILANO (MI) - P.IVA: 12460180966 – PEC: [eggarofano@pec.it](mailto:eggarofano@pec.it)

## Progettazione

### Ing. Antonello Rutilio

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: [incico@pec.it](mailto:incico@pec.it)

Tel.: +39 0532 202613 – email: [a.rutilio@incico.com](mailto:a.rutilio@incico.com)

## Collaboratori

### Ing. Lorenzo Stocchino

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: [incico@pec.it](mailto:incico@pec.it)

Tel.: +39 0532 202613 – email: [l.stocchino@incico.com](mailto:l.stocchino@incico.com)

## Coordinamento progettuale

### SOLAR IT S.R.L.

VIA ILARIA ALPI 4 – 46100 - MANTOVA (MN) - P.IVA: 02627240209 – PEC: [solarit@lamiapec.it](mailto:solarit@lamiapec.it)

Tel.: +390425 072 257 – email: [info@solaritglobal.com](mailto:info@solaritglobal.com)

## Titolo Elaborato

### RELAZIONE TECNICA DEL PROGETTO

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL02	23SOL14_PD_REL02.00-Relazione tecnico-descrittiva.docx	22/12/2023

## Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	22/12/2023	EMISSIONE PER PERMITTING	LBO	LST	ARU



COMUNE DI FISCAGLIA (FE)  
REGIONE EMILIA ROMAGNA



# RELAZIONE TECNICA DEL PROGETTO

## INDICE

1	INTRODUZIONE .....	1
2	NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO.....	2
3	DESCRIZIONE DEL SITO.....	4
	Ubicazione.....	4
	Analisi delle pendenze .....	5
	Profilo dell'orizzonte.....	7
	Risorsa solare.....	8
4	PROCEDURE DI CALCOLO.....	9
	Criterio generale di progetto.....	9
	Criterio di stima dell'energia prodotta.....	9
	Criterio di verifica elettrica.....	9
5	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO .....	11
	Componenti dell'impianto.....	17
	Moduli fotovoltaici.....	17
	Inseguitore monoassiale.....	20
	Quadri di stringa.....	21
	Inverter centralizzato .....	21
	Cabina di trasformazione.....	23
	Cablaggi .....	24
	Cavi BT .....	24
	Cavi MT.....	25
6	RISPARMIO COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE .....	26

## 1 INTRODUZIONE

Il presente elaborato “Relazione tecnica dell’impianto” descrive le caratteristiche e le metodologie utilizzate per il dimensionamento dell’impianto fotovoltaico, sito presso il comune di Fiscaglia (FE).

L’impianto avrà potenza nominale di picco pari a 70,89 MWp.

L’impianto sarà realizzato a regola d’arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e ribadito dal DM 37/08. Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro, sarà naturalmente rispettato quanto prescritto dal Testo unico sulla Sicurezza D.Lgs. 81/08.

Le caratteristiche dell’impianto, nonché di tutte le sue componenti, saranno in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare saranno conformi:

alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VV.F.;

alle prescrizioni ed indicazioni del Gestore di Rete e della Società Distributrice dell’energia elettrica;

alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

## 2 NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

- **CEI 82-25:** Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica
- **CEI EN 60904-1:** dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- **CEI EN 60904-2:** dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- **CEI EN 60904-3:** dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- **CEI EN 61215-1:** Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- **CEI EN 61215-2:** moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- **CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- **CEI EN 61730-1 (CEI 82-27):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.
- **CEI EN 61730-2 (CEI 82-28):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.
- **CEI EN 62108 (82-30):** moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- **CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- **CEI EN 50530 (CEI 82-35):** rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.
- **EN 62446 (CEI 82-38):** grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.
- **CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- **CEI 0-16:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- **CEI 0-21:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- **CEI 11-20:** impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- **CEI EN 50438;Ab (CEI 311-1):** prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.
- **CEI 64-8:** impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- **CEI EN 61439-1 (CEI 17-113):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Regole generali.
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali.
- **CEI 81-3:** valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico.
- **CEI 13-4;Ab:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

- **Delibera ARG/ELT n. 99-08 TICA:** testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).
- **DM 22/1/08 n. 37:** Regolamento concernente l'attuazione dell'art. 11 della Legge 2/12/05 (Riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti ex legge n° 46 del 5/3/1990 e relativo regolamento di attuazione.
- Legge n° 186 del 1/3/1968: Impianti elettrici.
- **D. Lgs. 81/2008:** Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro
- Codice di rete terna

### 3 DESCRIZIONE DEL SITO

#### Ubicazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento).

Le caratteristiche dell'impianto sono riassunte nella tabella sottostante

*Tabella 3-1 Caratteristiche impianto*

<b>Caratteristiche principali</b>	
Ubicazione	Italia, Emilia-Romagna
Potenza nominale (AC)	66,08 MWac
Potenza picco (DC)	70,89 MWdc
Rapporto DC/AC	1,07
<b>Caratteristiche civili</b>	
Area disponibile	68,58 ha
Ground coverage ratio (GCR)	61,5 %
Tipo di struttura	Inseguitore monoassiale
Distanza tra le file (pitch distance)	8 m
<b>Caratteristiche elettriche</b>	
Moduli PV (695.0 Wp)	101998
Cabina di trasformazione MT/BT (fino a 4400 kVA)	13
Cabina di trasformazione MT/BT (fino a 3300 kVA)	3
Numero di inverter (fino a 4400.0 kVA)	13
Numero di inverter (fino a 3300.0 kVA)	3



Figura 0-1 ubicazione- intervento su ortofoto

Si mostrano nella tabella sottostante le dimensioni di ogni area e la superficie disponibile per l'impianto:

Area	Area Recinzione [Ha]
Area 1	12.09 ha
Area 2	8.88 ha
Area 3	0.45 ha
Area 4	1.69 ha
Area 5	1.30 ha
Area 6	43.23 ha
Area ristretta	-
<b>TOTALE</b>	<b>67.64</b>

## Analisi delle pendenze

È stata fatta un'analisi topografica preliminare del terreno per studiare la disponibilità del terreno per la costruzione dell'impianto fotovoltaico.

La risoluzione della griglia dei dati di elevazione è di 30.0 m (direzioni Nord-Sud ed Est-Ovest). Questi dati sono stati forniti da Google Earth software (SRTM-30).

I risultati dell'analisi mostrano tre zone differenziate:

Zone dove la pendenza è inferiore al 5.00 %.

Zone dove la pendenza è tra il 5.00 % e 10.00 %.

Zone dove la pendenza è superiore al 10.00 %.

NOTA: le pendenze misurate sul sito durante l'esecuzione di un'analisi topografica dettagliata potrebbero essere maggiori delle pendenze ottenute usando i dati di Google Earth.

La mappa mostrata nella Figura sottostante rappresenta le pendenze del terreno, con i seguenti colori:

- Pendenze <5.00 %
- Pendenze >5.00 % e <10.00 %

- Pendenze >10.00 % e <15.00 %
- Pendenze >15.00 %

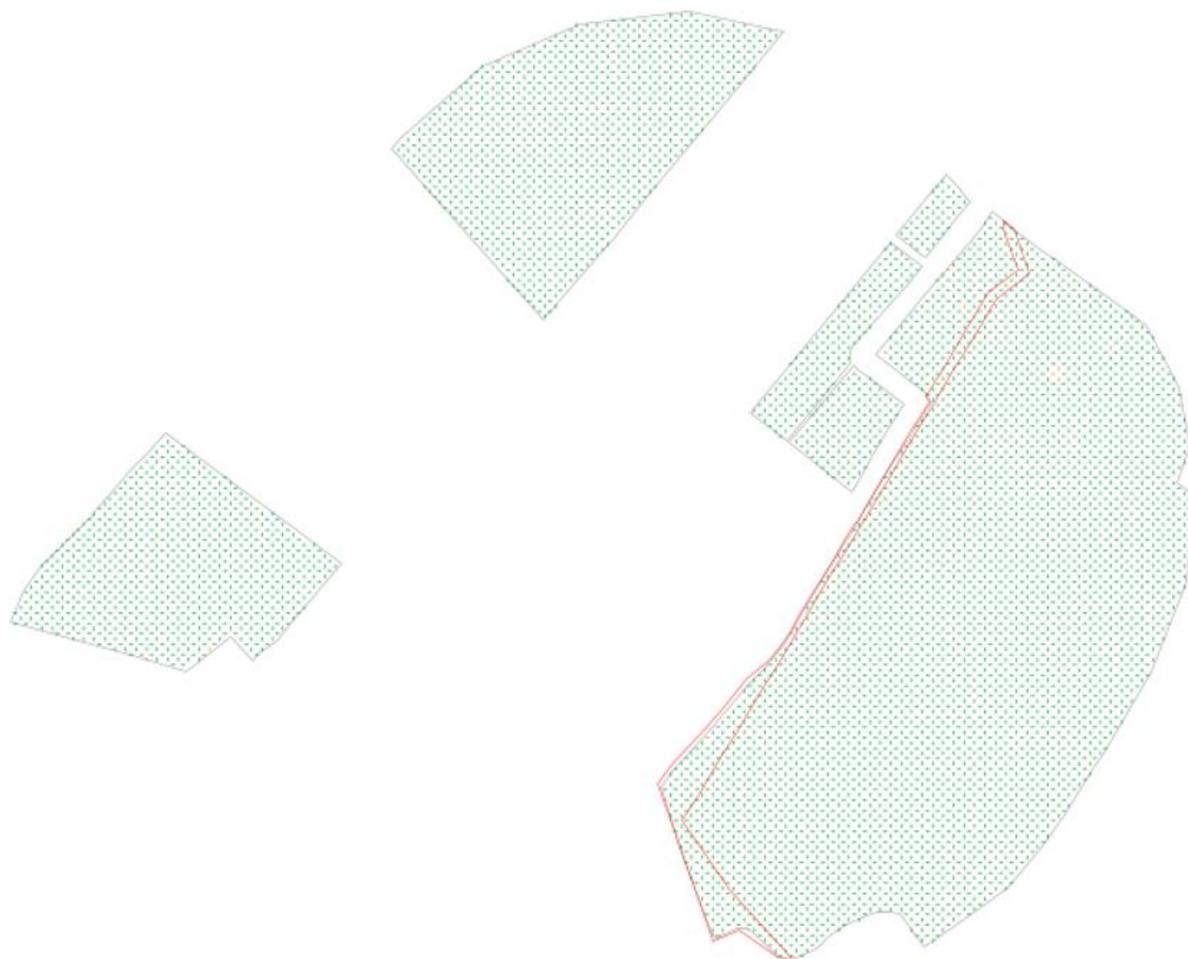


Figura 0-1: andamento delle pendenze nell'area

## Profilo dell'orizzonte

L'irraggiamento solare che raggiunge i moduli fotovoltaici cambierà se ci sono delle colline o delle montagne all'orizzonte. Questi ostacoli fisici bloccheranno la componente diretta dell'irradianza durante alcuni periodi della giornata ed avranno un impatto anche sulla componente diffusa. Pertanto, il profilo dell'orizzonte influisce direttamente sul rendimento energetico dell'impianto fotovoltaico.

La linea dell'orizzonte ha un'elevazione media di 0.5° ed un'elevazione massima di 1.1°. Durante l'anno, il sole sarà bloccato sulla linea dell'orizzonte per un totale di 55 ore. La fonte dei dati per la linea dell'orizzonte è PVGIS 5.2.

Le elevazioni bloccate sull'intero range di azimut sono mostrate nella Figura 0-1

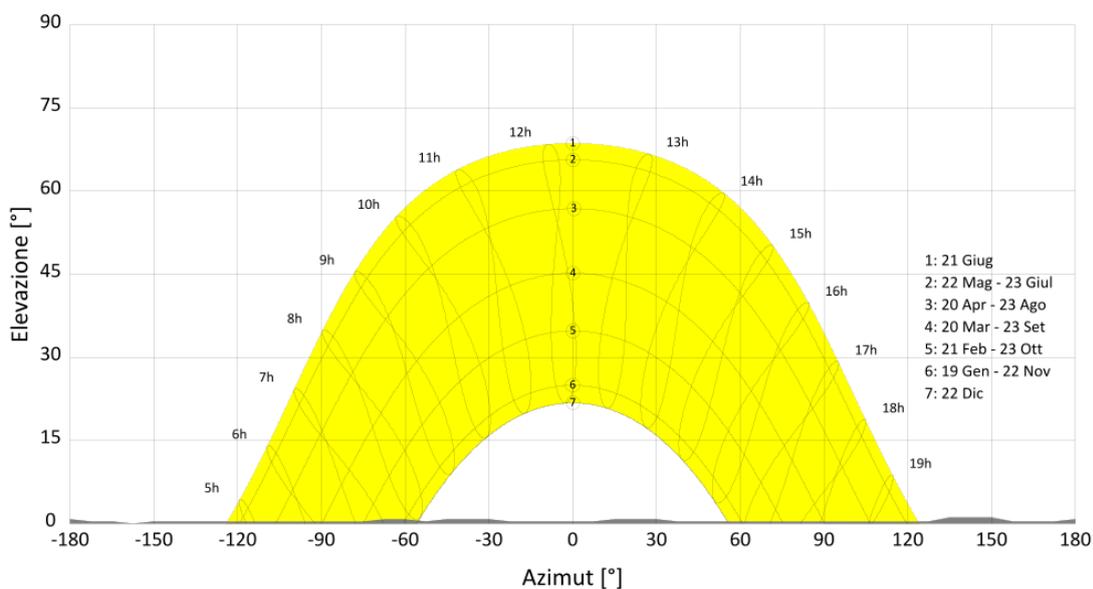


Figura 0-1: profilo dell'orizzonte (PVGIS 5.2)

## Risorsa solare

Lo scopo dell'analisi delle risorse solari è di fornire una stima dell'energia solare che l'impianto fotovoltaico riceverebbe durante un anno tipico.

La risorsa solare viene generalmente fornita da una serie di valori orari di irradiazione e temperatura, per un periodo di un anno. Questa serie è chiamata Typical Meteorological Year (TMY).

La fonte per generare la TMY è stato il database PVGIS. Include previsioni meteorologiche dal 2005 ad oggi (il periodo reale potrebbe variare in funzione dell'ubicazione) ed ha una risoluzione spaziale di 4 km per 4 km. L'incertezza dei dati del PVGIS database è compresa tra  $\pm 3\%$  to  $\pm 10\%$ , in funzione dell'ubicazione.

I valori di temperatura oraria trovati nel TMY rende i seguenti aggregati:

- Temperatura minima:  $-3.4\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- Temperatura massima:  $36.18\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- Temperatura media:  $15.54\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Mese	GHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	DHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	Temperatura
1	51.4	24.8	3.86 °C
2	73.1	29.4	3.45 °C
3	104.7	48.4	9.59 °C
4	160.0	61.4	14.58 °C
5	194.3	75.0	17.98 °C
6	212.2	76.8	24.91 °C
7	228.4	70.4	27.28 °C
8	195.3	62.6	25.24 °C
9	143.5	50.7	23.31 °C
10	89.8	41.9	17.26 °C
11	45.9	27.3	12.2 °C
12	42.7	21.4	6.11 °C
Anno	1541.4	590.1	15.48 °C

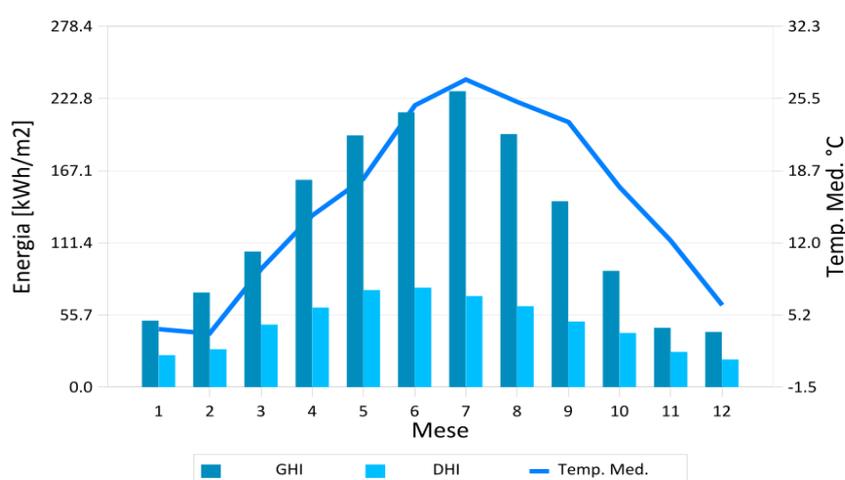


Figura 0-1: grafico della risorsa solare

## 4 PROCEDURE DI CALCOLO

### Critero generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

### Critero di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);

dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);

da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;

dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;

dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante le seguenti formule:

$$\text{Totale perdite standard [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

$$\text{Totale perdite con ottimizzatore [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- Perdite per riflessione;
- Perdite per ombreggiamento;
- Perdite per mismatching;
- Perdite per effetto della temperatura;
- Perdite nei circuiti in continua;
- Perdite negli inverter;
- Perdite nei circuiti in alternata.

### Critero di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

#### TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ( $V_{mppt \min}$ ).

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ( $V_{mppt \max}$ ).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di

funzionamento alla massima potenza.

**TENSIONE MASSIMA**

Tensione di circuito aperto, Voc, a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

**TENSIONE MASSIMA MODULO**

Tensione di circuito aperto, Voc, a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

**CORRENTE MASSIMA**

Corrente massima (corto circuito) generata, Isc, minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

**DIMENSIONAMENTO**

Dimensionamento compreso tra il 90 % e 150 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

## 5 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Come è noto, la tecnologia fotovoltaica consente la conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica, tale conversione avviene per mezzo delle celle fotovoltaiche che devono essere collegate elettricamente tra loro in serie e paralleli, andando a formare i moduli fotovoltaici, i quali dovranno essere esposti, per quanto, possibile perpendicolarmente alla radiazione solare al fine di massimizzare la produzione energetica. I moduli fotovoltaici possono essere utilizzati sia singolarmente (per caricare ad esempio una semplice batteria) che collegati tra loro in serie e paralleli così da formare stringhe e campi fotovoltaici. L'architettura degli impianti fotovoltaici utility scale (centrali fotovoltaiche) comprende tutti gli elementi in cui è possibile suddividere un impianto: cella, modulo, stringa, blocco, sottocampo e infine il campo.

Per l'impianto in esame, 26 moduli saranno collegati in serie a formare una stringa, più stringhe si collegheranno ai quadri di sottocampo di riferimento presenti in prossimità del campo FV. I quadri sono collocati in campo e collegati a un quadro di bassa tensione all'interno di uno skid insieme agli inverter centralizzati e agli altri apparati necessari per l'elevazione della tensione di esercizio fino a 30kV. Pertanto, ciascun quadro è poi collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione al trasformatore MT/BT, al quadro di media tensione e a tutti gli apparati dedicati alla gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati.

Si formeranno così 16 sottocampi che saranno collegati al quadro media tensione posto nella cabina di interfaccia a definire l'intero campo fotovoltaico.

<b>NUMERO MODULI</b>	101.998
<b>NUMERO STRINGHE</b>	3.923
<b>NUMERO INVERTER CENTRALIZZATI</b>	16
<b>NUMERO DI TRASFORMATORI</b>	16

<b>SOTTOCAMPO 1</b>	
N° pannelli totali	6474
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 6 stringhe 1 SB da 9 stringhe 3 SB da 13 stringhe 13 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	4499
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4347,7

<b>SOTTOCAMPO 2</b>	
N° pannelli totali	6396
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 4 stringhe 1 SB da 8 stringhe 1 SB da 10 stringhe 1 SB da 14 stringhe 14 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	4445
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2

Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4295,2

<b>SOTTOCAMPO 3</b>	
N° pannelli totali	4888
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 14 stringhe 3 SB da 8 stringhe 10 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	3397
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	3480
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	3282,6

<b>SOTTOCAMPO 4</b>	
N° pannelli totali	7306
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 7 stringhe 1 SB da 8 stringhe 2 SB da 13 stringhe 16 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	5078
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4906,3

<b>SOTTOCAMPO 5</b>	
N° pannelli totali	5590
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 6 stringhe 2 SB da 8 stringhe 2 SB da 14 stringhe 11 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	3885
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	3480

Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	3754,1
---	--------

<b>SOTTOCAMPO 6</b>	
N° pannelli totali	6682
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	3 SB da 6 stringhe 1 SB da 14 stringhe 15 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	4644
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4487,4

<b>SOTTOCAMPO 7</b>	
N° pannelli totali	6708
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 6 stringhe 2 SB da 12 stringhe 16 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	4662
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4504,7

<b>OTTOCAMPO 8</b>	
N° pannelli totali	6708
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 7 stringhe 2 SB da 6 stringhe 1 SB da 14 stringhe 15 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	4662
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4504,8

<b>SOTTOCAMPO 9</b>	
N° pannelli totali	6604
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 6 stringhe 1 SB da 12 stringhe 2 SB da 13 stringhe 14 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	4590
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4434,9

<b>SOTTOCAMPO 10</b>	
N° pannelli totali	6630
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 17 stringhe
Potenza DC (kWp)	4608
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4452,3

<b>SOTTOCAMPO 11</b>	
N° pannelli totali	4940
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 10 stringhe 12 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	3433
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	3480
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	3317,4

<b>SOTTOCAMPO 12</b>	
N° pannelli totali	6630
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 8 stringhe 1 SB da 14 stringhe

	2 SB da 7 stringhe 2 SB da 12 stringhe 13 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	4608
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4452,3

<b>SOTTOCAMPO 13</b>	
N° pannelli totali	6604
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 13 stringhe 2 SB da 9 stringhe 2 SB da 14 stringhe 13 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	4590
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4958,9

<b>SOTTOCAMPO 14</b>	
N° pannelli totali	6578
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 13 stringhe 16 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	4572
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4417,4

<b>SOTTOCAMPO 15</b>	
N° pannelli totali	6604
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 6 stringhe 1 SB da 9 stringhe 1 SB da 14 stringhe 15 SB da 15 stringhe

Potenza DC (kWp)	4590
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4435

<b>SOTTOCAMPO 16</b>	
N° pannelli totali	6656
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	1 SB da 6 stringhe 1 SB da 8 stringhe 1 SB da 9 stringhe 1 SB da 10 stringhe 1 SB da 13 stringhe 14 SB da 15 stringhe
Potenza DC (kWp)	4626
N° di inverter	1
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1.034,8
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.240,2
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	4640
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	4469,9

## Componenti dell'impianto

I componenti principali usati per convertire l'energia solare in elettricità sono:

- Moduli fotovoltaici, che convertono la radiazione solare in corrente continua.
- Inseguitore monoassiale, che serve da supporto e orienta i moduli fotovoltaici per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie dei moduli fotovoltaici durante il giorno.
- I quadri di stringa, che raggruppano l'uscita delle stringhe di moduli fotovoltaici, prima di raggiungere l'inverter.
- Inverter centrali, che convertono la DC dall'impianto solare ad AC.
- Trasformatori di potenza, che aumentano il livello di tensione da bassa a media tensione.
- Cabine di trasformazione MT/BT, che contengono la attrezzatura necessaria per convertire la corrente continua in corrente alternata.

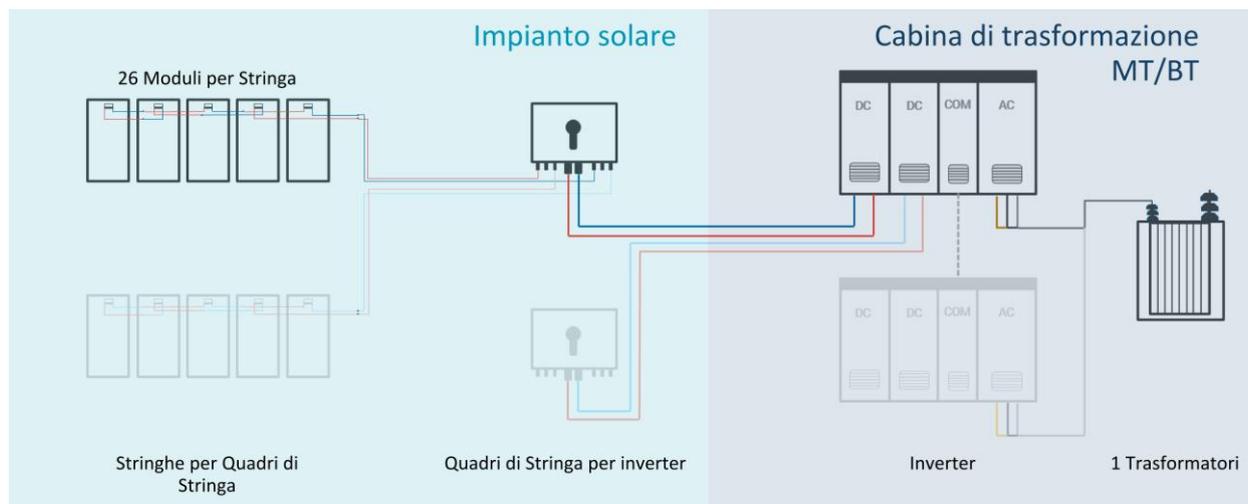


Figura 0-1: schema di configurazione el. semplificata

## Moduli fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico selezionato è il modello Bifacciale CS7N-695TB-AG 1500V, prodotto da CSI Solar Co., Ltd.. Ha una potenza picco di 695.0 W, e la tecnologia delle celle è Si-mono

Il modulo ha un fattore di bifaccialità di 80.00 %.



Preliminary Technical  
Information Sheet



FRONT

BACK

## TOPBiHiKu7

BIFACIAL TOPCON

650 W ~ 720 W

CS7N-650 | 655 | 660 | 665 | 670 | 675 | 680 | 685 | 690 |  
695 | 700 | 705 | 710 | 715 | 720TB-AG (IEC1000 V)

CS7N-650 | 655 | 660 | 665 | 670 | 675 | 680 | 685 | 690 |  
695 | 700 | 705 | 710 | 715 | 720TB-AG (IEC1500 V)

### MORE POWER



Module power up to 720 W  
Module efficiency up to 23.2 %



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): -0.30%/°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\*



Enhanced Product Warranty on Materials  
and Workmanship\*



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

### PRODUCT CERTIFICATES\*

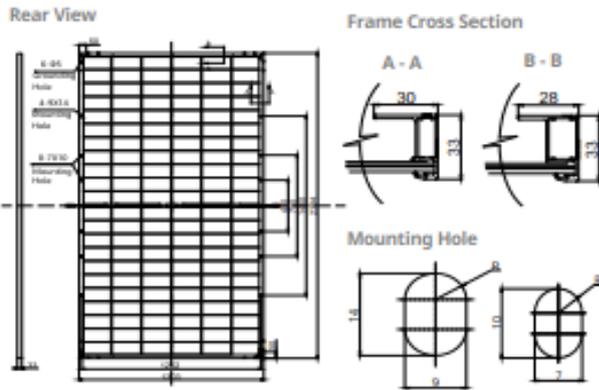
\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary,  
and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the  
products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative  
to confirm the specific certificates 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 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

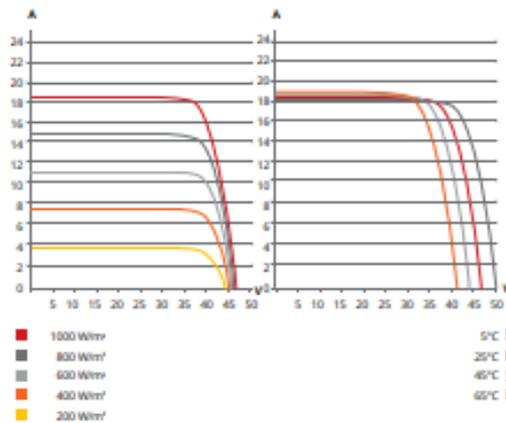
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd.  
333 Drummond Street, Carlton VIC 3053, Australia, sales.au@csisolar.com, www.csisolar.com/au

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS7N-680TB-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-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%	
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	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%
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	20.22 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%
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	20.27 A	48.1 V	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%
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	20.32 A	48.3 V	20.45 A	25.1%
	20%	852 W	40.4 V	21.11 A	48.3 V	22.31 A	27.4%
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	20.36 A	48.5 V	20.50 A	25.3%
	20%	858 W	40.6 V	21.16 A	48.5 V	22.37 A	27.6%
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	20.41 A	48.7 V	20.56 A	25.5%
	20%	864 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/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3% (Pmax).  
\*\* 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**

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
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 5 W
Power Bifaciality*	80 %

\* Power Bifaciality = Pmax<sub>back</sub> / Pmax<sub>front</sub>, both Pmax<sub>back</sub> and Pmax<sub>front</sub> are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 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.

**Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd.**

333 Drummond Street, Carlton VIC 3053, Australia, sales.au@csisolar.com, www.csisolar.com/au

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-695TB-AG	525 W	37.6 V	13.97 A	45.1 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	528 W	37.8 V	14.00 A	45.3 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	532 W	37.9 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A
CS7N-710TB-AG	536 W	38.1 V	14.06 A	45.7 V	14.99 A
CS7N-715TB-AG	540 W	38.3 V	14.09 A	45.8 V	15.03 A
CS7N-720TB-AG	544 W	38.5 V	14.12 A	46.0 V	15.07 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup> 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 mm <sup>2</sup> (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2A/xy, PV-KBT4-EVO2A/xy (IEC 1500V)
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	561 pieces

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

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.30 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



### Inseguitore monoassiale

I moduli solari PV saranno montati su inseguitori solari monoassiali orientati Nord-Sud, integrati su strutture metalliche che combinano parti di acciaio zincato con parti in alluminio, formando una struttura fissa a terra.



*Figura 0-2 esempio di inseguiteo monoassiale*

Gli inseguitori monoassiali sono stati progettati per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie del pannello fotovoltaico. Il sistema di monitoraggio è costituito da un dispositivo elettronico in grado di seguire il sole durante il giorno

Caratteristiche dell'inseguitore monoassiale	
Modello	SF7 Bi-Facial
Produttore	Soltec
Tecnologia	Single-row
Configurazione	2P
Angoli limite d'inseguimento	+60 / -60 °
Distanza tra le file (pitch distance)	8,0 m
Altezza del punto più basso	0.5 m
Progettati per moduli	BIFACIAL
Distanza aggiuntiva per il motore	500.0 mm
Distanza aggiuntiva per travi di torsione	152.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	5.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione pitch	0.0 mm

Stringhe per struttura	Moduli per struttura	Lunghezza	Quantità
3	78	51.51 m	1140
1	26	17.5 m	355
2	52	34.5 m	74

## Quadri di stringa

I quadri di stringa raccolgono l'energia generata dal array DC, collegando in parallelo le stringhe all' inverter e fornendo protezione elettrica per il campo fotovoltaico. Per far corrispondere il numero di ingressi dell'inverter, diverse stringhe in parallelo saranno concentrate in modo da funzionare come un unico circuito. Le scatole di derivazione devono essere installate con un fusibile per stringa per proteggere ogni array. Verranno installati scaricatori di sovratensione in DC ed un interruttore DC verrà posizionato nella linea di uscita. Inoltre, è possibile installare un sistema di comunicazione per monitorare la corrente e la tensione della stringa.



Figura 0-3: Esempio di quadro di stringa

I quadri di stringa saranno installati in una posizione ombreggiata e saranno facilmente accessibili per facilitare le lavori di manutenzione. Saranno posizionati dietro i moduli fotovoltaici e, se possibile, utilizzando i pali di strutture esistenti, in modo che rimangano ombreggiati e protetti da danni causati dalla pioggia o da altri fenomeni atmosferici.

Quadro di stringa	Quantità	Ingressi	Potenza	Corrente del fusibile	Corrente dell'interruttore	Protezione di sovraccarico
1	224	15 stringhe	271.1 kW	30 A	100 A	Si
2	11	6 stringhe	108.4 kW	30 A	100 A	Si
3	10	14 stringhe	253.0 kW	30 A	100 A	Si
4	10	13 stringhe	234.9 kW	30 A	100 A	Si
5	9	8 stringhe	144.6 kW	30 A	100 A	Si
6	5	9 stringhe	162.6 kW	30 A	100 A	Si
7	4	12 stringhe	216.8 kW	30 A	100 A	Si
8	4	7 stringhe	126.5 kW	30 A	100 A	Si
9	3	10 stringhe	180.7 kW	30 A	100 A	Si
10	1	4 stringhe	72.3 kW	30 A	100 A	Si

## Inverter centralizzato

L'inverter converte la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata. È composto dai seguenti elementi:

- Uno o più stadi di conversione di potenza da DC ad AC, ciascuno dotato di un sistema di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT). Il MPPT varierà la tensione del array DC per massimizzare la produzione in base alle condizioni operative.

- Componenti di protezione contro alte temperature di lavoro, sovratensione e sottotensione, bassa o alta frequenza, corrente minima di funzionamento, mancanza di rete del trasformatore, protezione anti-isola, comportamento contro i vuoti di tensione, ecc. Oltre alle protezioni per la sicurezza del personale.
- Un sistema di monitoraggio, che ha la funzione di trasmettere i dati relativi al funzionamento dell'inverter al proprietario (corrente, tensione, potenza, ecc.) e dati esterni dal monitoraggio delle stringhe nell'array DC (se c'è un sistema di monitoraggio delle stringhe).

Nelle tabelle seguenti si mostrano le caratteristiche dei 2 inverter utilizzati in questo progetto.

### Caratteristiche dell'inverter 1

#### Caratteristiche principali

Modello	SG4400UD
Tipo	CENTRAL
Produttore	Sungrow
Massima efficienza di conversione da DC ad AC	98.67 %

#### Ingresso (DC)

Gamma di tensione di ricerca MPPT	895 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V

#### Uscita (AC)

Potenza nominale	4400.0 kVA
Potenza nominale 30 °C (datasheet)	5060.0 kVA
Potenza nominale 50 °C (datasheet)	4400.0 kVA
Tensione in uscita	630 V
Frequenza in uscita	50 Hz

### Caratteristiche dell'inverter 2

#### Caratteristiche principali

Modello	SG3300UD
Tipo	CENTRAL
Produttore	Sungrow
Massima efficienza di conversione da DC ad AC	98.66 %

#### Ingresso (DC)

Gamma di tensione di ricerca MPPT	895 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V

#### Uscita (AC)

Potenza nominale	3300.0 kVA
Potenza nominale 30 °C (datasheet)	3795.0 kVA
Potenza nominale 50 °C (datasheet)	3300.0 kVA
Tensione in uscita	630 V
Frequenza in uscita	50 Hz

### Cabina di trasformazione

Le cabine di trasformazione MT/BT sono piattaforme all'esterno. La tensione dell'energia raccolta dal campo solare viene aumentata a un livello superiore, allo scopo di facilitare l'evacuazione dell'energia generata. I trasformatori di potenza saranno posizionati nella cabina di trasformazione.

Le cabine sono del tipo Skid aperto.

Gli inverter ed i trasformatori di potenza saranno posizionati nella cabina di trasformazione.

Nella figura seguente si mostra un esempio di cabina:



*Figura 0-4: esempio di cabina di trasformazione*

La cabina prevista è di tipo prefabbricato ed è appoggiata su una platea in cemento armato da gettare in opera. La cabina è dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice, alimentate da apposito quadro BT installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 30 kV, guanti di protezione 30 kV, estintore etc.).

I quadri di campo saranno installati all'esterno sotto le strutture dei tracker e prevederanno un fusibile, un sezionatore e un SPD.

La struttura è un preassemblato della Sungrow e include:

- Inverter centralizzato con protezioni CC/CA
- Trasformatore MT/BT 30/0,63 kV ONAN
- Cella di media tensione
- Quadro di distribuzione ausiliaria

In totale saranno previste 16 cabine.

I diversi tipi di cabine di trasformazioni in base alla configurazione AC si mostrano nella tabella seguente:

Cabina di trasformazione	Quantità	Num. Inverters	Configurazione trasformatori	Cortocircuito (Zcc)
1	13	1(4.4 MVA)	1 trasformatore a due avvolgimenti di 4.4 MVA	0.080
2	3	1(3.3 MVA)	1 trasformatore a due avvolgimenti di 3.3 MVA	0.080

Cabina di trasformazione	Quantità	Num. Inverters	Potenza AC	Potenza DC	Rapporto DC/AC
1	1	1	4.333 MW	5.078 MW	1.172
2	1	1	4.333 MW	4.662 MW	1.076
3	1	1	4.333 MW	4.662 MW	1.076
4	1	1	4.333 MW	4.644 MW	1.072
5	1	1	4.333 MW	4.626 MW	1.068
6	1	1	4.333 MW	4.608 MW	1.063
7	1	1	4.333 MW	4.608 MW	1.063
8	1	1	4.333 MW	4.59 MW	1.059
9	1	1	4.333 MW	4.59 MW	1.059
10	1	1	4.333 MW	4.59 MW	1.059
11	1	1	4.333 MW	4.572 MW	1.055
12	1	1	4.333 MW	4.499 MW	1.038
13	1	1	4.333 MW	4.445 MW	1.026
14	1	1	3.25 MW	3.885 MW	1.195
15	1	1	3.25 MW	3.433 MW	1.056
16	1	1	3.25 MW	3.397 MW	1.045

## Cablaggi

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame o alluminio con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC;

## Cavi BT

I pannelli fotovoltaici sono generalmente già dotati di scatola di giunzione stagna e non apribile; in uscita dalla scatola sono collegati i cavi di lunghezza opportuna, terminati con spine di tipo MULTI-CONTACT. I collegamenti elettrici della singola stringa saranno realizzati utilizzando questi stessi cavi già in dotazione ai pannelli fotovoltaici. I cavi tra i moduli a formare le stringhe saranno posati opportunamente e fissati alla struttura tramite fascette.

I cavi BT AC saranno direttamente interrati in trincea. La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune. La profondità minima di posa dei tubi deve essere tale da garantire almeno di 0.5 m, misurato dall'intradosso del tubo. I cavi saranno posati con formazione a trifoglio, considerando il caso più gravoso in termini di posa, si avranno 16 terne nello stesso scavo. Per evitare una eccessiva riduzione della portata, le terne verranno posate in 2 file verticali da 8, con distanza orizzontale di 25mm tra ogni terna e distanza verticale di 50mm tra le file.

Le sezioni sono state dimensionate considerando una portata adeguata al trasferimento della massima potenza dell'impianto, con cadute di tensione sotto il 1,5%.

Per i tratti in corrente continua Modulo-Combiner box sono stati previsti i cavi solari H1Z2Z2-K con sezione  $6\text{mm}^2$ ; per i tratti in corrente continua Combiner box-Inverter invece sono stati previsti cavi unipolari FG16R16 con sezione  $240\text{mm}^2$  e  $300\text{mm}^2$ .

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde;
- Conduttore di neutro: blu chiaro;
- Conduttore di fase: grigio / marrone;
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-".

#### **Cavi MT**

I cavi AT saranno direttamente interrati in trincea. La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune, la profondità minima di posa deve essere tale da garantire almeno 1 m, misurato dall'intradosso del cavo.

Per calcolare la sezione di cavo, sono stati considerati la caduta di tensione, la capacità di carico di corrente e la corrente di cortocircuito. La caduta di tensione massima consentita è stata 0.5%.

Il cavo previsto è un RG16H1R12 un cavo unipolare in rame

Le trincee avranno profondità di almeno 800mm, mentre la separazione orizzontale nei tratti in cui è prevista sarà pari a 200mm.

Per il collegamento tra cabine di trasformazione del campo fotovoltaico e cabina di interfaccia, si prevederanno cavi con sezione pari a  $185\text{mm}^2$ .

Per il collegamento tra cabina di interfaccia e SSE saranno utilizzati cavi di sezione pari a  $300\text{mm}^2$  con 2 conduttori per ogni fase.

## 6 RISPARMIO COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia) risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

La produzione energetica dell'impianto del primo anno pari a 110 GWh e la perdita di efficienza annuale a 0.24 %, tenendo conto della vita media dell'impianto (circa 25 anni), si può ottenere una produzione di energia pari a 2816 GWh.

Tabella 6-1: Calcolo del risparmio di combustibile

STIMA RISPARMIO COMBUSTIBILE	Tonnellate Equivalenti Petrolio [TEP]
Fattore di conversione energia elettrica in energia primaria (TEP/MWh)	0,187
Stima energia elettrica prodotta (GWh)	110
TEP risparmiate in un anno	21.879
TEP risparmiate in 25 anni	656.370

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra, quali CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> e polveri:

Tabella 6-2: Stima delle emissioni evitate nell'arco della vita utile dell'impianto

EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA	CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera (g/kWh)	400,4	0,35	0,07	0,005
Emissioni evitate in un anno (t)	46846,8	40,95	8,19	0,585
Emissioni evitate in 25 anni (t)	1171170,0	1023,8	204,8	14,6