



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DENOMINATO
"VARNA SOLAR"
DI POTENZA COMPLESSIVA PARI A 45,019 MW, POSIZIONATO A TERRA,
SITO IN CONTRADA PULVIRENTI, COMUNE DI Belpasso (CT)
E TRA LE CONTRADE FONTANAZZA, BLANCO E FIUMAZZO, COMUNE DI CATANIA (CT)

OGGETTO

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO

**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA E STIMA DELLA
PRODUCIBILITA'**

Codice elaborato	Data	Livello progettazione	Emesso	Verificato	Approvato	REV.
04-VRNS-PD-00	NOV. 2022	DEFINITIVO	E-PRIMA S.R.L. ING. G. VICINO	E-PRIMA S.R.L. ING. G. VICINO	VARNA SOLAR S.R.L..	00

Società proponente

Timbri e firme

gncr

ITALIA
HOLDING

Varna Solar SRL

VARNA SOLAR S.R.L.
Via Michelangelo Buonarroti 39
20145 Milano (MI)
P.iva 11944700969
Pec: varnasolarsrl@legalmail.it

Progettazione

Timbri e firme



E-PRIMA

E-PRIMA S.R.L.
Via Manganelli 20/G
95030 Nicolosi (CT)
tel:095914116 - cell:3339533392
email:info@e-prima.eu

INDICE GENERALE

1	Premessa	3
2	Committente.....	3
3	Localizzazione ed inquadramento catastale del sito di installazione.....	3
4	Descrizione sintetica dell'impianto agrovoltaiico	4
5	Connessione alla RTN	5
6	Criteri adottati per le scelte progettuali	5
7	Normativa di riferimento	6
8	Caratteristiche prestazionali dei materiali.....	7
8.1	Moduli fotovoltaici	7
8.2	Inseguitori Monoassiali.....	9
8.3	Strutture fisse.....	9
8.4	Conversione statica cc/ca – inverter di stringa	10
8.5	Cabine elettriche	12
8.5.1	Cabine di trasformazione.....	12
8.5.2	Cabina di raccolta	13
8.6	protezione generale e protezione di interfaccia	13
8.7	Cavi elettrici	14
9	Punto vendita	15
10	impianto agrovoltaiico – caratteristiche di dettaglio	16
10.1	potenza di picco.....	16
10.2	potenza nominale.....	16

RELAZIONE TECNICA GENERALE

10.3	Generatore in corrente continua	16
10.4	Campi fotovoltaici	17
10.5	Definizione sottocampi	19
10.6	Configurazione inverter	21
10.7	Sezioni	22
10.8	Trasformazione BT/MT	22
10.9	SSE utente	23
11	Dimensionamento e producibilità	24
11.1	Effetto fotovoltaico	24
11.2	Irraggiamento sul piano dei moduli	25
11.3	Perdite di sistema	26
11.4	Producibilità	28
12	Misure di protezione e sicurezza	29
12.1	Protezione dai contatti diretti	29
12.2	Protezione dai contatti indiretti	29
12.3	Protezione combinata dai contatti diretti e indiretti	29
12.4	Protezione dei circuiti dalle sovracorrenti e sezionamento	30
12.5	impianto di messa a terra	30
13	compatibilita' elettromagnetica (EMC)	30
14	verifiche tecnico - funzionali (collaudo)	31

1 PREMESSA

La presente relazione è tesa a definire gli aspetti tecnici relativi ad un impianto agrovoltaico denominato "Varna Solar" di potenza di generazione pari a 45,01932MWp, potenza nominale pari a 45,01932MW e potenza in immissione pari a 45 MW, da installare nei comuni di Catania (CT) e Belpasso (CT). Verranno forniti tutti i documenti e gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto definitivo alle finalità dell'intervento.

2 COMMITTENTE

Società: VARNA SOLAR S.R.L.

Sede legale: Via Michelangelo Buonarroti 39 – 20145 Milano (MI)

P.IVA 11944700969

3 LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO CATASTALE DEL SITO DI INSTALLAZIONE

Sito di installazione: Comuni di Catania (CT) e Belpasso (CT).

Coordinate geografiche: Lat. 37°27'10.34"N, Long 14°57'26.02"E

Quota altimetrica media: 42 m s.l.m

Sull'ortofoto seguente si riporta il poligono delle aree di progetto relative all'impianto

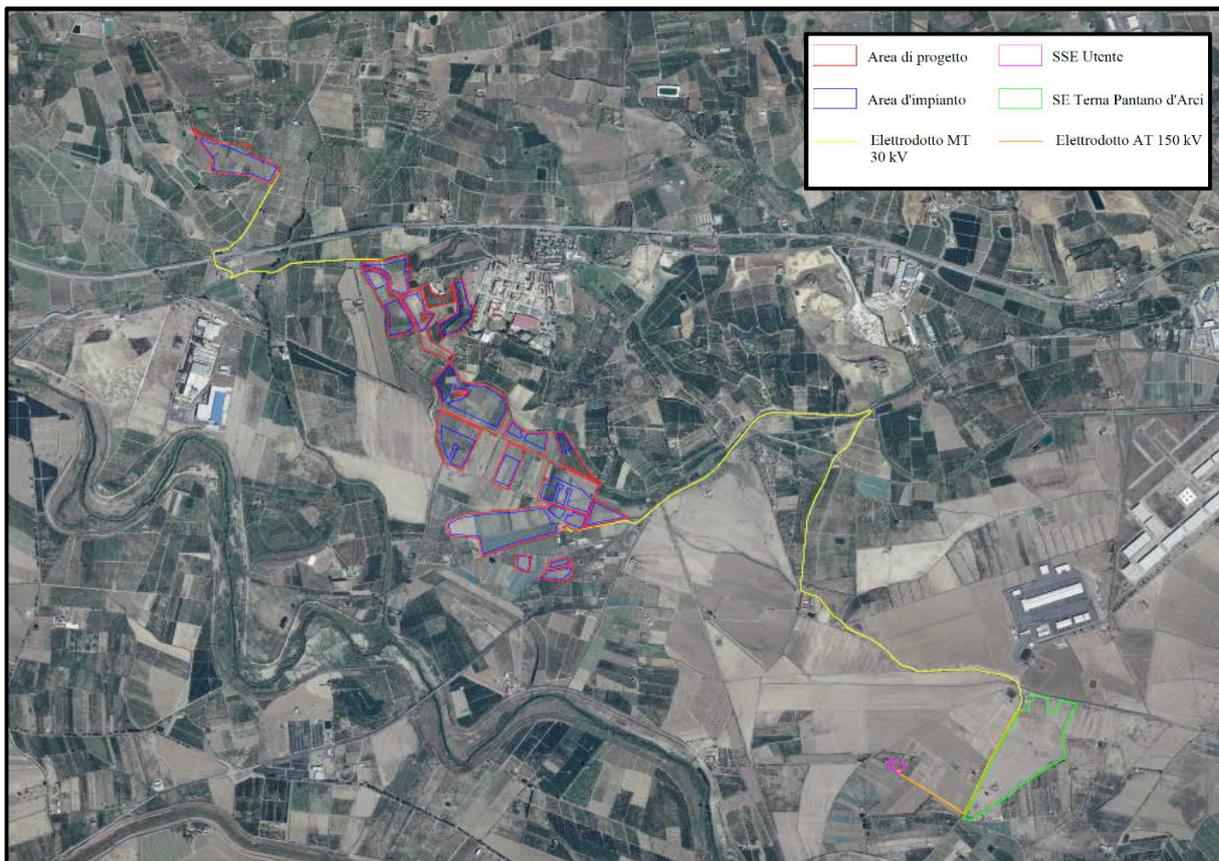


Figura 1 - Ortofoto con evidenza del poligono dell'area di progetto

L'area di progetto, la cui superficie è pari a 114 ha è caratterizzata da un andamento pianeggiante; parte incolta e in parte coltivata. Essa è censita all'interno del Nuovo Catasto Terreni (N.C.T.) del comune di Catania (CT) e Belpasso (CT), e ricade nei seguenti fogli catastali di seguito elencati:

Comune	Fogli
Catania	43,44
Belpasso	95

Per maggiori approfondimenti circa le particelle catastali interessate dall'intervento si rimanda al piano particellare grafico e tabellare allegato.

4 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

Dati generali dell'impianto agrovoltaiico:

- ✚ Numero di moduli fotovoltaici: 64.776 MF
- ✚ Tipologia di modulo fotovoltaico: Jolywood JW-HD132N
- ✚ Potenza modulo fotovoltaico: 695 W
- ✚ Potenza di generazione dell'impianto: 45,019326MW_p
- ✚ Inverter utilizzati: Huawei SUN 2000 - 215 KTL – H3

- ✚ Numero di inverter: 262
- ✚ Connessione alla rete elettrica: AT (150 kV)

Tipologia di installazione:

L'impianto verrà realizzato utilizzando principalmente inseguitori monoassiali; ove l'orografia del terreno non permette l'installazione dei suddetti inseguitori verranno installate strutture fisse. Si può pertanto definire la tipologia di installazione come di seguito.

- ✚ Impianto a terra con:
 - inseguitori solari mono-assiali in configurazione 2P (sottocampi 1-23)
 - Strutture fisse - Tilt 30° - Azimut 0° (Sottocampo 24)

Dati generali producibilità annua stimata:

- ✚ Potenza installata: 45,019326 MWp
- ✚ Esposizione del generatore fotovoltaico:
 - Inseguitori solari mono-assiali con allineamento N-S
 - Strutture fisse - Tilt 30° - Azimut 0°
- ✚ Rendimento energetico impianto stimato: 85,66 %
- ✚ Producibilità specifica, per il 10° anno: 1.743 kWh/KWp/anno
- ✚ Producibilità totale impianto, per il 10° anno: 78472 MWh/anno

5 CONNESSIONE ALLA RTN

Il progetto è ad oggi riferito al Preventivo di connessione TERNA avente codice pratica 202001021. Tale soluzione prevede la connessione in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della futura stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN di Pantano d'Archi (previo ampliamento della stessa) da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Paternò – Priolo", di cui al Piano di Sviluppo Terna.

L'impianto di produzione sarà collegato alla costruenda RTN Pantano d'Archi tramite una nuova stazione elettrica utente (SSE), che permetterà l'innalzamento della tensione da 30 kV a 150 kV.

6 CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI

Il presente progetto definitivo nasce a valle di verifiche progettuali inerenti alla fattibilità dell'intervento dal punto di vista tecnico-economico.

I criteri seguiti per la progettazione dell'impianto e delle strutture sono in linea con gli usali criteri di buona tecnica e di regola dell'arte applicati conformemente alle normative obbligatori vigenti.

In particolare, la progettazione è stata condotta conformemente alle disposizioni del D.M. 05/05/2011 e s.m.i. "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica solare, in attuazione dell'articolo 7 del D.Lgs. del 29/12/2003, n. 387" come integrate dalle deliberazioni dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas.

7 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L'impianto agrovoltaiico e i relativi componenti rispettano, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle norme tecniche si seguite elencate.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete e le delibere dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas, riportanti disposizioni applicative per la connessione ed esercizio di impianto fotovoltaici collegati alla rete elettrica pubblica.

Si precisa che l'elenco sotto riportato non è da intendersi esaustivo; ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili ove di pertinenza.

❖ Norme CEI:

- ✚ CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- ✚ CEI 64-8 parte 7, sezione 712: i sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione;
- ✚ CEI 11-20;V1: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- ✚ CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) – caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- ✚ CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- ✚ CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione;
- ✚ CEI EN 60439-1 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
- ✚ CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- ✚ CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini;
- ✚ CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✚ UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici; dati climatici;
- ✚ CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica – composizione, precisione e verifica;
- ✚ CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.);

8 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI

L'impianto fotovoltaico è sostanzialmente un impianto elettrico, collegato alla rete di distribuzione locale. Questo tipo di impianti, come previsto dallo stesso D.M. 5-5-2011 e s.m.i., presentano un alto livello di regolamentazione tecnica obbligatoria, sia a riguardo dell'architettura della progettazione (documenti obbligatori, caratteristiche del progetto, ecc.), sia a riguardo dei materiali da utilizzare (compatibilità elettrica ed elettromagnetica, marchi di qualità, prestazioni, ecc.).

Le scelte dei materiali impiegati, quindi, sono correlati a questo quadro normativo obbligatorio che può essere considerato "standardizzato", il quale di per sé garantisce un'elevata qualità costruttiva e prestazionale dei materiali utilizzati.

8.1 MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici presenti oggi sul mercato possono essere distinti in:

- ✚ Moduli in silicio policristallino;
- ✚ Moduli in silicio monocristallino;

Il modulo fotovoltaico scelto è un modulo in silicio monocristallino modello JW-HD132N del produttore Jollywood, con potenza massima pari a 695 Wp, tensione di circuito aperto pari a 47 V e corrente di cortocircuito pari a 18.76 A.

La superficie complessiva occupata dai 64.776 moduli fotovoltaici è 201.217,057 m², pari al prodotto del numero di moduli per la superficie del singolo modulo al netto delle tolleranze di installazione sulle strutture. Si riportano nella figura in calce le caratteristiche elettriche e meccaniche del modulo.

JW-HD132N Series | N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties	STC*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	670	675	680	685	690	695
MPP Voltage (Vmp) (V)	38.4	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4
MPP Current (Imp) (A)	17.46	17.50	17.54	17.58	17.62	17.67
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	46.0	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.52	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76
Module Efficiency (%)	21.57	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Electrical Properties	NOCT*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	507	511	514	518	522	526
MPP Voltage (Vmp) (V)	36.0	36.2	36.4	36.6	36.7	36.9
MPP Current (Imp) (A)	14.08	14.11	14.14	14.17	14.21	14.25
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	44.0	44.2	44.3	44.5	44.7	44.9
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.93	14.97	15.01	15.05	15.09	15.13

*NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

Operating Properties	
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	30
Power Tolerance	0 ~ +5W
Bifaciality*	80%

*Bifaciality = Pmaxrear (STC) / Pmaxfront (STC) , Bifaciality tolerance: ±3%

Temperature Coefficient	
Temperature Coefficient of Pmax	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

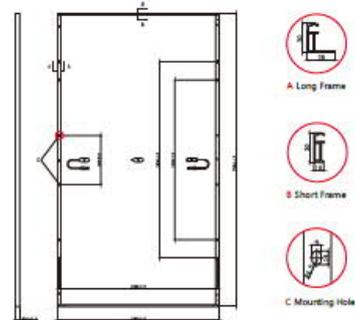
*Temperature Coefficient of Pmax: ±0.025%/°C

Mechanical Properties	
Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs(11*12)
Dimension	2384mm*1303mm*30mm
Weight	389g
Front/Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP67 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , 300mm
Connector	MC4 Compatible

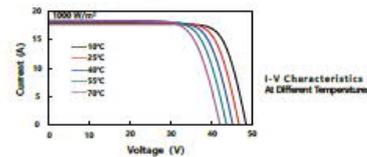
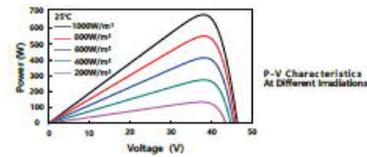
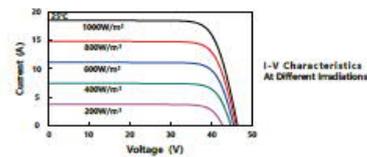
*Heat strengthened glass
*Cable length can be customized

With Different Power Generation Gain (regarding 680W as an example)					
Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmp) (V)	MPP Current (Imp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)
10	734	38.8	18.93	46.4	20.09
15	762	38.8	19.62	46.4	20.83
20	789	38.8	20.31	46.4	21.56
25	816	38.8	21.00	46.4	22.30
30	843	38.9	21.70	46.5	23.03

Engineering Drawing (unit: mm)



Characteristic Curves | HD132N-680



Partner Section

NOTE:
The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, improvement (Taiwan) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Figura 2 – caratteristiche tecniche, meccaniche e curve I-V

8.2 INSEGUITORI MONOASSIALI

I moduli fotovoltaici sono fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture denominate inseguitori monoassiali, ossia dei dispositivi che attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di far "inseguire" lo spostamento apparente del sole nel cielo.

Lo scopo principale di un inseguitore è quello di massimizzare l'efficienza del dispositivo ospitato a bordo. Per il seguente progetto sono stati scelti degli inseguitori di rollio, i quali si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud, mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata.



Figura 3 - Inseguitori solari monoassiali

Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta backtracking, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte. Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto.

La posizione notturna di un campo fotovoltaico con backtracking è perfettamente orizzontale rispetto al suolo, e dopo l'alba il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto mano a mano che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita un'analoga procedura al contrario, riportando il campo fotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno. L'incremento nella produzione di energia offerto da tali inseguitori si aggira intorno al 15%.

8.3 STRUTTURE FISSE

I moduli fotovoltaici sono fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture in acciaio zincato opportunamente dimensionate per ospitare ciascuna due file di moduli da 14 e permetterne il posizionamento con azimut 0° e tilt 30° . Tale soluzione realizzativa permette di alloggiare una intera stringa su ciascuna struttura. Il piazzamento così realizzato garantisce una esposizione del modulo ottimale al recepimento della radiazione solare.



Figura 3 – Strutture fisse

8.4 CONVERSIONE STATICA CC/CA – INVERTER DI STRINGA

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 262 inverter del produttore "HUAWEI" modello "SUN2000-215KTL" di potenza nominale lato alternata di 200 kW.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ✚ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);
- ✚ Ingresso lato CC da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- ✚ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8;
- ✚ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- ✚ Conformità marchio CE;
- ✚ Grado di protezione adeguato all'ubicazione per esterno (IP65);
- ✚ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- ✚ Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV;
- ✚ Efficienza massima >90 % al 70% della potenza nominale;

DATI COSTRUTTIVI DEGLI INVERTER TIPO	
Costruttore	HUAWEI
Sigla	SUN2000-215KTL-H3
Numero di MPPT indipendenti	3
Numero di ingressi	5

CARATTERISTICHE ELETTRICHE TIPO LATO DC	
Massima corrente per MPPT	100 A
Corrente massima di corto circuito per MPPT	50 A
Tensione massima	1.500 V
Range di tensione inseguitore	500 – 1.500 V
CARATTERISTICHE ELETTRICHE LATO AC	
Potenza nominale in uscita	200 kW @40°C
Tensione nominale di uscita	800 V
Corrente nominale in uscita	144.4 A
Corrente massima in uscita	155.2 A
Frequenza in uscita	50 Hz
Rendimento Massimo	99,03 %
Rendimento Europeo	98,60 %

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

Limiti in tensione

- ✚ Tensione minima V_n a 70 °C maggiore di $V_{mpp\ min}$;
- ✚ Tensione massima V_n a -10 °C inferiore a $V_{mpp\ max}$;
- ✚ Tensione a vuoto V_o a -10 °C inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V);

Limiti in corrente

- ✚ Corrente di corto circuito inferiore alla corrente massima inverter;

Limiti in potenza

- ✚ Dimensionamento in potenza compreso tra 80,64% e il 120,96%;

8.5 CABINE ELETTRICHE

Si prevede l'utilizzo di n.3 cabine di raccolta ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi, definiti dalle n. 24 cabine di trasformazione disposte nel campo agrovoltaiico. Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in struttura metallica autoportante, conforme alla norma CEI EN 62262-202 o in c.a.v. prodotte ai sensi del DM 14/01/2008 e della Legge 5/11/71 n° 1086 art.9 – D.M. 3/12/87 n°39

I passaggi previsti per il transito delle persone saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca, che fungerà da vano per i cavi, e che sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dai trasformatori e dai quadri, sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura o di tipo eolico.

Per ogni cabina elettrica sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 50 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

8.5.1 Cabine di trasformazione

Le cabine elettriche di trasformazione saranno così equipaggiate:

- 🔌 1 quadro BT per la protezione lato bassa tensione che include il sistema di protezione di interfaccia e il relativo DDI oltre che il ricalzo per la mancata apertura;
- 🔌 1 trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari dell'inverter;
- 🔌 1 trasformatore di potenza con rapporto di trasformazione 800V/30.000V per la connessione in media tensione;
- 🔌 1 quadro AT;

Le taglie dei trasformatori di ogni sottocampo sono mostrate nell'apposito paragrafo.

Le varie uscite degli inverter saranno collegate in parallelo all'interno di un quadro di parallelo BT (QPBT), installato presso ciascuna delle cabine elettriche di trasformazione. Il quadro sarà conforme alla norma CEI EN 60439-1 per linee di potenza idoneo a contenere:

- 🔌 il dispositivo di parallelo quadro, di tipo scatolato, con funzione di protezione da sovracorrenti e sezionamento della linea in bassa tensione a valle del trasformatore BT/AT;
- 🔌 la centralina termometrica del trasformatore BT/AT;

Sarà inoltre installato un quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari (QSA) e un gruppo di continuità UPS. Il quadro dei servizi ausiliari conterrà i dispositivi di protezione e sezionamento

di tipo modulare per la protezione e sezionamento delle linee di alimentazione dei servizi ausiliari (condizionatori, illuminazione, circuiti prese, circuiti ausiliari quadri elettrici, ecc...), nonché dell'UPS.

Il QPBT sarà costituito delle seguenti parti da valle a monte:

- ✚ Dispositivi del generatore fotovoltaico: sono gli interruttori del quadro che collegano il QPCA alle uscite degli inverter. Sono interruttori automatici con sganciatori magneto-termici che intervengono per guasto interno al sistema fotovoltaico. L'interruttore interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro;

L'uscita del quadro QPBT sarà connessa tramite l'interruttore BT di alimentazione del QPCA al primario del trasformatore MT/BT.

Il trasformatore sarà trifase con gli avvolgimenti inglobati sotto vuoto in resina epossidica e con raffreddamento in aria naturale. Il trasformatore deve essere progettato e costruito per rispondere alle Norme CEI Italiane ed IEC internazionali in vigore alla data della sua costruzione.

8.5.2 Cabina di raccolta

Come già accennato, si prevede l'utilizzo di n.2 cabine di raccolta ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in c.a.v. prodotte ai sensi del DM 14/01/2008 e della Legge 5/11/71 n° 1086 art.9 – D.M. 3/12/87 n°39

I passaggi previsti per il transito delle persone saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze.

La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca, che fungerà da vano per i cavi, e che sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dai quadri, sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura o di tipo eolico.

Per ogni cabina elettrica sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 35 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

8.6 PROTEZIONE GENERALE E PROTEZIONE DI INTERFACCIA

Le uscite delle cabine di trasformazione confluiranno alle tre cabine di raccolta, contenente i quadri: si tratta di quadri contenenti le unità di arrivo/partenza e le protezioni delle linee/apparecchiature presenti sulla rete a 30 kV utente.

8.7 CAVI ELETTRICI

Saranno impiegate le seguenti tipologie di cavi in funzione delle condizioni di posa:

- 1) cavo "solar" tipo H1Z2Z2-K, unipolare, resistente all'ozono e ai raggi UV, conforme alle Norme IMQ CPT065 / CEI 20-35 / 20-37P2 / EN 60332-1-2 / EN 50267-1-2 / EN 50267-2-2. Saranno utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici e per il collegamento delle stringhe ai quadri di campo;
- 2) cavo unipolare tipo FG16 0,6/1 kV o multipolare tipo FG16(O)R 0,6/1 kV, o equivalenti, adatti per pose in ambienti interni o esterni anche bagnati. Saranno utilizzati per pose prevalentemente in tubazioni interrata e/o per condutture in esterno;
- 3) cavo unipolare tipo FG16(O)R 0,6/1 kV o equivalente. Saranno utilizzati prevalentemente per i cablaggi all'interno dei quadri elettrici in bassa tensione e per realizzare le condutture elettriche in bassa tensione entro tubi in aria in interni;
- 4) cavo unipolare tipo FG16(O)R 0,6/1 kV, o equivalente per collegamenti equipotenziali ai fini della messa a terra di sicurezza;
- 5) cavi unipolari, per posa interrata, con Conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso, isolati con Mescola di gomma ad alto modulo G7, con schermo A filo di rame rosso sotto guaina in PVC, tipo RG7H1OR 26/45 kV per i collegamenti dei circuiti a 30 kV;

La scelta delle sezioni dei cavi va effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (inferiori al 2%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8. Particolare attenzione va riservata alla scelta delle sezioni dei cavi dei circuiti afferenti ai gruppi di misura dell'energia prodotta al fine di rendere trascurabili le perdite energetiche per effetto joule sugli stessi.

9 PUNTO VENDITA

Nell' area censita al Nuovo Catasto Terreni (N.C.T.) del comune di Catania Foglio 44, particella:381, sarà realizzato un punto vendita con una superficie di circa 300 m², dotato di ampio parcheggio ove saranno installate colonnine di ricarica per i veicoli elettrici e ingresso indipendente da C.da Fiumazza; la posizione definita lo rende facilmente raggiungibile dalle principali arterie di comunicazione.

L'infrastruttura genererà una positiva ricaduta sociale, occupazionale ed economica a livello locale, con la trasformazione e la vendita diretta dei prodotti agricoli coltivati in situ; potrà essere utilizzato quale per la organizzazione di eventi e/o visite didattiche guidate al fine di sensibilizzare la popolazione locale verso i temi delle energie rinnovabili.



10 IMPIANTO AGROVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO

10.1 POTENZA DI PICCO

L'impianto agrovoltico in oggetto avrà una potenza di generazione installata pari a 47,018526 MWp ottenuta come il prodotto tra il numero di moduli installati e la potenza nominale di ciascun modulo.

Ovvero:

- ✚ Il numero di moduli installati è pari a 64.776;
- ✚ La potenza nominale del modulo agrovoltico prescelto è pari a 695 Wp;
- ✚ La potenza di picco sarà pertanto pari a: $(0,695 \times 64.776)/1000 = 45,01932 \text{ MWp}$

10.2 POTENZA NOMINALE

La potenza nominale è definita come la minore tra la potenza nominale totale degli inverter e la potenza di generazione installata.

- ✚ Il numero degli inverter installati è pari a 262;
- ✚ La potenza nominale dell'inverter prescelto è pari a 200 W;
- ✚ La potenza nominale totale degli inverter sarà pari a: $(200 \times 262)/1000 = 52,4 \text{ MWp}$
- ✚ La potenza di generazione installata è pari a 45,01932 MWp
- ✚ La potenza nominale sarà pertanto pari a 45,01932 MW

10.3 GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA

I moduli fotovoltaici verranno installati su:

- ✚ n. 238 inseguitori monoassiali (tracker) da 24 moduli fotovoltaici ciascuno;
- ✚ n. 1179 inseguitori monoassiali (tracker) da 48 moduli fotovoltaici ciascuno;
- ✚ n. 103 strutture fisse da 24 moduli fotovoltaici ciascuno;

Posti in serie, per un totale di 64776 moduli.

Su ciascun tracker saranno installate n.1 o 2 stringhe da 24 moduli per un totale di 2596 stringhe.

Su ciascuna struttura fissa sarà installata una singola stringa da 24 moduli per un totale di 103 stringhe.

L'impianto sarà pertanto composto complessivamente da 2699 stringhe.

Tipologia di installazione	strutture [n°]	MF [n°]	pot installata [kWp]
Tracker da 48 MF	1179	56.592	39331,44
Tracker da 24 MF	238	5712	3969,84
Strutture fisse	103	2472	1718,04

10.4 CAMPI FOTOVOLTAICI

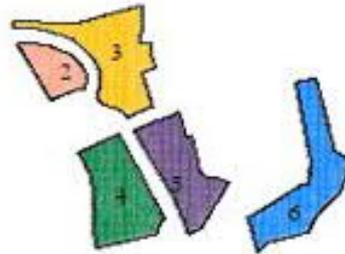
La potenza installata sarà distribuita in 20 campi fotovoltaici delimitati; i campi risultano ubicati nell'agro dei comuni di Catania (CT) e Belpasso (CT).

Si riporta in tabella la distribuzione delle potenze per ciascun campo fotovoltaico:

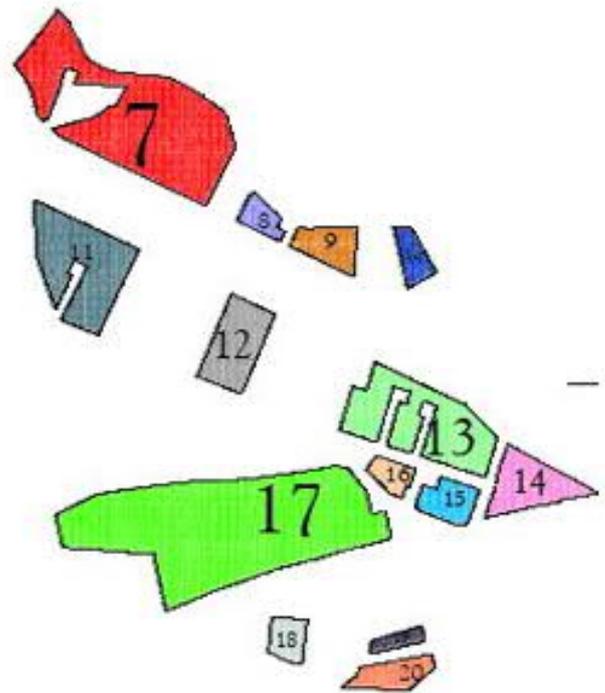
campo	Tracker da 24 MF [n°]	Tracker da 48 MF [n°]	Strutture fisse da 24 MF	P inst (kWp)
1	28	148	0	5404,32
2	4	23	0	834
3	10	63	0	2268,48
4	6	72	0	2502
5	8	39	0	1434,48
6	10	25	0	1000,8
7	40	189	0	6972,24
8	6	7	0	333,6
9	6	21	0	800,64
10	4	12	0	467,04
11	14	65	0	2401,92
12	6	51	0	1801,44
13	26	68	0	2702,16
14	12	33	0	1301,04
15	10	17	0	733,92
16	4	10	0	400,32
17	44	336	0	11942,88
18	0	0	39	650,52
19	0	0	15	250,2
20	0	0	49	817,32

Nell'immagine seguente viene rappresentata la ripartizione dei campi fotovoltaici:

RELAZIONE TECNICA GENERALE



Legenda	
	Campo 1
	Campo 2
	Campo 3
	Campo 4
	Campo 5
	Campo 6
	Campo 7
	Campo 8
	Campo 9
	Campo 10
	Campo 11
	Campo 12
	Campo 13
	Campo 14
	Campo 15
	Campo 16
	Campo 17
	Campo 18
	Campo 19
	Campo 20

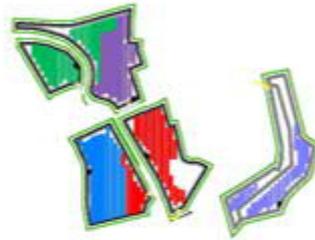


10.5 DEFINIZIONE SOTTOCAMPI

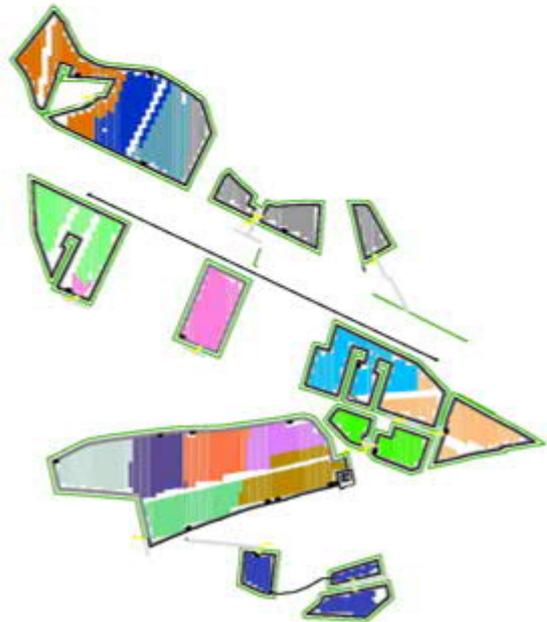
L'impianto è stato suddiviso in 26 sottocampi, in funzione delle potenze installate. Di seguito si riportano le tabelle riepilogative delle potenze per ogni sottocampo.

Sottocampo	Stringhe da 24 per sottocampo[n.]	MF [n°]	Potenza picco [kWp]
1	80	1920	1334,4
2-3	122	5856	2034,96
4-5	93	4464	1551,24
6	120	2880	2001,6
7	116	2784	1934,88
8	60	1440	1000,8
9-10	129	6192	2151,72
11-12	128	6144	2135,04
13	126	3024	2101,68
14	126	3024	2101,68
15-16	120	5760	2001,6
17	68	1632	1134,24
18	96	2304	1601,28
19-23	124	14880	2068,32
24	103	2472	1718,04

Nell'immagine seguente viene rappresentata la ripartizione dei sottocampi:



Legenda	
	Sottocampo 1
	Sottocampo 2
	Sottocampo 3
	Sottocampo 4
	Sottocampo 5
	Sottocampo 6
	Sottocampo 7
	Sottocampo 8
	Sottocampo 9
	Sottocampo 10
	Sottocampo 11
	Sottocampo 12
	Sottocampo 13
	Sottocampo 14
	Sottocampo 15
	Sottocampo 16
	Sottocampo 17
	Sottocampo 18
	Sottocampo 19
	Sottocampo 20
	Sottocampo 21
	Sottocampo 22
	Sottocampo 23
	Sottocampo 24



10.6 CONFIGURAZIONE INVERTER

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n.262 inverter modello Huawei SUN2000-215KTL-H3 di potenza attiva nominale lato alternata pari a 200 kW. Sono state previste tre tipologie di configurazione elettrica degli inverter, di seguito esplicitate:

- ✚ Configurazione "A" composta da N° 11 stringhe da 24 MF (183,48 kWp).
- ✚ Configurazione "B" composta da N° 10 stringhe da 24 MF (166,48 kWp).
- ✚ Configurazione "C" composta da N° 9 stringhe da 24 MF (150,12 kWp).

In calce la configurazione di ciascun inverter e delle stringhe ad essi afferenti con la disposizione per ciascun sottocampo

Sottocampo	Inverter in configurazione "A" [n.]	Inverter in configurazione "B" [n.]	Inverter in configurazione "C" [n.]	Potenza Nominale [kW]
1	0	8	0	1334,4
2-3	4	8	0	2034,96
4-5	3	6	0	1551,24
6	0	12	0	2001,6
7	6	5	0	1934,88
8	0	6	0	1000,8
9-10	10	1	1	2151,72
11-12	9	2	1	2135,04
13	6	6	0	2101,68
14	6	6	0	2101,68
15-16	6	4	1	2001,6
17	0	5	2	1134,24
18	6	3	3	1601,28
19-23	4	8	0	2068,32
24	4	5	1	1718,04

10.7 SEZIONI

Il parco agrovoltaico sarà elettricamente ripartito in 2 sezioni, ciascuna delle quali afferisce a una cabina di raccolta. Nella tabella in calce la ripartizione dei sottocampi nelle varie sezioni:

Sezione	Sottocampi	Potenza sottesa [kW]
1	1-12	22017,6
2	13-24	23001,72

10.8 TRASFORMAZIONE BT/MT

La tensione nominale d'uscita degli inverter Huawei SUN2000-215KTL-H3, pari a 800 V, verrà innalzata a 30 kV all'interno delle cabine di trasformazione. Ogni cabina di trasformazione sarà in grado di gestire la potenza ad essa confluyente.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in c.a.v., con dimensioni esterne 10 m x 2,500 m x 2,80 m. Nello specifico saranno realizzate n.24 cabine di trasformazione; tutte saranno dotate di trasformatori DYn11, 800/30kV, con taglie così come da tabella seguente.

Sottocampo	Trafo [kVA]
1	1600
2-3	2500
4-5	2000
6	2500
7	2500
8	1250
9-11	2500
12	2500
13	2500
14	2500
15-16	2500
17	1250
18	2000
19-23	2500
24	2000

10.9 SSE UTENTE

Le linee in uscita dalle 3 cabine di raccolta confluiranno alla stazione di elevazione utente ove la tensione verrà innalzata a 150 kV. Da qui, attraverso linea in cavo interrata verrà realizzata la connessione alla RTN sulla costruenda SSE terna. La cabina sarà in grado di gestire la potenza nominale dell'impianto e comprenderà sul lato MT, il quadro MT (QMT) con i seguenti scomparti:

- arrivo linee provenienti dal campo agrovoltaiico;
- partenza linea e protezione trasformatore BT/MT per servizi ausiliari;
- partenza linea e protezione trasformatore MT/AT

Per la parte AT, saranno installati su piazzale i seguenti elementi:

- trasformatori trifase in olio minerale 150 kV/20 kV Ynd11 con neutro accessibile;
- terna di scaricatori AT, lato utente;
- terna di trasformatori di tensione fiscali;
- terna di trasformatori di corrente fiscali;
- interruttore AT;
- sezionatore di linea di terra AT;
- terna di trasformatori di tensione capacitivi;
- terna di terminali AT.

11 DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ

11.1 EFFETTO FOTOVOLTAICO

Un impianto fotovoltaico è composto in larga parte da pannelli fotovoltaici, chiamati anche moduli fotovoltaici. Un pannello (o "modulo") non è nient'altro che una struttura in grado di catturare la luce solare e di trasformarla in corrente elettrica alternata che poi viene utilizzata per gli scopi più comuni, come, ad esempio, la luce che abbiamo nelle nostre case.

Gli impianti fotovoltaici si basano su un principio, storicamente e scientificamente conosciuto con il nome di effetto fotovoltaico, parola derivante dal greco che unisce i termini 'luce' e 'volt', l'unità di misura della tensione elettrica. Facciamo un breve *excursus*.

La tecnologia fotovoltaica (FV) consente di trasformare direttamente l'energia della radiazione solare in energia elettrica, con un'efficienza globale tra il 16% e il 22% per una singola cella fotovoltaica monocristallina.

Questi dispositivi sono fabbricati a partire da materiali semiconduttori, come il silicio (Si), l'arsenurio di gallio (GaAs) e il solfato di rame (Cu₂S). In una cella fotovoltaica, i fotoni della luce solare incidente spezzano i legami degli elettroni del semiconduttore, consentendo così agli elettroni di muoversi liberamente nel semiconduttore. Le posizioni lasciate libere dagli elettroni agiscono come cariche positive e prendono il nome di "lacune".

Le celle fotovoltaiche consistono generalmente in due regioni sottili, una sopra l'altra, ognuna dotata di impurità aggiunte appositamente chiamate droganti. Il risultato è che una regione è di "tipo n", avendo un eccesso di elettroni (negativi), mentre l'altra è di "tipo p", avendo un eccesso di lacune positive.

Questa struttura a 2 regioni, chiamata *giunzione p-n*, produce un campo elettrico interno.

Quando i fotoni creano elettroni liberi e lacune in prossimità della *giunzione p-n*, il campo elettrico interno li fa muovere in direzioni opposte; gli elettroni si muovono verso il lato n e le lacune si muovono verso il lato p. Viene quindi generata una tensione (forza elettromotrice, f.e.m.) fra le regioni p ed n, con il lato p positivo ed il lato n negativo. Se tramite di fili si collegano il lato p ed il lato n ad un "carico", per esempio una lampadina, vi è una tensione ai capi del carico e una corrente elettrica scorre sul carico.



Figura 4 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino

Il silicio in forma cristallina è il materiale maggiormente utilizzato per la fabbricazione di celle fotovoltaiche, che tipicamente hanno dimensioni di 12 cm x 12 cm. Le celle vengono assemblate in modo da ottenere moduli fotovoltaici di circa mezzo metro quadrato di superficie (Vedi **Figura 6**).

Celle di altro tipo sono quelle in silicio policristallino e amorfo che hanno un rendimento inferiore, e quelle con più di due giunzioni che possono avere un rendimento superiore, ma sono molto care. Al momento uno sforzo considerevole viene impiegato per sviluppare celle plastiche con polimeri che dovrebbero avere un basso costo, ma anche una bassa efficienza.

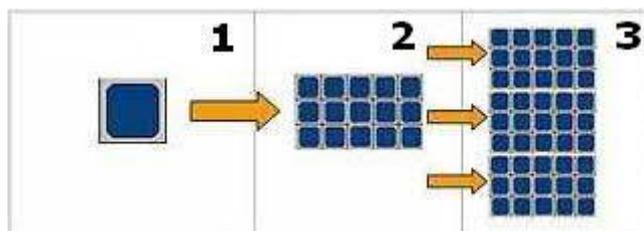


Figura 5 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino. Singole celle fotovoltaiche (1) connesse in serie formano un modulo fotovoltaico (2). Più moduli assemblati realizzano un impianto fotovoltaico (3)

11.2 IRRAGGIAMENTO SUL PIANO DEI MODULI

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata utilizzando il database PVGIS.

PVGIS si basa sull'utilizzo di un database di radiazione solare ricavato da dati climatici normalizzati su base europea e disponibili all'interno dell'*European Solar Radiation Atlas*.

L'algoritmo del modello stima l'irradianza/irradiazione globale (con componenti diretta, diffusa e riflessa), in assenza e in presenza di fenomeni meteorologici reali (quali ad esempio pioggia, nebbia, nuvole, etc..) calcolata su superfici orizzontali o inclinate.

L'irradiazione giornaliera totale [W_h/m^2] viene calcolata mediante l'integrazione dei valori dell'irradianza oraria durante l'arco della giornata. A tal fine, vengono estrapolati i dati storici dal database

Nella **Figura 8** in calce è visibile il bilancio di irraggiamento calcolato con il Software PV-Syst per il sito oggetto dell'Intervento sia relativamente all'installazione su inseguitori che su strutture fisse

Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	63.2	31.68	9.47	79.7	72.7	3323	3257	0.908
February	82.5	39.99	9.69	103.4	95.3	4312	4231	0.909
March	129.4	60.44	12.18	160.8	149.8	6629	6505	0.898
April	162.7	79.65	14.67	201.7	189.0	8254	8102	0.892
May	199.6	84.15	19.02	252.8	238.1	10126	9111	0.801
June	201.7	88.40	23.60	252.0	237.4	9949	9764	0.861
July	215.7	83.71	27.18	273.7	258.3	10639	10442	0.847
August	191.2	80.70	27.32	241.5	227.6	9432	9257	0.851
September	145.2	65.69	23.42	182.6	170.7	7262	6458	0.786
October	105.7	51.90	19.68	132.0	122.1	5344	5240	0.882
November	69.1	39.81	14.72	83.5	76.1	3449	3207	0.853
December	56.9	30.89	10.95	71.2	64.5	2959	2899	0.905
Year	1622.9	737.01	17.71	2034.9	1901.6	81676	78472	0.857

Legends			
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 8 - Bilancio di irraggiamento output PV-Syst

11.3 PERDITE DI SISTEMA

Ai fini della valutazione della producibilità di un impianto fotovoltaico, bisogna sottolineare che tale dato è soggetto a perdite di diversa natura, le quali è necessario considerare ai fini della produzione complessiva. Tali perdite possono essere riassunte nelle seguenti categorie:

- ✚ **Perdite per riflessione:** sono generate da una quota parte di radiazione luminosa riflessa dal vetro posto a protezione delle celle; la riflessione riduce di conseguenza la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica. Sulla base dell'esperienza, tale perdita risulta in percentuale variabile tra 1 e 3 %;
- ✚ **Perdite per ombreggiamento:** sono prodotte da ostacoli esterni (costruzioni e vegetazione) sia prodotte dalle file di moduli del campo poste in successione. Anche l'ombreggiamento riduce la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica;
- ✚ **Perdite per sporcamento:** sono dovute ai depositi di pulviscolo e calcare sulle superfici captanti e sono dipendenti dunque dal sito di installazione, dalle condizioni meteorologiche e dall'inclinazione dei moduli stessi. Per moduli fotovoltaici disposti con un'inclinazione superiore ai 20° ed installati in siti ubicati in aree normali, come per il sito in esame, tali perdite possono essere dell'ordine dell'1 %;

- ✚ **Riduzione di potenza:** è dovuta allo scostamento delle condizioni reali di funzionamento dei moduli fotovoltaici dalle condizioni STC ("Standard Test Conditions" ovvero irraggiamento diretto pari a 1000 W/m², indice IAM pari a 1,5 e temperatura dei moduli pari a 25 °C). L'incremento della temperatura delle celle, che avviene durante il ciclo di funzionamento, ha come effetto una perdita di potenza generabile dal modulo; nello specifico, la tensione delle celle decresce con l'aumentare della temperatura mentre non si registrano variazioni significative della corrente. Tali perdite variano tra il 4 e il 7 %;
- ✚ **Perdite di potenza dovute al "mismatching":** sono causate dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche elettriche non perfettamente identiche. La disomogeneità del comportamento elettrico delle celle è causato sia dal processo di produzione industriale che dalle differenti condizioni operative (temperatura e irraggiamento). In un sistema con moduli in serie, il valore della corrente di stringa è limitata dal modulo che eroga la tensione più bassa. Un valore attendibile per questo tipo di perdite può variare tra il 2 e 3 %. Si evidenzia che tali perdite potrebbero essere ridotte in fase di installazione, andando collegare i moduli in serie con caratteristiche similari, basandosi sul flash report dei moduli fotovoltaici fornito dal costruttore;
- ✚ **Perdita di potenza lungo le tratte in CC:** sono causate dalla dissipazione di energia elettrica in calore per effetto Joule nei cavi, sui diodi di blocco e sulle resistenze di contatto degli interruttori. Tali perdite sono correlate alla lunghezza dei cavi e alla loro sezione. Conviene, in fase progettuale, limitare tali perdite tra il 2 e il 3 %, compatibilmente con valutazioni di carattere economico (costo dei cavi);
- ✚ **Perdite per irraggiamento:** sono causate dalle ore di inattività dell'inverter originate da livelli di irraggiamento troppo bassi sul piano dei moduli; ciò avviene maggiormente durante le prime ore del mattino, la sera o in momenti di nuvolosità particolarmente intensa quando l'energia irradiata sul piano dei moduli genera un voltaggio troppo basso e non compreso nel range di funzionamento dell'apparato di conversione. Tali perdite variano tra il 2 e il 5 % in funzione anche della latitudine del sito.

11.4 PRODUCIBILITÀ

La producibilità dell'impianto è stata ricavata mediante la simulazione con software PV-Syst

Nella **Figura 9** seguente è visibile il prospetto di sintesi della produzione prevista dall'impianto fotovoltaico, distinta per le due tipologie di installazione, calcolata mese per mese, per ogni kW di potenza installata derivante dalla simulazione eseguita dal software (Nell'Allegato alla presente relazione è visibile l'intero calcolo per entrambe le tipologie di installazione).

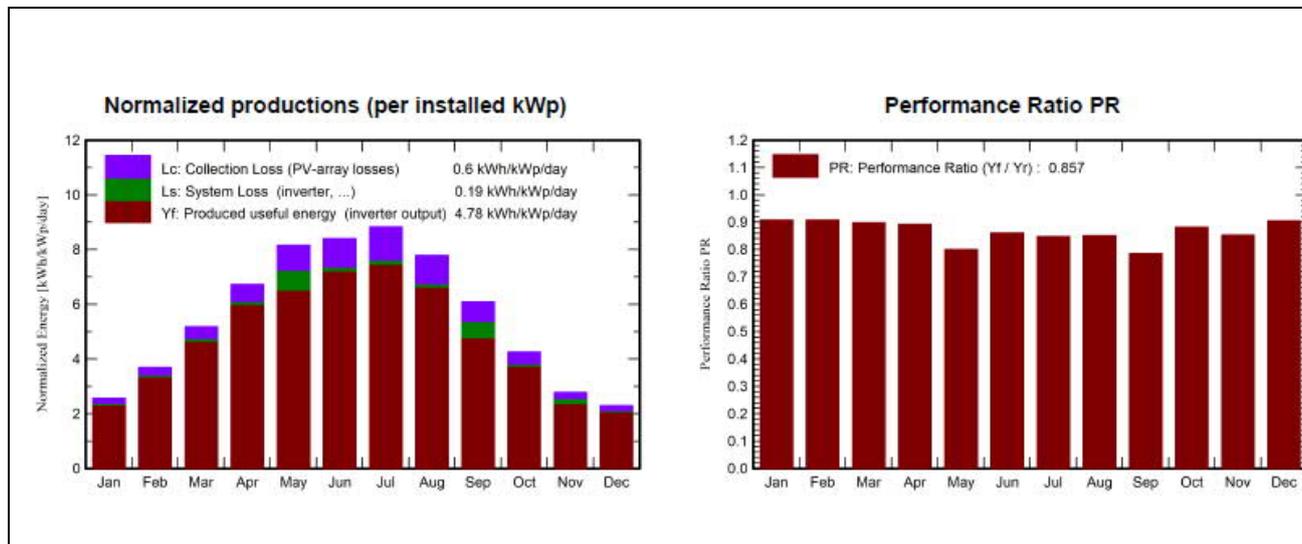


Figura 9 - Valori di producibilità output PV-Syst

Nella Tabella seguente è possibile prendere visione dei dati di Sintesi complessivi:

DATI DI SINTESI	
Producibilità Impianto (1 anno):	1743 kWh/kWP
PR (Performance Ratio):	85,66 %
Producibilità complessiva (10 anno):	78,47 GWh/anno

12 MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA

L'impianto in oggetto e tutte le parti che lo costituiscono sono progettati e realizzati in modo tale da assicurare, nelle condizioni che possono essere ragionevolmente previste, la protezione delle persone e dei beni contro i pericoli ed i danni derivanti dal loro utilizzo nonché garantire il loro corretto funzionamento per l'uso previsto.

Sono quindi adottate le seguenti misure di protezione:

- ✚ protezione relative ai contatti diretti e indiretti;
- ✚ protezione relativa alle sovracorrenti;
- ✚ protezione relativa alle sovratensioni.

Inoltre è opportunamente garantito il sezionamento del circuito ove necessario.

12.1 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI

La protezione contro i pericoli derivanti da contatti con parti ordinariamente in tensione è realizzata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante opportuno isolamento delle parti attive, rimovibile solo mediante distruzione ed in grado di resistere a tutte le sollecitazioni meccaniche, termiche, elettriche alle quali può essere sottoposto nel normale esercizio e mediante l'utilizzo di involucri idonei ad assicurare complessivamente il grado di protezione IP XXB (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova) e, sulle superfici orizzontali superiori a portata di mano, il grado di protezione IP XXD (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova).

A tal fine saranno impiegati cavi a semplice isolamento posati entro canalizzazioni in materiale isolante e/o cavi a doppio isolamento; le connessioni verranno realizzate all'interno di apposite cassette con coperchio apribile esclusivamente mediante attrezzo.

12.2 PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i pericoli derivanti dal contatto con parti conduttrici normalmente non in tensione ma che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale è realizzata, sul lato a 400 Vac dell'impianto gestito come sistema TN-S, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione impiegando interruttori magnetotermici e, all'occorrenza differenziali, inoltre essa è coordinata con l'impianto di terra, in modo da soddisfare le condizioni prescritte della stessa Norma CEI 64-8.

12.3 PROTEZIONE COMBINATA DAI CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI

Per quanto riguarda i circuiti di comando e segnalazione che collegano fra loro i vari quadri elettrici dell'impianto, verrà adottata una protezione combinata contro i pericoli derivanti dai contatti diretti con parti normalmente in tensione o indiretti con parti conduttrici che possono

andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale, da realizzare mediante sistema a bassissima tensione di sicurezza (SELV) conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8.

12.4 PROTEZIONE DEI CIRCUITI DALLE SOVRACORRENTI E SEZIONAMENTO

La protezione delle linee dagli effetti delle è realizzata mediante dispositivi di interruzione (interruttori magnetotermici o fusibili) installati a monte di ciascuna condotta ed aventi caratteristiche tali da interrompere automaticamente l'alimentazione in occasione di un sovraccarico o di un cortocircuito, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8, in relazione alle portate dei cavi come indicate dalle tabelle CEI-UNEL relative alla portata dei cavi in regime permanente.

Per il sezionamento dei circuiti verranno impiegati dispositivi omnipolari. Tutti i quadri saranno dotati di interruttori generali omnipolari che rendano possibile il sezionamento completo delle sezioni.

12.5 IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un impianto di messa a terra, per la protezione dai contatti indiretti coordinato con le caratteristiche di intervento degli interruttori automatici magnetotermici differenziali. L'impianto sarà inoltre dotato di maglia di terra e collegamenti equipotenziali per la connessione delle masse alla stessa.

La configurazione geometrica e il dimensionamento dei conduttori della maglia di terra sarà determinata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 11-37 e CEI 11-1 al fine di evitare che le tensioni di contatto e di passo superino i massimi valori ammissibili determinati in base ai valori della corrente di guasto e del tempo di eliminazione in media tensione.

13 COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA (EMC)

Ai fini della protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti, sono state effettuate le necessarie valutazioni dei livelli dell'induzione magnetica generati dall'impianto in oggetto.

Le suddette valutazioni, effettuate conformemente alle disposizioni della legge quadro del 22 febbraio 2001 n. 36 e del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 8 luglio 2003, hanno condotto alla conclusione che le installazioni previste rispettano i limiti di legge con ampi margini di sicurezza e forniscono le necessarie garanzie sulla tutela della salute umana.

14 VERIFICHE TECNICO - FUNZIONALI (COLLAUDO)

Al termine dei lavori saranno effettuati tutte le verifiche tecnico-funzionali, in particolare:

- ✚ prova di continuità elettrica e connessione dei moduli;
- ✚ efficacia messa a terra di masse e scaricatori;
- ✚ misura resistenza di isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- ✚ prove di corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione spegnimento, mancanza rete).

DATA

11/2022

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Varna solar - Catania

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system with backtracking

System power: 45.02 MWp

Villaggio degli Ulivi - Italy



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
 25/11/22 17:08
 with v7.2.8

Project summary

Geographical Site Villaggio degli Ulivi Italy	Situation Latitude 37.45 °N Longitude 14.96 °E Altitude 12 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Villaggio degli Ulivi Meteonorm 8.0 (1989-2003), Sat=100% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1	Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information	Inverters	
PV Array		
Nb. of modules 64776 units	Nb. of units 262 units	
Pnom total 45.02 MWp	Pnom total 52.40 MWac	
	Pnom ratio 0.859	

Results summary

Produced Energy 78472 MWh/year	Specific production 1743 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.66 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	11
Near shading definition - Iso-shadings diagram	12
Main results	13
Loss diagram	14
Special graphs	15
Predef. graphs	16
Cost of the system	21
CO ₂ Emission Balance	22



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
 25/11/22 17:08
 with v7.2.8

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Backtracking strategy	
Orientation		Nb. of trackers	2699 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Sizes	
Axis azimuth	0 °	Tracker Spacing	10.5 m
		Collector width	4.79 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	45.6 %
		Phi min / max.	-/+ 60.0 °
		Backtracking limit angle	
		Phi limits	+/- 62.7 °
Horizon		Near Shadings	
Average Height	1.4 °	Linear shadings	
Bifacial system		User's needs	
Model	2D Calculation	Unlimited load (grid)	
	unlimited trackers		
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Tracker Spacing	10.50 m	Ground albedo	0.22
Tracker width	4.79 m	Bifaciality factor	80 %
GCR	45.6 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	3.20 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Shed transparent fraction	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jollywood	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JW-HD132N-695	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	695 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	64776 units	Number of inverters	262 units
Nominal (STC)	45.02 MWp	Total power	52400 kWac
Array #1 - Campo FV			
Number of PV modules	1920 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	1334 kWp	Total power	1600 kWac
Modules	80 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1230 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.83
U mpp	859 V		
I mpp	1432 A		
Array #2 - Sottocampo #2			
Number of PV modules	2928 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2035 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	122 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1876 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.85
U mpp	859 V		
I mpp	2184 A		



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

PV Array Characteristics

Array #3 - Sottocampo #3

Number of PV modules	2928 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2035 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	122 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1876 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.85
U mpp	859 V		
I mpp	2184 A		

Array #4 - Sottocampo #4

Number of PV modules	2232 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1551 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	93 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1430 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.86
U mpp	859 V		
I mpp	1665 A		

Array #5 - Sottocampo #5

Number of PV modules	2232 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1551 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	93 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1430 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.86
U mpp	859 V		
I mpp	1665 A		

Array #6 - Sottocampo #6

Number of PV modules	2880 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2002 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	120 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1845 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.83
U mpp	859 V		
I mpp	2149 A		

Array #7 - Sottocampo #7

Number of PV modules	2784 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	1935 kWp	Total power	2200 kWac
Modules	116 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1783 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.88
U mpp	859 V		
I mpp	2077 A		

Array #8 - Sottocampo #8

Number of PV modules	1440 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	1001 kWp	Total power	1200 kWac
Modules	60 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	922 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.83
U mpp	859 V		
I mpp	1074 A		



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

PV Array Characteristics

Array #9 - Sottocampo #9

Number of PV modules	3096 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2152 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	129 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1983 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.90
U mpp	859 V		
I mpp	2310 A		

Array #10 - Sottocampo #10

Number of PV modules	3096 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2152 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	129 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1983 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.90
U mpp	859 V		
I mpp	2310 A		

Array #11 - Sottocampo #11

Number of PV modules	3072 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2135 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	128 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1968 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.89
U mpp	859 V		
I mpp	2292 A		

Array #12 - Sottocampo #12

Number of PV modules	3072 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2135 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	128 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1968 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.89
U mpp	859 V		
I mpp	2292 A		

Array #13 - Sottocampo #13

Number of PV modules	3024 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2102 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	126 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1937 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.88
U mpp	859 V		
I mpp	2256 A		

Array #14 - Sottocampo #14

Number of PV modules	3024 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2102 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	126 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1937 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.88
U mpp	859 V		
I mpp	2256 A		



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
 25/11/22 17:08
 with v7.2.8

PV Array Characteristics

Array #15 - Sottocampo #15

Number of PV modules	2880 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	2002 kWp	Total power	2200 kWac
Modules	120 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1845 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	859 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.91
I mpp	2149 A		

Array #16 - Sottocampo #16

Number of PV modules	2880 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	2002 kWp	Total power	2200 kWac
Modules	120 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1845 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	859 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.91
I mpp	2149 A		

Array #17 - Sottocampo #17

Number of PV modules	1632 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1134 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	68 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1045 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	859 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.81
I mpp	1218 A		

Array #18 - Sottocampo #18

Number of PV modules	2304 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	1601 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	96 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1476 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	859 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.67
I mpp	1719 A		

Array #19 - Sottocampo #19

Number of PV modules	2976 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2068 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	124 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1906 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	859 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.86
I mpp	2220 A		

Array #20 - Sottocampo #20

Number of PV modules	2976 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2068 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	124 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1906 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	859 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.86
I mpp	2220 A		



PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
 25/11/22 17:08
 with v7.2.8

PV Array Characteristics

Array #21 - Sottocampo #21

Number of PV modules 2976 units
 Nominal (STC) 2068 kWp
 Modules 124 Strings x 24 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 1906 kWp
 U mpp 859 V
 I mpp 2220 A

Number of inverters 12 units
 Total power 2400 kWac

Operating voltage 550-1500 V
 Pnom ratio (DC:AC) 0.86

Array #22 - Sottocampo #22

Number of PV modules 2976 units
 Nominal (STC) 2068 kWp
 Modules 124 Strings x 24 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 1906 kWp
 U mpp 859 V
 I mpp 2220 A

Number of inverters 12 units
 Total power 2400 kWac

Operating voltage 550-1500 V
 Pnom ratio (DC:AC) 0.86

Array #23 - Sottocampo #23

Number of PV modules 2976 units
 Nominal (STC) 2068 kWp
 Modules 124 Strings x 24 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 1906 kWp
 U mpp 859 V
 I mpp 2220 A

Number of inverters 12 units
 Total power 2400 kWac

Operating voltage 550-1500 V
 Pnom ratio (DC:AC) 0.86

Array #24 - Sottocampo #24

Number of PV modules 2472 units
 Nominal (STC) 1718 kWp
 Modules 103 Strings x 24 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 1584 kWp
 U mpp 859 V
 I mpp 1844 A

Number of inverters 10 units
 Total power 2000 kWac

Operating voltage 550-1500 V
 Pnom ratio (DC:AC) 0.86

Total PV power

Nominal (STC) 45019 kWp
 Total 64776 modules
 Module area 201217 m²
 Cell area 188537 m²

Total inverter power

Total power 52400 kWac
 Nb. of inverters 262 units
 Pnom ratio 0.86



PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.4 %/year

IAM loss factor

ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cosi -1)
bo Param. 0.05

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

Spectral correction

FirstSolar model
Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.29 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Campo FV

Global array res. 9.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sottocampo #2

Global array res. 6.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Sottocampo #3

Global array res. 6.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Sottocampo #4

Global array res. 8.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Sottocampo #5

Global array res. 8.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Sottocampo #6

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - Sottocampo #7

Global array res. 6.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - Sottocampo #8

Global array res. 13 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - Sottocampo #9

Global array res. 6.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #10 - Sottocampo #10

Global array res. 6.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #11 - Sottocampo #11

Global array res. 6.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #12 - Sottocampo #12

Global array res. 6.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #13 - Sottocampo #13

Global array res. 6.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #14 - Sottocampo #14

Global array res. 6.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #15 - Sottocampo #15

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #16 - Sottocampo #16

Global array res. 6.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #17 - Sottocampo #17

Global array res. 12 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #18 - Sottocampo #18

Global array res. 8.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC



PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

DC wiring losses

Array #19 - Sottocampo #19			
Global array res.	6.4 mΩ	Global array res.	6.4 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #20 - Sottocampo #20			
Global array res.	6.4 mΩ	Global array res.	6.4 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #21 - Sottocampo #21			
Global array res.	6.4 mΩ	Global array res.	6.4 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #22 - Sottocampo #22			
Global array res.	6.4 mΩ	Global array res.	6.4 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #23 - Sottocampo #23			
Global array res.	6.4 mΩ	Global array res.	7.6 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #24 - Sottocampo #24			
Global array res.	6.4 mΩ	Global array res.	7.6 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

System losses

Unavailability of the system

Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods



PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
 25/11/22 17:08
 with v7.2.8

Horizon definition

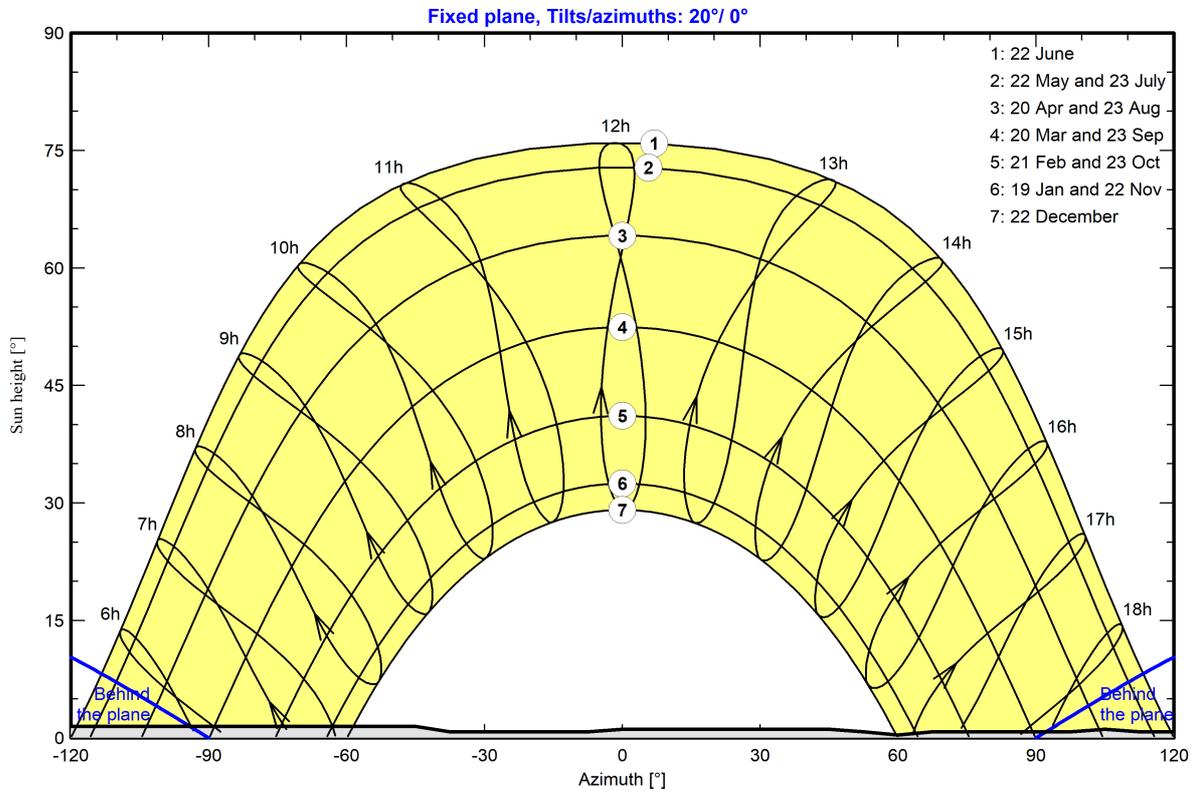
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°26'47', Long=14°57'33', Alt=12m

Average Height 1.4 ° Albedo Factor 0.96
 Diffuse Factor 1.00 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-45	-38	-8	0	45
Height [°]	3.4	4.6	3.1	1.9	1.5	1.9	1.9	1.5	1.5	0.8	0.8	1.1	1.1
Azimuth [°]	53	60	68	98	105	113	128	135	150	158	165	173	180
Height [°]	0.8	0.4	0.8	0.8	1.1	0.8	0.8	1.1	1.1	1.5	1.9	2.7	3.4

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



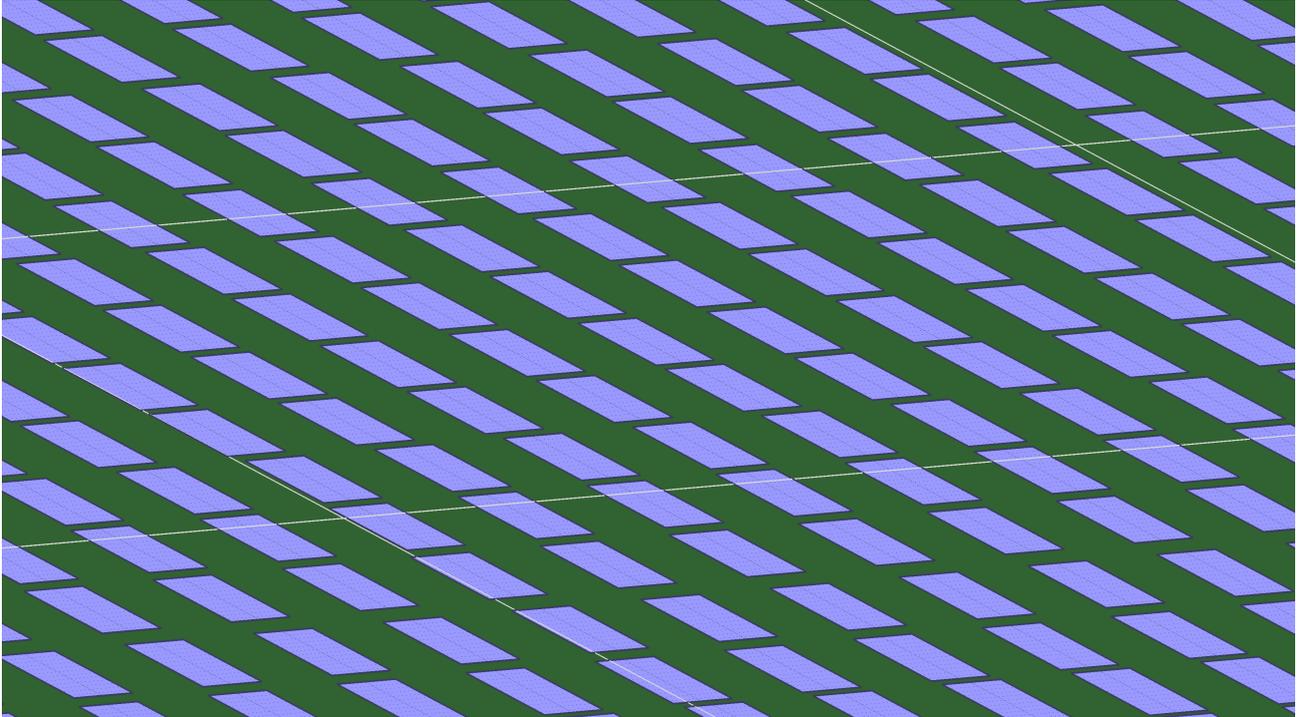


PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

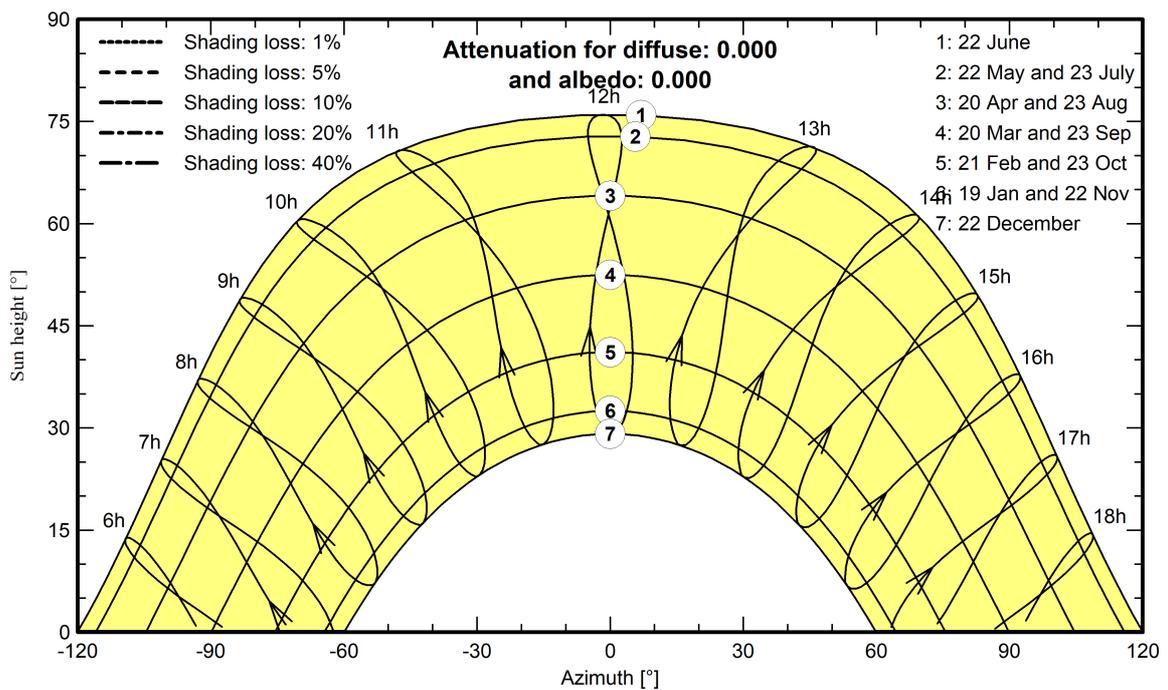
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Varna solar - Catania - Legal Time





PVsyst V7.2.8

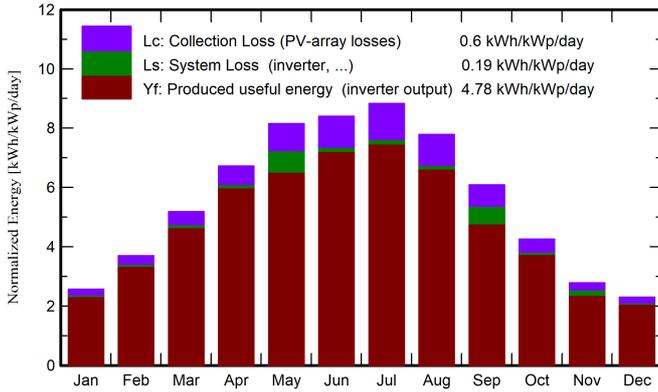
VC0, Simulation date:
 25/11/22 17:08
 with v7.2.8

Main results

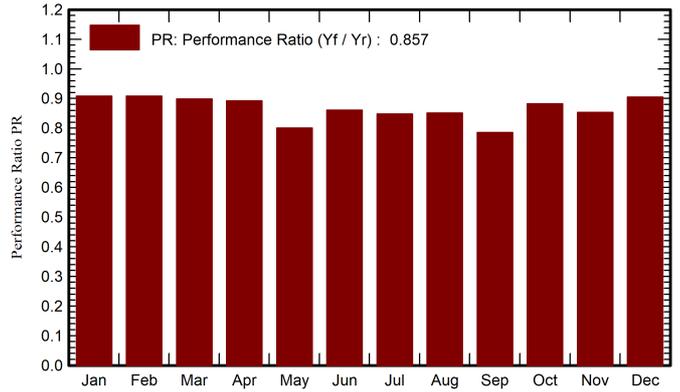
System Production

Produced Energy **78472 MWh/year** Specific production **1743 kWh/kWp/year**
 Performance Ratio PR **85.66 %**

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	63.2	31.68	9.47	79.7	72.7	3323	3257	0.908
February	82.5	39.99	9.69	103.4	95.3	4312	4231	0.909
March	129.4	60.44	12.18	160.8	149.8	6629	6505	0.898
April	162.7	79.65	14.67	201.7	189.0	8254	8102	0.892
May	199.6	84.15	19.02	252.8	238.1	10126	9111	0.801
June	201.7	88.40	23.60	252.0	237.4	9949	9764	0.861
July	215.7	83.71	27.18	273.7	258.3	10639	10442	0.847
August	191.2	80.70	27.32	241.5	227.6	9432	9257	0.851
September	145.2	65.69	23.42	182.6	170.7	7262	6458	0.786
October	105.7	51.90	19.68	132.0	122.1	5344	5240	0.882
November	69.1	39.81	14.72	83.5	76.1	3449	3207	0.853
December	56.9	30.89	10.95	71.2	64.5	2959	2899	0.905
Year	1622.9	737.01	17.71	2034.9	1901.6	81676	78472	0.857

Legends

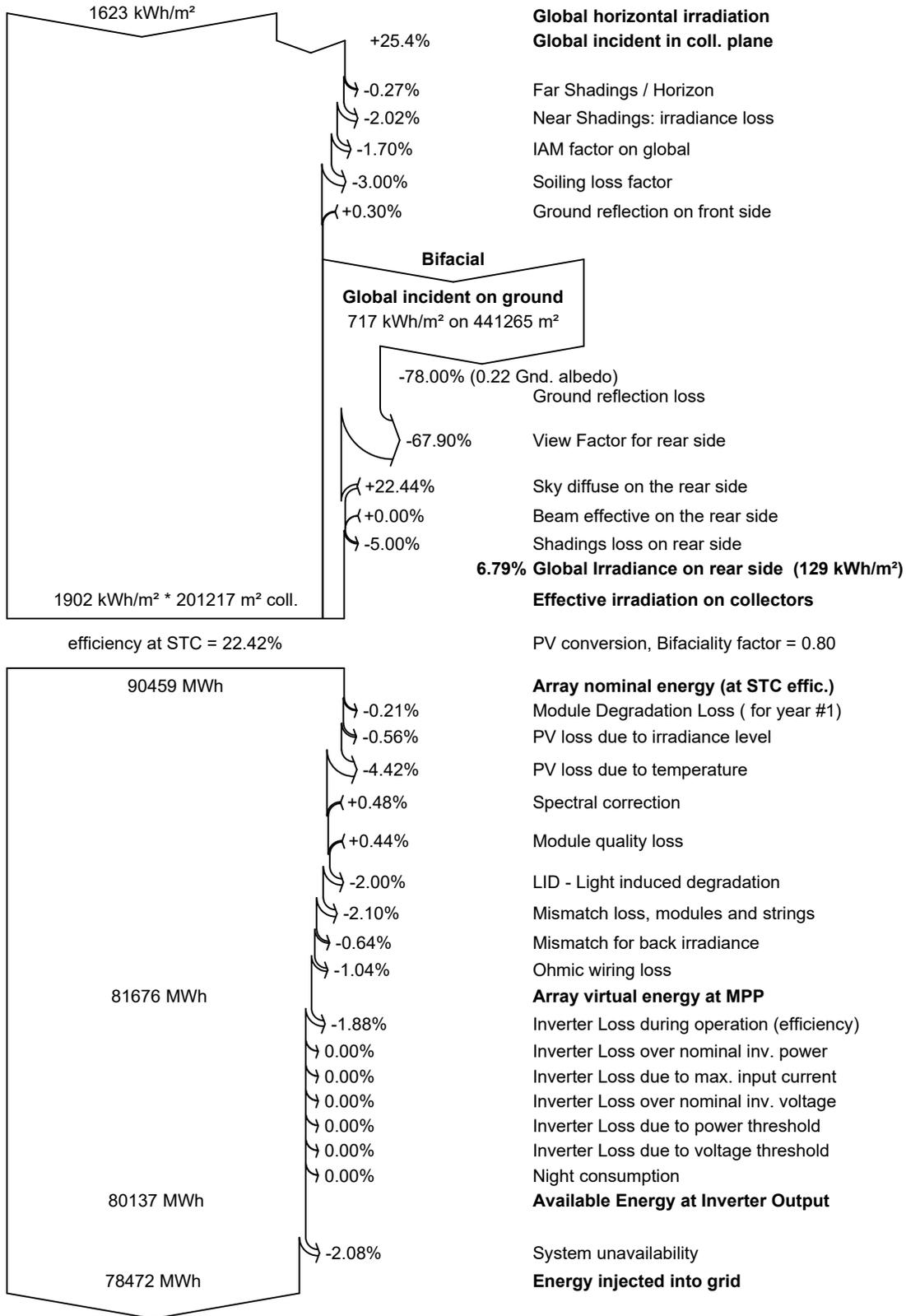
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
 25/11/22 17:08
 with v7.2.8

Loss diagram



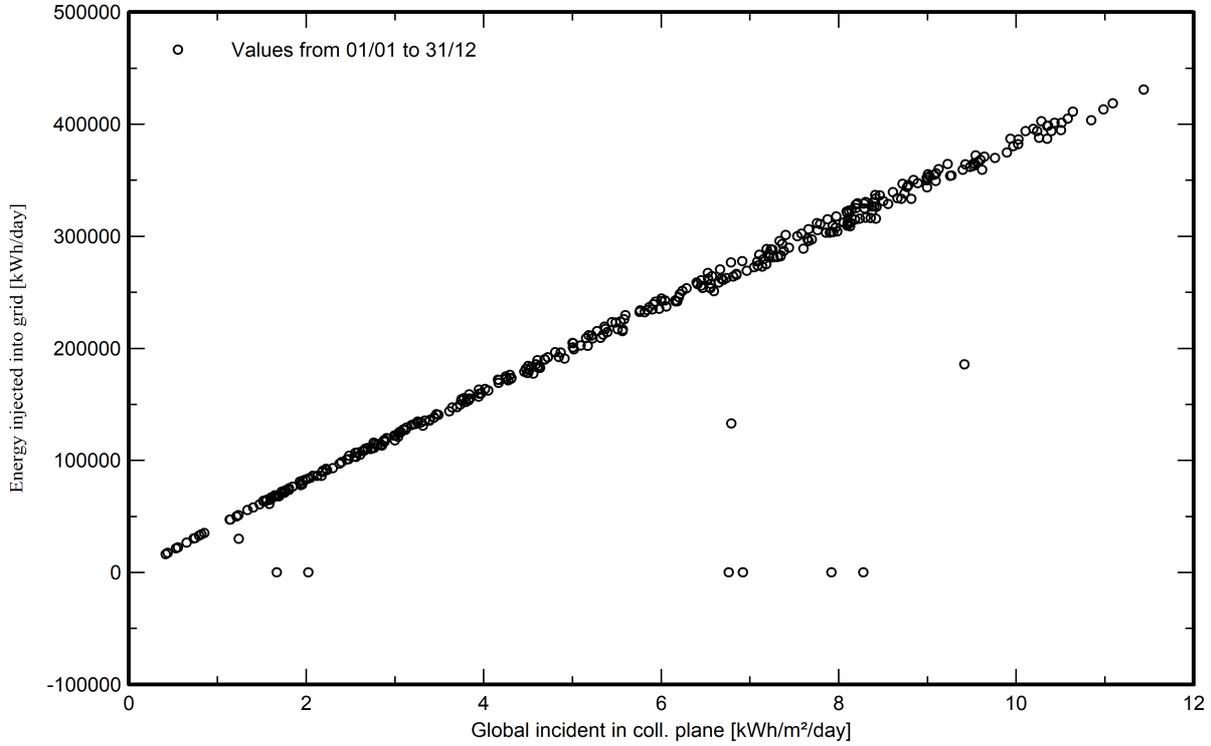


PVsyst V7.2.8

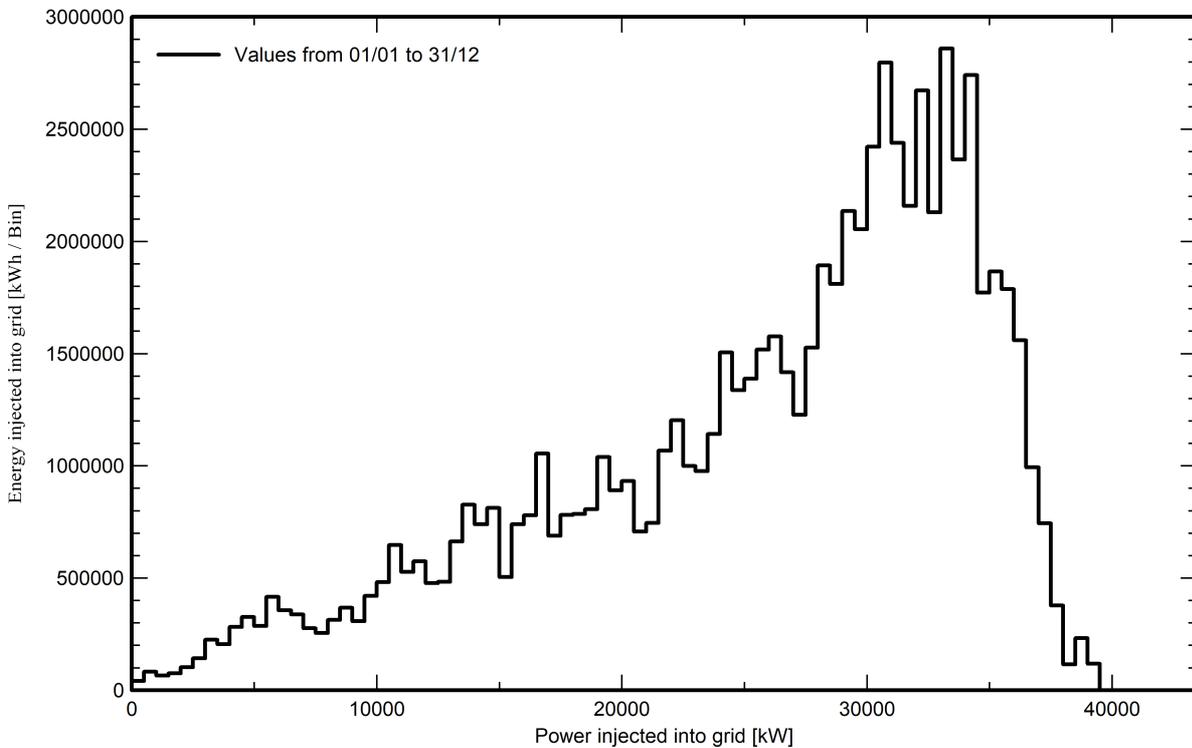
VC0, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



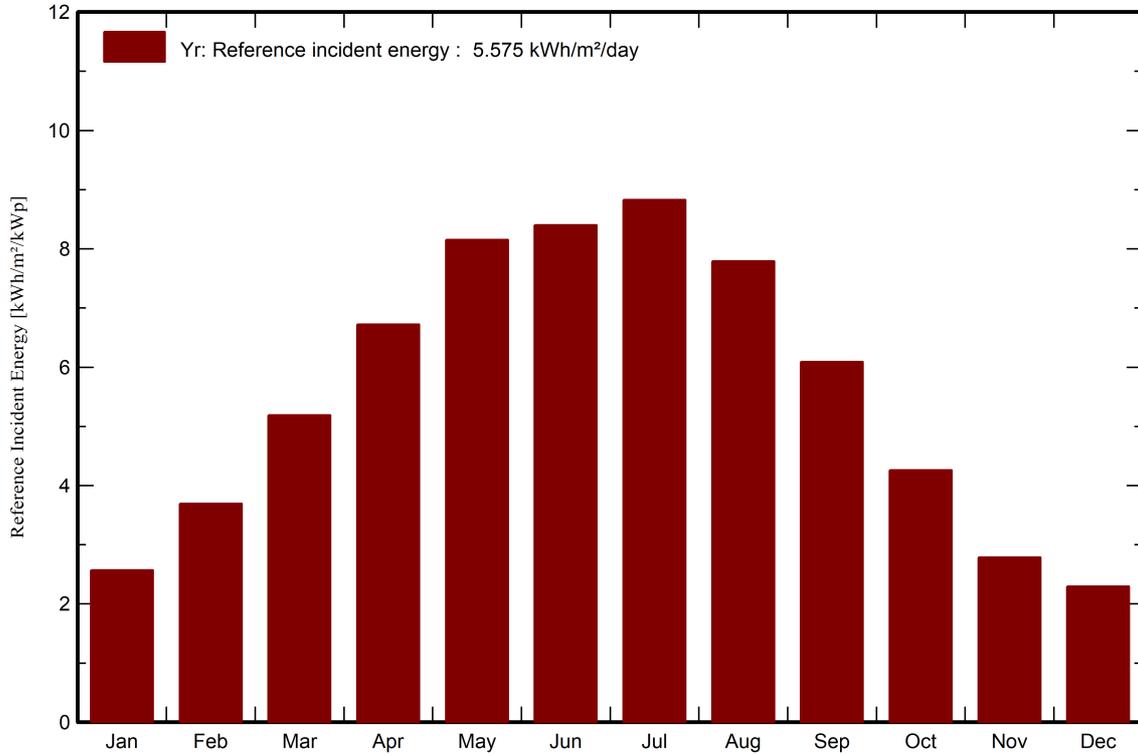


PVsyst V7.2.8

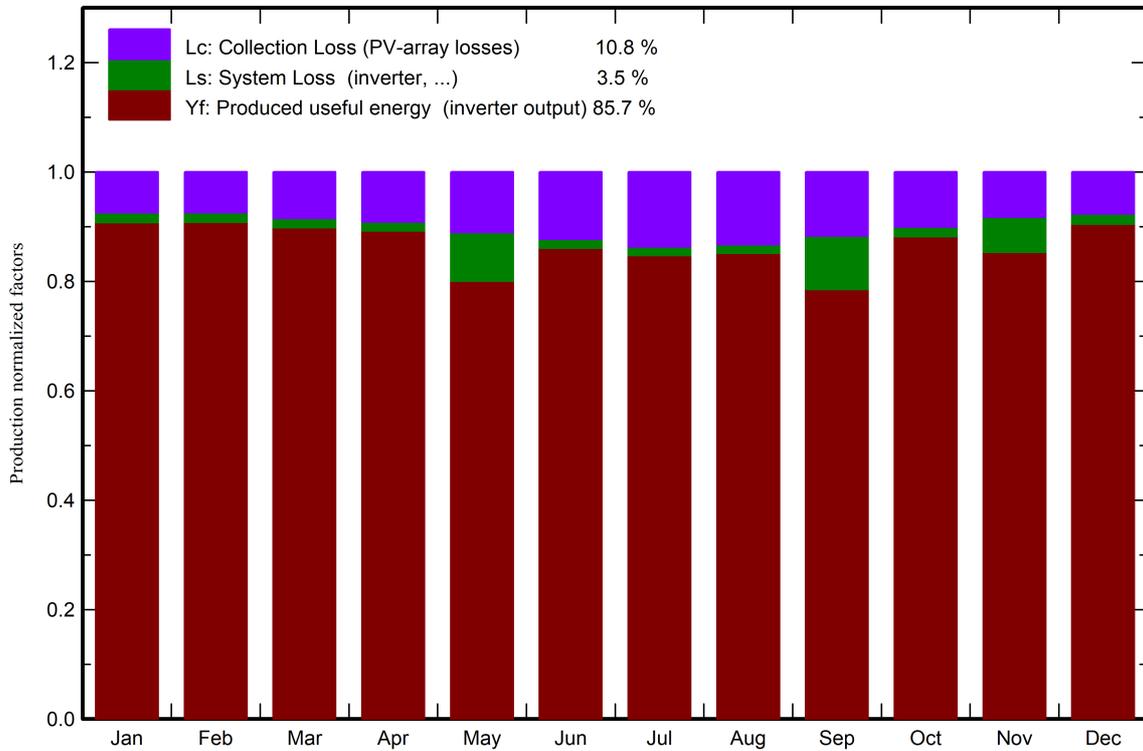
VCO, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

Predef. graphs

Energia incidente di riferimento su piano collettori



Fattori normalizzati di produzione e di perdita



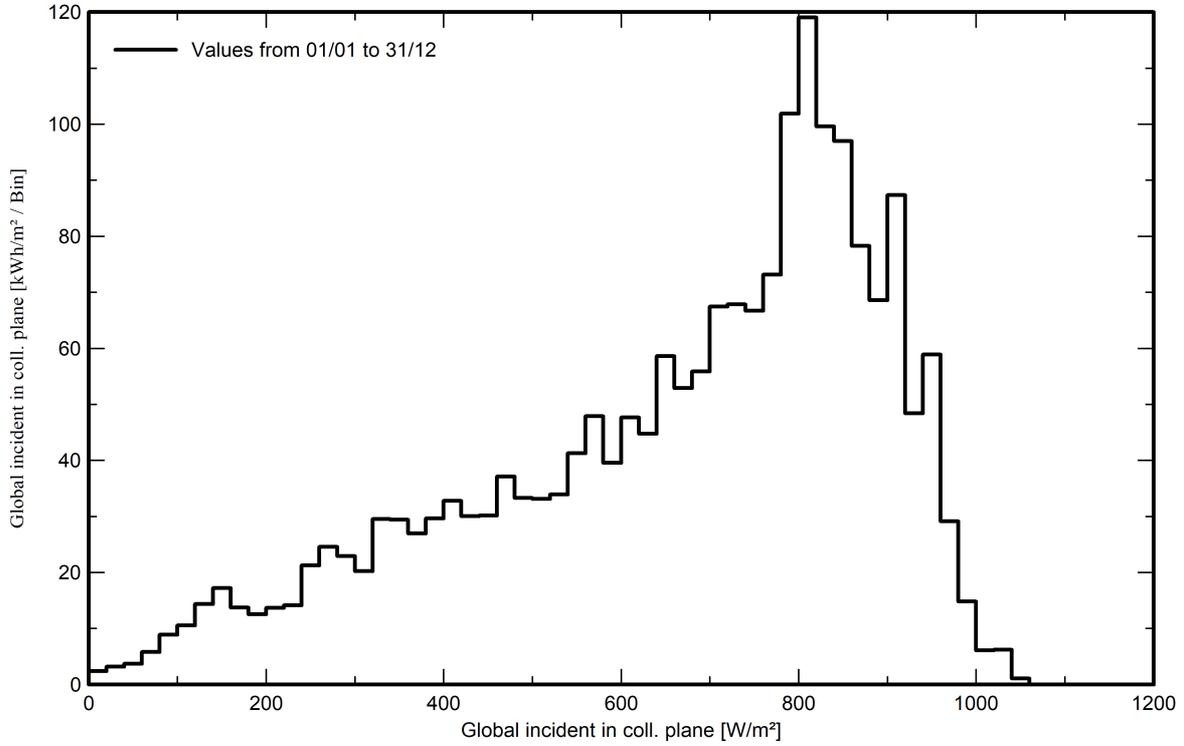


PVsyst V7.2.8

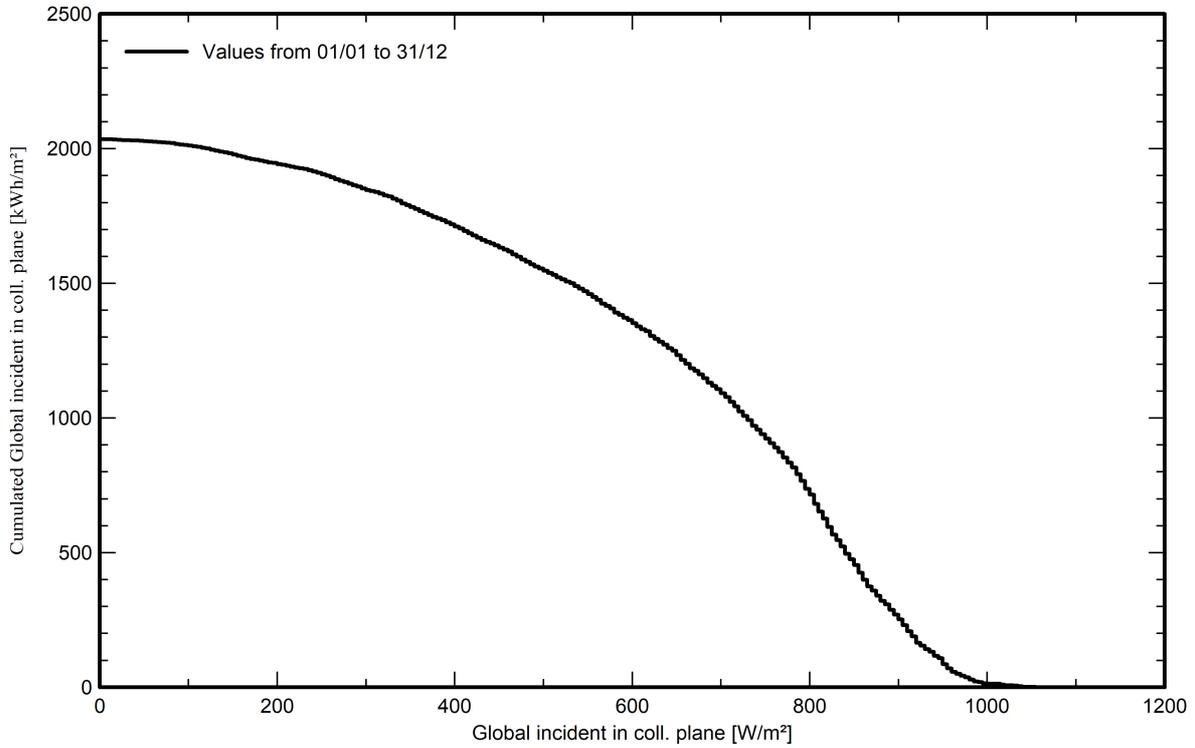
VC0, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

Predef. graphs

Distribuzione irraggiamento incidente



Coda della distribuzione di irradiazione incidente



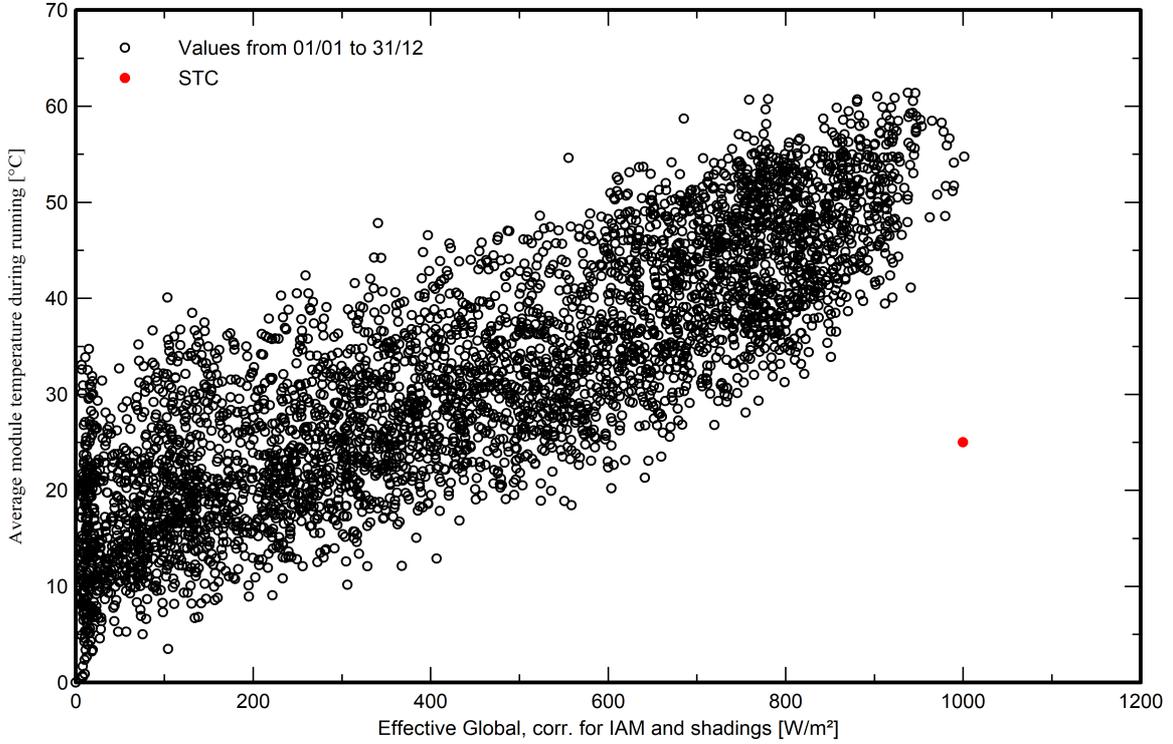


PVsyst V7.2.8

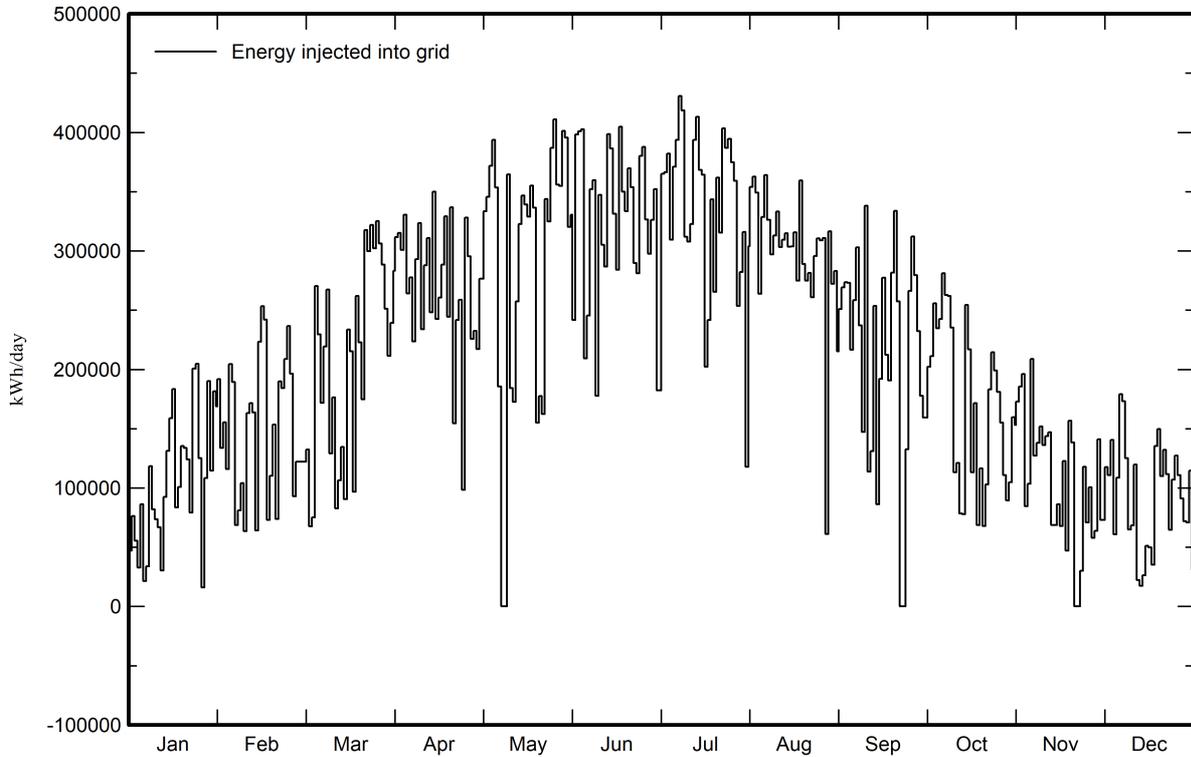
VC0, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

Predef. graphs

Temperatura del campo vs. irradiazione efficace



Energia giornaliera in uscita sistema



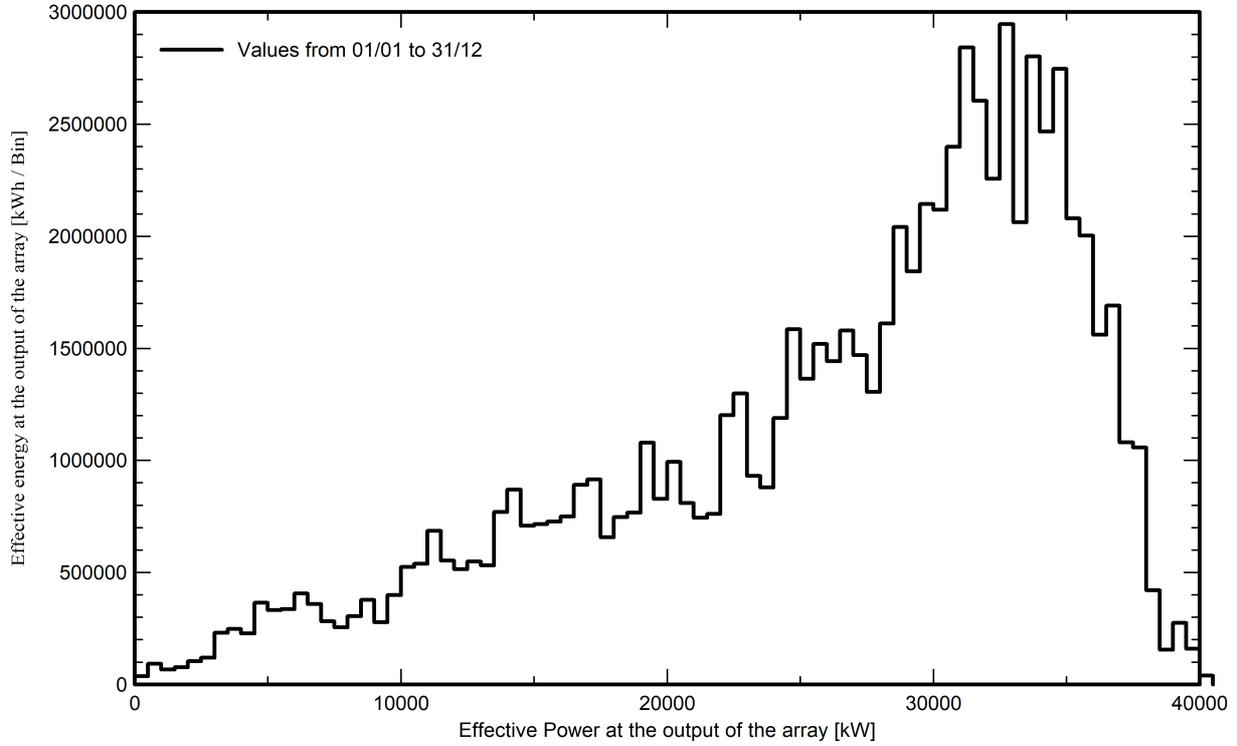


PVsyst V7.2.8

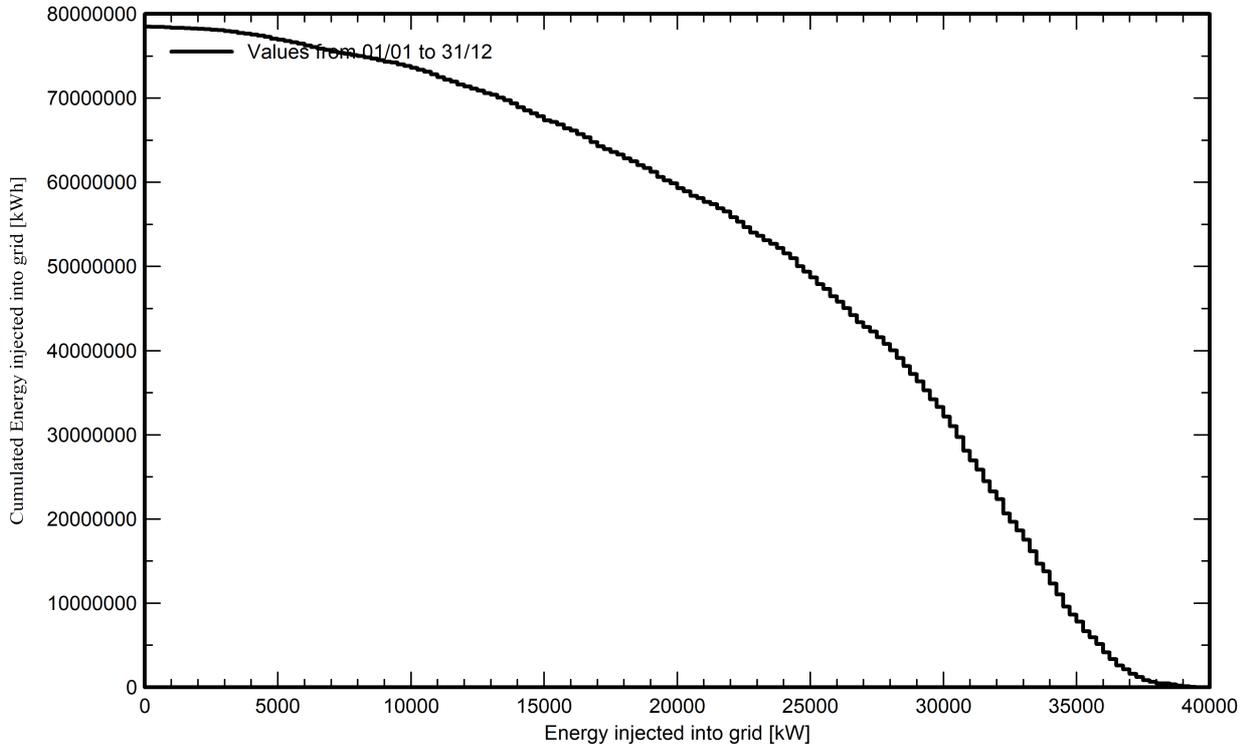
VC0, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

Predef. graphs

Distribuzione potenza dell'impianto



Coda della distribuzione della potenza in uscita



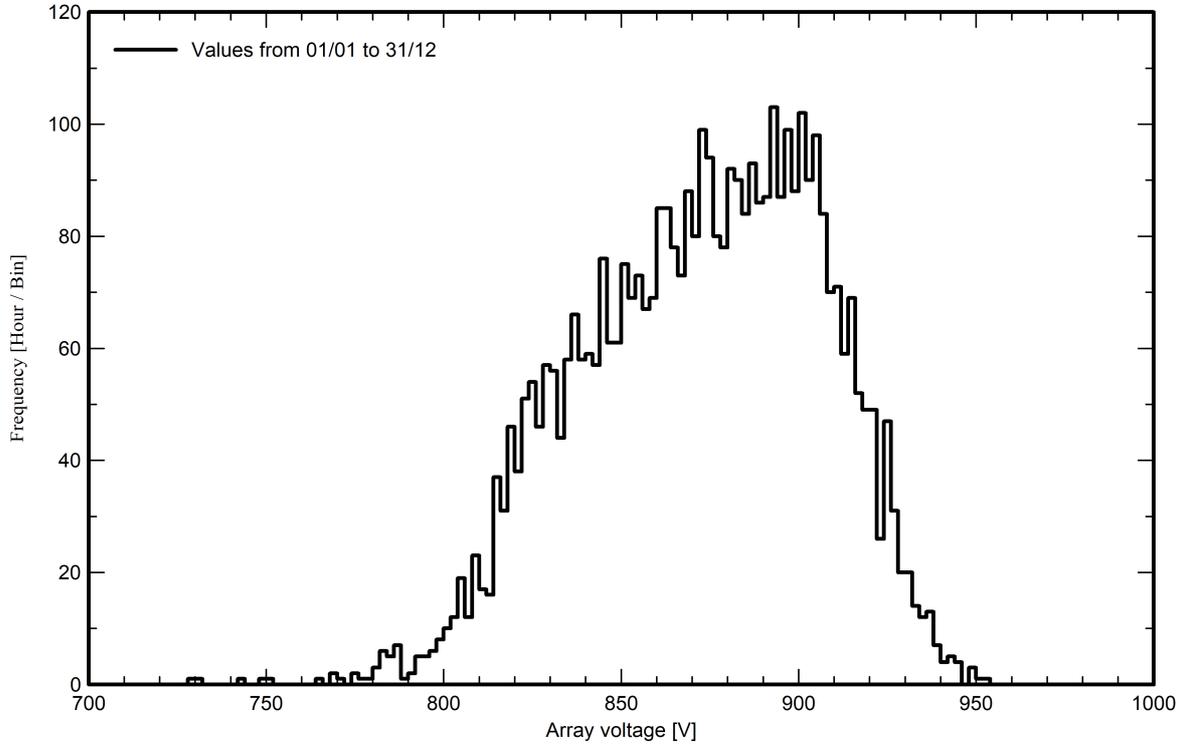


PVsyst V7.2.8

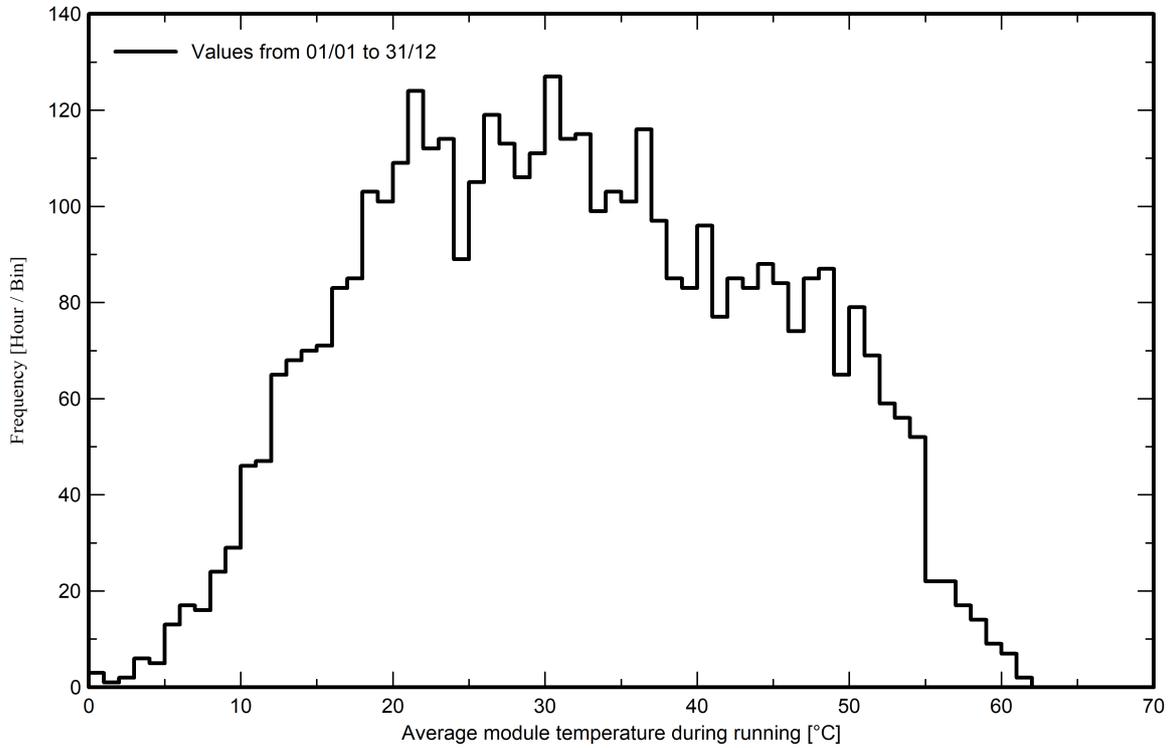
VC0, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

Predef. graphs

Distribuzione tensione impianto



Distribuzione temperatura impianto





PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
25/11/22 17:08
with v7.2.8

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
Total			0.00
Depreciable asset			0.00

Operating costs

Item	Total EUR/year
Total (OPEX)	0.00

System summary

Total installation cost	0.00 EUR
Operating costs	0.00 EUR/year
Produced Energy	78472 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.000 EUR/kWh



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
 25/11/22 17:08
 with v7.2.8

CO₂ Emission Balance

Total: 777712.6 tCO₂

Generated emissions

Total: 86316.71 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 995809.3 tCO₂

System production: 78471.97 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh

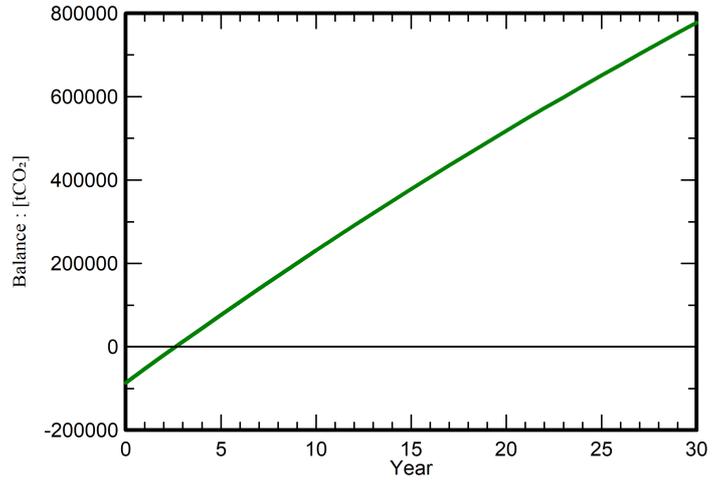
Source: IEA List

Country: Italy

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	45019 kWp	77105490
Supports	2.82 kgCO ₂ /kg	3238800 kg	9137983
Inverters	280 kgCO ₂ /units	262 units	73234