



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DENOMINATO
"ARYA MAZARA"
DI POTENZA DI PICCO PARI A 42,3444 MW
NEL COMUNE DI MAZARA DEL VALLO (TP)

OGGETTO

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO

RELAZIONE GENERALE D'IMPIANTO

Codice elaborato	Data	Livello progettazione	Emesso	Verificato	Approvato	REV.
25-ARYA-00	APR. 2023	DEFINITIVO	E-PRIMA S.R.L. ING. G. VICINO	E-PRIMA S.R.L. ING. G. VICINO	ARYA SOLAR S.R.L..	00

Società proponente

Timbri e firme



Arya Solar SRL

ARYA SOLAR S.R.L.
Via Croce Rossa 25
90144 Palermo (PA)
P.iva 11944660965
Pec: aryasolarsrl@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.....	5
8	Caratteristiche prestazionali dei materiali	6
8.1	Moduli fotovoltaici.....	6
8.2	Inseguitori Monoassiali	8
8.3	Strutture fisse.....	8
8.4	Conversione statica cc/ca – inverter di stringa.....	9
8.5	Cabine elettriche.....	11
8.5.1	Cabine di trasformazione.....	11
8.5.2	Cabina di raccolta	12
8.6	protezione generale e protezione di interfaccia	12
8.7	Cavi elettrici	13
9	impianto agrovoltaiico – caratteristiche di dettaglio.....	14
9.1	potenza di picco.....	14
9.2	potenza nominale.....	14
9.3	Generatore in corrente continua	14

9.4	Definizione sottocampi.....	15
9.5	Configurazione inverter.....	15
9.6	TRASFORMATORI	16
10	Dimensionamento e producibilità.....	16
10.1	Effetto fotovoltaico.....	16
10.2	Irraggiamento sul piano dei moduli.....	18
10.3	Perdite di sistema.....	18
10.4	Producibilità	20
11	Misure di protezione e sicurezza	21
11.1	Protezione dai contatti diretti.....	21
11.2	Protezione dai contatti indiretti.....	21
11.3	Protezione combinata dai contatti diretti e indiretti.....	21
11.4	Protezione dei circuiti dalle sovracorrenti e sezionamento	22
11.5	impianto di messa a terra	22
12	compatibilita' elettromagnetica (EMC).....	22
13	verifiche tecnico - funzionali (collaudo)	23

1 PREMESSA

La presente relazione è tesa a definire gli aspetti tecnici relativi ad un impianto agrovoltaico denominato "Arya Mazara" di potenza di generazione pari a 42,3444 MWp e potenza nominale pari a 38,00MW da installare nel comune di Mazara (TP). Verranno forniti tutti i documenti e gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto definitivo alle finalità dell'intervento.

2 COMMITTENTE

Società: ARYA SOLAR S.R.L.

Sede legale: Via Croce Rossa 25 90144 Palermo (PA)

P.IVA 11944660965

3 LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO CATASTALE DEL SITO DI INSTALLAZIONE

Sito di installazione: Comuni di Mazara (TP).

Coordinate geografiche: Lat. 37.753638°, Long 12.657881°

Quota altimetrica media: 80 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 circa 76,6 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 Mazara (TP), e ricade nei seguenti fogli catastali di seguito elencati:

Comune	Fogli
Mazara	33,66

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: 59.640 MF
- ✚ Tipologia di modulo fotovoltaico: Goldi Solar G12 Series da 710W_p
- ✚ Potenza modulo fotovoltaico: 710 W
- ✚ Potenza di generazione dell'impianto: 42,3444MW_p
- ✚ Inverter utilizzati: Huawei SUN 2000 - 215 KTL – H3
- ✚ Numero di inverter: 190
- ✚ Connessione alla rete elettrica: AT (36 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: 42,3444 MW_p
- ✚ Esposizione del generatore fotovoltaico:
 - Inseguitori solari mono-assiali con allineamento N-S
 - Strutture fisse - Tilt 30° - Azimut 0°
- ✚ Rendimento energetico impianto stimato: 88,01 %
- ✚ Producibilità specifica, per il 10° anno: 1953 kWh/KW_p/anno
- ✚ Producibilità totale impianto, per il 10° anno: 82,696 GWh/anno

5 CONNESSIONE ALLA RTN

Il progetto è ad oggi riferito al Preventivo di connessione TERNA avente codice pratica 202100872. Tale soluzione prevede la connessione in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Fulgatore - Partanna" previa:

- Realizzazione del nuovo elettrodotto RTN 220 kV "Fulgatore – Partinico", di cui al Piano di Sviluppo Terna;
- Realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento della suddetta stazione con la stazione 220/150 kV di Fulgatore, previo ampliamento della stessa;
- Realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento della suddetta stazione a 220kV con la stazione 220 kV di Partanna, previo ampliamento della stessa.

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 obbligatorie 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 G12 Series del produttore Goldi Solar, con potenza massima pari a 710 Wp, tensione di circuito aperto pari a 49,3 V e corrente di cortocircuito pari a 17,47 A.

La superficie complessiva occupata dai 59640 moduli fotovoltaici è 185.262 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.

TECHNICAL DATA

Electrical Parameter at STC		Heterojunction Bifacial Module					
Module Type	G12 Series (680-710 Wp)						
Capacity rating – Pmax(Wp)	680	685	690	695	700	705	710
Power Tolerance (W)	0-+5						
Module Efficiency (%)	21.89	22.05	22.21	22.37	22.53	22.70	22.85
Rated voltage - Vmp(V)	42.44	42.63	42.82	43.02	43.21	43.40	43.53
Rated current - Imp(A)	16.05	16.09	16.14	16.18	16.23	16.27	16.34
Open circuit voltage - Voc(V)	48.91	48.97	49.04	49.10	49.17	49.24	49.30
Short circuit current - Isc(A)	16.98	17.06	17.14	17.22	17.31	17.39	17.47

Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Except Pmax, all other parameters have a tolerance of ±3%.

Electrical Parameter at NMOT		Heterojunction Bifacial Module					
Capacity rating – Pmax(Wp)	569	574	578	583	588	592	597
Rated voltage - Vmp(V)	40.24	40.43	40.62	40.82	41.01	41.20	41.33
Rated current - Imp(A)	14.15	14.19	14.24	14.28	14.33	14.37	14.44
Open circuit voltage - Voc(V)	46.31	46.37	46.44	46.50	46.57	46.64	46.70
Short circuit current - Isc(A)	14.98	15.06	15.14	15.22	15.31	15.39	15.47

Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/sec

BSTC**		Heterojunction Bifacial Module					
Capacity rating – Pmax(Wp)	753	759	765	770	776	781	787
Rated voltage - Vmp(V)	42.44	42.63	42.82	43.02	43.21	43.40	43.53
Rated current - Imp(A)	17.78	17.83	17.88	17.93	17.98	18.03	18.10
Open circuit voltage - Voc(V)	48.91	48.97	49.04	49.10	49.17	49.24	49.30
Short circuit current - Isc(A)	18.81	18.90	18.99	19.08	19.18	19.27	19.36

BSTC** - Front side irradiance 1000 W/m², back side reflection irradiance 135 W/m² spectrum AM 1.5 & cell temperature of 25°C | BI-Faciality Factor: 80 ± 5 %

PERMISSIBLE OPERATING CONDITIONS

Temperature range	-40°C to + 85°C
Maximum system voltage	1500 VDC
Maximum Series fuse rating	30A

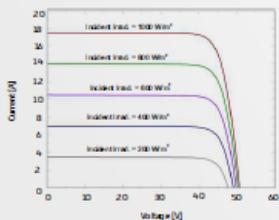
TEMPERATURE COEFFICIENTS (TC)

Temperature Coefficient (Voc)	-0.234% /°C
Temperature Coefficient (Isc)	0.033% /°C
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.259% /°C
Nominal module Operating Temperature (NMOT)	43±3/°C

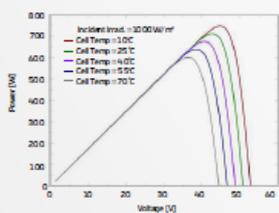
PACKING CONFIGURATIONS**

Pallets Per Container	18
Modules Per Pallet	31
No Of Module, 40ft HC Container	558

IV CURVE



PV CURVE



MECHANICAL SPECIFICATION

Cell Type	12 busbar N-type bifacial HDT half cut cell (210mm)
Cell Connection	132 pcs (66x2)
Module Dimension	2384X1303X35 mm
Weight	38.7 kg
Junction Box	IP 68 certified, 3 diodes, Split junction box
Output Cable	Solar cable 4.00 mm length, 4 mm ²
Connectors Type	MC4 Compatible
Frame	Silver Anodised Aluminum Alloy
Encapsulant	POE Polyolefin based Encapsulant, UV and Weather stable
Front Load	5400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Solar Glass	2.0 mm, High transmission, AR coated HS glass
Application Class	Class A
Electrical Safety	Class II
Fire Safety	Class C (Type 1)

Engineering Drawings

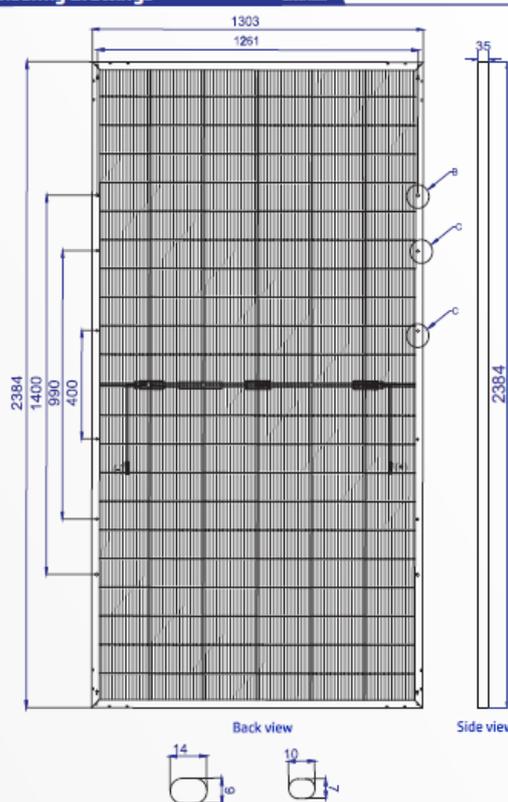


Figura 2 – caratteristiche tecniche, meccaniche e curve I-V

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'analogha 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 12 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. 190 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.1 cabina di raccolta ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi, definiti dalle n. 9 cabine di trasformazione disposte nel campo agrovoltaiico.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in struttura metallica autoportante, conforme alla norma CEI EN 62190-202 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 rinalzo per la mancata apertura;
- ✚ 1 trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari dell'inverter;
- ✚ 1 trasformatore di potenza con rapporto di trasformazione 800V/36.000V 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.1 cabina 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 alla cabina 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 36 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 IMPIANTO AGROVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO

9.1 POTENZA DI PICCO

L'impianto agrovoltaico in oggetto avrà una potenza di generazione installata pari a 47,018526MWp 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 59.640;
- ✚ La potenza nominale del modulo agrovoltaico prescelto è pari a 710 Wp;
- ✚ La potenza di picco sarà pertanto pari a: $(0,710 \times 59.640)/1000 = 42,3444$ MWp

9.2 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 190;
- ✚ La potenza nominale dell'inverter prescelto è pari a 200 W;
- ✚ La potenza nominale totale degli inverter sarà pari a: $(200 \times 190)/1000 = 38$ MW
- ✚ La potenza di generazione installata è pari a 42,3444 MWp
- ✚ La potenza nominale sarà pertanto pari a 38,00MW

9.3 GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA

I moduli fotovoltaici verranno installati su:

- ✚ n. 1140 inseguitori monoassiali (tracker) da 48 moduli fotovoltaici ciascuno;
- ✚ n. 205 strutture fisse da 24 moduli fotovoltaici ciascuno;

Posti in serie, per un totale di 59640 moduli.

Su ciascun tracker saranno installate 2 stringhe da 24 moduli per un totale di 2280 stringhe.

Su ciascuna struttura fissa sarà installata una singola stringa da 24 moduli per un totale di 205 stringhe.

L'impianto sarà pertanto composto complessivamente da 2485 stringhe.

Tipologia di installazione	strutture [n°]	MF [n°]	pot installata [kWp]
Tracker da 48 MF	2280	54.720	38851,2
Strutture fisse	205	4920	3493,2

9.4 DEFINIZIONE SOTTOCAMPI

L'impianto è stato suddiviso in 9 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	205	4920	3493,2
2	152	3648	2590,08
3-9	304	7296	5180,16

9.5 CONFIGURAZIONE INVERTER

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n.190 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° 14 stringhe da 24 MF (238,56 kWp).
- ✚ Configurazione "B" composta da N° 13 stringhe da 24 MF (221,52 kWp).
- ✚ Configurazione "C" composta da N° 12 stringhe da 24 MF (204,48 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	1	16	3400
2	0	8	4	2400
3-9	5	18	0	4600

9.6 TRASFORMATORI

La tensione nominale d'uscita degli inverter Huawei SUN2000-215KTL-H3, pari a 800 V, verrà innalzata a 36 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. e di due tipologie:

- ❖ TIPOLOGIA A: Dimensioni esterne 16 m x 2,500 m x 2,80 m.
- ❖ TIPOLOGIA B: Dimensioni esterne 13 m x 2,500 m x 2,80 m.

Nello specifico saranno realizzate n.8 cabine di trasformazione di tipologia A e n.1 cabina di trasformazione di tipologia B; tutte saranno dotate di trasformatori DYn11, 800/36kV, con taglie così come da tabella seguente.

Sottocampo	Trafo [kVA]
1	2 x 2000
2	1 x 3150
3-9	2 x 3150

10 DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ

10.1 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.

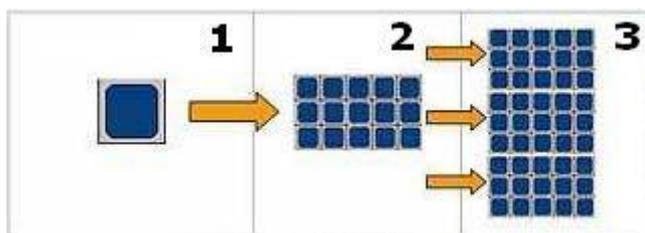


Figura 5 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino. Singole celle fotovoltaiche (1) connesse in serie formano un modulo fotovoltaico (2). Più moduli assemblati realizzano un impianto fotovoltaico (3)

10.2 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	60.2	34.59	11.36	81.4	79.4	3217	3165	0.918
February	77.9	36.48	11.20	106.6	104.6	4217	4148	0.919
March	129.4	57.87	13.28	177.2	175.0	6950	6836	0.911
April	163.4	75.26	15.33	215.3	213.1	8348	8206	0.900
May	205.2	74.94	19.12	277.5	275.3	10496	10310	0.877
June	210.1	83.82	22.94	283.3	281.1	10604	10416	0.868
July	219.4	81.41	26.56	294.9	292.7	10831	10635	0.852
August	198.6	69.27	26.78	272.5	270.7	10023	9842	0.853
September	144.0	59.32	23.52	200.7	198.5	7518	7387	0.869
October	105.5	49.92	20.34	143.6	141.5	5491	5399	0.888
November	67.6	34.57	16.26	92.8	90.5	3595	3535	0.900
December	55.0	31.51	12.94	73.2	71.1	2866	2819	0.910
Year	1636.5	688.97	18.35	2218.9	2193.5	84156	82696	0.880

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

10.3 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.

10.4 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).

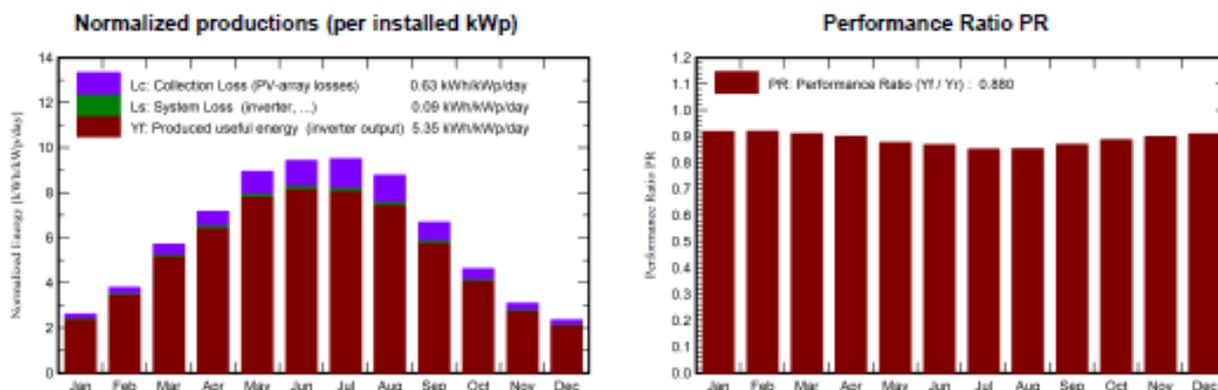


Figura 9 - Valori di producibilità output PV-Syst

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

DATI DI SINTESI	
Producibilità Impianto (1 anno):	1953 kWh/kWP
PR (Performance Ratio):	88,01%
Producibilità complessiva (10 anno):	82,696 GWh/anno

11 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.

11.1 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.

11.2 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 prescritta della stessa Norma CEI 64-8.

11.3 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.

11.4 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 omipolari. Tutti i quadri saranno dotati di interruttori generali omipolari che rendano possibile il sezionamento completo delle sezioni.

11.5 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.

12 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.

13 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

04/2023

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Mazara 38 MW

Variant: Nuova variante di simulazione

No 3D scene defined, no shadings

System power: 42.34 MWp

Baglio Guttaja - Italia



Project: Mazara 38 MW
Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:
13/04/23 00:47
with v7.2.8

Project summary

Geographical Site Baglio Guttaja Italia	Situation Latitude 37.75 °N Longitude 12.66 °E Altitude 74 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Baglio Guttaja Meteonorm 8.0 (1991-2009), Sat=100% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)	
System information		Inverters	
PV Array			
Nb. of modules	59640 units	Nb. of units	190 units
Pnom total	42.34 MWp	Pnom total	38.00 MWac
		Pnom ratio	1.114

Results summary

Produced Energy	82696 MWh/year	Specific production	1953 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.01 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:
13/04/23 00:47
with v7.2.8

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Trackers configuration	
Tracking plane, horizontal N-S axis		No 3D scene defined	
Axis azimuth	0 °		
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteornorm
		Circumsolar	separate
Horizon		Near Shadings	
Average Height	1.9 °	No Shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Goldi Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	Goldi Solar-G 12 Series-710 bifacial	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	710 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	59640 units	Number of inverters	190 units
Nominal (STC)	42.34 MWp	Total power	38000 kWac
Array #1 - Sottocampo #1			
Number of PV modules	4920 units	Number of inverters	17 units
Nominal (STC)	3493 kWp	Total power	3400 kWac
Modules	205 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	
Pmpp	3183 kWp	550-1500 V	
U mpp	938 V	Pnom ratio (DC:AC)	
I mpp	3392 A	1.03	
Array #2 - Sottocampo #2			
Number of PV modules	3648 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2590 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	152 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	
Pmpp	2360 kWp	550-1500 V	
U mpp	938 V	Pnom ratio (DC:AC)	
I mpp	2515 A	1.08	
Array #3 - Sottocampo #3			
Number of PV modules	7296 units	Number of inverters	23 units
Nominal (STC)	5180 kWp	Total power	4600 kWac
Modules	304 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	
Pmpp	4720 kWp	550-1500 V	
U mpp	938 V	Pnom ratio (DC:AC)	
I mpp	5029 A	1.13	
Array #4 - Sottocampo #4			
Number of PV modules	7296 units	Number of inverters	23 units
Nominal (STC)	5180 kWp	Total power	4600 kWac
Modules	304 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	
Pmpp	4720 kWp	550-1500 V	
U mpp	938 V	Pnom ratio (DC:AC)	
I mpp	5029 A	1.13	



PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:
13/04/23 00:47
with v7.2.8

PV Array Characteristics

Array #5 - Sottocampo #5

Number of PV modules	7296 units	Number of inverters	23 units
Nominal (STC)	5180 kWp	Total power	4600 kWac
Modules	304 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	4720 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	938 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
I mpp	5029 A		

Array #6 - Sottocampo #6

Number of PV modules	7296 units	Number of inverters	23 units
Nominal (STC)	5180 kWp	Total power	4600 kWac
Modules	304 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	4720 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	938 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
I mpp	5029 A		

Array #7 - Sottocampo #7

Number of PV modules	7296 units	Number of inverters	23 units
Nominal (STC)	5180 kWp	Total power	4600 kWac
Modules	304 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	4720 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	938 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
I mpp	5029 A		

Array #8 - Sottocampo #8

Number of PV modules	7296 units	Number of inverters	23 units
Nominal (STC)	5180 kWp	Total power	4600 kWac
Modules	304 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	4720 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	938 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
I mpp	5029 A		

Array #9 - Sottocampo #9

Number of PV modules	7296 units	Number of inverters	23 units
Nominal (STC)	5180 kWp	Total power	4600 kWac
Modules	304 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	4720 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	938 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
I mpp	5029 A		

Total PV power

Nominal (STC)	42344 kWp	Total inverter power	
Total	59640 modules	Total power	38000 kWac
Module area	185263 m ²	Nb. of inverters	190 units
Cell area	108640 m ²	Pnom ratio	1.11



PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:
 13/04/23 00:47
 with v7.2.8

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
 U_c (const) 29.0 W/m²K
 U_v (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 -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.37 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Sottocampo #1

Global array res. 4.5 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sottocampo #2

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

Array #3 - Sottocampo #3

Global array res. 3.1 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Sottocampo #4

Global array res. 3.1 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Sottocampo #5

Global array res. 3.1 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Sottocampo #6

Global array res. 3.1 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - Sottocampo #7

Global array res. 3.1 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - Sottocampo #8

Global array res. 3.1 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - Sottocampo #9

Global array res. 3.1 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC



PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:
13/04/23 00:47
with v7.2.8

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°45'12', Long=12°39'28', Alt=74m

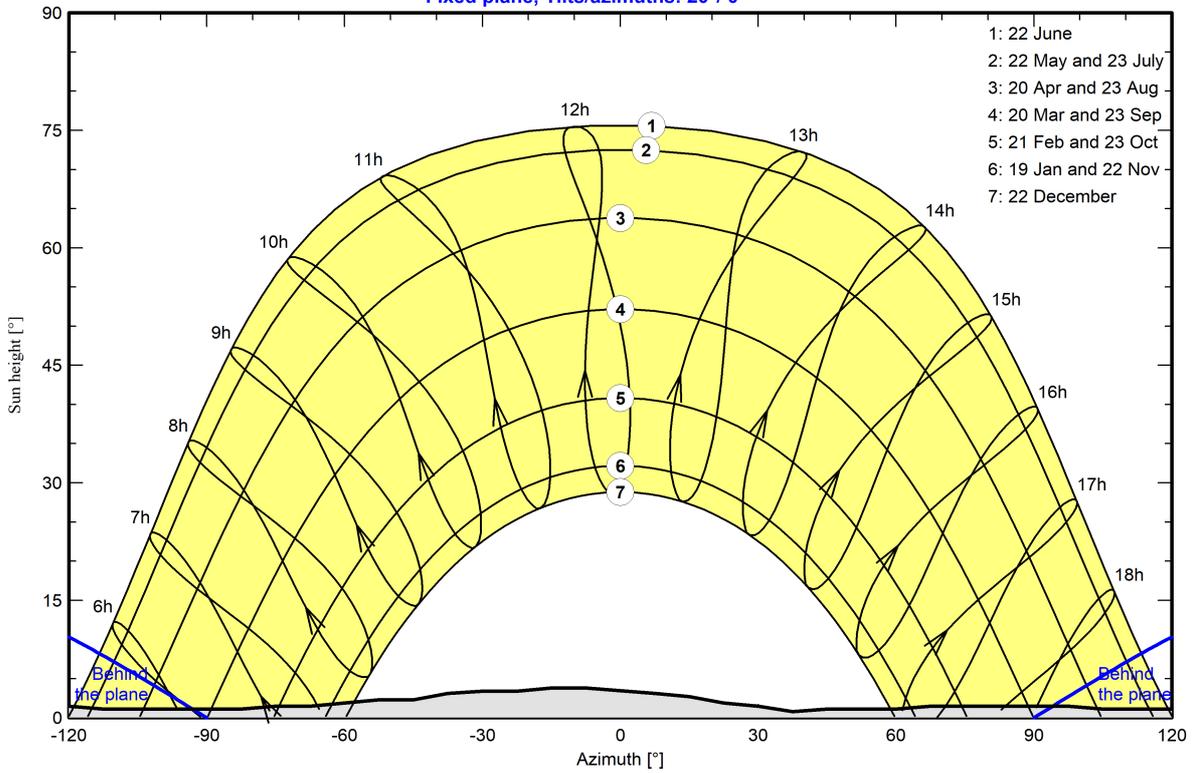
Average Height	1.9 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-135	-128	-120	-113	-83	-75	-68	-60	-53
Height [°]	2.3	2.3	1.9	1.9	1.5	1.5	1.1	1.1	1.5	1.5	1.9	2.3
Azimuth [°]	-45	-38	-30	-23	-15	-8	8	15	23	30	38	45
Height [°]	2.3	3.1	3.4	3.4	3.8	3.8	3.1	2.7	1.9	1.5	0.8	1.1
Azimuth [°]	60	68	98	105	128	135	143	165	173	180		
Height [°]	1.1	1.5	1.5	1.1	1.1	1.5	1.9	1.9	2.3	2.3		

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/ 0°





Project: Mazara 38 MW
Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

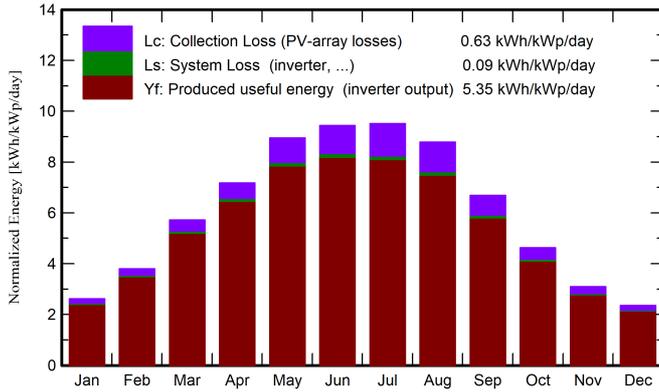
VC1, Simulation date:
13/04/23 00:47
with v7.2.8

Main results

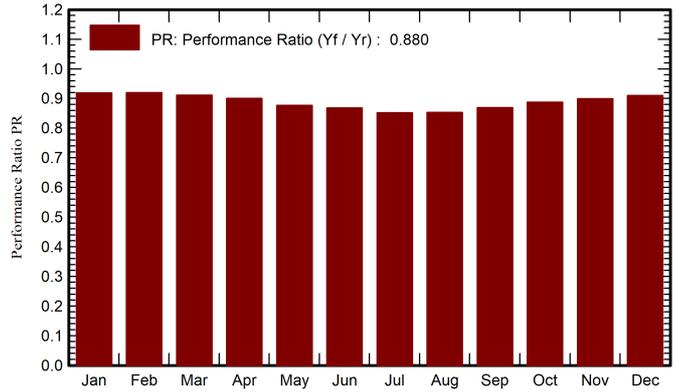
System Production

Produced Energy 82696 MWh/year Specific production 1953 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 88.01 %

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	60.2	34.59	11.36	81.4	79.4	3217	3165	0.918
February	77.9	36.48	11.20	106.6	104.6	4217	4148	0.919
March	129.4	57.87	13.28	177.2	175.0	6950	6836	0.911
April	163.4	75.26	15.33	215.3	213.1	8348	8206	0.900
May	205.2	74.94	19.12	277.5	275.3	10496	10310	0.877
June	210.1	83.82	22.94	283.3	281.1	10604	10416	0.868
July	219.4	81.41	26.56	294.9	292.7	10831	10635	0.852
August	198.6	69.27	26.78	272.5	270.7	10023	9842	0.853
September	144.0	59.32	23.52	200.7	198.5	7518	7387	0.869
October	105.5	49.92	20.34	143.6	141.5	5491	5399	0.888
November	67.6	34.57	16.26	92.8	90.5	3595	3535	0.900
December	55.0	31.51	12.94	73.2	71.1	2866	2819	0.910
Year	1636.5	688.97	18.35	2218.9	2193.5	84156	82696	0.880

Legends

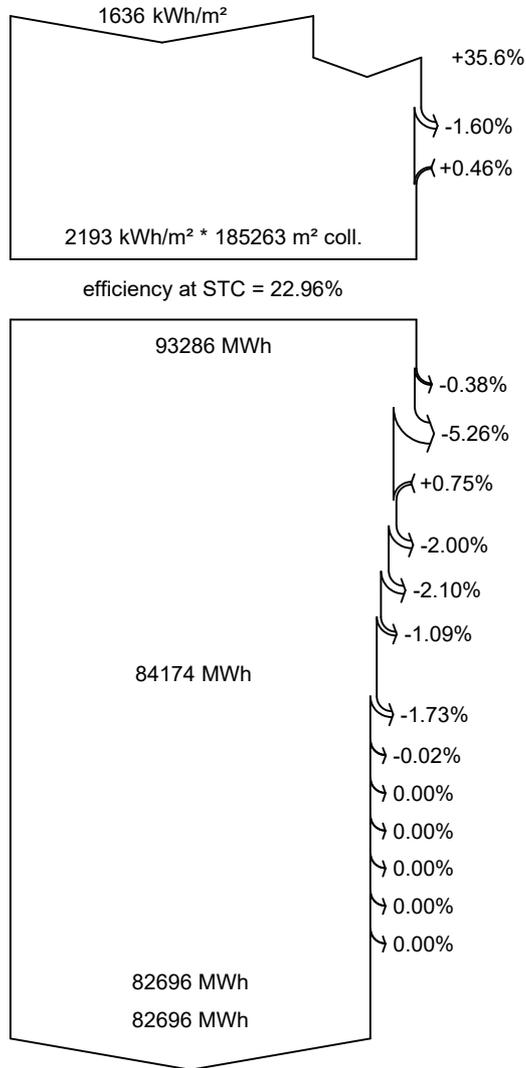
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:
13/04/23 00:47
with v7.2.8

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Far Shadings / Horizon

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

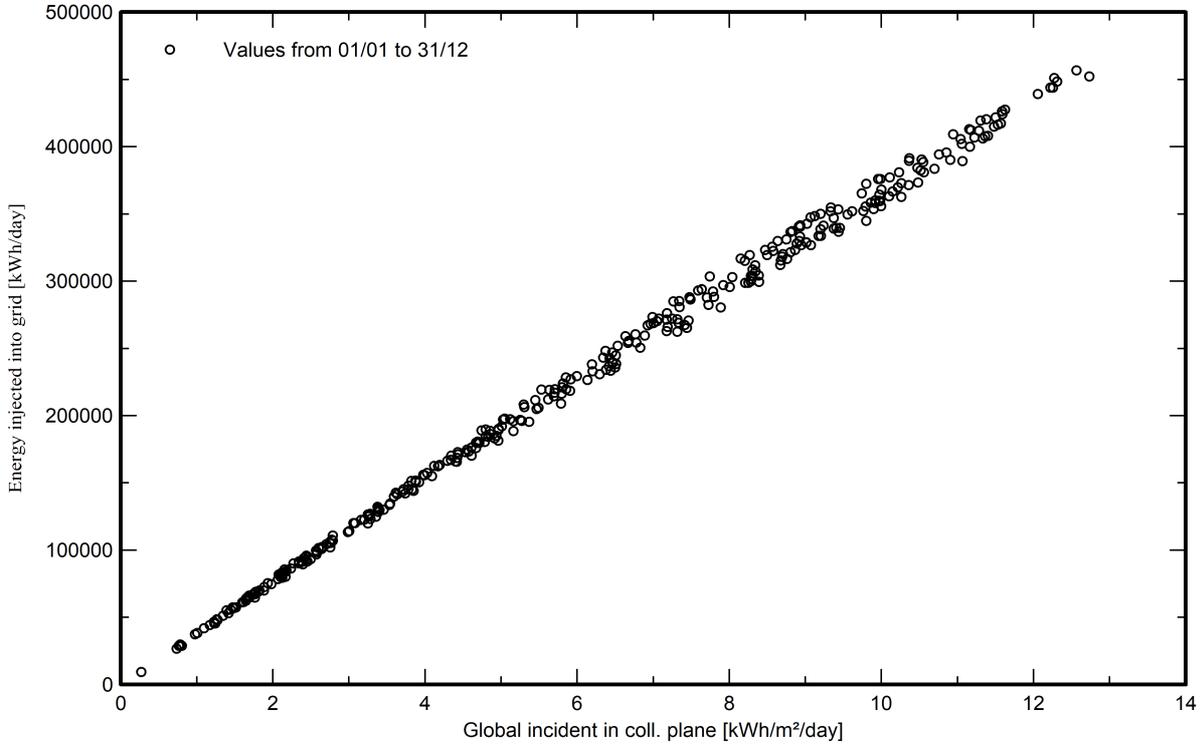


PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:
13/04/23 00:47
with v7.2.8

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

