



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO
DENOMINATO "MARGHERITO"
DI POTENZA COMPLESSIVA PARI A 47,01852 MWp POSIZIONATO A TERRA, SITO IN CONTRADA
MARGHERITO NEL COMUNE DI RAMACCA (CT)

OGGETTO **PROGETTO DEFINITIVO**

ELABORATO **RELAZIONE TECNICA GENERALE + SIMULAZIONE PVSYSY**

Codice elaborato	Data	Livello progettazione	Emesso	Verificato	Approvato	REV.
07-MGTO-PD.00	GEN. 2023	DEFINITIVO	ING. G. VICINO	ING. G. VICINO	ING. G. VICINO	00

Società proponente

Timbri e firme



BAS Italy Venticinquesima s.r.l.
Via Brescia 26
20063 Cernusco sul naviglio (MI)
email:basitaly.venticinquesima@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 fotovoltaico	4
5	Connessione alla RTN.....	4
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	STRUTTURE FISSE.....	8
8.3	Conversione statica cc/ca – inverter di stringa	8
8.4	Cabine elettriche.....	10
8.4.1	Cabine di trasformazione.....	10
8.4.2	Cabina di raccolta	11
8.5	protezione generale e protezione di interfaccia	11
8.6	Cavi elettrici	12
9	impianto fotovoltaico – caratteristiche di dettaglio	13
9.1	potenza di picco	13
9.2	potenza nominale.....	13
9.3	Generatore in corrente continua	13
9.4	Definizione sottocampi.....	14

9.5	Configurazione inverter.....	16
9.6	Sezioni.....	17
9.7	Trasformazione BT/MT.....	17
9.8	SSE utente	18
10	Dimensionamento e producibilità.....	19
10.1	Effetto fotovoltaico.....	19
10.2	Irraggiamento sul piano dei moduli.....	20
10.3	Perdite di sistema.....	21
10.4	Producibilità	23
11	Misure di protezione e sicurezza	24
11.1	Protezione dai contatti diretti.....	24
11.2	Protezione dai contatti indiretti.....	24
11.3	Protezione combinata dai contatti diretti e indiretti.....	24
11.4	Protezione dei circuiti dalle sovracorrenti e sezionamento	25
11.5	impianto di messa a terra.....	25
12	compatibilita' elettromagnetica (EMC).....	25
13	verifiche tecnico - funzionali (collaudo)	26

1 PREMESSA

La presente relazione è tesa a definire gli aspetti tecnici relativi ad un impianto fotovoltaico denominato "Ramacca" di potenza di generazione pari a 47,01852 MWp e potenza nominale pari a 47,01852 MW da installare nel comune di Ramacca (CT). Verranno forniti tutti i documenti e gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto definitivo alle finalità dell'intervento.

2 COMMITTENTE

Società: BAS ITALY VENTICINQUESIMA S.R.L.

Sede legale: Via Brescia 26 – 20063 Cernusco sul Naviglio (MI)

P.IVA 11575620965

3 LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO CATASTALE DEL SITO DI INSTALLAZIONE

Sito di installazione: Comune di Ramacca (CT).

Coordinate geografiche: Lat. 37°24'11.90"N, - Long. 14°35'57.50"E

Quota altimetrica media: 205 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 70 ha, è caratterizzata da un andamento collinare con variazioni di pendenza e da campi destinati prevalentemente a seminativo. Essa è censita all'interno del Nuovo Catasto Terreni (N.C.T.) del comune di Ramacca (CT), e ricade nei seguenti fogli catastali 129 e 130.

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

4 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Dati generali dell'impianto fotovoltaico:

- ☛ Numero di moduli fotovoltaici: 71.784 MF
- ☛ Tipologia di modulo fotovoltaico: HiKu7 CS6Y 655MS Canadian Solar
- ☛ Potenza modulo fotovoltaico: 655 W
- ☛ Potenza di generazione dell'impianto: 47,018526MW_p
- ☛ Inverter utilizzati: Huawei SUN 2000 - 215 KTL – H3
- ☛ Numero di inverter: 271
- ☛ Connessione alla rete elettrica: AT (150 kV)

Tipologia di installazione:

- ☛ Impianto a terra con strutture fisse.

Dati generali producibilità annua stimata:

- ☛ Esposizione del generatore fotovoltaico: Azimut 0°, tilt 30°
- ☛ Rendimento energetico impianto stimato: 78.52 %
- ☛ Producibilità specifica, per il 1° anno: 1645 kWh/KW_p/anno
- ☛ Producibilità totale impianto, per il 1° anno: 77.36 GWh/anno

5 CONNESSIONE ALLA RTN

Il progetto è ad oggi riferito al Preventivo di connessione TERNA del 03/10/2022 codice pratica 202002715. Tale soluzione prevede la connessione in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV “Chiaramonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna.

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 fotovoltaico 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:

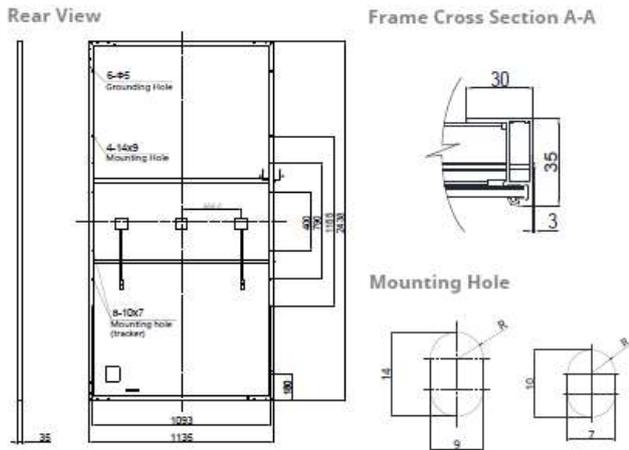
- ✚ Moduli in silicio policristallino;
- ✚ Moduli in silicio monocristallino;

Il modulo fotovoltaico scelto è un modulo in silicio monocristallino modello HiKu7 CS6Y 655MS del produttore Canadian Solar, con potenza massima pari a 655 Wp, tensione di circuito aperto pari a 53.4 V e corrente di cortocircuito pari a 13.92 A.

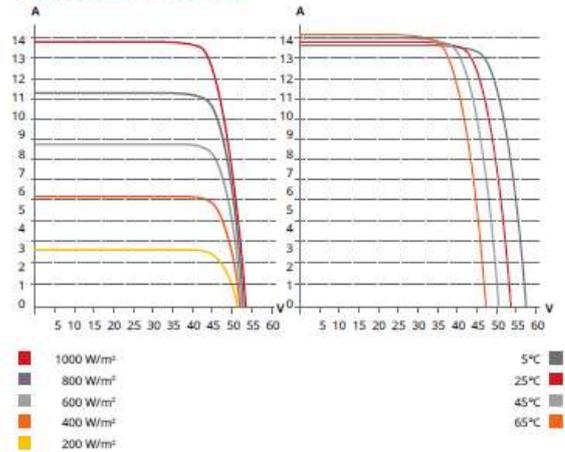
La superficie complessiva occupata dai 71.784 moduli fotovoltaici è 169.774 m², pari al prodotto del numero di moduli per la superficie del singolo modulo al netto delle tolleranze di installazione sulle strutture.

Si riportano nella figura in calce le caratteristiche elettriche e meccaniche del modulo.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6Y-580MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6Y	570MS	575MS	580MS	585MS	590MS
Nominal Max. Power (Pmax)	570 W	575 W	580 W	585 W	590 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	43.8 V	44.0 V	44.2 V	44.4 V	44.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.02 A	13.07 A	13.13 A	13.18 A	13.23 A
Open Circuit Voltage (Voc)	52.8 V	53.0 V	53.2 V	53.4 V	53.6 V
Short Circuit Current (Isc)	13.77 A	13.82 A	13.87 A	13.92 A	13.97 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	21.0%	21.1%	21.3%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	25 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6Y	570MS	575MS	580MS	585MS	590MS
Nominal Max. Power (Pmax)	425 W	429 W	433 W	436 W	440 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.8 V	41.0 V	41.2 V	41.4 V	41.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.42 A	10.47 A	10.51 A	10.54 A	10.58 A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.7 V	49.9 V	50.1 V	50.2 V	50.4 V
Short Circuit Current (Isc)	11.11 A	11.15 A	11.19 A	11.23 A	11.27 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	156 [2 x (13 x 6)]
Dimensions	2438 x 1135 x 35 mm (96.0 x 44.7 x 1.38 in)
Weight	31.0 kg (68.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, 2 crossbars enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	540 pieces

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

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

8.2 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°. Ove necessario, per ottimizzare la disposizione del generatore, verranno realizzate mezze strutture da 12 MF. 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 anche nelle zone ove l'orografia risulta più impervia

8.3 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. 271 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%;

8.4 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. 26 cabine di trasformazione disposte nel campo fotovoltaico.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in struttura metallica autoportante, conforme alla norma CEI EN 62271-202 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.

8.4.1 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.

8.4.2 Cabina di raccolta

Come già accennato, si prevede l'utilizzo di n.3 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.

8.5 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.

8.6 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 FOTOVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO

9.1 POTENZA DI PICCO

L'impianto fotovoltaico 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 71.784;
- La potenza nominale del modulo fotovoltaico prescelto è pari a 655 Wp;
- La potenza di picco sarà pertanto pari a: $(0,655 \times 71.784)/1000 = 47,018526\text{MWp}$

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 271;
- La potenza nominale dell'inverter prescelto è pari a 200 W;
- La potenza nominale totale degli inverter sarà pari a: $(200 \times 271)/1000 = 54,2\text{ MWp}$
- La potenza di generazione installata è pari a 47,018526 MWp
- La potenza nominale sarà pertanto pari a 47,01852 MW

9.3 GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA

I moduli fotovoltaici verranno installati su:

- 2906 strutture fisse da 24 moduli fotovoltaici
- 170 strutture fisse da 12 moduli fotovoltaici

Su ciascuna struttura da 24 MF sarà installata una singola stringa; Si utilizzerà invece una coppia di strutture da 12 MF per ciascuna stringa. Si prevede in totale l'utilizzo di 71.784 MF

In calce si riporta la ripartizione del generatore in funzione delle varie tipologie di strutture:

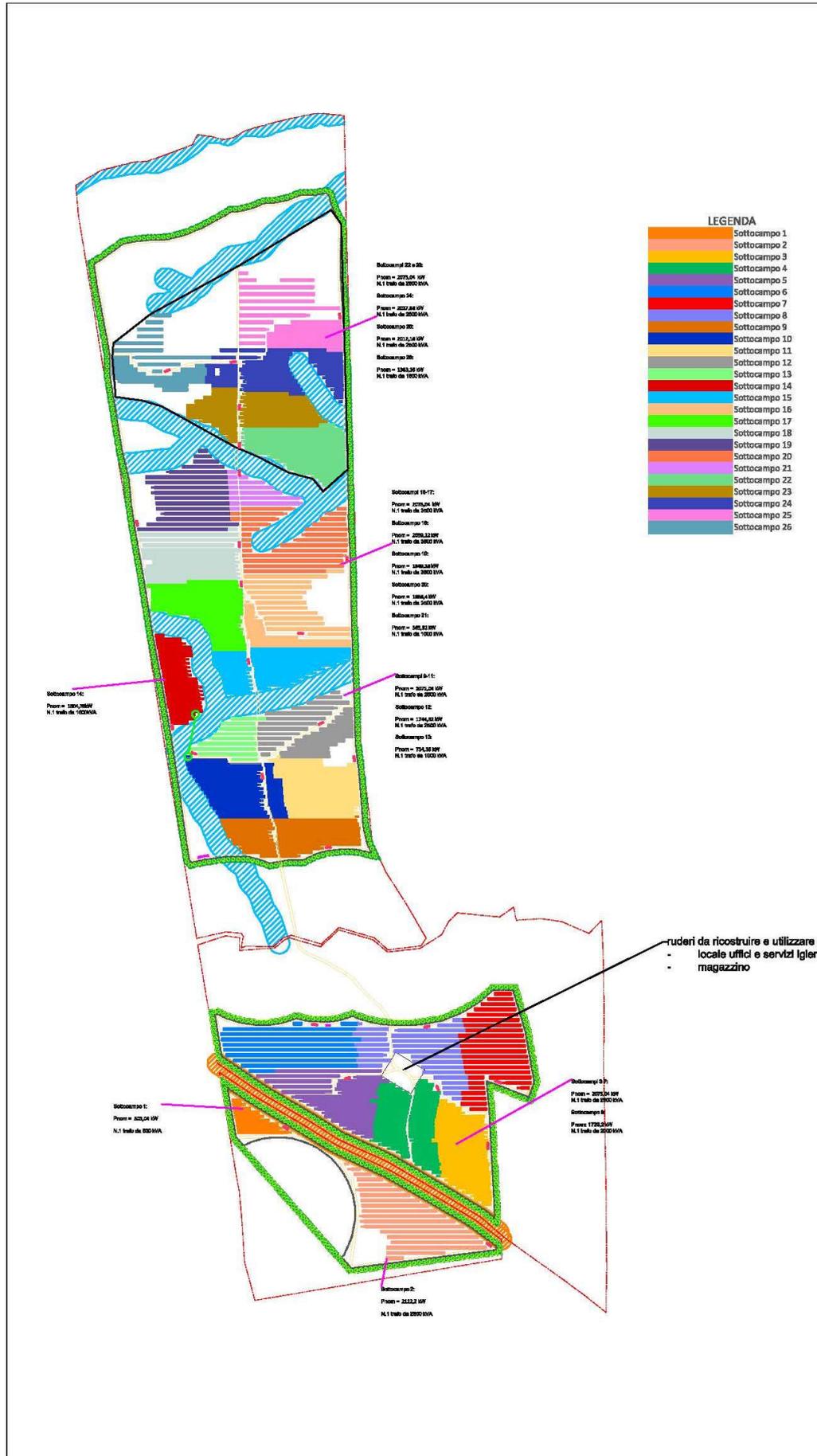
Tipologia di installazione	strutture [n°]	MF [n°]	pot installata [kWp]
Strutture fisse 24 MF	2906	69.744	45682,32
Strutture fisse 12 MF	170	2040	1336,2

9.4 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	32	768	503,04
2	135	3240	2.122,2
3-7	132	3168	2.075,04
8	110	2640	1.729,2
9-11	132	3168	2.075,04
12	111	2664	1.744,92
13	48	1152	754,56
14	83	1992	1.304,76
15-17	132	3168	2.075,04
18	131	3144	2.059,32
19	124	2976	1.949,28
20	120	2880	1.886,4
21	36	864	565,92
22,23	132	3168	2.075,04
24	129	3096	2.027,88
25	128	3072	2.012,16
26	88	2112	1.383,36

Nell'immagine seguente viene rappresentata la ripartizione dei sottocampi



9.5 CONFIGURAZIONE INVERTER

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n.271 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° 12 stringhe da 24 MF
- 🚧 Configurazione "B" composta da N° 11 stringhe da 24 MF.
- 🚧 Configurazione "C" composta da N° 10 stringhe da 24 MF.

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	2	1	503,04
2	3	9	0	2.122,2
3-7	0	12	0	2.075,04
8	0	10	0	1.729,2
9-11	0	12	0	2.075,04
12	1	9	0	1.744,92
13	4	0	0	754,56
14	6	1	0	1.304,76
15-17	0	12	0	2.075,04
18	0	1	12	2.059,32
19	5	4	2	1.949,28
20	10	0	0	1.886,4
21	3	0	0	565,92
22,23	0	12	0	2.075,04
24	0	9	3	2.027,88
25	0	8	4	2.012,16
26	0	8	0	1.383,36

9.6 SEZIONI

Il parco fotovoltaico sarà elettricamente ripartito in 3 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	1-8	14729,64
2	9-17	16254,48
3	18-26	16034,4

9.7 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.26 cabine di trasformazione; tutte saranno dotate di trasformatori DYn11, 800/30kV, con taglie così come da tabella seguente.

Sottocampo	Trafo [kVA]
1	630
2-7	2500
8	2000
9-12	2500
13	1000
14-20	2500
21	1000
22-25	2500
26	1600

9.8 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 fotovoltaico;
- 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.

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 3 - 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.

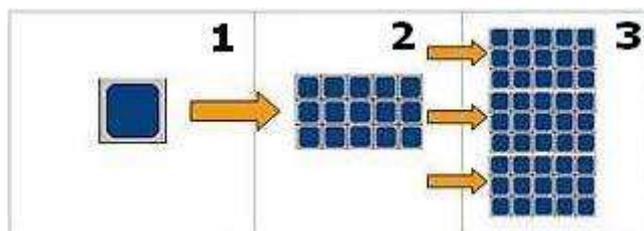


Figura 4 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino. Singole celle fotovoltaiche (1) connesse in serie formano un modulo fotovoltaico (2). Più moduli assemblati realizzano un impianto fotovoltaico (3)

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

Bilanci e risultati principali								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
Gennaio	78.9	26.90	8.66	129.1	115.1	5.148	5.049	0.832
Febbraio	90.7	37.70	5.59	125.9	114.6	5.115	5.016	0.848
Marzo	140.0	57.56	11.08	169.5	155.6	6.749	6.173	0.775
Aprile	183.5	62.59	16.44	198.1	182.1	7.610	7.464	0.801
Maggio	208.4	72.91	18.77	203.1	185.9	7.726	7.576	0.794
Giugno	226.5	68.07	23.08	210.9	193.0	7.907	7.755	0.782
Luglio	254.1	56.08	26.39	242.6	223.2	8.977	8.077	0.708
Agosto	226.9	53.82	26.84	237.2	218.9	8.809	8.643	0.775
Settembre	163.3	55.22	21.25	192.3	177.2	7.389	7.248	0.802
Ottobre	111.9	48.93	18.01	147.4	135.0	5.792	5.126	0.739
Novembre	82.3	33.19	11.79	125.8	112.8	4.987	4.890	0.826
Dicembre	68.7	29.83	10.35	113.6	98.8	4.429	4.341	0.813
Anno	1835.3	602.80	16.59	2095.4	1912.2	80.637	77.359	0.785

Legenda			
GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

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).

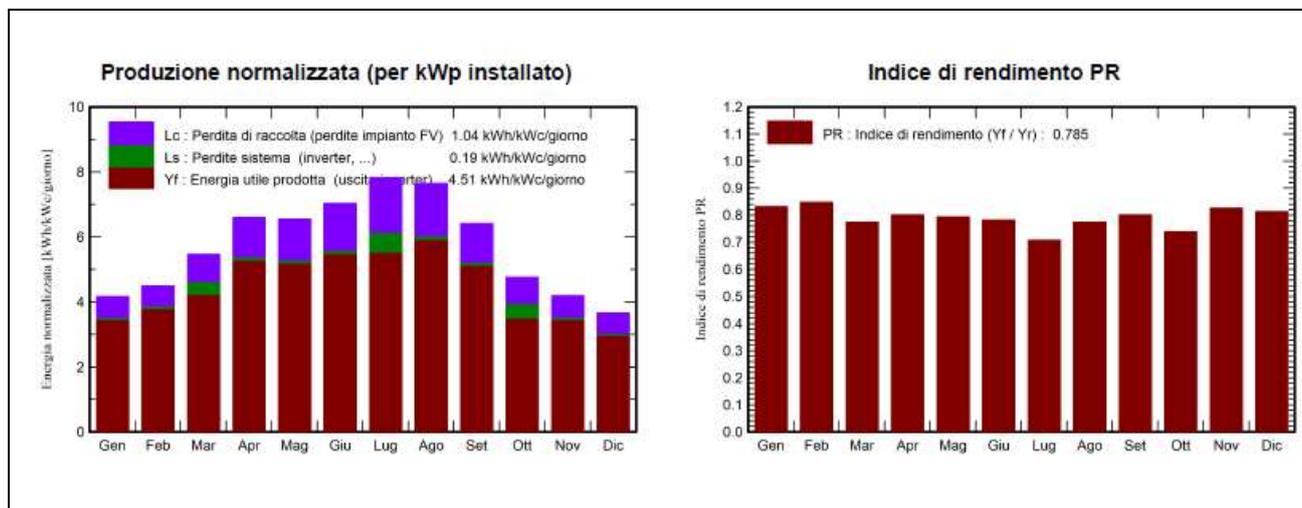


Figura 9 - Valori di producibilità output PV-Syst

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

DATI DI SINTESI	
Producibilità Impianto (1 anno):	1645 kWh/kWP
PR (Performance Ratio):	77.49 %
Producibilità complessiva (10 anno):	77.36 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 omnipolari. Tutti i quadri saranno dotati di interruttori generali omnipolari 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

22/10/2022

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Ramacca 47 MW

Simulazione di producibilità e ombreggiamento

Impianto fotovoltaico con strutture fisse a terra

Potenza di sistema: 47.019 MWc

Masseria Margherito Sottano - Italy

Autore

Green Utility SAGL (Switzerland)



Progetto: Ramacca 47 MW

Variante: Simulazione di producibilità e ombreggiamento

PVsyst V7.2.20

VCO, Simulato su
19/10/22 10:43
con v7.2.20

Green Utility SAGL (Switzerland)

Sommario del progetto

Luogo geografico

Masseria Margherito Sottano
Italia

Ubicazione

Latitudine 37.40 °N
Longitudine 14.60 °E
Altitudine 198 m
Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

Masseria Margherito Sottano
PVGIS api TMY

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete

Simulazione per l'anno no 1

Impianto fotovoltaico con strutture fisse a terra

Orientamento campo FV

Piano fisso
Inclinazione/azimut 30 / -1 °

Ombre vicine

Ombre lineari

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Informazione sistema

Campo FV

Numero di moduli 71784 unità
Pnom totale 47.019 MWc

Inverter

Numero di unità 271 unità
Pnom totale 54.20 MWac
Rapporto Pnom 0.868

Sommario dei risultati

Energia prodotta 77.36 GWh/anno Prod. Specif. 1645 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 78.52 %

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	6
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	7
Risultati principali	8
Diagramma perdite	9
Grafici speciali	10
Grafici predefiniti	11
Valutazione P50-P90	16
Bilancio delle Emissioni di CO ₂	17



Progetto: Ramacca 47 MW

Variante: Simulazione di producibilità e ombreggiamento

PVsyst V7.2.20

VCO, Simulato su
19/10/22 10:43
con v7.2.20

Green Utility SAGL (Switzerland)

Parametri principali

Sistema connesso in rete	Impianto fotovoltaico con strutture fisse a terra		
Orientamento campo FV	Configurazione sheds	Modelli utilizzati	
Orientamento	N. di shed	2991 unità	Trasposizione
Piano fisso	Dimensioni		Perez
Inclinazione/azimut	Spaziatura sheds	8.91 m	Diffuso
30 / -1 °	Larghezza collettori	4.79 m	Circumsolare
	Fattore occupazione (GCR)	53.8 %	Importato separare
Orizzonte	Ombre vicine	Bisogni dell'utente	
Altezza media	Ombre lineari	Carico illimitato (rete)	
3.4 °			

Caratteristiche campo FV

Modulo FV	CSI Solar	Inverter	Huawei Technologies
Costruttore	CSI Solar	Costruttore	Huawei Technologies
Modello	CS7N-655MS 1500V	Modello	SUN2000-215KTL-H0
(PVsyst database originale)		(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	655 Wp	Potenza nom. unit.	200 kWac
Numero di moduli FV	71784 unità	Numero di inverter	271 unità
Nominale (STC)	47.02 MWc	Potenza totale	54200 kWac
Campo #1 - Campo 7			
Numero di moduli FV	14616 unità	Numero di inverter	56 unità
Nominale (STC)	9573 kWc	Potenza totale	11200 kWac
Moduli	609 Stringhe x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	8789 kWc	Potenza max. (=>30°C)	215 kWac
U mpp	819 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.85
I mpp	10732 A		
Campo #2 - Campo 6			
Numero di moduli FV	19368 unità	Numero di inverter	73 unità
Nominale (STC)	12.69 MWc	Potenza totale	14600 kWac
Moduli	807 Stringhe x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	11.65 MWc	Potenza max. (=>30°C)	215 kWac
U mpp	819 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.87
I mpp	14222 A		
Campo #3 - Campo 5			
Numero di moduli FV	1992 unità	Numero di inverter	7 unità
Nominale (STC)	1305 kWc	Potenza totale	1400 kWac
Moduli	83 Stringhe x 24 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1198 kWc	Potenza max. (=>30°C)	215 kWac
U mpp	819 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.93
I mpp	1463 A		
Campo #4 - Campo 4			
Numero di moduli FV	13320 unità	Numero di inverter	50 unità
Nominale (STC)	8725 kWc	Potenza totale	10000 kWac
Moduli	555 Stringhe x 24 In serie		



Progetto: Ramacca 47 MW

Variante: Simulazione di producibilità e ombreggiamento

PVsyst V7.2.20

VCO, Simulato su
19/10/22 10:43
con v7.2.20

Green Utility SAGL (Switzerland)

Caratteristiche campo FV

Campo #4 - Campo 4

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp	8009 kWc
U mpp	819 V
I mpp	9781 A

Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Potenza max. (=>30°C)	215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	0.87

Campo #5 - Campo 3

Numero di moduli FV	18480 unità
Nominale (STC)	12.10 MWc
Moduli	770 Stringhe x 24 In serie

Numero di inverter	70 unità
Potenza totale	14000 kWac

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp	11.11 MWc
U mpp	819 V
I mpp	13570 A

Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Potenza max. (=>30°C)	215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	0.86

Campo #6 - Campo 2

Numero di moduli FV	3240 unità
Nominale (STC)	2122 kWc
Moduli	135 Stringhe x 24 In serie

Numero di inverter	12 unità
Potenza totale	2400 kWac

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp	1948 kWc
U mpp	819 V
I mpp	2379 A

Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Potenza max. (=>30°C)	215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	0.88

Campo #7 - Campo 1

Numero di moduli FV	768 unità
Nominale (STC)	503 kWc
Moduli	32 Stringhe x 24 In serie

Numero di inverter	3 unità
Potenza totale	600 kWac

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp	462 kWc
U mpp	819 V
I mpp	564 A

Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Potenza max. (=>30°C)	215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	0.84

Potenza PV totale

Nominale (STC)	47019 kWp
Totale	71784 moduli
Superficie modulo	222986 m ²

Potenza totale inverter

Potenza totale	54200 kWac
Numero di inverter	271 unità
Rapporto Pnom	0.87

Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite	4.5 %
---------------	-------

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento	
Uc (cost)	29.0 W/m ² K
Uv (vento)	0.0 W/m ² K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Fraz. perdite	2.0 %
---------------	-------

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite	-0.4 %
---------------	--------

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite	3.0 % a MPP
---------------	-------------

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite	0.1 %
---------------	-------

Degrado medio dei moduli

Anno n°	1
Fattore di perdita annuale	0.4 %/anno

Mismatch dovuto a degrado

Dispersione Imp RMS	0.4 %/anno
Dispersione Vmp RMS	0.4 %/anno



Perdite campo

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Correzione spettrale

Primo modello solare

Acqua precipitabile stimata dall'umidità relativa

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

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.26 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #1 - Campo 7

Res. globale campo 1.3 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #3 - Campo 5

Res. globale campo 9.2 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #5 - Campo 3

Res. globale campo 0.99 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #7 - Campo 1

Res. globale campo 24 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #2 - Campo 6

Res. globale campo 0.95 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #4 - Campo 4

Res. globale campo 1.4 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #6 - Campo 2

Res. globale campo 5.7 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Perdite sistema

indisponibilità del sistema

frazione di tempo 2.0 %
7.3 giorni,
3 periodi



Progetto: Ramacca 47 MW

Variante: Simulazione di producibilità e ombreggiamento

PVsyst V7.2.20

VCO, Simulato su
19/10/22 10:43
con v7.2.20

Green Utility SAGL (Switzerland)

Definizione orizzonte

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°24'5", Long=14°36'0", Alt=198m

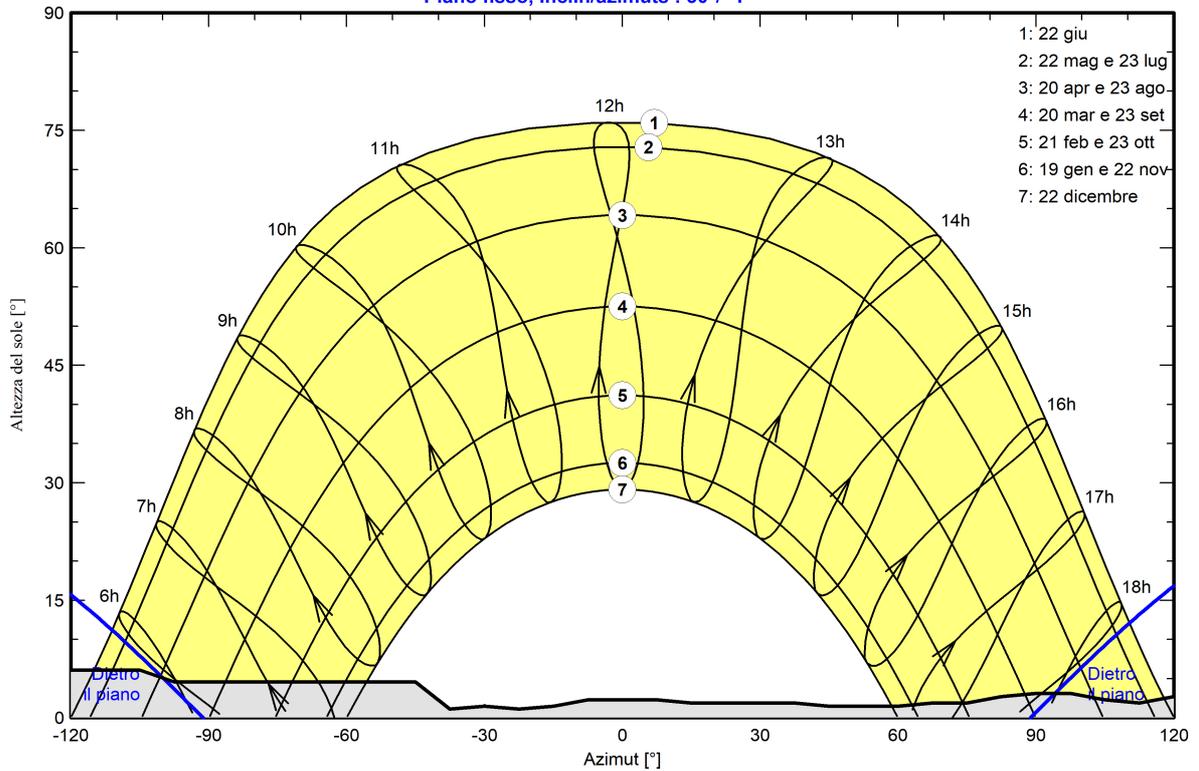
Altezza media	3.4 °	Fattore su albedo	0.89
Fattore su diffuso	0.98	Frazione albedo	100 %

Profilo dell'orizzonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-143	-135	-105	-98	-45	-38	-30	-23
Altezza [°]	1.9	2.3	4.2	5.7	5.7	6.1	6.1	4.6	4.6	1.1	1.5	1.1
Azimut [°]	-15	-8	8	15	38	45	60	68	75	83	90	98
Altezza [°]	1.5	2.3	2.3	1.9	1.9	1.5	1.5	1.9	1.9	2.7	3.1	3.1
Azimut [°]	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180	
Altezza [°]	2.3	1.9	2.7	3.1	3.1	3.8	4.2	4.2	3.4	3.1	1.9	

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)

Piano fisso, Incl./azimut: 30° / -1°





Progetto: Ramacca 47 MW

Variante: Simulazione di producibilità e ombreggiamento

PVsyst V7.2.20

VCO, Simulato su
19/10/22 10:43
con v7.2.20

Green Utility SAGL (Switzerland)

Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

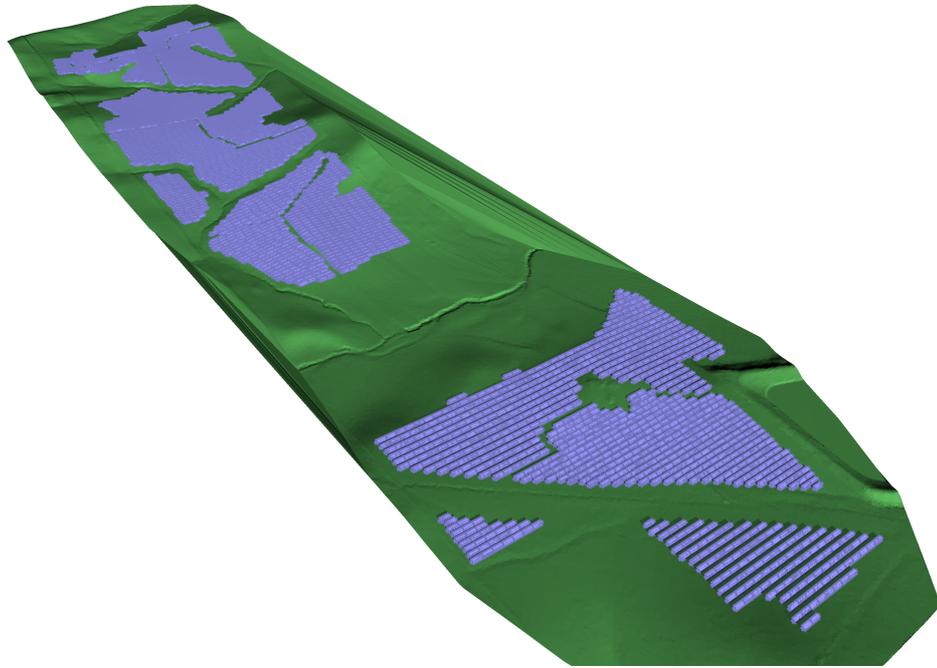
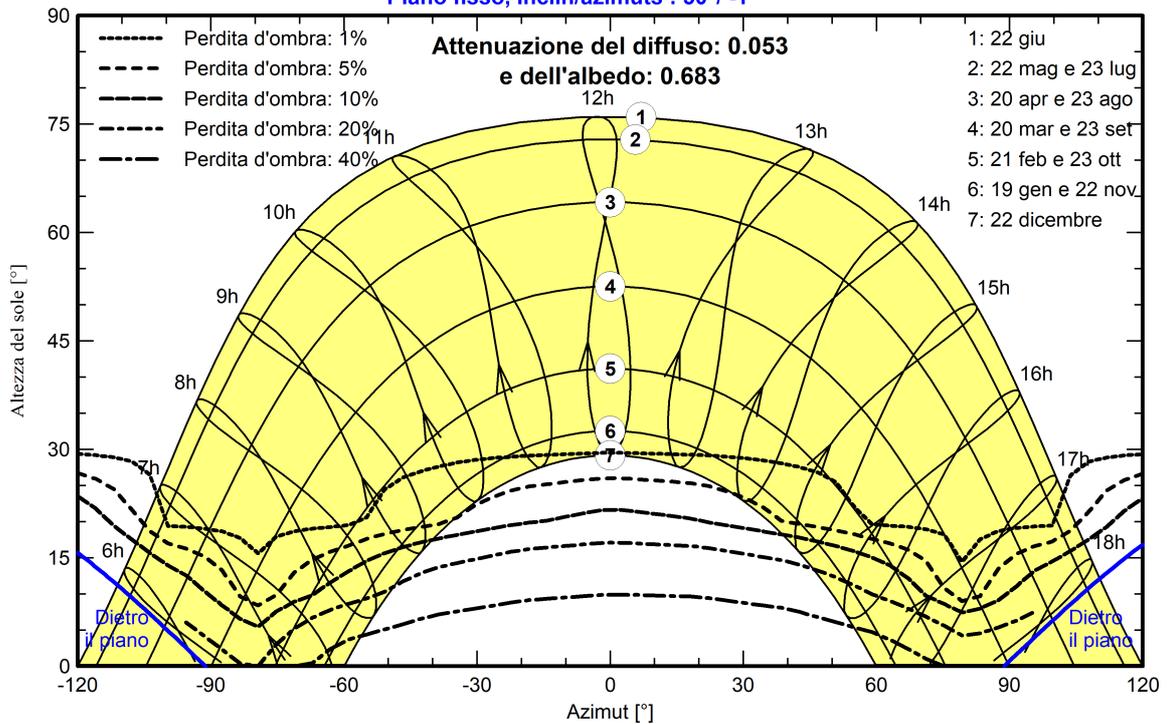


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1

Piano fisso, Incl./azimuts : 30°/ -1°





Progetto: Ramacca 47 MW

Variante: Simulazione di producibilità e ombreggiamento

PVsyst V7.2.20

VCO, Simulato su
19/10/22 10:43
con v7.2.20

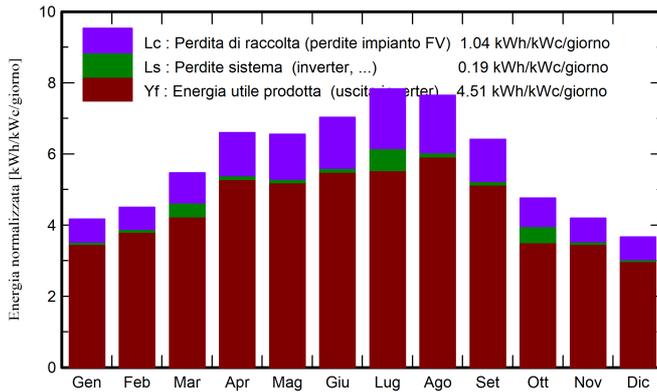
Green Utility SAGL (Switzerland)

Risultati principali

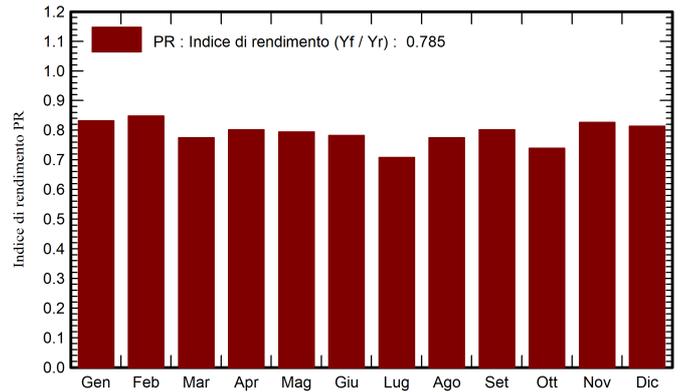
Produzione sistema

Energia prodotta (P50)	77.36 GWh/anno	Prod. Specif. (P50)	1645 kWh/kWc/anno	Indice di rendimento PR	78.52 %
Energia prodotta (P90)	72.1 GWh/anno	Prod. Specif. (P90)	1533 kWh/kWc/anno		
Energia prodotta (P75)	74.6 GWh/anno	Prod. Specif. (P75)	1586 kWh/kWc/anno		

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

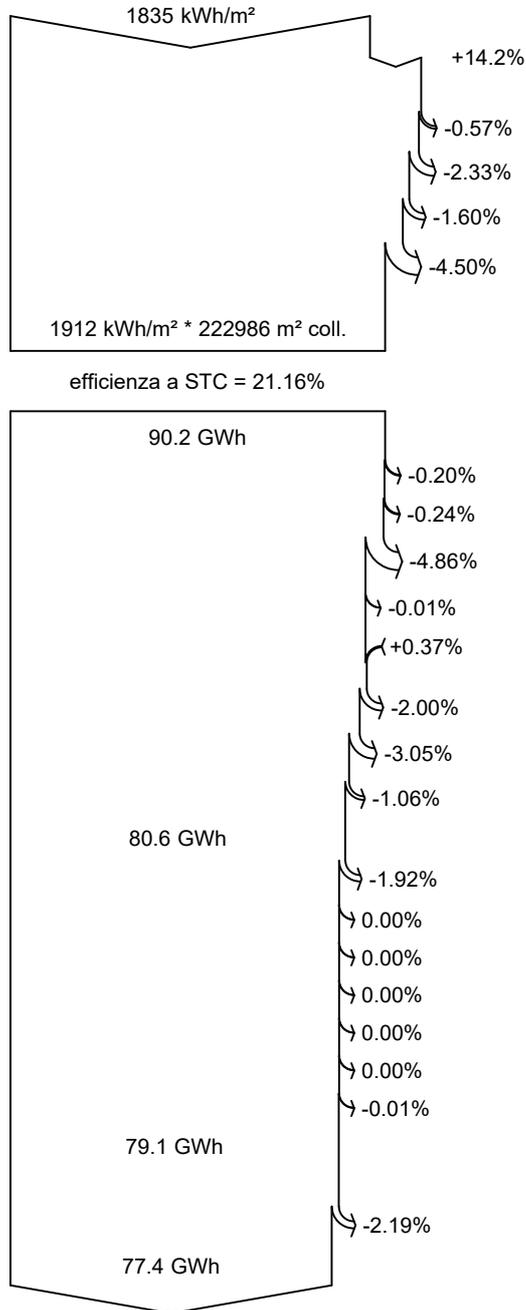
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	ratio
Gennaio	78.9	26.90	8.66	129.1	115.1	5.148	5.049	0.832
Febbraio	90.7	37.70	5.59	125.9	114.6	5.115	5.016	0.848
Marzo	140.0	57.56	11.08	169.5	155.6	6.749	6.173	0.775
Aprile	183.5	62.59	16.44	198.1	182.1	7.610	7.464	0.801
Maggio	208.4	72.91	18.77	203.1	185.9	7.726	7.576	0.794
Giugno	226.5	68.07	23.08	210.9	193.0	7.907	7.755	0.782
Luglio	254.1	56.08	26.39	242.6	223.2	8.977	8.077	0.708
Agosto	226.9	53.82	26.84	237.2	218.9	8.809	8.643	0.775
Settembre	163.3	55.22	21.25	192.3	177.2	7.389	7.248	0.802
Ottobre	111.9	48.93	18.01	147.4	135.0	5.792	5.126	0.739
Novembre	82.3	33.19	11.79	125.8	112.8	4.987	4.890	0.826
Dicembre	68.7	29.83	10.35	113.6	98.8	4.429	4.341	0.813
Anno	1835.3	602.80	16.59	2095.4	1912.2	80.637	77.359	0.785

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		



Diagramma perdite



Irraggiamento orizzontale globale

Globale incidente piano coll.

Ombre lontane / Orizzonte

Ombre vicine: perdita di irraggiamento

Fattore IAM su globale

Perdite per sporco campo

Irraggiamento effettivo su collettori

Conversione FV

Energia nominale campo (effic. a STC)

Perdita per degrado moduli (Per anno #1)

Perdita FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura

Correzione spettrale

Perdita per qualità modulo

LID - "Light induced degradation"

Perdita disadattamento moduli e stringhe

Perdite ohmiche di cablaggio

Energia apparente impianto a MPPT

Perdita inverter in funzione (efficienza)

Perdita inverter per superamento Pmax

Perdita inverte a causa massima corrente in ingresso

Perdita inverter per superamento Vmax

Perdita inverter per non raggiungimento Pmin

Perdita inverter per non raggiungimento Vmin

Consumi notturni

Energia in uscita inverter

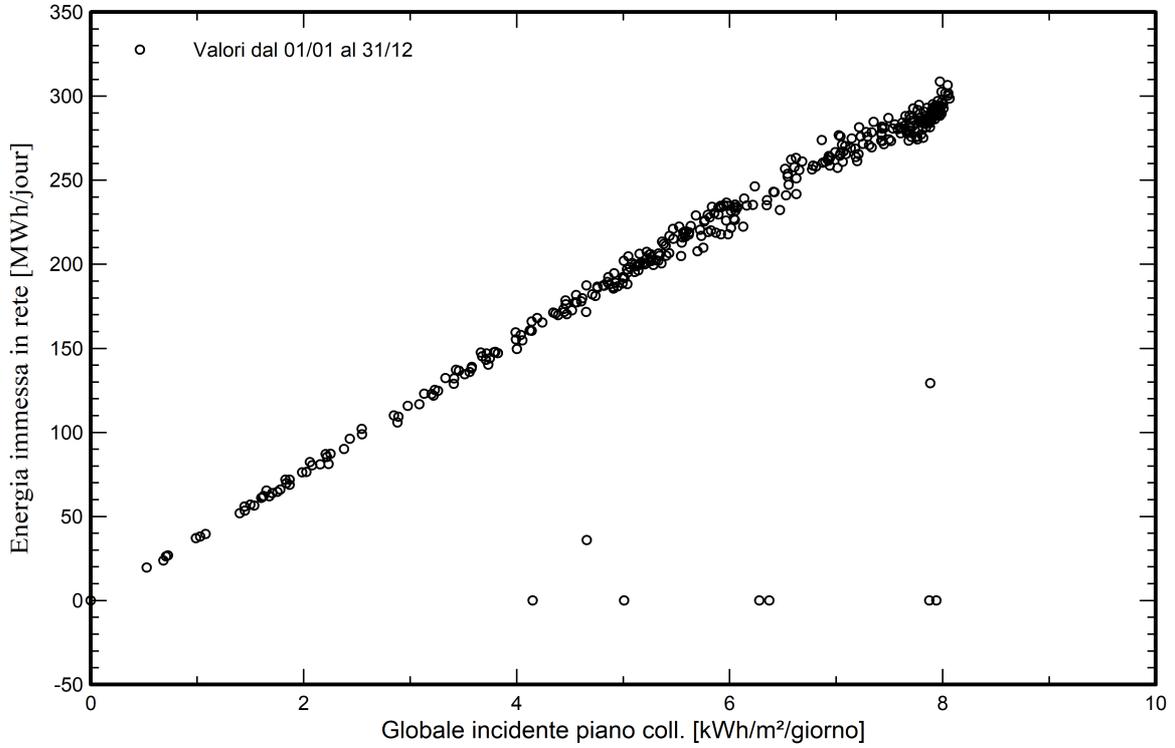
Indisponibilità del sistema

Energia immessa in rete

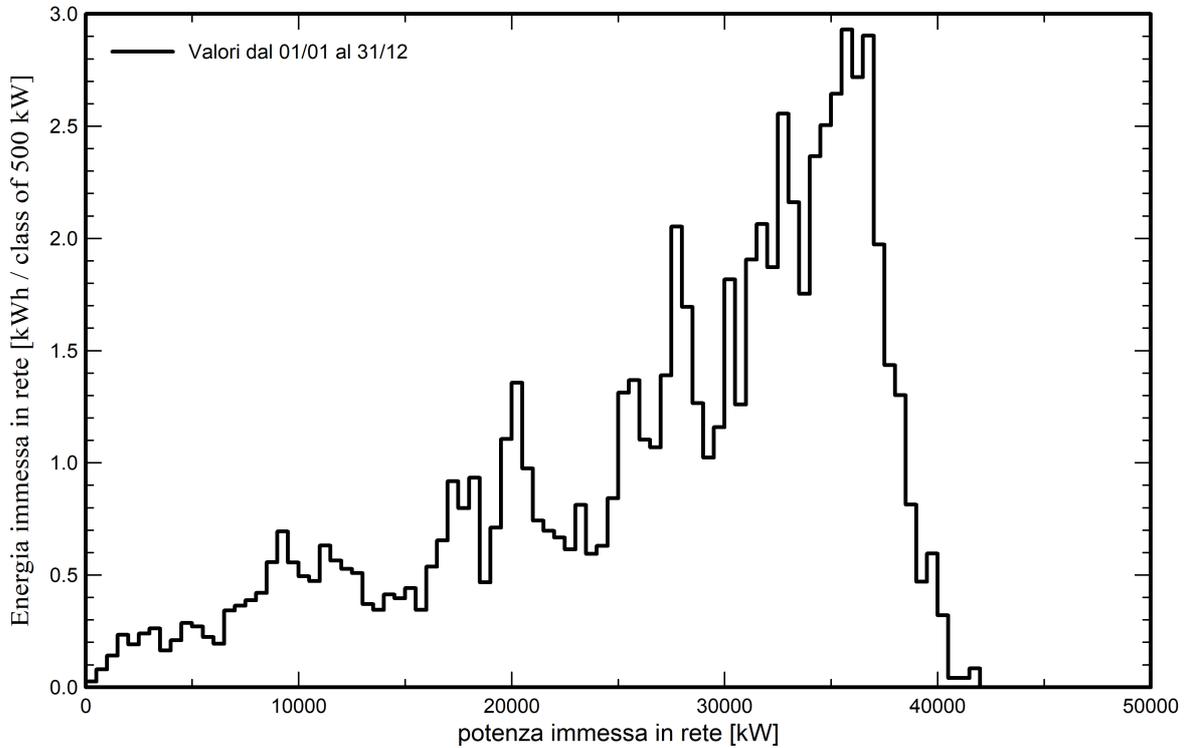


Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



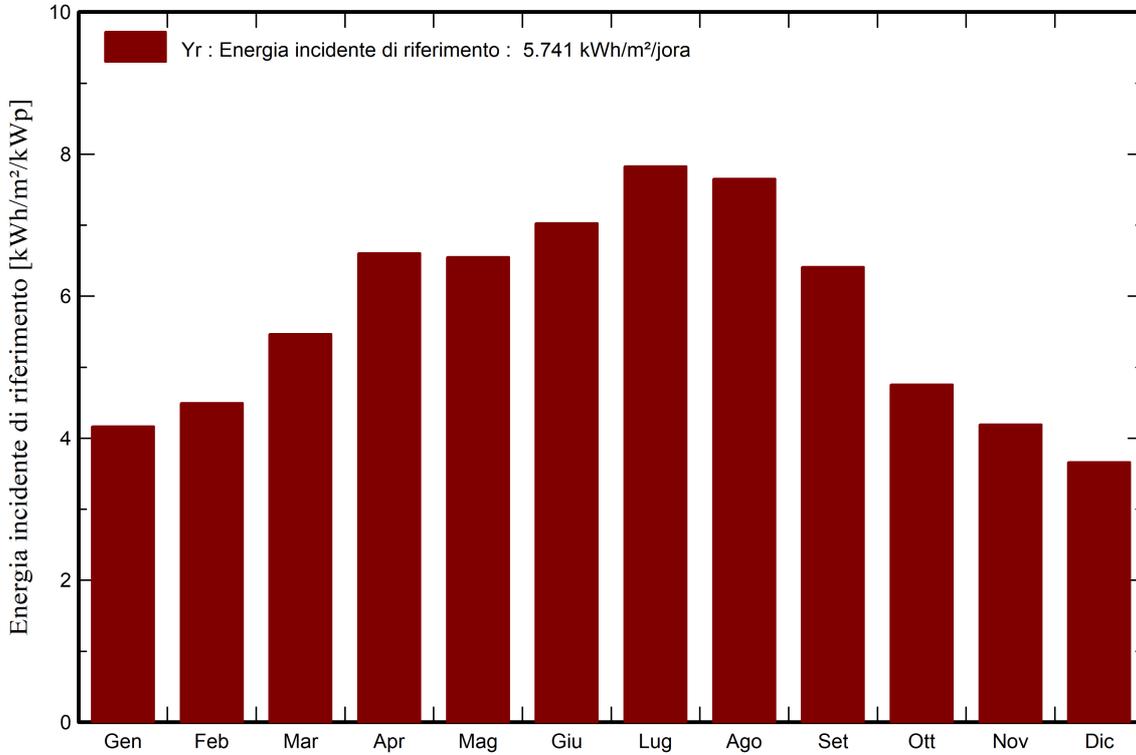
Distribuzione potenza in uscita sistema



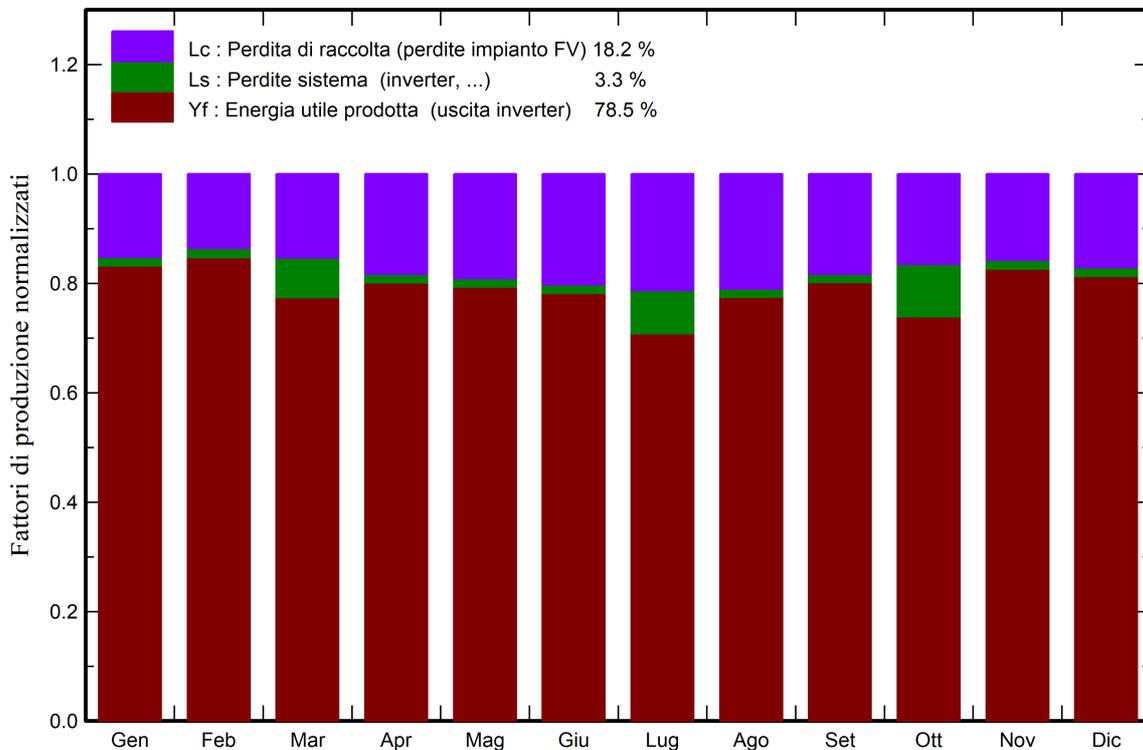


Grafici predefiniti

Energia incidente di riferimento su piano collettori



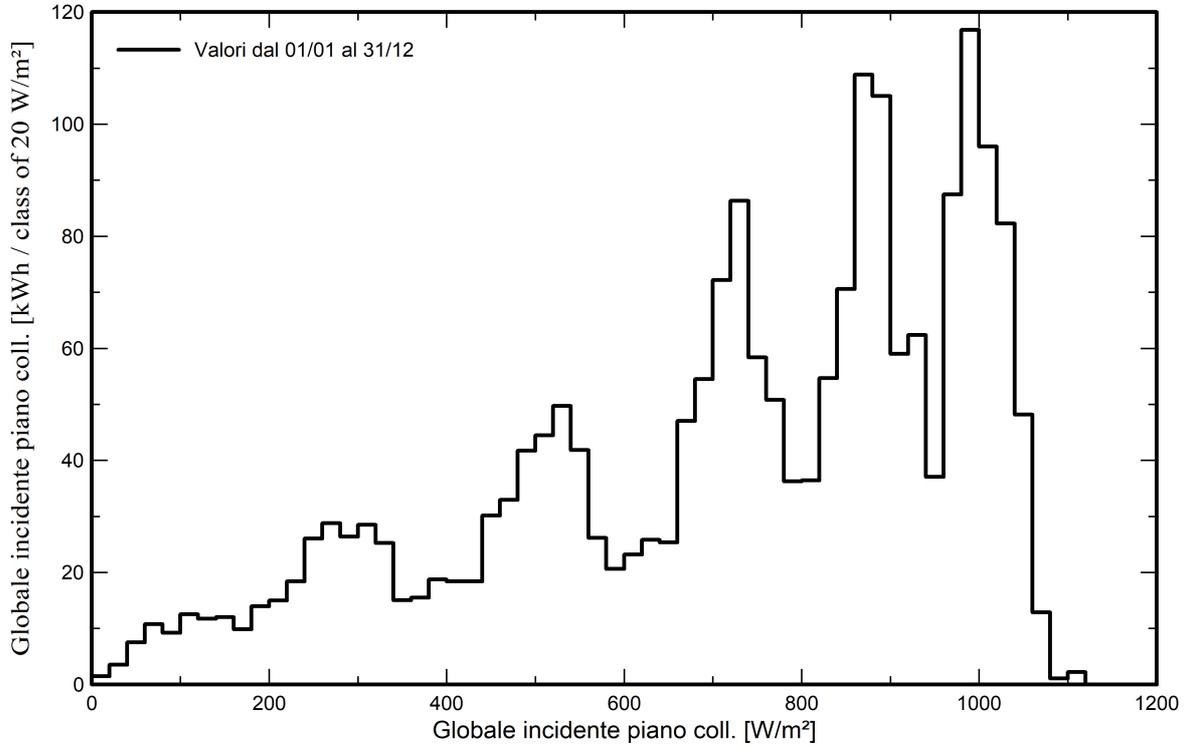
Fattori normalizzati di produzione e di perdita



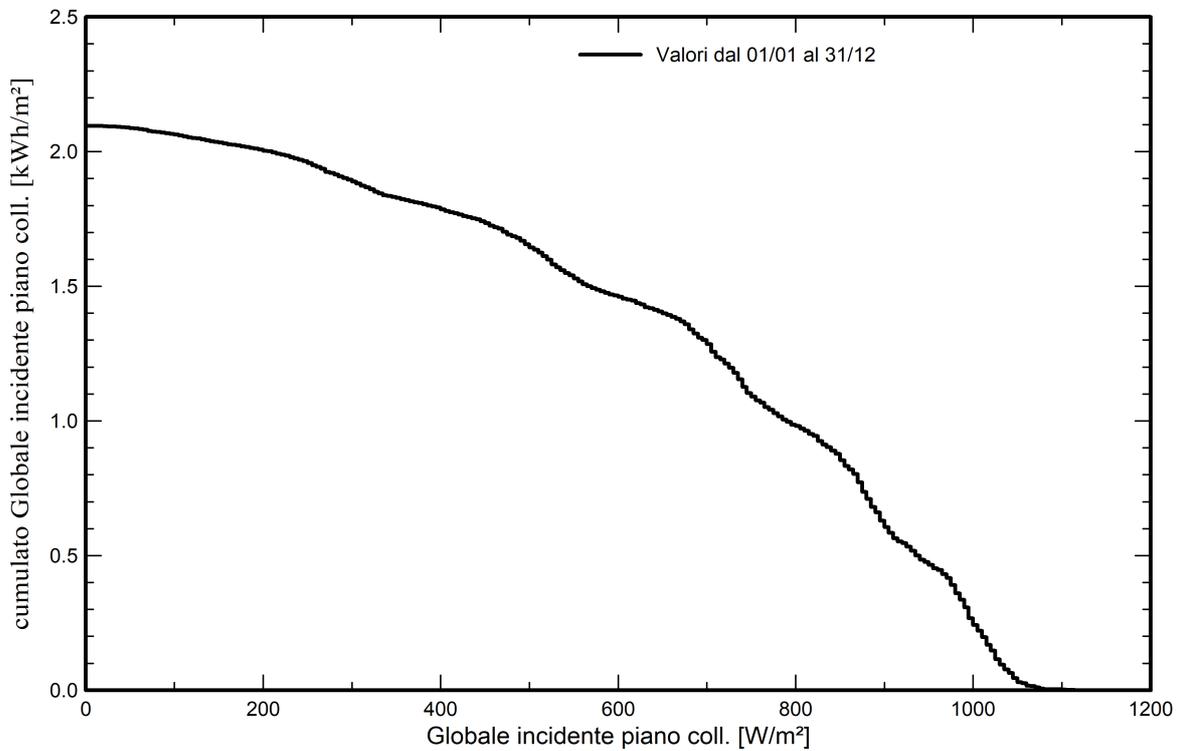


Grafici predefiniti

Distribuzione irraggiamento incidente



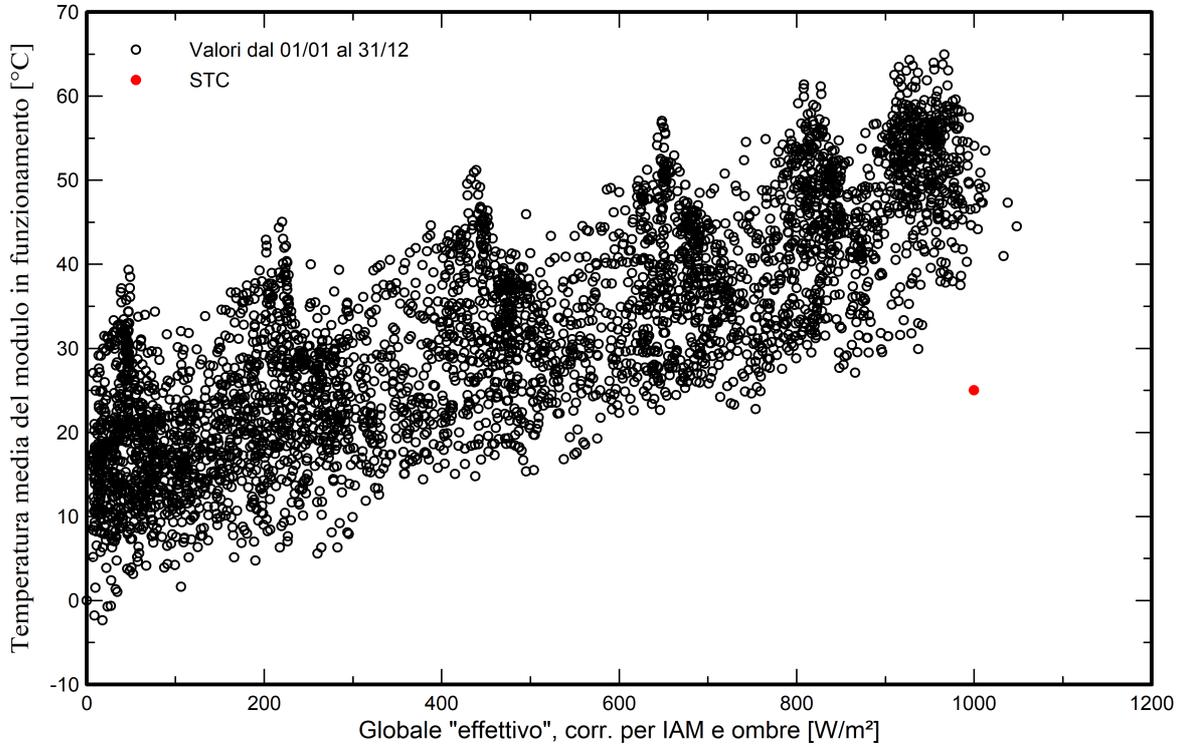
Coda della distribuzione di irradiazione incidente



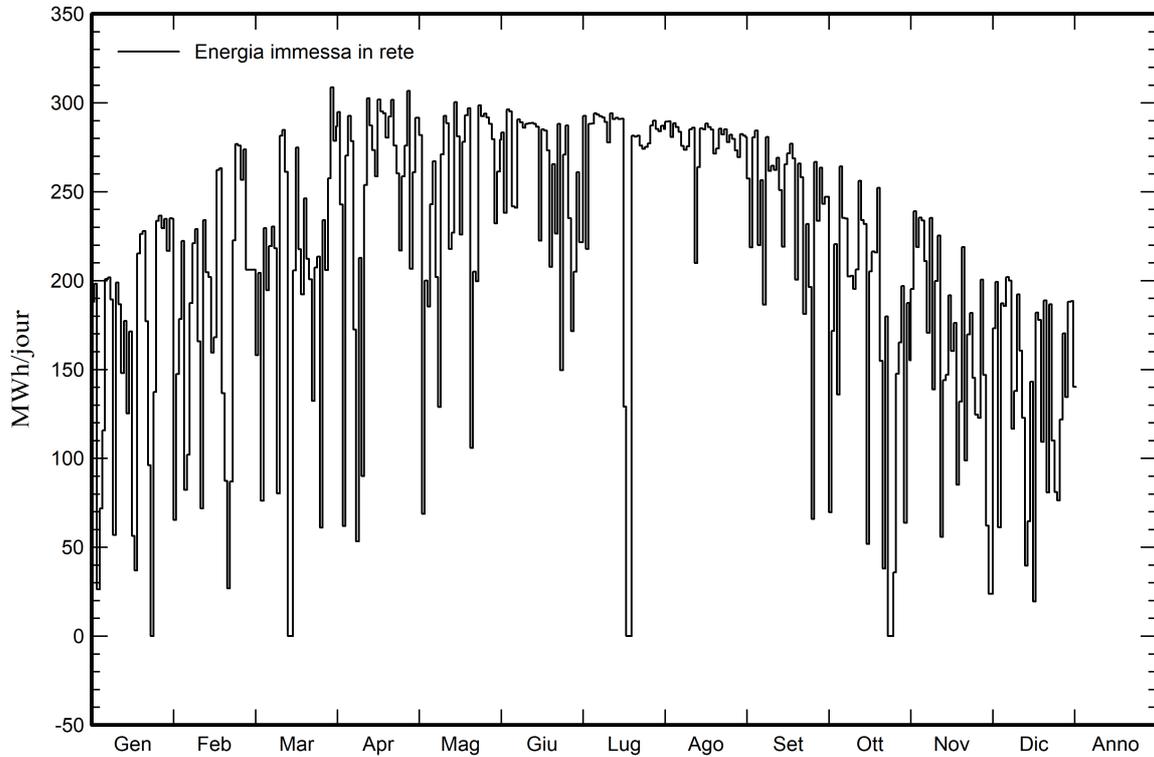


Grafici predefiniti

Temperatura del campo vs. irradiazione efficace



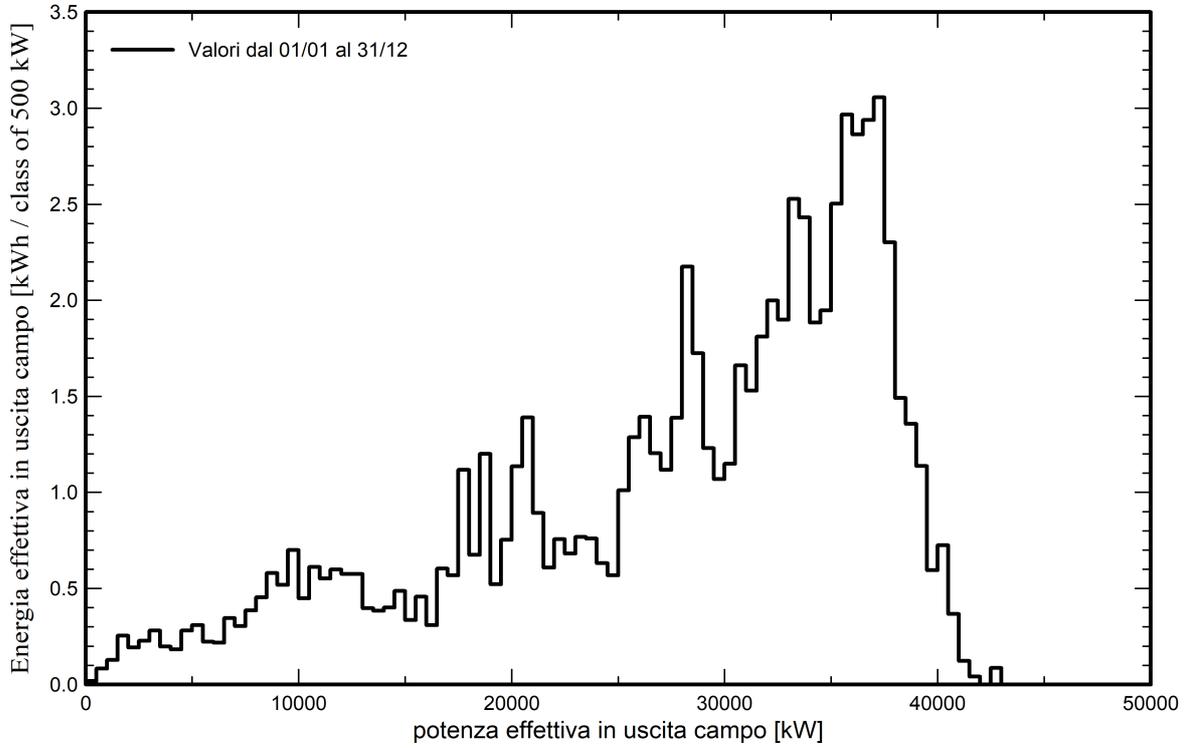
Energia giornaliera in uscita sistema



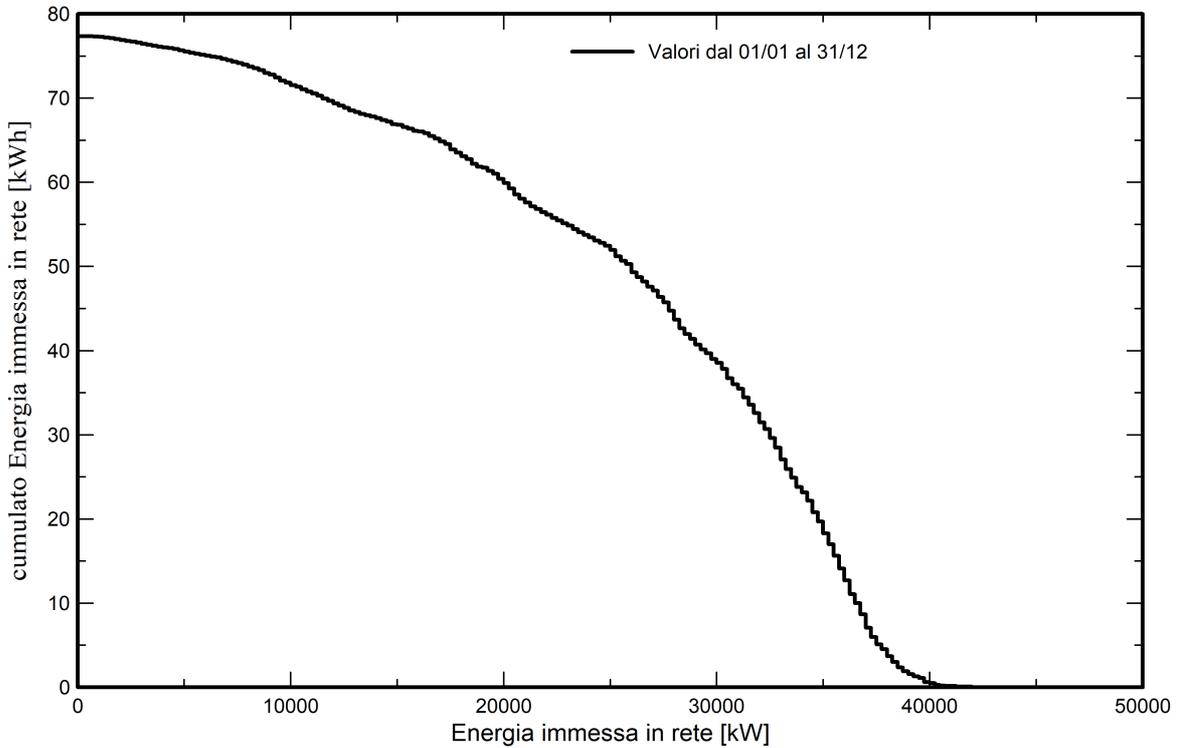


Grafici predefiniti

Distribuzione potenza dell'impianto



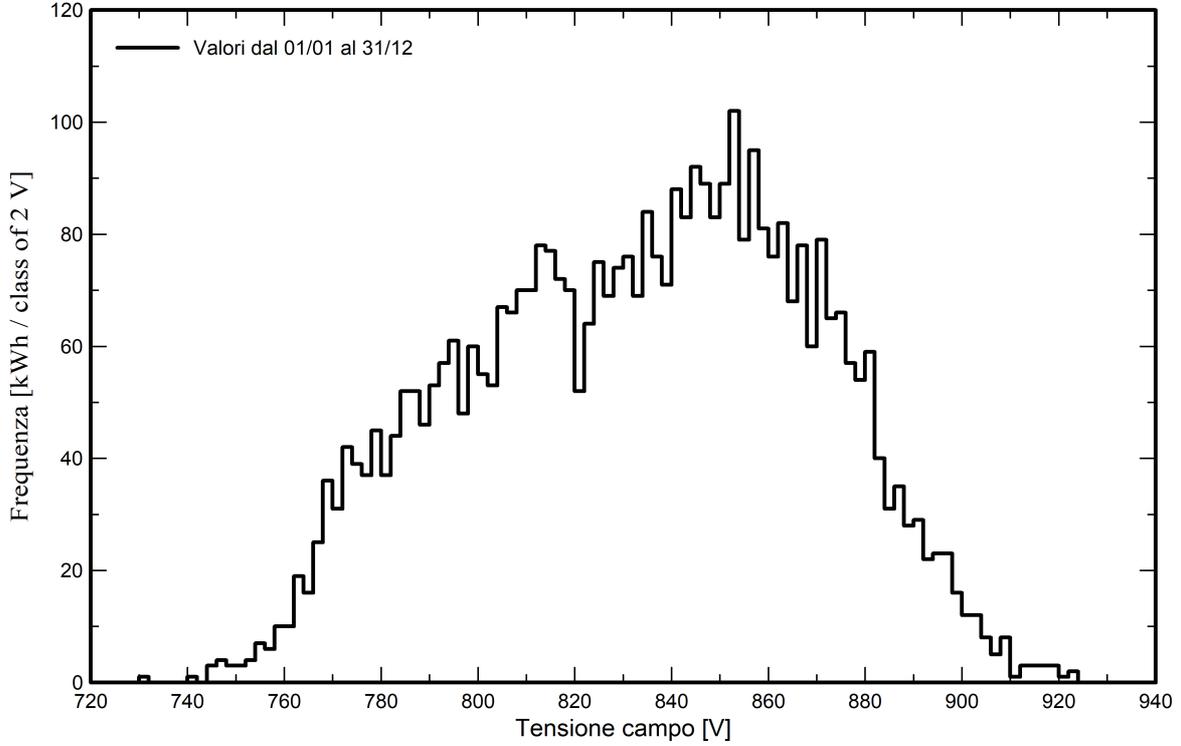
Coda della distribuzione della potenza in uscita



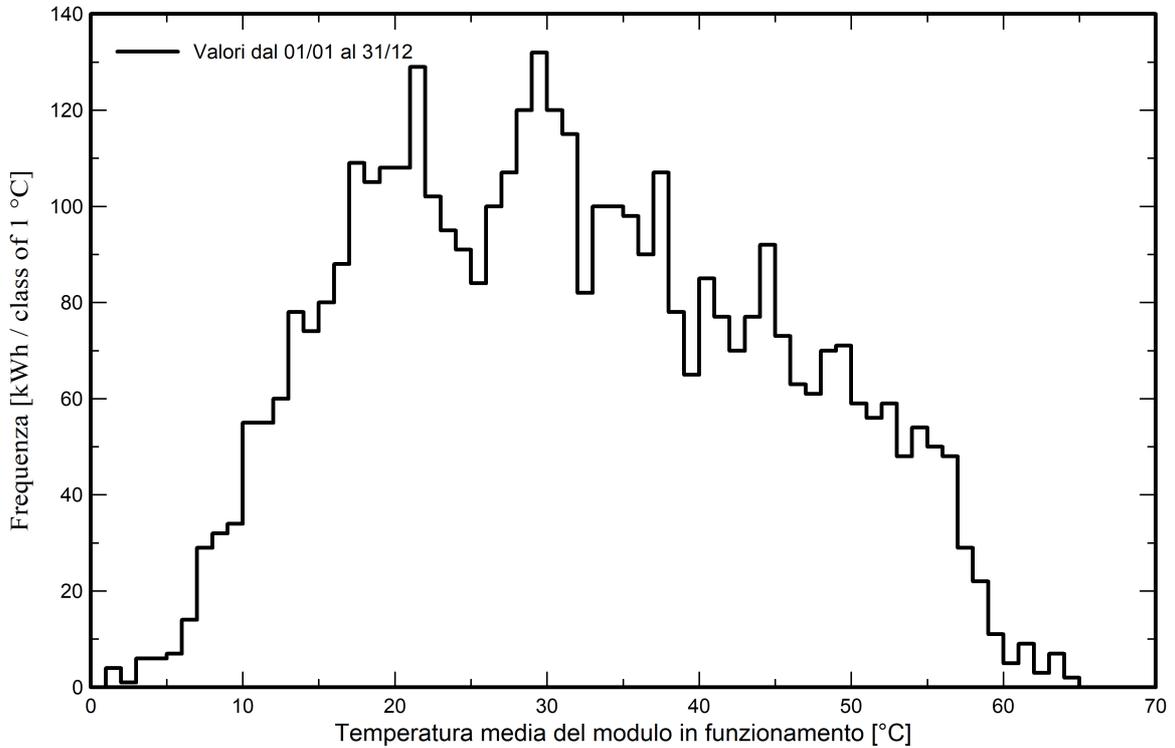


Grafici predefiniti

Distribuzione tensione impianto



Distribuzione temperatura impianto





Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte	PVGIS api TMY
Tipo	Anno specifico
Anno	TMY
Differenza da anno in anno (Varianza)	5.0 %

Deviazione Standard

Deviazione annuale della media	0.0 %
--------------------------------	-------

Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media)	5.3 %
--------------------------------------	-------

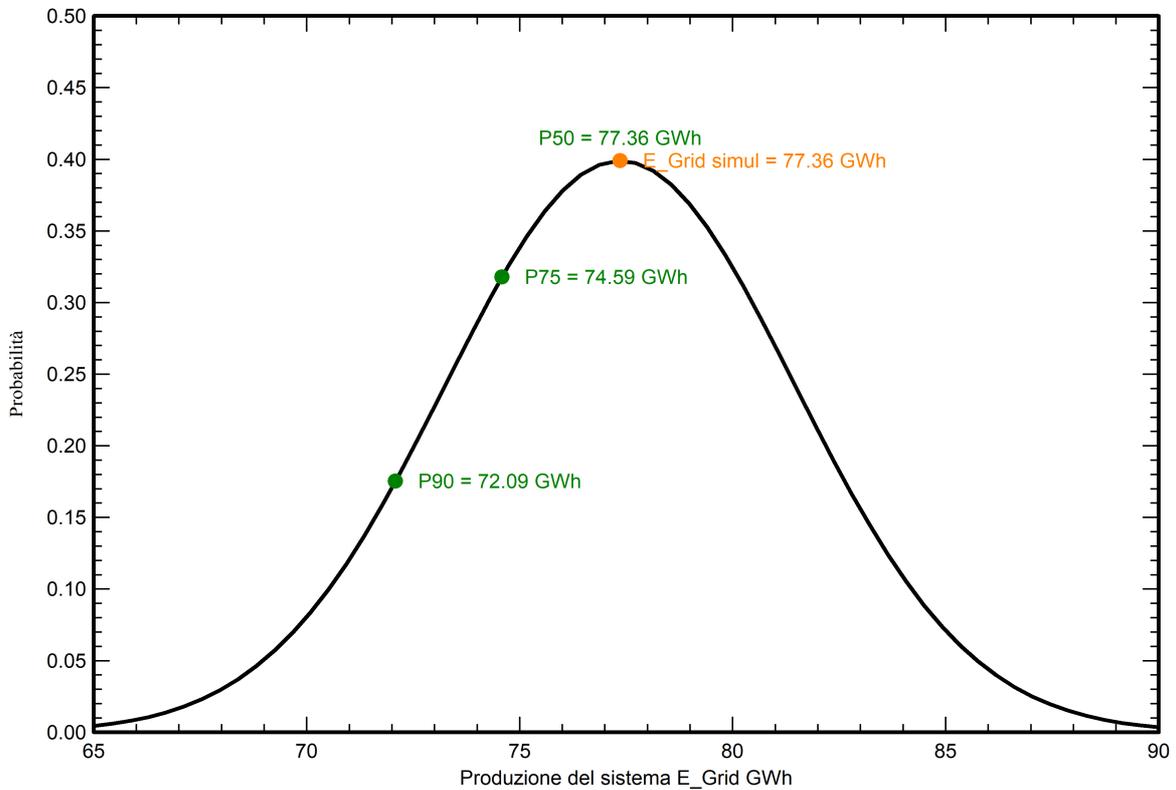
Incertezze dei parametri e simulazione

settaggio parametri modulo FV	1.0 %
Incertezza nella stima efficienza inverter	0.5 %
Incertezze di disadattamento e sporcizia	1.0 %
Incertezza nella stima del degrado	1.0 %

Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità	4.11 GWh
P50	77.36 GWh
P90	72.09 GWh
P75	74.59 GWh

Distribuzione di probabilità





Progetto: Ramacca 47 MW

Variante: Simulazione di producibilità e ombreggiamento

Green Utility SAGL (Switzerland)

PVsyst V7.2.20

VCO, Simulato su
19/10/22 10:43
con v7.2.20

Bilancio delle Emissioni di CO₂

Totale: 769139.8 tCO₂

Emissioni generate

Totale: 82630.63 tCO₂

Fonte: Calcolo dettagliato dalla tabella in basso:

Emissioni evitate

Totale: 981680.8 tCO₂

Produzione del sistema: 77358.61 MWh/an

Emissioni durante il ciclo di vita: 423 gCO₂/kWh

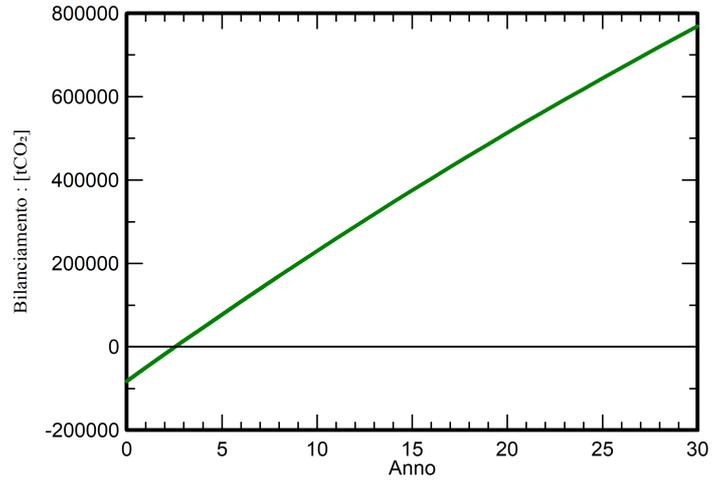
Fonte: Lista IEA

Paese: Italy

Durata di vita: 30 anni

Degradazione annua: 1.0 %

CO₂ Evitata: Emissioni vs. Tempo



Dettagli delle emissioni del sistema nel ciclo di vita

Elemento	LCE (ciclo vitale energia)	Quantità	Subtotale
			[kgCO ₂]
Moduli	1713 kgCO ₂ /kWc	47019 kWc	80529560
Supporti	2.82 kgCO ₂ /Kg	717840 Kg	2025321
Inverter	280 kgCO ₂ /unità	271 unità	75749