

Forearth S.r.l.

Impianto agro-fotovoltaico denominato "Aquila-Duccotto" da 51,03 MWp con sistema di accumulo di 20 MW ed opere connesse.

Comuni di Monreale (PA) e Piana degli Albanesi (PA)

Progetto Definitivo dell'Impianto Agro-Fotovoltaico, Sistema di Accumulo Electrochimico ed Opere di Utenza

All. C.09 - Rapporto di producibilità energetica



Professionista incaricato: Ing. Daniele Cavallo – Ordine Ingegneri Prov. Brindisi n.1220

Rev. 0 - Agosto 2022

wood.

Indice

1	Oggetto e scopo	3
2	Definizioni	4
3	Radiazione solare del sito	6
3.1	Inquadramento territoriale	6
3.2	Radiazione solare media annua	6
3.2.1	Atlante solare	6
3.2.2	Radiazione solare media annua su base giornaliera nel sito di riferimento	8
4	Dati tecnici e dimensionamento dell'impianto agro-fotovoltaico	9
4.1	Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico	9
4.2	Caratteristiche gruppo di conversione CC/CA (String Inverters)	9
4.3	Caratteristiche cabina di trasformazione (Transformer Station)	9
4.4	Dimensionamento elettrico del sistema	10
4.5	Dimensionamento meccanico del sistema	11
5	Calcolo delle prestazioni e della producibilità attesa	12

Elenco Appendici

Num.	Oggetto
01	Rapporto di calcolo PVsyst

Questo documento è di proprietà di Forearth S.r.l. e il detentore certifica che il documento è stato ricevuto legalmente. Ogni utilizzo, riproduzione o divulgazione del documento deve essere oggetto di specifica autorizzazione da parte di Forearth S.r.l.

1 Oggetto e scopo

La presente relazione si configura come la relazione di calcolo delle prestazioni e della producibilità attesa dell'impianto agro-fotovoltaico ad inseguimento monoassiale (inseguitore di rollio), della potenza nominale di 51,03 MWp che la società Forearth S.r.l. intende realizzare nel Comune di Monreale (PA). Limitatamente alle opere connesse sarà interessato anche il Comune di Piana degli Albanesi (PA).

2 Definizioni

Si riportano di seguito le definizioni di alcuni termini correntemente utilizzati per gli impianti fotovoltaici ed, in particolare, la terminologia utilizzata nelle procedure di calcolo delle prestazioni degli stessi:

- Angolo di inclinazione (o di tilt): Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (IEC TS 61836);
- Angolo di orientazione (o di azimut): L'angolo di orientazione α del piano del modulo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso Sud (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso Nord (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (IEC TS 61836);
- Campo fotovoltaico/generatore fotovoltaico: Insieme di tutte le schiere fotovoltaiche di un sistema dato (IEC TS 61836);
- Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC): Le Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC – Standard Test Conditions) di un qualsiasi dispositivo FV senza concentrazione solare, secondo IEC TS 61836 consistono in:
 - Temperatura di giunzione di cella: $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$.
 - Irraggiamento sul piano del dispositivo: 1000 W/m^2 e BNPI per moduli bifacciali
 - Distribuzione spettrale di riferimento: AM 1,5 secondo la Norma CEI EN 60904-3
- Corrente di corto circuito in condizioni di prova normalizzate ($I_{sc,STC}$): Corrente ai terminali in corto circuito di un dispositivo fotovoltaico, in condizioni di prova normalizzate;
- Corrente massima in condizioni di prova normalizzate (I_m,STC): Corrente ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza, in condizioni di prova normalizzate;
- Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico: Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m^2) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice;
- Energia elettrica immessa in rete da un impianto fotovoltaico: Energia elettrica (espressa in kWh) misurata al punto di connessione con la rete del Gestore;
- Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata: Insieme di inverter installati in un impianto fotovoltaico impiegati per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dalle varie sezioni che costituiscono il generatore fotovoltaico;
- Impianto (o Sistema) fotovoltaico ad inseguimento solare: Impianto (o Sistema) fotovoltaico i cui moduli, con o senza concentrazione solare, sono installati su strutture di sostegno ad inseguimento solare. Il tipo di inseguimento solare può essere basato su un asse o su due assi di rotazione;
- Indice di Rendimento PR (o efficienza operativa media) dell'impianto fotovoltaico: Il rapporto tra la resa energetica dell'impianto fotovoltaico (energia prodotta dall'impianto normalizzata secondo la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico stesso) e la resa energetica incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (energia solare, normalizzata secondo il valore di irraggiamento standard 1000 W/m^2);
- Inseguitore della massima potenza (MPPT): Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza;
- Irraggiamento solare: Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3). È espresso in W/m^2 ;
- Modulo fotovoltaico: Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3);
- MPPT: Maximum Power Point Tracker. Vedi Inseguitore della massima potenza;
- Perdite per disaccoppiamento (o per mismatch): Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione-corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in

percentuale rispetto alla somma delle potenze (IEC TS 61836);

- Potenza immessa in rete da un impianto fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in kW) misurata al punto di connessione con la rete di distribuzione o trasmissione;
- Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC);
- Punto di connessione: Il punto sulla rete di trasmissione del Gestore (TSO o Transmission System Operator) al quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è connesso l'Impianto dell'Utente;
- Punto di misura: Il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete;
- Radiazione solare: Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3);
- Schiera fotovoltaica: Complesso, integrato meccanicamente e collegato elettricamente, di moduli, pannelli e delle relative strutture di supporto;
- STC: Standard Test Condition – vedi Condizioni di Prova Standard o normalizzate;
- Stringa fotovoltaica: Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie;
- Tensione alla massima potenza di un dispositivo fotovoltaico in condizioni di prova normalizzate ($V_{m,STC}$): Tensione ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza (MPP), in condizioni di prova normalizzate (STC);
- Tensione a vuoto in condizioni di prova normalizzate ($V_{OC,STC}$): Tensione a circuito aperto di un dispositivo fotovoltaico, misurata in condizioni di prova normalizzate (STC);
- Tensione massima di sistema ammessa dal modulo fotovoltaico: La tensione massima di sistema (maximum system voltage) ammessa dal modulo fotovoltaico è la tensione massima di sistema indicata dal costruttore del modulo, come riportato sulla targhetta del modulo stesso (vedi CEI EN 50380, CEI EN 61215 e CEI EN 61646). Questo valore viene verificato nel corso della prova di isolamento per la qualifica del progetto e l'omologazione di tipo del modulo, secondo la Norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646.

3 Radiazione solare del sito

3.1 Inquadramento territoriale

L'area dove è prevista la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico ricade nel comune di Monreale (PA), in località contrade Aquila, a circa 3 km di distanza dal confine con il Comune di Corleone (PA). Le coordinate indicative del sito sono le seguenti:

Latitudine: 37.91° N

Longitudine: 13.31° E

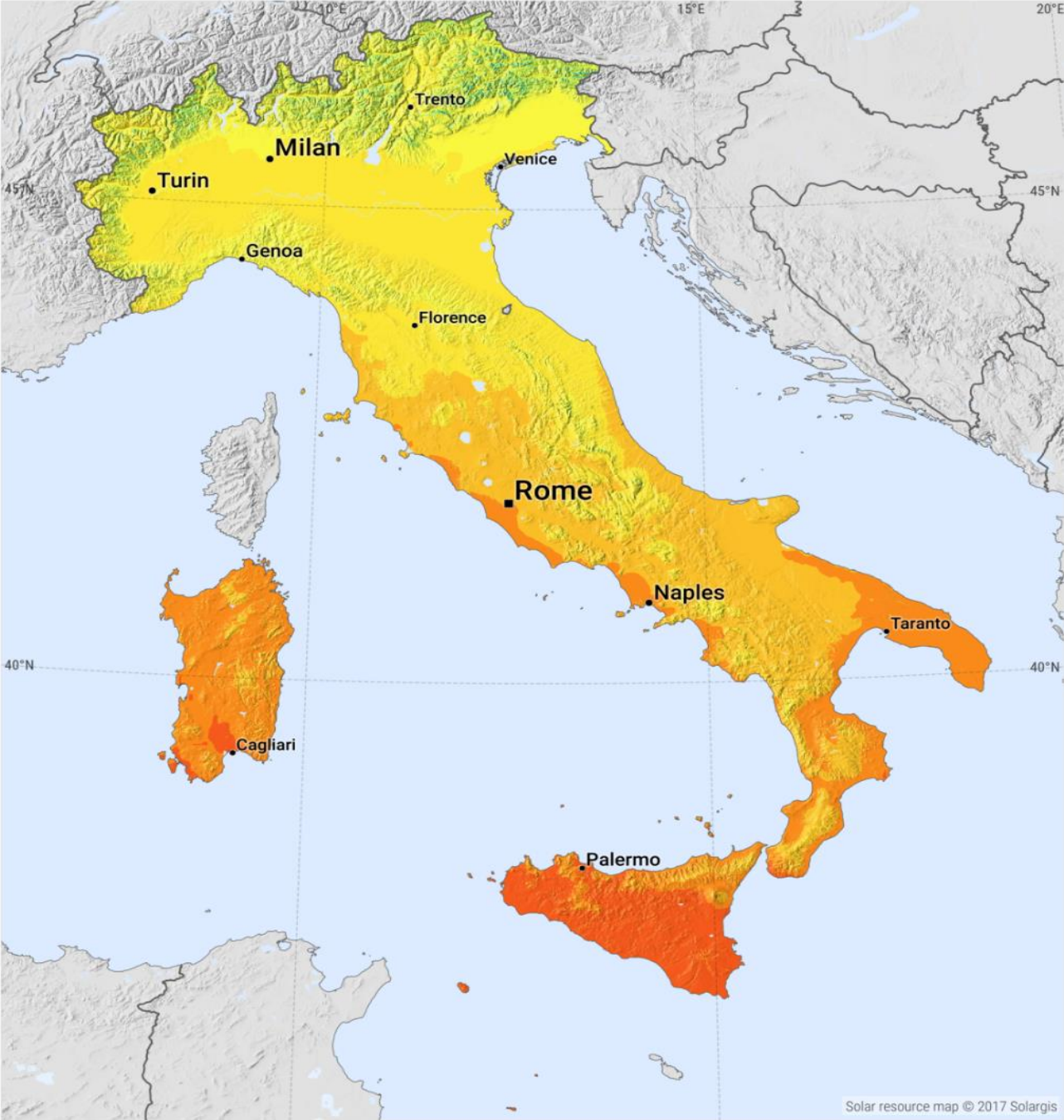
Da un punto di vista morfologico, l'impianto è collocato in un'area collinare dalle forme dolci e arrotondate, con quota variabile tra 570 metri s.l.m. e 600 metri s.l.m.. L'area attualmente si presenta sostanzialmente libera da ostacoli, ad esclusione di una linea MT che attraversa l'area sud-ovest del campo fotovoltaico, che sarà spostata.

3.2 Radiazione solare media annua

3.2.1 Atlante solare



Figura 3-1: Atlante solare Sicilia (Fonte: globalsolaratlas.info)



Average annual sum of GHI, period 1994-2016

900 1100 1300 1500 1700 kWh/m²

Figura 3-2: Atlante solare Italiano (Fonte: meteonorm.com/en/product/map)

3.2.2 Radiazione solare media annua su base giornaliera nel sito di riferimento

Il sito di installazione appartiene alla 'area della Sicilia che dispone di dati climatici storici riportati in molteplici database.

Il database internazionale Meteonorm (Rif. Meteonorm 8.0) rende disponibili i dati meteorologici che si basano su misure a terra registrate su un periodo di circa quindici anni. Inoltre, modelli sofisticati di interpolazione all'interno del software consentono calcoli affidabili di radiazione solare, temperatura e parametri aggiuntivi in ogni località del mondo.

Considerato che l'attendibilità dei dati contenuti nel database è riconosciuta internazionalmente, i dati estratti dal software menzionato sono stati usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare del sito dell'impianto.

Nella tabella seguente si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

Tabella 3-1: Dati di irraggiamento (Meteonorm 8.0) utilizzati per il calcolo

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
Gennaio	59.5	30.39	9.30	75.8	72.0	3.81
Febbraio	77.3	37.97	9.05	97.7	93.6	4.93
Marzo	127.5	54.98	11.23	161.9	156.7	8.05
Aprile	163.4	67.65	13.46	208.1	202.1	10.24
Maggio	205.2	74.23	17.52	263.1	256.4	12.68
Giugno	210.5	71.44	21.39	272.5	264.8	12.87
Luglio	221.7	71.81	24.60	288.5	281.8	13.53
Agosto	199.1	69.91	24.88	262.7	256.7	12.37
Settembre	144.4	61.21	21.42	187.4	181.3	8.96
Ottobre	107.8	43.50	18.56	140.8	136.0	6.84
Novembre	66.6	34.46	14.37	84.4	80.1	4.16
Dicembre	53.9	27.16	10.88	68.1	64.4	3.40
Anno	1636.9	644.71	16.43	2111.0	2045.7	101.84

Opportuni rilievi sul sito non hanno evidenziato ombreggiamenti, dovuti a strutture ed ostacoli esistenti tali da influire negativamente sulle prestazioni attese e sulla producibilità annua.

4 Dati tecnici e dimensionamento dell'impianto agro-fotovoltaico

4.1 Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

I moduli fotovoltaici sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (>22%) e ad elevata potenza nominale (700 Wp). Questa soluzione permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell'impianto, ottimizzando l'occupazione del suolo.

Per la tipologia di impianto e per ridurre gli ombreggiamenti a terra è previsto l'utilizzo di moduli fotovoltaici bifacciali o, quantomeno, di moduli fotovoltaici mono facciali con EVA trasparente e doppio vetro. La tipologia specifica sarà definita in fase esecutiva cercando di favorire la filiera di produzione locale.

Le caratteristiche preliminari dei moduli utilizzati per il dimensionamento dell'impianto sono riportate nella seguente tabella.

Tabella 4- 1: Caratteristiche tecniche preliminari del modulo fotovoltaico bifacciale

Grandezza	Valore
Potenza nominale	700 Wp
Efficienza nominale	22,53 % @ STC
Tensione di uscita a vuoto	47,1 V
Corrente di corto circuito	18,82 A
Tensione di uscita a Pmax	39,5 V
Corrente nominale a Pmax	17,73 A
Dimensioni	2384 mm x 1303 mm x 35 mm

4.2 Caratteristiche gruppo di conversione CC/CA (String Inverters)

Le caratteristiche preliminari dei sistemi inverter trifase utilizzati nella definizione del progetto sono riportate nella seguente tabella.

Tabella 4-2: Caratteristiche preliminari sistemi inverter

Grandezza	Valore
Tensione massima in ingresso	1500 V
Tensione di uscita alla Pnom	800 V
Frequenza di uscita	50 Hz
cos φ	0,8 – 1,0
Grado di protezione	IP66
Range di temperatura di funzionamento	-25 +60 °C
Range di tensione in ingresso	500 V - 1500 V
Corrente massima in ingresso	100 A
Potenza nominale in uscita (CA)	215 kVA
Rendimento europeo	98,6%

4.3 Caratteristiche cabina di trasformazione (Transformer Station)

Le caratteristiche preliminari dei sistemi trasformatori trifase utilizzati nella definizione del progetto sono riportate nella seguente tabella.

Tabella 4-3: Caratteristiche preliminari cabina di trasformazione

Grandezza	Valore
Tensione	36 kV $\pm 2 \times 2.5\%$ / 0.8 kV
Frequenza	50 Hz
Raffreddamento	ONAN
Potenza nominale	3400 kVA ÷ 6800 kVA
Rendimento europeo	99.5%
Impedenza	7.3 %

4.4 Dimensionamento elettrico del sistema

La tensione massima del generatore fotovoltaico (tensione lato c.c.) sarà inferiore a 1500 V (tensione massima ammissibile del sistema).

Per il calcolo della massima tensione si è proceduto applicando la seguente formula (norma CEI 82-25:2088-12):

$$V_{OC}(T) = V_{OC,STC} - N_s \times \left[A \times \ln\left(\frac{G_{STC}}{G_p}\right) - \beta \times \frac{dT_j}{dG} \times G_p + \beta \times (T_{STC} - T_A) \right]$$

Dove:

G_p è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli (W/m²);

G_{STC} è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli, in condizioni di prova standard (W/m²);

β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura;

N_s è il numero delle celle in serie costituenti il modulo fotovoltaico;

$V_{OC,STC}$ è la tensione a vuoto nelle condizioni standard STC;

T_A è la temperatura ambiente;

A è il fattore di non-idealità e della tensione termica (ca 25 mV) del diodo.

$\frac{dT_j}{dG}$ è un coefficiente che può essere determinato, per schiere di moduli installate in modo da non risentire l'effetto di ostruzioni, tramite il valore della temperatura nominale di lavoro dei moduli utilizzati, NOCT:

$$\frac{dT_j}{dG} = \frac{NOCT - 20}{800}$$

Ne consegue che il numero massimo di moduli fotovoltaici collegabili in serie (per ottenere una stringa fotovoltaica) è pari a 30; la tensione massima a vuoto della stringa fotovoltaica sarà quindi di circa 1.497 V, pari alla somma della tensione a vuoto di ciascuno dei 30 moduli fotovoltaici collegati in serie. Il raggiungimento di tale valore è da ritenersi comunque improbabile dato che nella realtà difficilmente potrà presentarsi una situazione di funzionamento a vuoto della stringa con condizioni di irraggiamento massime e temperatura ambiente minima (2°C).

Il generatore fotovoltaico sarà quindi costituito da 2.430 stringhe collegate in parallelo tra loro, per una potenza nominale

di 51.030,00 kWp.

4.5 Dimensionamento meccanico del sistema

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitore di rotolito), prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di 11 m), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

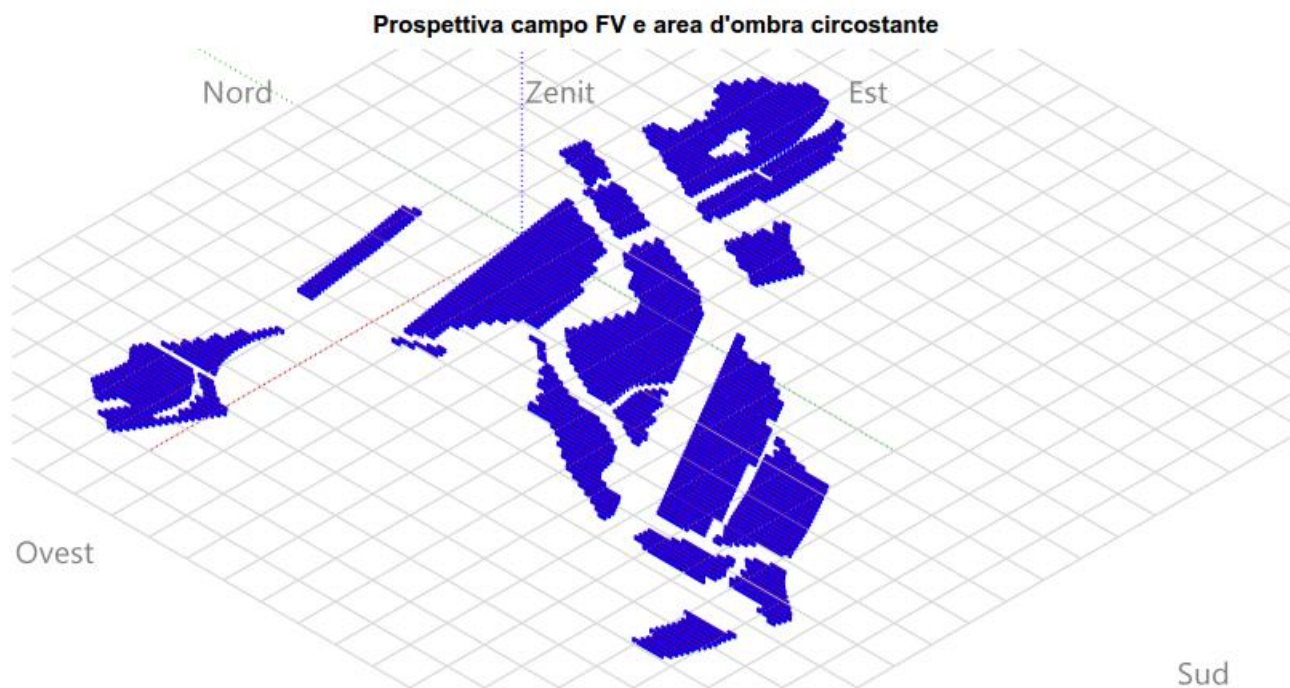


Figura 4-1: Layout inserito nel software PVsyst

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

1. I pali in acciaio zincato, direttamente infissi nel terreno (nessuna fondazione prevista);
2. La struttura porta-moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale vengono posate due file parallele di moduli fotovoltaici (in totale a seconda della struttura: 60 e 30 moduli disposti su due file in verticale);
3. L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli. L'inseguitore è costituito essenzialmente da un motore elettrico (controllato da un software), che tramite un'asta collegata al profilato centrale della struttura di supporto, permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, ed ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione. La tipologia di struttura prescelta è ottimale per massimizzare la produzione di energia utilizzando i moduli bifacciali.

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica per effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto

fotovoltaico, perché il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

5 Calcolo delle prestazioni e della producibilità attesa

Per il calcolo dell'energia producibile dall'impianto fotovoltaico si è tenuto conto dei seguenti fattori:

- Radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici (che è legata a sua volta alla latitudine del sito ed alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici, e dipende dall'angolo di inclinazione e di orientazione dei moduli stessi);
- Temperatura ambiente (media giornaliera su base mensile);
- Perdite di ombreggiamento ombre vicine;
- Perdite di ombreggiamento orizzonte (ombre lontane);
- Perdite di basso irraggiamento;
- Caratteristiche dei moduli fotovoltaici (perdite per qualità modulo e LID) e prestazioni delle stringhe fotovoltaiche (n. di moduli collegati in serie e numero di stringhe collegate in parallelo);
- Perdite per disaccoppiamento (o "mismatch");
- Perdite ohmiche di cablaggio (cavi DC);
- Perdite inverter (conversione per superamento Pmax);
- Perdite consumi ausiliari e di trasmissione energia (perdite ohmiche AC e trasformatori).

Il calcolo delle prestazioni è stato eseguito utilizzando un software specifico (PVsyst), realizzato dall'università di Ginevra e comunemente utilizzato dalle primarie società operanti nel settore delle energie rinnovabili. I risultati di calcolo sono riportati nell'Appendice A del presente documento "Rapporto di Calcolo PVsyst" e si riassumono nella tabella seguente.

Per l'impianto in progetto, considerando la producibilità attesa al P50, il PR risulta essere pari a 91.41 %.

Tabella 4-4: Producibilità attesa dell'impianto fotovoltaico

Descrizione	Energia prodotta (MWh/anno)	Produzione specifica (kWh/kWp/anno)
Producibilità attesa a P50	98470	1930
Producibilità attesa a P75	95220	1866
Producibilità attesa a P90	92290	1809

Appendice 01

Rapporto di calcolo PVSYST

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Aquila

Variante: Producibilità energetica Aquila

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 51.03 MWc

Aquila - Italy

Autore

Wood plc (United States)



PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
22/08/22 11:48
con v7.2.16

Wood plc (United States)

Sommario del progetto

Luogo geografico	Ubicazione	Parametri progetto
Aquila	Latitudine 37.91 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitudine 13.31 °E	
	Altitudine 604 m	
	Fuso orario UTC+1	
Dati meteo		
Aquila		
Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=100% - Synthetic		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete	Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)	
Orientamento campo FV	Algoritmo dell'inseguimento	Ombre vicine
Orientamento	Calcolo astronomico	Ombre lineari
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S	Backtracking attivato	
Asse dell'azimut 0 °		
Informazione sistema	Inverter	
Campo FV	Numero di unità 270 unità	
Numero di moduli 72900 unità	Pnom totale 54.00 MWac	
Pnom totale 51.03 MWc	Limite della potenza di rete 49.00 MWac	
	Rapporto Pnom lim. rete 1.041	
Bisogni dell'utente		
Carico illimitato (rete)		

Sommario dei risultati

Energia prodotta	98 GWh/anno	Prod. Specif.	1930 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	91.41 %
------------------	-------------	---------------	-------------------	----------------------	---------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	8
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	9
Risultati principali	10
Diagramma perdite	11
Grafici speciali	12
Valutazione P50-P90	13
Bilancio delle Emissioni di CO ₂	14



PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
22/08/22 11:48
con v7.2.16

Wood plc (United States)

Parametri principali

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Asse dell'azimut 0 °

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico

Backtracking attivato

Campo con backtracking

N. di eliostati 1312 unità

Dimensioni

Distanza eliostati 11.0 m

Larghezza collettori 4.79 m

Fattore occupazione (GCR) 43.5 %

Phi min / max +/- 50.0 °

Strategia Backtracking

Limiti phi +/- 64.1 °

Distanza tavole backtracking 11.0 m

Larghezza backtracking 4.79 m

Modelli utilizzati

Trasposizione Perez

Diffuso Perez, Meteonorm

Circumsolare separare

Orizzonte

Altezza media 3.4 °

Ombre vicine

Ombre lineari

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sistema a moduli bifacciali

Modello Calcolo 2D
eliostati illimitati

Geometria del modello bifacciale

Distanza eliostati 11.00 m

ampiezza eliostati 4.79 m

GCR 43.5 %

Altezza dell'asse dal suolo 2.34 m

Definizioni per il modello bifacciale

Albedo dal suolo 0.30

Fattore di Bifaccialità 80 %

Ombreg. posteriore 5.0 %

Perd. Mismatch post. 10.0 %

Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

Limitazione potenza di rete

Potenza attiva 49.00 MWac

Rapporto Pnom 1.041

Caratteristiche campo FV

Modulo FV

Costruttore Jollywood

Modello JW-HD132N-700

(definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 700 Wp

Numero di moduli FV 72900 unità

Nominale (STC) 51.03 MWc

Campo #1 - SC01

Numero di moduli FV 8910 unità

Nominale (STC) 6237 kWc

Moduli 297 Stringhe x 30 In serie

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 5745 kWc

U mpp 1074 V

I mpp 5348 A

Inverter

Costruttore Huawei Technologies

Modello SUN2000-215KTL-H3

(definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 200 kWac

Numero di inverter 270 unità

Potenza totale 54000 kWac

Numero di inverter 33 unità

Potenza totale 6600 kWac

Vollaggio di funzionamento 500-1500 V

Potenza max. (=>33°C) 215 kWac

Rapporto Pnom (DC:AC) 0.95



PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
22/08/22 11:48
con v7.2.16

Wood plc (United States)

Caratteristiche campo FV

Campo #2 - SC02

Numero di moduli FV	8640 unità	Numero di inverter	32 unità
Nominale (STC)	6048 kWc	Potenza totale	6400 kWac
Moduli	288 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	5571 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1074 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	5186 A		

Campo #3 - SC03

Numero di moduli FV	8640 unità	Numero di inverter	32 unità
Nominale (STC)	6048 kWc	Potenza totale	6400 kWac
Moduli	288 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	5571 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1074 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	5186 A		

Campo #4 - SC04

Numero di moduli FV	7560 unità	Numero di inverter	28 unità
Nominale (STC)	5292 kWc	Potenza totale	5600 kWac
Moduli	252 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	4875 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1074 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	4538 A		

Campo #5 - SC05

Numero di moduli FV	4050 unità	Numero di inverter	15 unità
Nominale (STC)	2835 kWc	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	135 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2611 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1074 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	2431 A		

Campo #6 - SC06

Numero di moduli FV	7020 unità	Numero di inverter	26 unità
Nominale (STC)	4914 kWc	Potenza totale	5200 kWac
Moduli	234 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	4527 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1074 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	4214 A		

Campo #7 - SC07

Numero di moduli FV	7290 unità	Numero di inverter	27 unità
Nominale (STC)	5103 kWc	Potenza totale	5400 kWac
Moduli	243 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	4701 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1074 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	4376 A		



PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
22/08/22 11:48
con v7.2.16

Wood plc (United States)

Caratteristiche campo FV

Campo #8 - SC08

Numero di moduli FV	6750 unità	Numero di inverter	25 unità
Nominale (STC)	4725 kWc	Potenza totale	5000 kWac
Moduli	225 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	4352 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1074 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	4052 A		

Campo #9 - SC09

Numero di moduli FV	6480 unità	Numero di inverter	24 unità
Nominale (STC)	4536 kWc	Potenza totale	4800 kWac
Moduli	216 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	4178 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1074 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	3890 A		

Campo #10 - SC10

Numero di moduli FV	3780 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	2646 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	126 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2437 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1074 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	2269 A		

Campo #11 - SC11

Numero di moduli FV	3780 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	2646 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	126 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2437 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1074 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	2269 A		

Potenza PV totale

Nominale (STC)	51030 kWp
Totale	72900 moduli
Superficie modulo	226453 m ²
Superficie cella	212183 m ²

Potenza totale inverter

Potenza totale	54000 kWac
Numero di inverter	270 unità
Rapporto Pnom	0.95

Perdite campo

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	1.0 %
---------------	-------

Perdita di qualità moduli

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

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite	1.0 % a MPP
---------------	-------------

Perdita disadattamento Stringhe

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

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=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



PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
22/08/22 11:48
con v7.2.16

Wood plc (United States)

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.40 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #1 - SC01**Res. globale campo 3.3 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #3 - SC03**Res. globale campo 3.4 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #5 - SC05**Res. globale campo 7.2 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #7 - SC07**Res. globale campo 4.0 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #9 - SC09**Res. globale campo 4.5 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #11 - SC11**Res. globale campo 7.8 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #2 - SC02**Res. globale campo 3.4 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #4 - SC04**Res. globale campo 3.9 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #6 - SC06**Res. globale campo 4.2 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #8 - SC08**Res. globale campo 4.3 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #10 - SC10**Res. globale campo 7.8 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MTTensione inverter 800 Vac tri
Fraz. perdite 1.16 % a STC**Inverter: SUN2000-215KTL-H3**Sezione cavi (270 Inv.) All 270 x 3 x 150 mm²
Lunghezza media dei cavi 191 m**Linea MV fino alla iniezione**Voltaggio MV 36 kV
Frazione perdita media 0.13 % a STC**Campo #1 - SC01**Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 2000 m**Campo #3 - SC03**Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1300 m**Campo #5 - SC05**Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1850 m**Campo #7 - SC07**Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 600 m**Campo #9 - SC09**Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 950 m**Campo #11 - SC11**Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 400 m**Campo #2 - SC02**Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1100 m**Campo #4 - SC04**Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1650 m**Campo #6 - SC06**Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1000 m**Campo #8 - SC08**Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1100 m**Campo #10 - SC10**Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 760 m



PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
22/08/22 11:48
con v7.2.16

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete 36 kV

Perdite di operazione in STC

Potenza nominale a STC 6130 kVA

Perdita ferro (Connessione 24/24) 6.13 kW

Fraz. perdite 0.10 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.04 mΩ

Fraz. perdite 1.00 % a STC



Progetto: Aquila

Variante: Producibilità energetica Aquila

PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
22/08/22 11:48
con v7.2.16

Wood plc (United States)

Definizione orizzonte

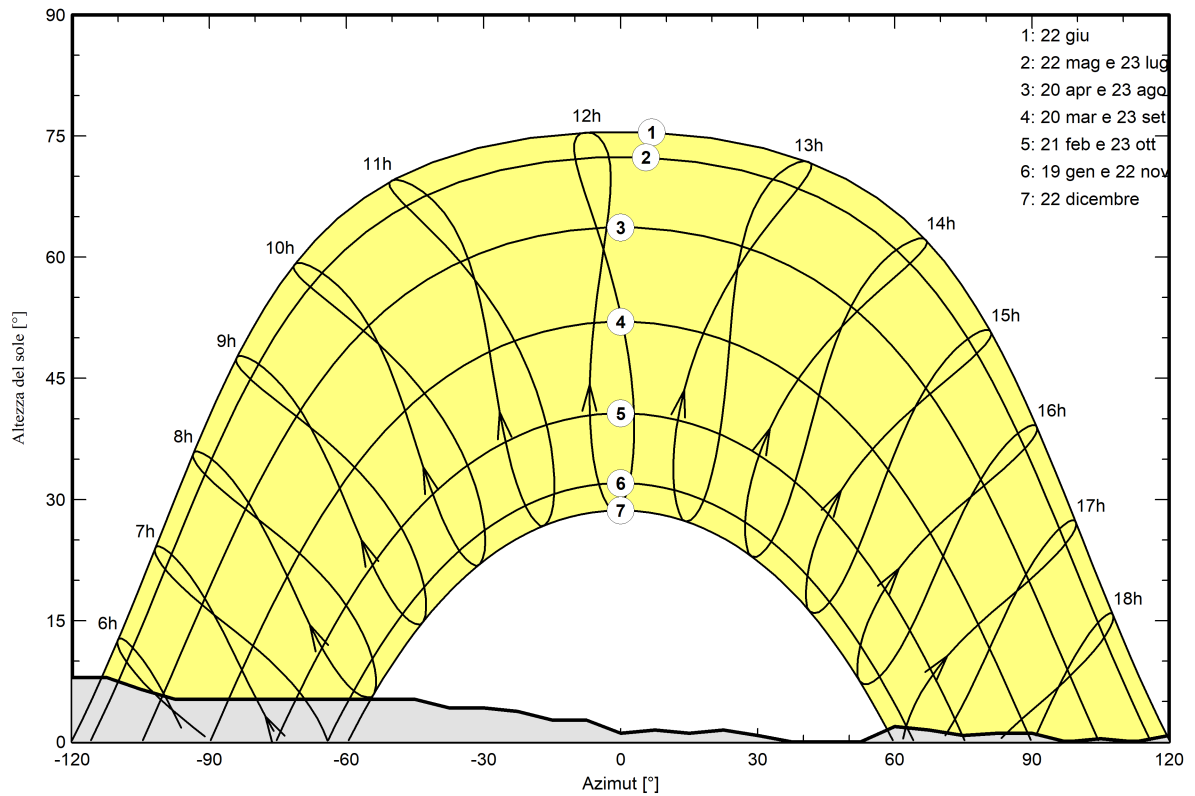
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°54"15', Long=13°18"12', Alt=572m

Altezza media	3.4 °	Fattore su albedo	0.95
Fattore su diffuso	0.99	Frazione albedo	100 %

Profilo dell'orizzonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-143	-135	-113	-105	-98	-45	-38	-30	-23
Altezza [°]	3.4	4.2	4.2	6.1	6.1	8.0	8.0	6.5	5.3	5.3	4.2	4.2	3.8
Azimut [°]	-15	-8	0	8	15	23	30	38	53	60	68	75	83
Altezza [°]	2.7	2.7	1.1	1.5	1.1	1.5	0.8	0.0	0.0	1.9	1.5	0.8	1.1
Azimut [°]	90	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Altezza [°]	1.1	0.0	0.4	0.0	0.8	1.1	1.5	3.1	3.8	3.8	3.1	3.1	3.4

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)





Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo PV e area d'ombra circostante

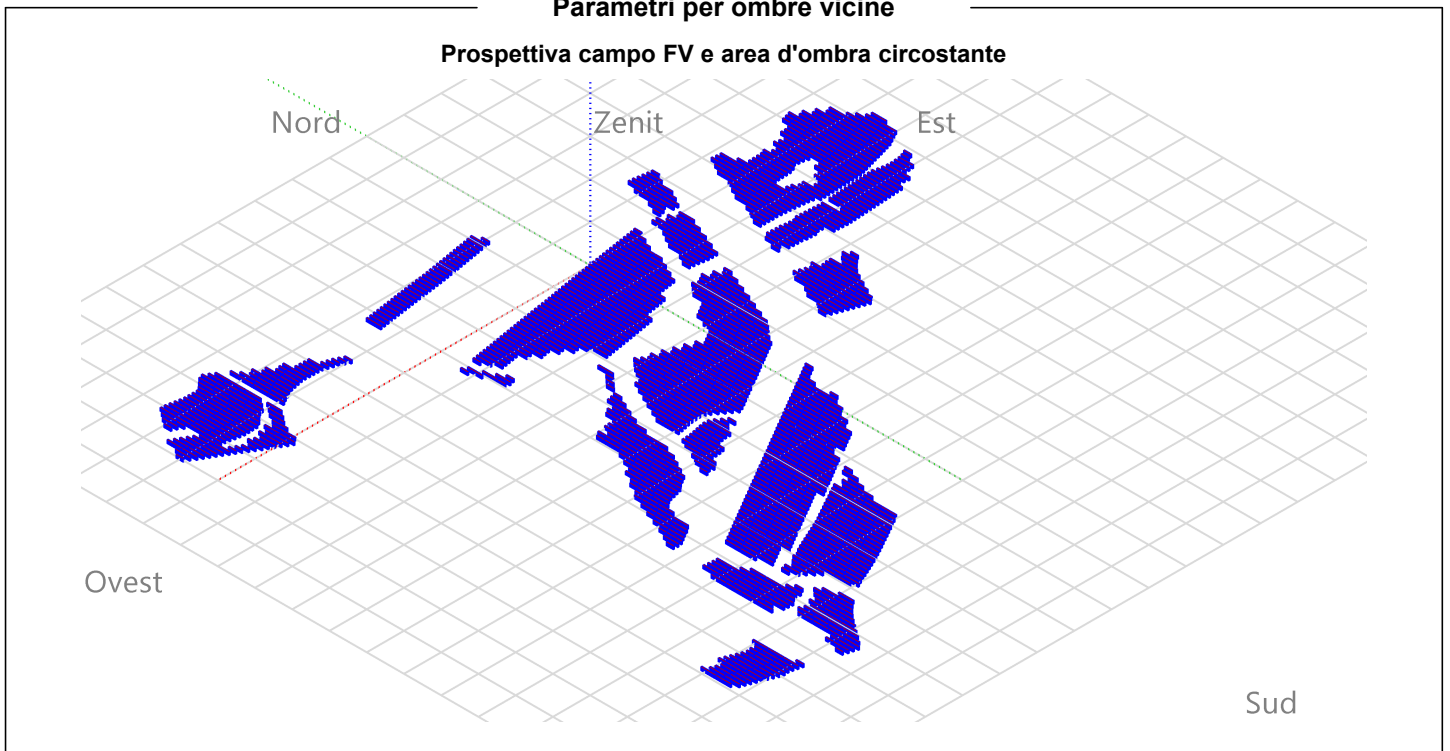
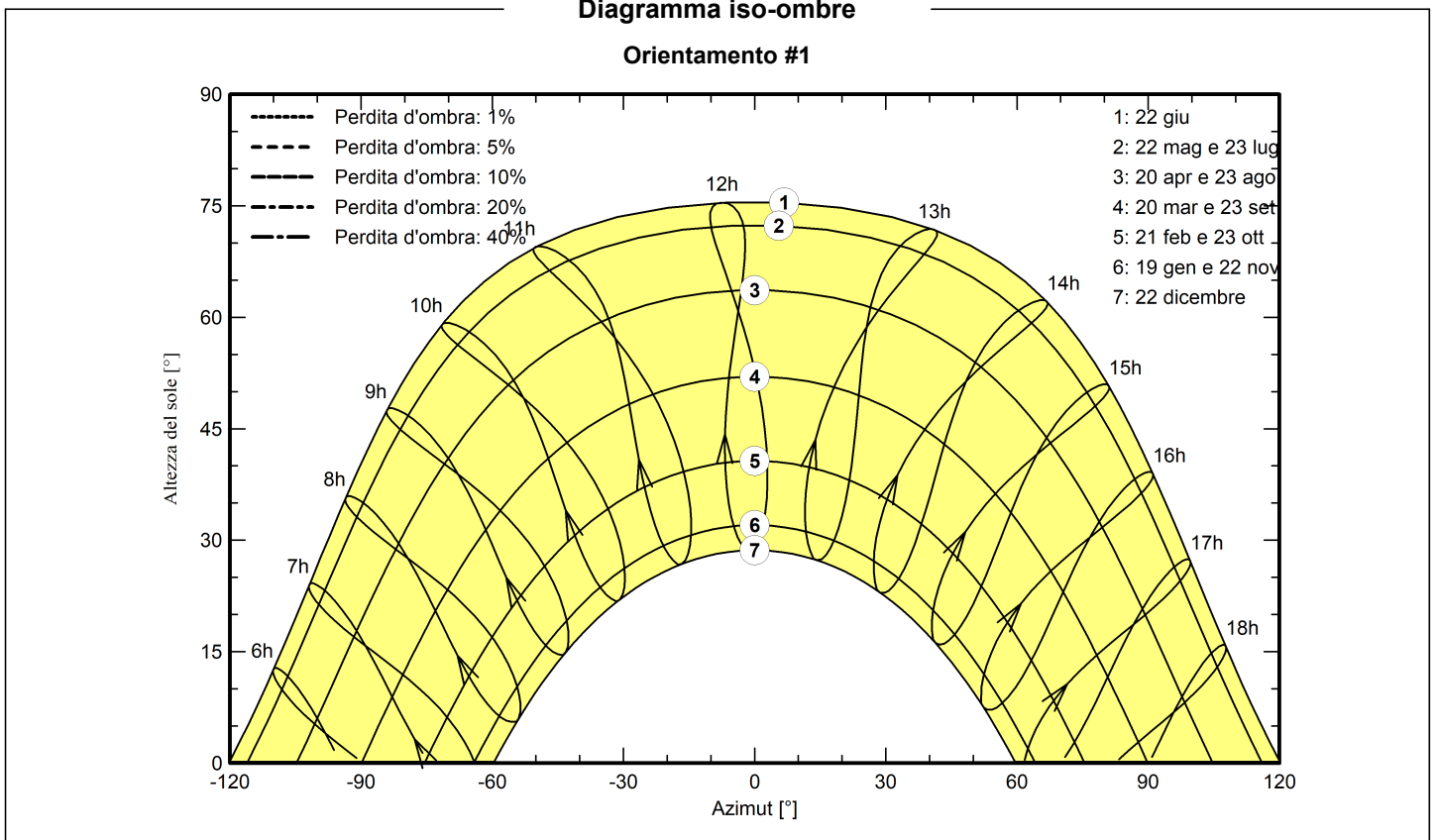


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





Progetto: Aquila

Variante: Producibilità energetica Aquila

PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
22/08/22 11:48
con v7.2.16

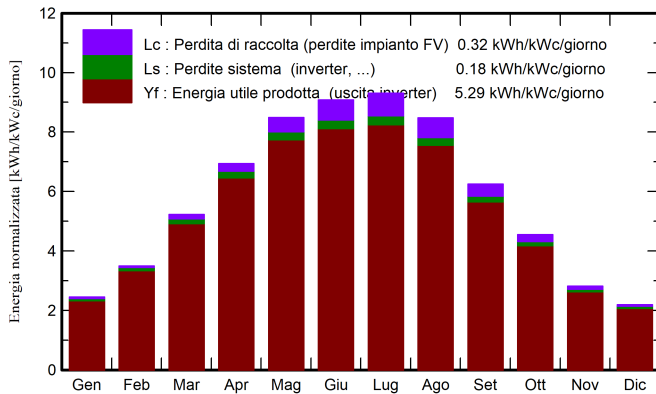
Wood plc (United States)

Risultati principali

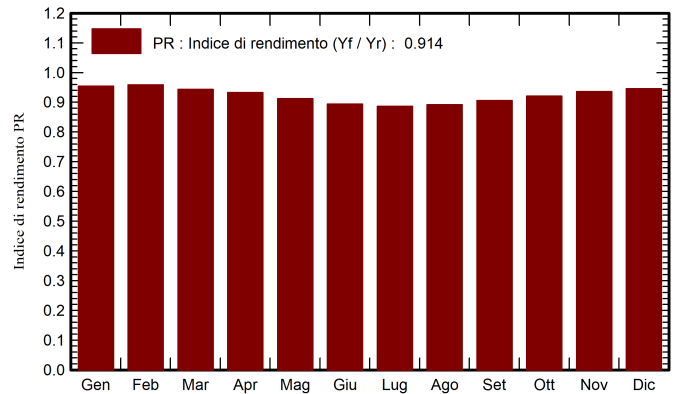
Produzione sistema

Energia prodotta	98 GWh/anno	Prod. Specif.	1930 kWh/kWc/anno
		Indice di rendimento PR	91.41 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



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
Gennaio	59.5	30.39	9.30	75.8	72.0	3.81
Febbraio	77.3	37.97	9.05	97.7	93.6	4.93
Marzo	127.5	54.98	11.23	161.9	156.7	8.05
Aprile	163.4	67.65	13.46	208.1	202.1	10.24
Maggio	205.2	74.23	17.52	263.1	256.4	12.68
Giugno	210.5	71.44	21.39	272.5	264.8	12.87
Luglio	221.7	71.81	24.60	288.5	281.8	13.53
Agosto	199.1	69.91	24.88	262.7	256.7	12.37
Settembre	144.4	61.21	21.42	187.4	181.3	8.96
Ottobre	107.8	43.50	18.56	140.8	136.0	6.84
Novembre	66.6	34.46	14.37	84.4	80.1	4.16
Dicembre	53.9	27.16	10.88	68.1	64.4	3.40
Anno	1636.9	644.71	16.43	2111.0	2045.7	101.84

Legenda

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



Progetto: Aquila

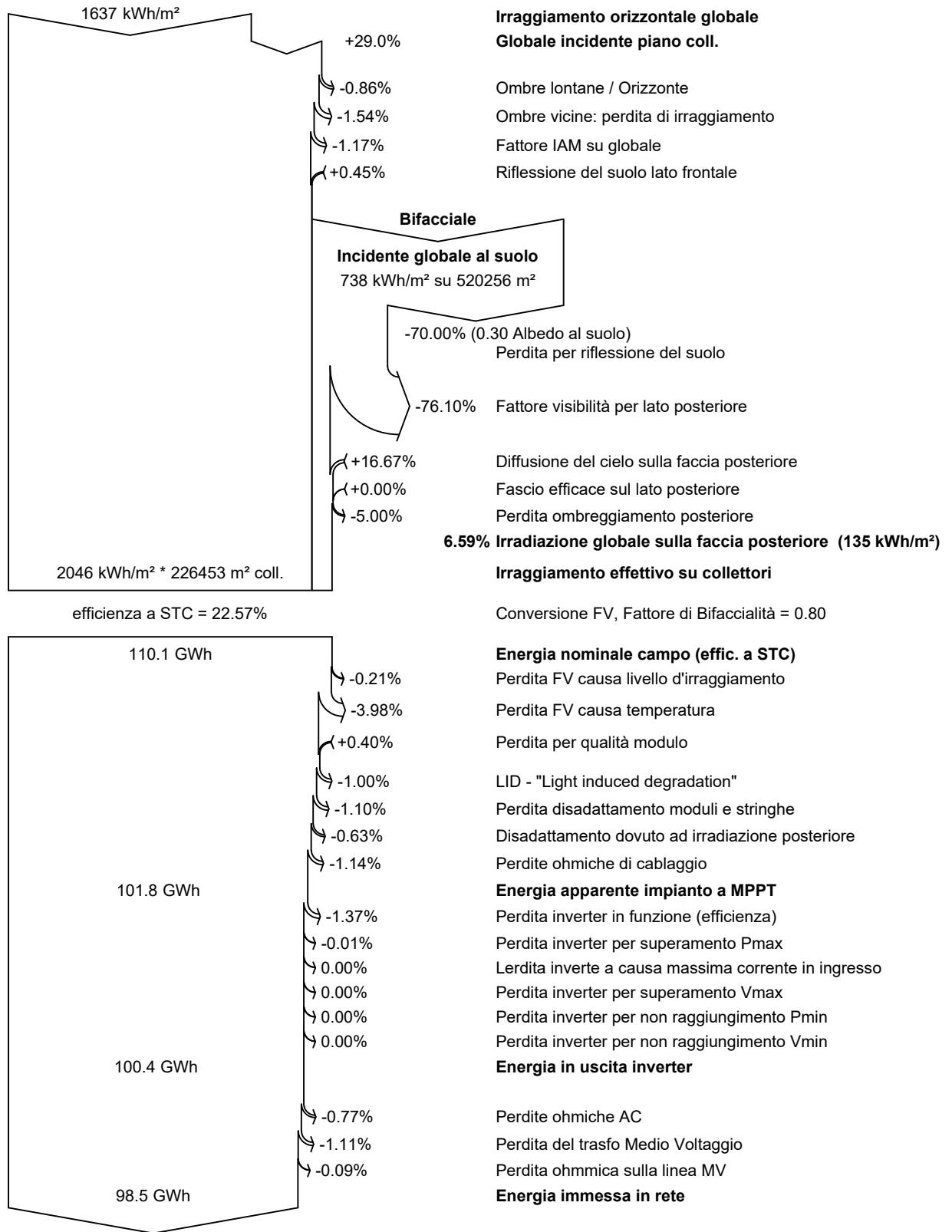
Variante: Producibilità energetica Aquila

Wood plc (United States)

PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
22/08/22 11:48
con v7.2.16

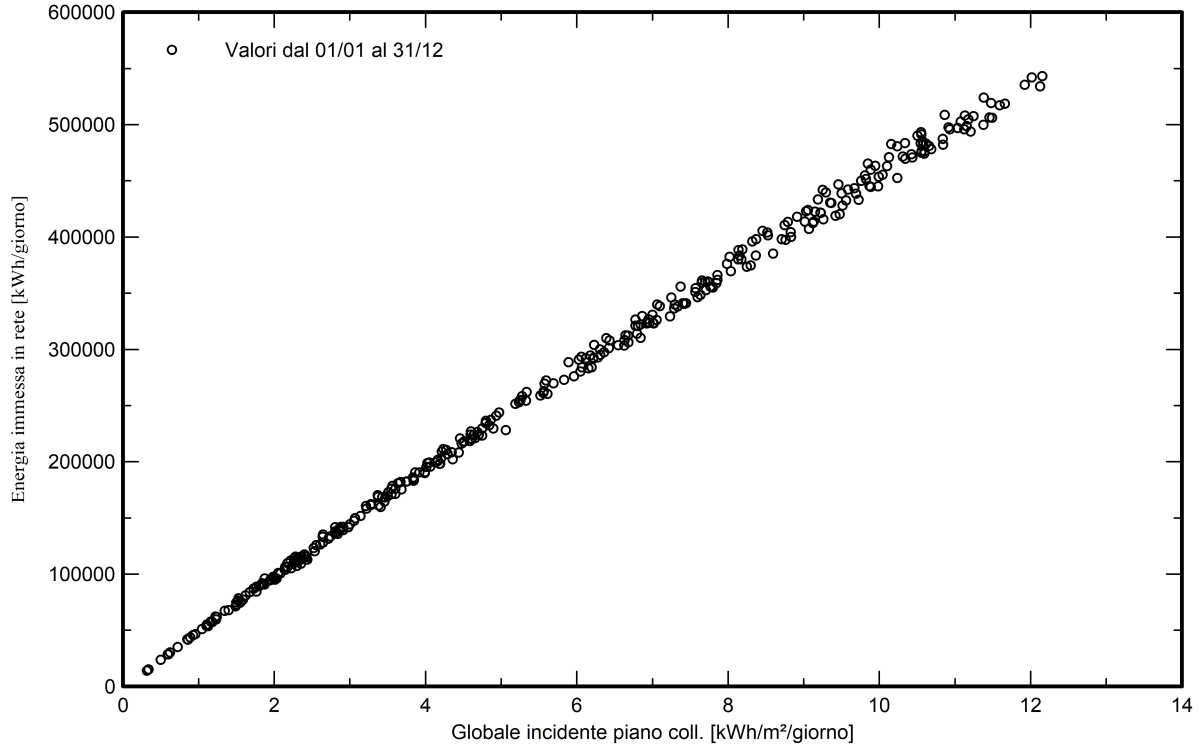
Diagramma perdite



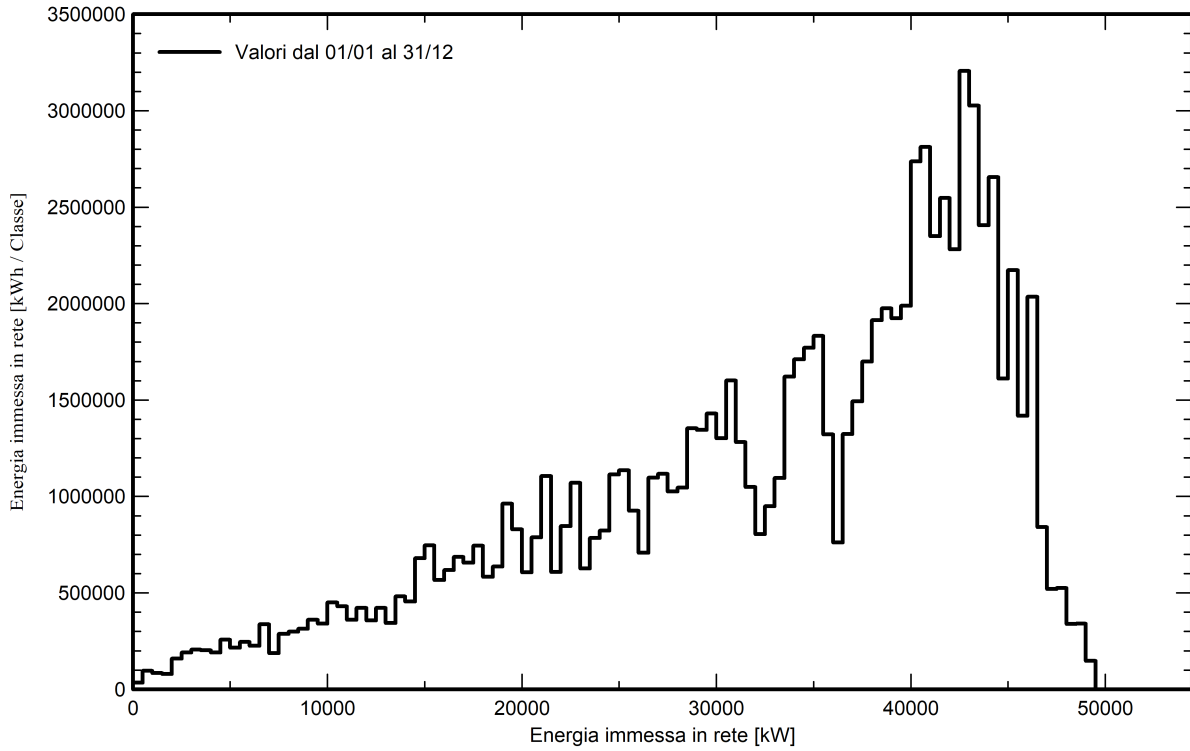


Grafici speciali

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte Meteororm 8.0 (1986-2005), Sat=100%
Tipo TMY, multi anno
Differenza da anno in anno (Varianza) 4.6 %

Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media) 4.9 %

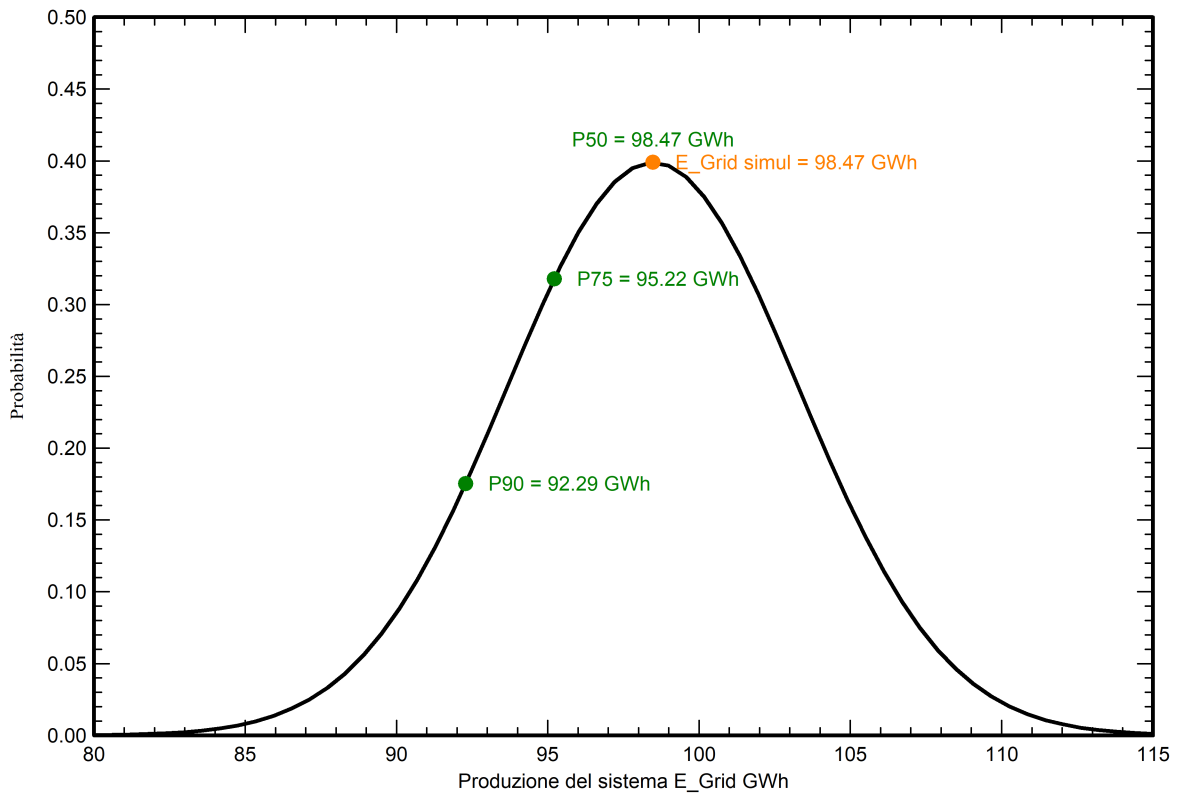
Incertezze dei parametri e simulazione

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 4.82 GWh
P50 98.47 GWh
P75 95.22 GWh
P90 92.29 GWh

Distribuzione di probabilità





Progetto: Aquila

Variante: Producibilità energetica Aquila

Wood plc (United States)

PVsyst V7.2.16

VC4, Simulato su
22/08/22 11:48
con v7.2.16

Bilancio delle Emissioni di CO₂

Totale: 986422.5 tCO₂

Emissioni generate

Totale: 97825.09 tCO₂

Fonte: Calcolo dettagliato dalla tabella in basso:

Emissioni evitate

Totale: 1249614.9 tCO₂

Produzione del sistema: 98472.41 MWh/an

Emissioni durante il ciclo di vita: 423 gCO₂/kWh

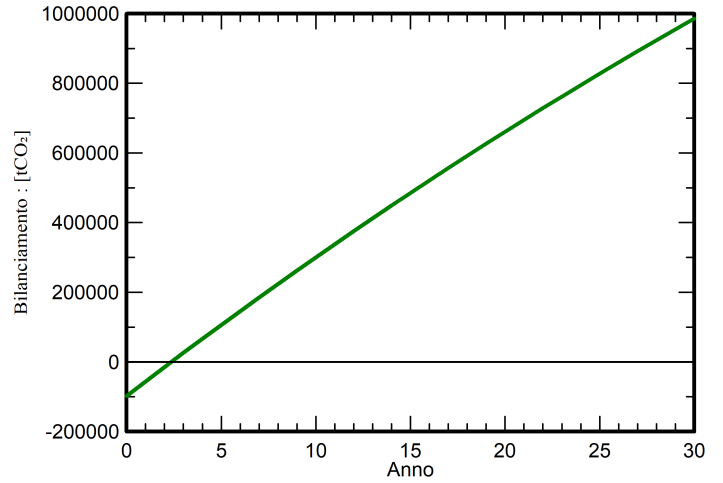
Fonte: Lista IEA

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	51030 kWc	87400102
Supporti	2.82 kgCO ₂ /Kg	3645000 Kg	10284039
Inverter	522 kgCO ₂ /unità	270 unità	140949