

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI LECCE

Comune:
Galatina

Località "La Lama"

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE - Potenza nominale **11.970,00 kWp in DC** e potenza in immissione di **9.980,00 kW in AC**

Codice Pratica Regione Puglia **FWSKO78**

Sezione 8:

RELAZIONI SPECIALISTICHE

Titolo elaborato:

STIMA DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

N. Elaborato: **8.3**

Scala: -

Committente

Galatina 3 S.r.l.

Via Francesco Scandone, 4
Montella (AV) - 83048
P.IVA 03105260644
galatina3@legalmail.it

Legale Rappresentante

Geom. Braccia Gerardo Carmine

Progettazione



sede legale e operativa

San Giorgio Del Sannio (BN) via de Gasperi 61

sede operativa

Lucera (FG) via Alfonso La Cava 114

P.IVA 01465940623

Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873



Progettista

Dott. Ing. Nicola FORTE



01	Ottobre 2021	GVE	SS	NF	Volture Societaria
00	Agosto 2021	GVE	SS	NF	Emissione Progetto Definitivo
Rev.	Data	sigla	sigla	sigla	DESCRIZIONE
		Elaborazione	Approvazione	Emissione	
Nome File sorgente	FV.GAL01.C3.PD.8.3.R01.doc	Nome file stampa	FV.GAL01.C3.PD.8.3.R01.pdf	Formato di stampa	A4

INDICE

1. PREMESSA	2
2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	2
3. DATI CLIMATICI IMPIANTO	4
4. CARATTERISTICHE TECNICHE IMPIANTO	5
5. FATTORI DI PERDITA DELL'IMPIANTO	9
6. REPORT PRODUCIBILITA' TOTALE	10
7. CONCLUSIONI	13

1. PREMESSA

La presente relazione tecnica, nel dettaglio, illustra il calcolo della stima di producibilità dell'impianto fotovoltaico di Galatina (LE), avente una potenza di immissione AC pari a 9,98 MW e potenza di picco di 11,97 MWp.

Proponente dell'iniziativa è la società Galatina 3 S.r.l. con sede a Montella (AV) in Via Francesco Scandone, 4.

La stima della producibilità del suddetto impianto è stata eseguita tramite il software **PVsys**.

2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico di progetto ha una potenza complessiva di picco installata pari a **11,97 MWp** ed è costituito da 22792 moduli fotovoltaici, suddivisi in campi, sottocampi e stringhe, i quali sono collegati in serie o in parallelo a seconda del livello. Una serie di moduli costituisce una stringa, la quale si collega in parallelo ad altre stringhe per formare il sottocampo, il quale forma con altri sottocampi sempre collegati in parallelo il campo fotovoltaico.

I pannelli saranno montati su strutture a inseguimento monoassiale (tracker), in configurazione bifilare; ovvero un tracker con 2 filari da 28 moduli ognuno.

I pannelli fotovoltaici hanno dimensioni 2230 x 1134 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di 35 mm, per un peso totale di 28,9 kg ognuno.

I tracker su cui sono montati i moduli sono realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato, resistente alla corrosione, e sono mossi da un motorino magnetico passo-passo.

Le strutture dei tracker sono costituite da pali verticali infissi al suolo e collegati da una trave orizzontale secondo l'asse nord-sud (mozzo) inserita all'interno di cuscinetti appositamente progettati per consentirne la rotazione lungo l'arco solare (asse est-ovest). Ogni tracker è dotato di un motorino a vite senza fine, che trasmette il moto rotazionale al mozzo.

L'altezza al mozzo delle strutture è di circa 2 m dal suolo; l'angolo di rotazione del mozzo è di $\pm 60^\circ$ rispetto all'orizzontale. La motorizzazione del mozzo è alimentata da un kit integrato comprendente un piccolo modulo fotovoltaico dedicato, una batteria di accumulo, e non necessita di alimentazione esterna.

Il progetto prevede n°407 tracker da 56 moduli (ovvero 22792 moduli) per una potenza complessiva installata di 11,97 MWp.

L'impianto è corredato da:

- 10 cabine di campo;
- 1 cabina di raccolta;
- 1 cabina di consegna DG2092;
- un cavidotto utente a 20 kV;
- un elettrodotto aereo di rete.
- un cavidotto interrato di rete;

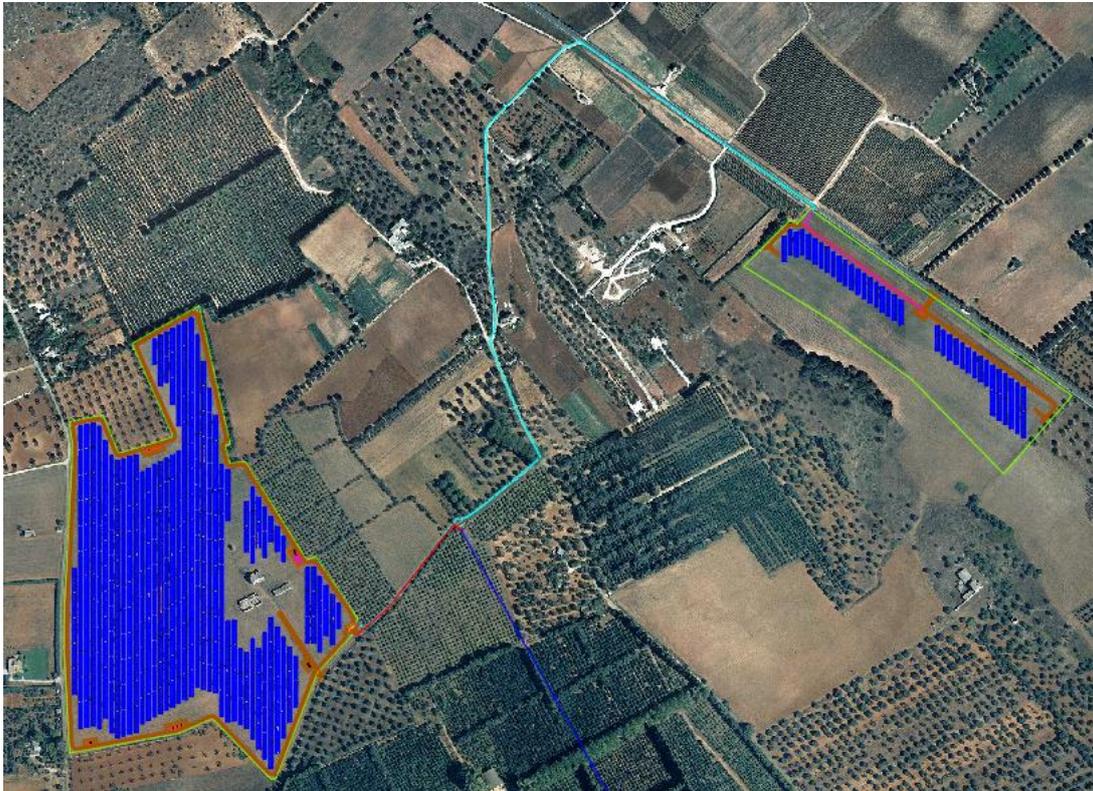


Figura 1 - Inquadramento impianto su fotopiano

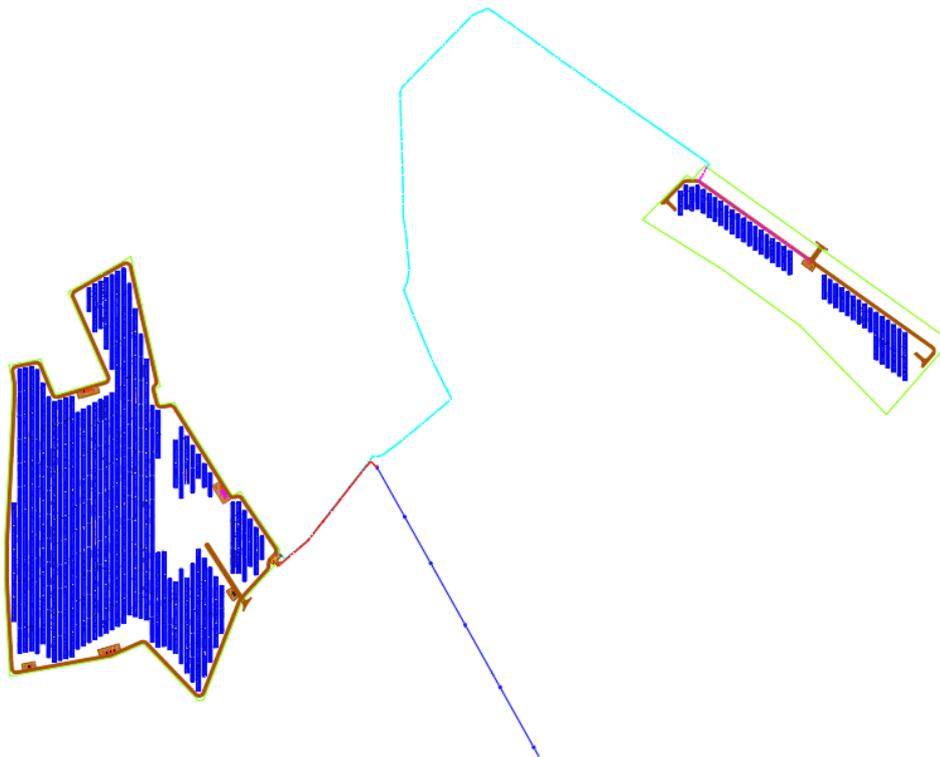


Figura 2 - Schema di layout dell'impianto fotovoltaico

3. DATI CLIMATICI IMPIANTO

La quantità di energia elettrica producibile sarà calcolata sulla base dei dati radiometrici di METEONORM® che è una fonte meteorologica comunemente usata per località internazionali. Tale fonte meteorologica satellitare fornisce una metodologia uniforme per il calcolo dell'irraggiamento.

Di seguito si riporta l'insolazione mensile e l'energia incidente sui collettori.

Meteo per Galatina3-Collemeto - Dati generati sinteticamente da valori mensili.

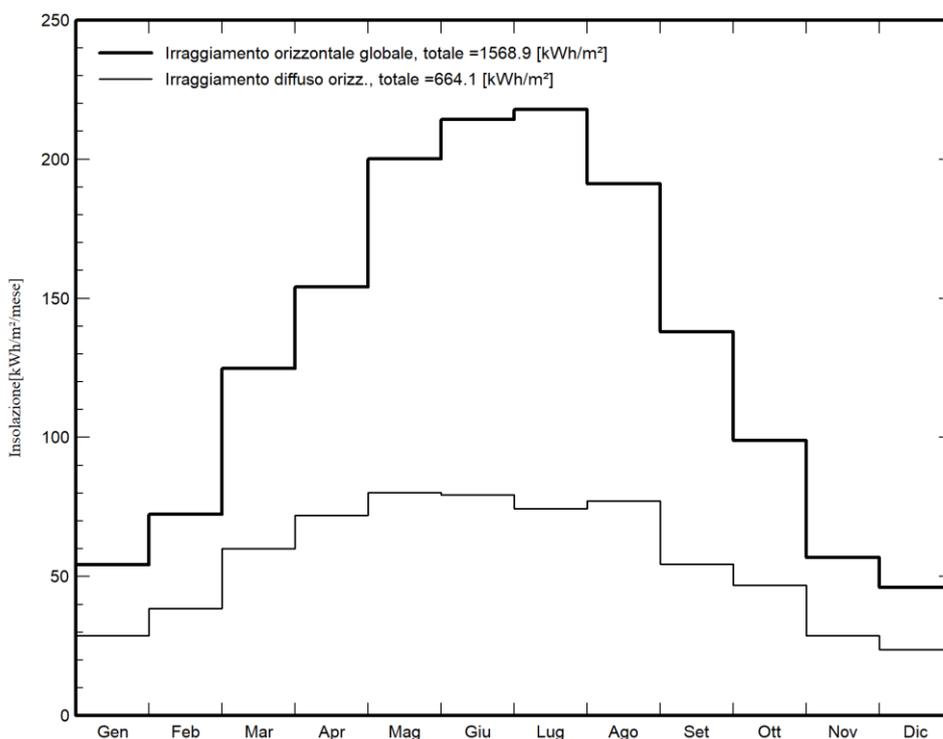


Figura 3 - Insolazione mensile

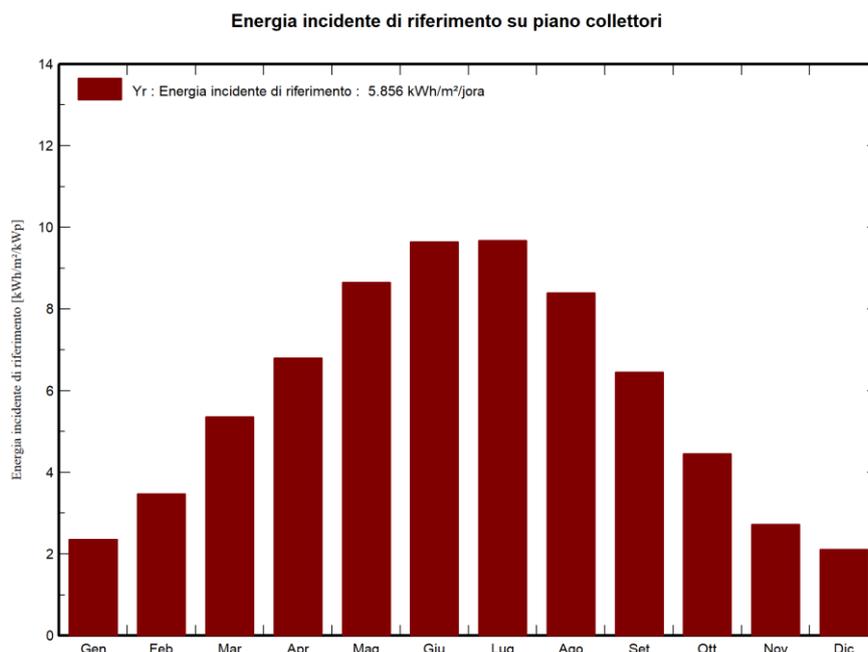


Figura 4 - Energia incidente sui collettori

4. CARATTERISTICHE TECNICHE IMPIANTO

Per necessità di disposizione sul sito ed ottimizzazione del layout, l'impianto è stato suddiviso in dieci sottocampi così distinti:

- **SOTTOCAMPO 1:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 2:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 3:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 4:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 5:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 6:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 7:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 8:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 9:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;

- **SOTTOCAMPO 10:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.

Nella figura seguente viene mostrato lo schema unifilare di un singolo sottocampo da 41 strutture.

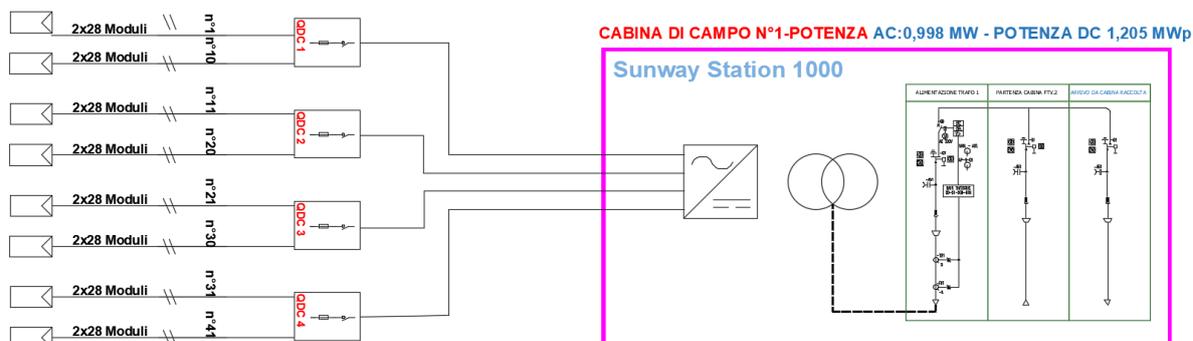


Figura 5 - Schema unifilare sottocampo

Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche di ciascun sottocampo.

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Jinkosolar	Costruttore	Santerno
Modello	JKM525M-7TL4-TV	Modello	Sunway TG 900 1500V TE - 640 EV
(PVsyst database originale)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	525 Wp	Potenza nom. unit.	998 kWac
Numero di moduli FV	22792 unità	Numero di inverter	10 unità
Nominale (STC)	11.97 MWc	Potenza totale	9980 kWac
Campo #1 - Sottocampo #1			
Numero di moduli FV	2296 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	1205 kWc	Potenza totale	998 kWac
Moduli	82 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	910-1300 V
Pmpp	1100 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
U mpp	1024 V		
I mpp	1074 A		
Campo #2 - Sottocampo #2			
Numero di moduli FV	2296 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	1205 kWc	Potenza totale	998 kWac
Moduli	82 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	910-1300 V
Pmpp	1100 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
U mpp	1024 V		
I mpp	1074 A		
Campo #3 - Sottocampo #3			
Numero di moduli FV	2296 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	1205 kWc	Potenza totale	998 kWac
Moduli	82 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	910-1300 V
Pmpp	1100 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
U mpp	1024 V		
I mpp	1074 A		
Campo #4 - Sottocampo #4			
Numero di moduli FV	2296 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	1205 kWc	Potenza totale	998 kWac
Moduli	82 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	910-1300 V
Pmpp	1100 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
U mpp	1024 V		
I mpp	1074 A		
Campo #5 - Sottocampo #5			
Numero di moduli FV	2296 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	1205 kWc	Potenza totale	998 kWac
Moduli	82 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	910-1300 V
Pmpp	1100 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
U mpp	1024 V		
I mpp	1074 A		
Campo #6 - Sottocampo #6			
Numero di moduli FV	2296 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	1205 kWc	Potenza totale	998 kWac
Moduli	82 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	910-1300 V
Pmpp	1100 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
U mpp	1024 V		
I mpp	1074 A		

Figura 6 - Caratteristiche tecniche sottocampi 1 - 6

Caratteristiche campo FV

Campo #7 - Sottocampo #7			
Numero di moduli FV	2296 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	1205 kWc	Potenza totale	998 kWac
Moduli	82 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	910-1300 V
Pmpp	1100 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
U mpp	1024 V		
I mpp	1074 A		
Campo #8 - Sottocampo #8			
Numero di moduli FV	2240 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	1176 kWc	Potenza totale	998 kWac
Moduli	80 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	910-1300 V
Pmpp	1073 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1024 V		
I mpp	1048 A		
Campo #9 - Sottocampo #9			
Numero di moduli FV	2240 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	1176 kWc	Potenza totale	998 kWac
Moduli	80 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	910-1300 V
Pmpp	1073 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1024 V		
I mpp	1048 A		
Campo #10 - Sottocampo #10			
Numero di moduli FV	2240 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	1176 kWc	Potenza totale	998 kWac
Moduli	80 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	910-1300 V
Pmpp	1073 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1024 V		
I mpp	1048 A		
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	11966 kWp	Potenza totale	9980 kWac
Totale	22792 moduli	N. di inverter	10 unità
Superficie modulo	57637 m ²	Rapporto Pnom	1.20
Superficie cella	54187 m ²		

Figura 7 - Caratteristiche tecniche sottocampi 7 - 10

5. FATTORI DI PERDITA DELL'IMPIANTO

Per il calcolo della stima di producibilità, si è tenuto conto dei seguenti fattori di perdita:

- Perdita per ombre vicine che sono funzione della geometria di disposizione del campo fotovoltaico e degli ostacoli all'orizzonte.
- Perdite dovute all'angolo di incidenza, ovvero tra la direzione dei raggi solari e la normale alla superficie del modulo fotovoltaico.
- Perdite per conversione fotovoltaica legata al rendimento dei singoli moduli fotovoltaici.
- Perdita a causa del livello d'irraggiamento solare.
- Perdita a causa della temperatura dei moduli fotovoltaici.
- Perdita dovute alla qualità del modulo fotovoltaico.
- Perdite di mismatching dovute all'accoppiamento non ottimale fra le stringhe.
- Perdite ohmiche di cablaggio dovute alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici e al loro cablaggio, ossia dovute al loro allacciamento e collegamento.
- Perdita dovuta all'efficienza dell'inverter in funzione, ovvero, la percentuale di energia disponibile in corrente continua che viene immessa in rete in corrente alternata.
- Perdite sugli inverter per:
 - superamento della potenza massima (P_{max}), della massima corrente in ingresso, della tensione massima (V_{max});
 - non raggiungimento della potenza minima (P_{min}), della tensione minima (V_{min});
 - Consumi notturni.

Di seguito si riporta il diagramma delle perdite dovute all'ombreggiamento tra le strutture.

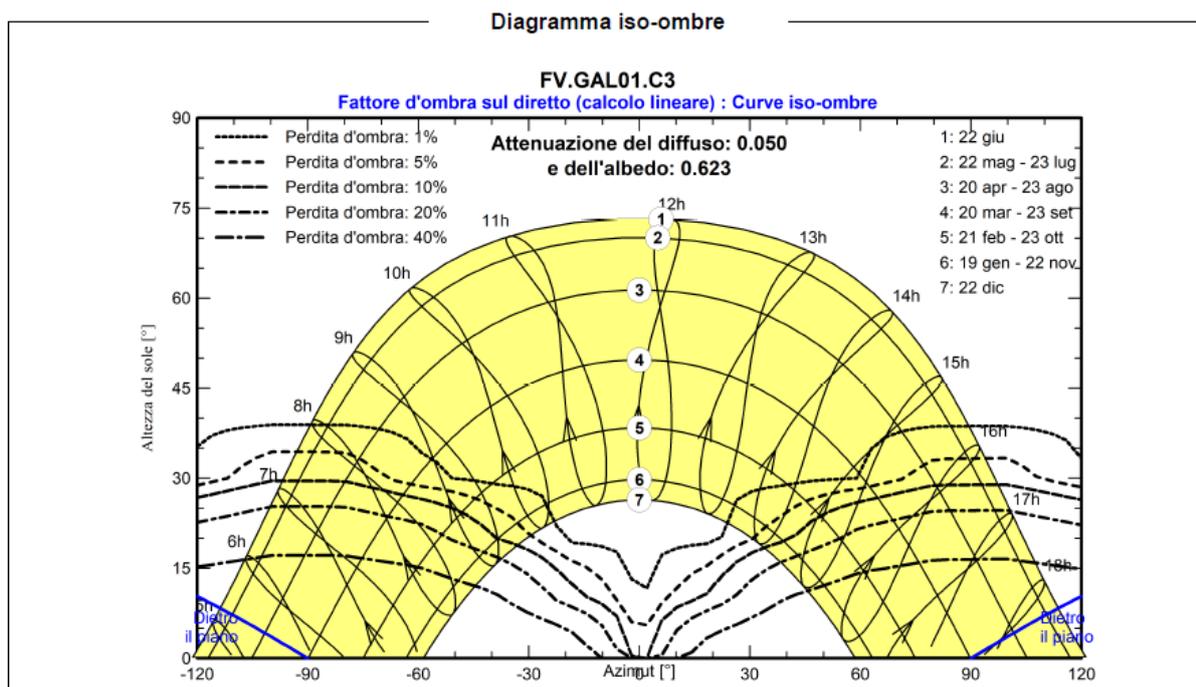


Figura 8 - Diagramma iso-ombre

6. REPORT PRODUCIBILITA' TOTALE

Il software PVsyst consente la valutazione della produzione di energia attesa su base mensile, la valutazione delle perdite che interessano i singoli moduli e l'energia complessivamente immessa in rete al netto delle perdite. Nelle seguenti figure e tabelle sono rappresentati i risultati della simulazione su base mensile.

Produzione normalizzata (per kWp installato)

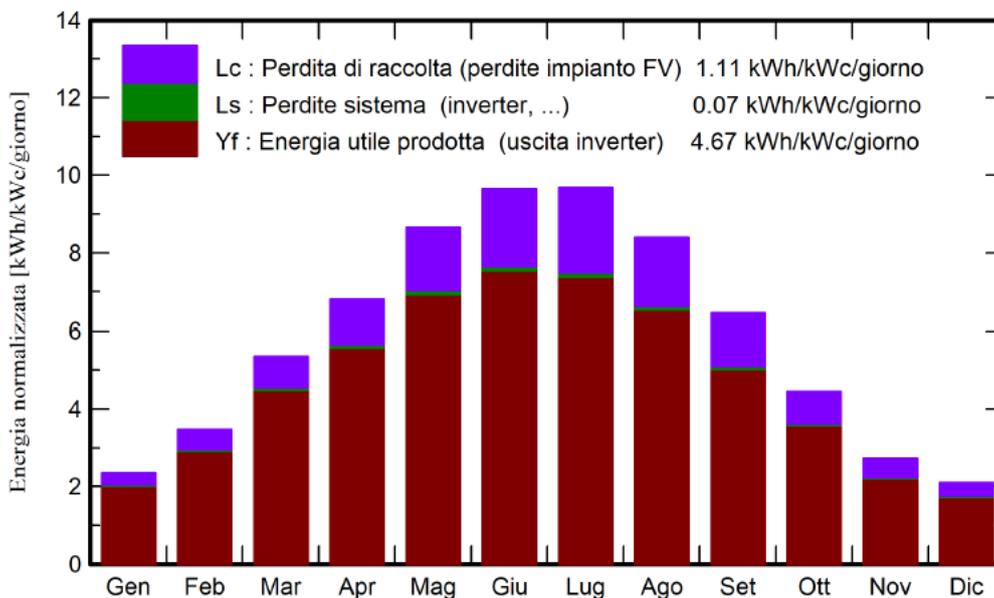


Figura 9 - Risultati della simulazione: produzione normalizzata

Indice di rendimento PR

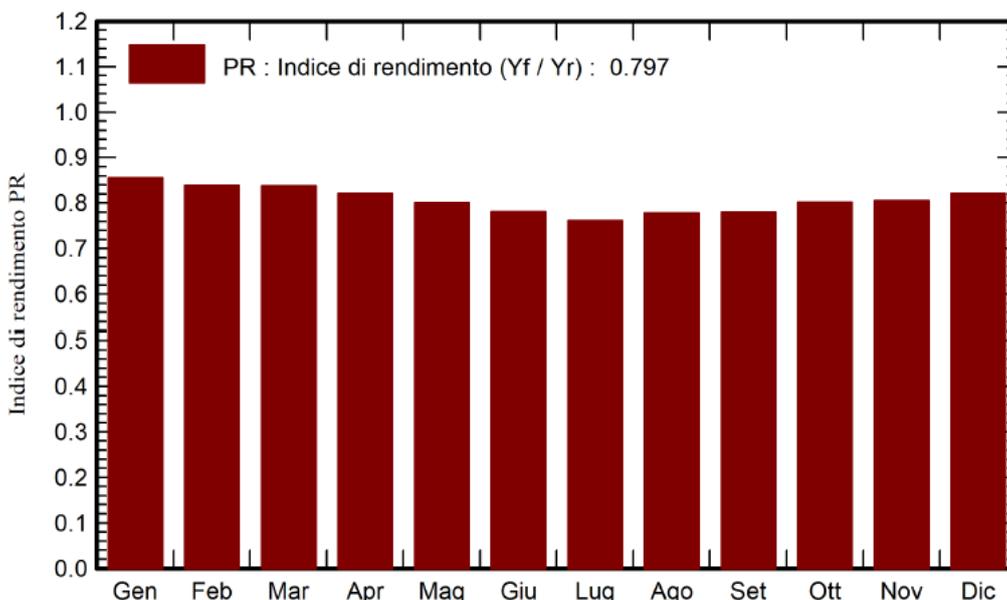


Figura 10 - rapporto di performance su base mensile

Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	54.3	28.75	9.19	72.9	65.2	760	747	0.856
Febbraio	72.5	38.49	9.87	97.4	86.0	992	977	0.839
Marzo	124.9	60.05	12.70	166.1	150.3	1691	1666	0.838
Aprile	154.1	71.92	15.84	203.9	185.3	2034	2004	0.821
Maggio	200.1	80.09	20.96	268.3	246.1	2609	2570	0.800
Giugno	214.4	79.41	25.53	289.5	265.8	2747	2706	0.781
Luglio	217.9	74.34	28.39	300.1	272.3	2777	2736	0.762
Agosto	191.1	77.12	28.31	260.2	237.6	2459	2423	0.778
Settembre	138.0	54.49	23.13	193.5	172.1	1835	1807	0.780
Ottobre	98.9	46.81	19.17	138.1	121.6	1346	1325	0.802
Novembre	56.9	28.80	14.76	81.9	70.4	803	790	0.806
Dicembre	46.0	23.78	10.57	65.4	56.2	654	642	0.821
Anno	1568.9	664.05	18.25	2137.3	1928.9	20706	20392	0.797

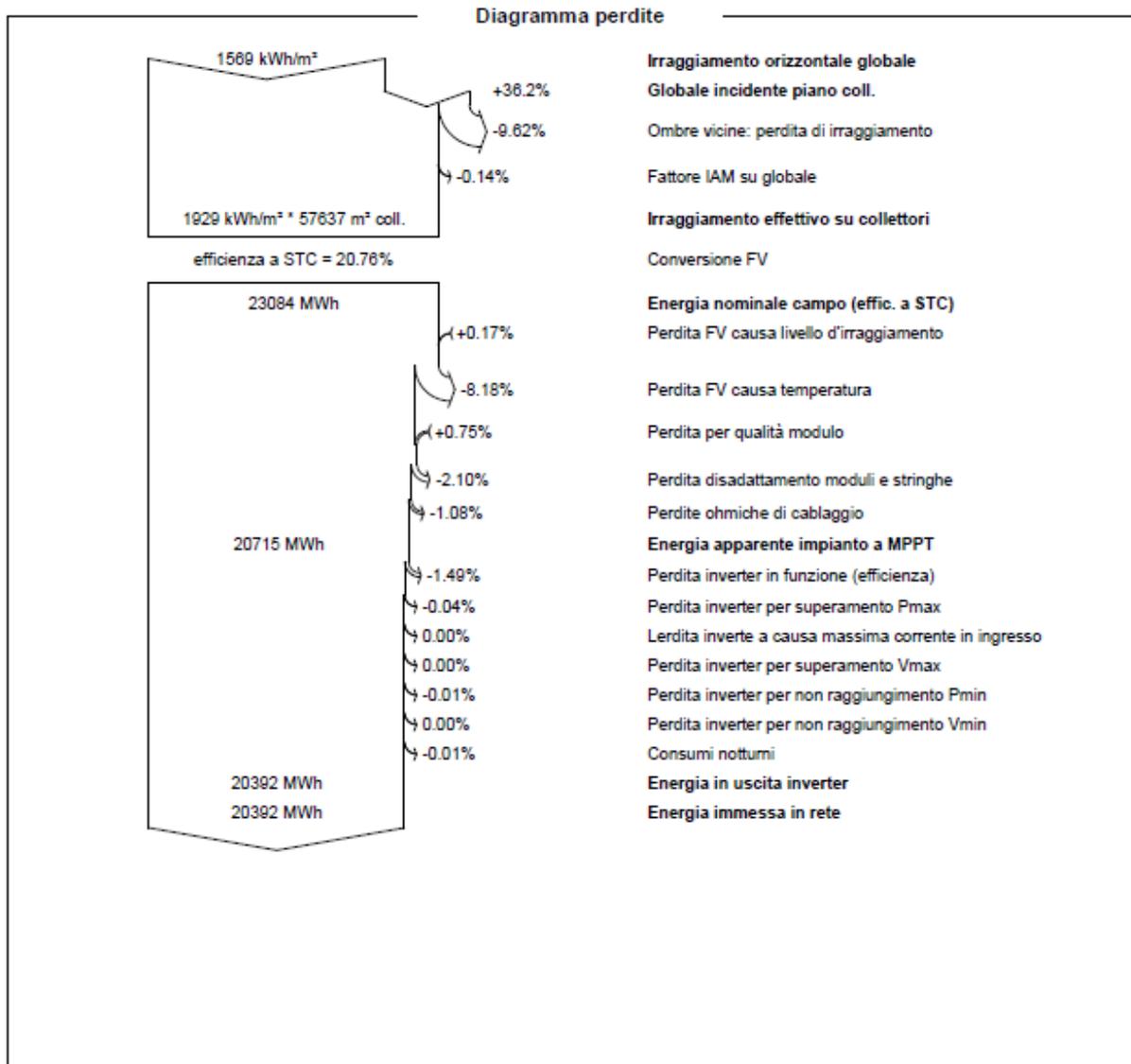
Legenda

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 11 - Bilanci e risultati principali producibilità

Dove:

- **GlobHor (GHI) - irraggiamento orizzontale globale** radiazione solare totale incidente sulla superficie orizzontale.
- **DiffHor (DIF) - radiazione solare** che non arriva direttamente dal sole, ma è stata **diffusa** da molecole e particelle nell'atmosfera ed è proveniente da tutte le direzioni.
- **GlobInc - stima per l'irraggiamento diffuso**
- **Globeff - radiazione solare effettiva**, ovvero quella che raggiunge efficacemente la superficie della cella fotovoltaica, al netto delle perdite dovute all'ombreggiamento, IAM (fattore di correzione che mostra come l'angolo di radiazione incidente influisce sulle prestazioni di un collettore) e soiling (dovute al fatto che il pannello potrebbe essere esposto a polvere o detriti).
- **PR: indice di rendimento** che tiene conto delle perdite ottiche (Shading, IAM, soiling), delle perdite dovute all'array (età del FV, qualità, ecc) e delle perdite di sistema (efficienza dell'inverter nella connessione alla rete oppure alle batterie).


Figura 12 - Diagramma delle perdite

7. CONCLUSIONI

L'impianto fotovoltaico di progetto ha una potenza complessiva di picco installata pari a **11,97 MWp** per una produzione di **20392 MWh annui**.

Considerando un ciclo di vita di trent'anni dei pannelli fotovoltaici ed utilizzando i dati messi a disposizione da IEA List, si è calcolato un risparmio di 199017,1 tonnellate di anidride carbonica.

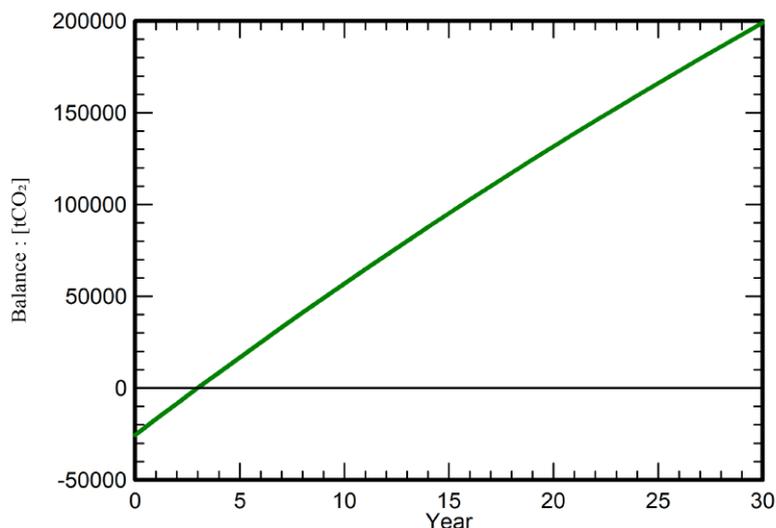


Figura 13 - Emissioni di CO2 evitate nel tempo

<i>Elemento</i>	LCE <i>Life Cycle Emissione</i>	Quantità	Totale [kgCO₂]
<i>Moduli</i>	1713 kgCO ₂ /kWp	11966 kWp	20494065
<i>Inverter</i>	436 kgCO ₂ /unità	1139600 kg	4361
<i>Altre parti di impianto</i>	4.40 kgCO ₂ /kg	10,00 unità	5016747
		TOTALE	25515173

Tabella 1: Dettagli sulle emissioni generate