



REGIONE SICILIANA  
 PROVINCIA DI CATANIA  
 COMUNE DI RAMACCA



PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) IN CONTRADA GIUMENTA AL FOGLIO N.36 P.LLA 13, AL FOGLIO N.75 P.LLE 7, 87 E 88, AL FOGLIO N.76 P.LLE 3, 5, 7, 8, 9, 76, 105 E 106, AL FOGLIO N.81 P.LLE 17, 18, 19, 31, 32, 39, 43, 44, 89, 90, 91 E 92, E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) IN CONTRADA ALBOSPINO AL FOGLIO N.76, AVENTE UNA POTENZA PARI A **50.652,00 kWp**, DENOMINATO "RAMACCA"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO



LIV. PROG.	RIF. COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202001120	RS10REL0075A0	Re.6	30.11.2021	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
01	09/04/2024	Aggiornamento dei dati a seguito dell'inserimento delle Opere Utente per la Connessione alla RTN a 36 kV presso la futura Stazione Elettrica denominata "Raddusa" e delle Opere di Rete benestiarate da Terna S.p.A.			

RICHIEDENTE E PRODUTTORE



HF SOLAR 4 S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE



Ing. D. Siracusa  
 Ing. A. Costantino  
 Ing. C. Chiaruzzi  
 Ing. G. Schillaci  
 Ing. G. Buffa  
 Ing. M.C. Musca

Arch. A. Calandrino  
 Arch. S. Martorana  
 Arch. F. G. Mazzola  
 Arch. G. Vella  
 Dott. Agr. B. Miciluzzo  
 Dott. Biol. M. Casisa

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROFESSIONISTA INCARICATO



FIRMA DIGITALE PROGETTISTA

FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO  
 PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte  
solare fotovoltaica denominato  
“Ramacca”**

**Relazione di producibilità dell’impianto fotovoltaico**

## **Sommario**

1 Premessa .....	1
2 Descrizione generale dell'impianto .....	2
3 Report di producibilità .....	6
4 Calcolo delle Tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e delle tonnellate di anidride carbonica non emesse in atmosfera.....	15

# 1 Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del Progetto Definitivo di un impianto agrivoltaico che la Società “**HF SOLAR 4 S.r.l.**” intende realizzare nel comune di Ramacca (CT) in contrada Giumenta al foglio n.36 p.lla 13, al foglio n.75 p.lle 7, 87 e 88, al foglio n.76 p.lle 3, 5, 7, 8, 9, 76, 105 e 106, al foglio n.81 p.lle 17, 18, 19, 31, 32, 39, 43, 44, 89, 90, 91 e 92. Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate alla presente, l’impianto ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **50.652,00 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione alla rete del **15/09/2023 Codice di Rintracciabilità 202001120**, verrà collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione 380/150/36 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla futura linea RTN a 380 kV “Chiaramonte Gulfi- Ciminna” di cui al Piano di Sviluppo Terna.

Nel presente elaborato, viene allegato il report di producibilità energetica generato con l’ausilio del Software Specialistico PVsyst e, a partire dal quantitativo di energia elettrica prodotta, applicando i fattori di conversione TEP/kWh e kgCO<sub>2</sub>/kWh definiti dalla **Delibera EEN 3/08**, verranno calcolate le tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate.

## 2 Descrizione generale dell'impianto

L'impianto agrivoltaico oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "**HF SOLAR 4 S.r.l.**" ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **50.652,00 kWp**.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Trina Solar Bifacciali da 670Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino**, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili sul mercato, presentano efficienze di conversione più elevate e, per ridurre i costi di manutenzione, inverter centralizzati SMA da 2500 kVA.

Definito il layout di impianto di impianto (soluzione con inverter centralizzati), il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

**Verifica della condizione 1** (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} \quad [V]$$

dove  $N_s$  è il numero di moduli che costituiscono la stringa,  $U_{MAX\ modulo(\theta_{min})}$  è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^\circ C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc(25^\circ C)}$  è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- $\beta$  è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = N_s \cdot [U_{oc(25^\circ C)} - \beta(25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo  $U_{max\ inverter}$  la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

**Verifica della condizione 2** (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a  $1000W/m^2$ , e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV(\theta_{min.})} = N_s \cdot U_{MPPT\ MAX\ modulo(\theta_{min})}$$

dove:

- $N_s$  è il numero di moduli collegati in serie;

- $U_{MPPT \text{ MAX modulo } (\theta_{min})}$  è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT \text{ MAX modulo } (\theta_{min})} = U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

essendo  $U_{MPPT}$  la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{MPPT \text{ MAX FV } (\theta_{min.})} = N_s \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})] \leq U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$$

dove  $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$  è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

**Verifica della condizione 3** (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a  $1000W/m^2$ ,
- temperatura  $\theta_{max}$  pari a  $70-80^\circ C$ .

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT \text{ min FV}} = N_s \cdot U_{MPPT \text{ min modulo}}$$

dove:

- $N_s$  è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT \text{ min modulo}}$  è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT \text{ min modulo}} = U_{MPPT \text{ modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{max})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPT \min FV} = N_s \cdot [U_{MPPT \text{ modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\max})] \geq U_{MPPT \min INVERTER}$$

essendo  $U_{MPPT \min INVERTER}$  la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

**Verifica della condizione 4** (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

dove:

- $I_{\text{stringa, Max}}$  è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- $I_{sc}$  è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\max FV} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{\max Inverter}$$

dove:

- $I_{\max FV}$  è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- $N_p$  è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\max inverter}$  è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 14 e 28 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe **fotovoltaiche da 28 moduli**, ottenendo esito positivo.

### 3 Report di producibilità

Con l'ausilio del Software specialistico PVsyst è stata simulata l'installazione di un impianto fotovoltaico sul sito oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "HF Solar 4" (Comune di Ramacca – Contrada Giumenta) avente le stesse caratteristiche di quello progettato (stesse tipologie di moduli, stesse tipologie di inverter, stesso numero di stringhe, stesso numero di stringhe per inverter, ecc.):

Caratteristiche campo FV			
<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	Trina Solar	Costruttore	SMA
Modello	TSM-670DEG21C.20	Modello	Sunny Central 2500-EV
(PVsyst database originale)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	670 Wp	Potenza nom. unit.	2500 kWac
Numero di moduli FV	75600 unità	Numero di inverter	22 units
Nominale (STC)	50.65 MWc	Potenza totale	55000 kWac
Moduli	2700 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	850-1425 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	0.92
Pmpp	46.48 MWc		
U mpp	971 V		
I mpp	47865 A		
<b>Potenza PV totale</b>		<b>Potenza totale inverter</b>	
Nominale (STC)	50652 kWp	Potenza totale	55000 kWac
Totale	75600 moduli	N. di inverter	22 unità
Superficie modulo	234840 m <sup>2</sup>	Rapporto Pnom	0.92
Superficie cella	220041 m <sup>2</sup>		

Figura 1: configurazione impianto fotovoltaico simulato

Lanciando la simulazione, è stato generato il report di producibilità in modo tale da poter quantificare l'energia elettrica potenzialmente prodotta e la produzione specifica:

**Energia elettrica prodotta = 102210 MWh/anno**

**Produzione Specifica = 2018 kWh/kWc/anno**

Il report completo, viene di seguito allegato.

# PVsyst - Rapporto di simulazione

## Sistema connesso in rete

Progetto: Ramacca

Variante: Nuova variante di simulazione

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 50.65 MWc

San Giuseppe - Italy

**Autore**  
Horizonfirm Srl (Italy)



**PVsyst V7.2.8**  
VC0, Simulato su  
17/11/21 11:13  
con v7.2.8

## Progetto: Ramacca

Variante: Nuova variante di simulazione

Horizonfirm Srl (Italy)

### Sommario del progetto

<b>Luogo geografico</b> San Giuseppe Italia	<b>Ubicazione</b> Latitudine 37.46 °N Longitudine 14.60 °E Altitudine 196 m Fuso orario UTC+1	<b>Parametri progetto</b> Albedo 0.20
<b>Dati meteo</b> San Giuseppe PVGIS api TMY		

### Sommario del sistema

<b>Sistema connesso in rete</b> <b>Orientamento campo FV</b> Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut 0 °	<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b> <b>Ombre vicine</b> Secondo le stringhe Effetto elettrico 100 %	<b>Bisogni dell'utente</b> Carico illimitato (rete)
<b>Informazione sistema</b> <b>Campo FV</b> Numero di moduli 75600 unità Pnom totale 50.65 MWc	<b>Inverter</b> Numero di unità 22 unità Pnom totale 55.00 MWac Rapporto Pnom 0.921	

### Sommario dei risultati

Energia prodotta 102210 MWh/anno	Prod. Specif. 2018 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR 90.94 %
----------------------------------	---------------------------------	------------------------------

### Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	5
Risultati principali	6
Diagramma perdite	7
Grafici speciali	8



**PVsyst V7.2.8**  
 VCO, Simulato su  
 17/11/21 11:13  
 con v7.2.8

## Progetto: Ramacca

Variante: Nuova variante di simulazione

Horizonfirm Srl (Italy)

### Parametri principali

<b>Sistema connesso in rete</b>		<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>	
<b>Orientamento campo FV</b>		<b>Strategia Backtracking</b>	<b>Modelli utilizzati</b>
<b>Orientamento</b>		N. di eliostati	2700 unità
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S		<b>Dimensioni</b>	
Asse dell'azimut	0 °	Distanza eliostati	5.00 m
		Larghezza collettori	2.38 m
		Fattore occupazione (GCR)	47.7 %
		Phi min / max	-/+ 60.0 °
		<b>Angolo limite indetreggiamento</b>	
		Limiti phi	+/- 61.3 °
<b>Orizzonte</b>		<b>Ombre vicine</b>	<b>Bisogni dell'utente</b>
Orizzonte libero		Secondo le stringhe	Carico illimitato (rete)
		Effetto elettrico	100 %
<b>Sistema a moduli bifacciali</b>			
Modello	Calcolo 2D		
	eliostati illimitati		
<b>Geometria del modello bifacciale</b>		<b>Definizioni per il modello bifacciale</b>	
Distanza eliostati	5.00 m	Albedo dal suolo	0.30
ampiezza eliostati	2.38 m	Fattore di Bifaccialità	70 %
GCR	47.7 %	Ombreg. posteriore	5.0 %
Altezza dell'asse dal suolo	2.10 m	Perd. Mismatch post.	10.0 %
		Frazione trasparente della tettoia	0.0 %

### Caratteristiche campo FV

<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	Trina Solar	Costruttore	SMA
Modello	TSM-670DEG21C.20	Modello	Sunny Central 2500-EV
(PVsyst database originale)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	670 Wp	Potenza nom. unit.	2500 kWac
Numero di moduli FV	75600 unità	Numero di inverter	22 units
Nominale (STC)	50.65 MWc	Potenza totale	55000 kWac
Moduli	2700 Stringhe x 28 in serie	Voltaggio di funzionamento	850-1425 V
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Rapporto Phom (DC:AC)	0.92
Pmpp	46.48 MWc		
U mpp	971 V	<b>Potenza PV totale</b>	
I mpp	47865 A	Nominale (STC)	50652 kWp
		Totale	75600 moduli
		Superficie modulo	234840 m²
		Superficie cella	220041 m²
		<b>Potenza totale inverter</b>	
		Potenza totale	55000 kWac
		N. di inverter	22 unità
		Rapporto Phom	0.92



**PVsyst V7.2.8**  
VC0, Simulato su  
17/11/21 11:13  
con v7.2.8

## Progetto: Ramacca

Variante: Nuova variante di simulazione

Horizonfirm Srl (Italy)

### Perdite campo

#### Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento  
Uc (cost) 20.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (vento) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

#### Perdite DC nel cablaggio

Res. globale campo 0.33 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

#### Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.8 %

#### Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 2.0 % a MPP

#### Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.1 %

#### Fattore di perdita IAM

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

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.992	0.983	0.961	0.933	0.853	0.000



**PVsyst V7.2.8**  
VC0, Simulato su  
17/11/21 11:13  
con v7.2.8

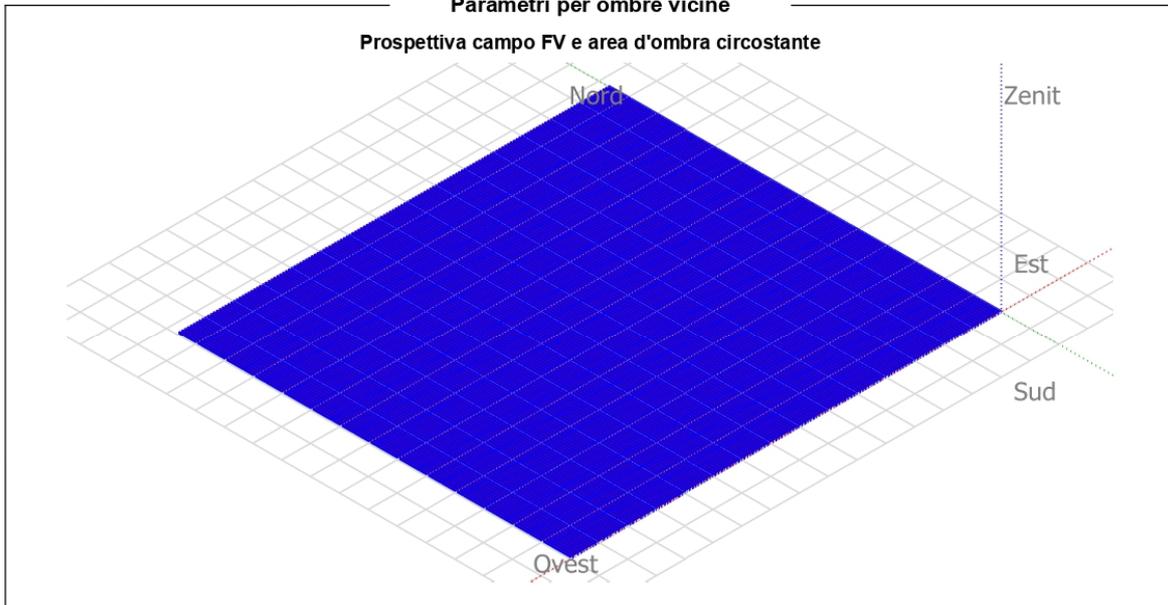
## Progetto: Ramacca

Variante: Nuova variante di simulazione

Horizonfirm Srl (Italy)

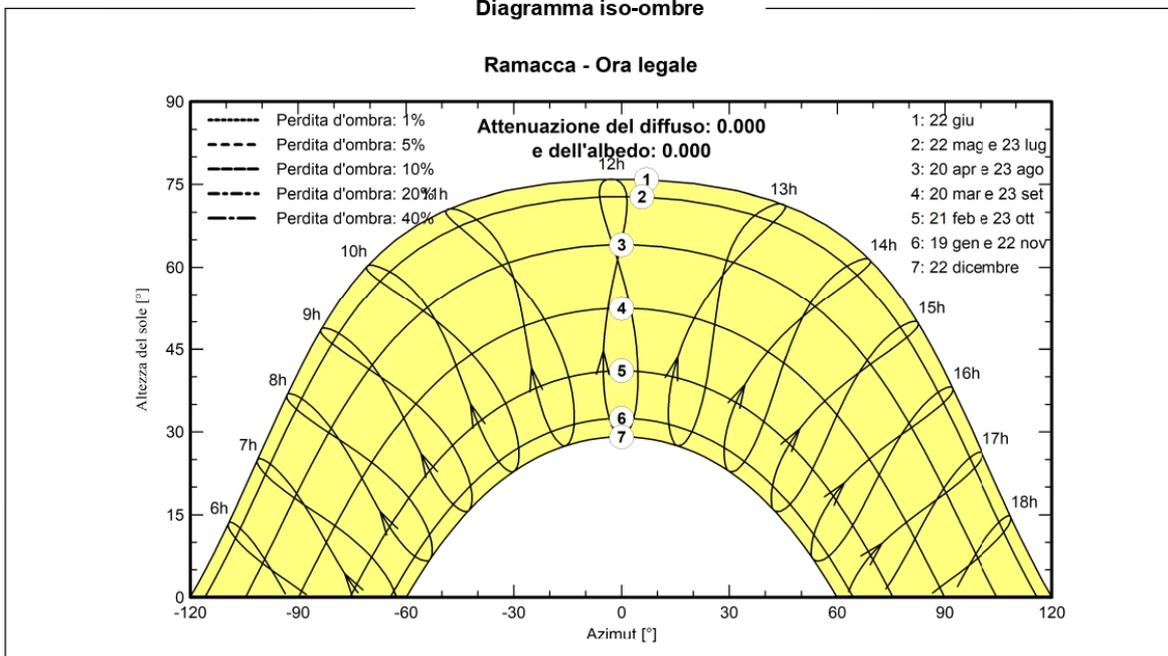
### Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante



### Diagramma iso-ombre

Ramacca - Ora legale





**PVsyst V7.2.8**  
 VCO, Simulato su  
 17/11/21 11:13  
 con v7.2.8

## Progetto: Ramacca

Variante: Nuova variante di simulazione

Horizonfirm Srl (Italy)

### Risultati principali

#### Produzione sistema

Energia prodotta

102210 MWh/anno

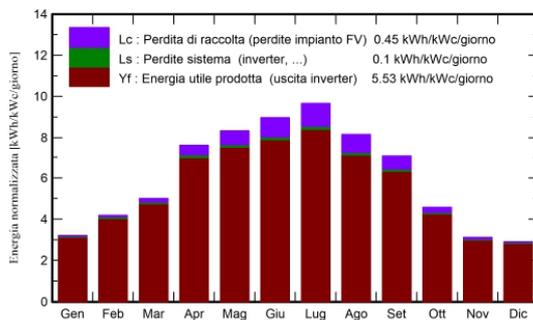
Prod. Specif.

2018 kWh/kWc/anno

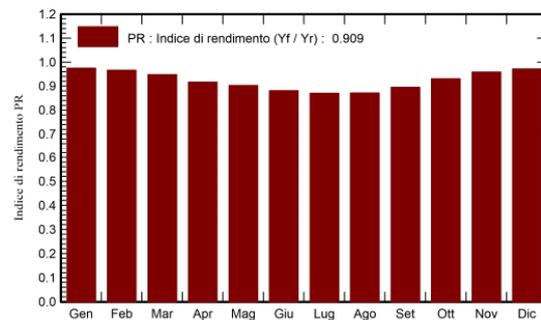
Indice di rendimento PR

90.94 %

#### Produzione normalizzata (per kWp installato)



#### Indice di rendimento PR



### Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
<b>Gennaio</b>	76.5	30.67	10.44	99.5	97.1	5008	4913	0.974
<b>Febbraio</b>	90.9	36.00	8.69	117.2	114.4	5847	5735	0.966
<b>Marzo</b>	123.4	56.29	11.77	155.3	151.8	7598	7456	0.948
<b>Aprile</b>	180.7	63.58	14.87	228.9	224.7	10828	10629	0.917
<b>Maggio</b>	203.1	71.96	17.85	258.5	254.0	12038	11819	0.903
<b>Giugno</b>	213.9	69.31	23.31	269.3	264.9	12233	12014	0.881
<b>Luglio</b>	232.8	66.19	25.35	299.5	295.0	13435	13199	0.870
<b>Agosto</b>	198.0	60.92	26.60	253.0	248.7	11374	11173	0.872
<b>Settembre</b>	164.4	55.06	23.53	211.8	208.0	9773	9600	0.895
<b>Ottobre</b>	111.5	48.44	19.56	141.9	138.8	6812	6689	0.930
<b>Novembre</b>	73.3	34.39	14.94	93.5	90.9	4633	4543	0.959
<b>Dicembre</b>	69.2	28.85	11.50	90.2	87.8	4529	4442	0.972
<b>Anno</b>	1737.8	621.66	17.42	2218.8	2176.2	104108	102210	0.909

#### 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		



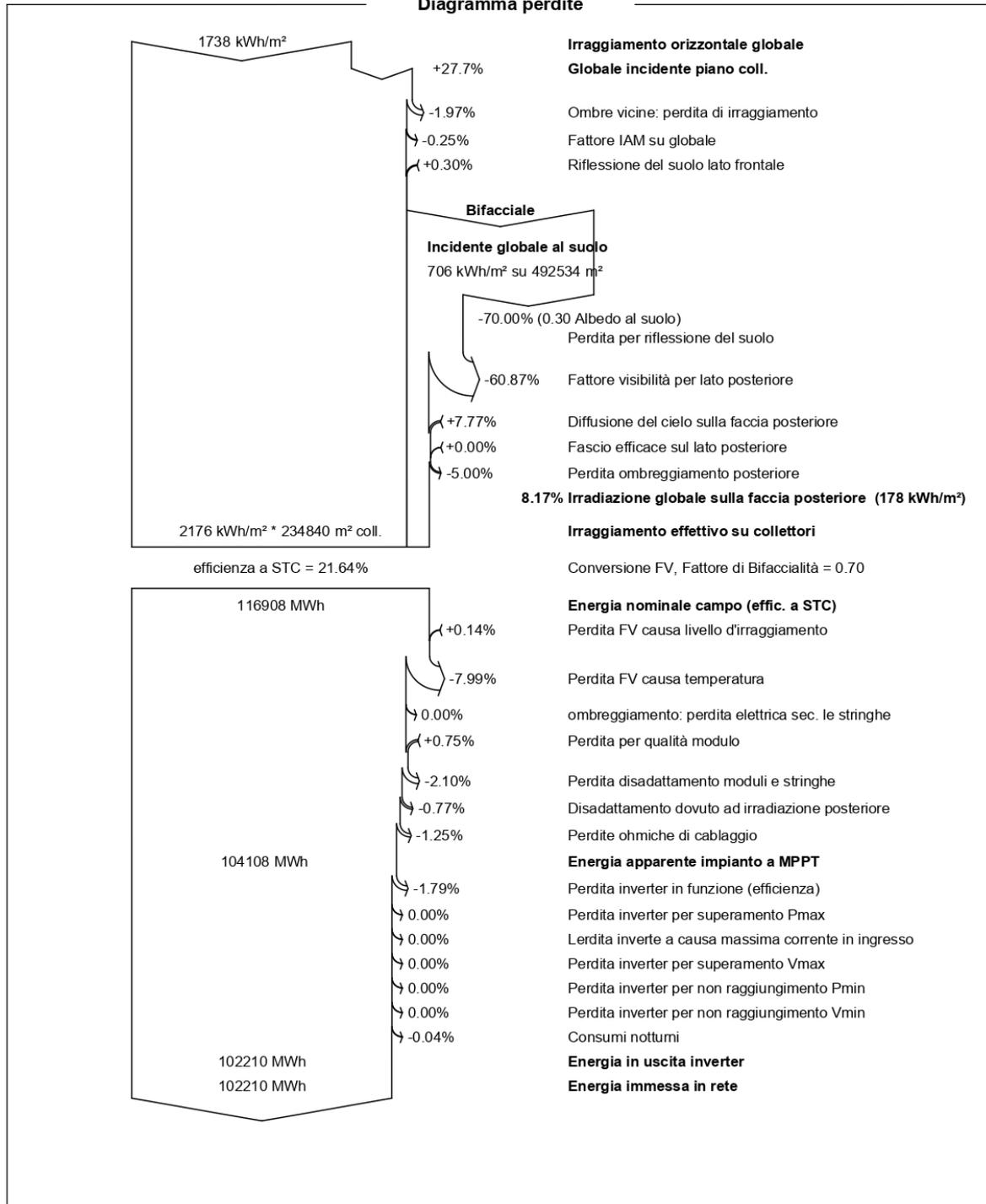
**PVsyst V7.2.8**  
VC0, Simulato su  
17/11/21 11:13  
con v7.2.8

## Progetto: Ramacca

Variante: Nuova variante di simulazione

Horizonfirm Srl (Italy)

### Diagramma perdite





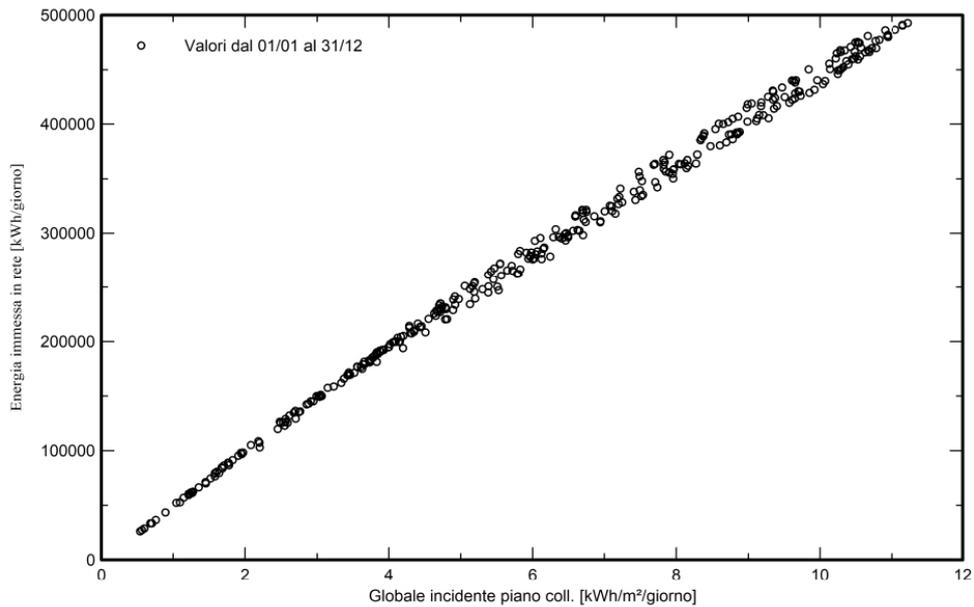
**PVsyst V7.2.8**  
VC0, Simulato su  
17/11/21 11:13  
con v7.2.8

**Progetto: Ramacca**  
Variante: Nuova variante di simulazione

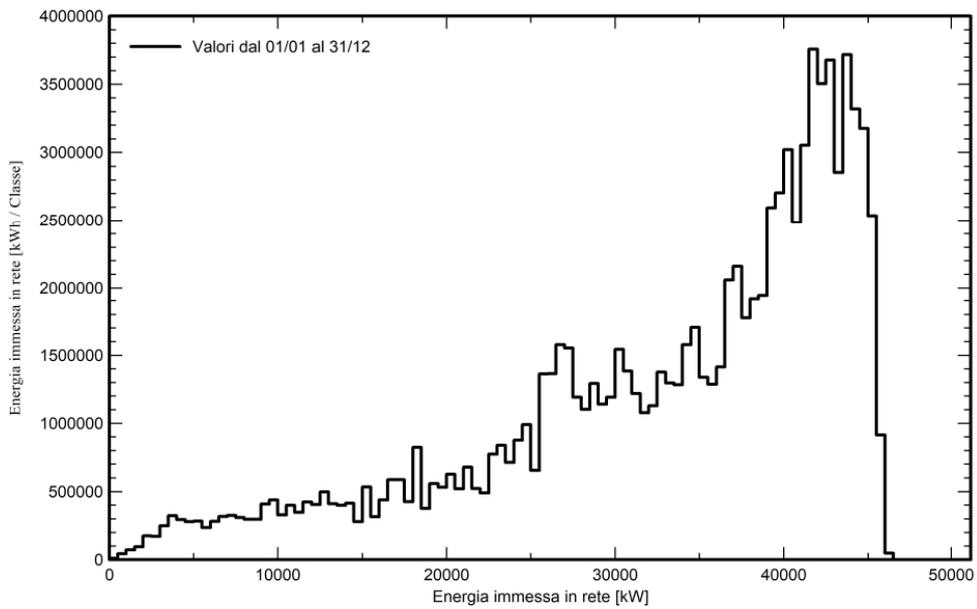
Horizonfirm Srl (Italy)

**Grafici speciali**

**Diagramma giornaliero entrata/uscita**



**Distribuzione potenza in uscita sistema**



## **4 Calcolo delle Tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e delle tonnellate di anidride carbonica non emesse in atmosfera**

Nota la producibilità dell'impianto, applicando i fattori di conversione TEP/kWh e kgCO<sub>2</sub>/kWh definiti dalla **Delibera EEN 3/08** "Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica" pubblicata sul sito [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it) in data 01 aprile 2008, GU n. 100 DEL 29.4.08 -SO n.107, sono state calcolate le tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e il potenziale quantitativo di CO<sub>2</sub> non emesso in atmosfera:

$$\text{TEP} = E_{\text{prodotta}} \times \text{Fattore di Conversione} = 102210 \times 10^3 \times 0,187 \times 10^{-3} = \mathbf{19.113 \text{ TEP}}$$

$$\text{Kg di CO}_2 = \text{Energia Prodotta} \times \text{Fattore di Conversione} = 120210 \times 0,53 = \mathbf{542713 \text{ T}}$$