

# REGIONE PUGLIA

Provincia di Foggia (FG)

COMUNE DI CERIGNOLA



1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	15/07/21	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	04/07/21	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:

**HERGO SOLARE ITALIA S.r.l.**



Società di Progettazione:

*Ingegneria & Innovazione*



Via Jonica, 16 Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409  
Web: [www.antexgroup.it](http://www.antexgroup.it) e-mail: [info@antexgroup.it](mailto:info@antexgroup.it)

Progetto:

**PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO AVENTE POTENZA PARI A 40,0752 MWp E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE, INTEGRATO CON LA COLTIVAZIONE DI FORAGGIO, DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI CERIGNOLA (Loc. "TAVOLETTA")**

Livello:

**DEFINITIVO**

Elaborato:

RELAZIONE DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

Progettista/Resp. Tecnico

Dott. Ing. Giuseppe Basso

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C21025S05-PD-RT-09-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4



*Giuseppe Basso*

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.

È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.

La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.



# PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Cerignola - Tavoletta

Variante: Cerignola\_HSI\_Tracker\_Monofacial

Eliostati illimitati con indetreggiamento

Potenza di sistema: 40.07 MWc

Posta Piana - Italy

*PVsyst VALUTAZIONE*

*PVsyst VALUTAZIONE*

*PVsyst VALUTAZIONE*

**PVsyst V7.2.4**VC3, Simulato su  
13/07/21 19:41  
con v7.2.4**Sommario del progetto****Luogo geografico****Posta Piana**

Italia

**Dati meteo**

Posta Piana

Posta Piana\_MN80.SIT - Sintetico

**Ubicazione**

Latitudine 41.20 °N

Longitudine 15.93 °E

Altitudine 108 m

Fuso orario UTC+1

**Parametri progetto**

Albedo 0.20

**Sommario del sistema****Sistema connesso in rete****Orientamento campo FV****Orientamento**

Assi inseguimento orizzontali

**Informazione sistema****Campo FV**

Numero di moduli 68500 unità

Pnom totale 40.07 MWc

**Eliostati illimitati con indetreggiamento****Algoritmo dell'inseguimento**

Calcolo astronomico

Backtracking attivato

**Inverter**

Numero di unità 24 unità

Pnom totale 38.71 MWac

Limite della potenza di rete 160.0 MWac

Rapporto Pnom lim. rete 0.250

**Ombre vicine**

Senza ombre

**Bisogni dell'utente**

Carico illimitato (rete)

**Sommario dei risultati**

Energia prodotta 63744 MWh/anno Prod. Specif. 1591 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 83.93 %

**Indice dei contenuti**

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	8
Risultati principali	9
Diagramma perdite	10
Grafici speciali	11
Valutazione P50-P90	12

**PVsyst V7.2.4**

VC3, Simulato su  
13/07/21 19:41  
con v7.2.4

**Parametri principali****Sistema connesso in rete****Eliostati illimitati con indetreggiamento****Orientamento campo FV****Orientamento**

Assi inseguimento orizzontali

**Algoritmo dell'inseguimento**

Calcolo astronomico

Backtracking attivato

**Strategia Backtracking**

N. di eliostati 999 unità

Eliostati illimitati

**Dimensioni**

Distanza eliostati 4.75 m

Larghezza collettori 2.17 m

Fattore occupazione (GCR) 45.7 %

Banda inattiva sinistra 0.02 m

Banda inattiva destra 0.02 m

Phi min / max +/- 60.0 °

**Angolo limite indetreggiamento**

Limiti phi +/- 62.1 °

**Modelli utilizzati**

Trasposizione Perez

Diffuso Perez, Meteonorm

Circumsolare separare

**Orizzonte**

Altezza media 2.4 °

**Ombre vicine**

Senza ombre

**Bisogni dell'utente**

Carico illimitato (rete)

**Limitazione potenza di rete**

Potenza attiva 160.0 MWac

Rapporto Pnom 0.250

**Caratteristiche campo FV****Modulo FV**

Costruttore Generic

Modello JKM585M-7RL4-V

(PVsyst database originale)

Potenza nom. unit. 585 Wp

Numero di moduli FV 68500 unità

Nominale (STC) 40.07 MWc

**Campo #1 - Sub-array #1**

Numero di moduli FV 11100 unità

Nominale (STC) 6494 kWc

Moduli 444 Stringhe x 25 In serie

**In cond. di funz. (50°C)**

Pmpp 5924 kWc

U mpp 1007 V

I mpp 5883 A

**Campo #2 - Sottocampo #2**

Numero di moduli FV 5400 unità

Nominale (STC) 3159 kWc

Moduli 216 Stringhe x 25 In serie

**In cond. di funz. (50°C)**

Pmpp 2882 kWc

U mpp 1007 V

I mpp 2862 A

**Inverter**

Costruttore Generic

Modello Ingecon Sun 1800TL U B690 IP54 H3281

(PVsyst database originale)

Potenza nom. unit. 1613 kWac

Numero di inverter 24 unità

Potenza totale 38712 kWac

Numero di inverter 4 unità

Potenza totale 6452 kWac

Voltaggio di funzionamento 978-1300 V

Potenza max. (=&gt;30°C) 1793 kWac

Rapporto Pnom (DC:AC) 1.01

Numero di inverter 2 unità

Potenza totale 3226 kWac

Voltaggio di funzionamento 978-1300 V

Potenza max. (=&gt;30°C) 1793 kWac

Rapporto Pnom (DC:AC) 0.98



## PVsyst V7.2.4

VC3, Simulato su  
13/07/21 19:41  
con v7.2.4

## Caratteristiche campo FV

**Campo #3 - Sottocampo #3**

Numero di moduli FV	10025 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	5865 kWc	Potenza totale	6452 kWac
Moduli	401 Stringhe x 25 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	978-1300 V
Pmpp	5350 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1793 kWac
U mpp	1007 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.91
I mpp	5314 A		

**Campo #4 - Sottocampo #4**

Numero di moduli FV	4975 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	2910 kWc	Potenza totale	3226 kWac
Moduli	199 Stringhe x 25 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	978-1300 V
Pmpp	2655 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1793 kWac
U mpp	1007 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.90
I mpp	2637 A		

**Campo #5 - Sottocampo #5**

Numero di moduli FV	12400 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	7254 kWc	Potenza totale	6452 kWac
Moduli	496 Stringhe x 25 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	978-1300 V
Pmpp	6618 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1793 kWac
U mpp	1007 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.12
I mpp	6572 A		

**Campo #6 - Sottocampo #6**

Numero di moduli FV	12325 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	7210 kWc	Potenza totale	6452 kWac
Moduli	493 Stringhe x 25 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	978-1300 V
Pmpp	6578 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1793 kWac
U mpp	1007 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.12
I mpp	6533 A		

**Campo #7 - Sottocampo #7**

Numero di moduli FV	12275 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	7181 kWc	Potenza totale	6452 kWac
Moduli	491 Stringhe x 25 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	978-1300 V
Pmpp	6551 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1793 kWac
U mpp	1007 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.11
I mpp	6506 A		

**Potenza PV totale**

Nominale (STC)	40073 kWp
Totale	68500 moduli
Superficie modulo	187284 m <sup>2</sup>

**Potenza totale inverter**

Potenza totale	38712 kWac
N. di inverter	24 unità
Rapporto Pnom	1.04



**PVsyst V7.2.4**

VC3, Simulato su  
13/07/21 19:41  
con v7.2.4

**Perdite campo**

**Perdite per sporco campo**

Frazione perdita media 1.0 %

Gen.	Feb.	Mar.	Apr.	Mag.	Giu.	Lug.	Ago.	Sett.	Ott.	Nov.	Dic.
0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	1.0%	1.3%	2.0%	1.3%	0.9%	0.8%	0.7%	0.8%

**Fatt. di perdita termica**

Temperatura modulo secondo irraggiamento  
Uc (cost) 29.0 W/m²K  
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

**Perdita diodo di serie**

Perdita di Tensione 0.7 V  
Fraz. perdite 0.1 % a STC

**LID - Light Induced Degradation**

Fraz. perdite 1.5 %

**Perdita di qualità moduli**

Fraz. perdite -0.3 %

**Perdite per mismatch del modulo**

Fraz. perdite 1.0 % a MPP

**Perdita disadattamento Stringhe**

Fraz. perdite 0.3 %

**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

**Perdite DC nel cablaggio**

Res. globale di cablaggio 0.37 mΩ  
Fraz. perdite 1.2 % a STC

**Campo #1 - Sub-array #1**

Res. globale campo 2.3 mΩ  
Fraz. perdite 1.2 % a STC

**Campo #2 - Sottocampo #2**

Res. globale campo 4.7 mΩ  
Fraz. perdite 1.2 % a STC

**Campo #3 - Sottocampo #3**

Res. globale campo 2.5 mΩ  
Fraz. perdite 1.2 % a STC

**Campo #4 - Sottocampo #4**

Res. globale campo 5.1 mΩ  
Fraz. perdite 1.2 % a STC

**Campo #5 - Sottocampo #5**

Res. globale campo 2.0 mΩ  
Fraz. perdite 1.2 % a STC

**Campo #6 - Sottocampo #6**

Res. globale campo 2.0 mΩ  
Fraz. perdite 1.2 % a STC

**Campo #7 - Sottocampo #7**

Res. globale campo 2.0 mΩ  
Fraz. perdite 1.2 % a STC

**Perdite sistema**

**Perdite ausiliarie**

Proporzionali alla potenza 5.0 W/kW  
0.0 kW dalla soglia di potenza

**Perdite cablaggio AC**

**Linea uscita inv. sino al trasformatore MT**

Tensione inverter 690 Vac tri  
Fraz. perdite 0.05 % a STC

**Inverter: Ingecon Sun 1800TL U B690 IP54 H3281**

Sezione cavi (24 Inv.) Rame 24 x 3 x 1200 mm²  
Lunghezza media dei cavi 10 m



**PVsyst V7.2.4**  
VC3, Simulato su  
13/07/21 19:41  
con v7.2.4

**Perdite cablaggio AC**

**Linea MV fino alla iniezione**

Voltaggio MV	30 kV
Media ciascun inverter	
Conduttori	All 3 x 120 mm <sup>2</sup>
Lunghezza	2500 m
Fraz. perdite	0.41 % a STC

*PVsyst VALUTAZIONE*

*PVsyst VALUTAZIONE*

*PVsyst VALUTAZIONE*



**PVsyst V7.2.4**  
VC3, Simulato su  
13/07/21 19:41  
con v7.2.4

**Perdite AC nei trasformatori**

**Trafo MV**

Tensione rete 30 kV

**Perdite di operazione in STC**

Potenza nominale a STC 6380 kVA

Perdita ferro (Connessione 24/24) 0.91 kW/Inv.

Fraz. perdite 0.10 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 5.22 mΩ/inv.

Fraz. perdite 1.00 % a STC

*PVsyst VALUTAZIONE*

*PVsyst VALUTAZIONE*

*PVsyst VALUTAZIONE*





**PVsyst V7.2.4**

VC3, Simulato su  
13/07/21 19:41  
con v7.2.4

**Definizione orizzonte**

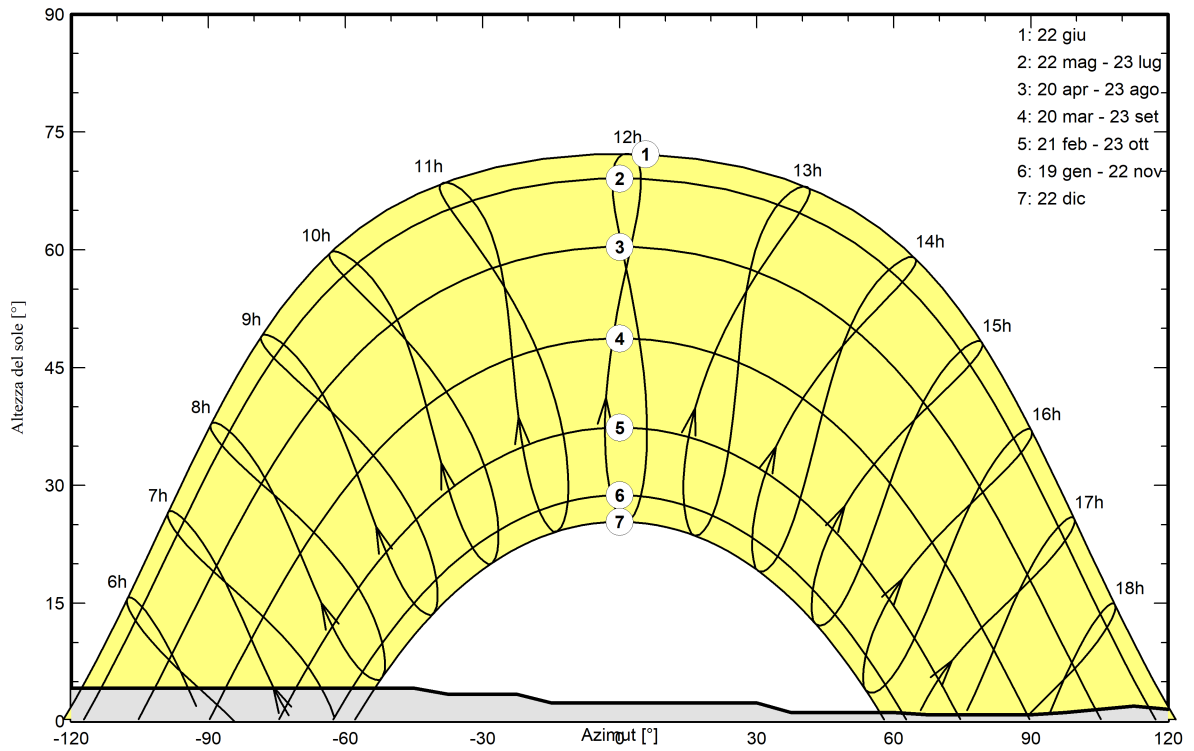
Altezza media	2.4 °	Fattore su albedo	0.94
Fattore su diffuso	0.98	Frazione albedo	100 %

**Profilo dell'orizzonte**

Azimut [°]	-180	-165	-158	-150	-143	-135	-45	-38	-23	-15	30
Altezza [°]	1.9	1.9	1.5	1.1	1.1	4.2	4.2	3.4	3.4	2.3	2.3
Azimut [°]	38	60	68	90	98	105	113	120	158	165	180
Altezza [°]	1.1	1.1	0.8	0.8	1.1	1.5	1.9	1.5	1.5	1.9	1.9

**Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)**

Horizon from PVGIS website API, Lat=41°11'57", Long=15°55'51", Alt=108m



PVsyst VALUTAZIONE



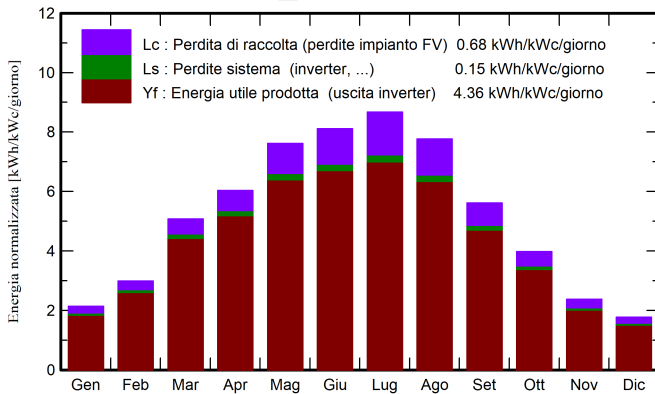
**PVsyst V7.2.4**  
 VC3, Simulato su  
 13/07/21 19:41  
 con v7.2.4

### Risultati principali

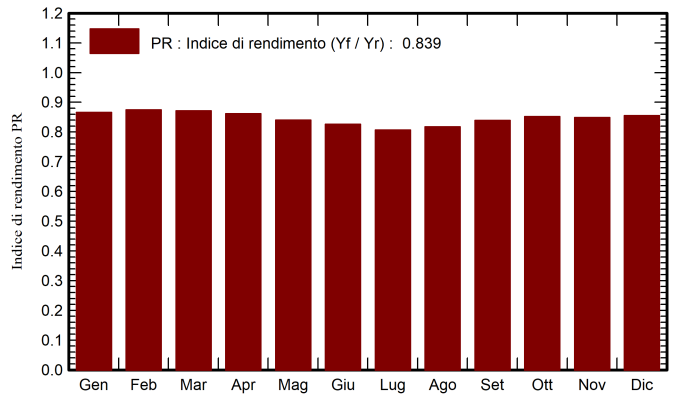
#### Produzione sistema

Energia prodotta **63744 MWh/anno** Prod. Specif. **1591 kWh/kWc/anno**  
 Indice di rendimento PR **83.93 %**

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
Gennaio	51.6	27.20	7.81	66.2	61.4	2391	2299	0.866
Febbraio	67.5	36.20	8.30	83.5	78.3	3034	2927	0.875
Marzo	121.4	48.60	11.32	157.5	149.9	5690	5499	0.871
Aprile	146.4	69.90	14.34	180.9	172.4	6457	6244	0.861
Maggio	187.4	83.30	19.53	236.1	225.3	8215	7947	0.840
Giugno	195.9	88.50	24.14	243.5	232.0	8331	8064	0.826
Luglio	208.2	69.50	27.07	269.0	255.4	8991	8698	0.807
Agosto	186.0	69.00	26.68	240.7	230.3	8154	7889	0.818
Settembre	132.6	63.20	21.63	168.4	159.9	5854	5666	0.840
Ottobre	96.2	43.70	17.70	123.2	116.6	4351	4205	0.852
Novembre	56.9	31.70	12.77	71.2	66.1	2517	2423	0.849
Dicembre	43.3	23.10	9.11	54.9	50.6	1963	1882	0.855
<b>Anno</b>	<b>1493.4</b>	<b>653.90</b>	<b>16.75</b>	<b>1895.2</b>	<b>1798.2</b>	<b>65950</b>	<b>63744</b>	<b>0.839</b>

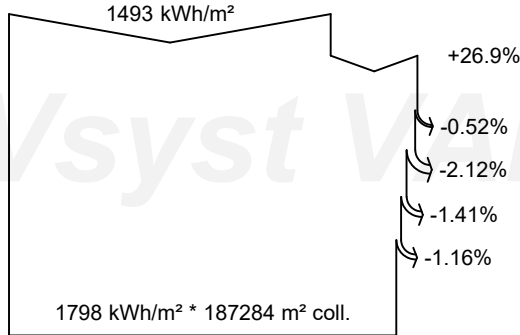
#### Legenda

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		

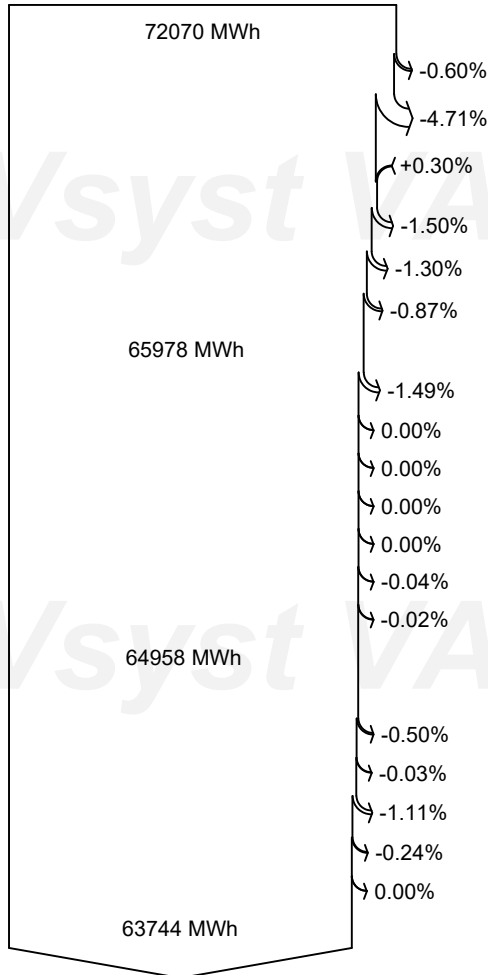


PVsyst V7.2.4  
VC3, Simulato su  
13/07/21 19:41  
con v7.2.4

### Diagramma perdite



efficienza a STC = 21.40%



#### 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 FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura

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

Ausiliari (ventilatori, altro...)

Perdite ohmiche AC

Perdita del trasfo Medio Voltaggio

Perdita ohmmica sulla linea MV

Energia non impiegata (limitazione di griglia)

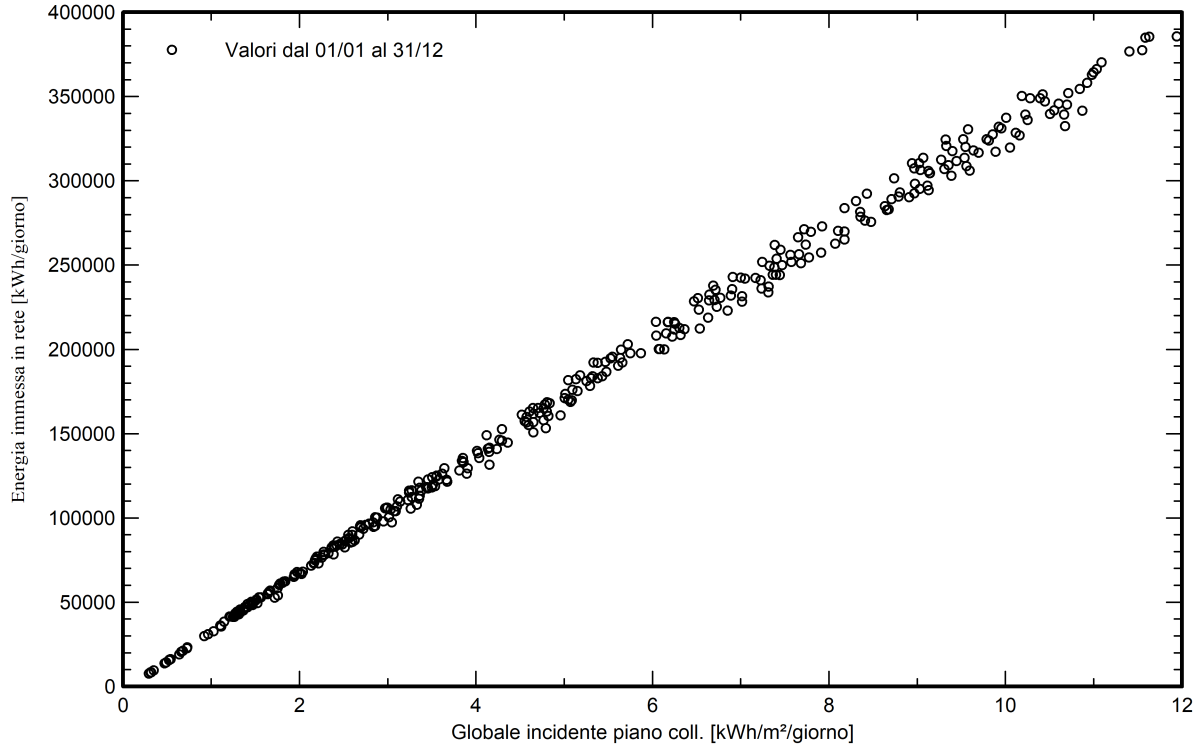
#### Energia immessa in rete



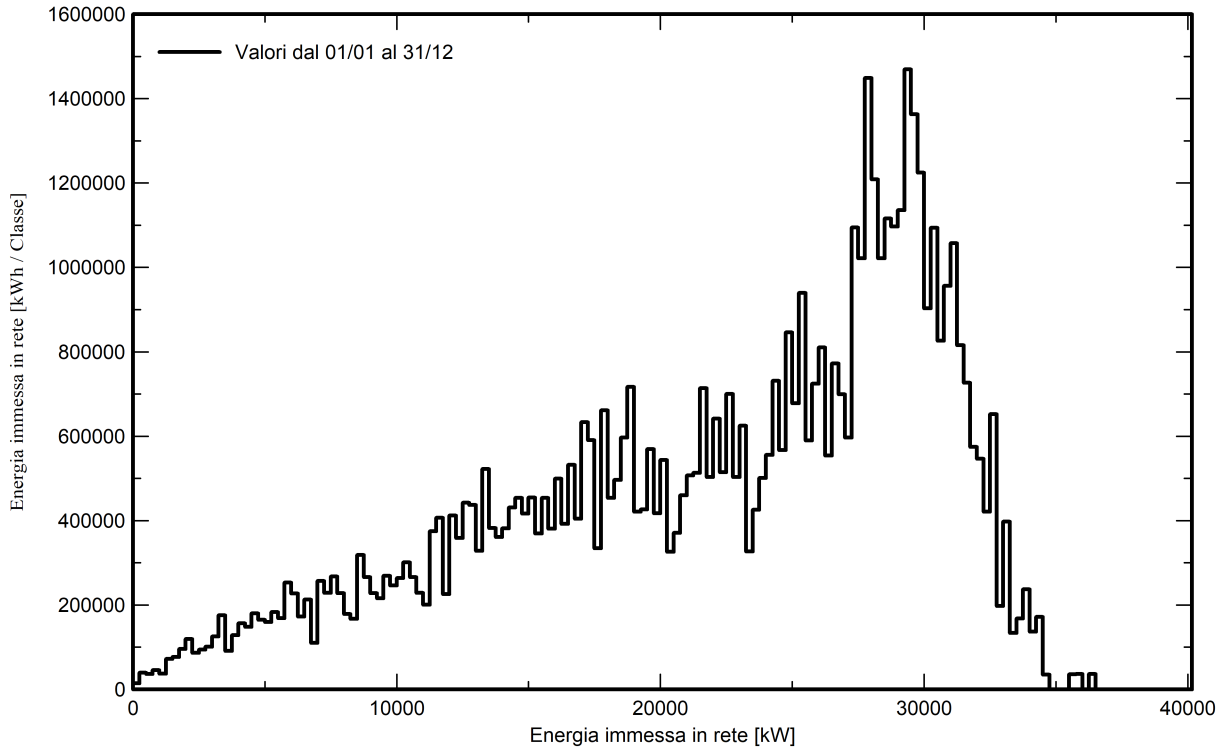
PVsyst V7.2.4  
VC3, Simulato su  
13/07/21 19:41  
con v7.2.4

Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



System Output Power Distribution





**PVsyst V7.2.4**  
VC3, Simulato su  
13/07/21 19:41  
con v7.2.4

### Valutazione P50-P90

#### Dati meteo

Origine dati Meteo      Posta Piana\_MN80.SIT  
Tipo                      Non definito  
Differenza da anno in anno (Varianza)      0.5 %

#### Deviazione Standard

#### Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media)      1.9 %

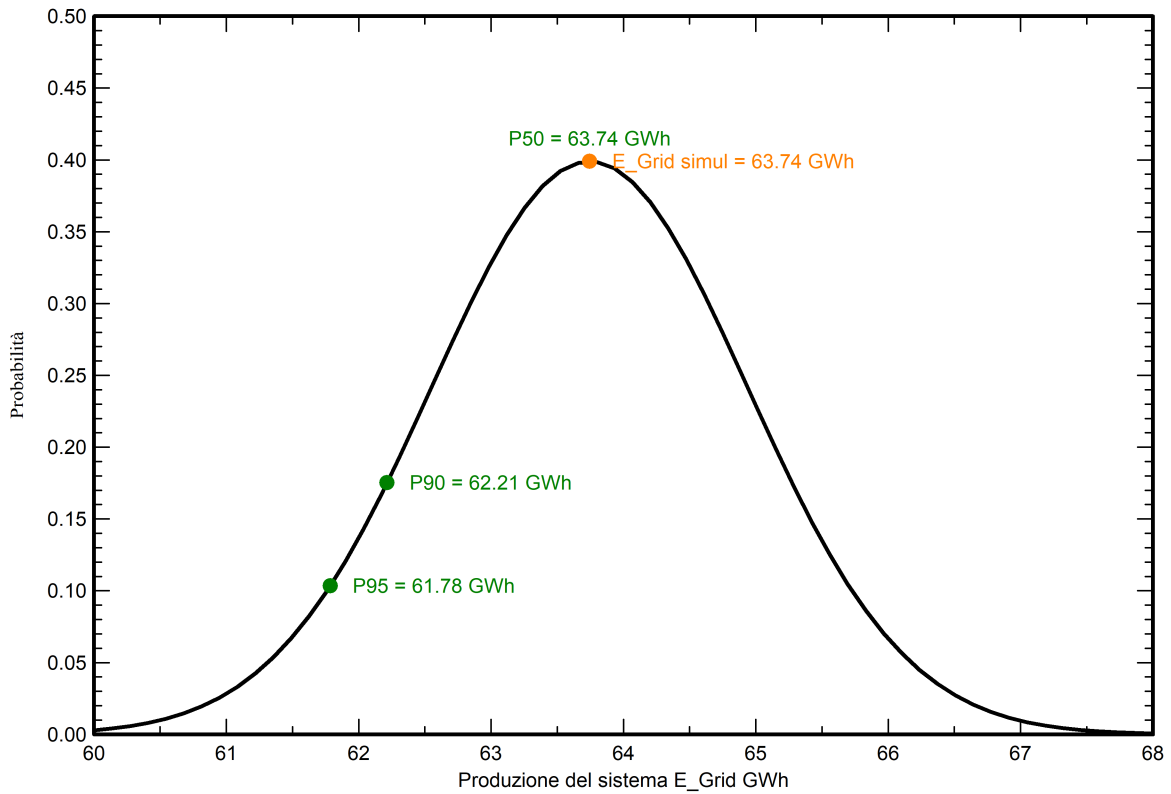
#### Incertezze dei parametri e simulazione

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      1.19 GWh  
P50      63.74 GWh  
P90      62.21 GWh  
P95      61.78 GWh

### Distribuzione di probabilità



PVsyst VALUTAZIONE