

REGIONE PUGLIA

Provincia di Foggia (FG)

COMUNE DI CANDELA E ASCOLI SATRIANO



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	25/03/22	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	03/03/22	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:		HERGO SOLARE ITALIA S.r.l. Sede legale in via Privata Maria Teresa, 8, 20123, Milano Partita I.V.A. 10416260965 - PEC: hsisri@legalmail.it		<small>HERGO SOLARE ITALIA S.R.L. SOCIETÀ SOGGETTA AD ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO DI INFRASTRUTTURE S.p.A. SEDE LEGALE: VIA PRIVATA MARIA TERESA, 8 - 20123 MILANO (MI) TEL. +39 02 36570.800 FAX +39 02 36570.801 PEC: HSI@LEGALMAIL.IT - WWW.INFRASTRUTTURE.IT CAP. SOC. EURO 10.000 I.V. - C.F. e P. IVA 10416260965 - N. REA MI 2529663</small>		<small>CERTIFICATIONS</small> 	
Società di Progettazione:				Via Jonica, 16 Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409 Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it		Ingegneria & Innovazione 	
Progetto:		Progetto di un impianto agro-naturalistico-fotovoltaico avente potenza pari a 96,721 MW e relative opere di connessione, integrato con coltivazione di foraggiere ed essenze officinali, da realizzarsi nei comuni di Ascoli Satriano e Candela (Loc. "Piano Morto")		Progettista/Resp. Tecnico Dott. Ing. Giuseppe Basso Ordine degli Ingegneri della Provincia di Siracusa N° 1860 sez. A			
Elaborato:		RELAZIONE TECNICA PRODUCIBILITÀ IMPIANTO FOTOVOLTAICO					
Scala:	Nome DIS/FILE:	Allegato:	F.to:	Livello:			
--:--	C20044S05-PD-RT-21-01	1/1	A4	DEFINITIVO			
<small>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.</small>							

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: CAS

Variante: CAS_HSI_Tracker_Monofacial

Eliostati illimitati con indetreggiamento

Potenza di sistema: 96.72 MWc

Candela - Italia



Progetto: CAS

Variante: CAS_HSI_Tracker_Monofacial

PVsyst V7.2.8

VC3, Simulato su
16/02/22 18:56
con v7.2.8

Sommario del progetto

Luogo geografico

Candela

Italia

Ubicazione

Latitudine 41.15 °N
Longitudine 15.57 °E
Altitudine 280 m
Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

Candela

Meteonorm 7.3 (1986-2005), Sat=100% - Synthetic

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete

Simulazione per l'anno no 10

Orientamento campo FV

Orientamento

Assi inseguimento orizzontali

Eliostati illimitati con indetreggiamento

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico
Backtracking attivato

Ombre vicine

Senza ombre

Informazione sistema

Campo FV

Numero di moduli 175858 unità
Pnom totale 96.72 MWc

Inverter

Numero di unità 42 unità
Pnom totale 94.29 MWac
Limite della potenza di rete 160.0 MWac
Rapporto Pnom lim. rete 0.605

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sommario dei risultati

Energia prodotta 151456 MWh/anno Prod. Specif. 1566 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 78.57 %

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	6
Risultati principali	7
Diagramma perdite	8
Grafici speciali	9
Valutazione P50-P90	10



PVsyst V7.2.8

VC3, Simulato su
16/02/22 18:56
con v7.2.8

Parametri principali

Sistema connesso in rete	Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Orientamento campo FV	Algoritmo dell'inseguimento	Strategia Backtracking
Orientamento	Calcolo astronomico	N. di eliostati 999 unità
Assi inseguimento orizzontali	Backtracking attivato	Eliostati illimitati
Modelli utilizzati		Dimensioni
Trasposizione Perez		Distanza eliostati 4.75 m
Diffuso Perez, Meteonorm		Larghezza collettori 2.17 m
Circumsolare separare		Fattore occupazione (GCR) 45.7 %
Orizzonte	Ombre vicine	Banda inattiva sinistra 0.02 m
Altezza media 3.5 °	Senza ombre	Banda inattiva destra 0.02 m
		Phi min / max +/- 60.0 °
Limitazione potenza di rete		Angolo limite indetreggiamento
Potenza attiva 160.0 MWac		Limiti phi +/- 62.1 °
Rapporto Pnom 0.605		
		Bisogni dell'utente
		Carico illimitato (rete)

Caratteristiche campo FV

Modulo FV	Inverter
Costruttore Longi Solar	Costruttore Ingeteam
Modello LR5-72 HPH 550 M	Modello Ingecon Sun 3600TL C480 Preliminary
(PVsyst database originale)	(PVsyst database originale)
Potenza nom. unit. 550 Wp	Potenza nom. unit. 2245 kWac
Numero di moduli FV 175858 unità	Numero di inverter 42 units
Nominale (STC) 96.72 MWc	Potenza totale 94290 kWac
Moduli 7646 Stringhe x 23 In serie	Voltaggio di funzionamento 686-1300 V
In cond. di funz. (50°C)	Potenza max. (=>30°C) 2494 kWac
Pmpp 88.40 MWc	Rapporto Pnom (DC:AC) 1.03
U mpp 865 V	
I mpp 102169 A	
Potenza PV totale	Potenza totale inverter
Nominale (STC) 96722 kWp	Potenza totale 94290 kWac
Totale 175858 moduli	N. di inverter 42 unità
Superficie modulo 449501 m²	Rapporto Pnom 1.03
Superficie cella 407709 m²	



PVsyst V7.2.8

VC3, Simulato su
16/02/22 18:56
con v7.2.8

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

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale campo 0.14 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

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 %

Degrado medio dei moduli

Anno n° 10
Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno

Mismatch dovuto a degrado

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

Fattore di perdita IAM

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

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

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 480 Vac tri
Fraz. perdite 0.09 % a STC

Inverter: Ingecon Sun 3600TL C480 Preliminary

Sezione cavi (42 Inv.) Rame 42 x 3 x 2000 mm²
Lunghezza media dei cavi 10 m

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 36 kV
Conduttori All 3 x 1500 mm²
Lunghezza 18000 m
Fraz. perdite 2.76 % a STC



PVsyst V7.2.8

VC3, Simulato su
16/02/22 18:56
con v7.2.8

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete 36 kV

Perdite di operazione in STC

Potenza nominale a STC 94650 kVA

Perdita ferro (Connessione 24/24) 94.65 kW

Fraz. perdite 0.10 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.02 mΩ

Fraz. perdite 1.00 % a STC



PVsyst V7.2.8

VC3, Simulato su
16/02/22 18:56
con v7.2.8

Definizione orizzonte

Horizon from PVGIS website API, Lat=41°9'3", Long=15°34'12', Alt=280m

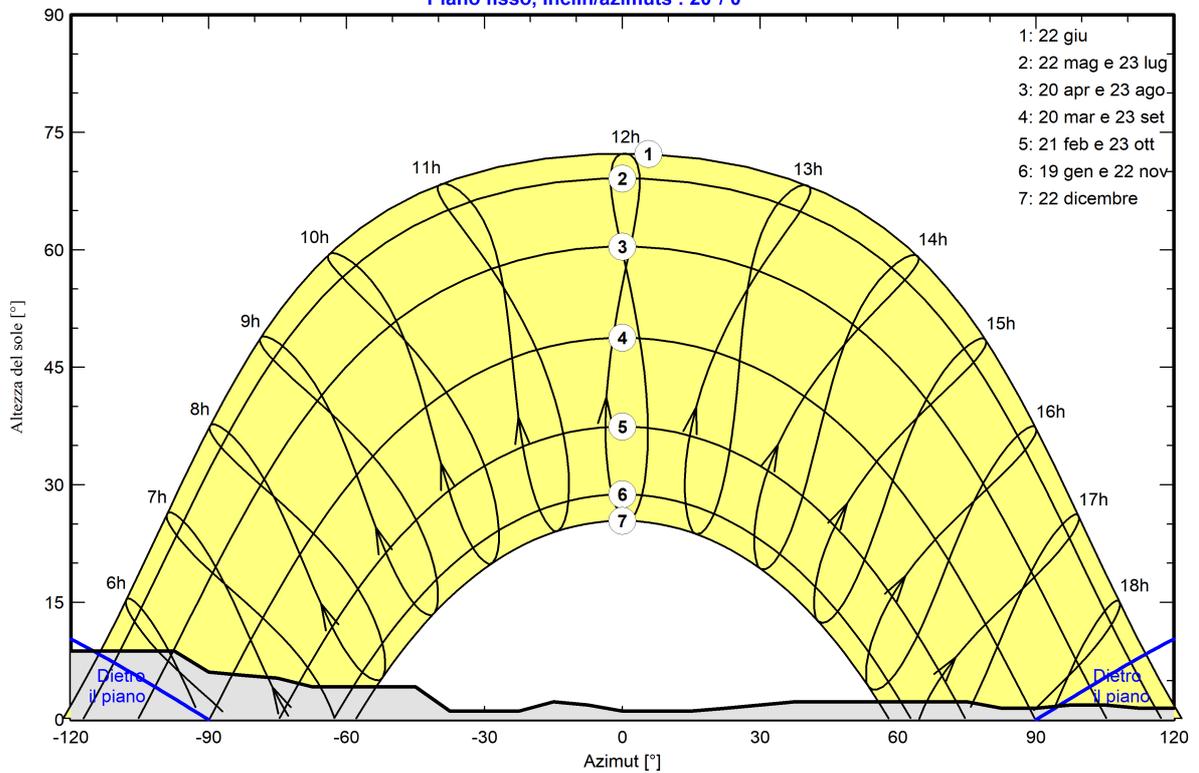
Altezza media	3.5 °	Fattore su albedo	0.90
Fattore su diffuso	0.96	Frazione albedo	100 %

Profilo dell'orizzonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-98	-90	-83	-75
Altezza [°]	3.4	4.2	5.0	5.0	5.3	5.7	6.9	7.6	8.8	8.8	6.1	5.7	5.3
Azimut [°]	-68	-45	-38	-23	-15	-8	0	15	23	30	38	75	83
Altezza [°]	4.2	4.2	1.1	1.1	2.3	1.9	1.1	1.1	1.5	1.9	2.3	2.3	1.5
Azimut [°]	90	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	180	
Altezza [°]	1.5	1.9	1.9	1.5	1.5	1.1	2.3	3.4	3.4	3.1	3.4	3.4	

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)

Piano fisso, Incl./azimut : 20°/ 0°





Progetto: CAS

Variante: CAS_HSI_Tracker_Monofacial

PVsyst V7.2.8

VC3, Simulato su
16/02/22 18:56
con v7.2.8

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

151456 MWh/anno

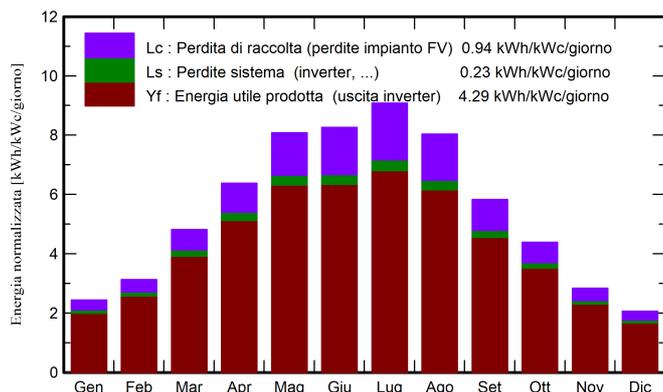
Prod. Specif.

1566 kWh/kWc/anno

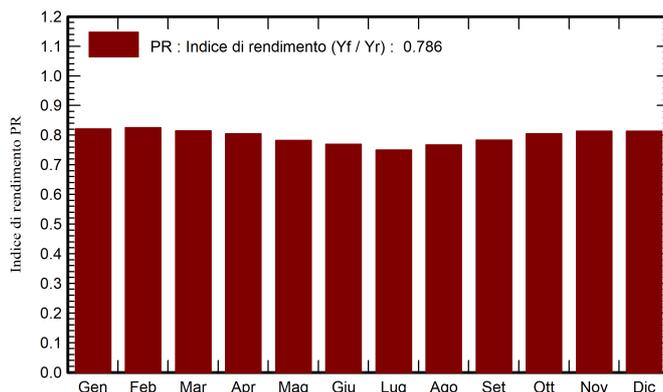
Indice di rendimento PR

78.57 %

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	MWh	MWh	ratio
Gennaio	57.3	24.06	7.39	75.4	70.2	6327	5992	0.821
Febbraio	70.4	36.26	7.61	87.7	82.3	7370	6995	0.825
Marzo	116.8	50.30	10.68	149.5	142.0	12406	11775	0.814
Aprile	152.2	62.51	13.33	191.4	182.6	15698	14893	0.804
Maggio	197.1	80.00	19.04	250.6	238.8	19970	18953	0.782
Giugno	198.8	84.32	23.11	247.8	235.6	19393	18424	0.769
Luglio	217.2	70.66	26.31	281.5	266.3	21500	20412	0.750
Agosto	190.8	68.20	25.89	249.2	238.5	19445	18475	0.766
Settembre	136.0	55.62	20.36	174.8	166.1	13927	13235	0.783
Ottobre	104.0	40.94	16.95	136.0	129.4	11132	10585	0.805
Novembre	65.0	27.48	11.99	85.1	79.7	7054	6693	0.814
Dicembre	49.8	25.56	8.74	63.9	59.0	5310	5024	0.813
Anno	1555.5	625.92	16.01	1992.9	1890.5	159532	151456	0.786

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo

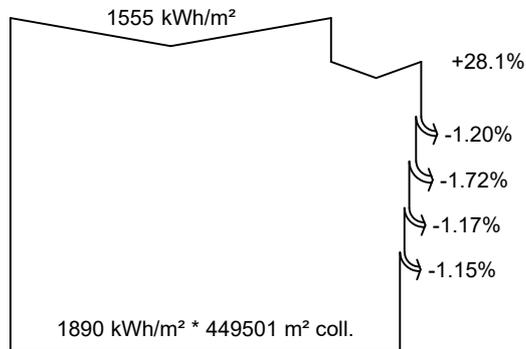
E_Grid Energia immessa in rete

PR Indice di rendimento

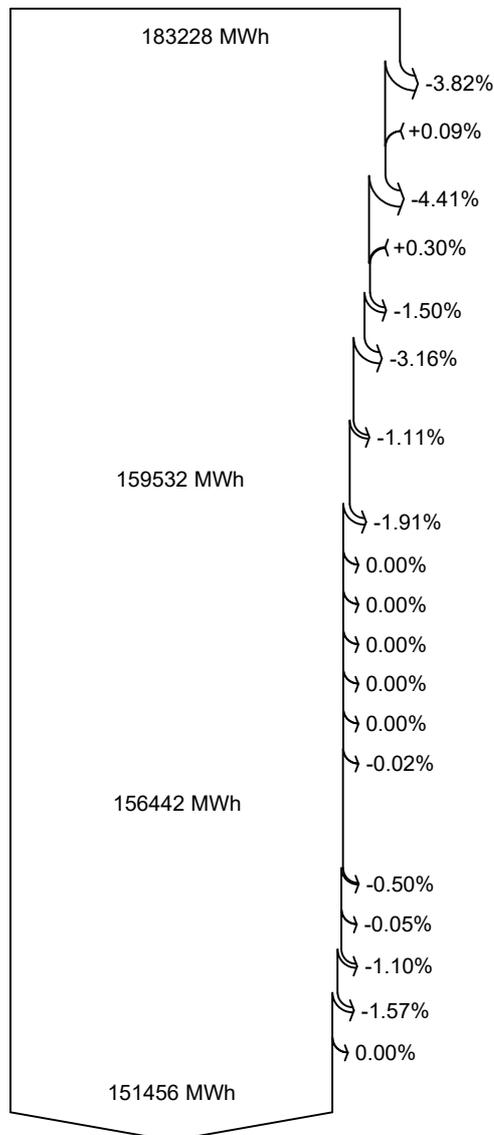


PVsyst V7.2.8
VC3, Simulato su
16/02/22 18:56
con v7.2.8

Diagramma perdite



efficienza a STC = 21.56%



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 #10)
- Perdita FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura

Perdita per qualità modulo

LID - "Light induced degradation"

Perdita disadattamento moduli e stringhe
(che include 1.9% dispersione per degrado)

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)

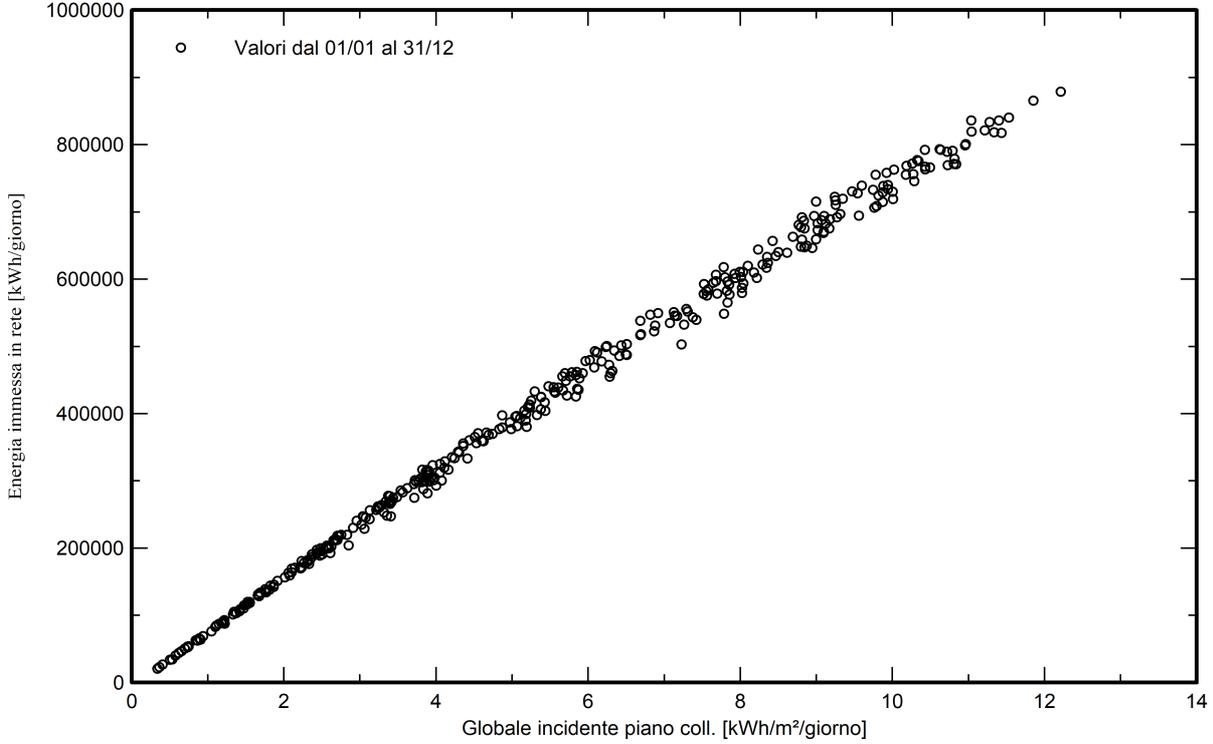
Energia immessa in rete



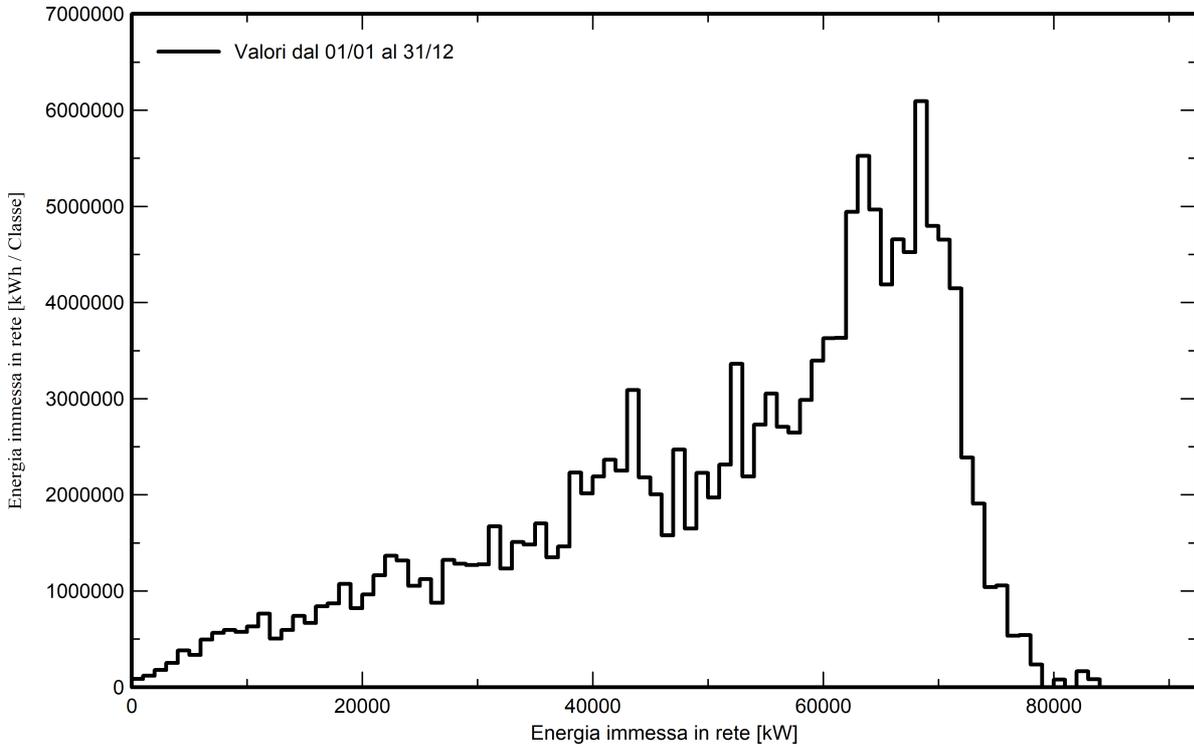
PVsyst V7.2.8
VC3, Simulato su
16/02/22 18:56
con v7.2.8

Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



System Output Power Distribution





PVsyst V7.2.8

VC3, Simulato su
16/02/22 18:56
con v7.2.8

Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte Meteororm 7.3 (1986-2005), Sat=100%
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 2.83 GWh
P50 151.46 GWh
P90 147.82 GWh
P95 146.80 GWh

Distribuzione di probabilità

