

# Elements Green Demetra S.r.l.

## REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "SASSARI 4" CON PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE SOLARE E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEL COMUNE DI SASSARI (SS)



Via Degli Arredatori, 8  
70026 Modugno (BA) - Italy  
www.bfpgroup.net - info@bfpgroup.net  
tel. (+39) 0805046361

Azienda con Sistema di Gestione Certificato  
UNI EN ISO 9001:2015  
UNI EN ISO 14001:2015  
UNI ISO 45001:2018

### Tecnico

ing. Danilo POMPONIO

### Collaborazioni

ing. Milena MIGLIONICO  
ing. Giulia CARELLA  
ing. Valentina SAMMARTINO  
ing. Alessia NASCENTE  
ing. Roberta ALBANESE  
ing. Alessia DECARO  
ing. Tommaso MANCINI  
ing. Fabio MASTROSERIO  
ing. Martino LAPENNA  
Per. Ind. Lamberto FANELLI  
pianif. terr. Antonio SANTANDREA

### Responsabile Commessa

ing. Danilo POMPONIO

ELABORATO	TITOLO	COMMESSA	TIPOLOGIA		
<b>C06</b>	<b>VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITA'</b>	<b>22166</b>	<b>D</b>		
		CODICE ELABORATO			
		<b>DC22166D-C06</b>			
REVISIONE	Tutte le informazioni tecniche contenute nel presente documento sono di proprietà esclusiva della Studio Tecnico BFP S.r.l e non possono essere riprodotte, divulgate o comunque utilizzate senza la sua preventiva autorizzazione scritta. All technical information contained in this document is the exclusive property of Studio Tecnico BFP S.r.l. and may neither be used nor disclosed without its prior written consent. (art. 2575 c.c.)	SOSTITUISCE	SOSTITUITO DA		
<b>00</b>		-	-		
		NOME FILE	PAGINE		
		<b>DC22166D-C06.doc</b>	<b>17 + copertina</b>		
REV	DATA	MODIFICA			
00	30/05/23	Emissione	Elaborato	Controllato	Approvato
01			Carella	Miglionico	Pomponio
02					
03					
04					
05					
06					

**INDICE**

<b>1. PREMESSA.....</b>	<b>2</b>
<b>1.1 Inquadramento dell'impianto agrivoltaico .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2 Inquadramento del cavidotto .....</b>	<b>5</b>
<b>2. ANALISI PRODUCIBILITA' .....</b>	<b>6</b>



## 1. PREMESSA

La presente relazione tecnico descrittiva è relativa al progetto di un impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica della potenza nominale DC di 41.552,00 kWp e potenza AC ai fini della connessione (a  $\cos\varphi=1$ ) pari a 40.201,80 W da realizzarsi in agro di Sassari (SS) e delle relative opere connesse da realizzarsi nello stesso comune.

La produzione e la vendita dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico in progetto potrebbero essere regolate secondo le due seguenti alternative:

- con criteri di incentivazione in conto energia, ossia di incentivi pubblici a copertura dei costi di realizzazione, definiti dal Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007, emesso dai Ministeri delle Attività Produttive e dell'Ambiente in attuazione del Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003, quest'ultimo emanato in attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;
- con criteri di "market parity", ossia la vendita sul mercato energetico all'ingrosso caratterizzato da una reale competitività tra il prezzo di scambio dell'energia prodotta dal fotovoltaico e quello dell'energia prodotta dalle fonti fossili (il fotovoltaico in market parity vende energia sulla borsa elettrica ad un prezzo inferiore a quella prodotta dalle altre fonti convenzionali).

Ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 l'opera, rientrante negli "impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili", autorizzata tramite procedimento unico regionale, è dichiarata di pubblica utilità, indifferibile ed urgente.

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e fabbricati.

La soluzione di connessione (comunicata da TERNA tramite STMG con protocollo P202101789 del 17/11/2021), prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV sulla sezione 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Fiumesanto Carbo – Ittiri".

Il progetto prevede, pertanto:

- la realizzazione dell'impianto agrivoltaico;
- la realizzazione del cavidotto AT di connessione alla futura SE.

Si fa presente che la futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Fiumesanto Carbo – Ittiri", alla quale l'impianto agrivoltaico si collegherà **non fa parte del progetto**.

### **1.1 Inquadramento dell'impianto agrivoltaico**

Il suolo sul quale sarà realizzato l'impianto agrivoltaico ricopre una superficie di circa 73 ettari. Esso ricade nel foglio 1:25.000 delle cartografie dell'Istituto Geografico Militare (IGM Vecchia Ed.) n. 179 II SE "TOTTUBELLA", ed è catastalmente individuato alle particelle 33, 402, 403, 160, 166, 164, 36, 404, 387 del foglio 103 del comune di Sassari (SS).

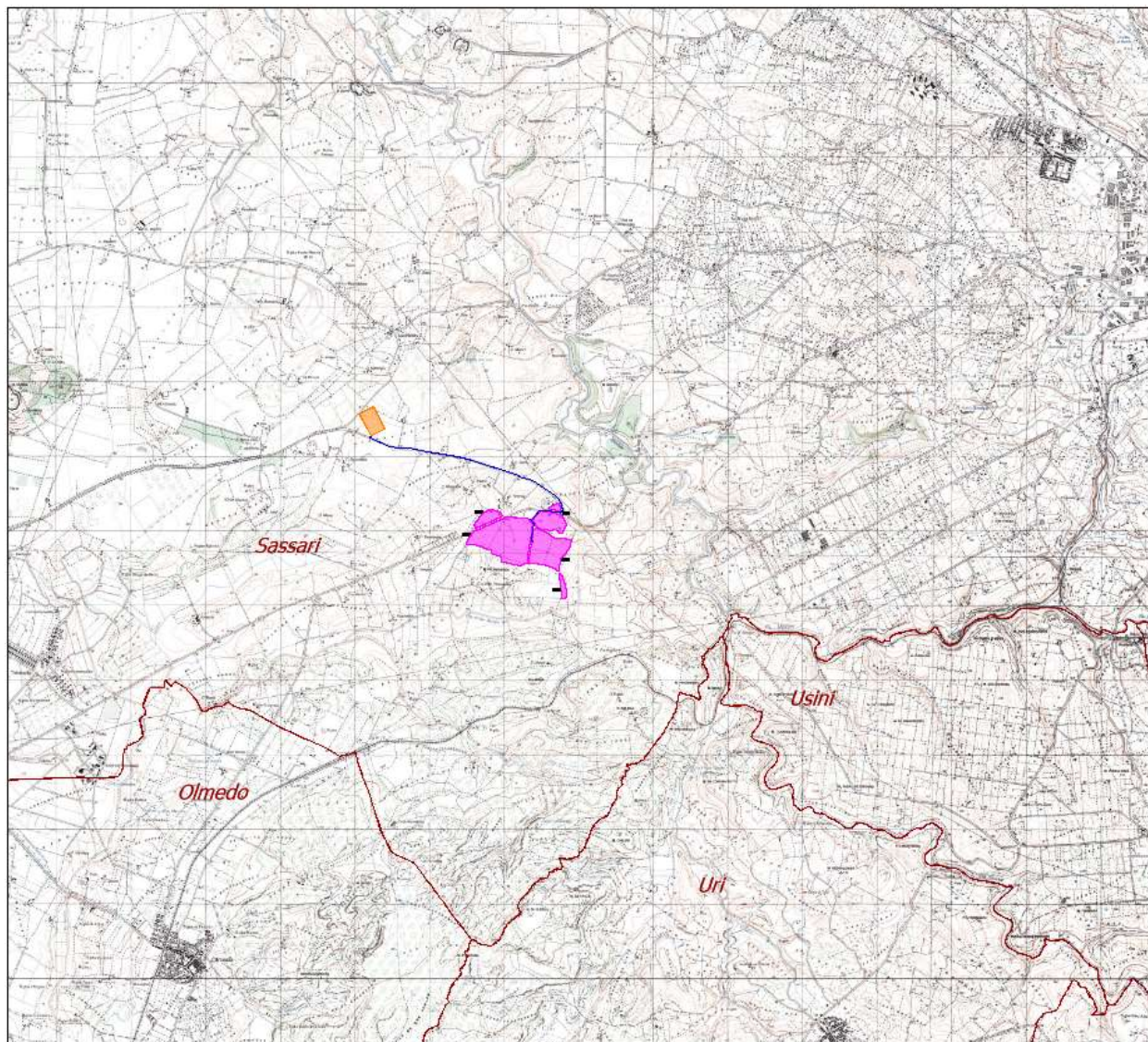


Figura 1 - Inquadramento su IGM dell'impianto agrivoltaico e del percorso del cavidotto

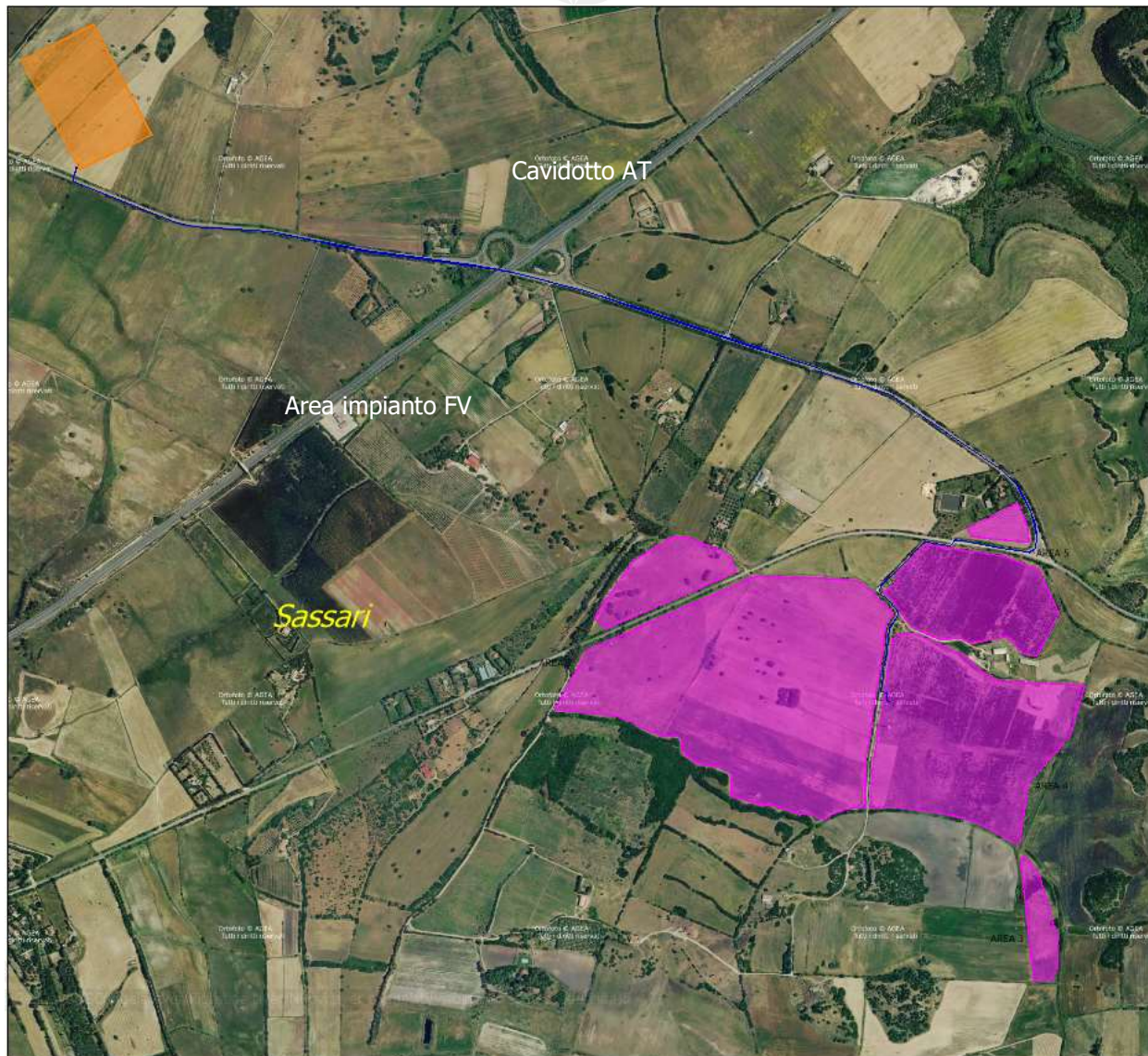


Figura 2 - Inquadramento su ortofoto dell'impianto agrivoltaico e del percorso del cavidotto

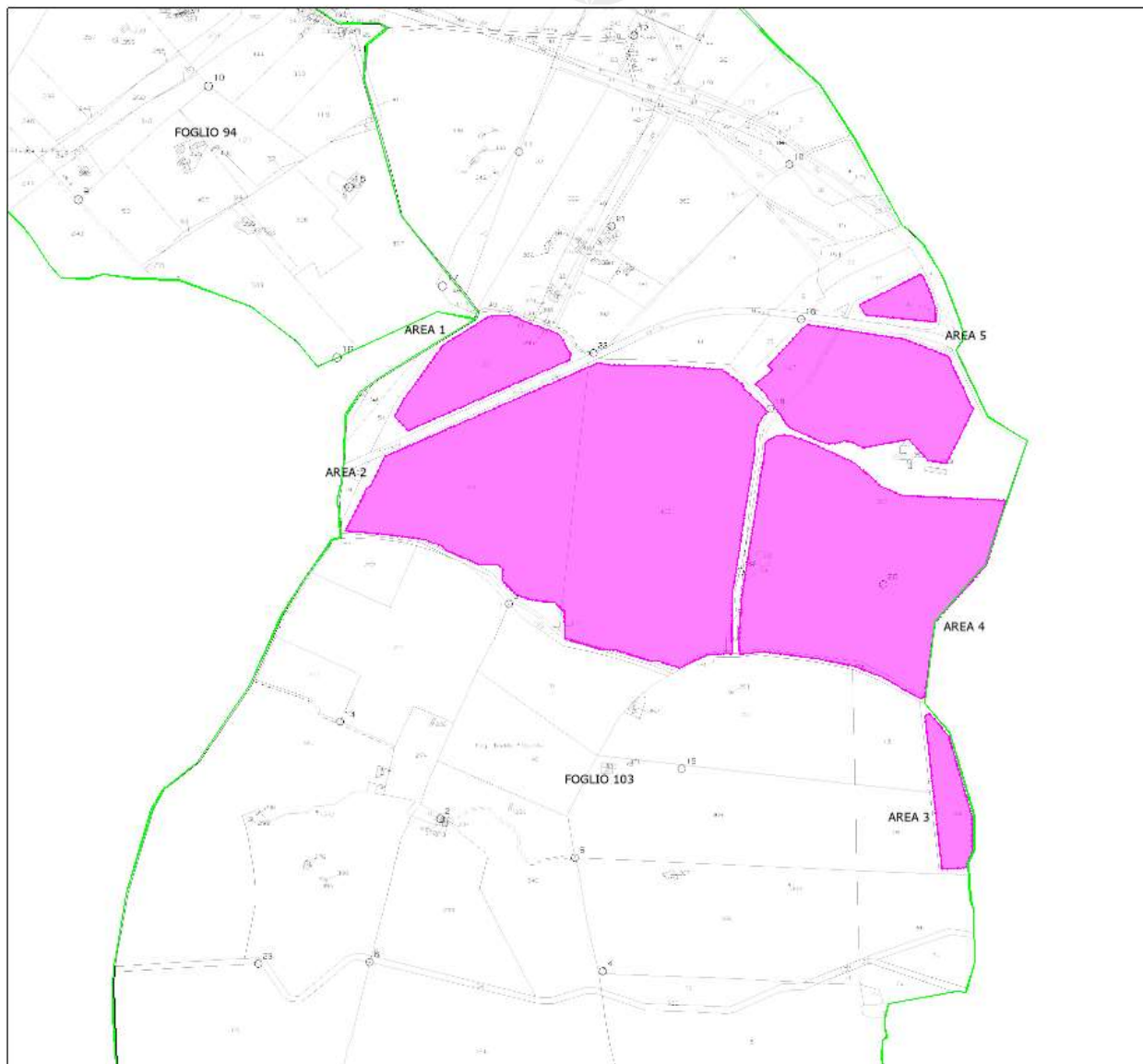


Figura 3 - Inquadramento su stralcio catastale dell'impianto agrivoltaico

## 1.2 Inquadramento del cavidotto

Il cavidotto AT di connessione tra l'impianto agrivoltaico e la futura Stazione Elettrica, sita anch'essa nel comune di Sassari (SS), non oggetto del progetto, si estenderà, per circa 3,80 km, nel territorio di Sassari.

L'elettrodotto percorrerà suoli di proprietà privata, ma anche viabilità pubblica provinciale, in particolare la Strada Provinciale SP65. Lungo il suo percorso intersecherà la Strada Statale SS291var, ma tale intersezione avverrà in corrispondenza del sottopassaggio.

## 2. ANALISI PRODUCIBILITA'

In base ai dati storici riportati dal software PVGIS, l'irraggiamento globale incidente sul piano dei collettori è quella riportata nella seguente tabella.

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
98.1	82.8	147.1	193.8	300.3	286.9	327.9	277.6	191.1	128.7	87.5	81.6

**Tabella 1** - Dati di radiazione per la città di San Donaci su superficie inclinata (elaborazione su PVGIS). Radiazione globale annua sulla superficie inclinata: 2203.2 kWh/m<sup>2</sup>

Per determinare la producibilità del sistema agrivoltaico sul lato BT è indispensabile stimare le perdite del sistema in punti percentuali fino al quadro generale BT di bassa tensione:

- perdite per LID (Light Induced Degradation): 2%;
- perdite per sporco: 1,5%;
- perdite per indisponibilità: 1,5%;
- perdite cablaggio DC: 1,5%;
- perdite cablaggio AC:
  - o Linea uscita inverter sino al trasformatore MT<sup>1</sup>: 0,13% (frazione calcolata con il software PvSyst);
  - o Linea MV fino al trasformatore HV<sup>2</sup>: 0,01% (frazione calcolata con il software PvSyst);
  - o Linea HV<sup>3</sup> fino al punto di immissione: 0,53% (frazione calcolata con il software PvSyst);
- perdite nei trasformatori:
  - o Trasformatori MV<sup>4</sup>: 0,01% (frazione calcolata con il software PvSyst);

Un'ulteriore stima della producibilità è stata realizzata con un secondo metodo, ossia attraverso il software PVsyst, implementato dall'Università di Ginevra.

Il software ha generato una previsione di producibilità pari a circa **1884 ore equivalenti annue (kWh/kWp)**. In coda alla presente relazione è allegato il report di output del programma.

L'impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica per il quale è stato redatto il report di producibilità avrà le seguenti caratteristiche:

- potenza installata lato DC: 41.552 kWp;
- potenza dei singoli moduli: 700 Wp;
- numero dei moduli fotovoltaici: 59.360;
- potenza dell'inverter in c.a.: 34.829 kWac;

<sup>1</sup> Trasformatori AT interni al campo

<sup>2</sup> Linea AT fino al locale quadri interno alla cabina di raccolta utente

<sup>3</sup> Linea AT

<sup>4</sup> Trasformatori interni al campo

- numero degli inverter: 13
- lunghezza del cavidotto AT di collegamento con la futura Stazione Elettrica: circa 3,8 km;
- energia prodotta attesa all'anno 0: **78.286,68 MWh/anno.**



# PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: 22166-UG Sassari4

Variante: Nuova variante di simulazione

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 41.55 MWc

Saccheddu - Italia

**Autore**

STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)



### Sommario del progetto

<b>Luogo geografico</b> Saccheddu Italia	<b>Ubicazione</b> Latitudine 40.70 °N Longitudine 8.42 °E Altitudine 59 m Fuso orario UTC+1	<b>Parametri progetto</b> Albedo 0.20
<b>Dati meteo</b> Saccheddu PVGIS api TMY		

### Sommario del sistema

<b>Sistema connesso in rete</b> <b>Orientamento campo FV</b> <b>Orientamento</b> Piano a inseguimento, asse inclinato Incl. asse media 1.8 ° Azim. asse med. 0 °	<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b> <b>Algoritmo dell'inseguimento</b> Calcolo astronomico Backtracking attivato Velocità del vento limite 0 m/s Posizione di stivaggio 0 °	<b>Ombre vicine</b> Ombre lineari : Veloce (tavola) Ombreggiamento diffuso Automatico
<b>Informazione sistema</b> <b>Campo FV</b> Nr. di moduli 59360 unità Pnom totale 41.55 MWc	<b>Inverter</b> Numero di unità 13 unità Pnom totale 34.83 MWac Rapporto Pnom 1.193	
<b>Bisogni dell'utente</b> Carico illimitato (rete)		

### Sommario dei risultati

Energia prodotta 78312.68 MWh/anno	Prod. Specif. 1885 kWh/kWp/anno	Indice rendimento PR 85.56 %
------------------------------------	---------------------------------	------------------------------

### Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	7
Risultati principali	8
Diagramma perdite	9
Grafici predefiniti	10



**Parametri principali**

<b>Sistema connesso in rete</b>		<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>	
<b>Orientamento campo FV</b>		<b>Algoritmo dell'inseguimento</b>	
<b>Orientamento</b>		<b>Campo con backtracking</b>	
Piano a inseguimento, asse inclinato		N. di eliostati 1757 unità	
Incl. asse media	1.8 °	<b>Dimensioni</b>	
Azim. asse med.	0 °	Distanza eliostati 5.50 m	
		Larghezza collettori 2.39 m	
		Fattore occupazione (GCR) 43.4 %	
		Phi min / max -/+ 55.0 °	
		<b>Strategia Backtracking</b>	
		Phi limits for BT -/+ 64.1 °	
		Distanza tavole backtracking 5.50 m	
		Larghezza backtracking 2.39 m	
<b>Modelli utilizzati</b>		<b>Ombre vicine</b>	
Trasposizione	Perez	Ombre lineari : Veloce (tavola)	
Diffuso	Importato	Ombreggiamento diffuso Automatico	
Circumsolare	separare	<b>Bisogni dell'utente</b>	
<b>Orizzonte</b>		Carico illimitato (rete)	
Orizzonte libero			

**Caratteristiche campo FV**

<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	Jollywood	Costruttore	Ingeteam
Modello	JW-HD132N-700(Full Frame 210)	Modello	Ingecon Sun 1170TL B450 IP54 H1000
(Definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	700 Wp	Potenza nom. unit.	1052 kWac
Numero di moduli FV	3248 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	2274 kWp	Potenza totale	2104 kWac
<b>Campo #1 - Area 1</b>		<b>Campo #2 - Area 2</b>	
Numero di moduli FV	1736 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1215 kWp	Potenza totale	1052 kWac
Moduli	62 Stringhe x 28 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		<b>In cond. di funz. (50°C)</b>	
Pmpp	1119 kWp	Voltaggio di funzionamento	645-1300 V
U mpp	1005 V	Potenza max. (=>30°C)	1169 kWac
I mpp	1114 A	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
<b>Campo #3 - Area 3</b>		<b>Campo #4 - Area 4</b>	
Numero di moduli FV	1512 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1058 kWp	Potenza totale	1052 kWac
Moduli	54 Stringhe x 28 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		<b>In cond. di funz. (50°C)</b>	
Pmpp	974 kWp	Voltaggio di funzionamento	645-1300 V
U mpp	1005 V	Potenza max. (=>30°C)	1169 kWac
I mpp	970 A	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.01



**Caratteristiche campo FV**

<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	Jollywood	Costruttore	Ingeteam
Modello	JW-HD132N-700(Full Frame 210)	Modello	Ingecon Sun 3825TL C630
(Definizione customizzata dei parametri)		(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	700 Wp	Potenza nom. unit.	3001 kWac
Numero di moduli FV	46760 unità	Numero di inverter	9 unità
Nominale (STC)	32.73 MWc	Potenza totale	27009 kWac
<b>Campo #2 - Area 2</b>		<b>Campo #4 - Area 4</b>	
Numero di moduli FV	30156 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	21.11 MWc	Potenza totale	18006 kWac
Moduli	1077 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	895-1300 V
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Potenza max. (=>30°C)	3492 kWac
Pmpp	19.43 MWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1005 V		
I mpp	19345 A		
<b>Campo #5 - Area 5</b>		<b>Inverter</b>	
Numero di moduli FV	16604 unità	Costruttore	Ingeteam
Nominale (STC)	11.62 MWc	Modello	Ingecon Sun 3825TL C600
Moduli	593 Stringhe x 28 In serie	(Definizione customizzata dei parametri)	
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Potenza nom. unit.	2858 kWac
Pmpp	10.70 MWc	Numero di inverter	2 unità
U mpp	1005 V	Potenza totale	5716 kWac
I mpp	10651 A	Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
<b>Potenza PV totale</b>		Potenza max. (=>30°C)	3492 kWac
Nominale (STC)	41552 kWp	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.15
Totale	59360 moduli	<b>Potenza totale inverter</b>	
Superficie modulo	184393 m²	Potenza totale	34829 kWac
Superficie cella	180060 m²	Potenza max.	40750 kWac
		Numero di inverter	13 unità
		Rapporto Pnom	1.19

**Perdite campo**

<b>Perdite per sporco campo</b>		<b>Fatt. di perdita termica</b>		<b>LID - Light Induced Degradation</b>	
Fraz. perdite	1.5 %	Temperatura modulo secondo irraggiamento		Fraz. perdite	2.0 %
		Uc (cost)	29.0 W/m²K		
		Uv (vento)	0.0 W/m²K/m/s		
<b>Perdita di qualità moduli</b>		<b>Perdite per mismatch del modulo</b>		<b>Perdita disadattamento Stringhe</b>	
Fraz. perdite	-1.3 %	Fraz. perdite	2.0 % a MPP	Fraz. perdite	0.2 %



## PVsyst V7.4.2

VC0, Simulato su  
05/09/23 12:52  
con v7.4.2

STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)

## Perdite campo

## Fattore di perdita IAM

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

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.960	0.930	0.850	0.000

## Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.43 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

## Campo #1 - Area 1

Res. globale campo 15 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

## Campo #3 - Area 3

Res. globale campo 17 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

## Campo #5 - Area 5

Res. globale campo 2.8 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

## Campo #2 - Area 2

Res. globale campo 0.85 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

## Campo #4 - Area 4

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

## Perdite sistema

## indisponibilità del sistema

frazione di tempo 1.5 %  
5.5 giorni,  
3 periodi

## Perdite cablaggio AC

## Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 450 Vac tri  
Fraz. perdite 0.13 % a STC

## Inverter: Ingecon Sun 1170TL B450 IP54 H1000, Ingecon Sun 3825TL C630, Ingecon Sun 3825TL C600

Sezione cavi (7 Inv.) All 7 x 3 x 1500 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza media dei cavi 9 m

## Inverter: Ingecon Sun 3825TL C630

Sezione cavi (6 Inv.) All 6 x 3 x 3000 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza media dei cavi 10 m

## Linea MV fino al trasfo HV

Vtaggio MV 36 kV  
Media ciascun inverter  
Conduttori All 3 x 700 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 180 m  
Fraz. perdite 0.01 % a STC

## Linea HV fino al punto di immissione

Linea vtaggio HV 36 kV  
Conduttori All 3 x 700 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 3753 m  
Fraz. perdite 0.53 % a STC



**Perdite AC nei trasformatori**

**Trafo MV**

Media tensione 36 kV

**One transfo parameters**

Potenza nominale a STC 8.16 MVA

Iron Loss ( Connessione 24/24) 0.98 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.01 % a STC

Perdite a carico 0.00 kVA

Frazione di perdite a carico 0.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.00 mΩ

**Perdite di operazione in STC (sistema intero)**

Nb. identical MV transfos 5

Potenza nominale a STC 40.81 MVA

Perdite a vuoto (Connessione 24/24) 4.90 kVA

Perdite a carico 0.00 kVA

**trasfo HV**

Tensione rete 36 kV

**Trasformatore da schede tecniche**

Potenza nominale 42000 kVA

Iron Loss ( Connessione 24/24) 1.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.00 % Del PNom

Perdite a carico 1.00 kVA

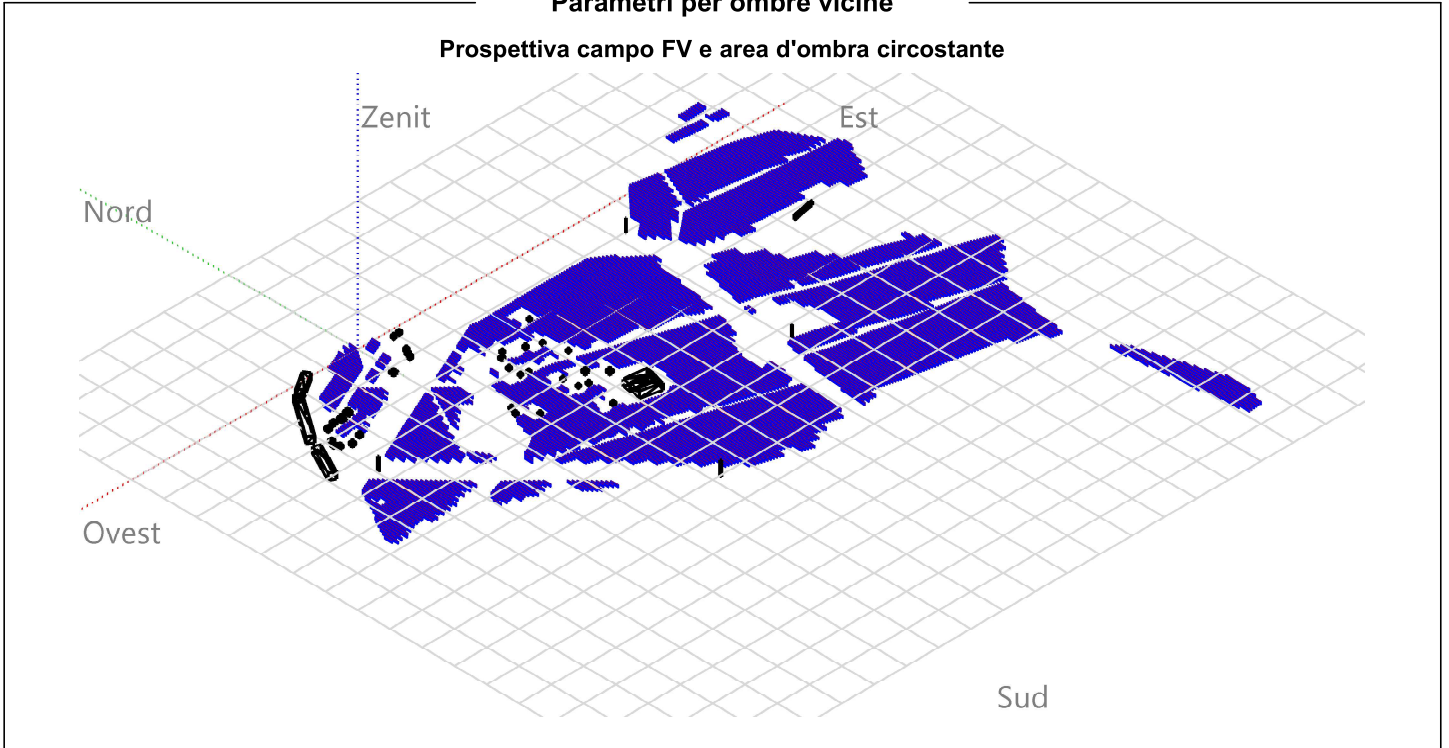
Frazione di perdite a carico 0.00 % a PNom

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.73 mΩ



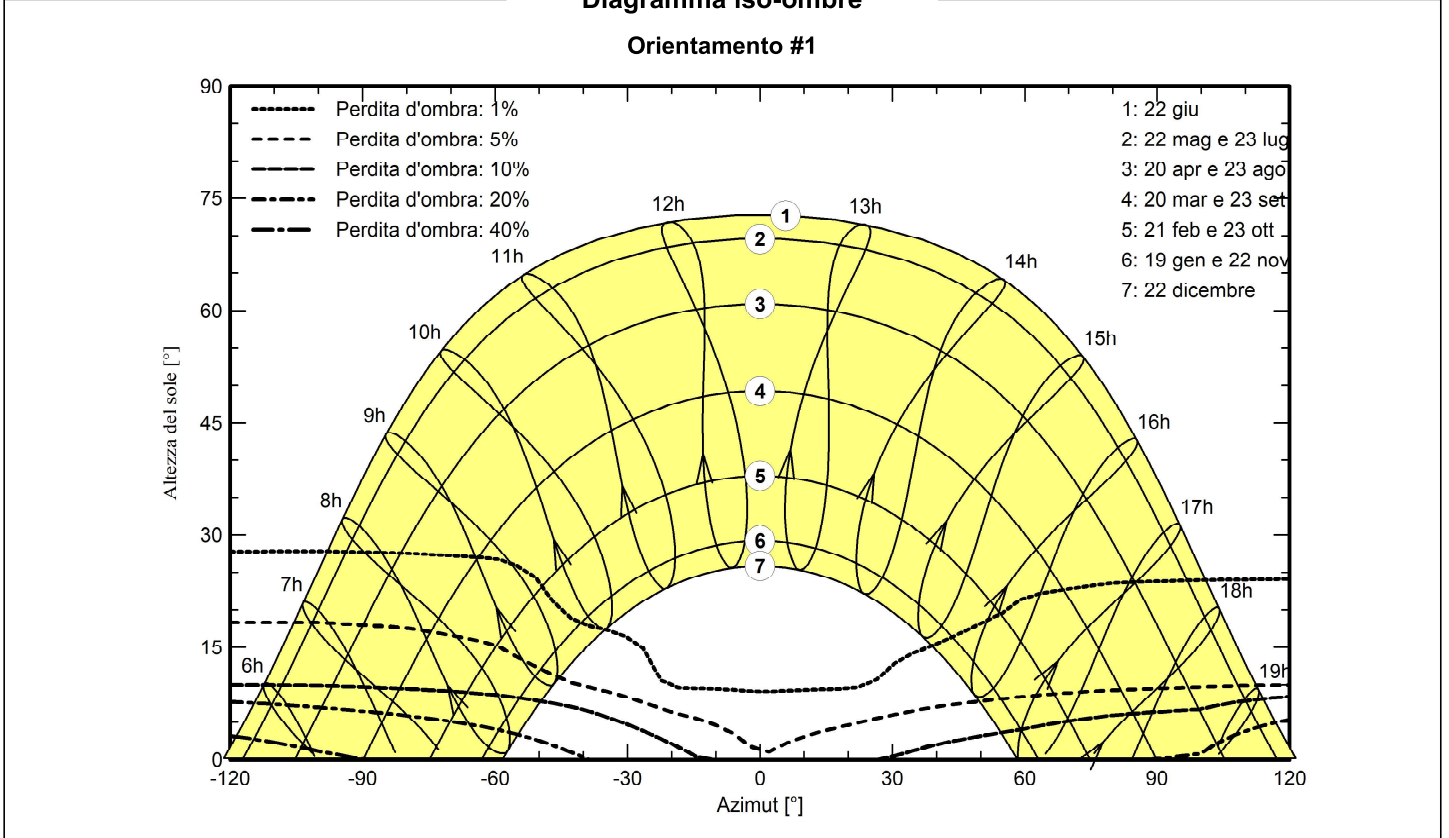
### Parametri per ombre vicine

#### Prospettiva campo PV e area d'ombra circostante



### Diagramma iso-ombre

#### Orientamento #1



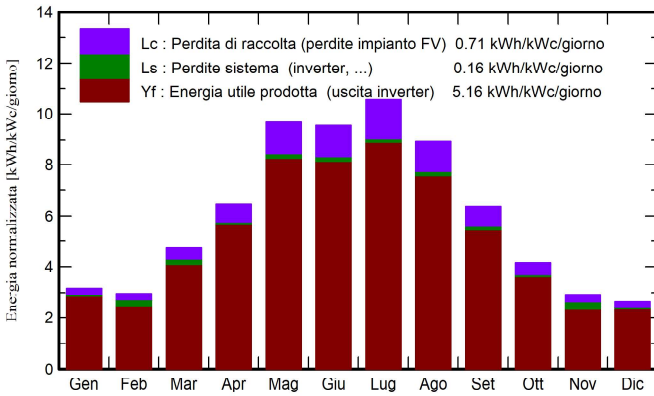


**Risultati principali**

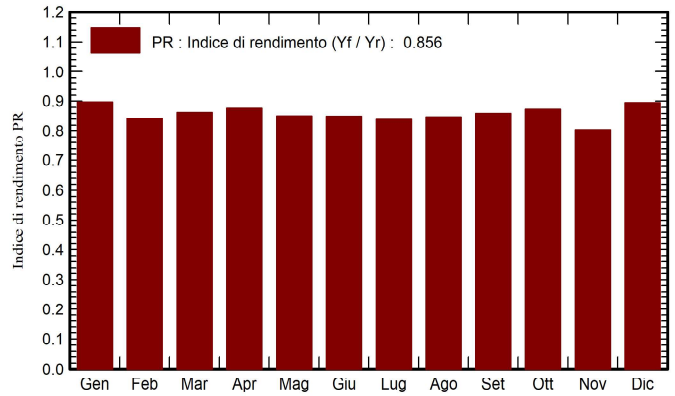
**Produzione sistema**

Energia prodotta (P50) 78312.68 MWh/anno      Prod. Specif. (P50)      1885 kWh/kWp/anno      Indice rendimento PR      85.56 %  
 Energia prodotta (P90) 75074.51 MWh/anno      Prod. Specif. (P90)      1807 kWh/kWp/anno  
 Energia prodotta (P75) 76610.20 MWh/anno      Prod. Specif. (P75)      1844 kWh/kWp/anno

**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>	70.0	27.87	10.42	98.1	93.5	3737	3657	0.898
<b>Febbraio</b>	65.4	40.14	7.60	82.7	78.5	3165	2897	0.843
<b>Marzo</b>	113.3	54.24	9.72	147.2	141.1	5578	5278	0.863
<b>Aprile</b>	149.9	59.98	12.12	193.8	187.2	7216	7058	0.877
<b>Maggio</b>	229.1	65.81	18.87	300.2	290.5	10853	10620	0.851
<b>Giugno</b>	222.9	68.69	20.24	286.9	277.6	10355	10135	0.850
<b>Luglio</b>	248.9	61.36	23.27	327.7	317.3	11674	11428	0.839
<b>Agosto</b>	209.2	59.76	22.59	277.5	268.2	9987	9777	0.848
<b>Settembre</b>	142.9	52.37	20.81	191.1	184.1	6968	6824	0.860
<b>Ottobre</b>	98.5	45.56	16.54	128.8	123.1	4778	4677	0.874
<b>Novembre</b>	65.4	32.44	13.59	87.5	83.3	3290	2925	0.805
<b>Dicembre</b>	59.1	27.95	10.29	81.6	77.5	3102	3036	0.896
<b>Anno</b>	1674.7	596.18	15.56	2202.8	2121.9	80704	78313	0.856

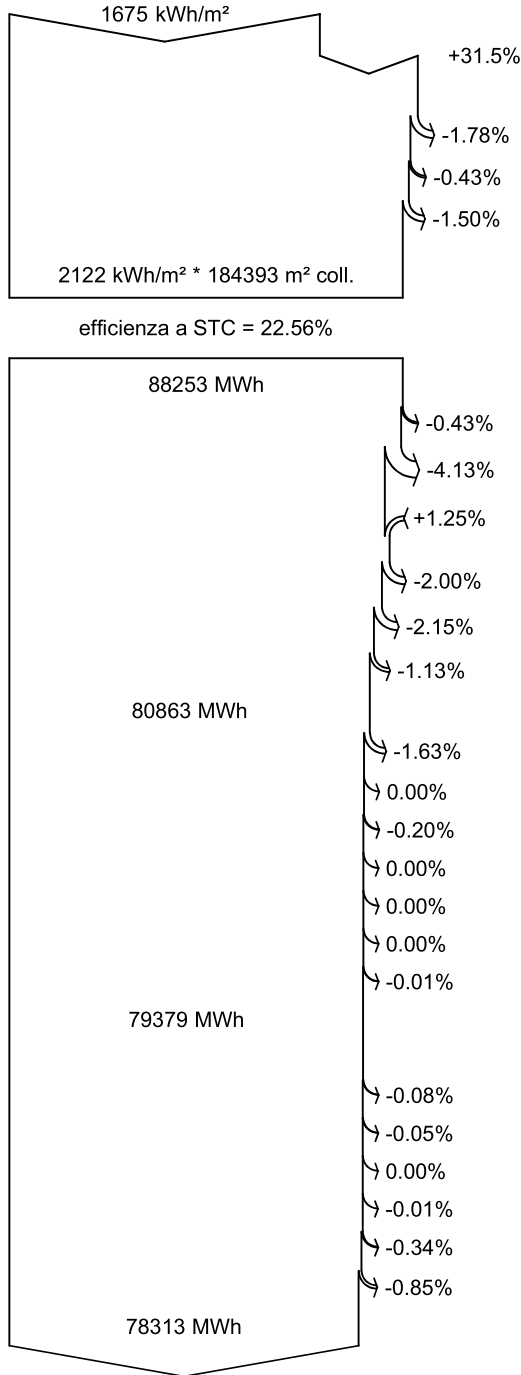
**Legenda**

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		





**Diagramma perdite**



**Irraggiamento orizzontale globale**

**Globale incidente piano coll.**

- 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**

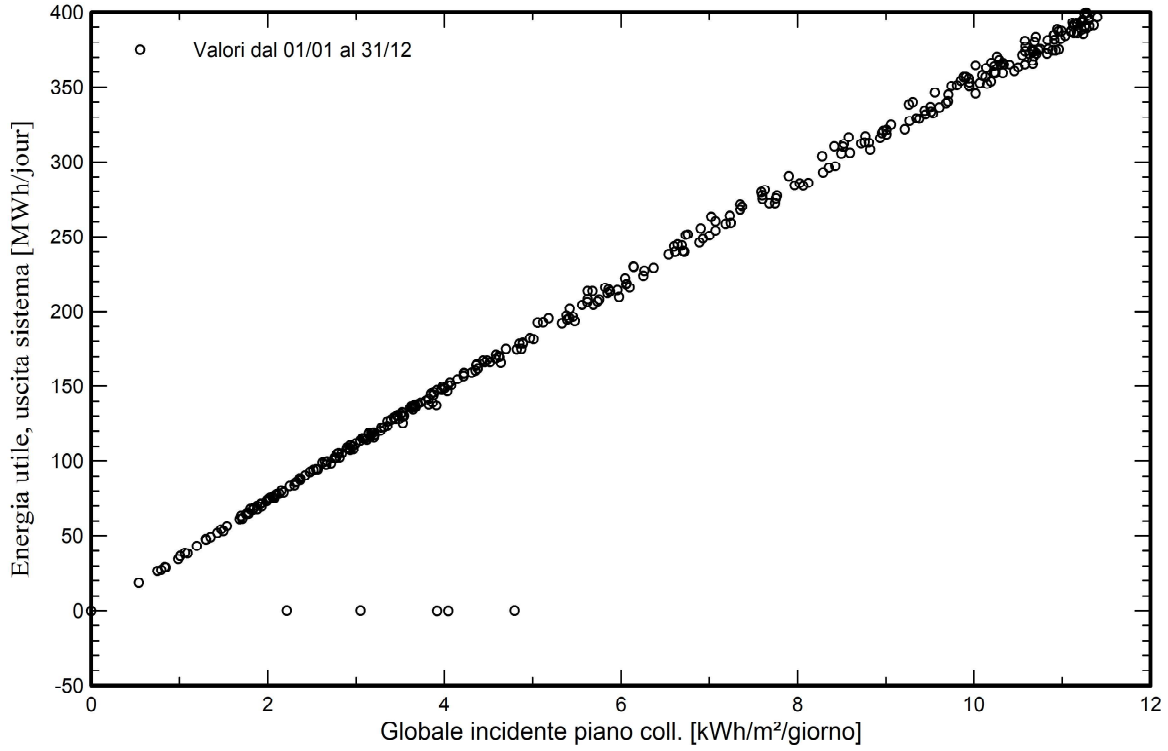
- Perdite ohmiche AC
- Perdita del trasfo Medio Voltaggio
- Perdita ohmmica sulla linea MV
- Perdita del trasfo Alto Voltaggio
- Perdita ohmmica sulla linea HV
- Indisponibilità del sistema

**Energia immessa in rete**



Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

