



# REGIONE BASILICATA

Proponente



**Powertis S.A.U**  
Calle Principe de Vergara, 43  
Planta 6 oficina 1  
28001, Madrid, España  
info@powertis.com

**Powertis S.R.L.**  
Powertis S.A.U. socio unico di Powertis S.R.L.  
Via Venti Settembre 1  
00187, Roma, Italia  
C.F. e P.IVA: 15448121002  
info@powertis.com

## IMPIANTO AGRIVOLTAICO FORESTELLA CARRETTA E OPERE CONNESSE POTENZA IMPIANTO 20,00 MWp COMUNE DI VENOSA (PZ) e COMUNE DI MONTEMILONE (PZ)

## RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Progettazione



**Studio Margiotta Associati**  
Via Vaccaro, 36  
85100 POTENZA (PZ) - ITALY  
Tel. 097137512  
Pec: donata.margiotta@archiworldpec.it  
Arch. Donata M. R. MARGIOTTA

### PROGETTO DEFINITIVO

<b>COD. PROGETTO</b>	<b>21IT1496</b>	<b>COD ELABORATO</b>	scala
<b>COD. FILE</b>	<b>21IT1496-A.5</b>	<b>A.5</b>	-

00	Nov 2021	Progetto Definitivo	Tolve	Margiotta	POWERIS
REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

		CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 2 di/of 13

# INDICE

- 1 DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI ..... 3
- 2 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO ..... 4
  - 2.1 SITO DI INSTALLAZIONE ..... 4
  - 2.2 POTENZA TOTALE..... 5
  - 2.3 DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE..... 5
  - 2.4 SISTEMI DI ORIENTAMENTO ..... 6
  - 2.5 PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA..... 6
- 3 CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI..... 13


		CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 3 di/of 13

## 1 DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

La presente relazione concerne la realizzazione di si riferisce all'impianto agrivoltaico, denominato "Forestella Carretta", della potenza nominale di 19,96 MWp che la società Ambra Solare 23, partecipata al 100% da Powertis S.r.l, intende realizzare nel territorio del Comune di Venosa (PZ) e nel territorio del Comune di Montemilone (PZ) in Località "Masseria Forestella Carretta".



Figura 1-1: Localizzazione dell'area di impianto

		CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 4 di/of 13

Le scelte architettoniche relative al progetto sono state dettagliate nell'elaborato *A.6 Relazione tecnica opere architettoniche*, che è parte integrante del progetto.

## 2 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

### 2.1 SITO DI INSTALLAZIONE

L'impianto agrivoltaico di progetto ricade in parte nel territorio comunale di Venosa (PZ) e in parte nel territorio comunale di Montemilone (PZ) e si estende per circa 22,7 ha di cui 13,4 ha nel Comune di Venosa (PZ) e 9,3 ha nel Comune di Montemilone (PZ).

L'impianto, inoltre, si divide in due zone:

- La zona 1 si estende per circa 6,9 ha nel Comune di Venosa (PZ) e circa 9,3 ha nel Comune di Montemilone (PZ);
- La zona 2 si estende per circa 6,5 ha nel Comune di Venosa (PZ).

Le coordinate topografiche di localizzazione del sito sono le seguenti:

Zona 1:

- Latitudine 41°03'24.7" N
- Longitudine 15°53'50.0" E

Zona 2:



- Latitudine 41°03'06.6" N
- Longitudine 15°54'06.7" E

Il cavidotto esterno di connessione si sviluppa parte nel territorio di Venosa (PZ) per circa 5,9 Km e parte nel territorio di Montemilone (PZ) per circa 1,6 Km per la parte interrata e per circa 445 m nel territorio di Montemilone (PZ) per la parte in aereo.

Il punto di connessione è ubicato all'interno della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV che si intende realizzare in agro di Montemilone (PZ) al fine di consentire la connessione alla RTN di alcuni impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, previsti nei comuni di Montemilone (PZ) e limitrofi.

Nella tabella di seguito sono riassunte tutte le particelle catastali interessate dall'intervento.

COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA
Venosa	3	7
Venosa	3	100
Venosa	3	152
Venosa	3	155
Venosa	3	182
Venosa	3	184
Venosa	3	185
Montemilone	3	67
Montemilone	3	107
Montemilone	3	109
Montemilone	3	112
Montemilone	3	128

		CODE:
		21IT1496-A.5
		PAGINA:
		5 di/of 13

Montemilone	3	157
Montemilone	3	173
Montemilone	3	175
Montemilone	3	177
Montemilone	3	179
Montemilone	3	70
Montemilone	3	82
Montemilone	11	1
Montemilone	11	33
Montemilone	11	34
Montemilone	11	49
Montemilone	11	50
Montemilone	11	136

## 2.2 POTENZA TOTALE

L'impianto sviluppa una potenza nominale complessiva pari a 19,96 MW, data dalla somma dei 30240 moduli in silicio monocristallino monofacciale della potenza nominale di 660 Wp, suddivisi in 1008 stringhe da 30 moduli cadauna. L'impianto sarà inoltre suddiviso in 4 sottocampi:

- Campo n.1: 240 stringhe e 7200 moduli;
- Campo n.2: 288 stringhe e 8640 moduli;
- Campo n.3: 156 stringhe e 4680 moduli;
- Campo n.4: 324 stringhe e 9720 moduli.

## 2.3 DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE

I dati di irraggiamento sono stati estrapolati dal database Meteonorm, nel quale sono raccolte le informazioni meteorologiche e le procedure di calcolo, con riferimento ad ogni località del mondo.

I dati registrati per il progetto in esame sono tabellati di seguito:

	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	57.0	27.00	6.90	69.3	66.0	1307	1259	0.911
Febbraio	74.0	33.00	7.30	91.0	86.8	1716	1657	0.912
Marzo	120.0	51.00	10.00	146.4	140.3	2721	2624	0.898
Aprile	160.0	65.00	13.30	182.5	174.9	3325	3204	0.879
Maggio	191.0	79.00	16.30	232.2	222.8	4122	3988	0.858
Giugno	206.0	78.00	22.90	252.2	242.6	4391	4222	0.839
Luglio	223.0	72.00	25.50	278.5	268.8	4770	4584	0.831
Agosto	197.0	67.00	25.30	245.9	236.8	4256	4091	0.834
Settembre	135.0	57.00	20.40	165.7	158.8	2938	2831	0.856
Ottobre	99.0	44.00	16.20	120.5	115.1	2183	2104	0.874
Novembre	62.0	29.00	11.60	78.6	72.8	1419	1369	0.896
Dicembre	51.0	24.00	7.80	62.5	59.4	1177	1134	0.908
Anno	1565.0	626.00	15.51	1921.3	1842.8	34324	33044	0.862

### 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

		CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 6 di/of 13

## 2.4 SISTEMI DI ORIENTAMENTO

I moduli fotovoltaici sono montati su strutture dedicate orientabili monoassiali ad inseguimento solare dette tracker, che orienta i moduli in direzione Est-Ovest, garantendo un aumento della producibilità di oltre il 30%, aventi asse principale posizionato nella direzione Nord-Sud e caratterizzate da un angolo di rotazione pari a +60° e a -60°.

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, perché il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

L'algoritmo di backtracking che comanda i motori elettrici consente ai moduli fotovoltaici di seguire automaticamente il movimento del sole durante tutto il giorno, arrivando a catturare il 15-20% in più di irraggiamento solare rispetto ad un sistema con inclinazione fissa.

## 2.5 PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA

Il criterio utilizzato nella scelta dell'esposizione è quello di massimizzare la quantità di energia solare raccolta su base annua. I dati di producibilità dell'impianto sono stati simulati per mezzo del software dedicato PV syst V7.2.8.

L'energia totale annua prodotta è pari a 33044000 kWh.

Nel seguente documento sono riportati i risultati della simulazione.

Sommaro del progetto			
<b>Luogo geografico</b>	<b>Ubicazione</b>	<b>Parametri progetto</b>	
Forestella_Carretta_Montemilone Italia	Latitudine 41.05 °N Longitudine 15.90 °E Altitudine 330 m Fuso orario UTC+1	Albedo	0.22
<b>Dati meteo</b>	Forestella_Carretta_Montemilone SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Sintético		

Sommaro del sistema			
<b>Sistema connesso in rete</b>	<b>Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento</b>		
<b>Orientamento campo FV</b> Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut 0 °	<b>Ombre vicine</b> Secondo le stringhe Effetto elettrico 100 %	<b>Bisogni dell'utente</b> Carico illimitato (rete)	
<b>Informazione sistema</b>	<b>Inverter</b>		
<b>Campo FV</b>	Numero di moduli 30240 unità Pnom totale 19.96 MWc	Numero di unità 84 unità Pnom totale 16.80 MWac Rapporto Pnom 1.188	

Sommaro dei risultati				
Energia prodotta	33044 MWh/anno	Prod. Specif.	1656 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR 86.17 %



CODE:  
21IT1496-A.5

PAGINA:  
7 di/of 13

### Parametri principali

Sistema connesso in rete	Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento	
<b>Orientamento campo FV</b> Orientamento Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut 0 °	<b>Strategia Backtracking</b> N. di eliostati 45 unità Campo (array) singolo <b>Dimensioni</b> Distanza eliostati 8.00 m Larghezza collettori 4.79 m Fattore occupazione (GCR) 59.9 % Phi min / max +/- 55.0 ° <b>Angolo limite indetreggiamento</b> Limiti phi +/- 53.1 °	<b>Modelli utilizzati</b> Trasposizione Perez Diffuso Perez, Meteonorm Circumsolare separare
<b>Orizzonte</b> Orizzonte libero	<b>Ombre vicine</b> Secondo le stringhe Effetto elettrico 100 %	<b>Bisogni dell'utente</b> Carico illimitato (rete)

### Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore Canadian Solar Inc.		Costruttore Huawei Technologies	
Modello CS7N-680MS 1500V (definizione customizzata dei parametri)		Modello SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126 (definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit. 660 Wp		Potenza nom. unit. 200 kWac	
Numero di moduli FV 30240 unità		Numero di inverter 84 unità	
Nominale (STC) 19.96 MWc		Potenza totale 16800 kWac	
<b>Campo #1 - Conjunto FV</b>		Numero di inverter 20 units	
Numero di moduli FV 7200 unità		Potenza totale 4000 kWac	
Nominale (STC) 4752 kWc		Voltaggio di funzionamento 500-1510 V	
Moduli 240 Stringhe x 30 In serie		Potenza max. (=>33°C) 215 kWac	
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19	
Pmpp 4336 kWc			
U mpp 1021 V			
I mpp 4245 A			
<b>Campo #2 - Sub-array #2</b>		Numero di inverter 24 units	
Numero di moduli FV 8640 unità		Potenza totale 4800 kWac	
Nominale (STC) 5702 kWc		Voltaggio di funzionamento 500-1510 V	
Moduli 288 Stringhe x 30 In serie		Potenza max. (=>33°C) 215 kWac	
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19	
Pmpp 5203 kWc			
U mpp 1021 V			
I mpp 5094 A			
<b>Campo #3 - Sub-array #3</b>		Numero di inverter 13 units	
Numero di moduli FV 4680 unità		Potenza totale 2600 kWac	
Nominale (STC) 3089 kWc		Voltaggio di funzionamento 500-1510 V	
Moduli 156 Stringhe x 30 In serie		Potenza max. (=>33°C) 215 kWac	
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19	
Pmpp 2818 kWc			
U mpp 1021 V			
I mpp 2759 A			

### Caratteristiche campo FV

<b>Campo #4 - Sub-array #4</b>		Numero di inverter 27 units	
Numero di moduli FV 9720 unità		Potenza totale 5400 kWac	
Nominale (STC) 6415 kWc		Voltaggio di funzionamento 500-1510 V	
Moduli 324 Stringhe x 30 In serie		Potenza max. (=>33°C) 215 kWac	
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19	
Pmpp 5854 kWc			
U mpp 1021 V			
I mpp 5731 A			
<b>Potenza PV totale</b>		<b>Potenza totale inverter</b>	
Nominale (STC) 19958 kWp		Potenza totale 16800 kWac	
Totale 30240 moduli		N. di inverter 84 unità	
Superficie modulo 94080 m²		Rapporto Pnom 1.19	



CODE:  
21IT1496-A.5

PAGINA:  
8 di/of 13

#### Perdite campo

**Perdite per sporco campo**  
Fraz. perdite 1.5 %

**Fatt. di perdita termica**  
Temperatura modulo secondo irraggiamento  
U<sub>o</sub> (cost) 29.0 W/m<sup>2</sup>K  
U<sub>v</sub> (vento) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**LID - Light Induced Degradation**  
Fraz. perdite 1.5 %

**Perdita di qualità moduli**  
Fraz. perdite -0.4 %

**Perdite per mismatch del modulo**  
Fraz. perdite 0.7 % a MPP

**Perdita disadattamento Stringhe**  
Fraz. perdite 0.1 %

#### Fattore di perdita IAM

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

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.980	0.920	0.840	0.720	0.000

#### Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.63 mΩ  
Fraz. perdite 1.0 % a STC

#### Campo #1 - Conjunto FV

Res. globale campo 2.7 mΩ  
Fraz. perdite 1.0 % a STC

#### Campo #2 - Sub-array #2

Res. globale campo 2.2 mΩ  
Fraz. perdite 1.0 % a STC

#### Campo #3 - Sub-array #3

Res. globale campo 4.1 mΩ  
Fraz. perdite 1.0 % a STC

#### Campo #4 - Sub-array #4

Res. globale campo 2.0 mΩ  
Fraz. perdite 1.0 % a STC

#### Perdite sistema

#### Perdite ausiliarie

Proporzionali alla potenza 3.0 W/kW  
0.0 kW dalla soglia di potenza

#### Perdite cablaggio AC

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

Tensione inverter 800 Vac tri  
Fraz. perdite 1.50 % a STC  
Inverter: SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126  
Sezione cavi (84 Inv.) Rame 84 x 3 x 150 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza media dei cavi 328 m

#### Perdite AC nei trasformatori

#### Trafo MV

Tensione rete 20 kV

#### Perdite di operazione in STC

Potenza nominale a STC 19589 kVA  
Perdita ferro (Connessione 24/24) 4.90 kW/Inv.  
Fraz. perdite 0.10 % a STC  
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.31 mΩ/Inv.  
Fraz. perdite 1.00 % a STC





CODE:  
21IT1496-A.5

PAGINA:  
9 di/of 13

Parametri per ombre vicine  
Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

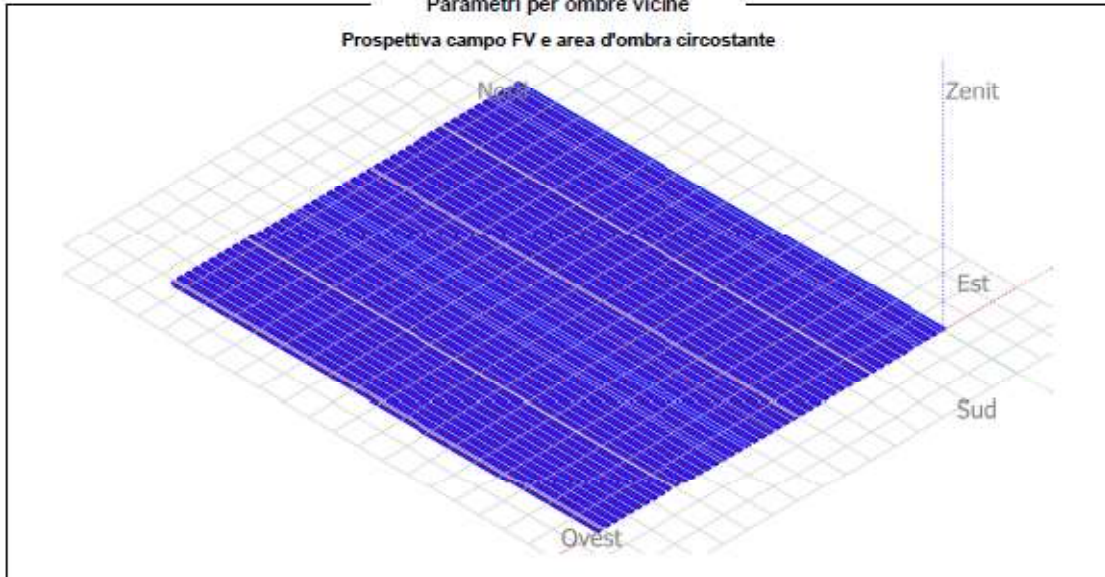
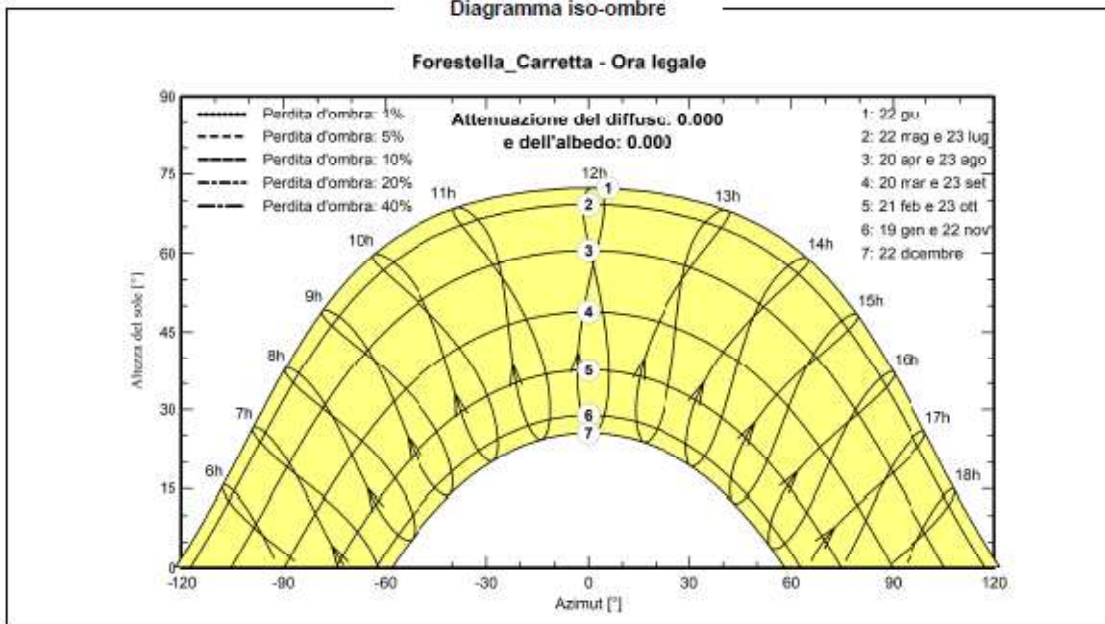


Diagramma iso-ombre





CODE:  
21IT1496-A.5

PAGINA:  
10 di/of 13

### Risultati principali

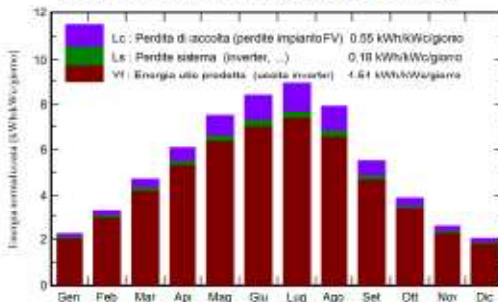
**Produzione sistema**  
Energia prodotta

33044 MWh/anno

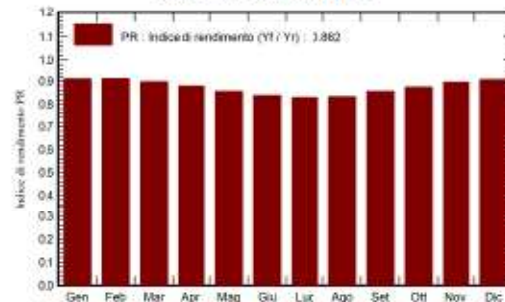
Prod. Specif.  
Indice di rendimento PR

1656 kWh/kWc/anno  
86.17 %

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	57.0	27.00	6.90	69.3	66.0	1307	1259	0.911
Febbraio	74.0	33.00	7.30	91.0	86.8	1716	1657	0.912
Marzo	120.0	51.00	10.00	146.4	140.3	2721	2624	0.898
Aprile	150.0	65.00	13.30	182.5	174.9	3325	3204	0.879
Maggio	191.0	79.00	18.30	232.2	222.8	4122	3966	0.856
Giugno	206.0	78.00	22.90	252.2	242.6	4391	4222	0.839
Luglio	223.0	72.00	25.50	276.5	266.6	4770	4584	0.831
Agosto	197.0	67.00	25.30	245.9	236.8	4256	4091	0.834
Settembre	135.0	57.00	20.40	165.7	158.8	2938	2831	0.856
Ottobre	99.0	44.00	16.20	120.5	115.1	2183	2104	0.874
Novembre	62.0	29.00	11.60	76.6	72.8	1419	1369	0.896
Dicembre	51.0	24.00	7.80	62.5	59.4	1177	1134	0.908
Anno	1565.0	626.00	15.51	1921.3	1842.8	34324	33044	0.862

#### 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

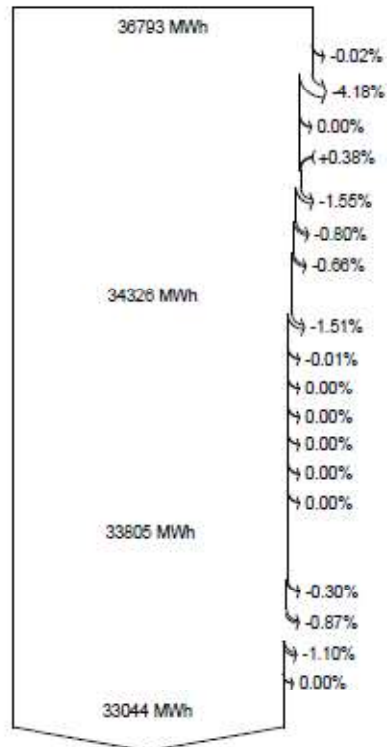
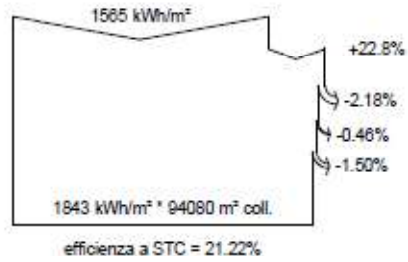
EArray Energia effettiva in uscita campo  
E\_Grid Energia immessa in rete  
PR Indice di rendimento



CODE:  
21IT1496-A.5

PAGINA:  
11 di/of 13

### 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  
ombreggiamento: perdita elettrica sec. le stringhe  
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 P<sub>max</sub>  
Perdita inverte a causa massima corrente in ingresso  
Perdita inverter per superamento V<sub>max</sub>  
Perdita inverter per non raggiungimento P<sub>min</sub>  
Perdita inverter per non raggiungimento V<sub>min</sub>

Consumi notturni  
Energia in uscita inverter

Auxiliari (ventilatori, altro...)  
Perdite ohmiche AC  
Perdita del trasfo Medio Voltaggio  
Perdita ohmmica sulla linea MV  
Energia immessa in rete

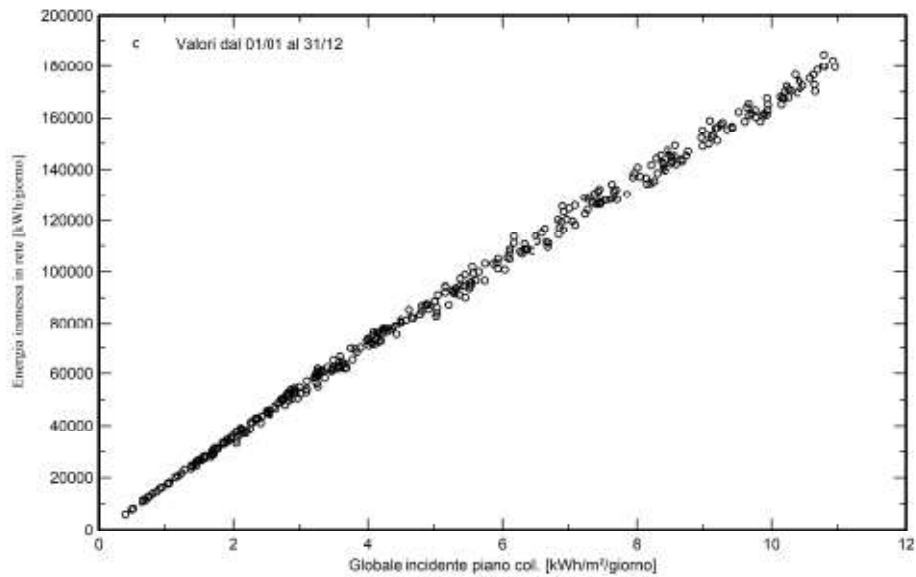


CODE:  
21IT1496-A.5

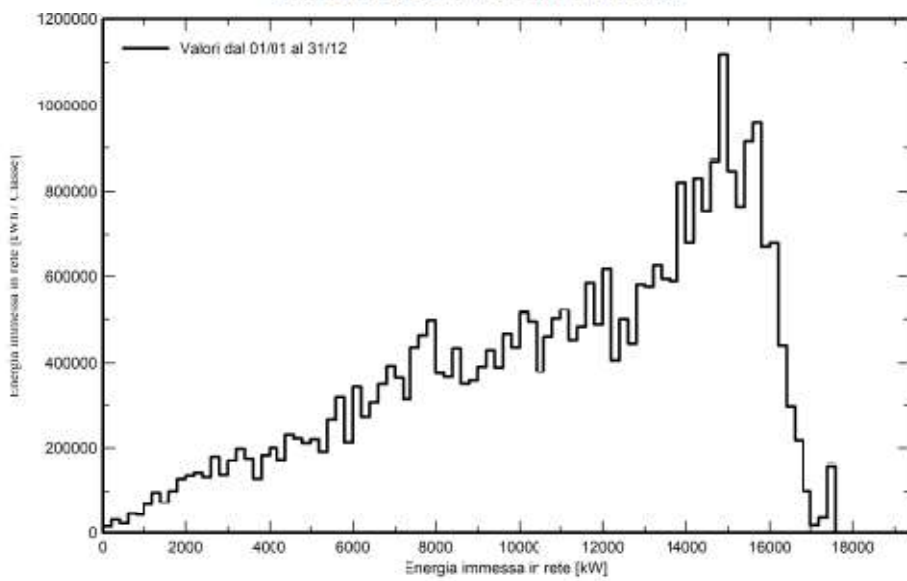
PAGINA:  
12 di/of 13

### Grafici speciali

#### Daily Input/Output diagram



#### Distribución de potencia de salida del sistema



		CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 13 di/of 13

### 3 CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI

L'impianto agrivoltaico in oggetto deve essere verificato nei riguardi della fulminazione sia diretta che indiretta tramite una valutazione dei rischi.

Le normative di riferimento relative alla protezione da scariche atmosferiche sono:

- CEI 81-29 "Linee guida per l'applicazione delle norme CEI EN 62305"
- CEI EN 62305-1: "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali";
- CEI EN 62305-2: "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
- CEI EN 62305-3: "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
- CEI EN 62305-4: "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
- CEI 81-3: "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico".

Per valutare la sicurezza nei riguardi delle scariche atmosferiche è necessario determinare il *rischio di fulminazione*  $R_1$  e il *rischio di fulminazione tollerabile*  $R_T$  (valore di rischio che può essere tollerato per la struttura).

Se  $R_1 < R_T$  allora la struttura si considera "auto-protetta", quindi non risulta necessario prevedere sistemi di protezione contro i fulmini.

Se  $R_1 > R_T$  allora sarà necessario adottare idonee misure di protezione contro i fulmini.

Per quanto riguarda la *fulminazione diretta* è prevista la realizzazione di una maglia di terra che costituisce un'efficace protezione contro i fulmini. I supporti dei moduli devono essere collegati tra loro con l'impianto di messa a terra. I pali infissi delle strutture di supporto fungono da dispersori.

La struttura, al momento, può considerarsi auto-protetta e si rimanda la valutazione alla fase esecutiva del progetto dove si avranno i dati necessari alla determinazione degli  $R_1$ .

Per quanto riguarda la *fulminazione indiretta* risulta necessario prevedere dei sistemi di protezione per i disturbi di carattere elettromagnetico e le tensioni indotte provocate dalla caduta di un fulmine in prossimità dell'impianto.

In particolare gli inverter sono già dotati di un sistema di protezione da sovratensioni; si prevede di integrare tale protezione con l'installazione di SPD (Surge Protective Device) quali scaricatori di sovratensione.

Si prevede, inoltre, l'installazione di scaricatori di sovratensione all'interno di tutti i quadri in bassa tensione e sul lato media tensione del trasformatore.

**È possibile affermare, in seguito alla valutazione effettuata, che la struttura risulta protetta contro le fulminazioni.**