



# 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 LAVALLE E OPERE CONNESSE POTENZA IMPIANTO 20,00 MWp COMUNE DI VENOSA (PZ) 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
<b>REV.</b>	<b>DATA</b>	<b>DESCRIZIONE</b>	<b>ESEGUITO</b>	<b>VERIFICATO</b>	<b>APPROVATO</b>

		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..... 4
  - 2.3 DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE..... 5
  - 2.4 SISTEMI DI ORIENTAMENTO ..... 5
  - 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 Lavallo", della potenza nominale di 19,96 MWp che la società Ambra Solare 19, partecipata al 100% da Powertis S.r.l, intende realizzare nel territorio del Comune di Venosa (PZ) in Località "Masseria Forestella Lavallo".

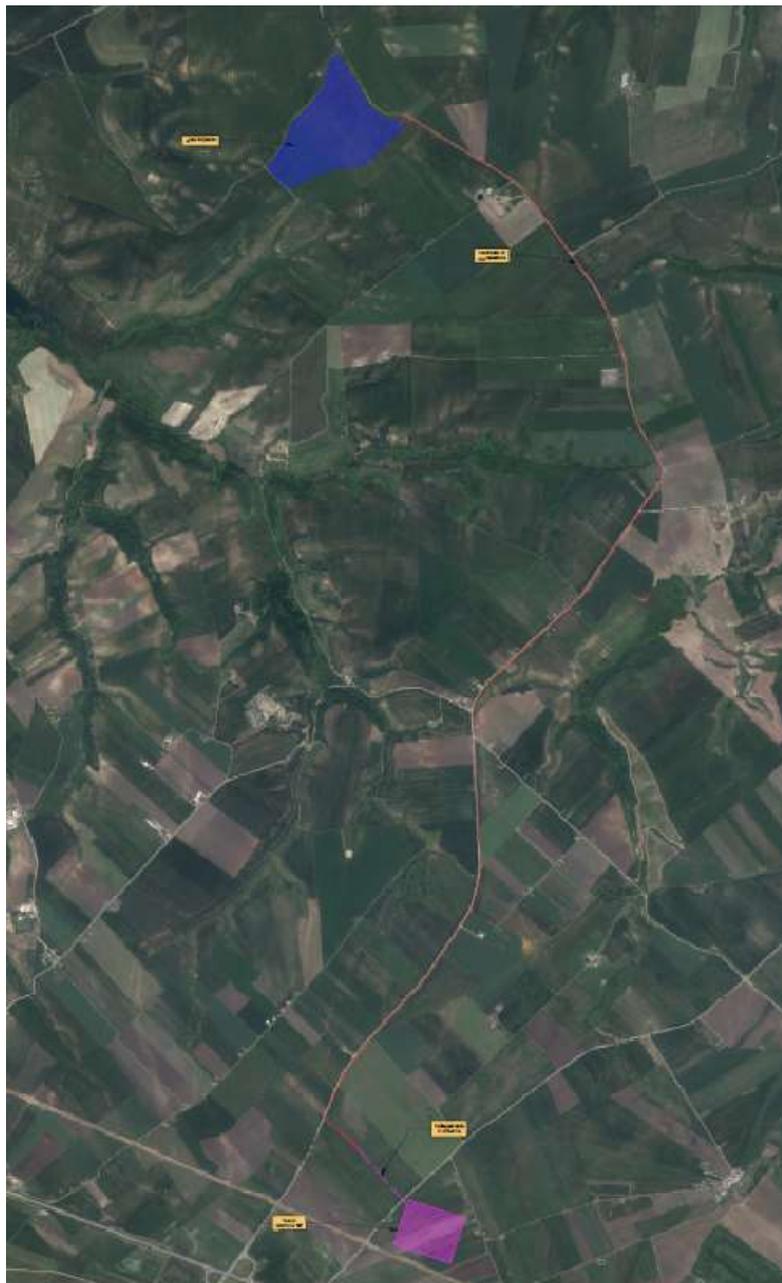


Figura 1-1: Localizzazione dell'area di impianto

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

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

## 2 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

### 2.1 SITO DI INSTALLAZIONE

L'impianto agrivoltaico di progetto ricade nel territorio comunale di Venosa (PZ) e si estende per circa 25,3 ha.

Le coordinate topografiche di localizzazione del sito sono le seguenti:

- Latitudine 41°3'6.57" N
- Longitudine 15°53'42.10" E

Il cavidotto esterno di connessione si sviluppa parte nel territorio di Venosa (PZ) per circa 5,65 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	31
Venosa	3	104
Venosa	3	107
Venosa	3	109
Venosa	3	112
Montemilone	3	67
Montemilone	3	70
Montemilone	3	82
Montemilone	3	157
Montemilone	3	179
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: 300 stringhe e 9000 moduli;
- Campo n.2: 300 stringhe e 9000 moduli;
- Campo n.3: 300 stringhe e 9000 moduli;
- Campo n.4: 108 stringhe e 3240 moduli.

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

## 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	7.00	74.2	70.9	1392	1343	0.907
Febbraio	74.0	33.00	7.30	97.2	93.2	1829	1768	0.911
Marzo	120.0	51.00	10.10	155.2	149.1	2864	2764	0.893
Aprile	150.0	65.00	13.40	192.6	185.3	3492	3368	0.876
Maggio	191.0	79.00	18.40	244.8	235.5	4324	4166	0.853
Giugno	206.0	78.00	23.00	265.0	255.5	4584	4411	0.834
Luglio	223.0	72.00	25.60	292.1	282.1	5012	4823	0.828
Agosto	197.0	67.00	25.40	260.3	251.2	4478	4309	0.830
Settembre	135.0	57.00	20.50	174.2	167.5	3071	2961	0.852
Ottobre	99.0	44.00	16.30	128.2	122.9	2310	2229	0.872
Novembre	62.0	29.00	11.70	82.1	78.5	1520	1468	0.896
Dicembre	51.0	24.00	7.90	67.5	64.4	1267	1222	0.907
Anno	1565.0	626.00	15.60	2033.4	1956.1	36143	34832	0.859

### 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

## 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.

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

## 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 34013000 kWh.

Nel seguente documento sono riportati i risultati della simulazione.

Sommarlo del progetto		
<b>Luogo geografico</b>	<b>Ubicazione</b>	<b>Parametri progetto</b>
Forestella_Lavalle_Montemilone	Latitudine 41.05 °N	Albedo 0.22
Italia	Longitudine 15.89 °E	
	Altitudine 322 m	
	Fuso orario UTC+1	
<b>Dati meteo</b>		
Forestella_Lavalle_Montemilone		
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Sintético		

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

Sommarlo dei risultati					
Energia prodotta	34013 MWh/anno	Prod. Specif.	1704 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	88.56 %



CODE:  
21IT1496-A.5

PAGINA:  
7 di/of 13

### Parametri principali

<b>Sistema connesso in rete</b>	<b>Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento</b>	
<b>Orientamento campo FV</b>	<b>Strategia Backtracking</b>	<b>Modelli utilizzati</b>
Orientamento	N. di eliostati 45 unità	Trasposizione Perez
Piano d'inseguimento, asse orizzont. N-S	Campo (array) singolo	Diff. tra Perez, Metanom
Asse dell'azmut 0°	<b>Dimensioni</b>	Circumsolare separare
	Distanza eliostati 9.00 m	
	Larghezza collettori 4.79 m	
	Fattore occupazione (GCR) 53.2 %	
	Phi min / max +/- 66.0 °	
	<b>Angolo limite indetreggiamento</b>	
	Limiti phi +/- 67.7 °	
<b>Orizzonte</b>	<b>Ombre vicine</b>	<b>Bisogni dell'utente</b>
Orizzonte libero	Secondo le stringhe	Campo illimitato (rete)
	Effetto elettrico 100 %	

### Caratteristiche campo FV

<b>Modulo FV</b>	<b>Inverter</b>
Costruttore Canadian Solar Inc.	Costruttore Huawei Technologies
Modello CS7N-680MS 1500V	Modello SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126
(definizione customizzata dei parametri)	(definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 680 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 moduli FV 9000 unità	Numero di inverter 25 units
Nominale (STC) 5940 kWc	Potenza totale 5000 kWac
Moduli 300 Stringhe x 30 In serie	
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>	<b>Voltaggio di funzionamento</b> 500-1510 V
Pmpp 5420 kWc	Potenza max. (=>33°C) 215 kWac
U mpp 1021 V	Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19
I mpp 5306 A	
<b>Campo #2 - Sub-array #2</b>	
Numero di moduli FV 9000 unità	Numero di inverter 25 units
Nominale (STC) 5940 kWc	Potenza totale 5000 kWac
Moduli 300 Stringhe x 30 In serie	
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>	<b>Voltaggio di funzionamento</b> 500-1510 V
Pmpp 5420 kWc	Potenza max. (=>33°C) 215 kWac
U mpp 1021 V	Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19
I mpp 5306 A	
<b>Campo #3 - Sub-array #3</b>	
Numero di moduli FV 9000 unità	Numero di inverter 25 units
Nominale (STC) 5940 kWc	Potenza totale 5000 kWac
Moduli 300 Stringhe x 30 In serie	
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>	<b>Voltaggio di funzionamento</b> 500-1510 V
Pmpp 5420 kWc	Potenza max. (=>33°C) 215 kWac
U mpp 1021 V	Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19
I mpp 5306 A	

### Caratteristiche campo FV

<b>Campo #4 - Sub-array #4</b>			
Numero di moduli FV 3240 unità		Numero di inverter 9 units	
Nominale (STC) 2138 kWc		Potenza totale 1800 kWac	
Moduli 108 Stringhe x 30 In serie			
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		<b>Voltaggio di funzionamento</b> 500-1510 V	
Pmpp 1951 kWc		Potenza max. (=>33°C) 215 kWac	
U mpp 1021 V		Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19	
I mpp 1910 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 m <sup>2</sup>		Rapporto Pnom 1.19	



CODE:  
21IT1496-A.5

PAGINA:  
8 di/of 13

#### Perdite campo

<b>Perdite per sporco campo</b> Fraz. perdite 1.5 %	<b>Fatt. di perdita termica</b> Temperatura modulo secondo irraggiamento U <sub>t</sub> (cost) 29.0 W/m <sup>2</sup> K U <sub>t</sub> (vento) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	<b>LID - Light Induced Degradation</b> Fraz. perdite 1.5 %
<b>Perdita di qualità moduli</b> Fraz. perdite -0.4 %	<b>Perdite per mismatch del modulo</b> Fraz. perdite 0.6 % a MPP	<b>Perdita disadattamento Stringhe</b> Fraz. perdite 0.1 %
<b>Fattore di perdita IAM</b> 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			
<b>Campo #1 - Conjunto FV</b> Res. globale campo 2.1 mΩ Fraz. perdite 1.0 % a STC		<b>Campo #2 - Sub-array #2</b> Res. globale campo 2.1 mΩ Fraz. perdite 1.0 % a STC	
<b>Campo #3 - Sub-array #3</b> Res. globale campo 2.1 mΩ Fraz. perdite 1.0 % a STC		<b>Campo #4 - Sub-array #4</b> Res. globale campo 5.9 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 000 Vac tri  
Fraz. perdite 0.70 % a STC  
**Inverter: SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-2#201126**  
Sezione cavi (84 Inv.) Rame 84 x 3 x 150 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza media dei cavi 153 m

#### Perdite AC nei trasformatori

**Trafo MV**  
Tensione rete 30 kV  
**Perdite di operazione in STC**  
Potenza nominale a STC 10580 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

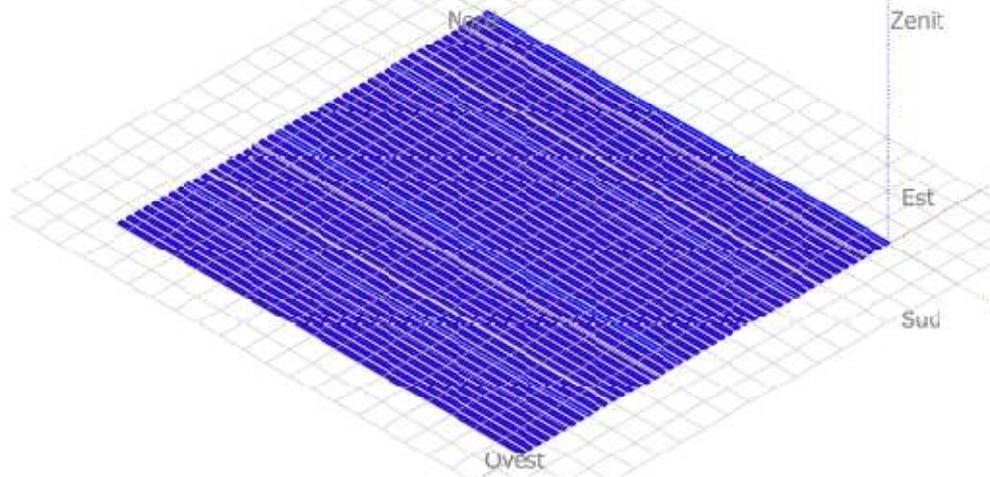


CODE:  
21IT1496-A.5

PAGINA:  
9 di/of 13

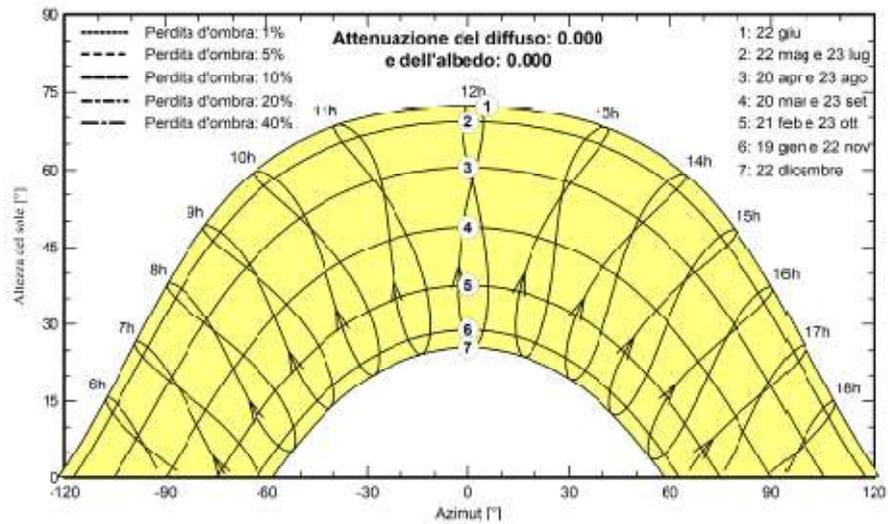
### Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante



### Diagramma iso-ombre

Forestella\_Lavalle - Ora legale





CODE:  
21IT1496-A.5

PAGINA:  
10 di/of 13

### Risultati principali

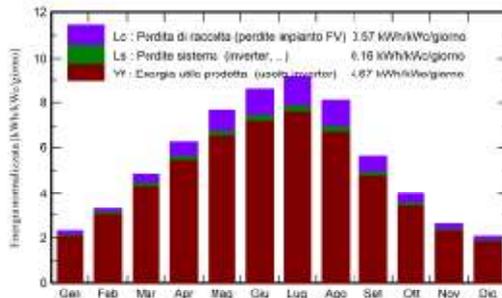
Produzione sistema  
Energia prodotta

34013 MWh/anno

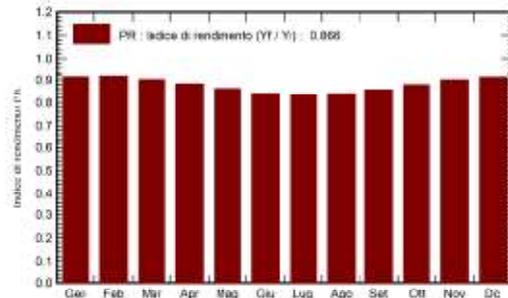
Prod. Specif.  
Indice di rendimento PR

1704 kWh/kWp/anno  
88.56 %

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	7.00	71.3	68.2	1351	1306	0.914
Febbraio	74.0	33.00	7.30	93.5	89.3	1766	1712	0.917
Marzo	120.0	51.00	10.10	150.2	144.0	2792	2704	0.902
Aprile	150.0	65.00	13.40	186.7	178.8	3401	3292	0.894
Maggio	191.0	79.00	18.40	237.9	229.5	4279	4091	0.881
Giugno	206.0	78.00	23.00	258.7	248.7	4491	4340	0.841
Luglio	223.0	72.00	25.60	283.9	273.7	4895	4730	0.835
Agosto	107.0	67.00	25.10	261.0	241.0	4247	4201	0.838
Settembre	135.0	57.00	20.50	168.9	161.7	2988	2891	0.858
Ottobre	99.0	44.00	16.30	123.6	118.1	2240	2168	0.879
Novembre	62.0	29.00	11.70	78.4	74.7	1407	1409	0.900
Dicembre	51.0	24.00	7.90	64.3	61.1	1211	1170	0.912
Anno	1565.0	626.00	15.60	1966.7	1888.6	35169	34013	0.866

#### 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

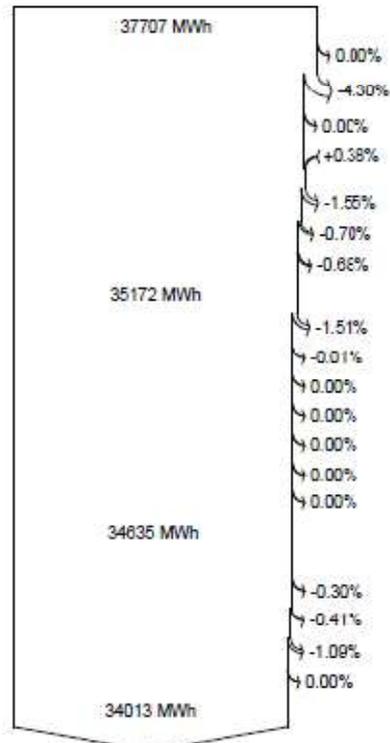
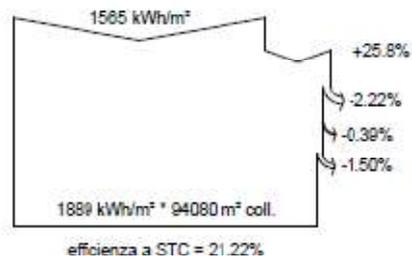
EArray: Energia effettiva in uscita campo  
E\_Grid: Energia immessa in rete  
PR: Indice di rendimento



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 NPPT**

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 traso Medio Voltaggio

Perdita ohmmica sulla linea MV

**Energia immessa in rete**

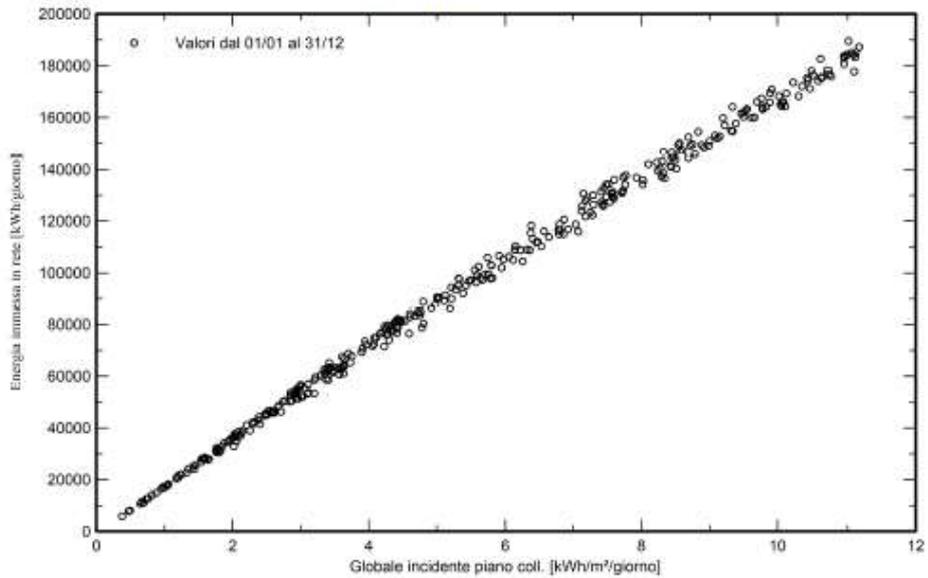


CODE:  
21IT1496-A.5

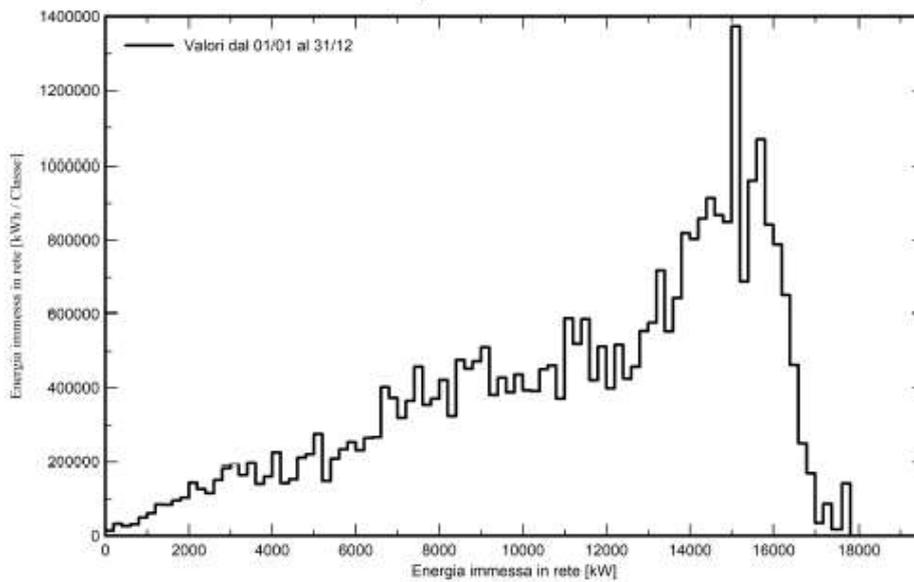
PAGINA:  
12 di/of 13

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.**