



**REGIONE
PUGLIA**

Comune di Foggia
Provincia di Foggia

PROGETTO DEFINITIVO

**PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO COLLEGATO ALLA
RTN CON POTENZA NOMINALE DC 45.679,2 kWp E
UNA POTENZA NOMINALE AC 44.000 kW DA REALIZZARSI NEL
COMUNE DI FOGGIA (FG) – CONTRADA POPPI**

Elaborato:

CALCOLO PRODUCIBILITA' IMPIANTO

Relazione:

Disegnato:

Approvato:

Rilasciato:

REL_07

AP ENGINEERING

AP ENGINEERING

Foglio 210x297 (A4)

Prima Emissione

Progetto:

IMPIANTO FOGGIA

Data:

30/07/2021

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Strada Comunale delle Fonticelle sn, Capannone 3
Montesilvano (PE)

Cantiere:

**FOGGIA
CONTRADA POPPI**

Progettista:



INDICE

1. PREMESSE	3
2. DEFINIZIONI	5
3 DATI DI PROGETTO	8
3.1 Sito di installazione.....	8
3.2 Radiazione solare media	9
3.3 Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico.....	11
3.4 Caratteristiche gruppo di conversione (inverter e trasformatori)	12
3.5 Dimensionamento elettrico del sistema	15
3.6 Dimensionamento meccanico del sistema	16
4 CALCOLO DELLE PRESTAZIONI E DELLA PRODUCIBILITA' ATTESA	19

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 2 | 19

1. PREMESSE

La Società Photovoltaic Farm S.r.l. ("PF" o "la Società") intende realizzare nel Comune di Foggia (FG), in località Poppi, un impianto per la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica, combinato con l'attività di coltivazione agricola e zootecnica. L'impianto avrà una potenza DC complessiva installata di 45.679,20 kWp e l'energia prodotta sarà immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). La Società, in data 08 Maggio 2019, ha ottenuto da Terna S.p.A. una soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG), la STMG prevede che l'impianto agro-fotovoltaico debba essere collegato in antenna con la sezione a 150 kV di un nuovo stallo della Stazione Elettrica RTN 380/150 kV di Foggia.

A seguito del ricevimento della STMG è stato possibile definire puntualmente le opere progettuali da realizzare, che si possono così sintetizzare:

1. *Impianto agro-fotovoltaico con mobile (tracker monoassiale)*, della potenza complessiva installata di 45.679,20 kWp, ubicato in località Poppi, nel Comune di Foggia (FG);
2. *Dorsali di collegamento interrato*, in media tensione (30 kV), per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto alla futura stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV. Il percorso dei cavi interrati, che seguirà la viabilità esistente, si svilupperà per una lunghezza di circa 5,2 km;
3. *Futura stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV*, di proprietà della Società, da realizzarsi nel Comune di Foggia (FG);
4. *Elettrodotta interrato a 150kV di collegamento* tra la futura stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV e la Stazione Elettrica RTN "Foggia" avente una lunghezza di circa 200 m.

Le opere di cui ai precedenti punti 1) e 2) costituiscono il Progetto Definitivo del Campo agro-fotovoltaico ed il presente documento si configura come la Relazione Descrittiva del medesimo progetto.

Le opere di cui ai precedenti punti 3) e 4) costituiscono il Progetto Definitivo dell'Impianto di Utenza per la connessione.

Il Campo agro-fotovoltaico si svilupperà su una superficie complessiva di circa 124 Ha; i terreni attualmente sono utilizzati come seminativi. La Società, nell'ottica di riqualificare le aree da un punto di vista agronomico e di produttività dei suoli, ha scelto di adottare la soluzione impiantistica con tracker monoassiale.

Con la soluzione impiantistica proposta, si tenga presente che:

- su 124 Ha di superficie totale, quella effettivamente occupata dai moduli è pari a 21,86 Ha (meno del 20%);
- la superficie occupata da altre opere di progetto (strade interne all'impianto, *cabine di conversione e trasformazione*, magazzino per ricovero attrezzi agricoli) è di circa 7,09 Ha;
- impianto di olive da olio;

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 3 | 19

- impianto di fasce di vegetazione, costituite da essenze autoctone o storicamente presenti nel territorio (olive da mensa);
- la superficie compresa tra i filari dell'impianto FV e la parte lasciata a seminativo sarà coltivata con piante del tipo erbacee per favorire anche pascolo apistico, infatti la società prevede il posizionamento di diverse arnie nella parte sud del campo agro-fotovoltaico.

La Società ha stipulato un contratto preliminare di compravendita con i proprietari dei terreni in cui è prevista la realizzazione campo agro-fotovoltaico.

Le dorsali in cavo interrato a 30 kV di collegamento tra l'impianto agro-fotovoltaico e la stazione elettrica di utenza 30/150 kV, saranno posate interamente lungo le strade provinciali/statali esistenti.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 4 | 19

2. DEFINIZIONI

Si riportano di seguito le definizioni di alcuni termini correntemente utilizzati per gli impianti fotovoltaici ed, in particolare, la terminologia utilizzata nelle procedure di calcolo delle prestazioni degli stessi:

- Angolo di inclinazione (o di tilt): Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836);
- Angolo di orientazione (o di azimut): L'angolo di orientazione α del piano del modulo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso Sud (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso Nord (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194);
- Campo fotovoltaico/generatore fotovoltaico: Insieme di tutte le schiere fotovoltaiche di un sistema dato (CEI EN 61277);
- Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC): Le Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC – Standard Test Conditions) di un qualsiasi dispositivo FV senza concentrazione solare, secondo la Norma CEI EN 60904-4 (par. A.1.2), nonché la Norma CEI EN 61215 par. 10.6.1 e la Norma CEI EN 61646 par. 10.6.1, consistono in:
 - Temperatura di giunzione di cella: $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$.
 - Irraggiamento sul piano del dispositivo: $1\ 000\ \text{W/m}^2$.
 - Distribuzione spettrale di riferimento: AM 1,5 secondo la Norma CEI EN 60904-3.
- Corrente di corto circuito in condizioni di prova normalizzate (I_{sc} , STC): Corrente ai terminali in corto circuito di un dispositivo fotovoltaico, in condizioni di prova normalizzate;
- Corrente massima in condizioni di prova normalizzate (I_m , STC): Corrente ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza, in condizioni di prova normalizzate;
- Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico: Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard ($1000\ \text{W/m}^2$) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice;
- Energia elettrica immessa in rete da un impianto fotovoltaico: Energia elettrica (espressa in kWh) misurata al punto di connessione con la rete del Gestore;
- Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata: Insieme di inverter installati in un impianto fotovoltaico impiegati per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dalle varie sezioni che costituiscono il generatore fotovoltaico;

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 5 | 19

- Impianto (o Sistema) fotovoltaico a sistema fisso: Impianto (o Sistema) fotovoltaico i cui moduli, con o senza concentrazione solare, sono installati su strutture di sostegno a sistema fisso;
- Indice di Rendimento PR (o efficienza operativa media) dell'impianto fotovoltaico: Il rapporto tra la resa energetica dell'impianto fotovoltaico (energia prodotta dall'impianto normalizzata secondo la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico stesso) e la resa energetica incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (energia solare, normalizzata secondo il valore di irraggiamento standard 1000 W/m²);
- Inseguitore della massima potenza (MPPT): Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza;
- Irraggiamento solare: Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3), espresso in W/m²;
- Modulo fotovoltaico: Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3)
- Perdite per disaccoppiamento (o per mismatch): Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione-corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836);
- Potenza immessa in rete da un impianto fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in kW) misurata al punto di connessione con la rete del distributore;
- Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in W_p) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC);
- Punto di connessione: Il punto sulla rete del TSO al quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è connesso l'impianto dell'Utente;
- Punto di misura: Il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete;
- Radiazione solare: Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3);
- Schiera fotovoltaica: Complesso, integrato meccanicamente e collegato elettricamente, di moduli, pannelli e delle relative strutture di supporto;
- STC: Standard Test Condition – vedi Condizioni di Prova Standard o normalizzate;

- Stringa fotovoltaica: Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie;
- Tensione alla massima potenza di un dispositivo fotovoltaico in condizioni di prova normalizzate (V_m, STC): Tensione ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza (MPP), in condizioni di prova normalizzate (STC);
- Tensione a vuoto in condizioni di prova normalizzate (V_{OC}, STC): Tensione a circuito aperto di un dispositivo fotovoltaico, misurata in condizioni di prova normalizzate (STC);
- Tensione massima di sistema ammessa dal modulo fotovoltaico: La tensione massima di sistema (maximum system voltage) ammessa dal modulo fotovoltaico e la tensione massima di sistema indicata dal costruttore del modulo, come riportato sulla targhetta del modulo stesso (vedi CEI EN 50380, CEI EN 61215 e CEI EN 61646): questo valore viene verificato nel corso della prova di isolamento per la qualifica del progetto e l'omologazione di tipo del modulo, secondo la Norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 7 | 19

3 DATI DI PROGETTO

3.1 Sito di installazione

L'area in cui è prevista la realizzazione del campo agro-fotovoltaico è ubicata interamente nel Comune di Foggia (Provincia di Foggia), in località Poppi.

La superficie interessata è pianeggiante avente una quota media di circa 52 mt s.l.m.

L'impianto si svilupperà su 124 Ha di superficie totale, quella effettivamente occupata dai moduli è pari a 21,86 Ha (meno del 20%);

Per quanto riguarda l'accessibilità si rileva una strada: la Strada di Bonifica n. 20, che attraversa e divide in due parti la superficie principale interessata dal campo agro-fotovoltaico. L'accesso al sito avviene mediante 5 passi carrai posizionati lungo la Strada di Bonifica n. 20.

Il baricentro dell'impianto è individuato dalle seguenti coordinate:

	Latitudine	Longitudine	h (s.l.m.)
Parco Agro-Fotovoltaico	41° 31' 42.68" N	15° 31' 27.84" E	52 mt

Tabella 1 – Coordinate assolute



Figura 1 – Ubicazione area di impianto dal satellite

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:

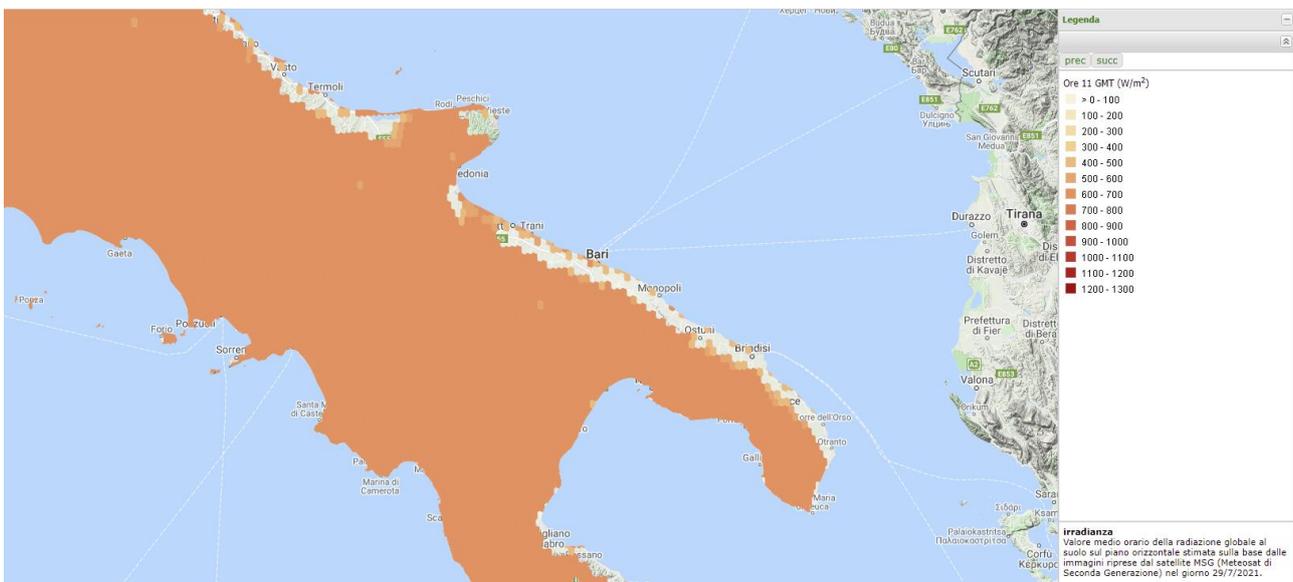


Pag. 8 | 19

Il progetto ricade all'interno delle seguenti cartografie e Fogli di Mappa:

- Tavola I.G.M. in scala 1:25.000, foglio 408 III
- Carta Tecnica Regionale CTR, scala 1:5.000, foglio n°408073 - 408074

3.2 Radiazione solare media



Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 9 | 19

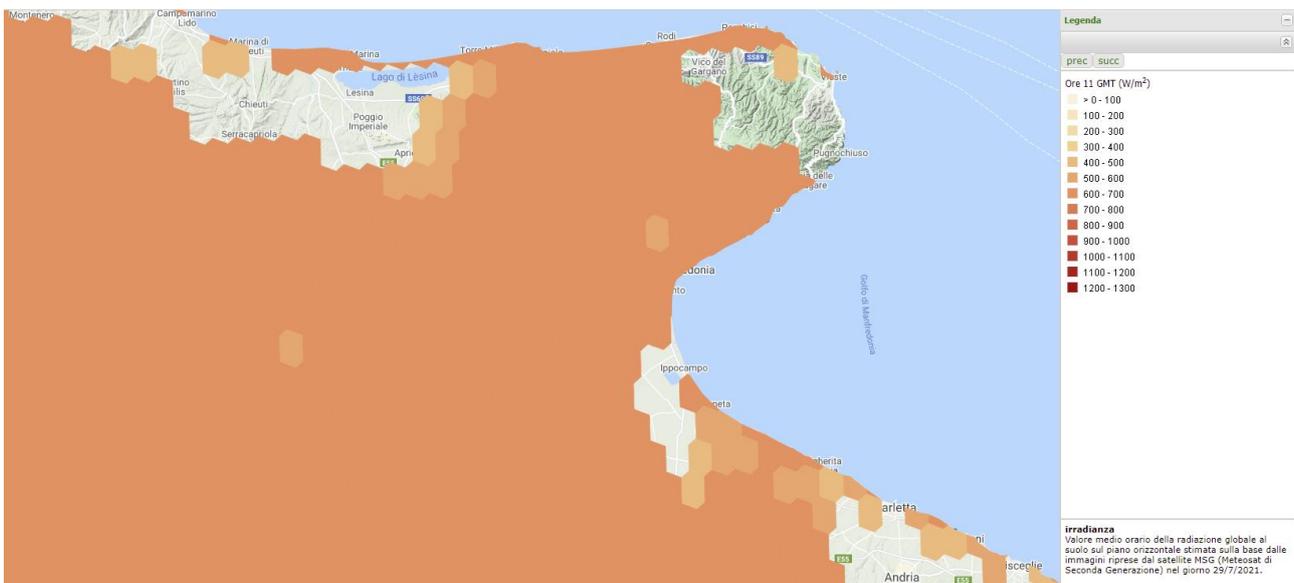


Figura 3: Mappa della Provincia di Foggia radiazione solare

Il sito di installazione appartiene all'area siciliana che dispone di dati climatici storici riportati in molteplici database.

Il database internazionale MeteoNorm (Rif. Meteonorm 7.1 - 1991-2009) rende disponibili i dati meteorologici che si basano su misure a terra registrate su un periodo di circa vent'anni. Inoltre modelli sofisticati di interpolazione all'interno del software consentono calcoli affidabili di radiazione solare, temperatura e parametri addizionali in ogni località del mondo.

Considerato che l'attendibilità dei dati contenuti nel database è riconosciuta internazionalmente, i dati estratti dal software menzionato sono stati usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per la località Poppi (Duanera la Rocca) del Comune di Foggia (FG).

Nella tabella seguente si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 10 | 19

3.3 Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

I moduli fotovoltaici sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (>20%) e ad elevata potenza nominale (600 Wp).

Questa soluzione permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell'impianto, ottimizzando l'occupazione del suolo. La tipologia specifica sarà definita in fase di progettazione esecutiva, utilizzando la migliore tecnologia disponibile al momento della costruzione, cercando di favorire la filiera di produzione locale. Le caratteristiche preliminari dei moduli utilizzati per il dimensionamento dell'impianto sono riportate nella seguente tabella.

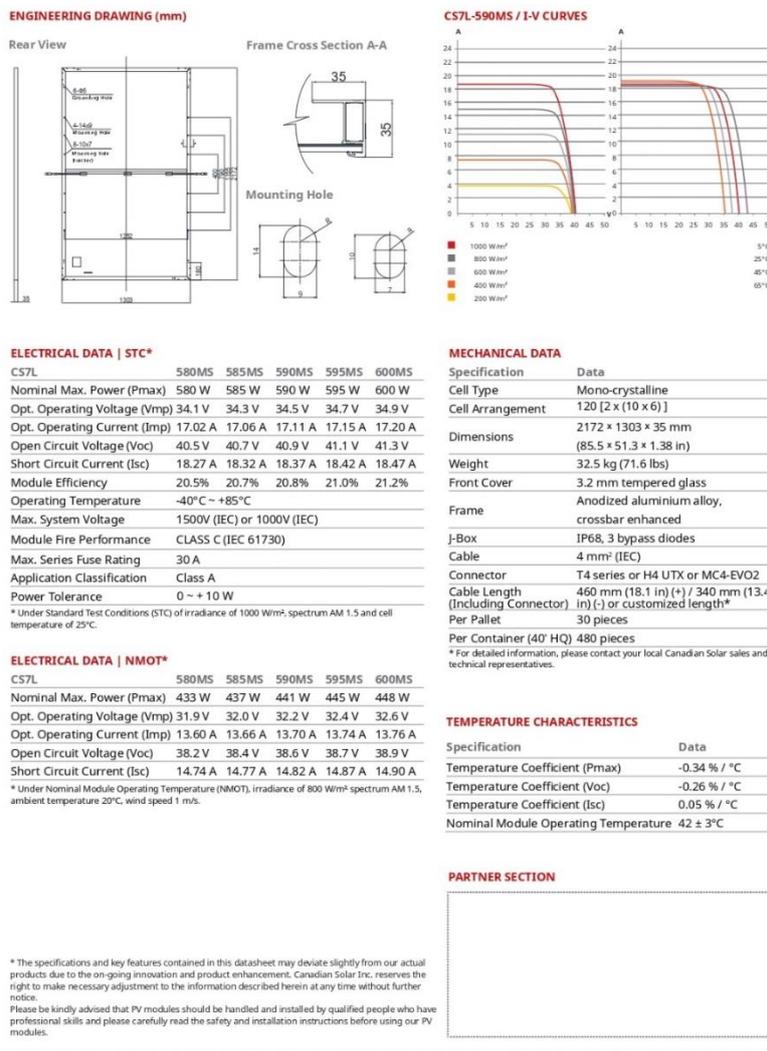


Figura 4: Scheda tecnica moduli Canadian 600 W

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 11 | 19

3.4 Caratteristiche gruppo di conversione (inverter e trasformatori)

Ogni gruppo di conversione è composto da un inverter e da un trasformatore BT/MT.

I gruppi inverter hanno la funzione di riportare la potenza generata in corrente continua dai moduli fotovoltaici alla frequenza di rete, mentre il trasformatore provvede ad innalzare la tensione al livello della rete interna dell'impianto (30 kV).

I componenti del gruppo di conversione sono selezionati sulla base delle seguenti caratteristiche principali:

- Conformità alle normative europee di sicurezza;
- Funzionamento automatico, e quindi semplicità di uso e di installazione;
- Sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT;
- Elevato rendimento globale;
- Massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete integrato;
- Forma d'onda d'uscita perfettamente sinusoidale.

Nel caso specifico, per ogni sottocampo di generazione è previsto un gruppo di conversione CC/CA e un trasformatore BT/MT, per un totale di 13 gruppi, ogni 3 sottocampi verrà installata una cabina di controllo e monitoraggio dei sottocampi, per un totale di n. 5 cabine (P25)

Il gruppo di conversione individuato in questa fase di progettazione, prevede l'utilizzo di inverter centralizzati da 4.000, 3.000 e 2.750 kW e di trasformatori elevatori da 2750 kVA, 3000 kVA e 4000 kVA rispettivamente, inclusivi di compartimenti MT e BT alloggiati in una cabina.

Tale soluzione è compatta, versatile ed efficiente, che ben si presta per il luogo di installazione e la configurazione dell'impianto.

Le cabine di conversione e trasformazione così configurate costituiscono la soluzione ottimale per centrali fotovoltaiche predisposte per la fornitura di potenza reattiva nel periodo notturno, in accordo alle richieste del codice di rete.

Le caratteristiche preliminari dei componenti utilizzati per il dimensionamento dell'impianto sono riportate nella seguente tabella.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 12 | 19

1) Dati riferiti all'inverter
 2) ONAN = olio minerale con raffreddamento ad aria naturale, KNAN = olio organico con raffreddamento ad aria naturale
 3) Efficienza misurata sull'inverter senza autoalimentazione
 4) Efficienza misurata sull'inverter con autoalimentazione
 5) Dimensioni di trasporto

MV Power Station 2475	MV Power Station 2500	MV Power Station 2750	MV Power Station 3000
1 x 5C 2475 o 1 x 5CS 2475	1 x 5C 2500-EV o 1 x 5CS 2500-EV	1 x 5C 2750-EV o 1 x 5CS 2750-EV	1 x 5C 3000-EV o 1 x 5CS 3000-EV
1100 V	1500 V	1500 V	1500 V
3960 A	3200 A	3200 A	3200 A
o	24(fusibili su entrambi i poli) / 32(fusibili su polo singolo)	o	o
	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
2475 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2500 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2750 kVA / 2500 kVA / 0 kVA	3000 kVA / 2700 kVA / 0 kVA
2475 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2500 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2750 kVA / 2500 kVA / 0 kVA	3000 kVA / 2700 kVA / 0 kVA
6,6 kV a 35 kV	6,6 kV a 35 kV	6,6 kV a 35 kV	6,6 kV a 35 kV
50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
o / o	o / o	o / o	o / o
o / o	o / o	o / o	o / o
43 A	44 A	49 A	53 A
2,5 kW / 1,92 kW	2,5 kW / 1,92 kW	2,8 kW / 2,1 kW	3,0 kW / 2,3 kW
23,2 kW / 23,0 kW	23,2 kW / 23,0 kW	25,5 kW / 25,3 kW	27,4 kW / 27,3 kW
< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %
o fino al 60% della potenza CA	o fino al 60% della potenza CA	o fino al 60% della potenza CA	o fino al 60% della potenza CA
1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo
98,6 %	98,6 %	98,7 %	98,8 %
98,4 %	98,3 %	98,6 %	98,6 %
98,0 %	98,0 %	98,5 %	98,5 %
Sezionatore di carica CC	Sezionatore di carica CC	Sezionatore di carica CC	Sezionatore di carica CC
Interruttore a vuoto MT	Interruttore a vuoto MT	Interruttore a vuoto MT	Interruttore a vuoto MT
Scaricatore di sovratensioni tipo I	Scaricatore di sovratensioni tipo I	Scaricatore di sovratensioni tipo I	Scaricatore di sovratensioni tipo I
o	o	o	o
IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s
6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm
6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm
< 16 t	< 16 t	< 16 t	< 16 t
< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW
< 300 W	< 370 W	< 370 W	< 370 W
	Vani quadri IP23D, elettronica inverter IP65		
o / o / o	o / o / o	o / o / o	o / o / o
o / o / o	o / o / o	o / o / o	o / o / o
15% a 95%	15% a 95%	15% a 95%	15% a 95%
o / o / o / o (derating in temperatura anticipata)		o / o / o / o (derating in temperatura anticipata)	
6500 m³/h	6500 m³/h	6500 m³/h	6500 m³/h
Capicorda	Capicorda	Capicorda	Capicorda
Connettore angolare conico esterno	Connettore angolare conico esterno	Connettore angolare conico esterno	Connettore angolare conico esterno
o / o	o / o	o / o	o / o
o / o	o / o	o / o	o / o
o	o	o	o
RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004
o / o / o	o / o / o	o / o / o	o / o / o
o / o / o	o / o / o	o / o / o	o / o / o
o / o / o / o / o	o / o / o / o / o	o / o / o / o / o	o / o / o / o / o
o / o	o / o	o / o	o / o
	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076 , CSC - certificato, EN 50588-1		
MVPS-2475-20	MVPS-2500-20	MVPS-2750-20	MVPS-3000-20

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4000 UP or 1 x SC3 3450 UP or 1 x SC3 3450 URXT	1 x SC 4200 UP or 1 x SC3 3600 UP or 1 x SC3 3600 URXT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	o	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Rated power at SC3 UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Charging power at SC3 URXT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3590 kVA / 3000 kVA	3770 kVA / 3150 kVA
Discharging power at SC3 URXT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / o / o	● / o / o
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / o / o	● / o / o
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / o / o	● / o / o
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	o	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective devices		
Inputs side disconnection point	DC loadbreak switch	
Outputs side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (standby) ¹⁾	< 370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / o / o	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / o	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4C2 / 4C2, 4C4)	● / o	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / o	
Fresh air consumption of inverter	6500 m ³ /h	
Features		
DC terminal	Terminal lug	
AC connection	Outercone angle plug	
Tap changer for MV transformer: without / with	● / o	
Shield winding for MV transformer: without / with	● / o	
Monitoring package	o	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / o / o / o / o / o / o	
Medium-voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders	● / o / o	
2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / o / o	
Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / o / o	
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / o / o / o / o	
Integrated oil containment: without / with	● / o	
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Standard features o Optional features – Not available		
Type designation	MVPS-4000-S2	MVPS-4200-S2

Figura 5: Scheda tecnica Power Station

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 14 | 19

CLASS 36 kV
ED3R36

Power kVA	Uk * %	P ₀ W	P _{cc} * W	I ₀ %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
50	6	230	1870	1,4	54	41	1260	670	1525	520	125	850
100	6	320	2250	1	56	43	1290	670	1545	520	125	1020
160	6	460	3190	0,88	57	44	1425	670	1545	520	125	1300
200	6	520	3630	0,85	58	44	1500	820	1600	670	125	1490
250	6	590	4180	0,8	59	45	1500	670	1700	520	125	1670
315	6	710	4980	0,79	60	46	1590	820	1750	670	125	1910
400	6	860	6050	0,78	61	47	1590	820	1850	670	125	2010
500	6	1030	7050	0,76	62	48	1620	820	1880	670	125	2200
630	6	1260	8360	0,75	63	49	1680	820	1980	670	125	2470
800	6	1490	8800	0,71	64	49	1710	1050	2150	820	125	2960
1000	6	1780	9900	0,7	65	50	1830	1050	2300	820	125	3590
1250	6	2070	12100	0,69	67	52	1860	1000	2360	820	150	3890
1600	6	2530	14300	0,67	68	53	2010	1050	2500	820	150	4860
2000	6	2990	17600	0,65	72	56	2100	1300	2595	1070	200	5860
2500	6	3560	20900	0,62	73	57	2250	1300	2625	1070	200	7160
3150	6	4370	24200	0,6	76	60	2340	1300	2805	1070	200	8610
4000	7	6300	26900	0,61	84	68	2520	1300	2835	1070	200	9650
5000	8	6900	35000	0,61	86	70	2610	1300	2835	1070	200	10770

* Dati riferiti a 120°C a tensione nominale / Data referred to 120°C at rated voltage.

Figura 6: Scheda tecnica Trasformatore Elevatore

3.5 Dimensionamento elettrico del sistema

L'impianto di Utente comprende tutta la restante parte di impianto a valle della Sottostazione di Trasformazione Utente.

L'impianto ha una **potenza di DC di 45.679,20 kWp** intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici e una **potenza di AC di 44.000 kWp** intesa come somma degli inverter.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici Canadian da 600 Wp, *premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.*

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 15 | 19

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 76.132 ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = \frac{P_n \text{ generatore}}{P_n \text{ modulo}}$$

L'impianto sarà suddiviso in 13 sottocampi fotovoltaici, per ognuno dei quali si dovrà realizzare un **locale di conversione e trasformazione**, all'interno del quale saranno installati gli inverter, il trasformatore BT/MT, i quadri elettrici di media e bassa tensione e il gruppo di misura dell'energia prodotta.

Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

- la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
- la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

3.6 Dimensionamento meccanico del sistema

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitori di rollio), prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di 5 m), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

- Pali a vite di sostegno delle batterie di Trackers alloggianti i pannelli fotovoltaici da inserire direttamente sul terreno (nessuna fondazione prevista), o in alternativa pali infissi;
- La struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale viene posata una fila di moduli fotovoltaici (in totale 28 moduli disposti su una fila in verticale);
- L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli.

L'inseguitore è costituito essenzialmente da un motore elettrico (controllato da un software), che tramite un'asta collegata al profilato centrale della struttura di supporto, permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, ed ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione. La tipologia di struttura prescelta è ottimale per massimizzare la produzione di energia utilizzando i moduli bifacciali.

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, perchè 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. L'altezza dei pali di sostegno è stata fissata in modo tale che lo spazio libero tra il piano campagna ed i moduli, alla massima inclinazione, sia superiore a 0,5 m, di conseguenza, l'altezza massima raggiunta dai moduli è circa 2,77 m (sempre in corrispondenza della massima inclinazione dei moduli).

4 CALCOLO DELLE PRESTAZIONI E DELLA PRODUCIBILITA' ATTESA

Per il calcolo dell'energia producibile dall'impianto fotovoltaico si è tenuto conto dei seguenti fattori:

- Radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici (che è legata a sua volta alla latitudine del sito ed alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici, e dipende dall'angolo di inclinazione e di orientazione dei moduli stessi);
- Temperatura ambiente (media giornaliera su base mensile);
- Perdite di ombreggiamento ombre vicine;
- Perdite di basso irraggiamento;
- Caratteristiche dei moduli fotovoltaici (perdite per qualità modulo e LID) e prestazioni delle stringhe fotovoltaiche (n. di moduli collegati in serie e numero di stringhe collegate in parallelo);
- Perdite per disaccoppiamento (o "mismatch");
- Perdite ohmiche di cablaggio (cavi DC);
- Perdite inverter (conversione per superamento P_{max});
- Perdite consumi ausiliari e di trasmissione energia (perdite ohmiche AC e trasformatori).

Il calcolo delle prestazioni è stato eseguito utilizzando un software specifico (PVSYST), realizzato dall'università di Ginevra e comunemente utilizzato dalle primarie società operanti nel settore delle energie rinnovabili.

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: IMPIANTO FOGGIA PHOTOVOLTAIC FARM

Variante: Nuova variante di simulazione

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 45.68 MWc

Duanera la Rocca - Italy

Autore

AP ENGINEERING SRLS (Italy)



Progetto: IMPIANTO FOGGIA PHOTOVOLTAIC FARM

Variante: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.4

VCO, Simulato su
29/07/21 15:53
con v7.2.4

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico

Duanera la Rocca

Italia

Ubicazione

Latitudine 41.52 °N

Longitudine 15.53 °E

Altitudine 61 m

Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

Duanera la Rocca

Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=15% - Sintetico

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Asse dell'azimut 0 °

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Ombre vicine

Ombre lineari

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Informazione sistema

Campo FV

Numero di moduli

76132 unità

Pnom totale

45.68 MWc

Inverter

Numero di unità

13 unità

Pnom totale

44.00 MWac

Rapporto Pnom

1.038

Sommario dei risultati

Energia prodotta 77059 MWh/anno Prod. Specif. 1687 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 83.44 %

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	9
Risultati principali	10
Diagramma perdite	11
Grafici speciali	12



Parametri principali

Sistema connesso in rete		Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)	
Orientamento campo FV		Strategia Backtracking	
Orientamento		Modelli utilizzati	
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S		N. di eliostati	2719 unità
Asse dell'azimut 0 °		Dimensioni	
		Distanza eliostati	5.00 m
		Larghezza collettori	2.17 m
		Fattore occupazione (GCR)	43.4 %
		Phi min / max	-/+ 60.0 °
		Angolo limite indetreggiamento	
		Limiti phi	+/- 64.1 °
Orizzonte		Ombre vicine	
Orizzonte libero		Ombre lineari	
		Bisogni dell'utente	
		Carico illimitato (rete)	

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Canadian Solar Inc.	Costruttore	SMA
Modello	MS-600 HIKU7	Modello	Sunny Central 4000 UP
(definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	600 Wp	Potenza nom. unit.	4000 kWac
Numero di moduli FV	40320 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	24.19 MWc	Potenza totale	24000 kWac
Campo #1 - Campo FV		Campo #2 - Sottocampo #2	
Numero di moduli FV	6720 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	4032 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	240 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.01
Pmpp	3691 kWc		
U mpp	893 V		
I mpp	4135 A		
Campo #3 - Sottocampo #3		Campo #3 - Sottocampo #3	
Numero di moduli FV	6720 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	4032 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	240 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.01
Pmpp	3691 kWc		
U mpp	893 V		
I mpp	4135 A		



Caratteristiche campo FV

Campo #4 - Sottocampo #4

Numero di moduli FV 6720 unità
 Nominale (STC) 4032 kWc
 Moduli 240 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)
 Pmpp 3691 kWc
 U mpp 893 V
 I mpp 4135 A

Numero di inverter 1 units
 Potenza totale 4000 kWac
 Voltaggio di funzionamento 880-1325 V
 Rapporto Pnom (DC:AC) 1.01

Campo #5 - Sottocampo #5

Numero di moduli FV 6720 unità
 Nominale (STC) 4032 kWc
 Moduli 240 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)
 Pmpp 3691 kWc
 U mpp 893 V
 I mpp 4135 A

Numero di inverter 1 units
 Potenza totale 4000 kWac
 Voltaggio di funzionamento 880-1325 V
 Rapporto Pnom (DC:AC) 1.01

Campo #6 - Sottocampo #6

Numero di moduli FV 6720 unità
 Nominale (STC) 4032 kWc
 Moduli 240 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)
 Pmpp 3691 kWc
 U mpp 893 V
 I mpp 4135 A

Numero di inverter 1 units
 Potenza totale 4000 kWac
 Voltaggio di funzionamento 880-1325 V
 Rapporto Pnom (DC:AC) 1.01

Modulo FV

Costruttore Canadian Solar Inc.
 Modello MS-600 HIKU7
 (definizione customizzata dei parametri)
 Potenza nom. unit. 600 Wp
 Numero di moduli FV 19012 unità
 Nominale (STC) 11.41 MWc

Inverter

Costruttore SMA
 Modello Sunny Central 2750-EV
 (PVsyst database originale)
 Potenza nom. unit. 2750 kWac
 Numero di inverter 4 unità
 Potenza totale 11000 kWac

Campo #7 - Sottocampo #7

Numero di moduli FV 4676 unità
 Nominale (STC) 2806 kWc
 Moduli 167 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)
 Pmpp 2568 kWc
 U mpp 893 V
 I mpp 2877 A

Numero di inverter 1 units
 Potenza totale 2750 kWac
 Voltaggio di funzionamento 875-1425 V
 Rapporto Pnom (DC:AC) 1.02

Campo #8 - Sottocampo #8

Numero di moduli FV 4676 unità
 Nominale (STC) 2806 kWc
 Moduli 167 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)
 Pmpp 2568 kWc
 U mpp 893 V
 I mpp 2877 A

Numero di inverter 1 units
 Potenza totale 2750 kWac
 Voltaggio di funzionamento 875-1425 V
 Rapporto Pnom (DC:AC) 1.02



PVsyst V7.2.4

VCO, Simulato su
29/07/21 15:53
con v7.2.4

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

Caratteristiche campo FV

Campo #9 - Sottocampo #9

Numero di moduli FV	4676 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	2806 kWc	Potenza totale	2750 kWac
Moduli	167 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	875-1425 V
Pmpp	2568 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	893 V		
I mpp	2877 A		

Campo #10 - Sottocampo #10

Numero di moduli FV	4984 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	2990 kWc	Potenza totale	2750 kWac
Moduli	178 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	875-1425 V
Pmpp	2738 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.09
U mpp	893 V		
I mpp	3067 A		

Modulo FV

Costruttore	Canadian Solar Inc.
Modello	MS-600 HIKU7
(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	600 Wp
Numero di moduli FV	16800 unità
Nominale (STC)	10.08 MWc

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 3000-EV
(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	3000 kWac
Numero di inverter	3 unità
Potenza totale	9000 kWac

Campo #11 - Sottocampo #11

Numero di moduli FV	5600 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	3360 kWc	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	200 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	956-1425 V
Pmpp	3076 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.12
U mpp	893 V		
I mpp	3446 A		

Campo #12 - Sottocampo #12

Numero di moduli FV	5600 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	3360 kWc	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	200 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	956-1425 V
Pmpp	3076 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.12
U mpp	893 V		
I mpp	3446 A		

Campo #13 - Sottocampo #13

Numero di moduli FV	5600 unità	Numero di inverter	1 units
Nominale (STC)	3360 kWc	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	200 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	956-1425 V
Pmpp	3076 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.12
U mpp	893 V		
I mpp	3446 A		



PVsyst V7.2.4

VC0, Simulato su
29/07/21 15:53
con v7.2.4

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

Caratteristiche campo FV

Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	45679 kWp	Potenza totale	44000 kWac
Totale	76132 moduli	N. di inverter	13 unità
Superficie modulo	215462 m ²	Rapporto Pnom	1.04
Superficie cella	111640 m ²		



PVsyst V7.2.4

VCO, Simulato su
29/07/21 15:53
con v7.2.4

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite 1.2 %

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento
Uc (cost) 38.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -1.0 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 1.6 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.1 %

Fattore di perdita IAM

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

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Correzione spettrale

Primo modello solare

Acqua precipitabile stimata dall'umidità relativa

coefficienti	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.31 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #1 - Campo FV

Res. globale campo 3.0 mΩ
Fraz. perdite 1.3 % a STC

Campo #3 - Sottocampo #3

Res. globale campo 3.5 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #5 - Sottocampo #5

Res. globale campo 3.5 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #7 - Sottocampo #7

Res. globale campo 5.1 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #9 - Sottocampo #9

Res. globale campo 5.1 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #11 - Sottocampo #11

Res. globale campo 4.2 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #13 - Sottocampo #13

Res. globale campo 4.2 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #2 - Sottocampo #2

Res. globale campo 3.5 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #4 - Sottocampo #4

Res. globale campo 3.5 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #6 - Sottocampo #6

Res. globale campo 3.5 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #8 - Sottocampo #8

Res. globale campo 5.1 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #10 - Sottocampo #10

Res. globale campo 4.7 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #12 - Sottocampo #12

Res. globale campo 4.2 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Perdite sistema

indisponibilità del sistema

frazione di tempo 1.0 %
3.7 giorni,
3 periodi

Perdite ausiliarie

Ventilatori costanti 70.0 kW
0.0 kW dalla soglia di potenza
Cons. aus. notturno 70.0 kW



PVsyst V7.2.4

VC0, Simulato su
29/07/21 15:53
con v7.2.4

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al punto di consegna

Tensione inverter 600 Vac tri
Fraz. perdite 0.00 % a STC

Inverter: Sunny Central 4000 UP

Sezione cavi (6 Inv.) Rame 6 x 3 x 2500 mm²
Lunghezza media dei cavi 1 m

Inverter: Sunny Central 2750-EV, Sunny Central 3000-EV

Sezione cavi (7 Inv.) Rame 7 x 3 x 2000 mm²
Lunghezza media dei cavi 0 m



Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

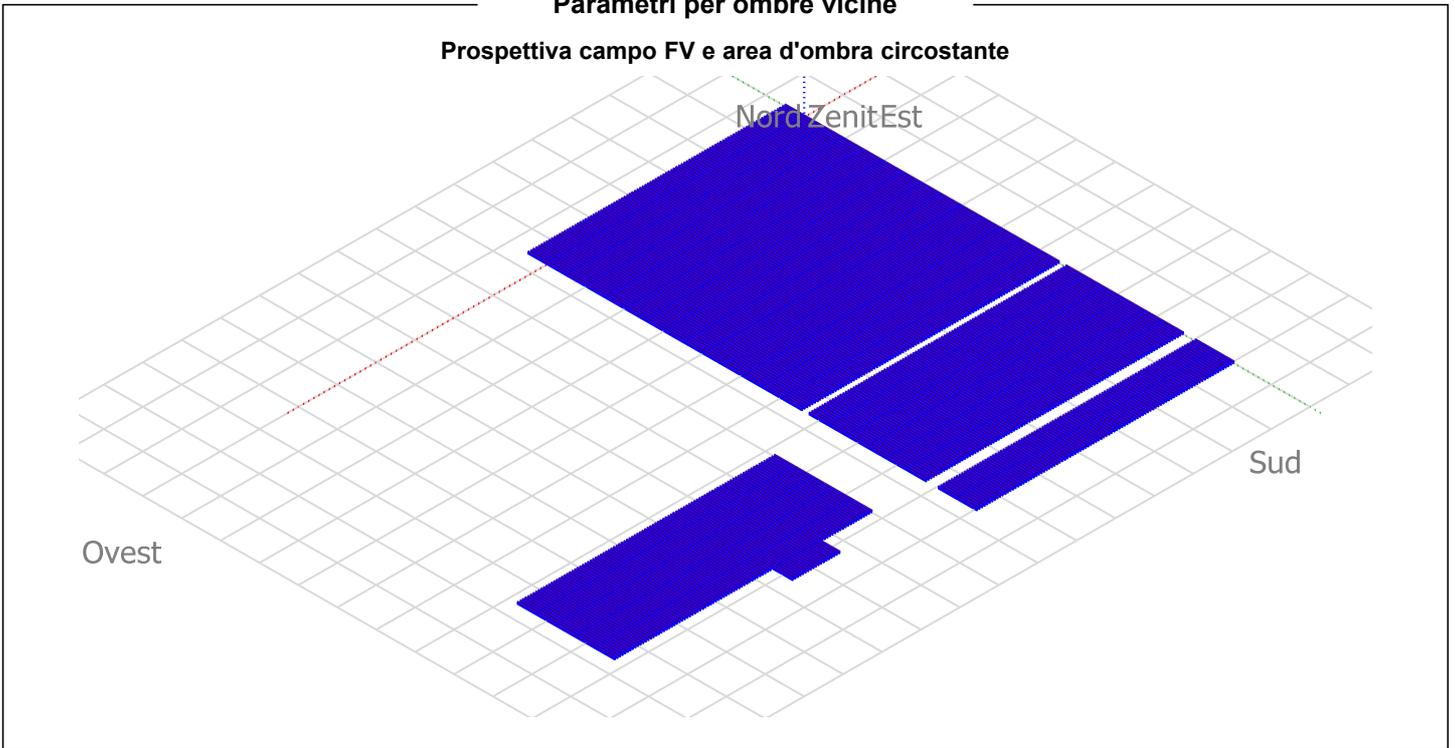
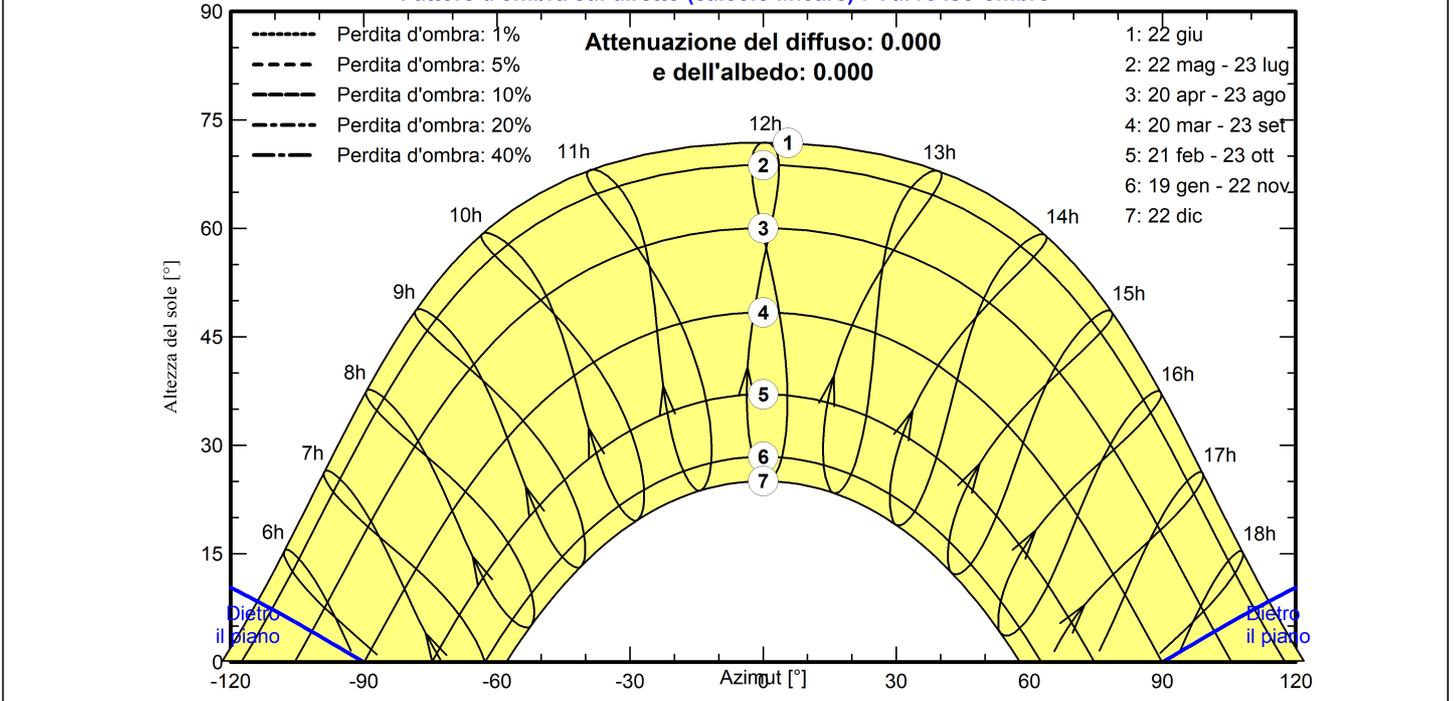


Diagramma iso-ombre

IMPIANTO FOGGIA PHOTOVOLTAIC FARM

Fattore d'ombra sul diretto (calcolo lineare) : Curve iso-ombre





Progetto: IMPIANTO FOGGIA PHOTOVOLTAIC FARM

Variante: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.4

VCO, Simulato su
29/07/21 15:53
con v7.2.4

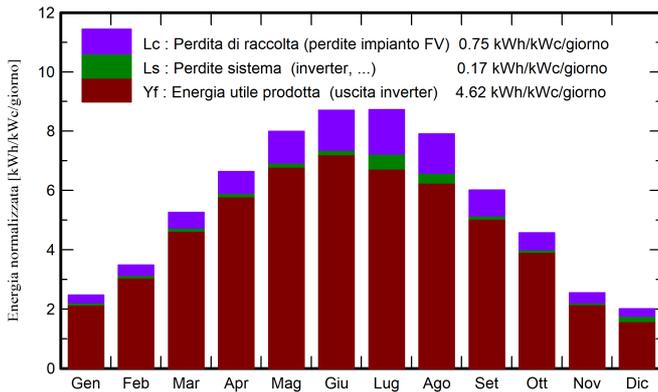
AP ENGINEERING S.R.L.S. (Italy)

Risultati principali

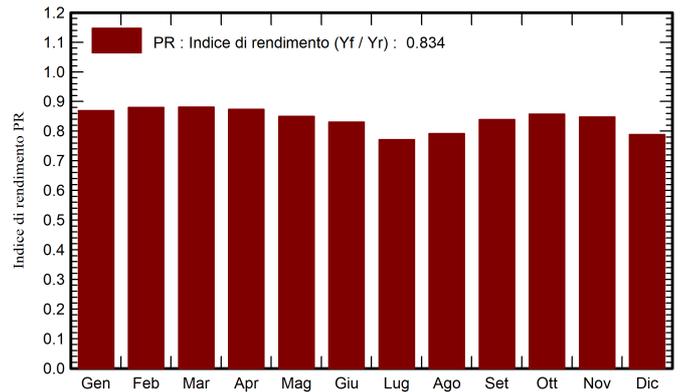
Produzione sistema

Energia prodotta 77059 MWh/anno Prod. Specif. 1687 kWh/kWc/anno
Indice di rendimento PR 83.44 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

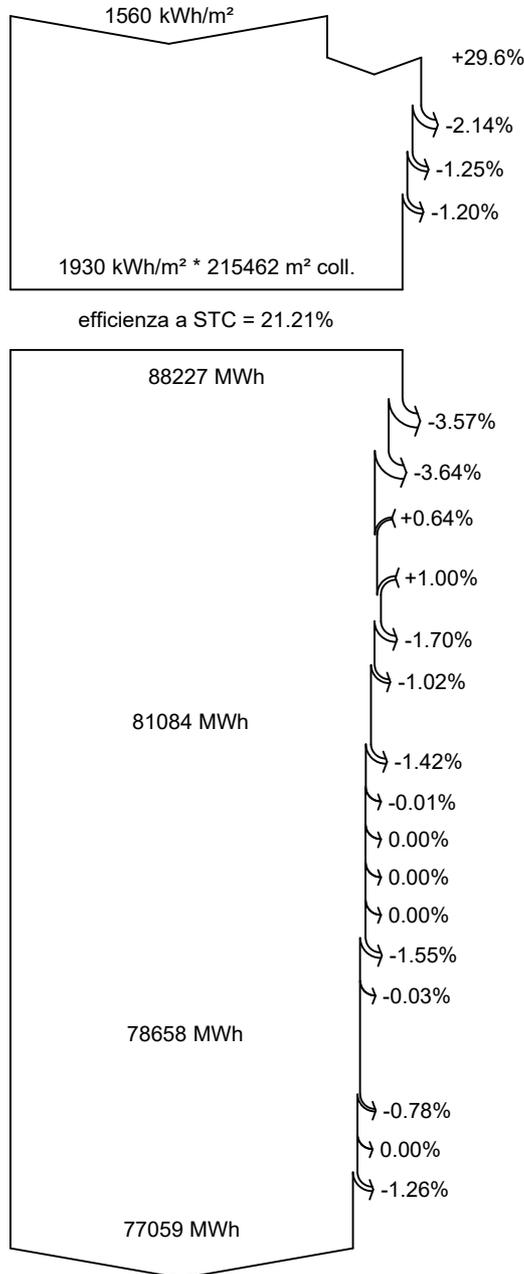
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	58.5	28.26	7.47	76.8	71.8	3145	3047	0.869
Febbraio	75.7	36.51	8.02	97.6	92.2	4030	3924	0.880
Marzo	125.1	52.46	11.26	163.1	155.5	6717	6566	0.881
Aprile	155.4	69.87	14.41	199.1	190.4	8112	7940	0.873
Maggio	194.1	80.99	19.92	247.8	237.5	9820	9621	0.850
Giugno	204.4	84.66	24.95	261.0	250.6	10097	9898	0.830
Luglio	208.6	75.99	28.02	270.5	260.0	10255	9536	0.772
Agosto	186.7	67.88	27.68	245.1	235.6	9343	8860	0.791
Settembre	137.9	50.69	22.01	180.2	172.3	7066	6912	0.840
Ottobre	105.5	38.33	17.95	141.8	135.0	5685	5551	0.857
Novembre	60.0	32.23	12.66	76.3	71.5	3051	2955	0.848
Dicembre	48.1	25.13	8.74	62.4	58.0	2514	2249	0.789
Anno	1560.0	643.00	16.98	2021.7	1930.3	79835	77059	0.834

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



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

Correzione spettrale

Perdita per qualità modulo

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

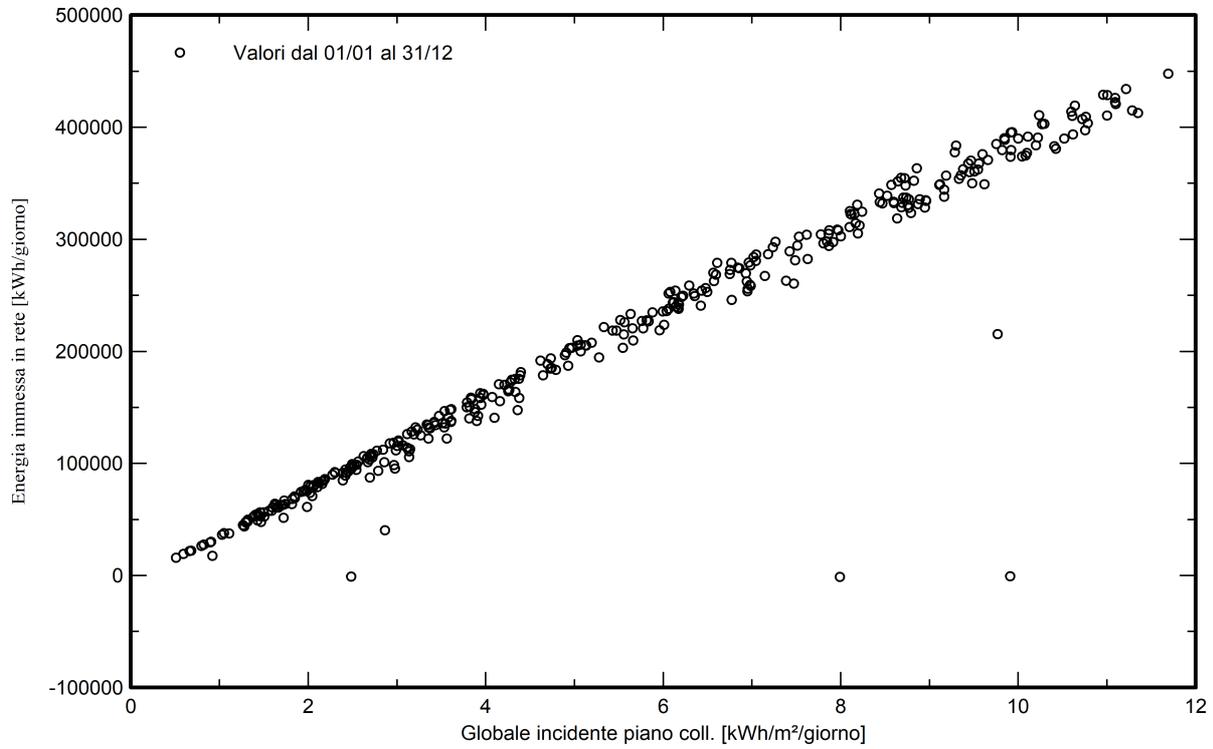
indisponibilità del sistema

Energia immessa in rete



Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

