

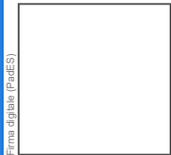
REGIONE SARDEGNA
Città Metropolitana di Cagliari
Comune di Uta

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "UTA"

PROGETTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI POTENZA PARI A 98,5 MW_p INTEGRATO DA UN SISTEMA DI ACCUMULO (75 MW COMPLESSIVI IN IMMISSIONE) DENOMINATO "FV UTA" E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI UTA(CITTA' METROPOLITANA DI CAGLIARI)



COMMITTENTE:



Firma digitale (padr.)

CVA.

CVA EOS s.r.l.
Via Stazione, 31
11024 Châtillon (AO)

PROGETTISTA:



Ing. Giuseppe Pipitone
Via Libero Grassi, 8
91011 Alcamo (TP)

OGGETTO DELL'ELABORATO

(R) - Elaborati tecnico-descrittivi

9 - Calcolo di producibilità dell'impianto fotovoltaico

| REV. | DATA | DESCRIZIONE REV. | REDATTO | VERIFICATO | |
|---------------------------|---------|------------------|---------|------------|---------|
| 0 | 12/2023 | PRIMA EMISSIONE | GP | GP | |
| CODICE ELABORATO | | | SCALA | FOGLIO | FORMATO |
| PD-R.9-RENO808PDRrti009R0 | | | / | 1 di 41 | A4 |

| | | |
|-------------------------|---|--------|
| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 2 |

Storia delle revisioni del documento

| REV. | DATA | DESCRIZIONE REVISIONE | REDATTO | VERIFICATO | APPROVATO |
|------|---------|-----------------------|---------|------------|-----------|
| 00 | 12-2023 | Prima emissione | GP | GP | GP |
| | | | | | |
| | | | | | |

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 3 |

INDICE

| | |
|--|-----------|
| 1. PREMESSA..... | 4 |
| 2. DATI GENERALI DI IMPIANTO..... | 5 |
| 2.1. CONFIGURAZIONE IMPIANTO..... | 6 |
| 3. MODULI FOTOVOLTAICI DI PROGETTO | 9 |
| 4. CALCOLO DI PRODUCIBILITA' | 11 |
| 4.1. SOFTWARE UTILIZZATO | 11 |
| 4.2. RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA | 11 |
| 4.3. PERDITE DEL SISTEMA..... | 13 |
| 4.3.1. <i>Perdite per ombreggiamento.....</i> | <i>13</i> |
| 4.3.2. <i>Perdite per basso irraggiamento</i> | <i>14</i> |
| 4.3.3. <i>Perdite per temperatura.....</i> | <i>15</i> |
| 4.3.4. <i>Perdite per qualità del modulo fotovoltaico.....</i> | <i>15</i> |
| 4.3.5. <i>Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico</i> | <i>16</i> |
| 4.3.6. <i>Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici.....</i> | <i>16</i> |
| 4.3.7. <i>Perdite ohmiche di cablaggio DC</i> | <i>16</i> |
| 4.3.8. <i>Perdite sul sistema di conversione</i> | <i>17</i> |
| 4.3.9. <i>Perdite sui circuiti in corrente alternata</i> | <i>17</i> |
| 4.3.10. <i>Perdite sui trasformatori 36kV/BT.....</i> | <i>18</i> |
| 4.3.11. <i>Indisponibilità di esercizio.....</i> | <i>18</i> |
| 4.3.12. <i>Consumi ausiliari</i> | <i>19</i> |
| 4.4. PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA | 19 |
| 5. ALLEGATO: REPORT PVSYSY | 20 |

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 4 |

1. PREMESSA

In linea con gli indirizzi di politica energetica nazionale ed internazionale relativi alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, CVA EOS S.r.l. ha avviato un progetto per la realizzazione di un impianto denominato "FV UTA" di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile del tipo fotovoltaico. Sia l'impianto che le opere di connessione alla rete ricadono nel territorio del Comune di UTA, Città Metropolitana di Cagliari.

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra su strutture ad inseguimento monoassiale, composto da n°23 campi di potenza variabile da 3,75 MWp a 4,63 MWp; si tratta di un impianto di complessivi 98,55 MWp (potenza in immissione pari a 75,00 MW) collegati fra loro attraverso una rete di distribuzione interna a 36 kV. Presso l'impianto verranno realizzate le cabine di campo (Power Station), la Control Room e le Cabine principali di impianto (Main Technical Room) MTR in numero pari a 5.

Dalle 5 MTR si dipartono le linee a 36 kV per il collegamento alla SE Terna.

In adiacenza all'impianto, come previsto da preventivo di connessione, sarà presente un'area dedicata allo storage, ovvero il sistema di accumulo di energia. L'area conterrà Power Conversion System (PCS) similari alle PS di impianto e dei container di rack di batterie che tuttavia non possono essere considerati fonte di emissione acustica.

Scopo della presente relazione è quello di illustrare il calcolo della producibilità dell'impianto nella configurazione di progetto.

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRri09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 5 |

2. DATI GENERALI DI IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico, nel suo complesso sarà costituito dalle seguenti componenti:

- ✓ moduli fotovoltaici in numero di 157.680 raggruppati in stringhe da 24 moduli: saranno installati su apposite strutture metalliche ad inseguimento monoassiale fissate al terreno attraverso profili metallici infissi o trivellati;
- ✓ n°426 String box che ricevono i cavi BT provenienti dalle stringhe di impianto e hanno lo scopo di parallelare i cavi verso gli inverter centralizzati ubicati all'interno delle power station;
- ✓ n°23 Inverter centralizzati (un inverter per ogni Power Station), che hanno lo scopo di ricevere i cavi BT provenienti dagli string box e di trasformare la corrente da continua (CC) ad alternata (AC);
- ✓ n°23 Power Station (PS) o cabine di campo che avranno la funzione di elevare la tensione da bassa a 36 kV. Si tratta delle PS SMA del tipo MVPS4000-S2 e MVPS4400-S2; esse saranno collegate tra loro ove possibile in entra-esce o direttamente alle cabine principali di impianto. Ogni PS raccoglie l'energia prodotta da ciascun campo di cui si compone l'impianto, con potenze variabili da 3,75 MWp a 4,635 MWp;
- ✓ una linea interrata BT di collegamento fra string box e Inverter centralizzati;
- ✓ una linea interrata interna a 36 kV - di collegamento fra le Power Station dell'impianto fotovoltaico "UTA" e le MTR di impianto;
- ✓ n°4 Cabine Elettriche MTR (Main Technical Room) per la connessione e la distribuzione; in esse sono contenuti i quadri a 36 kV all'interno dei quali verranno convogliate le linee 36 kV relative ai sottocampi (da A a P) di cui si compone l'impianto;
- ✓ n°1 MTR in uscita dall'impianto in cui verranno convogliate le linee a 36 kV provenienti dalle prime 4 MTR, avverrà il parallelo, lo scambio entra-esce con il BESS e la partenza verso l'edificio produttore prima e la SE TERNA poi;
- ✓ n°1 Control Room destinata ad ospitare uffici e relativi servizi: monitoraggio della strumentazione di sicurezza e locale deposito;
- ✓ un'area adibita allo Storage - BESS - composta da container prefabbricati che ospitano i rack di batterie, Power Conversion System (PCS) e una linea di connessione 36 kV all'edificio produttore della SSE utente.
- ✓ un edificio produttore a 36 kV sito in adiacenza alla SE TERNA all'interno del quale avverrà la misura e il parallelo delle linee prima dell'ingresso nei quadri della Stazione del Distributore;
- ✓ un collegamento elettrico dell'impianto fotovoltaico alla rete di trasmissione di alta tensione che avverrà in antenna a 36 kV sulla sezione a 36 kV della futura Stazione

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 6 |

Elettrica (SE) della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Rumianca - Villasor", previo:

- ✓ riclassamento a 380 kV della linea RTN 220 kV “Rumianca – Villasor”;
- ✓ ampliamento della sezione 380 kV della esistente SE RTN 380/220/150 kV di Rumianca;
- ✓ realizzazione della sezione 380 kV della SE RTN 220/150 kV di Villasor, da raccordare alla linea RTN 380 kV “Ittiri – Selargius”.

2.1. CONFIGURAZIONE IMPIANTO

L’impianto in progetto produce energia elettrica in BT in corrente continua su più linee in uscita dagli string-box, le quali vengono convogliate verso appositi quadri nelle Power Station, dove è presente l’inverter e avverrà la trasformazione in corrente alternata a 36 kV. La linea in uscita dai trasformatori BT/36 kV di ciascuna PS verrà quindi vettoriata, passando da altre PS e MTR, verso la MTR5 di impianto, dove avverranno le misure e la partenza verso il punto di consegna presso l’edificio produttore.

Come già rappresentato nelle premesse, il generatore fotovoltaico è costituito da 23 aree elettricamente connesse a 23 power station di potenza variabile come di seguito esplicitato:

| Sottocampo | Potenza picco (kW) |
|------------|--------------------|
| PS1 | 4.635 |
| PS2 | 4.080 |
| PS3 | 4.305 |
| PS4 | 4.320 |
| PS5 | 4.080 |
| PS6 | 4.575 |
| PS7 | 4.515 |
| PS8 | 4.470 |
| PS9 | 4.305 |
| PS10 | 4.395 |
| PS11 | 4.410 |
| PS12 | 4.590 |
| PS13 | 3.480 |
| PS14 | 3.750 |
| PS15 | 4.485 |
| PS16 | 3.945 |
| PS17 | 4.455 |

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 7 |

| | |
|---------------|------------------|
| PS18 | 4.440 |
| PS19 | 4.365 |
| PS20 | 4.380 |
| PS21 | 3.975 |
| PS22 | 4.365 |
| PS23 | 3.870 |
| Totale | 98.550 kW |

Tabella 1 - Suddivisione in PS delle aree di impianto

I moduli verranno installati su apposite strutture a sistema monoassiale in acciaio zincato gravanti su pali infissi o trivellati nel terreno a profondità variabile.

La scelta dei materiali utilizzati per le strutture conferisce alla struttura di sostegno robustezza e una vita utile di gran lunga superiore ai 20 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di produzione. Il generatore fotovoltaico, presenta una potenza di picco complessiva pari a **98.550 kW_p**, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento (Massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

L'impianto fotovoltaico in oggetto è composto complessivamente da 157.680 moduli fotovoltaici del tipo N-type in silicio monocristallino, collegati in serie da 24 moduli tra loro così da formare gruppi di moduli denominati stringhe, e da questi collegati agli string-box. Dagli string-box avviene il collegamento in BT in corrente continua verso le 23 PS con inverter di progetto dove avverrà la trasformazione in alternata e da BT a 36kV.

Le stringhe di ogni sottocampo verranno attestate a gruppi che variano da 15/16 presso gli string-box, dove avviene il parallelo delle stringhe.

La tabella che segue mostra la suddivisione dell'impianto di generazione in PS, con i dati relativi al numero di stringhe e alla potenza nominale in c.c.

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 8 |

| STRUTTURE | AREA | N. stringbox per sezione inverter | N. stringhe per ciascun stringbox | N. stringhe per sezione inverter | N. stringhe per Power Station | N. moduli per sezione inverter | Potenza picco [kW] | Potenza nominale AC singolo inverter | Potenza nominale AC banco inverter | CONFIGURAZIONE |
|--------------------|------|-----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------|--------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|
| TEGHERS MONOSTRILI | PS1 | 11 | 15 | 165 | 309 | 3960 | 4635 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW |
| | | 9 | 16 | 144 | | 3456 | | | | |
| | PS2 | 16 | 15 | 240 | 272 | 5760 | 4080 | 4000 | 4000 | Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw |
| | | 2 | 16 | 32 | | 768 | | | | |
| | PS3 | 17 | 15 | 255 | 287 | 6120 | 4305 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW |
| | | 2 | 16 | 32 | | 768 | | | | |
| | PS4 | 0 | 15 | 0 | 288 | 0 | 4320 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW |
| | | 18 | 16 | 288 | | 6912 | | | | |
| | PS5 | 16 | 15 | 240 | 272 | 5760 | 4080 | 4000 | 4000 | Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw |
| | | 2 | 16 | 32 | | 768 | | | | |
| | PS6 | 15 | 15 | 225 | 305 | 5400 | 4575 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW |
| | | 5 | 16 | 80 | | 1920 | | | | |
| | PS7 | 3 | 15 | 45 | 301 | 1080 | 4515 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW |
| | | 16 | 16 | 256 | | 6144 | | | | |
| | PS8 | 6 | 15 | 90 | 298 | 2160 | 4470 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW |
| | | 13 | 16 | 208 | | 4992 | | | | |
| | PS9 | 17 | 15 | 255 | 287 | 6120 | 4305 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW |
| | | 2 | 16 | 32 | | 768 | | | | |
| | PS10 | 11 | 15 | 165 | 293 | 3960 | 4395 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW |
| | | 8 | 16 | 128 | | 3072 | | | | |
| | PS11 | 10 | 15 | 150 | 294 | 3600 | 4410 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW |
| | | 9 | 16 | 144 | | 3456 | | | | |
| | PS12 | 14 | 15 | 210 | 306 | 5040 | 4590 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW |
| 6 | | 16 | 96 | 2304 | | | | | | |
| PS13 | 16 | 15 | 240 | 256 | 5760 | 3840 | 4000 | 4000 | Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw | |
| | 1 | 16 | 16 | | 384 | | | | | |
| PS14 | 6 | 15 | 90 | 250 | 2160 | 3750 | 4000 | 4000 | Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw | |
| | 10 | 16 | 160 | | 3840 | | | | | |
| PS15 | 5 | 15 | 75 | 299 | 1800 | 4485 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW | |
| | 14 | 16 | 224 | | 5376 | | | | | |
| PS16 | 9 | 15 | 135 | 263 | 3240 | 3945 | 4000 | 4000 | Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw | |
| | 8 | 16 | 128 | | 3072 | | | | | |
| PS17 | 7 | 15 | 105 | 297 | 2520 | 4455 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW | |
| | 12 | 16 | 192 | | 4608 | | | | | |
| PS18 | 8 | 15 | 120 | 296 | 2880 | 4440 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW | |
| | 11 | 16 | 176 | | 4224 | | | | | |
| PS19 | 13 | 15 | 195 | 291 | 4680 | 4365 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW | |
| | 6 | 16 | 96 | | 2304 | | | | | |
| PS20 | 12 | 15 | 180 | 292 | 4320 | 4380 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW | |
| | 7 | 16 | 112 | | 2688 | | | | | |
| PS21 | 7 | 15 | 105 | 265 | 2520 | 3975 | 4000 | 4000 | Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw | |
| | 10 | 16 | 160 | | 3840 | | | | | |
| PS22 | 13 | 15 | 195 | 291 | 4680 | 4365 | 4400 | 4400 | Power Station SMA MVPS da 4,40 MW | |
| | 6 | 16 | 96 | | 2304 | | | | | |
| PS23 | 14 | 15 | 210 | 258 | 5040 | 3870 | 4000 | 4000 | Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw | |
| | 3 | 16 | 48 | | 1152 | | | | | |
| TOTALI | | 426 | / | 6570 | | 157680 | 98550 | | 98400 | |

Tabella 2 - Dettaglio dimensionamento impianto

| | | |
|-------------------------|---|--------|
| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 9 |

3. MODULI FOTOVOLTAICI DI PROGETTO

I moduli previsti dal presente progetto sono tutti della medesima tipologia e taglia. Si tratta dei moduli bifacciali Jinko Solar, modello JKM625N-78HL4-BDV, di nuova tecnologia n-type. La tecnologia n-type consente il funzionamento della cella fotovoltaica su un letto composto dalla componente negativa di fosforo che non reagendo con l'ossigeno come il boro, consente l'aumento della efficienza del modulo eliminando il difetto di "Ricombinazione" ossigeno-silicio-boro. Il modulo è composto da 156 (2x78) celle, la cui potenza di picco è pari a 625Wp. Il numero di moduli che compongono una stringa è pari a 24.

Ogni modulo ha dimensioni pari a 2465 x 1134 x 30 mm.

Il numero di moduli che compongono una stringa è pari a 24, per cui la tensione della stringa nel punto MPPT risulta essere variabile dai 1420,86 V alla temperatura di 0°C fino ai 1162,52 V alla temperatura di 80°C.

Nelle condizioni STC il modulo presenta un'efficienza del 22,36 %.

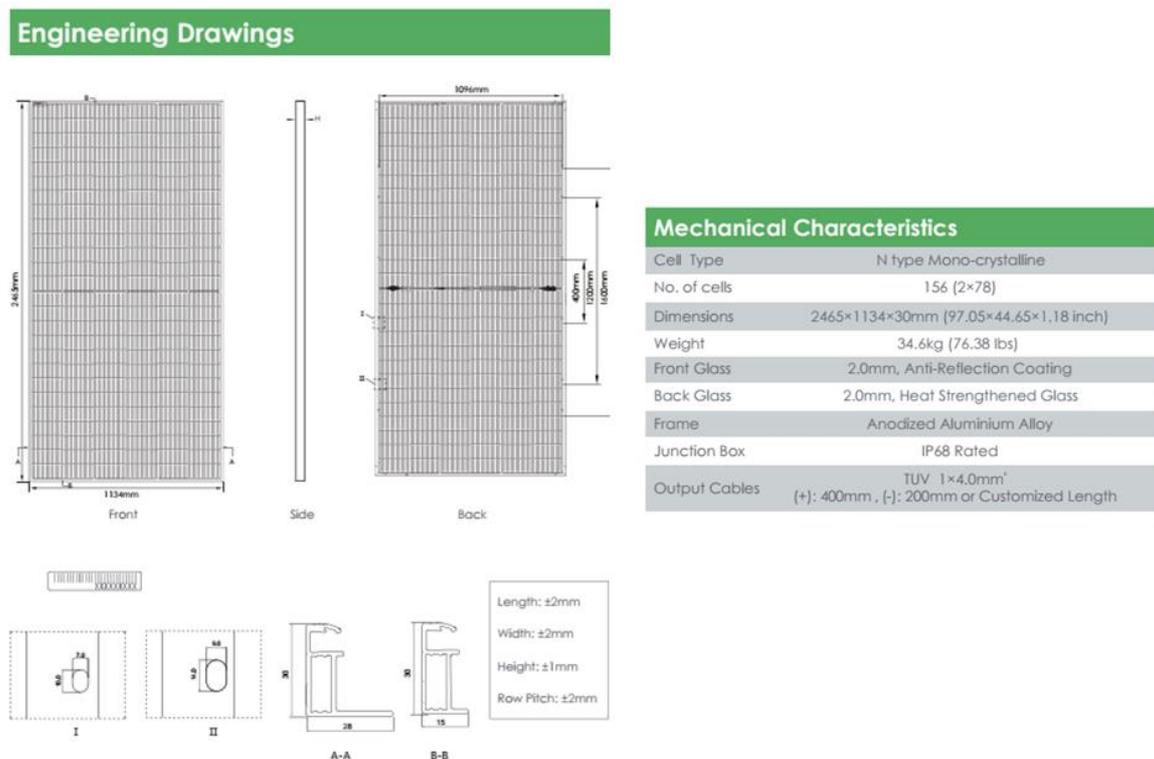


Figura 1 – Dati dimensionali modulo fotovoltaico

Di seguito si riportano i principali dati tecnici estratti dai datasheet. Per la descrizione dettagliata e le certificazioni si rimanda alla relazione tecnica impianti.

| | | |
|-------------------------|---|--------|
| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 10 |

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

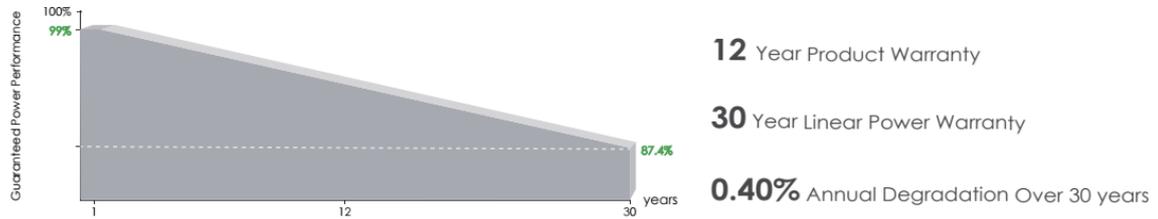


Figura 2 – Prestazioni garantite modulo fotovoltaico

| SPECIFICATIONS | | | | | | | | | | |
|---|-------------------|--------|-------------------|--------|-------------------|--------|-------------------|--------|-------------------|--------|
| Module Type | JKM605N-78HL4-BDV | | JKM610N-78HL4-BDV | | JKM615N-78HL4-BDV | | JKM620N-78HL4-BDV | | JKM625N-78HL4-BDV | |
| | STC | NOCT |
| Maximum Power (Pmax) | 605Wp | 455Wp | 610Wp | 459Wp | 615Wp | 462Wp | 620Wp | 466Wp | 625Wp | 470Wp |
| Maximum Power Voltage (Vmp) | 45.42V | 42.23V | 45.60V | 42.35V | 45.77V | 42.46V | 45.93V | 42.57V | 46.10V | 42.68V |
| Maximum Power Current (Imp) | 13.32A | 10.77A | 13.38A | 10.83A | 13.44A | 10.89A | 13.50A | 10.95A | 13.56A | 11.01A |
| Open-circuit Voltage (Voc) | 55.17V | 52.41V | 55.31V | 52.54V | 55.44V | 52.66V | 55.58V | 52.79V | 55.72V | 52.93V |
| Short-circuit Current (Isc) | 13.95A | 11.26A | 14.03A | 11.33A | 14.11A | 11.39A | 14.19A | 11.46A | 14.27A | 11.52A |
| Module Efficiency STC (%) | 21.64% | | 21.82% | | 22.00% | | 22.18% | | 22.36% | |
| Operating Temperature(°C) | -40°C~+85°C | | | | | | | | | |
| Maximum system voltage | 1500VDC (IEC) | | | | | | | | | |
| Maximum series fuse rating | 30A | | | | | | | | | |
| Power tolerance | 0~+3% | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Pmax | -0.29%/°C | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Voc | -0.25%/°C | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Isc | 0.045%/°C | | | | | | | | | |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C | | | | | | | | | |
| Refer. Bifacial Factor | 80±5% | | | | | | | | | |

Figura 3 – Dati tecnici modulo fotovoltaico

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 11 |

4. CALCOLO DI PRODUCIBILITA'

4.1. SOFTWARE UTILIZZATO

Il calcolo della producibilità dell'impianto (escludendo il sistema di BESS) è stato effettuato implementando il modello del sistema nel software di simulazione **PVSyst vers. 7.4** del quale si riporta il report di calcolo in allegato alla presente relazione.

4.2. RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA

Il sito di installazione appartiene all'area della Sardegna che dispone di dati climatici storici riportati in diversi database. Il database internazionale MeteoNorm rende disponibili i dati meteorologici per la località di UTA (UTA-Macchiareddu (CA)): l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito.

In particolare sono stati utilizzati i dati del database MeteoNorm 8.1, aggiornati rispetto a quelli utilizzati in progetto.

Nelle immagini che seguono si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

Meteo e energia incidente

| | GlobHor | DiffHor | T_Amb | WindVel | GlobInc | DifSinc | Alb_Inc |
|------------------|--------------------|--------------------|-------|---------|--------------------|--------------------|--------------------|
| | kWh/m ² | kWh/m ² | °C | m/s | kWh/m ² | kWh/m ² | kWh/m ² |
| Gennaio | 66.9 | 31.00 | 9.60 | 0.0 | 97.0 | 21.78 | 1.434 |
| Febbraio | 79.0 | 40.30 | 10.13 | 0.0 | 104.5 | 28.82 | 1.462 |
| Marzo | 131.9 | 54.30 | 12.48 | 0.0 | 182.9 | 34.53 | 2.564 |
| Aprile | 152.3 | 76.40 | 14.78 | 0.0 | 201.3 | 47.45 | 2.772 |
| Maggio | 195.6 | 87.90 | 19.35 | 0.0 | 257.6 | 46.02 | 3.690 |
| Giugno | 222.8 | 72.90 | 23.14 | 0.0 | 296.5 | 37.42 | 4.202 |
| Luglio | 228.9 | 70.90 | 25.95 | 0.0 | 308.1 | 36.61 | 4.411 |
| Agosto | 196.0 | 68.60 | 26.14 | 0.0 | 272.3 | 36.02 | 3.920 |
| Settembre | 143.1 | 58.80 | 21.98 | 0.0 | 193.7 | 37.50 | 2.733 |
| Ottobre | 109.4 | 45.70 | 19.47 | 0.0 | 154.9 | 29.86 | 2.252 |
| Novembre | 68.3 | 31.20 | 14.40 | 0.0 | 100.0 | 22.68 | 1.431 |
| Dicembre | 54.5 | 26.30 | 11.11 | 0.0 | 78.8 | 18.75 | 1.212 |
| Anno | 1648.7 | 664.30 | 17.42 | 0.0 | 2247.6 | 397.44 | 32.083 |

Figura 4 - Dati meteorologici (fonte Meteonorm 8.1)

| | | |
|-------------------------|---|--------|
| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 12 |

Variante di simulazione : Inseguitori

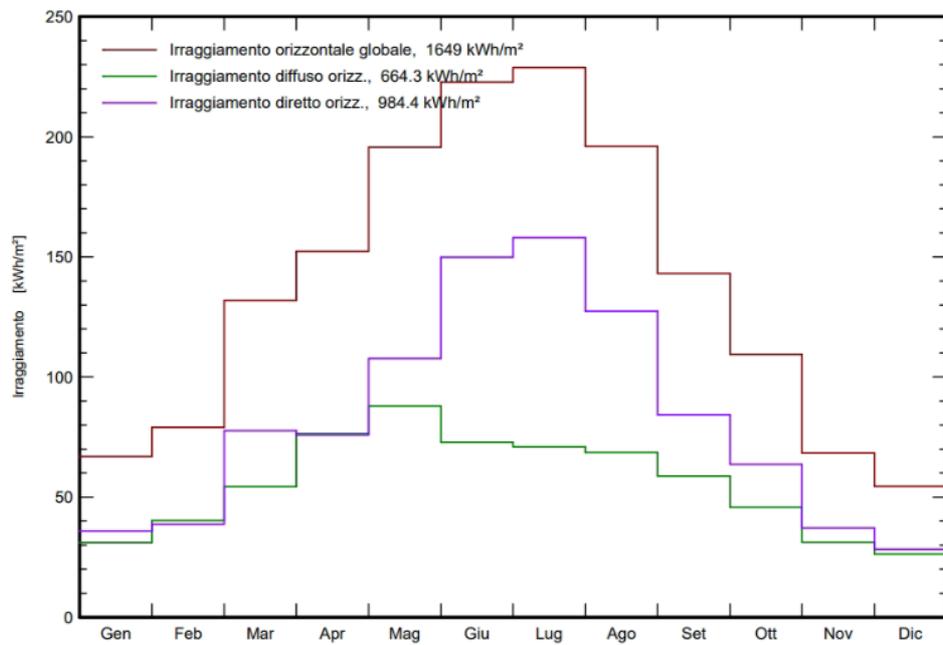


Figura 5 - Radiazione globale, diretta e diffusa incidente sul piano orizzontale

Distribuzione irradiamento incidente

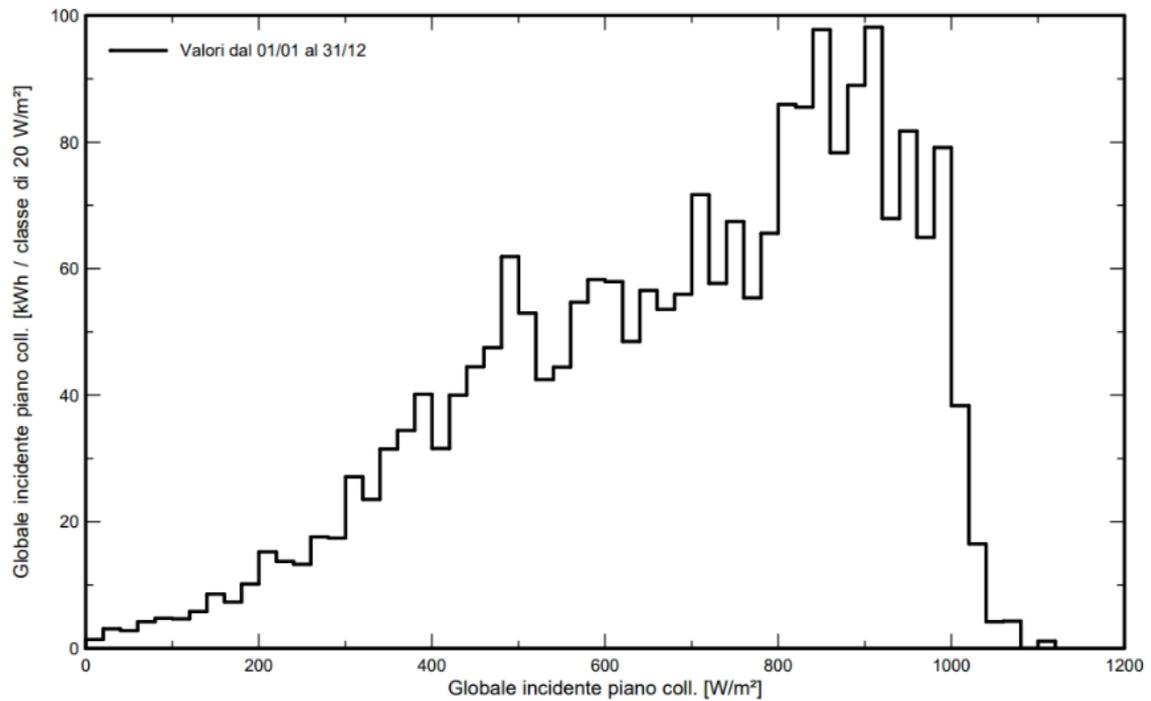


Figura 6 - Radiazione globale incidente sul piano dei collettori

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 13 |

Variante di simulazione : Inseguitori

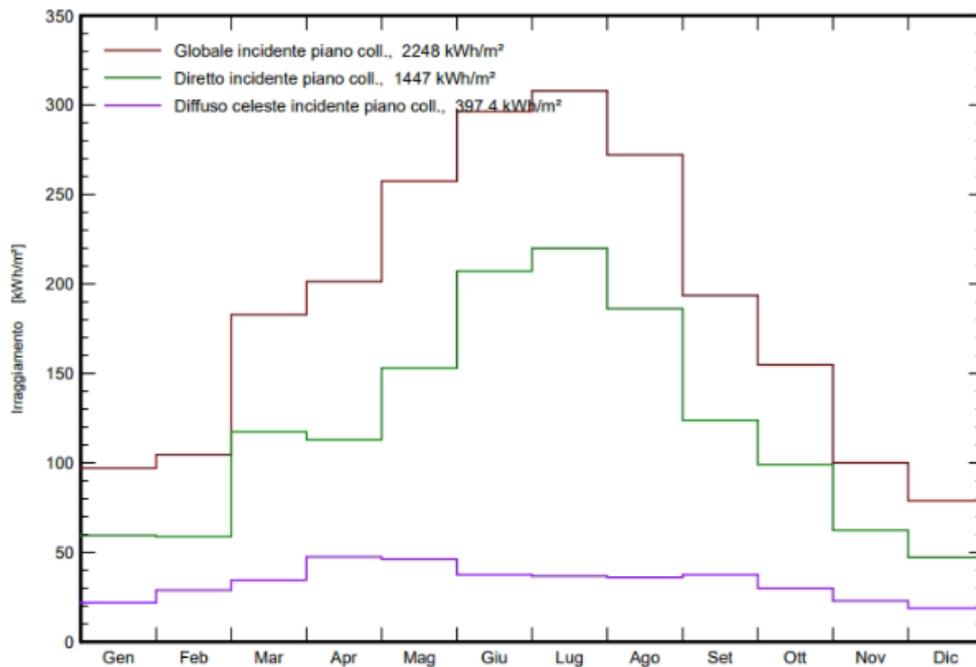


Figura 7 - Radiazione globale e diffusa incidente sul piano dei collettori

4.3. PERDITE DEL SISTEMA

Di seguito si da dettaglio delle perdite del sistema, illustrando i criteri di calcolo di ciascuna componente.

4.3.1. Perdite per ombreggiamento

Le **perdite per ombreggiamento reciproco** fra le schiere sono funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre anche sensibilmente le ore di sole nell'arco delle giornate soprattutto invernali.

Tenuto conto della distribuzione spaziale delle strutture, il valore individuato in sede di progettazione risulta pari a -8,26 %.

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 14 |

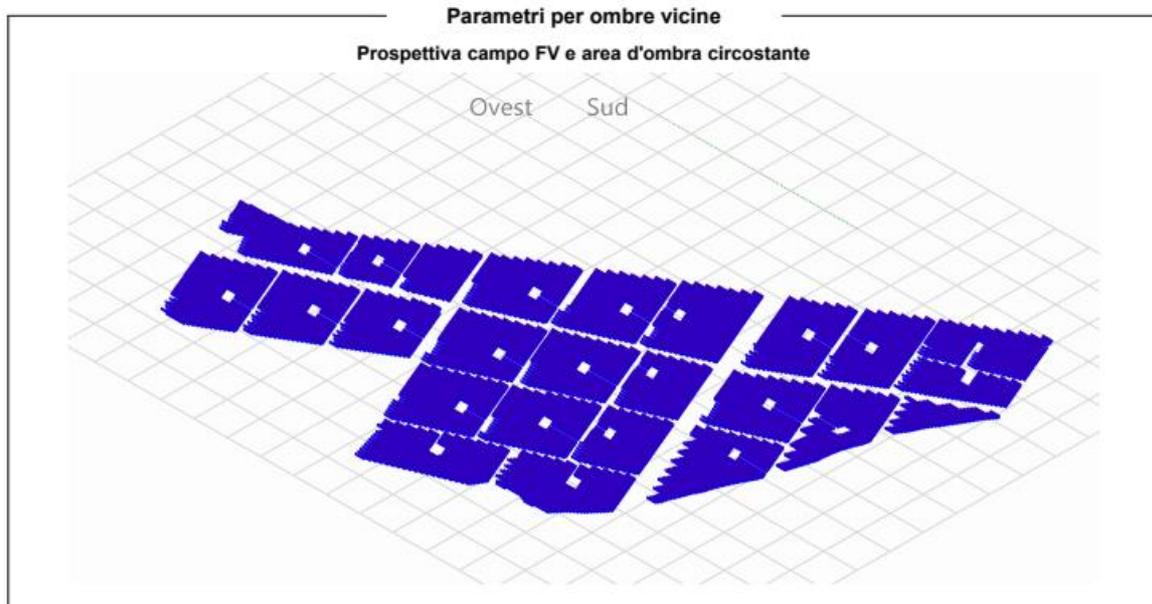


Figura 8 - Distribuzione spaziale delle strutture

4.3.2. Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1000 W/m² ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

$$\Delta\eta = -0,4 \cdot \ln(I/1000) \cdot \eta_n$$

dove:

- I = irraggiamento in W/m²;
- η_n = l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m².

Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonor), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione del livello di irraggiamento, che di seguito si riporta, è stato effettuato il calcolo di tale parametro.

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 15 |

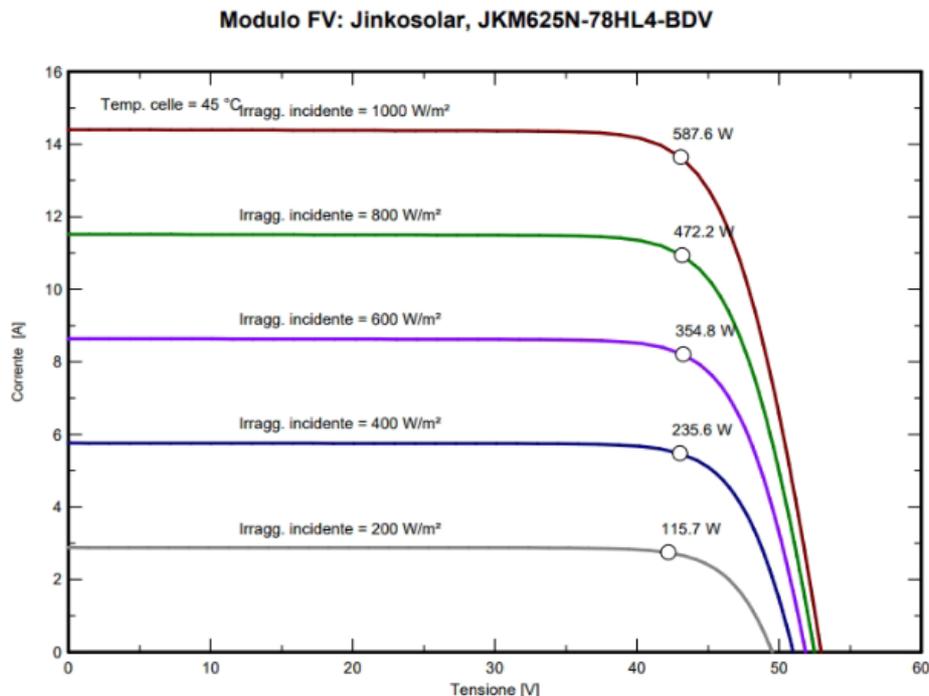


Figura 9 – Comportamento dei moduli in funzione del livello di irraggiamento

Sulla scorta di tali considerazioni, il valore delle perdite per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSyst risulta essere pari a +0,15%.

4.3.3. Perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regime di temperatura di funzionamento. All'aumentare della temperatura, le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza.

In sede di progetto è stata effettuata una valutazione di tale parametro, sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione della temperatura), ottenendo un valore di calcolo pari a -4,04 %.

4.3.4. Perdite per qualità del modulo fotovoltaico

Tale valore tiene in considerazione della tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. In particolare, il modulo proposto in progetto ha una tolleranza positiva -0 ~+3% sulla potenza nominale di 625 W.

La corretta formulazione di tale parametro di perdita tiene conto di una media pesata delle tolleranze positive dei moduli fotovoltaici, secondo formule di pesatura assunte a standard in letteratura.

Secondo tale criterio di pesatura precedentemente richiamato, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a +0,20% (guadagno).

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 16 |

4.3.5. Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico

Sono perdite relative alla naturale non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e quindi fra una stringa e l'altra.

La disposizione delle strutture, l'ottimizzazione delle linee elettriche DC, fanno sì che le differenze di prestazioni elettriche fra una stringa e l'altra risultino minimizzati, potendo così calcolare tale perdita ad un valore pari a -2,85 %.

4.3.6. Degradamento delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il degrado dei moduli fotovoltaici è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. Generalmente l'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi con un degrado costante negli anni seguenti.

La tipologia di moduli in progetto presenta una garanzia sulla produzione massima al primo anno d'esercizio del 99,0% e un decadimento annuo successivo massimo del 0,4% per i 30 anni successivi.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

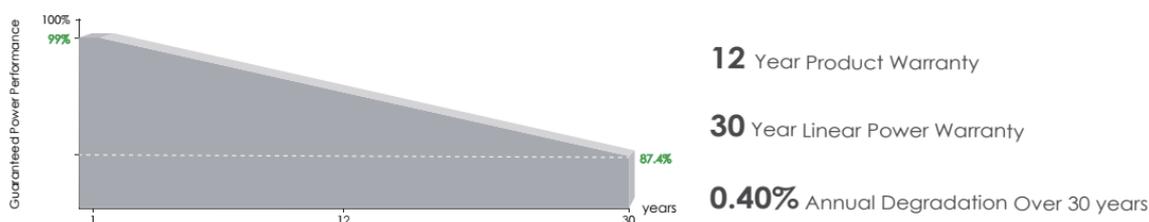


Figura 10 - Prestazioni garantite modulo fotovoltaico

Nel software di calcolo PVSyst è stato inserito il corretto modello del modulo, con la curva di decadimento appena descritta, considerando quindi il valore medio di perdita pari a -0,4%, si ha una perdita per degrado moduli al decimo anno di vita pari a -3,80%.

4.3.7. Perdite ohmiche di cablaggio DC

Si tratta di una perdita legata alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici e al loro cablaggio. Sulla base del progetto elettrico dell'impianto, con il dimensionamento e la verifica delle linee elettriche BT, grazie all'ottimizzazione dei percorsi dei cavi di corrente continua e all'utilizzo di sezioni di cavi per le stringhe di sezione idonea, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a -1,44 %.

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 17 |

4.3.8. Perdite sul sistema di conversione

Sono dovute alla curva di efficienza degli inverter in funzione della potenza in uscita e quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di convertitore utilizzato, marca e dallo schema di trasformazione.

Secondo i calcoli delle perdite di rete con il software PVSyst, imputando nel modello di calcolo i dati dell'inverter in progetto, le perdite sono state calcolate pari al -1,39 %.

Tenendo conto del rapporto fra la potenza nominale per parco fotovoltaico e la potenza nominale degli inverter, si ha un'ulteriore perdita legata al superamento della potenza massima in ingresso agli inverter. Tale valore risulta essere pari al -1,34 %.

4.3.9. Perdite sui circuiti in corrente alternata

In questa voce vanno considerate due componenti:

Perdite circuiti in corrente alternata in BT

Si tratta di una perdita legata alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici e al loro cablaggio.

In questo caso, poiché l'inverter è all'interno della PS, non vi è un collegamento in BT in corrente alternata tra l'inverter e la Power Station.

Dunque, tale valore di perdita è stato calcolato pari a -0,00 %.

Perdite circuiti in corrente alternata a 36 kV interne all'impianto

Secondo lo schema unifilare di progetto e la disposizione planimetrica delle cabine PS, sono state calcolate le perdite della rete a 36 kV interne all'impianto, riportate nel dettaglio.

| | | |
|-------------------------|---|--------|
| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 18 |

| Dati impianto | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|----------------------------------|-------------------------|--------------------|--|---------------------------------|--|---------------------|--------------------|----------------------------|--------------------|--------------|
| LINEA | Potenza Apparente nominale [MVA] | Fattore di potenza cosφ | Lunghezza cavo [m] | Corrente di impiego I _a [A] | Sezione cavo [mm ²] | Portata cavo nominale I ₀ [A] | Resistenza cavo [Ω] | Reattanza cavo [Ω] | ΔV % | Potenza persa [kW] | Δp % |
| PS1-PS3 | 4,40 | 0,90 | 655 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,1382 | 0,080 | 0,05% | 2,06 | 0,05% |
| PS2-PS5 | 4,00 | 0,90 | 420 | 64,15 | 3x1x185 | 320 | 0,0886 | 0,051 | 0,03% | 1,09 | 0,03% |
| PS3-MTR4 | 8,80 | 0,90 | 475 | 141,13 | 3x1x185 | 320 | 0,1002 | 0,058 | 0,08% | 5,99 | 0,07% |
| PS4-MTR4 | 4,40 | 0,90 | 195 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,0411 | 0,024 | 0,02% | 0,61 | 0,01% |
| PS5-MTR4 | 8,00 | 0,90 | 335 | 128,30 | 3x1x185 | 320 | 0,0707 | 0,041 | 0,05% | 3,49 | 0,04% |
| PS6-PS7 | 4,40 | 0,90 | 285 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,0601 | 0,035 | 0,02% | 0,90 | 0,02% |
| PS7-MTR2 | 8,80 | 0,90 | 805 | 141,13 | 3x1x185 | 320 | 0,1699 | 0,098 | 0,13% | 10,15 | 0,12% |
| PS8-PS9 | 4,40 | 0,90 | 400 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,0844 | 0,049 | 0,03% | 1,26 | 0,03% |
| PS9-MTR3 | 8,80 | 0,90 | 430 | 141,13 | 3x1x185 | 320 | 0,0907 | 0,052 | 0,07% | 5,42 | 0,06% |
| PS10-PS13 | 4,40 | 0,90 | 233 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,0492 | 0,028 | 0,02% | 0,73 | 0,02% |
| PS11-PS14 | 4,40 | 0,90 | 253 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,0534 | 0,031 | 0,02% | 0,80 | 0,02% |
| PS12-MTR2 | 4,40 | 0,90 | 497 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,1049 | 0,061 | 0,04% | 1,57 | 0,04% |
| PS13-MTR2 | 8,40 | 0,90 | 310 | 134,72 | 3x1x185 | 320 | 0,0654 | 0,038 | 0,05% | 3,56 | 0,04% |
| PS14-MTR3 | 8,40 | 0,90 | 205 | 134,72 | 3x1x185 | 320 | 0,0433 | 0,025 | 0,03% | 2,35 | 0,03% |
| PS15-MTR3 | 4,40 | 0,90 | 100 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,0211 | 0,012 | 0,01% | 0,32 | 0,01% |
| PS16-MTR3 | 4,00 | 0,90 | 148 | 64,15 | 3x1x185 | 320 | 0,0312 | 0,018 | 0,01% | 0,39 | 0,01% |
| PS17-MTR2 | 4,40 | 0,90 | 480 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,1013 | 0,059 | 0,04% | 1,51 | 0,03% |
| PS18-PS21 | 4,40 | 0,90 | 237 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,0500 | 0,029 | 0,02% | 0,75 | 0,02% |
| PS19-MTR1 | 8,80 | 0,90 | 147 | 141,13 | 3x1x185 | 320 | 0,0310 | 0,018 | 0,02% | 1,85 | 0,02% |
| PS20-PS19 | 4,40 | 0,90 | 220 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,0464 | 0,027 | 0,02% | 0,69 | 0,02% |
| PS21-MTR1 | 8,40 | 0,90 | 320 | 134,72 | 3x1x185 | 320 | 0,0675 | 0,039 | 0,05% | 3,68 | 0,04% |
| PS22-PS23 | 4,40 | 0,90 | 150 | 70,57 | 3x1x185 | 320 | 0,0317 | 0,018 | 0,01% | 0,47 | 0,01% |
| PS23-MTR1 | 8,40 | 0,90 | 575 | 134,72 | 3x1x185 | 320 | 0,1213 | 0,070 | 0,09% | 6,61 | 0,08% |
| BESS: PCS1-MTR5 | 16,00 | 0,90 | 125 | 256,60 | 3x1x630 | 620 | 0,0079 | 0,013 | 0,02% | 1,56 | 0,01% |
| BESS: PCS2-MTR5 | 16,00 | 0,90 | 90 | 256,60 | 3x1x630 | 620 | 0,0057 | 0,009 | 0,01% | 1,12 | 0,01% |
| BESS: PCS3-PCS1 | 8,00 | 0,90 | 30 | 128,30 | 3x1x185 | 320 | 0,0063 | 0,004 | 0,00% | 0,31 | 0,00% |
| BESS: PCS4-PCS2 | 8,00 | 0,90 | 30 | 128,30 | 3x1x185 | 320 | 0,0063 | 0,004 | 0,00% | 0,31 | 0,00% |
| BESS: PCS5-PCS6 | 8,00 | 0,90 | 75 | 128,30 | 3x1x185 | 320 | 0,0158 | 0,009 | 0,01% | 0,78 | 0,01% |
| BESS: PCS6-MTR5 | 16,00 | 0,90 | 120 | 256,60 | 3x1x630 | 620 | 0,0076 | 0,012 | 0,01% | 1,49 | 0,01% |
| MTR1-MTR5 | 25,60 | 0,90 | 1740 | 410,56 | 2x(3x1x400) | 956 | 0,1757 | 0,186 | 0,24% | 88,87 | 0,35% |
| MTR2-MTR5 | 26,00 | 0,90 | 1725 | 416,98 | 2x(3x1x400) | 956 | 0,1742 | 0,185 | 0,24% | 90,88 | 0,35% |
| MTR3-MTR5 | 25,60 | 0,90 | 1295 | 410,56 | 2x(3x1x400) | 956 | 0,1308 | 0,139 | 0,18% | 66,14 | 0,26% |
| MTR4-MTR5 | 21,20 | 0,90 | 920 | 340,00 | 2x(3x1x400) | 956 | 0,0929 | 0,098 | 0,10% | 32,22 | 0,15% |
| MTR5-Edificio prod. | 14,06 | 0,90 | 7000 | 225,44 | 3x1x630 | 620 | 0,4410 | 0,700 | 0,76% | 67,24 | 0,48% |
| MTR5-Edificio prod. | 14,06 | 0,90 | 7000 | 225,44 | 3x1x630 | 620 | 0,4410 | 0,700 | 0,76% | 67,24 | 0,48% |
| MTR5-Edificio prod. | 14,06 | 0,90 | 7000 | 225,44 | 3x1x630 | 620 | 0,4410 | 0,700 | 0,76% | 67,24 | 0,48% |
| MTR5-Edificio prod. | 14,06 | 0,90 | 7000 | 225,44 | 3x1x630 | 620 | 0,4410 | 0,700 | 0,76% | 67,24 | 0,48% |
| MTR5-Edificio prod. | 14,06 | 0,90 | 7000 | 225,44 | 3x1x630 | 620 | 0,4410 | 0,700 | 0,76% | 67,24 | 0,48% |
| MTR5-Edificio prod. | 14,06 | 0,90 | 7000 | 225,44 | 3x1x630 | 620 | 0,4410 | 0,700 | 0,76% | 67,24 | 0,48% |
| Edificio prod. - SSE TERNA | 37,50 | 0,90 | 290 | 601,41 | 2x(3x1x630) | 1240 | 0,0183 | 0,029 | 0,04% | 19,82 | 0,05% |
| Edificio prod. - SSE TERNA | 37,50 | 0,90 | 290 | 601,41 | 2x(3x1x630) | 1240 | 0,0183 | 0,029 | 0,04% | 19,82 | 0,05% |
| POTENZA COMPLESSIVA IN USCITA | 98,400 | | | | | | | | PERDITE TOTALI RETE | 850,27 | 0,86% |

Tabella 3 – Perdite di potenza nella rete 36 kV

Il parametro di perdite sui circuiti in corrente alternata è assunto pari a -0,41%.

4.3.10. Perdite sui trasformatori 36kV/BT

Sulla base delle considerazioni effettuate al paragrafo precedente, ai fini del calcolo, pertanto, il parametro di perdite sui trasformatori 36 kV/BT è stato calcolato pari a -1,07%.

4.3.11. Indisponibilità di esercizio

In sede di progetto è stata effettuata una stima dell'indice di indisponibilità garantito, sulla base della propria esperienza di O&M derivante dalla gestione di impianti simili a quello in

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRrti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 19 |

progetto. Sulla base di quanto sopra esposto, per l'indisponibilità di esercizio sono assunte pari a -1,06 %

4.3.12. Consumi ausiliari

Si stima una perdita sul totale della produzione pari a circa il 1,04 %.

4.4. PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA

Sulla scorta di tutte le considerazioni effettuate nei paragrafi precedenti, è stato effettuato il calcolo della producibilità del sistema, partendo dal modello dell'impianto imputato nel software di calcolo PVSystem.

Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite illustrate, la **produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a 175.112,533 MWh/anno.**

Considerata la potenza nominale dell'impianto, pari a 98,55 MW_p, si ha una produzione specifica pari a **1.777 (kWh/KW_p)/anno.**

Sulla base di tutte le perdite precedentemente illustrate, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (**Performance Ratio PR**) pari a **79,06 %.**

| CODICE ELABORATO | OGGETTO DELL'ELABORATO | PAGINA |
|-------------------------|---|--------|
| R.9 – RENO808PDRtti09R0 | CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO FOTOVOLTAICO | 20 |

5. ALLEGATO: REPORT PVSYST

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: RENO 808 (Uta)

Variante: FV UTA

Sistema inseguitori

Potenza di sistema: 98.55 MWc

Uta (Macchiareddu) - Italia

Autore

Hydro Engineering ss (Italy)



Progetto: RENO 808 (Uta)

Variante: FV UTA

PVsyst V7.4.2

VCO, Simulato su
30/10/23 17:36
con v7.4.2

Hydro Engineering ss (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico

Uta (Macchiareddu)

Italia

Ubicazione

Latitudine 39.21 °N

Longitudine 8.96 °E

Altitudine 42 m

Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

Cagliari

MeteoNorm 7.1 station - Sintetico

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete

Simulazione per l'anno n° 10

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Azim. asse med. 0 °

Sistema inseguitori

Algoritmo dell'inseguimento

Ottimizzazione irraggiamento

Velocità del vento limite 0 m/s

Posizione di stivaggio 0 °

Ombre vicine

Ombre lineari : Veloce (tavola)

Ombreggiamento diffuso automatico

Informazione sistema

Campo FV

Nr. di moduli

157680 unità

Pnom totale

98.55 MWc

Inverter

Numero di unità

23 unità

Pnom totale

98.40 MWac

Limite della potenza di rete

75.00 MWac

Rapporto Pnom lim. rete

1.314

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sommario dei risultati

| | | | | | |
|-------------------|---------------------|---------------|-------------------|----------------------|---------|
| Energia prodotta | 175112533 kWh/anno | Prod. Specif. | 1777 kWh/kWp/anno | Indice rendimento PR | 79.06 % |
| Energia apparente | 175112533 kVAh/anno | | | | |

Indice dei contenuti

| | |
|---|----|
| Sommario del progetto e dei risultati | 2 |
| Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema | 3 |
| Definizione orizzonte | 15 |
| Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre | 16 |
| Risultati principali | 17 |
| Diagramma perdite | 18 |
| Grafici predefiniti | 19 |
| Valutazione P50-P90 | 20 |
| Bilancio delle Emissioni di CO ₂ | 21 |



Parametri principali

| | | | | | |
|---|--|------------------------------------|--|--|--|
| Sistema connesso in rete | | Sistema inseguitori | | | |
| Orientamento campo FV | | Algoritmo dell'inseguimento | | Configurazione inseguitori | |
| Orientamento | | Ottimizzazione irraggiamento | | N. di eliostati 2739 unità | |
| Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S | | Velocità del vento limite 0 m/s | | Dimensioni | |
| Azim. asse med. 0 ° | | Posizione di stivaggio 0 ° | | Distanza eliostati 5.00 m | |
| | | | | Larghezza collettori 2.47 m | |
| | | | | Fattore occupazione (GCR) 49.3 % | |
| | | | | Phi min / max -/+ 60.0 ° | |
| | | | | Angoli limite ombreggiamento | |
| | | | | Phi limits for BT -/+ 60.3 ° | |
| Modelli utilizzati | | Ombre vicine | | Bisogni dell'utente | |
| Trasposizione Perez | | Ombre lineari : Veloce (tavola) | | Carico illimitato (rete) | |
| Diffuso Perez, Meteonorm | | Ombreggiamento diffuso Automatico | | | |
| Circumsolare separare | | | | | |
| Orizzonte | | | | | |
| Altezza media 3.4 ° | | | | | |
| Sistema bifacciale | | | | | |
| Modello | | Calcolo 2D | | | |
| | | eliostati illimitati | | | |
| Geometria del modello bifacciale | | | | Definizioni per il modello bifacciale | |
| Distanza eliostati 5.00 m | | | | Albedo dal suolo 0.30 | |
| ampiezza eliostati 2.47 m | | | | Fattore di Bifaccialità 80 % | |
| GCR 49.3 % | | | | Ombreg. posteriore 5.0 % | |
| Altezza dell'asse dal suolo 2.10 m | | | | Perd. Mismatch post. 10.0 % | |
| | | | | Frazione trasparente della tettoia 0.0 % | |
| Punto di immissione in rete | | Fattore di potenza | | | |
| Limitazione potenza di rete | | Cos(phi) (ritardo) 1.000 | | | |
| Potenza attiva 75.00 MWac | | | | | |
| Rapporto Pnom 1.314 | | | | | |

Caratteristiche campo FV

| | | | |
|--|--|--|--|
| Modulo FV | | Inverter | |
| Costruttore Jinkosolar | | Costruttore SMA | |
| Modello JKM625N-78HL4-BDV | | Modello Sunny Central 4400 UP | |
| (Definizione customizzata dei parametri) | | (Definizione customizzata dei parametri) | |
| Potenza nom. unit. 625 Wp | | Potenza nom. unit. 4400 kWac | |
| Numero di moduli FV 113616 unità | | Numero di inverter 16 unità | |
| Nominale (STC) 71.01 MWc | | Potenza totale 70400 kWac | |
| Campo #1 - PS1 | | Numero di inverter 1 unità | |
| Numero di moduli FV 7416 unità | | Potenza totale 4400 kWac | |
| Nominale (STC) 4635 kWp | | | |
| Moduli 309 Stringhe x 24 In serie | | Voltageggio di funzionamento 962-1325 V | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Rapporto Pnom (DC:AC) 1.05 | |
| Pmpp 4287 kWp | | | |
| U mpp 1016 V | | | |
| I mpp 4218 A | | | |



Caratteristiche campo FV

Campo #3 - PS3

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6888 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4305 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 287 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 3982 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 0.98 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3917 A | | |

Campo #4 - PS4

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6912 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4320 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 288 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 3996 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 0.98 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3931 A | | |

Campo #6 - PS6

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 7320 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4575 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 305 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4232 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.04 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 4163 A | | |

Campo #7 - PS7

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 7224 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4515 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 301 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4176 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.03 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 4108 A | | |

Campo #8 - PS8

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 7152 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4470 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 298 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4135 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.02 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 4067 A | | |

Campo #9 - PS9

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6888 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4305 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 287 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 3982 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 0.98 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3917 A | | |



Caratteristiche campo FV

Campo #10 - PS10

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 7032 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4395 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 293 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4065 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.00 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3999 A | | |

Campo #11 - PS11

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 7056 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4410 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 294 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4079 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.00 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 4013 A | | |

Campo #12 - PS12

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 7344 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4590 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 306 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4246 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.04 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 4177 A | | |

Campo #15 - PS15

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 7176 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4485 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 299 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4148 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.02 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 4081 A | | |

Campo #17 - PS17

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 7128 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4455 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 297 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4121 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.01 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 4054 A | | |

Campo #18 - PS18

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 7104 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4440 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 296 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4107 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.01 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 4040 A | | |



Caratteristiche campo FV

Campo #19 - PS19

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6984 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4365 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 291 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4037 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 0.99 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3972 A | | |

Campo #20 - PS20

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 7008 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4380 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 292 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4051 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.00 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3986 A | | |

Campo #22 - PS22

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6984 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4365 kWp | Potenza totale | 4400 kWac |
| Moduli | 291 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 962-1325 V |
| Pmpp | 4037 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 0.99 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3972 A | | |

Modulo FV

| | |
|--|-------------------|
| Costruttore | Jinkosolar |
| Modello | JKM625N-78HL4-BDV |
| (Definizione customizzata dei parametri) | |
| Potenza nom. unit. | 625 Wp |
| Numero di moduli FV | 44064 unità |
| Nominale (STC) | 27.54 MWc |

Inverter

| | |
|--|-----------------------|
| Costruttore | SMA |
| Modello | Sunny Central 4000 UP |
| (Definizione customizzata dei parametri) | |
| Potenza nom. unit. | 4000 kWac |
| Numero di inverter | 7 unità |
| Potenza totale | 28000 kWac |

Campo #2 - PS2

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6528 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4080 kWp | Potenza totale | 4000 kWac |
| Moduli | 272 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 880-1325 V |
| Pmpp | 3774 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.02 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3713 A | | |

Campo #5 - PS5

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6528 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 4080 kWp | Potenza totale | 4000 kWac |
| Moduli | 272 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 880-1325 V |
| Pmpp | 3774 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.02 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3713 A | | |



Caratteristiche campo FV

Campo #13 - PS13

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6144 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 3840 kWp | Potenza totale | 4000 kWac |
| Moduli | 256 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 880-1325 V |
| Pmpp | 3552 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 0.96 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3494 A | | |

Campo #14 - PS14

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6000 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 3750 kWp | Potenza totale | 4000 kWac |
| Moduli | 250 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 880-1325 V |
| Pmpp | 3469 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 0.94 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3412 A | | |

Campo #16 - PS16

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6312 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 3945 kWp | Potenza totale | 4000 kWac |
| Moduli | 263 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 880-1325 V |
| Pmpp | 3649 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 0.99 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3590 A | | |

Campo #21 - PS21

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6360 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 3975 kWp | Potenza totale | 4000 kWac |
| Moduli | 265 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 880-1325 V |
| Pmpp | 3677 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 0.99 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3617 A | | |

Campo #23 - PS23

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| Numero di moduli FV | 6192 unità | Numero di inverter | 1 unità |
| Nominale (STC) | 3870 kWp | Potenza totale | 4000 kWac |
| Moduli | 258 Stringhe x 24 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 880-1325 V |
| Pmpp | 3580 kWp | Rapporto Pnom (DC:AC) | 0.97 |
| U mpp | 1016 V | | |
| I mpp | 3521 A | | |

Potenza PV totale

| | | | |
|-------------------|-----------------------|--------------------------------|------------|
| Nominale (STC) | 98550 kWp | Potenza totale inverter | |
| Totale | 157680 moduli | Potenza totale | 98400 kWac |
| Superficie modulo | 440764 m ² | Numero di inverter | 23 unità |
| | | Rapporto Pnom | 1.00 |



Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite 1.0 %

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento
Uc (cost) 29.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Fraz. perdite 0.5 %

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.2 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 0.8 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.1 %

Degrado medio dei moduli

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

Mismatch dovuto a degrado

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

Fattore di perdita IAM

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

| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 0.987 | 0.969 | 0.929 | 0.741 | 0.000 |

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.24 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #1 - PS1

Res. globale campo 5.2 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #2 - PS2

Res. globale campo 5.3 mΩ
Fraz. perdite 1.8 % a STC

Campo #3 - PS3

Res. globale campo 5.2 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #4 - PS4

Res. globale campo 5.6 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #5 - PS5

Res. globale campo 5.9 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #6 - PS6

Res. globale campo 5.3 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #7 - PS7

Res. globale campo 5.2 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #8 - PS8

Res. globale campo 5.2 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #9 - PS9

Res. globale campo 5.2 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #10 - PS10

Res. globale campo 5.2 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #11 - PS11

Res. globale campo 5.5 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #12 - PS12

Res. globale campo 5.3 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #13 - PS13

Res. globale campo 6.3 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #14 - PS14

Res. globale campo 6.4 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #15 - PS15

Res. globale campo 5.4 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #16 - PS16

Res. globale campo 6.1 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #17 - PS17

Res. globale campo 5.4 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #18 - PS18

Res. globale campo 5.4 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #19 - PS19

Res. globale campo 5.5 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #20 - PS20

Res. globale campo 5.5 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

**Perdite DC nel cablaggio****Campo #21 - PS21**

Res. globale campo 6.1 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #22 - PS22

Res. globale campo 5.5 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #23 - PS23

Res. globale campo 6.2 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Perdite sistema**indisponibilità del sistema**

frazione di tempo 1.1 %
4.0 giorni,
2 periodi

Perdite ausiliarie

Ventilatori costanti 400 kW
0.0 kW dalla soglia di potenza

Perdite cablaggio AC**Linea uscita inv. sino al trasformatore MT**

Tensione inverter 660 Vac tri
Fraz. perdite 0.00 % a STC

Sistema globale

Sezione cavi Rame 3 x 3000 mm²
Lunghezza cavi 0 m

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 36 kV
Frazione perdita media 0.02 % a STC

Campo #1 - PS1

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 635 m

Campo #3 - PS3

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 475 m

Campo #5 - PS5

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 335 m

Campo #7 - PS7

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 805 m

Campo #9 - PS9

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 430 m

Campo #11 - PS11

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 253 m

Campo #13 - PS13

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 310 m

Campo #15 - PS15

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 100 m

Campo #17 - PS17

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 480 m

Campo #19 - PS19

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 147 m

Campo #2 - PS2

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 420 m

Campo #4 - PS4

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 195 m

Campo #6 - PS6

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 285 m

Campo #8 - PS8

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 400 m

Campo #10 - PS10

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 233 m

Campo #12 - PS12

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 497 m

Campo #14 - PS14

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 205 m

Campo #16 - PS16

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 148 m

Campo #18 - PS18

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 237 m

Campo #20 - PS20

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 220 m



Perdite cablaggio AC

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 36 kV
Frazione perdita media 0.02 % a STC

Campo #21 - PS21

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 320 m

Campo #23 - PS23

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 575 m

Campo #22 - PS22

Conduttori All 3 x 185 mm²
Lunghezza 150 m

**Perdite AC nei trasformatori****Trafo MV**

Tensione rete 36 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #1 - PS1**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.55 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 47.13 kVA

Frazione di perdite a carico 1.03 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #2 - PS2**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.00 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.06 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

Campo #3 - PS3**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.23 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.70 kVA

Frazione di perdite a carico 0.96 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #4 - PS4**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.25 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.98 kVA

Frazione di perdite a carico 0.97 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #5 - PS5**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.00 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.06 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

Campo #6 - PS6**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.50 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 45.92 kVA

Frazione di perdite a carico 1.02 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

**Perdite AC nei trasformatori****Trafo MV**

Tensione rete 36 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #7 - PS7**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.44 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 44.73 kVA

Frazione di perdite a carico 1.01 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #8 - PS8**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.39 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 43.86 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #9 - PS9**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.23 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 40.70 kVA

Frazione di perdite a carico 0.96 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #10 - PS10**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.32 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 42.41 kVA

Frazione di perdite a carico 0.98 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #11 - PS11**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.33 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 42.70 kVA

Frazione di perdite a carico 0.99 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #12 - PS12**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.51 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 46.23 kVA

Frazione di perdite a carico 1.03 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

**Perdite AC nei trasformatori****Trafo MV**

Tensione rete 36 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #13 - PS13**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.77 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.11 % a STC

Perdite a carico 35.52 kVA

Frazione di perdite a carico 0.94 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

Campo #14 - PS14**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.68 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.11 % a STC

Perdite a carico 33.89 kVA

Frazione di perdite a carico 0.92 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

Campo #15 - PS15**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.41 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 44.15 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #16 - PS16**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.87 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 37.47 kVA

Frazione di perdite a carico 0.97 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

Campo #17 - PS17**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.38 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 43.56 kVA

Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #18 - PS18**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.36 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 43.27 kVA

Frazione di perdite a carico 0.99 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

**Perdite AC nei trasformatori****Trafo MV**

Tensione rete 36 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #19 - PS19**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.29 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 41.84 kVA

Frazione di perdite a carico 0.98 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #20 - PS20**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.30 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 42.12 kVA

Frazione di perdite a carico 0.98 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #21 - PS21**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.90 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 38.04 kVA

Frazione di perdite a carico 0.98 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ

Campo #22 - PS22**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.29 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.40 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 41.84 kVA

Frazione di perdite a carico 0.98 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.99 mΩ

Campo #23 - PS23**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.80 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 4.00 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.11 % a STC

Perdite a carico 36.07 kVA

Frazione di perdite a carico 0.95 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.90 mΩ



Definizione orizzonte

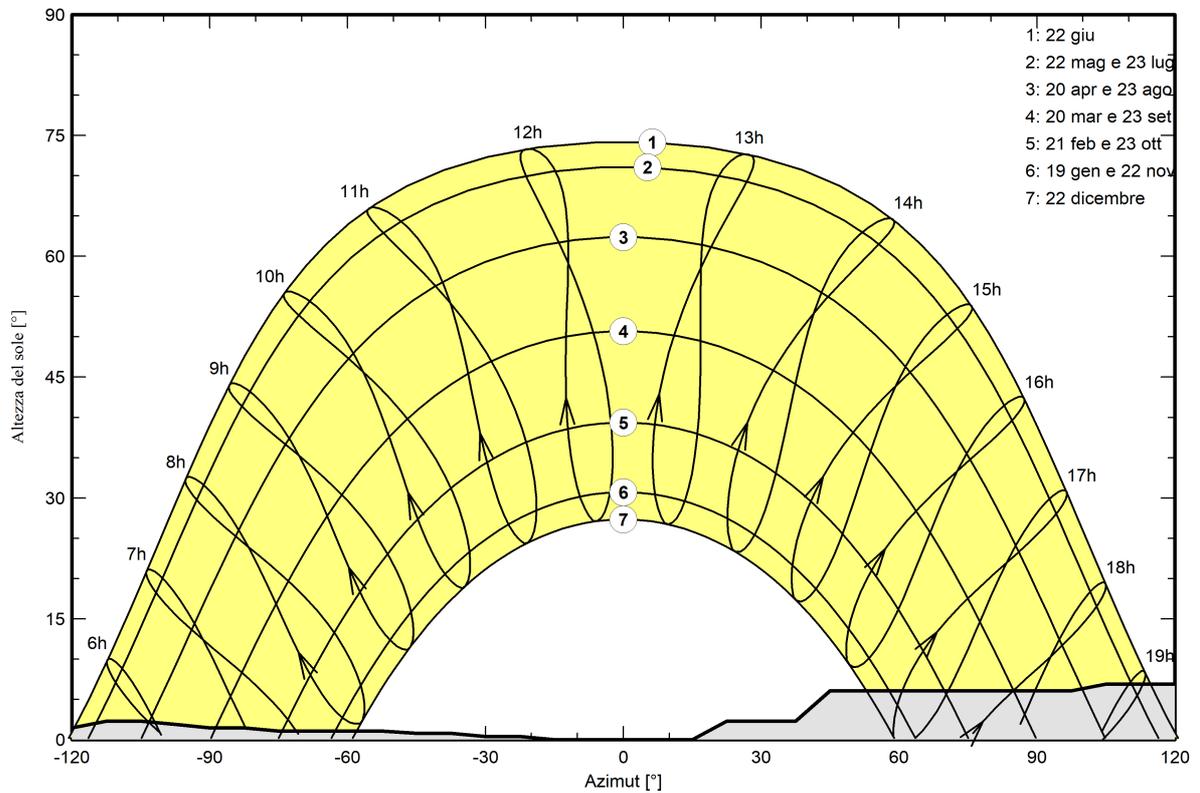
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°43'16', Long=12°49'57', Alt=250m

| | | | |
|--------------------|-------|-------------------|-------|
| Altezza media | 3.4 ° | Fattore su albedo | 0.70 |
| Fattore su diffuso | 0.93 | Frazione albedo | 100 % |

Profilo dell'orizzonte

| | | | | | | | | | | |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Azimut [°] | -180 | -173 | -165 | -158 | -143 | -135 | -128 | -120 | -113 | -105 |
| Altezza [°] | 5.3 | 4.6 | 4.2 | 3.4 | 2.3 | 1.9 | 1.5 | 1.5 | 2.3 | 2.3 |
| Azimut [°] | -98 | -90 | -83 | -75 | -53 | -45 | -38 | -30 | -23 | -15 |
| Altezza [°] | 1.9 | 1.5 | 1.5 | 1.1 | 1.1 | 0.8 | 0.8 | 0.4 | 0.4 | 0.0 |
| Azimut [°] | 15 | 23 | 38 | 45 | 98 | 105 | 158 | 165 | 173 | 180 |
| Altezza [°] | 0.0 | 2.3 | 2.3 | 6.1 | 6.1 | 6.9 | 6.9 | 5.0 | 5.0 | 5.3 |

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)





Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

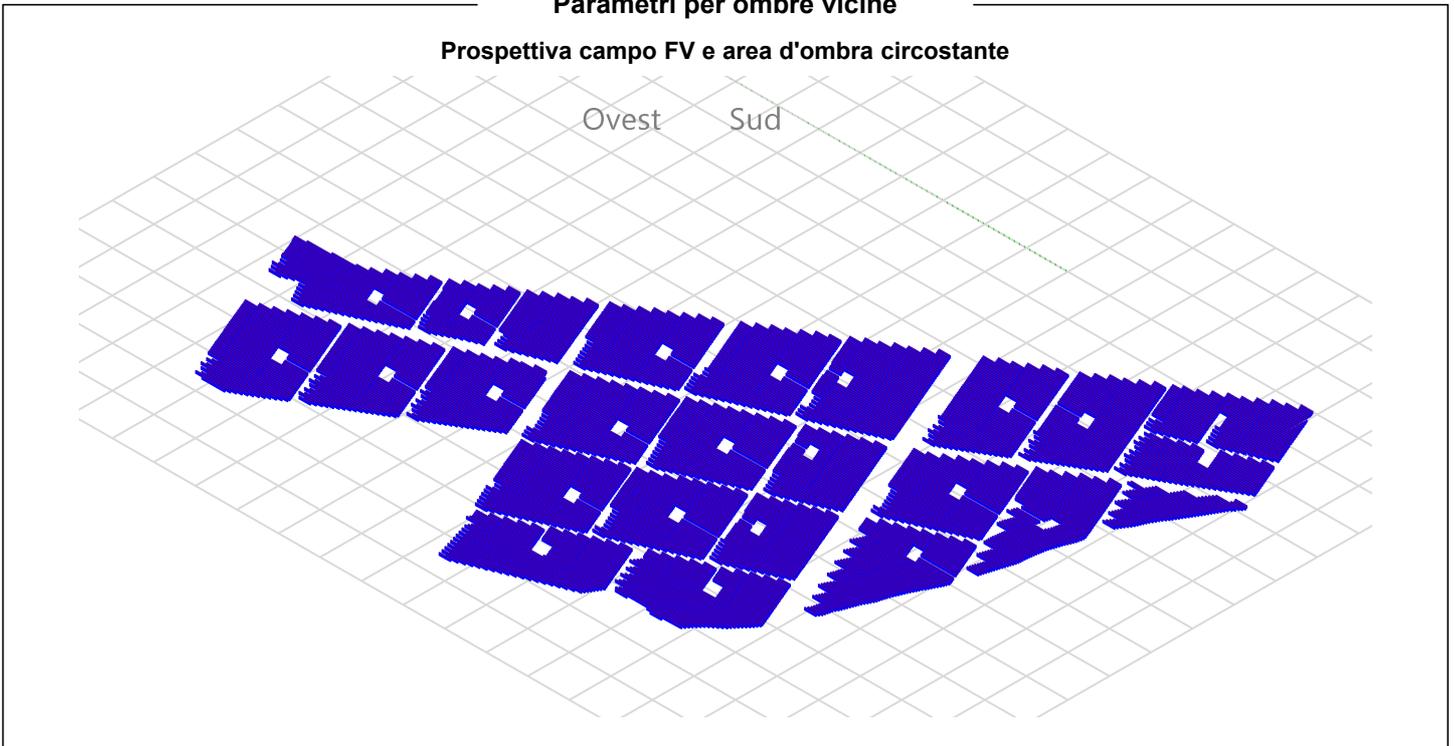
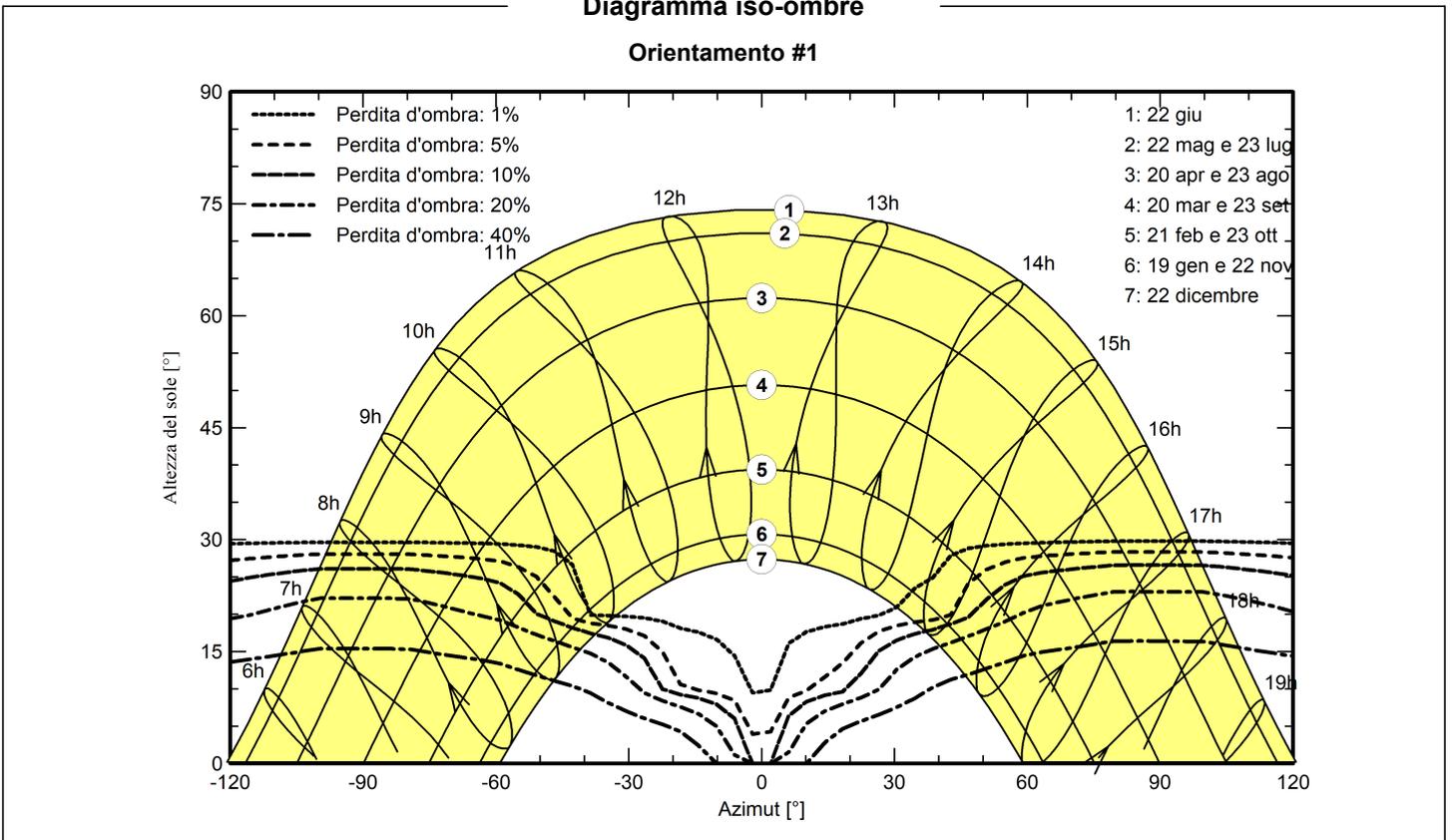


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1



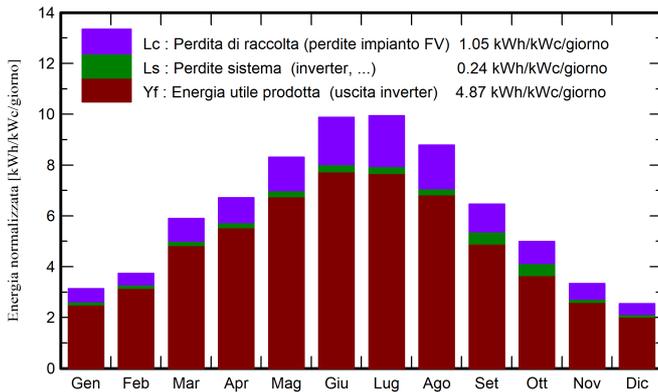


Risultati principali

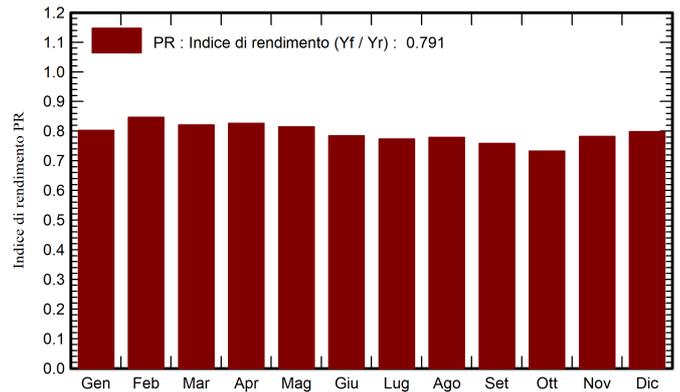
Produzione sistema

| | | | |
|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------|
| Energia prodotta | 175112533 kWh/anno | Prod. Specif. | 1777 kWh/kWp/anno |
| Energia apparente | 175112533 kVAh/anno | Indice rendimento PR | 79.06 % |

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

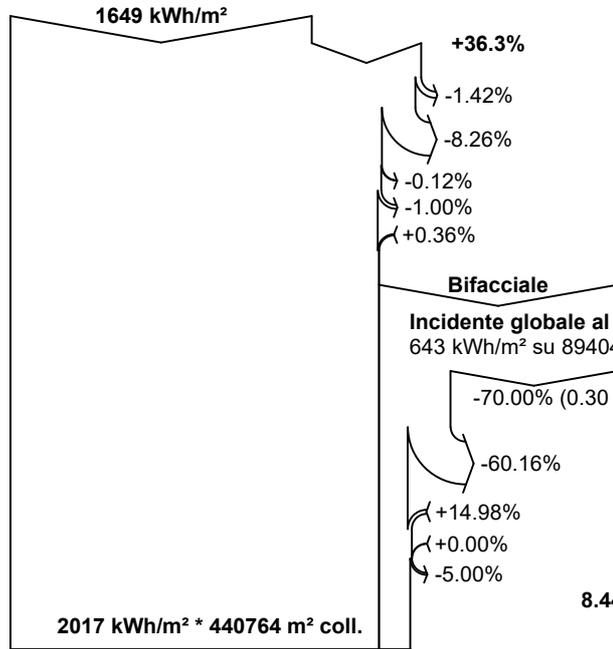
| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR ratio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| Gennaio | 66.9 | 31.00 | 9.60 | 97.0 | 82.3 | 8026413 | 7670006 | 0.802 |
| Febbraio | 79.0 | 40.30 | 10.13 | 104.5 | 93.5 | 9084396 | 8719191 | 0.846 |
| Marzo | 131.9 | 54.30 | 12.48 | 182.9 | 161.8 | 15335948 | 14794982 | 0.821 |
| Aprile | 152.3 | 76.40 | 14.78 | 201.3 | 182.0 | 16992605 | 16383670 | 0.826 |
| Maggio | 195.6 | 87.90 | 19.35 | 257.6 | 234.8 | 21406056 | 20673562 | 0.814 |
| Giugno | 222.8 | 72.90 | 23.14 | 296.5 | 274.6 | 23742986 | 22910408 | 0.784 |
| Luglio | 228.9 | 70.90 | 25.95 | 308.1 | 283.3 | 24325493 | 23476126 | 0.773 |
| Agosto | 196.0 | 68.60 | 26.14 | 272.3 | 244.8 | 21639455 | 20898244 | 0.779 |
| Settembre | 143.1 | 58.80 | 21.98 | 193.7 | 173.8 | 15896617 | 14486769 | 0.759 |
| Ottobre | 109.4 | 45.70 | 19.47 | 154.9 | 135.1 | 12633198 | 11190896 | 0.733 |
| Novembre | 68.3 | 31.20 | 14.40 | 100.0 | 84.4 | 8061144 | 7710377 | 0.782 |
| Dicembre | 54.5 | 26.30 | 11.11 | 78.8 | 66.9 | 6519108 | 6198303 | 0.798 |
| Anno | 1648.7 | 664.30 | 17.42 | 2247.6 | 2017.2 | 183663420 | 175112533 | 0.791 |

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 | | |



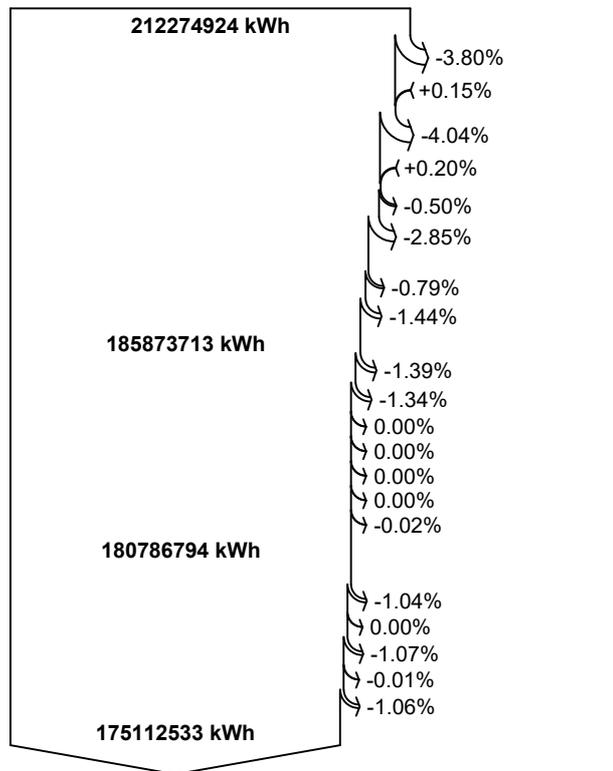
Diagramma perdite



- Irraggiamento orizzontale globale**
- Globale incidente piano coll.**
- Ombre lontane / Orizzonte
- Ombre vicine: perdita di irraggiamento
- Fattore IAM su globale
- Perdite per sporco campo
- Riflessione del suolo lato frontale
- Perdita per riflessione del suolo**
- Fattore visibilità per lato posteriore
- Diffusione del cielo sulla faccia posteriore
- Fascio efficace sul lato posteriore
- Perdita ombreggiamento posteriore
- 8.44% Irradiazione globale sulla faccia posteriore (170 kWh/m²)**
- Irraggiamento effettivo su collettori**

efficienza a STC = 22.36%

Conversione FV, Fattore di Bifaccialità = 0.80



- Energia nominale campo (effic. a STC)**
- Perdita per degrado moduli (Per anno #10)
- Perdita FV causa livello d'irraggiamento
- Perdita FV causa temperatura
- Perdita per qualità modulo
- LID - "Light induced degradation"
- Perdita disadattamento moduli e stringhe (che include 2% dispersione per degrado)
- Disadattamento dovuto ad irradiazione posteriore
- Perdite ohmiche di cablaggio
- Energia apparente impianto a MPPT**
- Perdita inverter in funzione (efficienza)
- Perdita inverter per superamento Pmax
- Perdita inverte a causa massima corrente in ingresso
- Perdita inverter per superamento Vmax
- Perdita inverter per non raggiungimento Pmin
- Perdita inverter per non raggiungimento Vmin
- Consumi notturni
- Energia in uscita inverter**
- Ausiliari (ventilatori, altro...)
- Perdite ohmiche AC
- Perdita del trasfo Medio Voltaggio
- Perdita ohmmica sulla linea MV
- Indisponibilità del sistema
- Rapporto E inutilizzata (batteria piena) / E incidente**

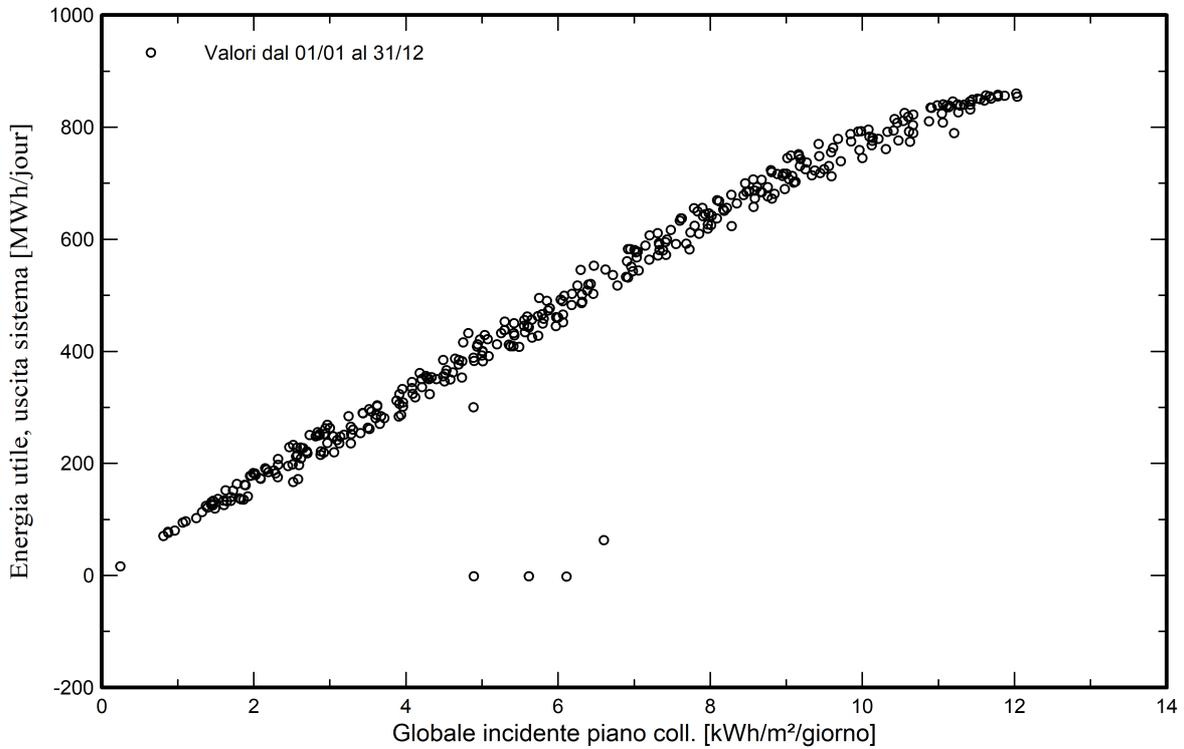
0 kVARh
175112533 kVAh

Energia reattiva immessa in rete: Cos(phi) medio = 1.000
Energia apparente immessa in rete

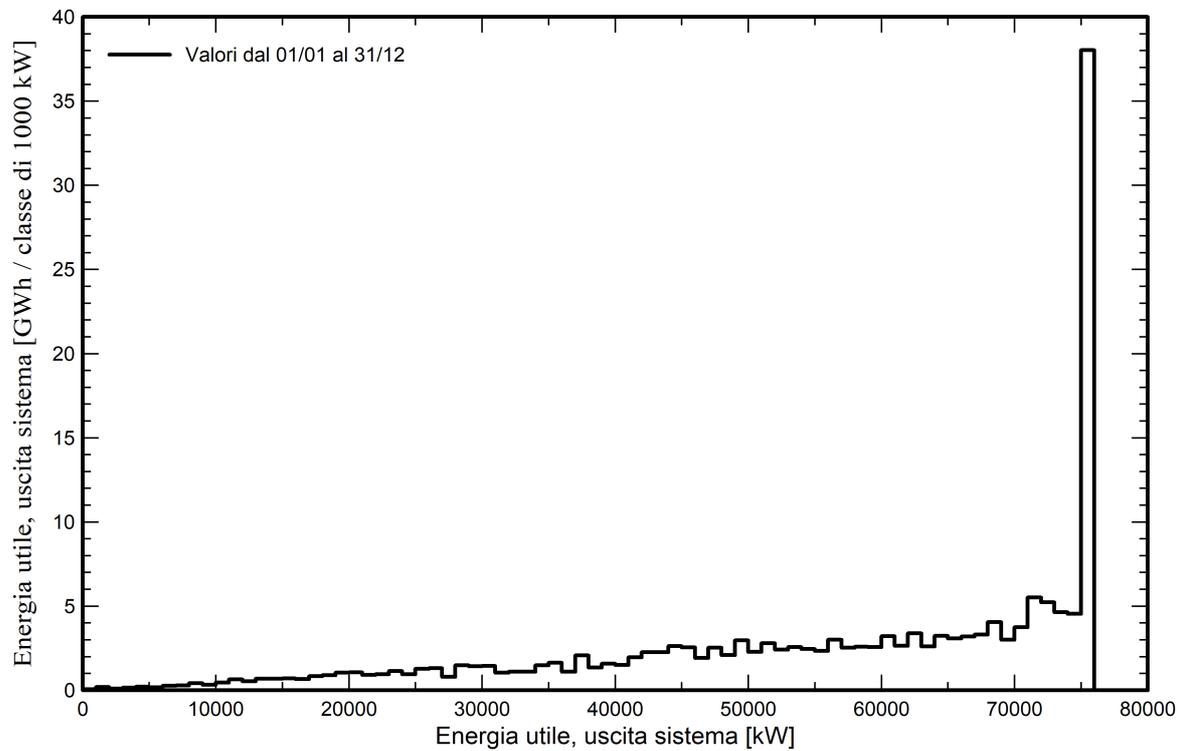


Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





Valutazione P50-P90

Dati meteo

| | |
|---------------------------------------|-----------------------|
| Fonte | MeteoNorm 7.1 station |
| Tipo | Medie mensili |
| Sintetico - Media su più anni | |
| Differenza da anno in anno (Varianza) | 4.2 % |

Deviazione Standard

| | |
|-----------------------|-------|
| Cambiamento Climatico | 0.0 % |
|-----------------------|-------|

Variabilità globale

| | |
|--------------------------------------|-------|
| Variabilità (Somma quadratica media) | 4.6 % |
|--------------------------------------|-------|

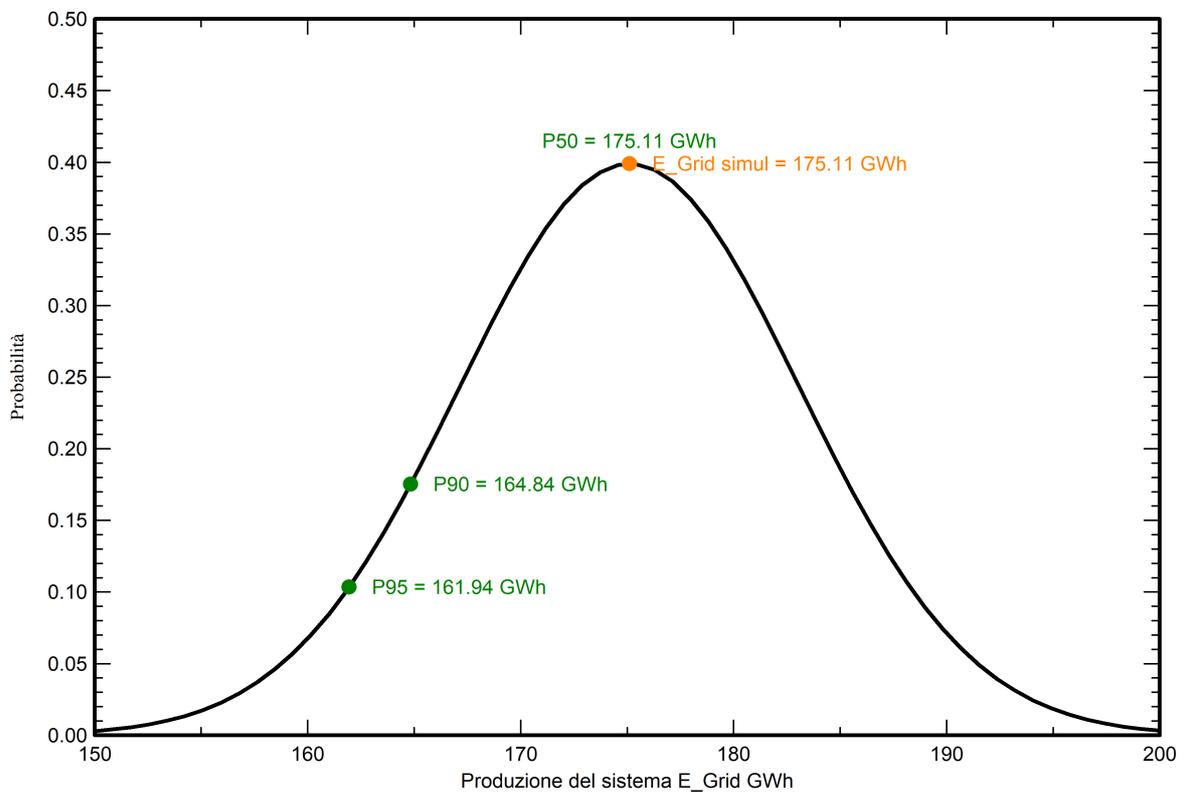
Incertezze dei parametri e simulazione

| | |
|--|-------|
| settaggio parametri modulo FV | 1.0 % |
| Incertezza nella stima efficienza inverter | 0.5 % |
| Incertezze di disadattamento e sporcizia | 1.0 % |
| Incertezza nella stima del degrado | 1.0 % |

Valore di probabilità associato alla produzione

| | |
|-------------|------------|
| Variabilità | 8.01 GWh |
| P50 | 175.11 GWh |
| P90 | 164.84 GWh |
| P95 | 161.94 GWh |

Distribuzione di probabilità





PVsyst V7.4.2
VCO, Simulato su
30/10/23 17:36
con v7.4.2

Bilancio delle Emissioni di CO₂

Totale: -32365.7 tCO₂

Emissioni generate

Totale: 32365.72 tCO₂

Fonte: Calcolo dettagliato dalla tabella in basso

Emissioni evitate

Totale: 0.0 tCO₂

Produzione del sistema: 175112.53 MWh/an

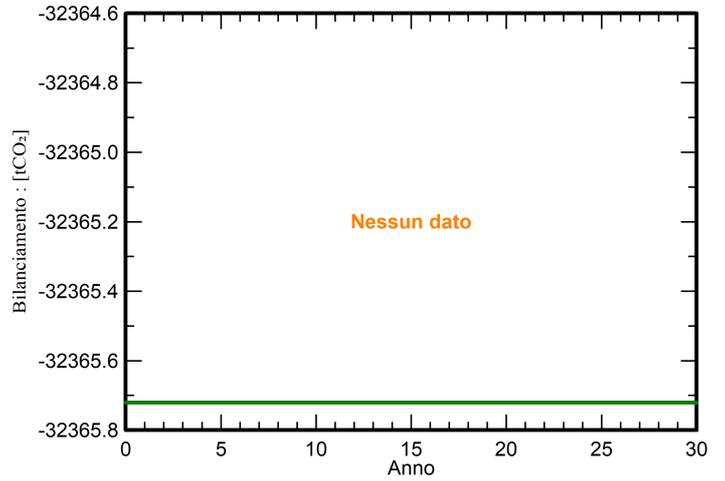
Emissioni durante il ciclo di vita: 0 gCO₂/kWh

Fonte: Valore customizzato definito dall'utente

Durata di vita: 30 anni

Degradazione annua: 1.0 %

CO₂ Evitata: Emissioni vs. Tempo



Dettagli delle emissioni del sistema nel ciclo di vita

| Elemento | LCE (ciclo vitale energia) | Quantità | Subtotale [kgCO ₂] |
|----------|-----------------------------|------------|-----------------------------------|
| Moduli | 1781 kgCO ₂ /kWp | 18165 kWp | 32356021 |
| Supporti | 0.01 kgCO ₂ /Kg | 1453200 Kg | 9693 |
| Inverter | 0.66 kgCO ₂ / | 10.00 | 6.61 |