

REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI  
BARLETTA-ANDRIA-TRANI



COMUNE DI SPINAZZOLA



Denominazione impianto:

**MASSERIA D'ERRICO**

Ubicazione:

**Comune di Spinazzola (BT)  
Località "Masseria D'Errico"**

Fogli: 84 / 86

Particelle: varie

**PROGETTO DEFINITIVO**

**DI UN IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO CONNESSO ALLA RTN DELLA POTENZA DI PICCO PARI A 36.517,18 KWp IN DC E POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.312,64 KWp IN AC, DA UBICARE NEL COMUNE DI SPINAZZOLA (BT), DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN RICADENTI NEI COMUNI DI SPINAZZOLA (BT), VENOSA E MONTEMILONE (PZ) E PIANO AGRONOMO PER L'UTILIZZO A SCOPI AGRICOLI DELL'AREA.**

PROPONENTE



SOLAR ENERGY VENTIQUATTRO S.r.l

**SOLAR ENERGY VENTIQUATTRO S.R.L.**

Via Sebastian Altmann, 9

39100 Bolzano (BZ)

P.IVA 03084880214

PEC: solareenergyventiquattro.srl@legalmail.it

**Codice Autorizzazione Unica U026VV2**

ELABORATO

**RELAZIONE PRODUCIBILITA'**

Tav. n°

**15DS**

Scala

| Aggiornamenti | Numero | Data  | Motivo      | Eseguito   | Verificato | Approvato |
|---------------|--------|-------|-------------|--|------------|-----------|
|               |        | Rev 0 | Giugno 2021 | Istanza per l'avvio del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'Art. 23 del D.Lgs.152/2006 e ss.mm.ii. |            |           |

IL PROGETTISTA

*Dott. Ing. ANTONIO ALFREDO AVALLONE*

*Via Lama n.18 - 75012 Bernalda (MT)*

*Ordine degli Ingegneri di Matera n. 924*

*PEC: antonioavallone@pec.it*

*Cell: 339 796 8183*



Spazio riservato agli Enti

IL TECNICO

*Dott. Ingegnere NICOLA INCAMPO*

*Altamura BA-70022*

*P.IVA 08150200723*

*Ordine Ingegneri di Bari n°6280*

*PEC: nicola.incampo6280@pec.ordingbari*



|  |  |
|--|--|
| <b>CALCOLI PRELIMINARI SUGLI IMPIANTI</b>                    | ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.        |
| <b>PREMESSA</b>  | <b>2</b>                                     |
| <b>DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE</b> | <b>2</b>                                     |
| <b>RIFERIMENTI NORMATIVI</b>                                 | ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.        |
| <b>TERNA</b>   | <b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b> |
| <b>CRITERIO GENERALE DI CALCOLO</b>                          | <b>3</b>                                     |
| <b>CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA</b>               | <b>3</b>                                     |
| <b>DATI GENERALI DEL PROGETTO</b>                            | <b>7</b>                                     |
| <b>CALCOLI E VERIFICHE ELETTRICHE</b>                        | ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.        |

## RELAZIONE PRODUCIBILITA'

### PREMESSA

Il sottoscritto ing. Nicola Incampo, nato ad Altamura il 31/03/1972, C.F. NCMNCL72C31A225M, regolarmente iscritto all'Albo degli Ingegneri della Provincia di Bari col n. 6280, progettista della INF di Felice Incampo, con sede in Via Golgota 3/B – 70022 Altamura (BA), P.I. 08150200723, incaricato dalla **Solar Energy ventiquattro Srl**, con sede in Via Sebastian Altmann 9 – 39100 Bolzano, P.I. 03084880214, della progettazione dell'impianto elettrico a servizio di un impianto solare fotovoltaico connesso alla RTN della potenza di picco pari a **36.517,18 KWp** in DC e potenza in immissione pari a 36.312,64 KWp in AC, da ubicare nel comune di Spinazzola (BT), delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nei comuni di Spinazzola (BT), venosa e Montemilone (PZ) e piano agronomico per l'utilizzo a scopi agricoli dell'area, identificato dal codice di rintracciabilità **Terna 202000390**, da realizzare in località **Masseria D'Errico** in agro Spinazzola (BAT) su terreni censiti al FG 84 Particelle 8-10-54 e al FG 86 Particelle 98-101, redige la presente relazione tecnica relativa alla stima di producibilità dell'impianto. Il progetto è finalizzato alla produzione della cosiddetta energia elettrica "pulita" e ben si inquadra nel disegno nazionale di incremento delle risorse energetiche utilizzando fonti alternative a quelle di sfruttamento dei combustibili fossili, ormai reputate spesso dannose per gli ecosistemi e per la salvaguardia ambientale.

### DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE

Il progetto in esame è proposto dalla società:

**SOLAR ENERGY VENTIQUEATTRO SRL**

con sede in Via Sebastian Altmann 9

39100 Bolzano

P.I. 03084880214

PEC : [solarenergyventiquattro.srl@legalmail.it](mailto:solarenergyventiquattro.srl@legalmail.it)

## CRITERIO GENERALE DI CALCOLO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

## CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

L'energia generata dipende sia dai fattori morfologici che tecnici dei materiali

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.

- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati “UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Oppido Lucano” relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di SPINAZZOLA (BT) avente latitudine 40°.9700 N, longitudine 16°.0903 E e altitudine di 435 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m<sup>2</sup>]

| Gen  | Feb  | Mar  | Apr  | Mag  | Giu  | Lug  | Ago  | Set  | Ott  | Nov  | Dic  |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1.75 | 2.58 | 3.78 | 5.33 | 6.75 | 7.11 | 7.14 | 6.75 | 4.83 | 3.56 | 2.03 | 1.75 |

Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Oppido Lucano

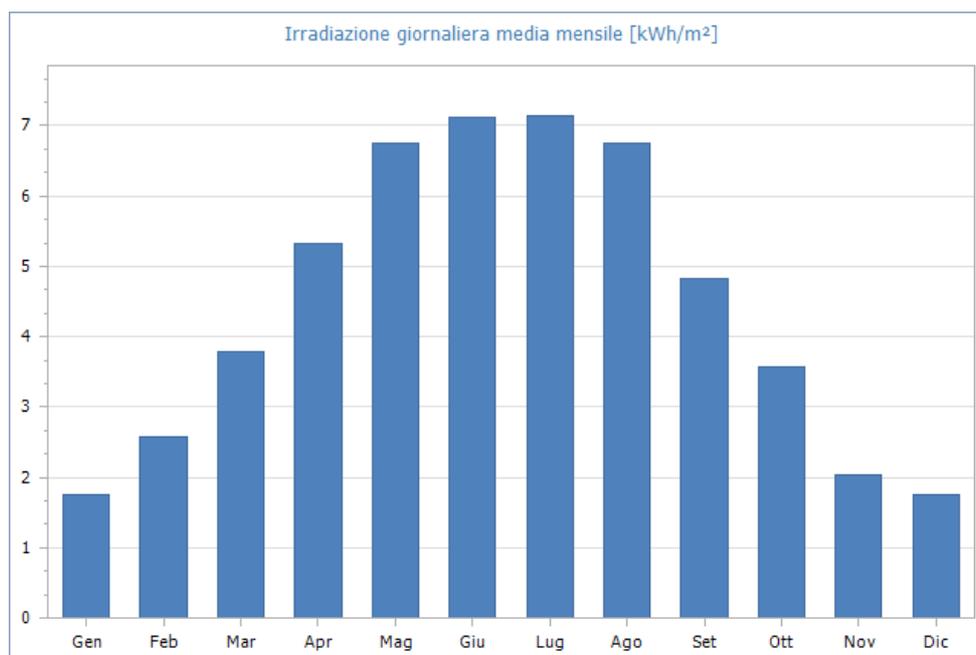


Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m<sup>2</sup>]- Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione:

Oppido Lucano

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **1 589 kWh/m<sup>2</sup>** (Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Oppido Lucano).

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a **1.00**.

Di seguito il diagramma solare per il comune di SPINAZZOLA:

### DIAGRAMMA SOLARE

SPINAZZOLA (BT) - Lat. 40°.9700 N - Long. 16°.0903 E - Alt. 435 m  
 Coeff. di ombreggiamento (da diagramma) 1.00

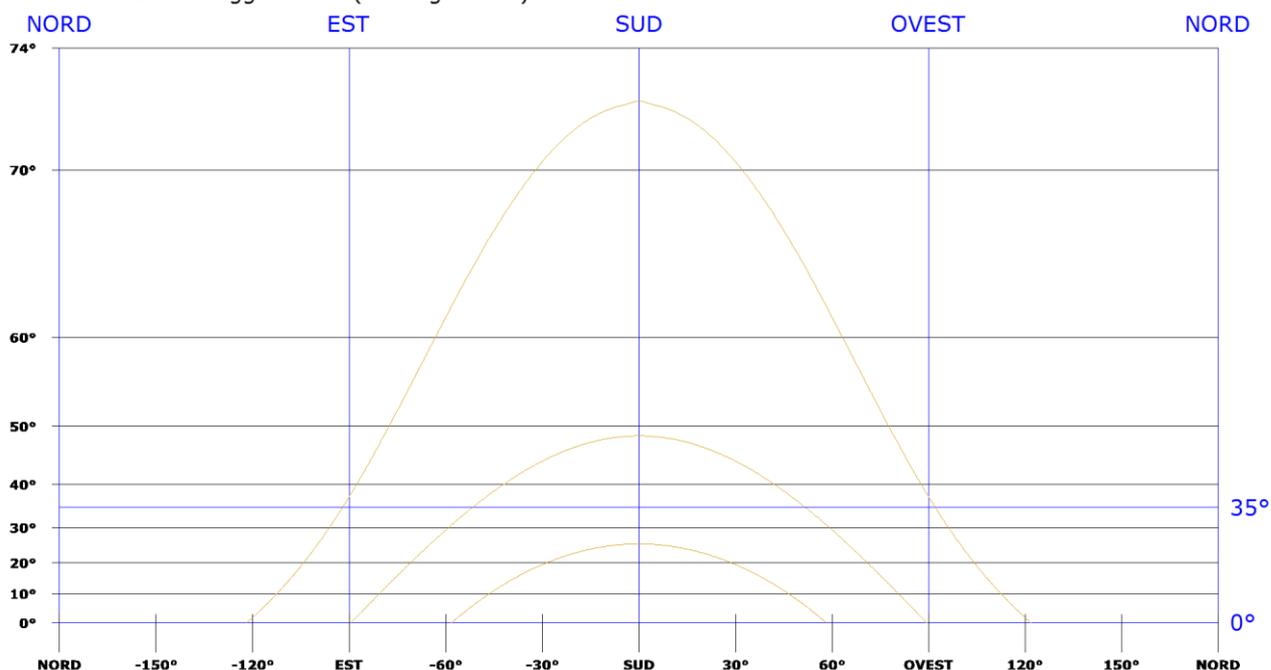


Fig. 2: Diagramma solare

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 10349:

Valori di riflettanza media mensile

| Gen  | Feb  | Mar  | Apr  | Mag  | Giù  | Lug  | Ago  | Set  | Ott  | Nov  | Dic  |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 |

5

La riflettanza media annua è pari a **0.20**.

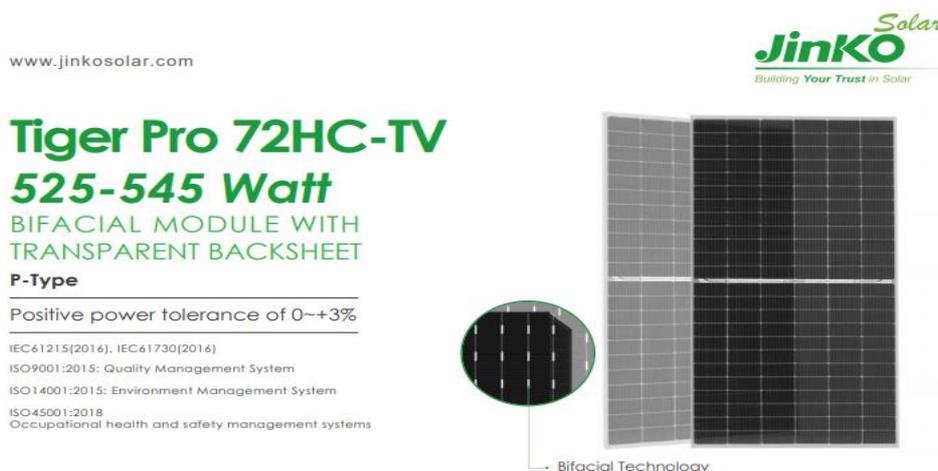
## DATI GENERALI DEL PROGETTO

Il generatore fotovoltaico sarà di tipo installato a terra su tracker monoassiali est-ovest, ed sarà costituito da moduli fotovoltaici in silicio monocristallino

Il generatore fotovoltaico sarà di tipo installato a terra su tracker monoassiali est-ovest, ed sarà costituito da moduli fotovoltaici in silicio monocristallino

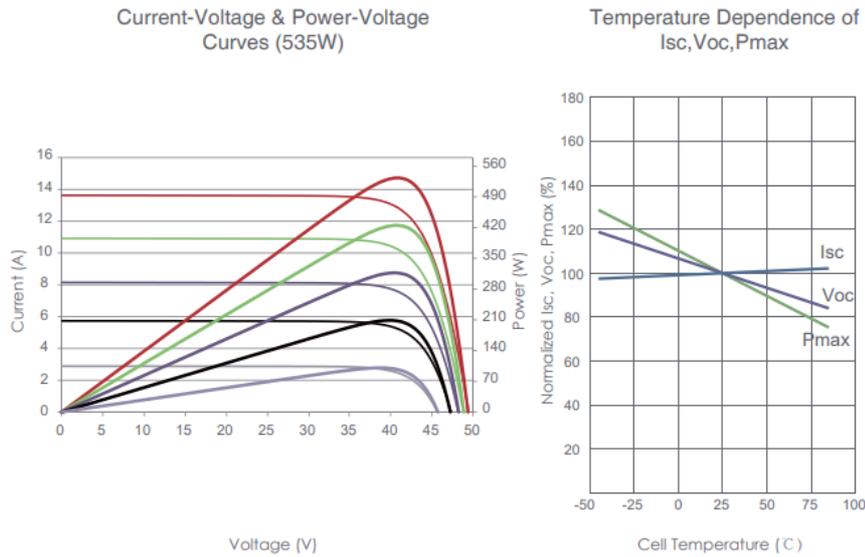
I moduli fotovoltaici sono i **Tiger Pro 72HC-TV 545 W della JINKO SOLAR**, e sono bifacciali in silicio monocristallino, 6x24 celle pertanto di dimensioni 2274x1134x35 mm, da 545 Wp ovvero ad alta efficienza, e ciò garantisce a parità di potenza installata una minore occupazione del suolo rispetto a moduli con efficienza standard.

Sono caratterizzati da una cornice in alluminio e da una lastra di protezione delle celle in EVA, che garantiscono una elevata resistenza meccanica, una resistenza al fuoco di classe A tipo 3 oltre a ottime prestazioni da un punto di vista di minori perdite per le connessioni elettriche, minori predite dovute ad ombreggiamenti e minori perdite per temperature.



I moduli scelti sono caratterizzati da elevate efficienza, oltre che da tolleranze positive e da buona insensibilità alle variazioni delle tensioni al variare della temperature, come evidenziato dalle seguenti curve caratteristiche.

**Electrical Performance & Temperature Dependence**



E dai seguenti parametri tecnici

| SPECIFICATIONS                            |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
|---|------------------|--------|------------------|--------|------------------|--------|------------------|--------|------------------|--------|
| Module Type                               | JKM525M-72HL4-TV |        | JKM530M-72HL4-TV |        | JKM535M-72HL4-TV |        | JKM540M-72HL4-TV |        | JKM545M-72HL4-TV |        |
|   | STC              | NOCT   |
| Maximum Power (Pmax)                      | 525Wp            | 391Wp  | 530Wp            | 394Wp  | 535Wp            | 398Wp  | 540Wp            | 402Wp  | 545Wp            | 405Wp  |
| Maximum Power Voltage (Vmp)               | 40.61V           | 37.74V | 40.71V           | 37.88V | 40.81V           | 37.98V | 40.91V           | 38.08V | 41.07V           | 38.18V |
| Maximum Power Current (Imp)               | 12.93A           | 10.35A | 13.02A           | 10.41A | 13.11A           | 10.48A | 13.20A           | 10.55A | 13.27A           | 10.62A |
| Open-circuit Voltage (Voc)                | 49.27V           | 46.50V | 49.35V           | 46.58V | 49.42V           | 46.65V | 49.49V           | 46.71V | 49.65V           | 46.86V |
| Short-circuit Current (Isc)               | 13.64A           | 11.02A | 13.71A           | 11.07A | 13.79A           | 11.14A | 13.87A           | 11.20A | 13.94A           | 11.26A |
| Module Efficiency STC (%)                 | 20.36%           |        | 20.55%           |        | 20.75%           |        | 20.94%           |        | 21.13%           |        |
| 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          | -0.35%/°C        |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Temperature coefficients of Voc           | -0.28%/°C        |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Temperature coefficients of Isc           | 0.048%/°C        |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C           |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Refer. Bifacial Factor                    | 70±5%            |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |

Gli inverter centralizzati sono della JEMA in skid prefabbricato e precablato contenente due inverte IFX& da 2550 kVA e un trafo a doppio secondario da 5200 kVA – 33 kV/0.62-0.62 kV

Ciascun inverter ha le seguenti caratteristiche elettriche :

|   | 2100                                       | 2250        | 2400        | 2550        |
|---|--|-------------|-------------|-------------|
| <b>&gt; INPUT DATA</b>                                  |  |             |             |             |
| Battery charge mode                                     | 740-1300                                   | 740-1300    | 740-1300    | 740-1300    |
| Minimum MPPT voltage                                    | 740 V                                      | 790 V       | 840 V       | 890 V       |
| Maximum MPPT voltage                                    | 1250 V                                     |             |             |             |
| Maximum VOC   | 1500 V                                     |             |             |             |
| Maximum current   | 3300 A                                     |             |             |             |
| N°. DC inputs   | 18 entradas / 1 MPPT                       |             |             |             |
| Isolation detection system                              | Yes (Isolation measurement, Optional GFDI) |             |             |             |
| <b>&gt; OUTPUT DATA</b>                                 |  |             |             |             |
| Output rated power (S/P <sup>tanom</sup> )              | 2100 kVA/kW                                | 2250 kVA/kW | 2400 kVA/kW | 2550 kVA/kW |
| Input rated power (S/P <sup>25°C</sup> ) <sup>(1)</sup> | 2347 kVA                                   | 2515 kVA/kW | 2682 kVA/kW | 2850 kVA/kW |
| Rated voltage (3F +10%, -15%)                           | 515 V                                      | 550 V       | 585 V       | 620 V       |
| Rated current   | 2650 A                                     |             |             |             |
| Frequency   | 50/60 Hz                                   |             |             |             |
| Power factor  | Adjustable (1 at rated power)              |             |             |             |
| Output THD  | < 3% at rated power                        |             |             |             |
| Galvanic isolation                                      | No (Optional BT/MT-BT/BT)                  |             |             |             |
| Maximum efficiency                                      | 98.5%                                      | 98.6%       | 98.6%       | 98.7%       |
| EUR efficiency  | 98.2%                                      | 98.2%       | 98.3%       | 98.4%       |
| Control structure                                       | Logic control and DSP, SVM technology      |             |             |             |
| Communications  | Communication Port RS-485, Ethernet, etc.  |             |             |             |
| <b>&gt; PROTECTION</b>                                  |  |             |             |             |
| Overvoltage   | Inputs and outputs                         |             |             |             |
| Overcurrent   | Inputs and outputs                         |             |             |             |
| Reverse polarity  | Yes  |             |             |             |
| Overtemperature   | Yes  |             |             |             |
| Min./max. frequency                                     | Yes  |             |             |             |
| Min./max. voltage                                       | Yes  |             |             |             |
| Anti-islanding  | Automatic disconnection                    |             |             |             |
| <b>&gt; GENERAL DATA</b>                                |  |             |             |             |
| Working temperature                                     | - 10°C ...+ 50°C <sup>(2) (3)</sup>        |             |             |             |
| Relative temperature                                    | 0%-100%                                    |             |             |             |
| Dimensions (h x w x d)                                  | 2300 x 2870 x 1780 mm                      |             |             |             |
| Weight  | 4500 kg                                    |             |             |             |
| Altitude  | 1000 m <sup>(3)</sup>                      |             |             |             |
| Enclosure (IP)  | IP54                                       |             |             |             |

Sulla base della potenza di picco del campo in DC e delle caratteristiche dei moduli il campo sarà formato da **67.004** moduli, raggruppati in **2393** stringhe formate da **28** moduli collegati in serie, il campo sarà suddiviso in **7** sottocampi livello I, ciascuno diviso a sua volta in **24** sottocampi di livello II, le stringhe in gruppi di 14 afferiscono ai **168** quadri di parallelo di stringa, 12 per ciascuno dei due inverter che compongono le 7 power station.

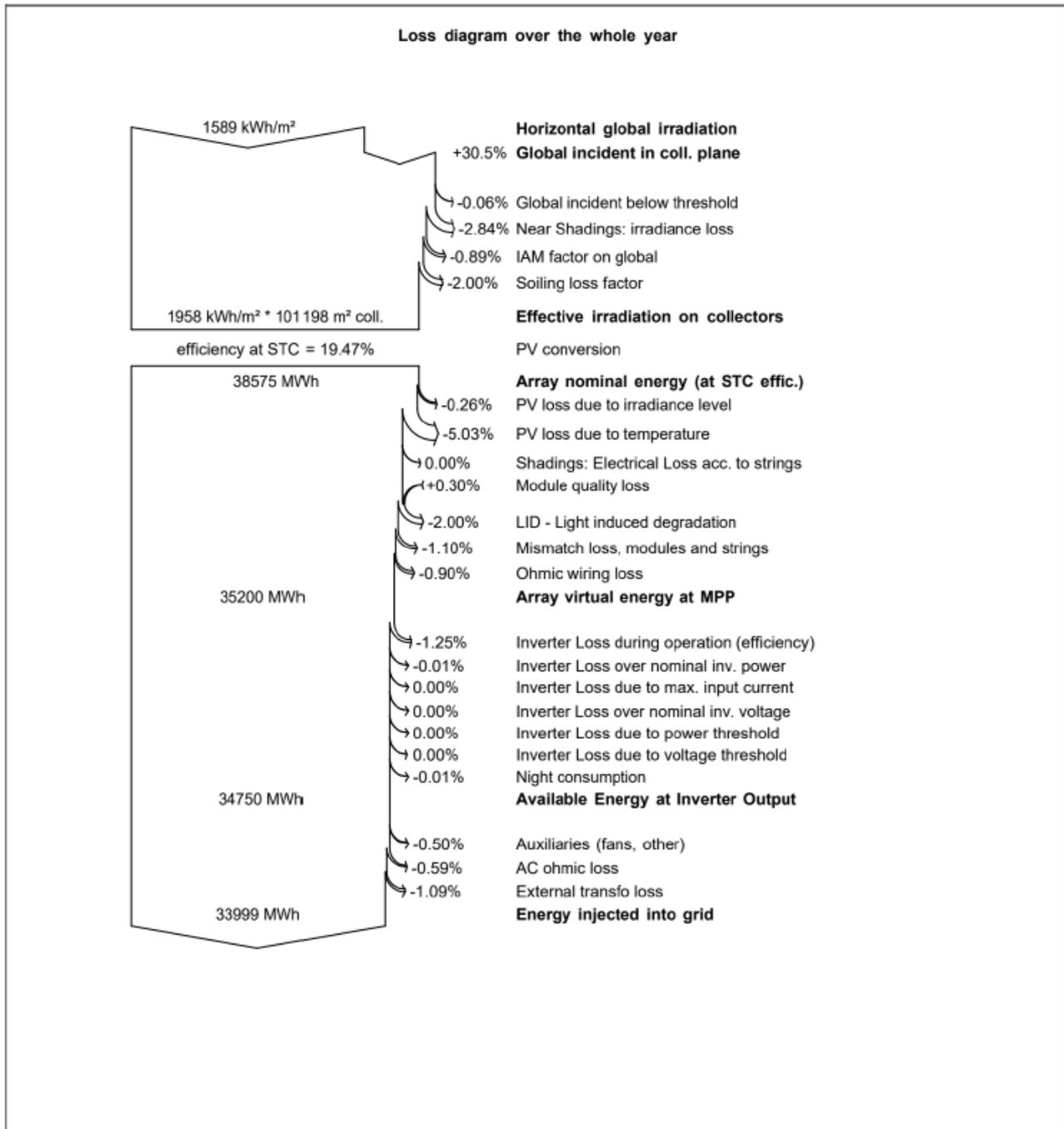
Ogni sottocampo è caratterizzato dalla potenza di 5,1 MWp circa, e da una PS con un trasformatore da 5200 kVA a 36 kV, con doppio secondario, in olio, ciascuno con la relativa protezione MT, che trasforma l'energia da continua in alternata e la elevano alla tensione di riferimento della rete, una rete in MT composta da due tronchi radiali raccoglie l'energia e la convoglia nel punto di consegna dove viene immessa nella rete elettrica nazionale.

### **STIMA PRODUCIBILITA'**

Effettuiamo adesso la stima della producibilità dell'impianto nelle seguenti condizioni:

1. assenza di perdite per manutenzione, ovvero non considerando eventuali failure del sistema di inseguimento del tracker e non considerando failure degli inverter e di intervento delle protezioni, d
2. disponibilità di radiazione solare come sopra descritta
3. perdite dovute :
  - Perdita per irraggiamento
  - Perdite per ombreggiamento
  - Perdite per temperatura
  - Perdita per mismatch
  - Perdita per effetto joule nei cavi sezione CC
  - Perdita per effetto joule nei cavi sezione AC/BT
  - Perdita per effetto joule nei cavi sezione AC/MT
  - Perdite nell'inverter
  - Perdite nei trasformatori

Sintetizzate nel seguente diagramma



Si stima con l'ausilio del software certificato PV SYS come da report in allegato, per l'impianto di potenza totale pari a 36,51718 MWp una produzione di energia annua pari a **63.218,3563 MWh** (equivalente a **1 741 kWh/kW**)

Nel grafico seguente si riporta l'energia prodotta mensilmente:

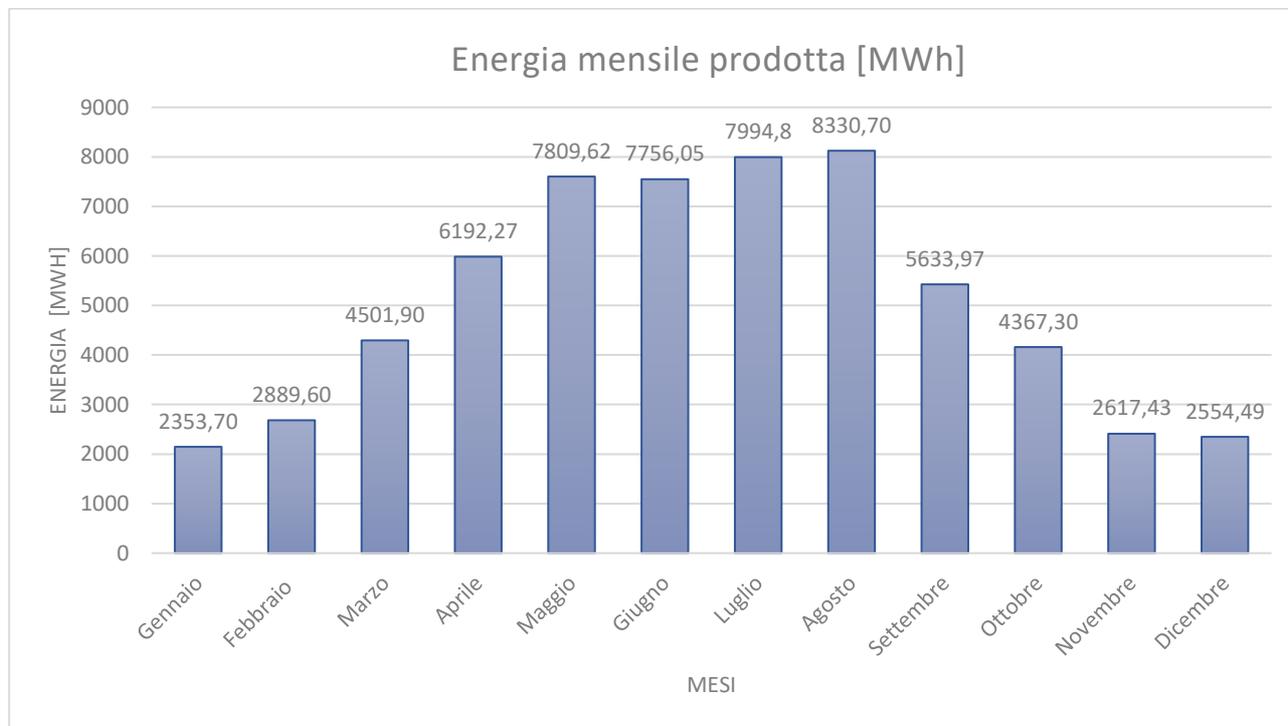


Fig. 2: Energia mensile prodotta dall'impianto in MWh

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile

| Risparmio di combustibile in  | TEP    |
|---|--------|
| Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh] | 0.187  |
| TEP risparmiate in un anno  | 15.44  |
| TEP risparmiate in 20 anni  | 283.76 |

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Sulla base di quanto esposto l'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione consente le

riduzioni di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra, nelle quantità sintetizzate nella tabella seguente:

| Emissioni evitate in atmosfera di         | CO <sub>2</sub> | SO <sub>2</sub> | NO <sub>x</sub> | Polveri  |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|----------|
| Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh] | 948,00          | 0,75            | 0,85            | 0,03     |
| Emissioni evitate in un anno [kg]         | 60270048,00     | 47427,70        | 54293,90        | 1780,13  |
| Emissioni evitate in 20 anni [kg]         | 1205400960,00   | 948553,92       | 1085878,08      | 35602,56 |

Il Tecnico

Dott. Ing. Nicola Incampo

