



REGIONE BASILICATA

Proponente



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

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

IMPIANTO AGRIVOLTAICO PALERMO E OPERE CONNESSE POTENZA IMPIANTO 19,96 MWp COMUNE DI SANT'ARCANGELO (PZ)

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Progettazione



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

PROGETTO DEFINITIVO


| | | | |
|----------------------|---------------------|----------------------|-------|
| COD. PROGETTO | 21IT1496 | COD ELABORATO | scala |
| COD. FILE | 21IT1496-A.5 | A.5 | - |

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

| | | |
|---|---|-----------------------|
|  |  | CODE: 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: 2 di/of 26 |

INDICE

| | | |
|-----|--|----|
| 1 | PREMESSA..... | 3 |
| 1.1 | INQUADRAMENTO TERRITORIALE | 3 |
| 2 | DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI | 4 |
| 2.1 | PANNELLI FOTOVOLTAICI..... | 4 |
| 2.2 | INVERTER | 6 |
| 2.3 | CABINE DI TRASFORMAZIONE | 8 |
| 2.4 | CABINA DI RACCOLTA | 10 |
| 2.5 | STAZIONE ELETTRICA DI SMISTAMENTO A 150 kV | 11 |
| 3 | DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO | 13 |
| 3.1 | SITO DI INSTALLAZIONE | 13 |
| 3.2 | POTENZA TOTALE..... | 14 |
| 3.3 | DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE..... | 15 |
| 3.4 | SISTEMI DI ORIENTAMENTO | 16 |
| 3.5 | PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA..... | 16 |
| 4 | CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI..... | 26 |

| | | |
|---|---|-----------------------|
|  |  | CODE: 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: 3 di/of 26 |

1 PREMESSA

La presente relazione si riferisce all'impianto agrivoltaico, denominato "Palermo", della potenza nominale di 19,96 MWp che la società Ambra Solare 38, partecipata al 100% da Powertis S.r.l, intende realizzare nel territorio del Comune di Sant'Arcangelo (PZ) in Località "Toppa del Terremoto".

1.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Gli interventi di progetto ricadono interamente in agro del Comune di Sant'Arcangelo, in provincia di Potenza.

Il Comune di Sant'Arcangelo rientra tra i 21 comuni lucani appartenenti all'ambito territoriale della Val d'Agri posto nell'area sud-ovest della Regione Basilicata.

Il territorio comunale si sviluppa lungo il limite sud-orientale della provincia di Potenza, al confine con la provincia di Matera; ha un'estensione di 89,10 Km² e confina a sud-ovest con il Comune di Roccanova (PZ), a sud con il Comune di Senise (PZ), a nord-ovest con il Comune di Aliano (MT), a nord-est con il Comune di Stigliano (MT), ad est con il Comune di Tursi (MT) ed a sud-est con il Comune di Colobraro (MT).

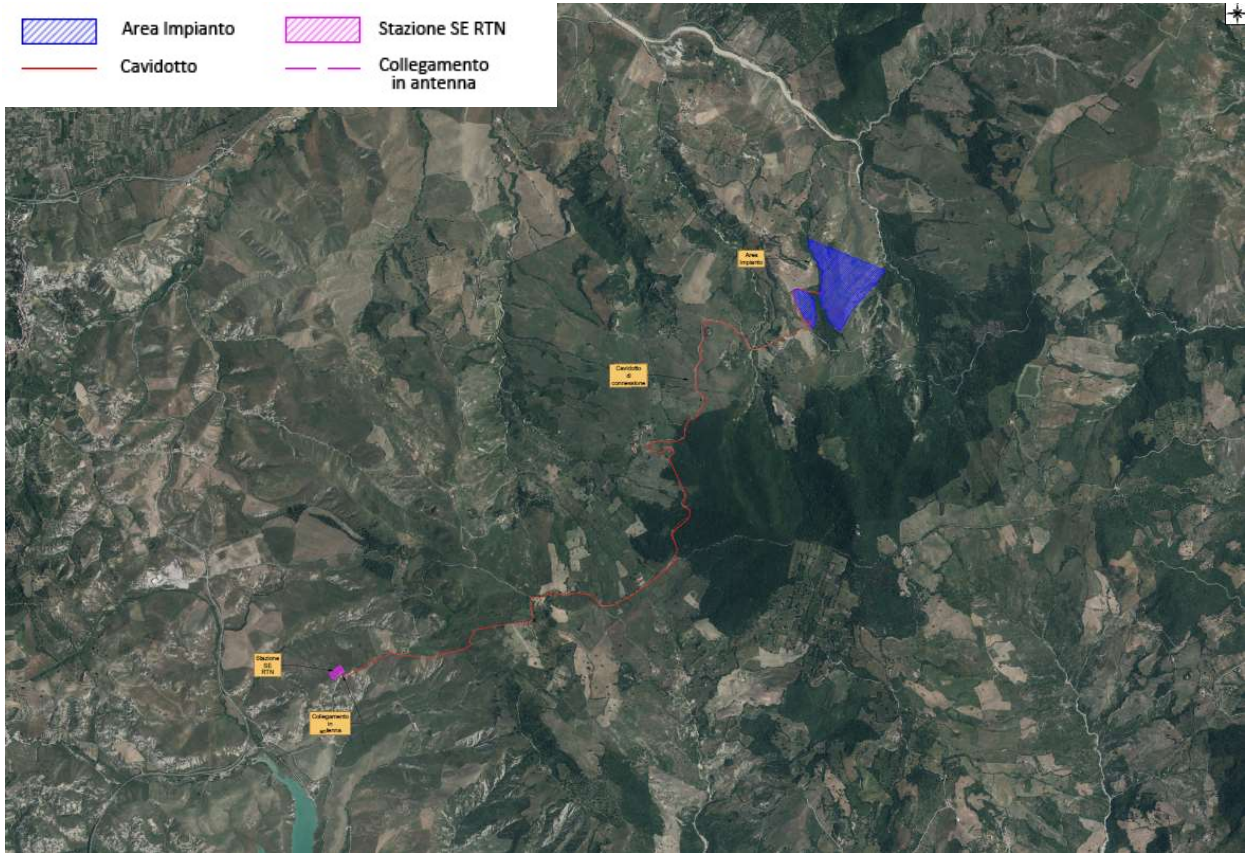
Il centro abitato, sorge a 388 m s.l.m. e dista circa 100 Km dalla città di Potenza, capoluogo di regione, e circa 86 Km dalla città di Matera offrendo una posizione privilegiata per apprezzare i caratteri territoriali della Valle del fiume Agri, ma anche delle increspature della parte più interna dei Calanchi.

Il contesto territoriale complessivamente è caratterizzato da un paesaggio prevalentemente collinare con alcuni apici orografici ed un'altitudine variabile tra i 137 e 772 m s.l.m., con un'escursione complessiva pari a 635 m.

Il sito individuato per la realizzazione del parco agrivoltaico denominato "Palermo" si colloca sul limite sud-orientale del territorio comunale, a confine con il territorio del Comune di Colobraro (MT) ed è raggiungibile nei seguenti modi:

- da Taranto percorrendo la SS 106 Jonica in direzione Reggio Calabria: 5 km dopo aver superato il bivio per Policoro continuare sulla SS 598 Fondo Valle d'Agri, fino all'intersezione con la Strada Provincia 20 Ionica;
- da Reggio Calabria percorrendo la A2 Autostrada del Mediterraneo in direzione Salerno: uscita Lauria Nord, direzione Senise sulla S.S. 653 Sinnica;
- da Salerno percorrendo la A2 Autostrada del Mediterraneo in direzione Reggio Calabria: uscita Lauria Nord, direzione Senise sulla S.S. 653 Sinnica;
- da Potenza prendendo la ex A3 SA-RC, in prossimità di Tito prendere Strada Statale 95 in direzione Atena Lucana -Brienza, e una volta attraversata Brienza continuando sulla strada statale 598 Fondo Valle d'Agri, fino all'intersezione con la Strada Provincia 20 Ionica, che costituisce la viabilità principale di accesso al parco agrivoltaico di progetto.

| | | |
|---|---|-----------------------|
|  |  | CODE: 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: 4 di/of 26 |



1-1 - Inquadramento dell'area di intervento su ortofoto

L'accesso all'area dell'impianto è assicurato dalla strada SP 20 "Ionica" (di larghezza pari a circa 6 m) e dalla Strada Provinciale 210.

2 DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

2.1 PANNELLI FOTOVOLTAICI

Un impianto fotovoltaico è costituito essenzialmente dall'assemblaggio di più moduli fotovoltaici che sfruttano l'energia solare per produrre energia elettrica; esso è costituito da celle fotovoltaiche collegate tra loro in serie o in parallelo, che di fatto si comportano come generatori di corrente che trasducono in elettricità l'energia solare incidente tramite l'effetto fotovoltaico. Quest'ultimo si basa sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (fra cui il silicio) che hanno la capacità di generare elettricità quando colpiti dalla radiazione solare e quindi senza l'uso di alcun combustibile tradizionale.

| | | |
|---|---|-----------------------|
|  |  | CODE: 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: 5 di/of 26 |



Figura 2-1 - Cella fotovoltaica

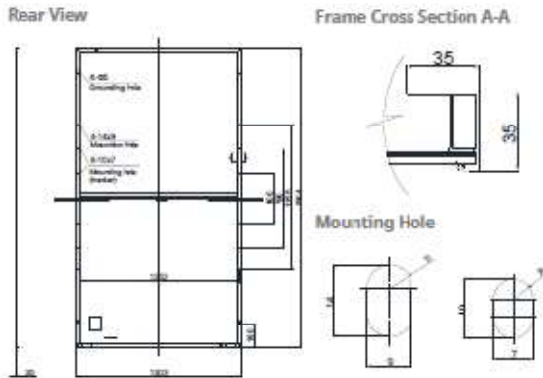


Figura 2-2 - Modulo fotovoltaico

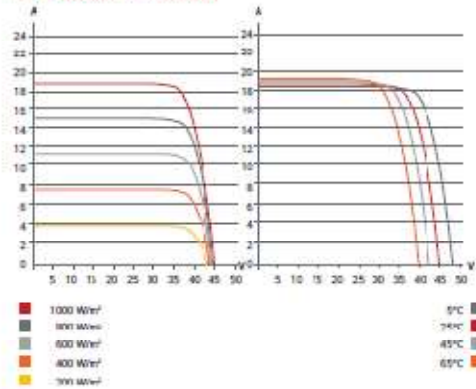
Il campo fotovoltaico è un insieme di moduli opportunamente collegati in serie e in parallelo. Più moduli, elettricamente collegati in serie, formano la stringa. Infine il collegamento elettrico in parallelo di più stringhe costituisce il campo. Le stringhe possono essere disposte in file parallele con l'inclinazione desiderata. Un fattore importante da tenere in considerazione è la distanza minima fra le file di pannelli, che deve essere tale da evitare che l'ombra della fila anteriore copra i pannelli della fila posteriore. Risulta quindi necessario calcolare la distanza minima tra le file in funzione della latitudine del luogo, dell'angolo di inclinazione e dell'altezza dei pannelli.

Di seguito si riporta la scheda tecnica dei pannelli.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

| CS7N | 640MS | 645MS | 650MS | 655MS | 660MS | 665MS |
|------------------------------|----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Nominal Max. Power (Pmax) | 640 W | 645 W | 650 W | 655 W | 660 W | 665 W |
| Opt. Operating Voltage (Vmp) | 37.5 V | 37.7 V | 37.9 V | 38.1 V | 38.3 V | 38.5 V |
| Opt. Operating Current (Imp) | 17.07 A | 17.11 A | 17.16 A | 17.20 A | 17.24 A | 17.28 A |
| Open Circuit Voltage (Voc) | 44.6 V | 44.8 V | 45.0 V | 45.2 V | 45.4 V | 45.6 V |
| Short Circuit Current (Isc) | 18.51 A | 18.35 A | 18.39 A | 18.43 A | 18.47 A | 18.51 A |
| Module Efficiency | 20.6% | 20.8% | 20.9% | 21.1% | 21.2% | 21.4% |
| Operating Temperature | -40°C ~ +85°C | | | | | |
| Max. System Voltage | 1500V (IEC) or 1000V (IEC) | | | | | |
| Module Fire Performance | CLASS C (IEC 61730) | | | | | |
| Max. Series Fuse Rating | 30 A | | | | | |
| Application Classification | Class A | | | | | |
| Power Tolerance | 0 ~ +10W | | | | | |

*Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

| CS7N | 640MS | 645MS | 650MS | 655MS | 660MS | 665MS |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Nominal Max. Power (Pmax) | 478 W | 482 W | 486 W | 489 W | 493 W | 497 W |
| Opt. Operating Voltage (Vmp) | 35.0 V | 35.2 V | 35.4 V | 35.6 V | 35.8 V | 36.0 V |
| Opt. Operating Current (Imp) | 13.66 A | 13.70 A | 13.73 A | 13.75 A | 13.78 A | 13.81 A |
| Open Circuit Voltage (Voc) | 42.0 V | 42.2 V | 42.4 V | 42.6 V | 42.8 V | 43.0 V |
| Short Circuit Current (Isc) | 14.77 A | 14.80 A | 14.84 A | 14.87 A | 14.90 A | 14.93 A |

*Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

| Specification | Data |
|------------------------------------|---|
| Cell Type | Mono-crystalline |
| Cell Arrangement | 132 [2 x (11 x 6)] |
| Dimensions | 2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in) |
| Weight | 35.7 kg (78.7 lbs) |
| Front Cover | 3.2 mm tempered glass |
| Frame | Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced |
| J-Box | IP68, 3 bypass diodes |
| Cable | 4 mm² (IEC) |
| Cable Length (Including Connector) | 460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length* |
| Connector | 14 series or H4 UTX or MCA-EVO2 |
| Per Pallet | 30 pieces |
| Per Container (40' HQ) | 480 pieces |

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| Specification | Data |
|--------------------------------------|--------------|
| Temperature Coefficient (Pmax) | -0.34 % / °C |
| Temperature Coefficient (Voc) | -0.26 % / °C |
| Temperature Coefficient (Isc) | 0.05 % / °C |
| Nominal Module Operating Temperature | 42 ± 3°C |

Figura 2-3 - Scheda tecnica pannelli fotovoltaici

2.2 INVERTER

L'inverter è un apparato che viene impiegato per convertire la corrente alternata (CA) prodotta dai pannelli in corrente continua (CC); esegue inoltre anche l'adeguamento in parallelo per l'immissione dell'energia nella rete.

Possiede una parte in continua (in cui sono alloggiati appunto gli ingressi in corrente continua proveniente dalle stringhe) ed un sezionatore di protezione che, a seguito della conversione dell'energia in corrente alternata, dispone l'uscita delle linee di collegamento in bassa tensione verso la cabina di campo. Le linee di collegamento in uscita in bassa tensione vanno poi a confluire nei quadri di parallelo per il collegamento alle cabine di trasformazione.

Di seguito si riporta la scheda tecnica dell'inverter.



CODE:
21IT1496-A.5

PAGINA:
7 di/of 26

SUN2000-215KTL-H3

Technical Specifications

| Efficiency | |
|--|--|
| Max. Efficiency | ≥99.0% |
| European Efficiency | ≥98.6% |
| Input | |
| Max. Input Voltage | 1,500 V |
| Number of MPP Trackers | 3 |
| Max. Current per MPPT | 100A/100A/100A |
| Max. PV Inputs per MPPT | 4/5/5 |
| Start Voltage | 550 V |
| MPPT Operating Voltage Range | 500 V ~ 1,500 V |
| Nominal Input Voltage | 1,080 V |
| Output | |
| Nominal AC Active Power | 200,000 W |
| Max. AC Apparent Power | 215,000 VA |
| Max. AC Active Power (cosφ=1) | 215,000 W |
| Nominal Output Voltage | 800 V _r 3W + PE |
| Rated AC Grid Frequency | 50 Hz / 60 Hz |
| Nominal Output Current | 144.4 A |
| Max. Output Current | 155.2 A |
| Adjustable Power Factor Range | 0.8 LG ~ 0.8 LD |
| Max. Total Harmonic Distortion | < 1% |
| Protection | |
| Input-side Disconnection Device | Yes |
| Anti-islanding Protection | Yes |
| AC Overcurrent Protection | Yes |
| DC Reverse-polarity Protection | Yes |
| PV-array String Fault Monitoring | Yes |
| DC Surge Arrester | Type II |
| AC Surge Arrester | Type II |
| DC Insulation Resistance Detection | Yes |
| Residual Current Monitoring Unit | Yes |
| Communication | |
| Display | LED Indicators, WLAN + APP |
| USB | Yes |
| MBUS | Yes |
| RS485 | Yes |
| General | |
| Dimensions (W x H x D) | 1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch) |
| Weight (with mounting plate) | ±86 kg (191.8 lb.) |
| Operating Temperature Range | -25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F) |
| Cooling Method | Smart Air Cooling |
| Max. Operating Altitude without Derating | 4,000 m (13,123 ft.) |
| Relative Humidity | 0 ~ 100% |
| DC Connector | Staubli MC4 EVO2 |
| AC Connector | Waterproof Connector + OT/DT Terminal |
| Protection Degree | IP66 |
| Topology | Transformerless |

Figura 2-4 - Scheda tecnica inverter

| | | |
|---|---|--------------|
|  |  | CODE: |
| | | 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: |
| | | 8 di/of 26 |

2.3 CABINE DI TRASFORMAZIONE

La corrente alternata (CA) in uscita dagli inverter viene veicolata verso le cabine di trasformazione mediante una rete di distribuzione interna a bassa tensione (BT). Le cabine di trasformazione, dette cabine di campo, sono adibite ad allocare tutte le apparecchiature elettriche funzionali alla trasformazione dell'energia in CA, prodotta dai pannelli fotovoltaici, in MT.

All'interno del parco sono previste n.5 cabine elettriche di trasformazione. Le cabine hanno dimensioni lorde di circa 6,0 x 2,5 m ed altezza 2,9 m.



Figura 2-5: Smart Transformer Station STS-6000K-H1

Smart Transformer Station è un container compatto delle misure indicate che contiene un trasformatore MT esterno, un'unità principale ad anello MT e un pannello BT. Consente una connessione rapida e affidabile di PVinverter alle reti MT.

Il Modulo cabina sarà posata su fondazione in c.a. di cm. 50, predisposta con idonei passacavi per l'ingresso dei cavi in cabina.

Le funzioni principali sono:

- Monitoraggio in tempo reale di Trasformatore, Quadri MT e Distribuzione BT, inclusa la temperatura, pressione, stato porta ecc.;
- Monitoraggio e raccolta online di parametri di qualità dell'alimentazione, tra cui tensione, corrente e potenza, ecc..

Le caratteristiche principali sono:

- Assemblaggio prefabbricato e precollaudato per una rapida messa in servizio e costruzione;
- Design compatto per un trasporto facile e veloce;
- Design robusto in eventuali ambienti difficili.

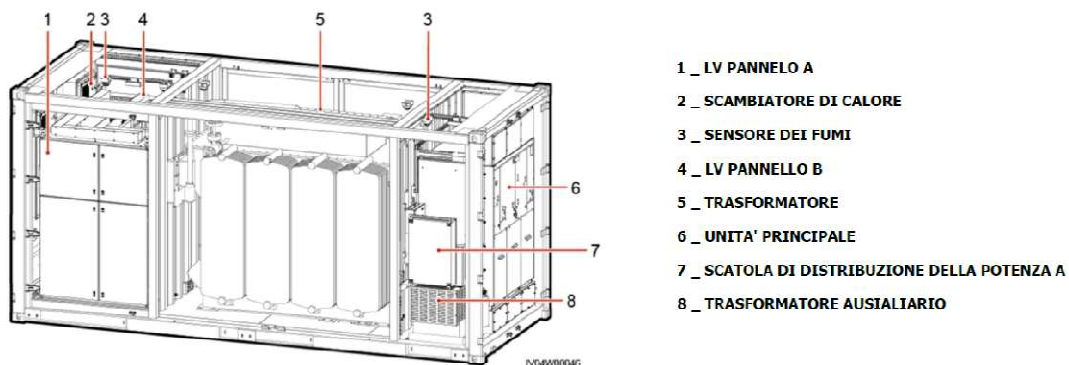


Figura 2-6 - Componenti cabina di trasformazione

| | | |
|---|---|-----------------------|
|  |  | CODE: 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: 9 di/of 26 |

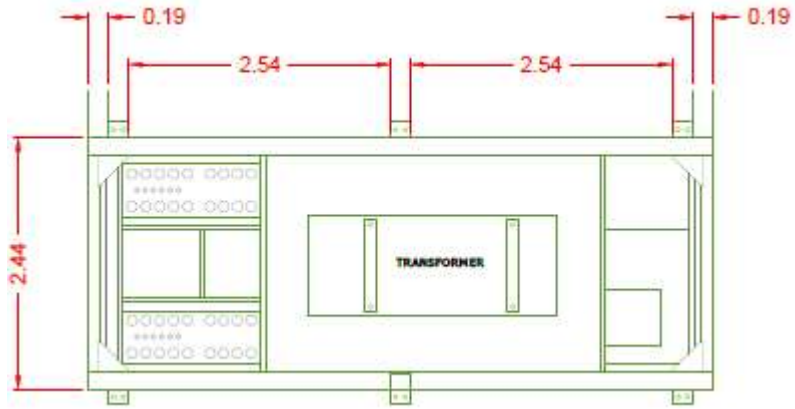


Figura 2-7 – Pianta

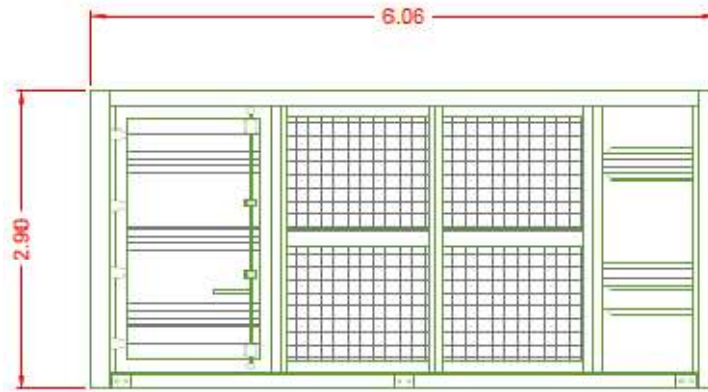


Figura 2-8 - Vista frontale

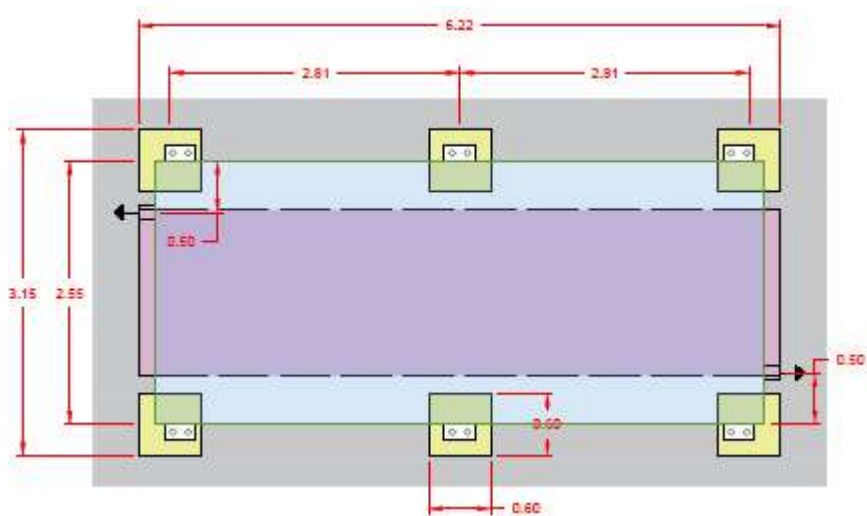


Figura 2-9 - Fondazioni

| | | |
|---|---|--------------|
|  |  STUDIO MARGIOTTI ASSOCIATI | CODE: |
| | | 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: |
| | | 10 di/of 26 |

STS-6000K-H1
Technical Specifications

| Input | |
|--|---|
| Available Inverters | SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL |
| AC Power | 6,500 kVA @40°C / 5,920 kVA @50°C ¹ |
| Max. Inverters Quantity | 32 |
| Rated Input Voltage | 800 V |
| Max. Input Current at Nominal Voltage | 2,482.7 A x 2 |
| LV Main Switches | ACB (2900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2 x 16 pcs) |
| Output | |
| Rated Output Voltage | 10 kV, 11 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV ² |
| Frequency | 50 Hz |
| Transformer Type | Oil-immersed, Conservator Type |
| Transformer Cooling Type | ONAN |
| Transformer Tappings | ± 2 x 2.5% |
| Transformer Oil Type | Mineral Oil (PCB Free) |
| Transformer Vector Group | Dy11-y11 |
| Transformer Min. Peak Efficiency Index | Tier 2, Compliance with (EU) 548/2014 Amend by (EU) 2019/1783 |
| Transformer Load Losses | 42.6 kW |
| Transformer No-load Losses | 4.5 kW |
| Impedance (HV-LV1, LV2) | 8% (0 - +10%) @6,500 kVA |
| MV Switchgear Type | SF6 Gas Insulated, 3 Units |
| Auxiliary Transformer | Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11 |
| Output Voltage of Auxiliary Transformer | 400 / 230 Vac |
| Protection | |
| Transformer Monitoring & Protection | Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz |
| Protection Degree of MV & LV Room | IP 54 |
| Internal Arcing Fault MV Switchgear | IAC A, 20 kA, 1s |
| MV Relay Protection | 50/51, 50N/51N |
| MV Surge Arrester for MV Circuit Breaker | Equipped |
| LV Overvoltage Protection | Type H-II |
| Anti-rodent Protection | C4 High / C5 Medium in accordance with ISO 12944-1 |
| Features | |
| LV & MV Room Cooling | Smart Cooling without Air-across for Higher Availability |
| Measurement & Control | Smart & Distributed Measurement & Control System |
| 1.5 kVA UPS | Optional ³ |
| General | |
| Dimensions (W x H x D) | 6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container) |
| Weight | < 22 t (48,502 lb.) |
| Operating Temperature Range | -25°C - 60°C ⁴ (-13°F - 140°F) |
| Relative Humidity | 0% - 95% |
| Max. Operating Altitude | 2,000 m (6,562 ft.) |
| Enclosure Color | RAL 9003 |
| Communication | Modbus-RTU. Preconfigured with Smartlogger3000B |
| Applicable Standards | IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1 |

Figura 2-10 - Scheda tecnica Smart Transformer Station STS-6000K-H1

2.4 CABINA DI RACCOLTA

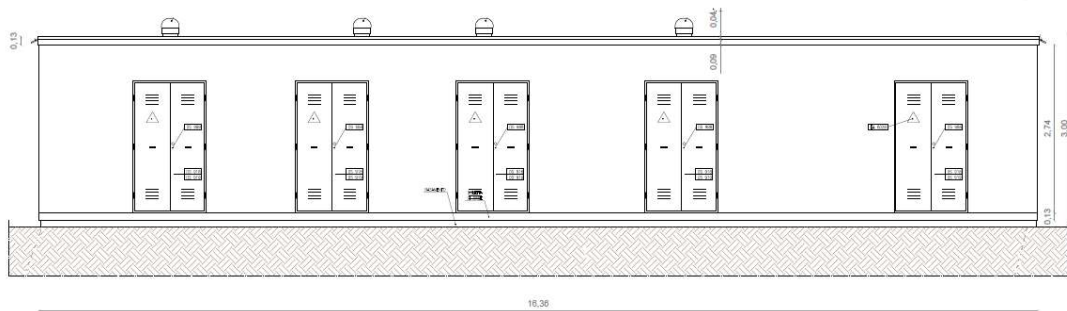
All'interno della sub area 2 del campo agrivoltaico, è prevista la presenza di una cabina di consegna che convoglia l'energia prodotta. In sintesi, da ciascun trasformatore BT/MT di campo si sviluppa una linea

| | | |
|---|---|------------------------|
|  |  | CODE: 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: 11 di/of 26 |

interrata in Media Tensione che raggiungerà la Cabina di raccolta all'interno della quale sarà convogliata l'energia prodotta dai 5 sottocampi.

Tale energia verrà poi trasferita, mediante ulteriore linea MT interrata (il cavidotto esterno di connessione), allo stallo di consegna all'interno Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV stazione La cabina di raccolta sarà costituita da un edificio dalla superficie complessiva di circa 65 mq (16,36 x 4,00 x 3,00 (h) metri).

Le opere di fondazione (tipo vasca) e il locale della cabina di consegna sono di tipo prefabbricato e vengono quindi solamente assemblate in opera allo stesso modo delle cabine di trasformazione.



2-11 - Cabina di raccolta

2.5 STAZIONE ELETTRICA DI SMISTAMENTO A 150 kV

Il parco agrivoltaico di progetto sarà collegato alla futura Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN "Aliano" (da inserire in doppio entra – esce alle linee RTN a 150 kV "Aliano – Senise" e "Pisticci – Rotonda"), tramite un cavidotto interrato di connessione in MT della lunghezza di circa 8,73 km e di un piccolo tratto in antenna di circa 68 m.

La SSE Terna sarà ubicata in località "Masseria Giocoli" nel Comune di Sant'Arcangelo (PZ).

Le opere di utenza del Proponente consistono in:

- rete MT per l'interconnessione tra l'Impianto agrivoltaico di progetto e la Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV futura;
- nuovo stallo da realizzarsi all'interno dell'area nella Stazione Elettrica TERNA a 150kV futura, sui terreni catastalmente distinti al foglio 60, p.lla 45 e 2 del Catasto terreni del Comune di Sant'Arcangelo (PZ).

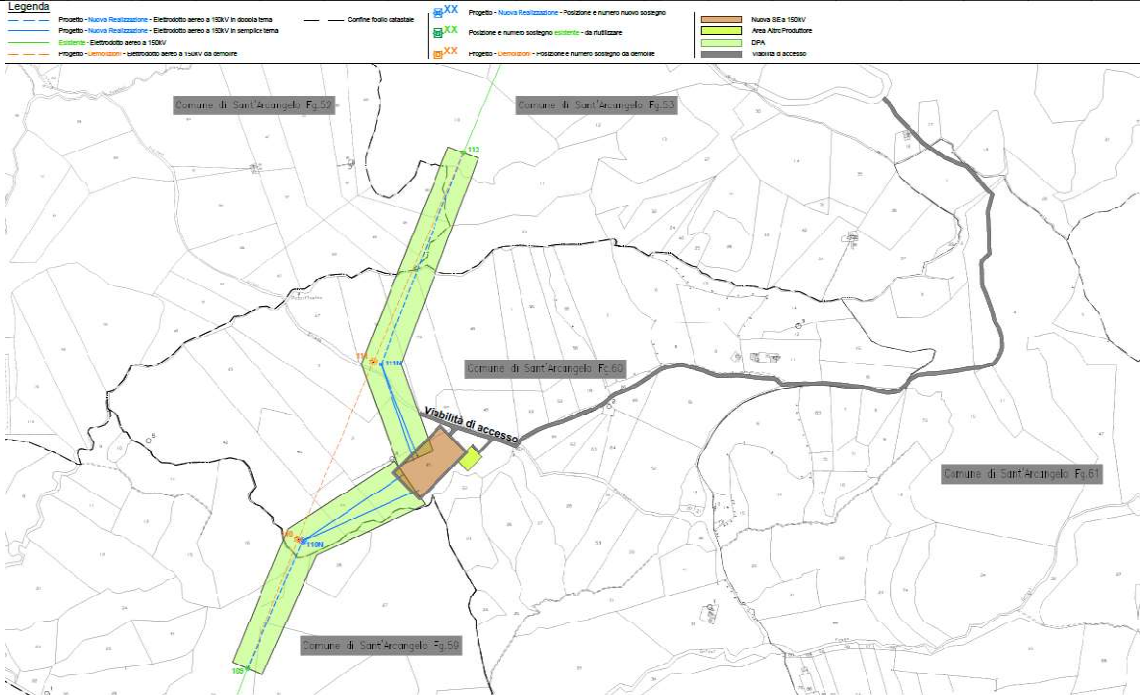


Figura 2-12 - Stralcio planimetrico SE su mappa catastale

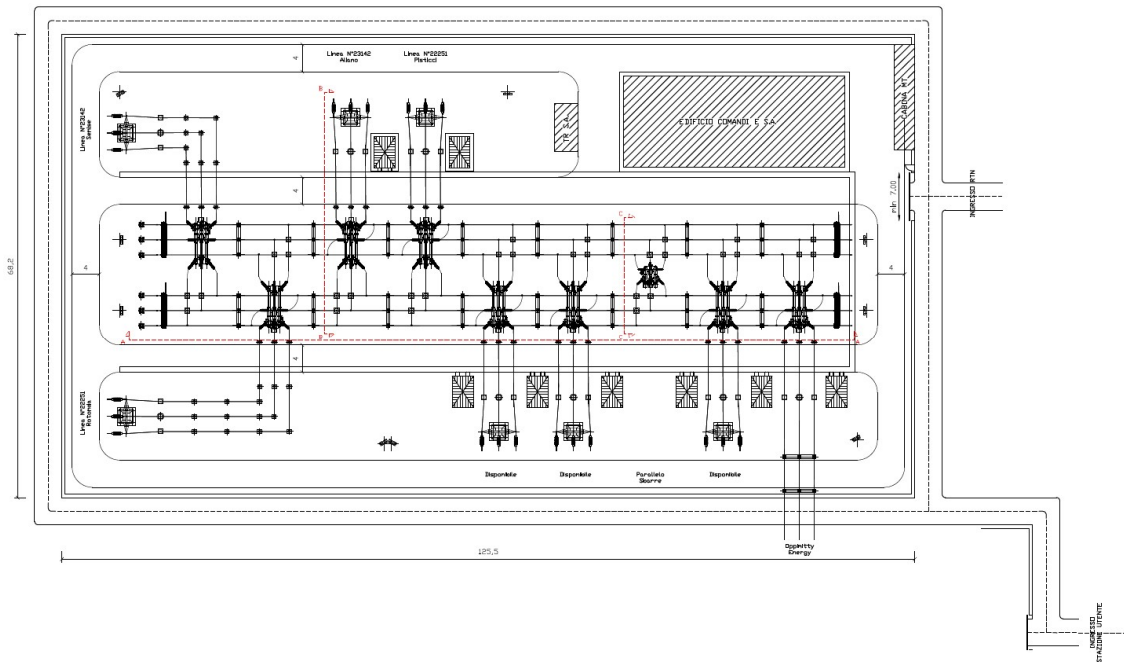


Figura 2-13: Planimetria SE

| | | |
|---|---|------------------------|
|  |  | CODE: 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: 13 di/of 26 |

3 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

3.1 SITO DI INSTALLAZIONE

L'impianto agrivoltaico di progetto ricade nel territorio comunale di Sant'Arcangelo (PZ) e si estende per circa 31,04 ha.

L'impianto, inoltre, si divide in due sub aree:

- La sub area 1 si estende per circa 26,65 ha;
- La sub area 2 si estende per circa 4,39 ha.

Le coordinate topografiche di localizzazione del sito sono le seguenti:

Sub area 1:

- Latitudine 40°15'03.3"N
- Longitudine 16°22'03.4"E

Sub area 2:

- Latitudine 40°14'53.9"N
- Longitudine 16°21'42.8"E



Il cavidotto di connessione esterno di collegamento alla RTN, è localizzato interamente nel territorio di Sant'Arcangelo, con uno sviluppo complessivo di circa 8.731,92km interrati e di circa 68 m in antenna nel tratto finale di collegamento alla SSE.

Nello specifico, partendo dall'impianto, il cavidotto si articolerà in quattro tratti: il primo, di lunghezza pari a 269,05 m, collegherà la sub area 1 con la sub area 2, il secondo, di 382,85 m si svilupperà in fregio ad un strada vicinale, il terzo tratto, di circa 8.080,02 m, si svilupperà in fregio alla SP 20 Ionica ed un ultimo tratto in antenna, di circa 68,00 m si collegherà allo stallo di consegna.

Il punto di connessione è ubicato all'interno della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV che si intende realizzare in Località Masseria Giocoli nel Comune di Sant'Arcangelo (PZ) al fine di consentire la connessione alla RTN.

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

| COMUNE | FOGLIO | PARTICELLA |
|----------------|--------|------------|
| Sant'Arcangelo | 29 | 47 |
| Sant'Arcangelo | 29 | 83 |
| Sant'Arcangelo | 29 | 84 |
| Sant'Arcangelo | 29 | 89 |
| Sant'Arcangelo | 29 | 90 |
| Sant'Arcangelo | 29 | 91 |
| Sant'Arcangelo | 29 | 111 |
| Sant'Arcangelo | 29 | 127 |
| Sant'Arcangelo | 29 | 133 |
| Sant'Arcangelo | 29 | 134 |
| Sant'Arcangelo | 29 | 463 |
| Sant'Arcangelo | 43 | 7 |
| Sant'Arcangelo | 43 | 8 |



| | | |
|---|---|--------------|
|  |  STUDIO MARGIOTTI ASSOCIATI | CODE: |
| | | 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: |
| | | 14 di/of 26 |

| | | |
|----------------|----|-----|
| Sant'Arcangelo | 43 | 9 |
| Sant'Arcangelo | 43 | 16 |
| Sant'Arcangelo | 43 | 25 |
| Sant'Arcangelo | 43 | 26 |
| Sant'Arcangelo | 43 | 29 |
| Sant'Arcangelo | 43 | 38 |
| Sant'Arcangelo | 43 | 39 |
| Sant'Arcangelo | 43 | 41 |
| Sant'Arcangelo | 43 | 47 |
| Sant'Arcangelo | 43 | 83 |
| Sant'Arcangelo | 44 | 74 |
| Sant'Arcangelo | 44 | 76 |
| Sant'Arcangelo | 44 | 77 |
| Sant'Arcangelo | 44 | 82 |
| Sant'Arcangelo | 54 | 1 |
| Sant'Arcangelo | 54 | 70 |
| Sant'Arcangelo | 54 | 78 |
| Sant'Arcangelo | 54 | 128 |
| Sant'Arcangelo | 55 | 1 |
| Sant'Arcangelo | 55 | 8 |
| Sant'Arcangelo | 55 | 21 |
| Sant'Arcangelo | 55 | 22 |
| Sant'Arcangelo | 55 | 23 |
| Sant'Arcangelo | 55 | 24 |
| Sant'Arcangelo | 55 | 25 |
| Sant'Arcangelo | 55 | 26 |
| Sant'Arcangelo | 60 | 9 |
| Sant'Arcangelo | 60 | 16 |
| Sant'Arcangelo | 60 | 17 |
| Sant'Arcangelo | 60 | 22 |
| Sant'Arcangelo | 60 | 27 |
| Sant'Arcangelo | 60 | 28 |
| Sant'Arcangelo | 60 | 45 |
| Sant'Arcangelo | 60 | 51 |
| Sant'Arcangelo | 60 | 65 |
| Sant'Arcangelo | 61 | 4 |
| Sant'Arcangelo | 61 | 5 |
| Sant'Arcangelo | 61 | 7 |
| Sant'Arcangelo | 61 | 8 |
| Sant'Arcangelo | 61 | 10 |
| Sant'Arcangelo | 61 | 47 |
| Sant'Arcangelo | 61 | 69 |

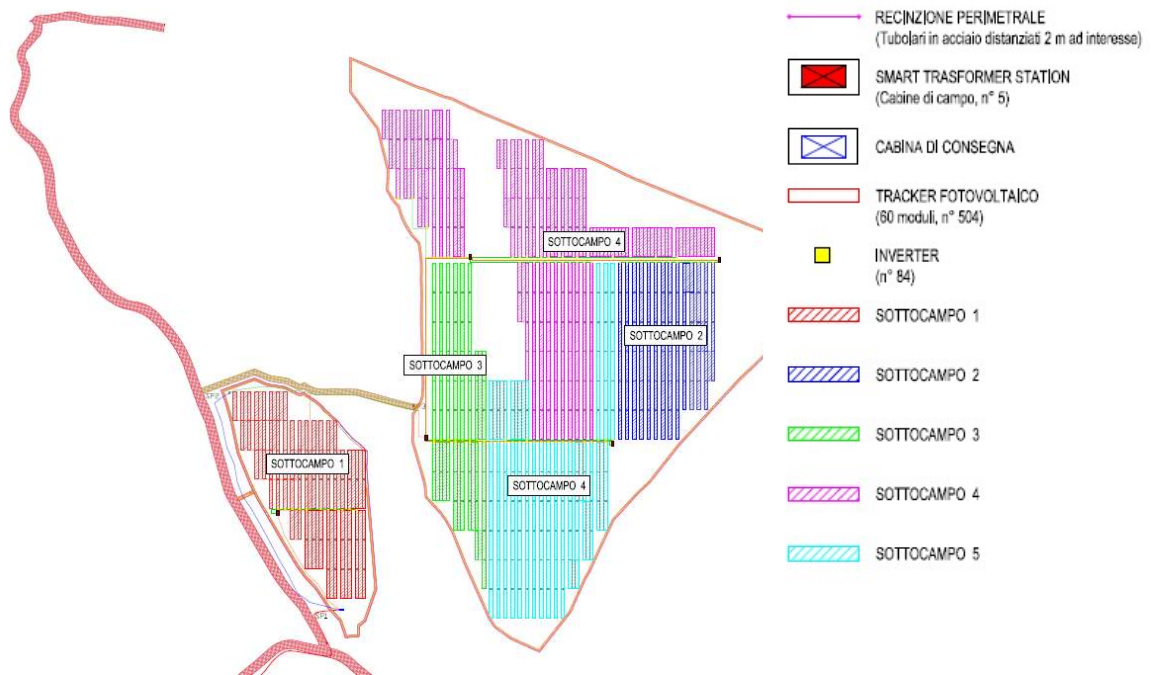
3.2 POTENZA TOTALE

L'impianto sviluppa una potenza nominale complessiva pari a 19,96 MW, data dalla somma dei 30240 moduli in silicio monocristallino monofacciale della potenza nominale di 660 Wp, suddivisi in 1008 stringhe da 30 moduli cadauna. L'impianto sarà inoltre suddiviso in 5 sottocampi.

| SOTTOCAMPI | INVERTER | POTENZA INVERTER | STRINGHE | CONFIGURAZIONE | MODULI | POTENZA CAMPO |
|------------|----------|------------------|----------|----------------|--------|---------------|
|------------|----------|------------------|----------|----------------|--------|---------------|

| | | |
|---|---|------------------------|
|  |  | CODE: 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: 15 di/of 26 |

| | N° | KW | | N° | | N° | W | KW |
|------------------------|-----------|-------------|--------------|-------------|------------------------------------|--------------|------------|-----------------|
| Sottocampo 1 | 13 | 200 | 2600 | 156 | 13 inverter con 12 stringhe | 4680 | 660 | 3088800 |
| Sottocampo 2 | 13 | 200 | 2600 | 156 | 13 inverter con 12 stringhe | 4680 | 660 | 3088800 |
| Sottocampo 3 | 27 | 200 | 5400 | 324 | 27 inverter con 12 stringhe | 9720 | 660 | 6415200 |
| Sottocampo 4 | 11 | 200 | 2200 | 132 | 11 inverter con 12 stringhe | 3960 | 660 | 2613600 |
| Sottocampo 5 | 20 | 200 | 4000 | 240 | 20 inverter con 12 stringhe | 7200 | 660 | 4752000 |
| TOTALE IMPIANTO | 84 | 1000 | 16800 | 1008 | 84 inverter con 12 stringhe | 30240 | 660 | 19958400 |



3-1 - Planimetria con disposizione moduli fotovoltaici

3.3 DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE

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

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

| | | |
|---|---|--------------|
|  |  | CODE: |
| | | 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: |
| | | 16 di/of 26 |

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | PR ratio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| Gennaio | 61.3 | 26.50 | 5.30 | 80.6 | 72.5 | 1441 | 1388 | 0.866 |
| Febbraio | 78.9 | 33.30 | 5.60 | 98.5 | 91.5 | 1799 | 1734 | 0.868 |
| Marzo | 124.4 | 50.50 | 8.20 | 160.8 | 152.7 | 2961 | 2853 | 0.892 |
| Aprile | 151.8 | 64.50 | 11.30 | 191.9 | 182.9 | 3482 | 3352 | 0.878 |
| Maggio | 192.7 | 76.80 | 16.00 | 244.5 | 233.3 | 4344 | 4177 | 0.859 |
| Giugno | 208.3 | 75.60 | 20.50 | 263.9 | 252.1 | 4592 | 4412 | 0.841 |
| Luglio | 220.7 | 71.70 | 23.20 | 284.9 | 272.8 | 4907 | 4713 | 0.832 |
| Agosto | 195.8 | 66.10 | 23.00 | 255.7 | 245.3 | 4443 | 4271 | 0.840 |
| Settembre | 139.3 | 56.10 | 18.50 | 178.1 | 169.3 | 3157 | 3041 | 0.859 |
| Ottobre | 103.4 | 42.90 | 14.50 | 134.1 | 126.4 | 2402 | 2315 | 0.868 |
| Novembre | 65.9 | 29.30 | 10.00 | 87.0 | 78.2 | 1528 | 1473 | 0.851 |
| Dicembre | 53.5 | 24.00 | 6.20 | 69.3 | 61.5 | 1218 | 1172 | 0.851 |
| Anno | 1594.0 | 617.30 | 13.57 | 2049.1 | 1938.6 | 36274 | 34901 | 0.856 |

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo

E_Grid Energia immessa in rete

PR Indice di rendimento

3.4 SISTEMI DI ORIENTAMENTO

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

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

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

3.5 PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA

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

L'energia totale annua prodotta è pari a 34901000 kWh.

Nel seguente documento sono riportati i risultati della simulazione.



CODE:
21IT1496-A.5

PAGINA:
17 di/of 26

Sommario del progetto

| | | |
|---|---|---|
| Luogo geografico Colobrarò Italia | Ubicazione Latitudine: 40.25 °N Longitudine: 13.38 °E Altitudine: 481 m Fuso orario: UTC+1 | Parametri progetto Albedo: 0.22 |
| Dati meteo Colobrarò SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Sintético | | |

Sommario del sistema

| | | |
|--|--|--|
| Sistema connesso in rete | Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento | |
| Orientamento campo FV Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut: 0 ° | Ombre vicine Secondo le stringhe Effetto elettrico: 100 % | Bisogni dell'utente Carico illimitato (rete) |
| Informazione sistema Campo FV | Inverter | |
| Numero di moduli: 30240 unità Pnom totale: 19.89 MWc | Numero di unità: 84 unità Pnom totale: 16.80 MWac Rapporto Pnom: 1.184 | |

Sommario dei risultati

| | | |
|----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| Energia prodotta: 34901 MWh/anno | Prod. Specif.: 1755 kWh/kWc/anno | Indice rendimento PR: 85.65 % |
|----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|



CODE:
21IT1496-A.5

PAGINA:
18 di/of 26

Parametri principali

| Sistema connesso in rete | | Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento | | Modelli utilizzati | |
|---|--|---|--|----------------------------|--|
| Orientamento campo FV | | Strategia Backtracking | | Trasposizione Perez | |
| Orientamento | | N. di eliostati 45 unità | | Diffuso Perez, Meteonom | |
| Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S | | Campo (array) singolo | | Circumolare separare | |
| Asse dell'azimut 0 ° | | Dimensioni | | | |
| | | Distanza eliostati 10.00 m | | | |
| | | Larghezza collettori 4.79 m | | | |
| | | Fattore occupazione (GCR) 47.9 % | | | |
| | | Phi min / max +/- 55.0 ° | | | |
| | | Angolo limite indetreggiamento | | | |
| | | Limiti phi +/- 61.2 ° | | | |
| Orizzonte | | Ombre vicine | | Bisogni dell'utente | |
| Altezza media 6.6 ° | | Secondo le stringhe | | Carico illimitato (rete) | |
| | | Effetto elettrico 100 % | | | |

Caratteristiche campo FV

| Modulo FV | | Inverter | |
|--|----------------------------|--------------------------------------|---|
| Costruttore | Canadian Solar Inc. | Costruttore | Huawei Technologies |
| Modello | CS7N-660MS 1500V | Modello | SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126 |
| (definizione customizzata dei parametri) | | | |
| Potenza nom. unit. | 660 Wp | Potenza nom. unit. | 200 kWac |
| Numero di moduli FV | 23040 unità | Numero di inverter | 64 unità |
| Nominale (STC) | 15.21 MWc | Potenza totale | 12800 kWac |
| Campo #1 - Conjunto FV | | Numero di inverter 13 units | |
| Numero di moduli FV | 4680 unità | Potenza totale 2600 kWac | |
| Nominale (STC) | 3089 kWc | Votaggio di funzionamento 500-1510 V | |
| Moduli | 156 Stringhe x 30 In serie | Potenza max. (=>33°C) 215 kWac | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19 | |
| Pmpp | 2818 kWc | | |
| U mpp | 1021 V | | |
| I mpp | 2759 A | | |
| Campo #2 - Sub-array #2 | | Numero di inverter 13 units | |
| Numero di moduli FV | 4680 unità | Potenza totale 2600 kWac | |
| Nominale (STC) | 3089 kWc | Votaggio di funzionamento 500-1510 V | |
| Moduli | 156 Stringhe x 30 In serie | Potenza max. (=>33°C) 215 kWac | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19 | |
| Pmpp | 2818 kWc | | |
| U mpp | 1021 V | | |
| I mpp | 2759 A | | |
| Campo #3 - Sub-array #3 | | Numero di inverter 27 units | |
| Numero di moduli FV | 9720 unità | Potenza totale 5400 kWac | |
| Nominale (STC) | 6415 kWc | Votaggio di funzionamento 500-1510 V | |
| Moduli | 324 Stringhe x 30 In serie | Potenza max. (=>33°C) 215 kWac | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19 | |
| Pmpp | 5854 kWc | | |
| U mpp | 1021 V | | |
| I mpp | 5731 A | | |



CODE:
21IT1496-A.5

PAGINA:
19 di/of 26

Caratteristiche campo FV

| | | | |
|--|----------------------------|--|---|
| Campo #4 - Sub-array #4 | | | |
| Numero di moduli FV | 3980 unità | Numero di inverter | 11 units |
| Nominale (STC) | 2614 kWc | Potenza totale | 2200 kWac |
| Moduli | 132 Stringhe x 30 In serie | | |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 500-1510 V |
| Pmpp | 2385 kWc | Potenza max. (=>33°C) | 215 kWac |
| U mpp | 1021 V | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.19 |
| I mpp | 2335 A | | |
| Campo #5 - Sub-array #5 | | | |
| Modulo FV | | | |
| Costruttore | Canadian Solar Inc. | Inverter | |
| Modello | CS7N-650MB-AG 1500V | Costruttore | Huawei Technologies |
| (definizione customizzata dei parametri) | | Modello | SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126 |
| Potenza nom. unit. | 650 Wp | (definizione customizzata dei parametri) | |
| Numero di moduli FV | 7200 unità | Potenza nom. unit. | 200 kWac |
| Nominale (STC) | 4680 kWc | Numero di inverter | 20 units |
| Moduli | 240 Stringhe x 30 In serie | Potenza totale | 4000 kWac |
| In cond. di funz. (50°C) | | Voltaggio di funzionamento | 500-1510 V |
| Pmpp | 4270 kWc | Potenza max. (=>33°C) | 215 kWac |
| U mpp | 1011 V | Rapporto Pnom (DC:AC) | 1.17 |
| I mpp | 4224 A | | |
| Potenza PV totale | | | |
| Nominale (STC) | 19886 kWp | Potenza totale inverter | |
| Totale | 30240 moduli | Potenza totale | 16800 kWac |
| Superficie modulo | 94080 m ² | N. di inverter | 84 unità |
| | | Rapporto Pnom | 1.18 |



CODE:
21IT1496-A.5

PAGINA:
20 di/of 26

Perdite campo

| | | |
|--|---|---|
| Perdite per sporco campo Fraz. perdite 1.5 % | Fatt. di perdita termica Temperatura modulo secondo irraggiamento Lc (cost) 29.0 W/m ² K Lv (vento) 0.0 W/m ² K/m/s | LID - Light Induced Degradation Fraz. perdite 1.5 % |
| Perdita di qualità moduli Fraz. perdite -0.4 % | Ferite per mismatch del modulo Fraz. perdite 0.7 % a MPP | Perdita disadattamento Stringhe Fraz. perdite 0.1 % |

Fattore di perdita IAM

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

| | | | | | | | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 20° | 40° | 60° | 65° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
| 1.000 | 1.000 | 1.000 | 0.990 | 0.960 | 0.920 | 0.840 | 0.720 | 0.000 |

Perdite DC nel cablaggio

| | | |
|--|--|--|
| Res. globale di cablaggio 0.63 mΩ Fraz. perdite 1.0 % a STC | | |
| Campo #1 - Conjunto FV Res. globale campo 4.1 mΩ Fraz. perdite 1.0 % a STC | | Campo #2 - Sub-array #2 Res. globale campo 4.1 mΩ Fraz. perdite 1.0 % a STC |
| Campo #3 - Sub-array #3 Res. globale campo 2.0 mΩ Fraz. perdite 1.0 % a STC | | Campo #4 - Sub-array #4 Res. globale campo 4.8 mΩ Fraz. perdite 1.0 % a STC |
| Campo #5 - Sub-array #5 Res. globale campo 2.6 mΩ Fraz. perdite 1.0 % a STC | | |

Perdite sistema

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

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT
Tensione inverter 800 Vac tri
Fraz. perdite 1.50 % a STC
Inverter: SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126
Sezione cavi (84 Inv.) Rame 84 x 3 x 150 mm²
Lunghezza media dei cavi 330 m

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV
Tensione rete 30 kV
Perdite di operazione in STC
Potenza nominale a STC 19519 kVA
Perdita ferro (Connessione 24/24) 3.90 kW/inv.
Fraz. perdite 0.10 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.64 mΩ/inv.
Fraz. perdite 1.00 % a STC



CODE:
21IT1496-A.5

PAGINA:
21 di/of 26

Definizione orizzonte

Horizon from PVGIS website AP1, Lat=40°14'42", Long=16°21'52", Alt=481m

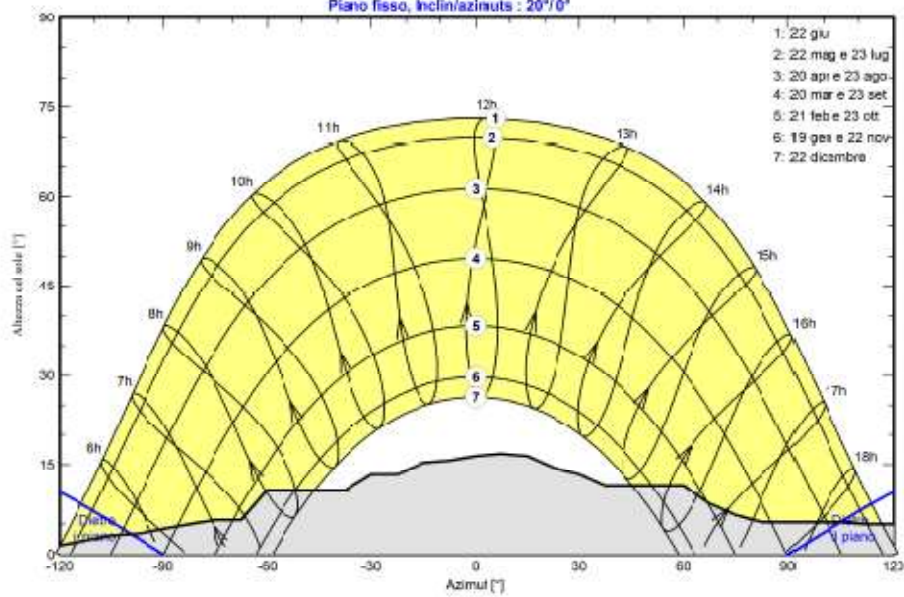
Altezza media 0.6 ° Fattore su albedo 0.06
Fattore su diffuso 0.91 Frazione albedo 100 %

Profilo dell'orizzonte

| | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Azimut [°] | -180 | -173 | -150 | -143 | -135 | -128 | -120 | -113 | -105 | -98 | -90 | -83 | -75 |
| Altezza [°] | 0.8 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 1.9 | 1.5 | 1.5 | 2.3 | 3.1 | 3.4 | 4.2 | 5.0 | 5.7 |
| Azimut [°] | -68 | -60 | -38 | -30 | -23 | -15 | -8 | 0 | 8 | 15 | 23 | 30 | 38 |
| Altezza [°] | 6.7 | 10.7 | 10.7 | 13.4 | 13.4 | 15.3 | 16.7 | 16.4 | 16.8 | 16.4 | 14.6 | 13.4 | 11.6 |
| Azimut [°] | 60 | 68 | 75 | 83 | 105 | 113 | 135 | 143 | 150 | 158 | 165 | 173 | 180 |
| Altezza [°] | 11.5 | 8.4 | 6.5 | 5.3 | 5.3 | 5.0 | 5.0 | 0.8 | 0.8 | 0.4 | 0.0 | 0.4 | 0.8 |

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)

Piano fisso, inclin/azimut: 20°/0°





CODE:
21IT1496-A.5

PAGINA:
22 di/of 26

Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

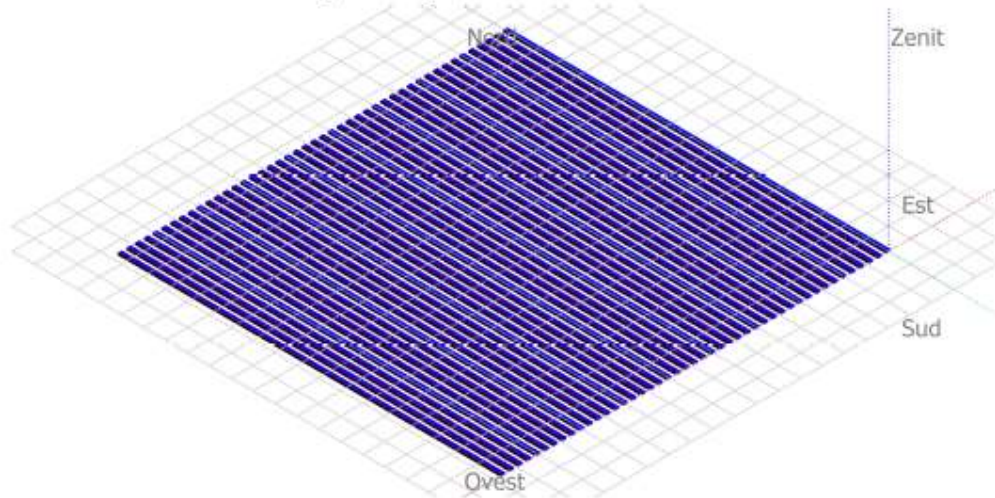
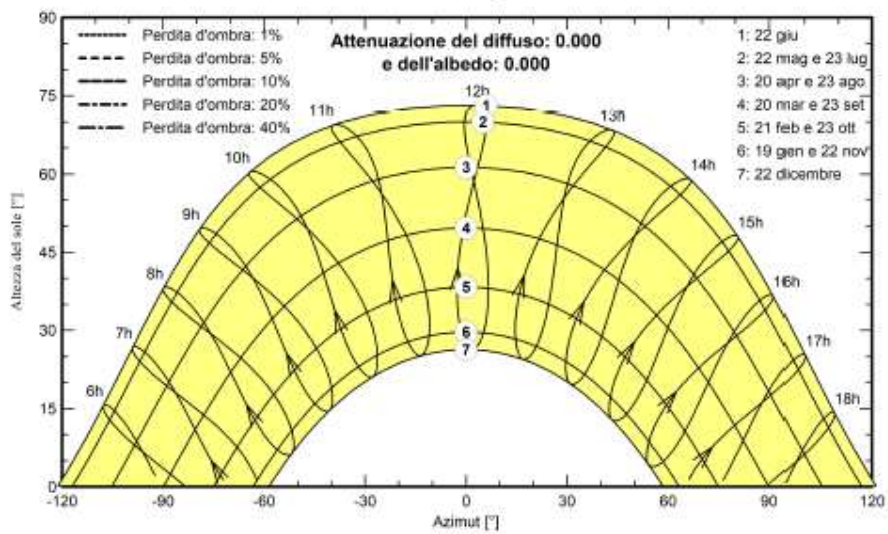


Diagramma iso-ombre

Palermo - Ora legale





CODE:
21IT1496-A.5

PAGINA:
23 di/of 26

Risultati principali

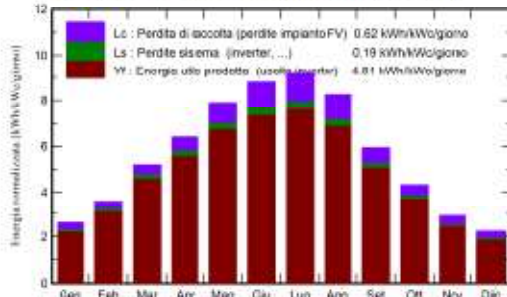
Produzione sistema
Energia prodotta

34901 MWh/anno

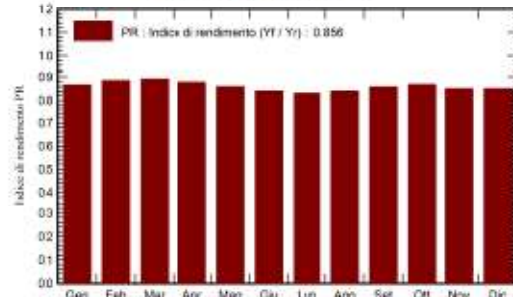
Prod. Specif.
Indice di rendimento PR

1755 kWh/kWp/anno
85.65 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | PR ratio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| Gennaio | 61.3 | 26.50 | 5.30 | 80.8 | 72.5 | 1441 | 1388 | 0.866 |
| Febbraio | 76.9 | 33.30 | 5.60 | 98.5 | 91.5 | 1799 | 1734 | 0.886 |
| Marzo | 124.4 | 50.50 | 8.20 | 160.8 | 152.7 | 2961 | 2853 | 0.892 |
| Aprile | 151.8 | 64.50 | 11.30 | 191.9 | 182.9 | 3482 | 3352 | 0.878 |
| Maggio | 192.7 | 76.80 | 16.00 | 244.5 | 233.3 | 4344 | 4177 | 0.859 |
| Giugno | 208.3 | 75.60 | 20.50 | 263.9 | 252.1 | 4562 | 4412 | 0.841 |
| Luglio | 220.7 | 71.70 | 23.20 | 204.9 | 272.0 | 4907 | 4713 | 0.932 |
| Agosto | 195.8 | 66.10 | 23.00 | 255.7 | 245.3 | 4443 | 4271 | 0.840 |
| Settembre | 139.3 | 56.10 | 18.50 | 178.1 | 169.3 | 3157 | 3041 | 0.859 |
| Ottobre | 103.4 | 42.90 | 14.50 | 134.1 | 126.4 | 2402 | 2315 | 0.868 |
| Novembre | 65.9 | 29.30 | 10.00 | 87.0 | 78.2 | 1528 | 1473 | 0.851 |
| Dicembre | 53.5 | 24.00 | 6.20 | 69.3 | 61.5 | 1218 | 1172 | 0.851 |
| Anno | 1594.0 | 617.30 | 13.57 | 2049.1 | 1938.6 | 36274 | 34901 | 0.856 |

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
 DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
 T_Amb Temperatura ambiente
 GlobInc Globale incidente piano coll.
 GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

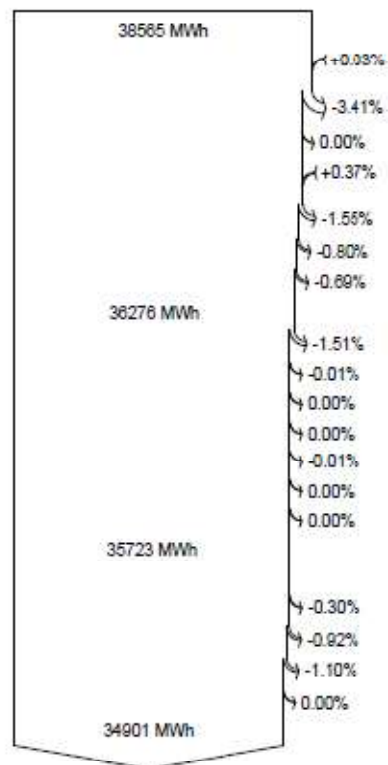
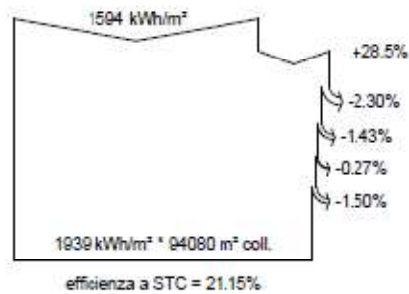
EArray Energia effettiva in uscita campo
 E_Grid Energia immessa in rete
 PR Indice di rendimento



CODE:
21IT1496-A.5

PAGINA:
24 di/of 26

Diagramma perdite



Irraggiamento orizzontale globale
Globale incidente piano coll.

Ombre lontane / Orizzonte
Ombre vicine: perdita di irraggiamento
Fattore IAM su globale
Perdite per spazio campo

Irraggiamento effettivo su collettori
Conversione FV

Energia nominale campo (effic. a STC)
Perdita FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura
ombreggiamento: perdita elettrica sec. le stringhe
Perdita per qualità modulo

LID - "Light induced degradation"
Perdita disadattamento moduli e stringhe
Perdite ohmiche di cablaggio

Energia apparente impianto a MPPT
Perdita inverter in funzione (efficienza)
Perdita inverter per superamento P_{max}
Perdita inverte a causa massima corrente in ingresso
Perdita inverter per superamento V_{max}
Perdita inverter per non raggiungimento P_{min}
Perdita inverter per non raggiungimento V_{min}
Consumi notturni

Energia in uscita inverter

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

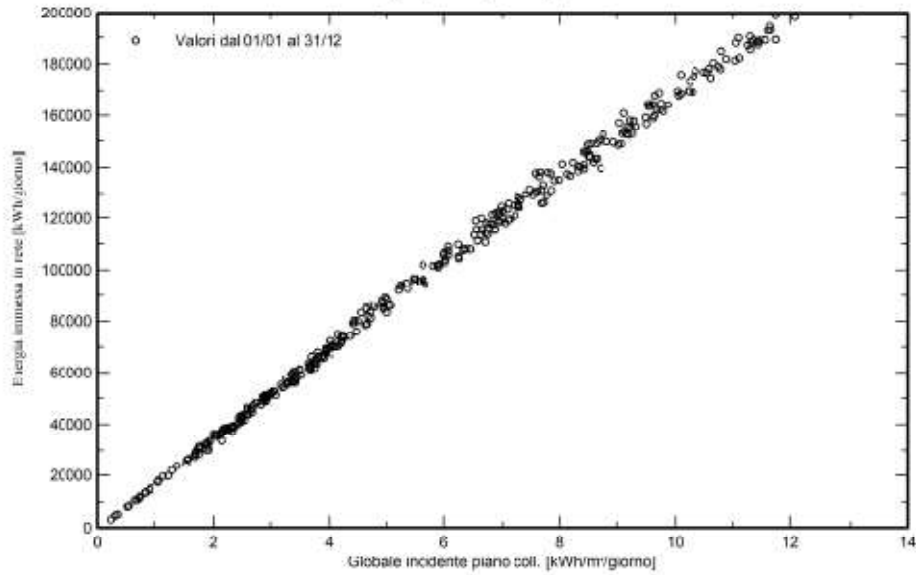


CODE:
21IT1496-A.5

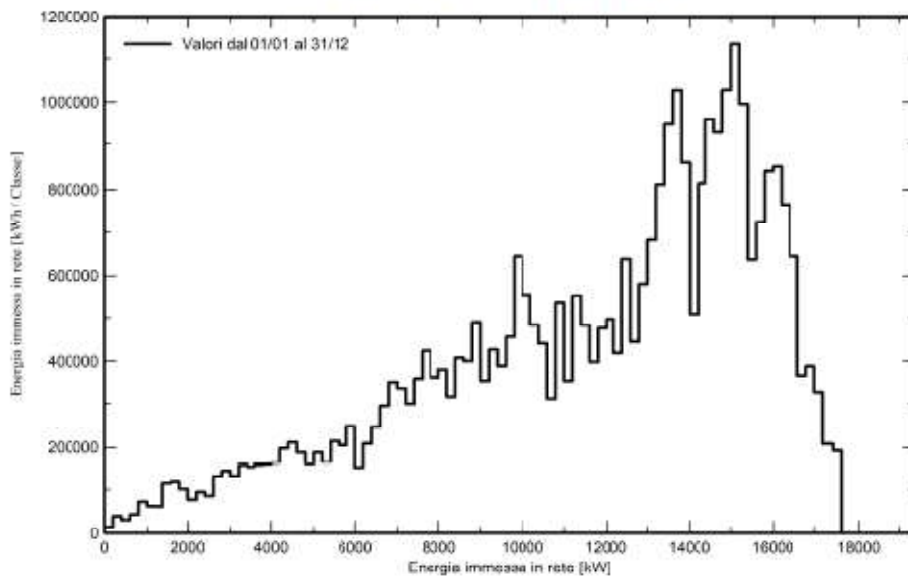
PAGINA:
25 di/of 26

Grafici speciali

Daily Input/Output diagram



Distribución de potencia de salida del sistema



| | | |
|---|---|------------------------|
|  |  | CODE: 21IT1496-A.5 |
| | | PAGINA: 26 di/of 26 |

4 CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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