


# REGIONE SICILIA

Libero Consorzio Comunale di Enna

## COMUNE DI PIAZZA ARMERINA



01	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	22/12/23	DE LUCA S..	FURNO C.	DI MARI C.
00	EMISSIONE PER COMMENTI	07/12/23	DE LUCA S..	FURNO C.	DI MARI C.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:		  <small>EVERWOOD GROUP</small>			
<b>DS ITALIA 9 S.r.l.</b>		Via del Plebiscito, 112, 00186 ROMA (RM) Partiva I.V.A. 16380491007 – P.E.C.: dsitalia9@legalmail.it			
Società di Progettazione:		<i>Ingegneria &amp; Innovazione</i>			
		Via Jonica, 16 – Loc. Belvedere 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409 Web: <a href="http://www.antexgroup.it">www.antexgroup.it</a> e-mail: <a href="mailto:info@antexgroup.it">info@antexgroup.it</a>			
Progetto:		Progettista/Resp. Tecnico:			
<b>IMPIANTO AGRIVOLTAICO “PIAZZA ARMERINA”</b>		Dott. Ing. Antonino Signorello Ordine degli Ingegneri della Provincia di Catania n° 6105 sez. A			
Elaborato:					
RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO					
Scala:	Nome DIS/FILE:	Allegato:	F.to:	Livello:	
N.A.	C 22006S05-PD-RT-18-01	1/1	A4	<b>DEFINITIVO</b>	
<i>Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl. È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta. La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.</i>					
				 	

Documento informatico firmato digitalmente ai sensi dell'art. 24 D. Lgs.82/2005 e ss.mm.ii.

## INDICE

1. PREMESSA .....	3
2. SCOPO .....	4
3. PARAMETRI DI IMPIANTO PER LA CONNESSIONE – (CODICE PRATICA: 202200316) .....	4
4. SOLUZIONE DI CONNESSIONE ALLA RTN – (CODICE PRATICA: 202200316).....	4
5. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI .....	5
6. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE .....	7
7. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO .....	8
7.1. Caratteristiche del generatore fotovoltaico .....	8
7.2. Caratteristiche dell'inverter solare.....	11
7.3. Sistema di monitoraggio .....	14
7.4. Composizione del generatore fotovoltaico .....	16
8. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE .....	19
9. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO .....	20
10. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI .....	20
11. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI .....	21
12. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT).....	21
13. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA .....	21
14. COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	23
15. IMPIANTO DI MESSA A TERRA .....	23

## 1. PREMESSA

Per conto della società proponente, DS Italia 9 S.r.l., la società Antex Group S.r.l. ha redatto il progetto definitivo relativo alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato **Impianto Agrivoltaico "Piazza Armerina"** da realizzarsi nel territorio del Comune di Piazza Armerina, appartenente al Libero Consorzio Comunale di Enna. Il progetto prevede l'installazione di n. 80.108 moduli fotovoltaici da 690 Wp ciascuno, su strutture fisse, per una potenza complessiva pari a 55.274 kWp. Tutta l'energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete elettrica nazionale tramite la posa di un cavidotto interrato su strade esistenti e la realizzazione di una nuova cabina utente per la consegna collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione di trasformazione a 150/36 kV della RTN da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 150 kV "Nicoletti – Valguarnera", che dovrà essere collegata, tramite due nuovi elettrodotti RTN a 150 kV, con una futura SE RTN 380/150 kV da inserire sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV "Chiaromonte Gulfi -Ciminna" previsto nel Piano di Sviluppo Terna.

Le attività di progettazione definitiva e di studio di impatto ambientale sono state sviluppate dalla società di ingegneria Antex Group Srl. Antex Group Srl è una società che fornisce servizi globali di consulenza e management ad Aziende private ed Enti pubblici che intendono realizzare opere ed investimenti su scala nazionale ed internazionale.

È costituita da selezionati e qualificati professionisti uniti dalla comune esperienza professionale nell'ambito delle consulenze ingegneristiche, tecniche, ambientali, gestionali, legali e di finanza agevolata e pone a fondamento delle attività, quale elemento essenziale della propria esistenza come unità economica organizzata ed a garanzia di un futuro sviluppo, i principi della qualità, come espressi dalle norme ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001 nelle loro ultime edizioni.

## 2. SCOPO

Scopo della presente relazione tecnica è la descrizione delle opere necessarie per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato **Impianto Agrivoltaico "Piazza Armerina"** che DS Italia 9 S.r.l. intende realizzare nei territori del Comune di Piazza Armerina (EN).

## 3. PARAMETRI DI IMPIANTO PER LA CONNESSIONE – (CODICE PRATICA: 202200316)

**La potenza in immissione richiesta per l'impianto in esame è pari a 44.220 kW.**

La potenza nominale DC dell'impianto è pari a 55.274,52 kW.

La potenza nominale AC degli inverters dell'impianto è pari a 49.500 kVA.

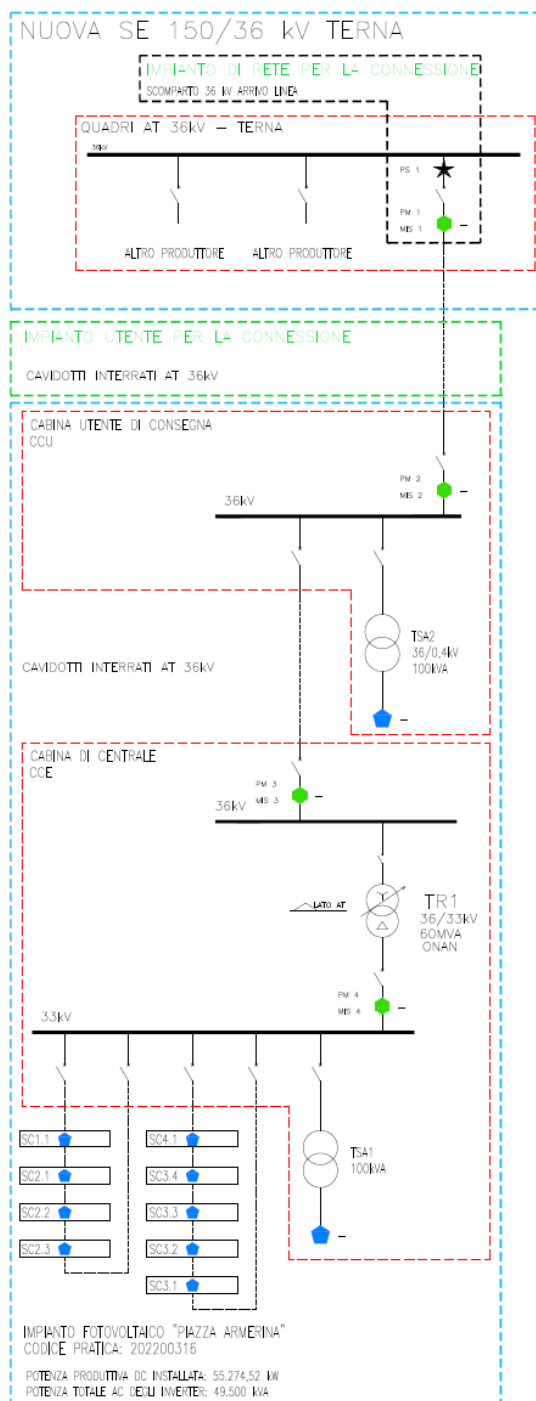
La potenza in prelievo richiesta per i S.A. dell'impianto è pari a 200 kW.

## 4. SOLUZIONE DI CONNESSIONE ALLA RTN – (CODICE PRATICA: 202200316)

Per la connessione alla RTN è stato richiesto ed accettato il preventivo di connessione rilasciato Terna avente Codice Pratica: 202200316.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione di trasformazione a 150/36 kV della RTN da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 150 kV "Nicoletti – Valguarnera", che dovrà essere collegata, tramite due nuovi elettrodotti RTN a 150 kV, con una futura SE RTN 380/150 kV da inserire sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV "Chiaromonte Gulfi -Ciminna" previsto nel Piano di Sviluppo Terna. Ai sensi dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt 99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della Vs. centrale alla citata SE RTN 36 kV costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Viene di seguito mostrato lo schema a blocchi per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete di Terna:



## 5. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente. Tutte le soluzioni tecniche che saranno adottate ed i materiali scelti per l'installazione risulteranno rispondenti alla normativa tecnica e di legge relativa ai diversi settori di pertinenza.

Di seguito sono riportati i principali riferimenti normativi applicati nella progettazione dell'impianto o comunque di supporto:

- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99: “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas n. 281 del 19 dicembre 2005: “Condizioni per l’erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi”;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas n. 168 del 30 dicembre 2003: “Condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79” e relativo Allegato A modificato con ultima deliberazione n.20/06;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas n. 39 del 28 febbraio 2001: “Approvazione delle regole tecniche adottate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell’articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas n. 333 del 21 dicembre 2007: “Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica” – TIQE;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas n. 348 del 29 dicembre 2007: “Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione” e relativi allegati: Allegato A, di seguito TIT, Allegato B, di seguito TIC;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008: “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)”;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas ARG/elt 179/08 del 11 dicembre 2008: “Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica”;
- Norma CEI 0-16 “Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- DLgs n. 81 del 09/04/2008 TESTO UNICO SULLA SICUREZZA per la Prevenzione degli Infortuni sul Lavoro;
- DM n. 37 del 22/01/2008 Norme per la sicurezza degli impianti;
- Dlg 791/77 “Attuazione della direttiva 73/23/CEE riguardanti le garanzie di sicurezza del materiale elettrico”;
- Legge n° 186 del 01/03/68;
- DPR 462/01;
- Direttiva CEE 93/68 “Direttiva Bassa Tensione”;
- Direttiva 2004/108/CE, CEI EN 50293 “Compatibilità Elettromagnetica”;



- Norma CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata a 1500 V in corrente continua;
- CEI 17-44 Ed. 3a 2000 (CEI EN 60947-1) CEI 17-44;V1 2002 (CEI EN 60947-1/A1) CEI 17-44; V2 2002 (CEI EN 60947-1/A2) "Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali";
- CEI 70-1 Ed. 2a 1997 (CEI EN 60529) CEI 70-1;V1 2000 (CEI EN 60529/A1) "Grado di protezione degli involucri (Codice IP)";
- CEI EN 60439-1 "Normativa dei quadri per bassa tensione";
- CEI 20-22 II, 20-35, 20-37 I, 23-48, 23-49, 23-16, 23-5;
- CEI 23-51 "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare";
- CENELEC EUROPEAN "Norme del Comitato Elettrotecnico Europeo";
- CEI – UNEL 35011 "Sistema di codifica dei cavi";
- CEI 214-9 "Requisiti di progettazione, installazione e manutenzione";
- Norma CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati Climatici;
- UNI 8477/1 Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- Legge 46/1990, DPR 447/91 (regolamento attuazione L.46/90) per la sicurezza elettrica;
- Per le strutture di sostegno: DM MLP 12/2/82.

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, verranno comunque applicate

## 6. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

Analizzando il progetto, finalizzato alla realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da destinarsi alla vendita, le prime considerazioni di carattere generale, politica ed occupazionale sono da ricercarsi nelle seguenti condizioni:

- la disponibilità di territorio atto alla realizzazione di un tale impianto che presenta una situazione priva di vegetazione arborea, con la giusta esposizione, servito da linee elettriche, peraltro già esistenti in loco a distanze economicamente ragionevoli, con modeste antropizzazioni e scarsa visibilità dai punti panoramici circostanti;
- la situazione politico – economica in atto, che rende economicamente interessanti e vantaggiosi investimenti aventi questo genere di finalità e comunque rivolti a produzioni energetiche alternative;
- le importanti ricadute sul territorio comunale sia in termini di valorizzazione delle risorse ambientali che di sviluppo economico grazie alla formazione di nuovi e rilevanti posti di lavoro per le attività di cantiere e di manutenzione degli impianti fotovoltaici e delle relative opere di connessione.

In sintesi, si può affermare che l'inserimento dell'impianto fotovoltaico in progetto nel territorio, e le scelte che hanno guidato la realizzazione di un tale intervento infrastrutturale, devono essere inserite all'interno della più ampia azione di sostenibilità ambientale. La realizzazione dell'opera si inserisce in un contesto di generazione energetica alternativa alle fonti esauribili: il presente impianto andrà a sfruttare solo ed esclusivamente energia pulita ed inesauribile quale quella rappresentata dall'irradiazione solare, per fini pienamente in linea con gli indirizzi dettati dalle normative internazionali (Protocollo di Kyoto), nazionali (Piano Energetico Nazionale) e Regionali (Piano Energetico Regionale).

## 7. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

Il progetto prevede di installare 80.108 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino, modello "TSM-NEG21C.20 – VERTEX N" della Trinasolar, da 690 Wp ciascuno, per una potenza di picco complessiva di 55.274,52 kWp. Ogni stringa è costituita da 28 moduli connessi in serie, montati su strutture fisse a vela doppia (2x14) con tilt pari a 21° Sud e pitch pari a 7,5 m, per un totale di 2861 strutture. L'inverter scelto per il progetto in esame è il "SUN2000-330KTL-H1" della Huawei Technologies, con potenza nominale pari a 300 kW. Il numero di inverter considerato è pari a 165, per una potenza nominale dell'impianto di 49500 kW. L'impianto è distribuito su quattro distinte aree geografiche denominati lotti di impianto.

Le cabine di sottocampo (transformer station) dei lotti 1 e 2 saranno collegate alla cabina di centrale mediante una rete elettrica MT @ 33 kV ad anello semplice.

Le cabine di sottocampo (transformer station) dei lotti 3 e 4 saranno collegate alla cabina di centrale mediante un'altra rete elettrica MT @ 33 kV ad anello semplice.

La cabina di centrale ha la funzione di raccogliere tutta l'energia prodotta dal generatore fotovoltaico ed elevare il livello di tensione da MT @ 33 kV ad AT @ 36 kV che è il livello di tensione autorizzato per la connessione alla RTN. Il collegamento tra la cabina di centrale ed il punto di connessione di Terna avverrà per mezzo di un cavidotto interrato in doppia terna di conduttori unipolari in rame aventi sezione pari a 630 mm<sup>2</sup> alla tensione di 36 kV.

### 7.1. Caratteristiche del generatore fotovoltaico

Il modulo scelto è il modello "TSM-NEG21C.20 – VERTEX N" della Trinasolar, da 690 W<sub>p</sub> ed un'efficienza 22,2 %, misurate in condizioni standard (STC: Standard Test Condition), le quali prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup> con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Vengono di seguito riportate le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici individuati nel progetto.



# Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MODULE

PRODUCT: TSM-NEG21C.20

PRODUCT RANGE: 670-690W

## 690W

MAXIMUM POWER OUTPUT

## 0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

## 22.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



### High customer value

- Lower LCOE (levelized cost of energy), reduced BOS (balance of system) cost, shorter payback time
- Guaranteed first year and annual degradation
- High module power; high string power and low voltage design



### High power up to 690W

- Up to 22.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower serie resistance and improved current collection



### High reliability

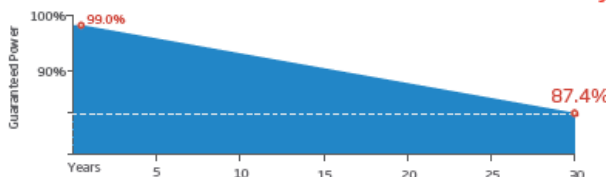
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



### High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Extremely low 1% first year degradation and 0.4% annual power attenuation
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

### Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



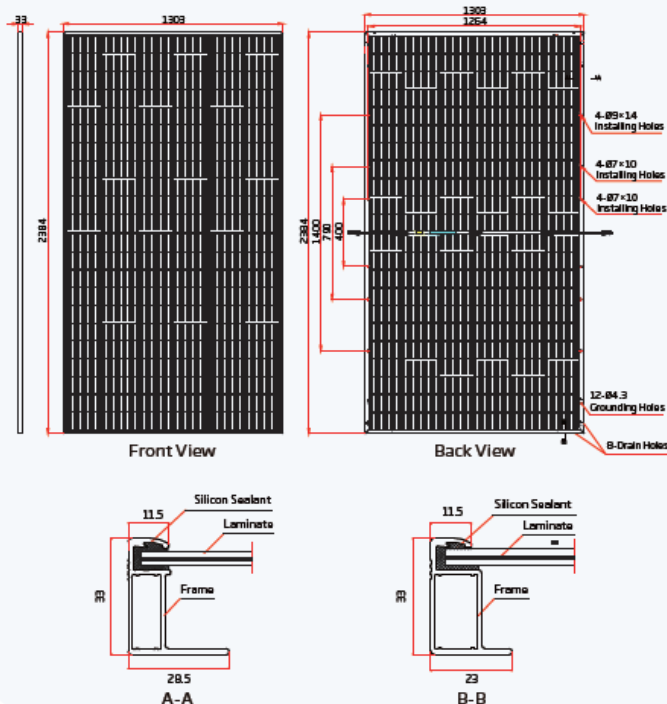
### Comprehensive Products and System Certificates



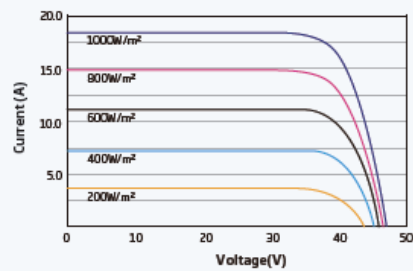
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



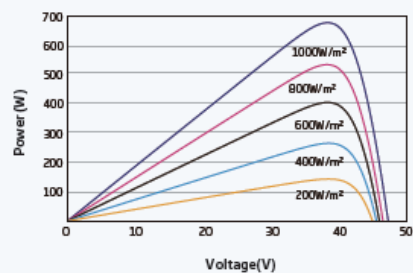
**DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)**



**I-V CURVES OF PV MODULE(675W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE(675W)**



**ELECTRICAL DATA (STC)**

	670	675	680	685	690
Peak Power Watts - P <sub>MAX</sub> (Wp)*	670	675	680	685	690
Power Tolerance - P <sub>MAX</sub> (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	17.09	17.12	17.16	17.19	17.23
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	18.10	18.14	18.18	18.21	18.25
Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

**Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)**

	724	729	734	740	745
Total Equivalent power - P <sub>MAX</sub> (Wp)	724	729	734	740	745
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	18.46	18.49	18.53	18.57	18.61
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	19.55	19.59	19.63	19.67	19.71
Irradiance ratio (rear/ front)			10%		

Product Bifaciality: 80±5%.

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

	510	514	517	521	526
Maximum Power - P <sub>MAX</sub> (Wp)	510	514	517	521	526
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	36.8	37.0	37.2	37.3	37.7
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	13.86	13.89	13.91	13.94	13.96
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	44.5	44.7	44.9	45.2	45.4
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	14.59	14.62	14.65	14.67	14.71

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MCA EVO2/ TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	- 0.30%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	- 0.24%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	0.04%/°C

**MAXIMUM RATINGS**

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max. Series Fuse Rating	35A

**WARRANTY**

12 year Product Workmanship Warranty  
 30 year Power Warranty  
 1% first year degradation  
 0.4% Annual Power Attenuation  
 (Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

Modules per box: 33 pieces  
 Modules per 40' container: 594 pieces

## 7.2. Caratteristiche dell'inverter solare

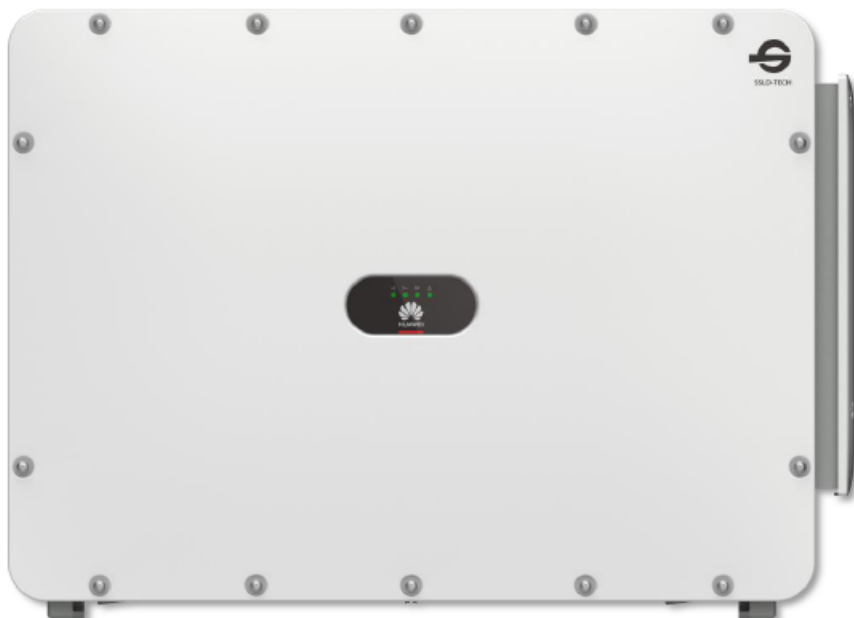
Il modulo di conversione dell'energia solare scelto è il "SUN2000-330KTL-H1" prodotto da Huawei Solar, il quale presenta una potenza di picco massima pari a 300 kW ed un'efficienza  $\geq 99,0$  %, (European Efficiency).

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni cella in dipendenza della temperatura pari a  $-0,27$  %/°C e i limiti di temperatura estremi pari a  $-10^{\circ}\text{C}$  (dati di progetto) e  $+46^{\circ}\text{C}$ ,  $V_m$  e  $V_{oc}$  assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC ( $25^{\circ}\text{C}$ ).

In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e il tipo di inverter adottato.

Vengono di seguito riportate le caratteristiche tecniche degli inverter solari individuati nel progetto.

SUN2000-330KTL-H1  
 Smart PV Controller  
*For APAC, LATAM & EUROPE*



Max. Efficiency  
 ≥ 99.0%



Smart Connector-level  
 Detection (SCLD)



Smart Self-cleaning  
 Fan (SSCF)



IP66  
 Protection



MBUS  
 Supported



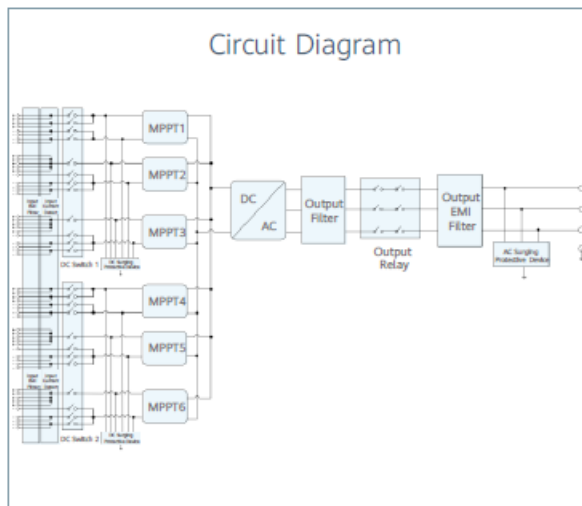
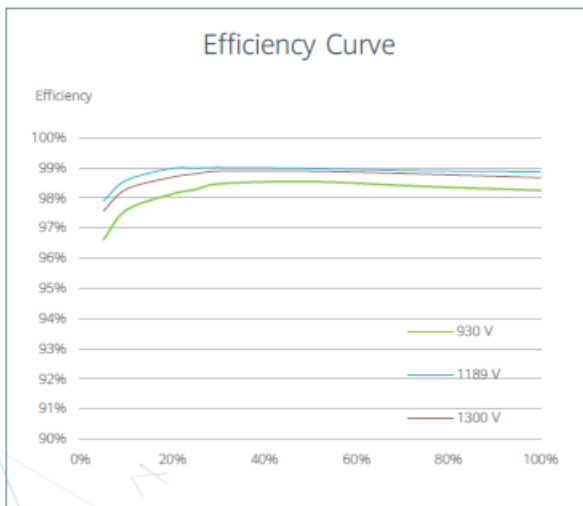
Smart String-level  
 Disconnection (SSLD)



Smart IV Curve Diagnosis  
 Supported



Surge Arresters for  
 DC & AC



SUN2000-330KTL-H1  
**Technical Specifications**

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.0%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THD <sub>1</sub> < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 112 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector	HH4SMM4TMSPA / HH4SFM4TMSPA
AC Connector	Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm <sup>2</sup> )
Protection Degree	IP 66
Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.	

### 7.3. Sistema di monitoraggio

Il sistema di monitoraggio prevede la possibilità di evidenziare le grandezze di interesse del funzionamento dell'impianto attraverso opportuno software di interfaccia su di un PC collegato al sistema di acquisizione dati via RS485, Modbus TCP, gateway e attraverso modem anche da remoto.

L'hardware del sistema sarà composto da:

- Sistema SCADA (data logger dotato anche di ingressi per le grandezze meteo);
- interfaccia RS 485;
- sensore di temperatura ambiente;
- sensore di irraggiamento;
- sensore di vento (velocità e direzione);
- linee di collegamento via RS 485.

Vengono di seguito riportate le caratteristiche tecniche del data logger individuato nel progetto.



## SmartLogger3000A



### Smart

Smart zero export control design



### Simple

Easy to install on site



### Reliable

Safety by lightning protection module

Technical Specification	SmartLogger3000A
<b>Device Management</b>	
Max. Number of Connected Devices	80
<b>Communication Interface</b>	
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
RS485	COM x 3, 1,200 / 2,400 / 4,800 / 9,600 / 19,200 / 115,200 bps
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible with PLC
2G / 3G / 4G	LTE (FDD) : B1, B2, B3, B4, B5, B7, B8, B20 DC-HSPA+ / HSPA+ / HSPA / UMTS : 850 / 900 / 1,900 / 2,100 MHz GSM / GPRS / EDGE: 850 / 900 / 1,800 / 1,900 MHz <sup>2</sup>
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 2, AI x 4
Active DO	12V, 100mA (connection with relay, sensor)
<b>Communication Protocol</b>	
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645
<b>Interaction</b>	
LED	LED Indicator x 3 - RUN, ALM, 4G
WEB	Embedded Web
USB	USB 2.0 x 1
APP	Communication by WLAN for Commissioning
<b>Environment</b>	
Operating Temperature Range	-40°C ~ 60°C (-40°F ~ 140°F)
Storage Temperature	-40°C ~ 70°C (-40°F ~ 158°F)
Relative Humidity (Non-condensing)	5% ~ 95%
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
<b>Electrical</b>	
AC Power Supply	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz
DC Power Supply	12 V / 24 V
Power Consumption	Typical 8 W, Max. 15 W
<b>Mechanical</b>	
Dimensions (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (8.9 x 6.3 x 1.7 inch, without mounting ears and antenna)
Weight	2 kg (4.4 lb.)
Protection Degree	IP20
Installation Options	Wall Mounting, DIN Rail Mounting, Tabletop Mounting

1: When putting inside metal box, extended antenna will be needed.

2: For recommended carriers list and details on supported frequencies, please contact local distributors.

#### 7.4. Composizione del generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è costituito da quattro lotti di impianto come di seguito descritto:

##### Lotto#1:

Strutture (2x14) =	244
Stringhe =	244
DC Power =	4.714,08 kWp
N° Inverters (300 kVA) =	14
AC Power =	4.200 kVA
N° Transformer Station (STS-6000) =	1

La distribuzione delle stringhe fotovoltaiche è la seguente:

Lotto	Cabina di trasformazione (STS-6000)	Quadro BT n°	Inverter n°	N° Stringhe/Inverter	Anello MT n°
1	TR1.1	1	TR1.1-INV1	17	1
			TR1.1-INV2	17	
			TR1.1-INV3	17	
			TR1.1-INV4	17	
			TR1.1-INV5	17	
			TR1.1-INV6	17	
			TR1.1-INV7	17	
		2	TR1.1-INV8	17	
			TR1.1-INV9	18	
			TR1.1-INV10	18	
			TR1.1-INV11	18	
			TR1.1-INV12	18	
			TR1.1-INV13	18	
			TR1.1-INV14	18	

##### Lotto#2:

Strutture (2x14) =	978
Stringhe =	978
DC Power =	18.894,96 kWp
N° Inverters (300 kVA) =	56
AC Power =	16.800 kVA
N° Transformer Station (STS-6000) =	3

La distribuzione delle stringhe fotovoltaiche è la seguente:

Lotto	Cabina di trasformazione (STS-6000)	Quadro BT n°	Inverter n°	N° Stringhe/Inverter	Anello MT n°
2	TR2.1	1	TR2.1-INV1	17	1
			TR2.1-INV2	17	
			TR2.1-INV3	17	
			TR2.1-INV4	17	
			TR2.1-INV5	17	
			TR2.1-INV6	17	
			TR2.1-INV7	17	
			TR2.1-INV8	17	
			TR2.1-INV9	17	
		2	TR2.1-INV10	17	
			TR2.1-INV11	17	
			TR2.1-INV12	17	
			TR2.1-INV13	17	
			TR2.1-INV14	17	
			TR2.1-INV15	17	
			TR2.1-INV16	17	
			TR2.1-INV17	17	
			TR2.1-INV18	17	
2	TR2.2	1	TR2.1-INV19	17	1
			TR2.1-INV20	17	
			TR2.1-INV21	17	
			TR2.1-INV22	17	
			TR2.1-INV23	17	
			TR2.1-INV24	17	
			TR2.1-INV25	17	
			TR2.1-INV26	17	
			TR2.1-INV27	17	
		2	TR2.1-INV28	17	
			TR2.1-INV29	17	
			TR2.1-INV30	17	
			TR2.1-INV31	18	
			TR2.1-INV32	18	
			TR2.1-INV33	18	
			TR2.1-INV34	18	
			TR2.1-INV35	18	
			TR2.1-INV36	18	
2	TR2.3	1	TR2.1-INV37	18	1
			TR2.1-INV38	18	
			TR2.1-INV39	18	
			TR2.1-INV40	18	
			TR2.1-INV41	18	
			TR2.1-INV42	18	
			TR2.1-INV43	18	
			TR2.1-INV44	18	
			TR2.1-INV45	18	
		TR2.1-INV46	18		
		2	TR2.1-INV47	18	
			TR2.1-INV48	18	
			TR2.1-INV49	18	
			TR2.1-INV50	18	
			TR2.1-INV51	18	
			TR2.1-INV52	18	
			TR2.1-INV53	18	
			TR2.1-INV54	18	
TR2.1-INV55	18				
TR2.1-INV56	18				

Le cabine di sottocampo (transformer station) dei lotti 1 e 2 saranno collegate alla cabina di centrale mediante una rete elettrica MT @ 33 kV ad anello semplice.

Lotto#3:

Strutture (2x14) =	1.271
Stringhe =	1.271
DC Power =	24.555,72 kWp
N° Inverters (300 kVA) =	74
AC Power =	22.200 kVA
N° Transformer Station (STS-6000) =	4

La distribuzione delle stringhe fotovoltaiche è la seguente:



4	TR4.1	1	TR4.1-INV1	17	2
			TR4.1-INV2	17	
			TR4.1-INV3	17	
			TR4.1-INV4	17	
			TR4.1-INV5	17	
			TR4.1-INV6	17	
			TR4.1-INV7	17	
			TR4.1-INV8	17	
			TR4.1-INV9	17	
			TR4.1-INV10	17	
	2	TR4.1-INV11	18		
		TR4.1-INV12	18		
		TR4.1-INV13	18		
		TR4.1-INV14	18		
		TR4.1-INV15	18		
		TR4.1-INV16	18		
		TR4.1-INV17	18		
		TR4.1-INV18	18		
		TR4.1-INV19	18		
		TR4.1-INV20	18		
		TR4.1-INV21	18		

Le cabine di sottocampo (transformer station) dei lotti 3 e 4 saranno collegate alla cabina di centrale mediante un'altra rete elettrica MT @ 33 kV ad anello semplice.

La cabina di centrale ha la funzione di raccogliere tutta l'energia prodotta dal generatore fotovoltaico ed elevare il livello di tensione da MT @ 33 kV ad AT @ 36 kV che è il livello di tensione autorizzato per la connessione alla RTN. Il collegamento tra la cabina di centrale ed il punto di connessione di Terna avverrà per mezzo di un cavidotto interrato in doppia terna di conduttori unipolari in rame aventi sezione pari a 630 mm<sup>2</sup> alla tensione di 36 kV.

## 8. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti previsti sono tali da assicurare una durata di vita adeguata alla stima della vita utile dell'impianto dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio. La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$IB \leq IN \leq IZ \quad e \quad If \leq 1,45 IZ$$

dove

IB = corrente d'impiego del cavo

IN = portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

IZ = portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

If = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, IB risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco (MPPT), mentre IN e If possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

## 9. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter. L'interruttore magnetotermico posto a valle dell'inverter agisce da ricalzo all'azione del dispositivo di protezione interno.

## 10. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente continua che in corrente alternata è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali ma fissati alle strutture di sostegno e quindi soggetti a sollecitazioni meccaniche prevedibili.

In ogni caso valgono le prescrizioni riportate nella Norma CEI 64-8 Parte 4 "Prescrizioni per la sicurezza".



## 11. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici di impianto sono da considerarsi come sistema TN-S. La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II (moduli fotovoltaici);
- i dispositivi di protezione intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50V.

## 12. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT)

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra. La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale  $I_{\Delta N} \geq 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici.

Si prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale da 6 mm<sup>2</sup> un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tale proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. Questo per far sì che, dati i numerosi punti di collegamento, si possa supporre con certezza la continuità elettrica per struttura. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata.

I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno con apposito capocorda e bullone, ad una sbarra di terra in rame forata. Un conduttore di terra di idonea sezione verrà steso per collegare i collettori sopra descritti.

## 13. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16 e s.i.m.. L'impianto risulta pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: Dispositivo del generatore; Dispositivo di interfaccia; Dispositivo generale.

#### Dispositivo di generatore:

Gli inverter sono internamente protetti contro il cortocircuito e il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica.

#### Dispositivo di interfaccia:

Il dispositivo di interfaccia deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica.

In particolare, secondo quanto previsto dal documento di unificazione ENEL il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che fuoriescono dai limiti di tensione e frequenza di seguito indicati:

- minima tensione: 0,8 Vn
- massima tensione: 1,2 Vn
- minima frequenza: 49,7 Hz
- massima frequenza: 50,3 Hz

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce, tra l'altro, che l'inverter continui a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, viene evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti. Nel progetto in esame, il dispositivo di interfaccia risulta fisicamente installato esternamente agli inverter. Le funzioni di protezioni del dispositivo di interfaccia sono appositamente certificate da un Ente facente capo alla EA.

#### Dispositivo generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Per l'impianto in oggetto è sufficiente la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico. L'esecuzione del dispositivo generale deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8. La protezione sarà tipo magnetotermica con relè differenziale.

#### 14. COLLEGAMENTI ELETTRICI

I terminali di ognuna delle stringhe confluiranno verso i quadri di sezionamento stringhe e da questi agli inverter, con percorso prima in tubo corrugato HDPE e poi in canalina portacavi. Il percorso dagli inverter al quadro di parallelo o avverrà sempre in canalina portacavi.

Assieme ai cavi di potenza, dal generatore fotovoltaico andranno posati, all'interno della medesima canalizzazione, anche i collegamenti equipotenziali delle strutture di fissaggio; si dovranno collegare tutti i traversi insieme tramite uno spezzone di cavo G/V, fissato con capocorda ad occhiello e bullone in acciaio inox. La serie delle strutture di ciascuna stringa dovrà quindi essere collegata alla barra equipotenziale.

#### 15. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico ha lo scopo di assicurare la messa a terra delle carpenterie metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici, degli involucri dei quadri elettrici al fine di prevenire pericoli di elettrocuzione per tensioni di contatto e di passo secondo le Norme CEI 11-1. Il layout della rete di terra dovrà essere progettato utilizzando picchetti di acciaio zincato e/o maglia di terra in rame nudo e deve dare le prestazioni attese secondo la normativa vigente. Particolare cura deve essere rivolta ad evitare che nelle zone di contatto rame/superficie di acciaio zincato si formino coppie elettrochimiche soggette a corrosione per effetto delle correnti di dispersione dei moduli fotovoltaici (corrente continua). Non è permessa la messa a terra delle cornici dei moduli fotovoltaici.

# PVsyst - Rapporto di simulazione

## Sistema connesso in rete

---

Progetto: Piazza Armerina

Variante: Rev2\_Fixed

Shed illimitati

Potenza di sistema: 55.27 MWc

Borgo Cascino - Italy

**PVsyst V7.2.8**VC3, Simulato su  
19/11/23 12:21  
con v7.2.8**Sommario del progetto****Luogo geografico****Borgo Cascino**

Italia

**Ubicazione**

Latitudine 37.44 °N

Longitudine 14.27 °E

Altitudine 519 m

Fuso orario UTC+1

**Parametri progetto**

Albedo 0.20

**Dati meteo**

Borgo Cascino

Meteonorm 8.0 (1989-2003), Sat=100% - Sintetico

**Sommario del sistema****Sistema connesso in rete**

Simulazione per l'anno no 10

**Shed illimitati****Orientamento campo FV**

Shed

inclinazione 21 °

azimut 0 °

**Ombre vicine**

ombreggiamento reciproco degli shed

**Bisogni dell'utente**

Carico illimitato (rete)

**Informazione sistema****Campo FV**

Numero di moduli

80108 unità

Pnom totale

55.27 MWc

**Inverter**

Numero di unità

165 unità

Pnom totale

49.50 MWac

Rapporto Pnom

1.117

**Sommario dei risultati**

Energia prodotta 84767 MWh/anno Prod. Specif. 1534 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 84.76 %

**Indice dei contenuti**

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	7
Risultati principali	8
Diagramma perdite	9
Grafici speciali	10
Valutazione P50-P90	11



**PVsyst V7.2.8**

VC3, Simulato su  
19/11/23 12:21  
con v7.2.8

**Parametri principali**

<b>Sistema connesso in rete</b>		<b>Shed illimitati</b>		<b>Modelli utilizzati</b>	
<b>Orientamento campo FV</b>		<b>Configurazione sheds</b>		Trasposizione Perez	
<b>Orientamento</b>		N. di shed 999 unità		Diffuso Perez, Meteororm	
Shed		Shed illimitati		Circumsolare separare	
inclinazione	21 °	<b>Dimensioni</b>			
azimut	0 °	Spaziatura sheds 7.50 m			
		Larghezza collettori 4.80 m			
		Fattore occupazione (GCR) 64.0 %			
		Banda inattiva alto 0.02 m			
		Banda inattiva basso 0.02 m			
		<b>Angolo limite ombreggiamento</b>			
		Angolo limite profilo 29.9 °			
<b>Orizzonte</b>		<b>Ombre vicine</b>		<b>Bisogni dell'utente</b>	
Altezza media	7.6 °	ombreggiamento reciproco degli shed		Carico illimitato (rete)	
<b>Sistema a moduli bifacciali</b>					
Modello	Calcolo 2D				
	shed illimitati				
<b>Geometria del modello bifacciale</b>				<b>Definizioni per il modello bifacciale</b>	
Spaziatura sheds	7.50 m	Albedo dal suolo		0.30	
Ampiezza sheds	4.84 m	Fattore di Bifaccialità		81 %	
Angolo limite profilo	30.2 °	Ombreg. posteriore		5.0 %	
GCR	64.5 %	Perd. Mismatch post.		10.0 %	
s.l.s.	0.50 m	Frazione trasparente della tettoia		0.0 %	

**Caratteristiche campo FV**

<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	Trina Solar	Costruttore	Huawei Technologies
Modello	TSM-690NEG21C.20	Modello	SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.1
(definizione customizzata dei parametri)		(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	690 Wp	Potenza nom. unit.	300 kWac
Numero di moduli FV	80108 unità	Numero di inverter	165 unità
Nominale (STC)	55.27 MWc	Potenza totale	49500 kWac
<b>Campo #1 - Lotto #1</b>		<b>Campo #1 - Lotto #1</b>	
Numero di moduli FV	6832 unità	Numero di inverter	14 units
Nominale (STC)	4714 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	244 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	4382 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.12
U mpp	1027 V		
I mpp	4266 A		
<b>Campo #2 - Lotto #2</b>		<b>Campo #2 - Lotto #2</b>	
Numero di moduli FV	27384 unità	Numero di inverter	56 units
Nominale (STC)	18.89 MWc	Potenza totale	16800 kWac
Moduli	978 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	17.57 MWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.12
U mpp	1027 V		
I mpp	17098 A		



**PVsyst V7.2.8**VC3, Simulato su  
19/11/23 12:21  
con v7.2.8**Caratteristiche campo FV****Campo #3 - Lotto #3**

Numero di moduli FV	35588 unità	Numero di inverter	74 units
Nominale (STC)	24.56 MWc	Potenza totale	22200 kWac
Moduli	1271 Stringhe x 28 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	22.83 MWc	Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1027 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.11
I mpp	22220 A		

**Campo #4 - Lotto #4**

Numero di moduli FV	10304 unità	Numero di inverter	21 units
Nominale (STC)	7110 kWc	Potenza totale	6300 kWac
Moduli	368 Stringhe x 28 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	6609 kWc	Potenza max. (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1027 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
I mpp	6433 A		

**Potenza PV totale**

Nominale (STC)	55275 kWp
Totale	80108 moduli
Superficie modulo	248844 m <sup>2</sup>
Superficie cella	233162 m <sup>2</sup>

**Potenza totale inverter**

Potenza totale	49500 kWac
N. di inverter	165 unità
Rapporto Pnom	1.12



## PVsyst V7.2.8

VC3, Simulato su  
19/11/23 12:21  
con v7.2.8

## Perdite campo

## Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento  
Uc (cost) 29.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (vento) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

## Perdita diodo di serie

Perdita di Tensione 0.7 V  
Fraz. perdite 0.1 % a STC

## Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.8 %

## Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 2.0 % 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°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.998	0.990	0.975	0.932	0.749	0.000

## Correzione spettrale

Primo modello solare

Acqua precipitabile stimata dall'umidità relativa

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

## Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.33 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

## Campo #1 - Lotto #1

Res. globale campo 3.9 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

## Campo #2 - Lotto #2

Res. globale campo 0.97 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

## Campo #3 - Lotto #3

Res. globale campo 0.75 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

## Campo #4 - Lotto #4

Res. globale campo 2.6 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

## Perdite cablaggio AC

## Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 800 Vac tri  
Fraz. perdite 3.24 % a STC

## Inverter: SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.1

Sezione cavi (165 Inv.) All 165 x 3 x 400 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza media dei cavi 800 m

## Linea MV fino alla iniezione

Vtaggio MV 30 kV  
Frazione perdita media 0.13 % a STC

## Campo #1 - Lotto #1

Conduttori All 3 x 185 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 1500 m

## Campo #2 - Lotto #2

Conduttori All 3 x 185 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 200 m

## Campo #3 - Lotto #3

Conduttori All 3 x 185 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 200 m

## Campo #4 - Lotto #4

Conduttori All 3 x 185 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 200 m



**PVsyst V7.2.8**

VC3, Simulato su  
19/11/23 12:21  
con v7.2.8

**Perdite AC nei trasformatori**

**Trafo MV**

Tensione rete 30 kV

**Perdite di operazione in STC**

Potenza nominale a STC 4631 kVA

Perdita ferro (Connessione 24/24) 4.63 kW

Fraz. perdite 0.10 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.38 mΩ

Fraz. perdite 1.00 % a STC



PVsyst V7.2.8

VC3, Simulato su  
19/11/23 12:21  
con v7.2.8

Definizione orizzonte

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°26'22', Long=14°16'14', Alt=519m

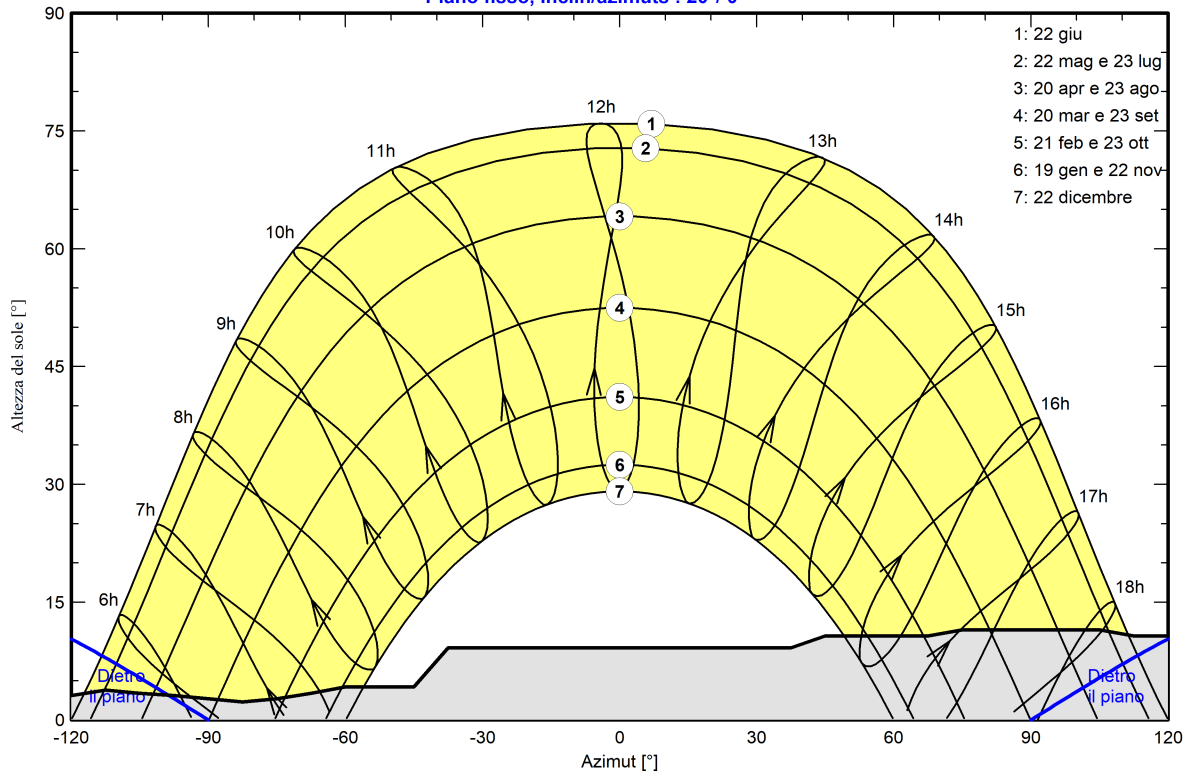
Altezza media	7.6 °	Fattore su albedo	0.56
Fattore su diffuso	0.95	Frazione albedo	100 %

Profilo dell'orizzonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98
Altezza [°]	6.5	6.9	7.3	6.9	5.3	4.6	3.4	3.1	3.8	3.4	3.1
Azimut [°]	-90	-83	-75	-68	-60	-45	-38	38	45	68	75
Altezza [°]	2.7	2.3	2.7	3.4	4.2	4.2	9.2	9.2	10.7	10.7	11.5
Azimut [°]	105	113	135	143	150	158	165	173	180		
Altezza [°]	11.5	10.7	10.7	6.5	7.6	7.6	6.9	6.9	6.5		

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)

Piano fisso, Incl./azimuts : 20°/ 0°





**PVsyst V7.2.8**

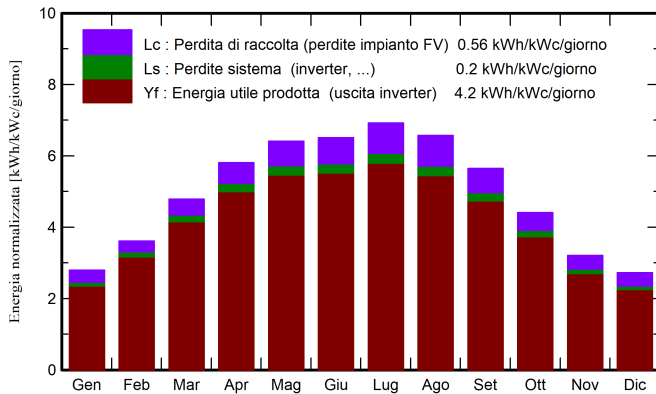
VC3, Simulato su  
19/11/23 12:21  
con v7.2.8

**Risultati principali**

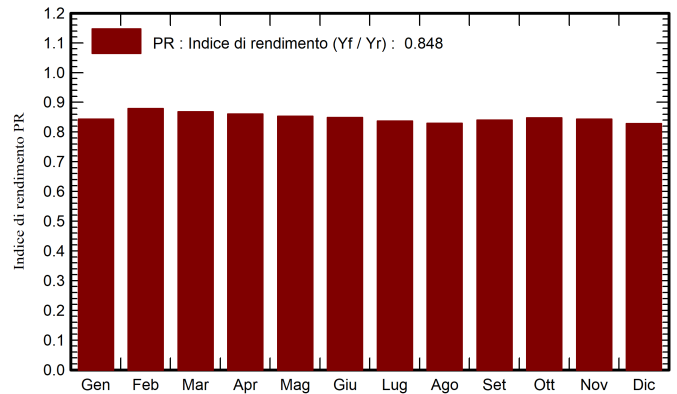
**Produzione sistema**

Energia prodotta **84767 MWh/anno**      Prod. Specif. **1534 kWh/kWc/anno**  
Indice di rendimento PR **84.76 %**

**Produzione normalizzata (per kWp installato)**



**Indice di rendimento PR**



**Bilanci e risultati principali**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b> ratio
<b>Gennaio</b>	62.5	30.77	8.39	86.7	80.0	4225	4042	0.843
<b>Febbraio</b>	80.7	43.15	8.37	101.1	97.0	5127	4909	0.879
<b>Marzo</b>	127.2	58.22	10.80	148.3	143.8	7453	7120	0.869
<b>Aprile</b>	162.7	74.16	13.19	174.4	169.1	8679	8290	0.860
<b>Maggio</b>	197.8	79.91	17.39	198.7	194.0	9820	9367	0.853
<b>Giugno</b>	200.7	84.20	21.42	195.2	190.3	9589	9156	0.849
<b>Luglio</b>	217.0	80.35	24.79	214.6	209.9	10414	9933	0.837
<b>Agosto</b>	193.2	65.99	25.06	203.6	199.0	9793	9335	0.829
<b>Settembre</b>	148.8	59.40	21.47	169.5	164.5	8244	7868	0.840
<b>Ottobre</b>	109.3	44.60	18.19	136.7	131.7	6705	6404	0.848
<b>Novembre</b>	70.6	32.82	13.57	96.2	90.1	4688	4483	0.843
<b>Dicembre</b>	58.8	27.59	9.87	84.4	76.7	4035	3860	0.828
<b>Anno</b>	1629.3	681.16	16.09	1809.3	1746.2	88771	84767	0.848

**Legenda**

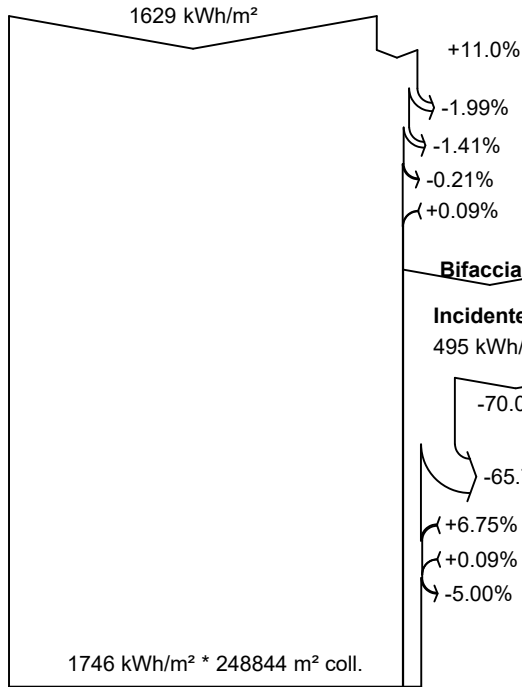
- GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
- DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
- T\_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Globale incidente piano coll.
- GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
- EArray Energia effettiva in uscita campo
- E\_Grid Energia immessa in rete
- PR Indice di rendimento



PVsyst V7.2.8

VC3, Simulato su  
19/11/23 12:21  
con v7.2.8

Diagramma perdite



efficienza a STC = 22.27%

**Irraggiamento orizzontale globale**

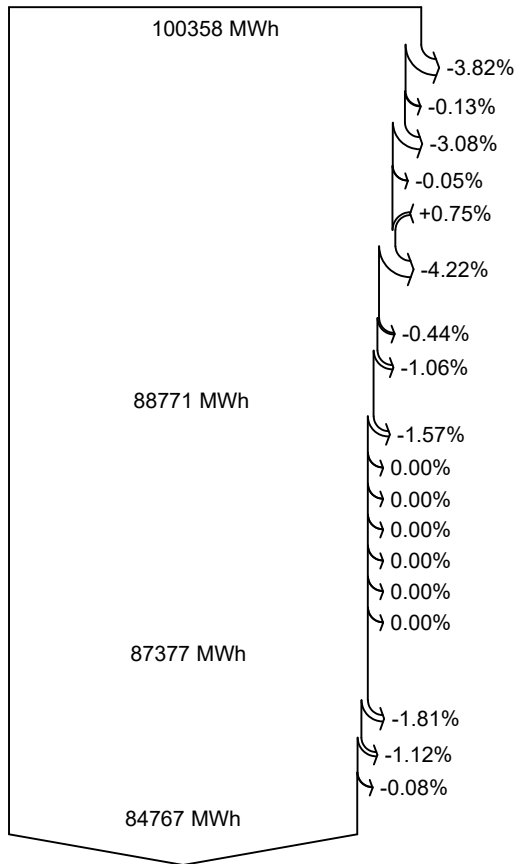
**Globale incidente piano coll.**

- Ombre lontane / Orizzonte
- Ombre vicine: perdita di irraggiamento
- Fattore IAM su globale
- Riflessione del suolo lato frontale

**4.58% Irradiazione globale sulla faccia posteriore (80 kWh/m<sup>2</sup>)**

**Irraggiamento effettivo su collettori**

Conversione FV, Fattore di Bifaccialità = 0.81



**Energia nominale campo (effic. a STC)**

Perdita per degrado moduli ( Per anno #10)

Perdita FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura

Correzione spettrale

Perdita per qualità modulo

Perdita disadattamento moduli e stringhe  
(che include 2.1% 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**

Perdite ohmiche AC

Perdita del trasfo Medio Voltaggio

Perdita ohmmica sulla linea MV

**Energia immessa in rete**

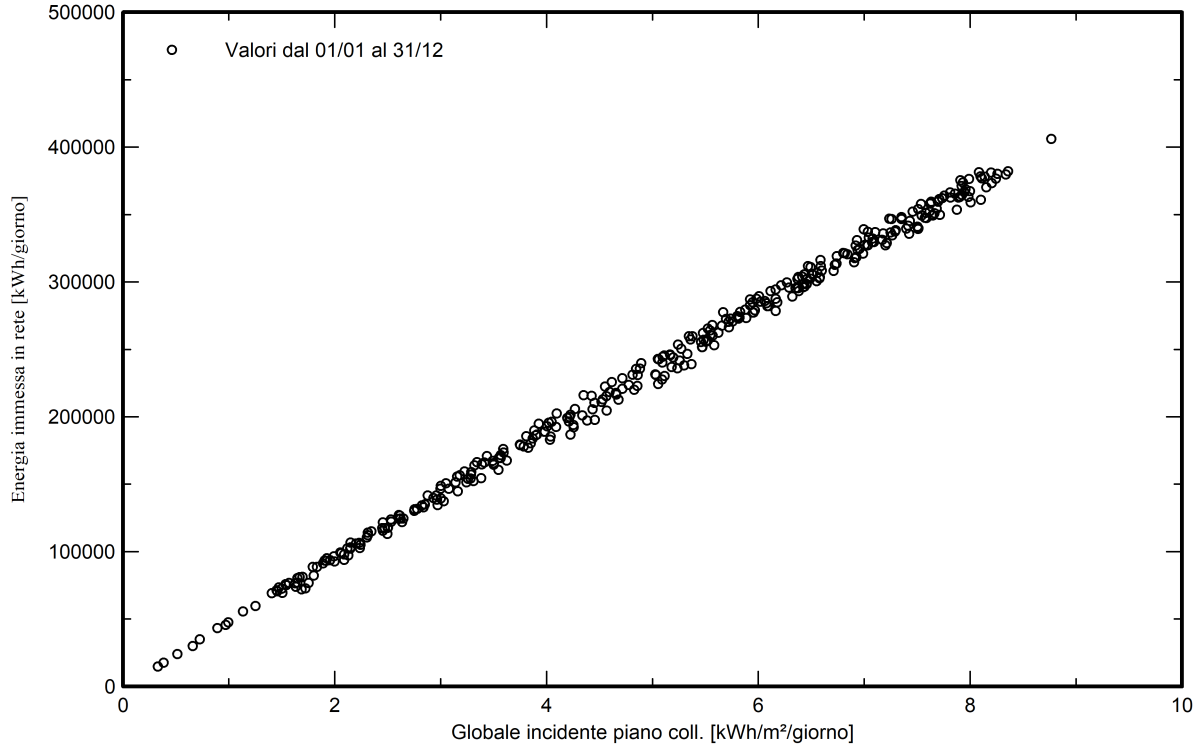


**PVsyst V7.2.8**

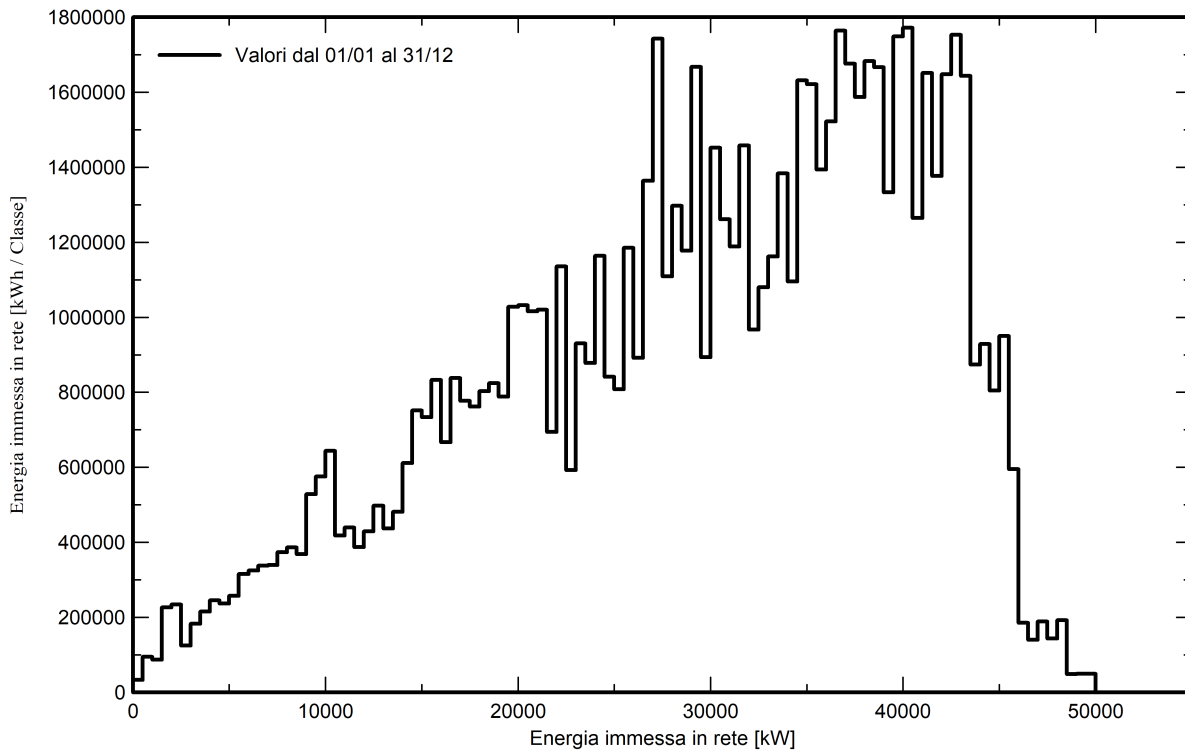
VC3, Simulato su  
19/11/23 12:21  
con v7.2.8

**Grafici speciali**

**Diagramma giornaliero entrata/uscita**



**Distribuzione potenza in uscita sistema**







**PVsyst V7.2.8**

VC3, Simulato su  
19/11/23 12:21  
con v7.2.8

**Valutazione P50-P90**

**Dati meteo**

Fonte Meteororm 8.0 (1989-2003), Sat=100%  
Tipo Non definito  
Differenza da anno in anno (Varianza) 0.5 %

**Deviazione Standard**

**Variabilità globale**

Variabilità (Somma quadratica media) 1.9 %

**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 1.59 GWh  
P50 84.77 GWh  
P90 82.73 GWh  
P95 82.16 GWh

**Distribuzione di probabilità**

