

REGIONE SICILIA

Città Metropolitana di Palermo

COMUNE DI CASTELLANA SICULA



01	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	25/11/22	BAIARDO G.	FURNO C.	BERTOLOTTO E
00	EMISSIONE PER COMMENTI	02/11/22	BAIARDO G.	FURNO C.	BERTOLOTTO E
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:

GREENERGY RINNOVABILI 5 S.R.L.



Sede legale in Via Borgonuovo 9, CAP 20121 Milano (MI)
Partita I.V.A. 11892540961 – PEC: arr5srl@legalmail.it

Società di Progettazione:

Ingegneria & Innovazione



Via Jonica, 16 – Loc. Belvedere 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409
Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it

Progetto:

IMPIANTO FOTOVOLTAICO GR CASTELLANA

Progettista/Resp. Tecnico:

Dott. Ing. Antonino Signorello
Ordine degli Ingegneri
della Provincia di Catania
n° 6105 sez. A

Tavola:

RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

PROCEDURA DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Scala:

—:—

Nome DIS/FILE:

C22037S05-PD-RT-23-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

DEFINITIVO

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.



INDICE

1. PREMESSA	3
2. SCOPO	3
3. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI	4
4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	7
4.1. Criteri di localizzazione	7
4.2. Caratteristiche del generatore	7
4.3. Caratteristiche della Power Station	10
4.4. Caratteristiche tecniche del Sistema di Accumulo (BESS)	13
4.5. Configurazione dell'impianto.....	18
4.5.1. Configurazione stringa/inverter	18
4.5.2. Configurazione tecnica generale dell'impianto.....	19
5. CAVIDOTTI	21
5.1. Rete MT interna	21
5.1.1. Sezione tipo - Cavi MT	22
5.2. Rete AT	22
5.2.1. Sezione tipo - Cavi AT	22
5. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO	23
6. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	23
7. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	24
8. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA	24
9. COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	25
10. IMPIANTO DI MESSA A TERRA	25
11. SISTEMA DI MONITORAGGIO	26
12. SISTEMI DI PROTEZIONE, REGOLAZIONE E CONTROLLO	26
13. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI TIPICI	26
14. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI TIPICI.....	26
15. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	27
15.1. Impianto di illuminazione	27
15.2. Impianto di videosorveglianza	27

1. PREMESSA

La Società Greenergy Rinnovabili 5 S.r.l., parte del gruppo Greenergy Renovables SA, attivo nel campo delle energie rinnovabili dallo sviluppo alla costruzione, fino alla gestione degli impianti, ha incaricato la Società Antex Group S.r.l. per la progettazione dell’Impianto fotovoltaico GR Castellana che produrrà energia elettrica da fonte solare.

Il Progetto prevede l’installazione di n. 53.508 moduli fotovoltaici da 670 Wp ciascuno, su strutture fisse, per una potenza complessiva pari a 35,85 MWp, con sistema di accumulo di 10 MW, nel territorio del Comune di Castellana Sicula, appartenente alla Città Metropolitana di Palermo.

L’impianto sarà connesso 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 la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150/36 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiamonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

Le scelte progettuali e le soluzioni tecniche adottate sono frutto di uno studio approfondito che, tiene conto dei fattori ambientali e dei vincoli paesaggistici, analizza l’orografia dei luoghi, l’accessibilità al sito, la vegetazione e tutte le interferenze con il tracciato del cavidotto di connessione.

L’incarico della progettazione è stato affidato alla Società Antex Group S.r.l. per i suoi professionisti selezionati e qualificati che pongono 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 è illustrare le caratteristiche generali ed elettriche dell’impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare da 35,85 MWp, con sistema di accumulo di 10 MW, denominato **Impianto Fotovoltaico GR Castellana**, che **Greenergy Rinnovabili 5 S.r.l.** intende realizzare nei terreni del Comune di Castellana Sicula, appartenente alla Città Metropolitana di Palermo, al fine di connetterlo alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN).

3. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

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.

Riferimenti normativi Opere Elettriche:

- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50110-1 CEI (11-48) Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 CEI (8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- Norma CEI 0-14 “Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”;
- Norma CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- Norma CEI 11-32 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria”;
- Norma CEI 11-46 “Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa”;
- Norma CEI 11-47 “Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa”;
- Norma CEI 11-61 “Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche”;
- Norma CEI 11-62 “Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria”;

	<p style="text-align: center;">IMPIANTO FOTOVOLTAICO GR CASTELLANA</p> <p style="text-align: center;">RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	 Ingegneria & Innovazione		
		25/11/2022	REV: 1	Pag.5

- Norma CEI 64-8 “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”;
- Norma CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- Norma CEI EN 50086 2-4 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”;
- Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche";
- D.M. 12 Settembre 1959 “Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);
- Norme per l’esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l’esecuzione e l’esercizio delle linee aeree esterne” (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee elettriche aeree esterne” (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);
- “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)” (D.P.C.M del 8/07/2003).

Riferimenti normativi Opere Civili:

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 (G. U. 21 dicembre 1971 n. 321) "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica";

- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 (G. U. 21 marzo 1974 n. 76) "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche"; D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche";
- D. M. Infrastrutture Trasporti 17/01/2018 (G.U. 20/02/2018 n. 42 - Suppl. Ord. n. 8) Aggiornamento delle Norme Tecniche per le Costruzioni";
- Linee guida edite dall'A.R.T.A. nell'ambito del Piano per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.). Inoltre, in mancanza di specifiche indicazioni, ad integrazione della norma precedente e per quanto con esse non in contrasto, sono state utilizzate le indicazioni contenute nelle seguenti norme: Legge 5 novembre 1971 n. 1086 (G.U. 21 dicembre 1971 n. 321) "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica". Legge 2 febbraio 1974 n. 64 (G.U. 21 marzo 1974 n. 76) "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche". Indicazioni progettuali per le nuove costruzioni in zone sismiche a cura del Ministero per la Ricerca scientifica - Roma 1981;
- D. M. Infrastrutture Trasporti 17/01/2018 (G.U. 20/02/2018 n. 42 - Suppl. Ord. n. 8) "Aggiornamento delle Norme tecniche per le Costruzioni". Inoltre, in mancanza di specifiche indicazioni, ad integrazione della norma precedente e per quanto con esse non in contrasto, sono state utilizzate le indicazioni contenute nelle seguenti norme: Circolare 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. (G.U. Serie Generale n. 35 del 11/02/2019 - Suppl. Ord. n. 5). Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni"» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018. • Circolare Ministero delle infrastrutture e dei trasporti 21 gennaio 2019, n. 7, Circolare Consiglio Superiore Lavori Pubblici del 02/02/2009 contenente istruzioni per l'applicazione delle "Nuove norme tecniche per le costruzioni" di cui al DM 14 gennaio 2008;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche "Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980 sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane.
- Eurocodice 2 "Design of concrete structures". • Eurocodice 3 "Design of steel structures" - EN 1993-1-1.
- Eurocodice 4 "Design of composite steel and concrete structures".
- Eurocodice 7 "Geotechnical design".
- Eurocodice 8 "Design of structures for earthquake resistance".

Riferimenti normativi per la Sicurezza:

- D.LGS n.81 del 9 aprile 2008 "Testo unico sulla sicurezza" e ss.mm.ii.

Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

4.1. Criteri di localizzazione

La scelta dell'area è stata dettata dai buoni livelli di irraggiamento e non incidenza su aree protette. In particolare, i terreni individuati per la realizzazione del campo fotovoltaico non ricadono nelle zone non idonee individuate dai piani regionali della Sicilia.

4.2. Caratteristiche del generatore

Il modulo scelto è "BiHiKu7 CS7N-670MB-AG" della CanadianSolar, il quale presenta una potenza di picco pari a 670W_p. Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale pari a 35,85 MW_p, intesa come somma delle potenze di picco di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC: Standard Test Condition), le quali prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/m² 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.



BiHiKu7




**BIFACIAL MONO PERC
 640 W ~ 670 W**

CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MB-AG

MORE POWER

-  Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %
-  Up to 8.9 % lower LCOE
Up to 4.6 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
 Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
 CEC listed (US California) / PSEC (US Florida)
 UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
 Take-e-way



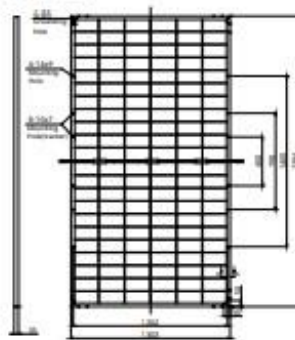
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

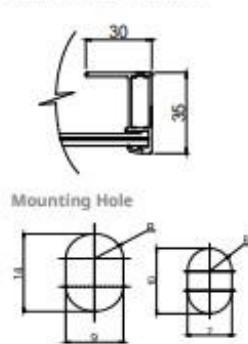
CSI Solar Co., Ltd.
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

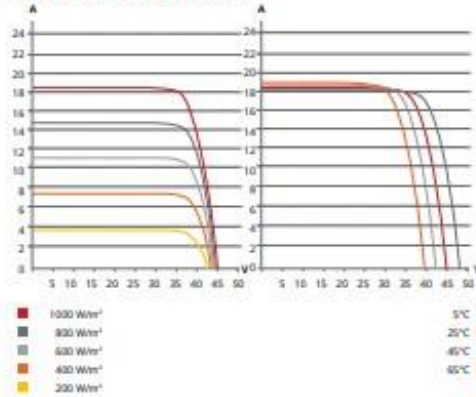
Rear View



Frame Cross Section A-A



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%	
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%	
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%	
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%	
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%	
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%
CS7N-670MB-AG	670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%	
Bifacial Gain**	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C – +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 – + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = Pmax_{back} / Pmax_{front}, both Pmax_{back} and Pmax_{front} are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
 Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A
CS7N-670MB-AG	502 W	36.3 V	13.85 A	43.3 V	14.96 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 × 1303 × 35 mm (93.9 × 51.3 × 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces or 465 pieces (only for US)

* 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	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



4.3. Caratteristiche della Power Station

La Power Station (PS) è composta dall'inverter centralizzato, per la conversione dell'energia elettrica da Corrente Continua (CC) in Corrente Alternata (CA), e dal trasformatore, per l'elevazione da Bassa Tensione (BT) in Media Tensione (MT). Nel progetto in esame sono previsti l'installazione di undici PS, di due taglie di potenza differenti: PS con inverter da 2285 kW trasformatore da 2800 kW e PS con inverter da 3430 kW e trasformatore da 4000 kW.

Vengono di seguito riportate le caratteristiche tecniche dei componenti di riferimento delle Power Station.

POWER ELECTRONICS

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 645V

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2285K	FS3430K
OUTPUT		
AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2285	3430
AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2365	3550
Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	645V ±10%	
Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEES19	
Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
INPUT		
MPPt @full power (VDC)	913V-1310V	
Maximum DC voltage	1500V	
Number of PV inputs ^[4]	Up to 36	
Number of Freemaq DC/DC inputs ^[4]	Up to 6	
Max. DC continuous current (A) ^[4]	2645	3970
Max. DC short circuit current (A) ^[4]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY		
Efficiency (Max) (η)	98.81%	98.87%
Euroeta (η)	98.43%	98.60%
Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET		
Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
Weight (lb)	12125	12677
Weight (kg)	5500	5750
Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT		
Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
Noise level ^[5]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE		
Communication protocol	Modbus TCP	
Plant Controller Communication	Optional	
Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS		
Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
General AC Protection	Circuit Breaker	
General DC Protection	Fuses	
Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS		
Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
Compliance	NEC 2017 / IEC	
Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

TECHNICAL CHARACTERISTICS

MV SKID

MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT	Rated power range @50°C	2125 kVA - 3670 kVA
	Rated power range @40°C	2200 kVA - 3800 kVA
	MV voltage range	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
	LV voltage range	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V
	Type of tank	Hermetically oil-sealed
	Cooling	ONAN
	Vector group	Dy11
	Transformer protection	Protection relay for pressure, temperature (two levels) and gassing. Monitoring of dielectric level decrease. PT 100 optional.
	Oil retention tank	Integrated with hydrocarbon filter
	Transformer index of protection	IP54
CONNECTIONS	Switchgear configuration	Double feeder (2L)
	Switchgear protection ^[1]	Automatic circuit breaker (V)
	Inverter AC connection	Close coupled solution (Plug & Play)
	LV protection	Circuit breaker included in the inverter
ENVIRONMENT	HV AC wiring	MV bridge between transformer and protection switchgear prewired
	Ambient temperature ^[2]	-10°C...+50°C (T>50°C power derating)
	Maximum altitude (above sea level)	Customizable
MECHANICAL CHARACTERISTICS	Relative humidity	6% to 95% non condensing
	Skid dimensions (WxD) mm ^[3]	5780 x 2340 x 2240
	Skid weight with MV equipment ^[3]	< 11 Tn
	Oil retention tank material	Galvanized steel
	Skid material	Galvanized steel
	Cabinet type	Outdoor
AUXILIARY SERVICES ELECTRICAL PANEL	Anti-rodent protection	✓
	Auxiliary supply ^[4]	400 V (3-phase), 50/60 Hz
	User power supply available	5 kVA / 20 kVA / 40 kVA
	Cabinet type	Outdoor
	Cooling	Air
	Auxiliary supply protection	✓
OTHER EQUIPMENT	Communication ^[5]	Ethernet (fiber optic or RJ45)
	UPS system ^[5]	1 kW (30 minutes) - 20 kW (20 minutes)
	Safety mechanism	Interlocking system
	Safety perimeter	Transformer access protection fence
	Backfeed tracker supply	Optional
	Emergency lighting	1h autonomy
	Fire extinguishing system (transformer accessory)	Optional
	LV revenue grade meter	For inverter output / for customer auxiliary supply
STANDARDS	I/O interface	Digital I/O, analog I/O
	Compliance	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1

[1] Depending on customer configuration.

[2] For lower temperatures, consult Power Electronics.

[3] 2515 mm high with the cover for the LV terminals.

[4] By demand.

[5] Optional. For additional information of available configurations,

consult Power Electronics.

4.4. Caratteristiche tecniche del Sistema di Accumulo (BESS)

Il sistema di accumulo previsto nel progetto è realizzato dalla “Sungrow Power Supply Co.” ed è composto dai seguenti elementi:

- N° 10 batteria “ST2236UX”, per l’accumulo di energia elettrica prodotta dall’impianto fotovoltaico, con capacità di accumulo da 22360 kWh;
- N° 2 Power Conversion System (PCS) “SC5000UD-MV”, equipaggiato con l’inverter e trasformatore da 5000 kW.

Di seguito sono riportate le caratteristiche tecniche.

ST2236UX

Liquid Cooling Energy Storage System

Preliminary



LOW COSTS

- Highly integrated ESS for easy transportation and O&M
- All pre-assembled, no battery module handling on site
- 8 hour installation to commission, drop on a pad and make electrical connections

SAFE AND RELIABLE

- DC electric circuit safety management includes fast breaking and anti-arc protection
- Multi level battery protection layers formed by discreet standalone systems offer impeccable safety

EFFICIENT AND FLEXIBLE

- Intelligent liquid cooling ensures higher efficiency and longer battery cycle life
- Modular design supports parallel connection and easy system expansion
- IP55 outdoor cabinet and optional C5 anti-corrosion

SMART AND ROBUST

- Fast state monitoring and faults record enables pre-alarm and faults location
- Integrated battery performance monitoring and logging



Type designation	ST2236UX
Battery Data	
Cell type	LFP
Battery capacity (BOL)	2236 kWh
System output voltage range	1150 - 1497 V
General Data	
Dimensions of battery unit (W * H * D)	9340*2520*1730 mm
Weight of battery unit	26,000 kg
Degree of protection	IP 55
Operating temperature range	-30 to 50 °C (> 45 °C derating)
Relative humidity	0 - 95 % (non-condensing)
Max. working altitude	3000m
Cooling concept of battery chamber	Liquid cooling
Fire safety standard/Optional	Deluge sprinkler heads (standard), Fused sprinkler heads (optional), NFPA69 explosion prevention and ventilation IDLH gases (optional)
Communication interfaces	RS485, Ethernet
Communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC61000-6-4, IEC62619
1 HOURS APPLICATION-ST2236UX*2-4000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	4,472 kWh DC / 4,229 kWh AC
ST2236UX Quantity	2
PCS Model	5C4000UD-MV
Grid Connection Data	
Max.THD of current	< 3 % (at nominal power)
DC component	< 0.5 % (at nominal power)
Power factor	> 0.99 (at nominal power)
Adjustable power factor	1.0 leading - 1.0 lagging
Nominal grid frequency	50 / 60 Hz
Grid frequency range	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz
Transformer	
Transformer rated power	4,000 kVA
LV/MV voltage	0.8 kV / 33 kV
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request

SC5000UD-MV

Power Conversion System



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. efficiency 99%
- Wide DC voltage operation window, full power operation at 1500V

SMART O&M

- Modular design, easy for maintenance
- High protection degree, easy for outdoor installation
- Optional C5 anti-corrosion degree, adjust to applications close to the sea

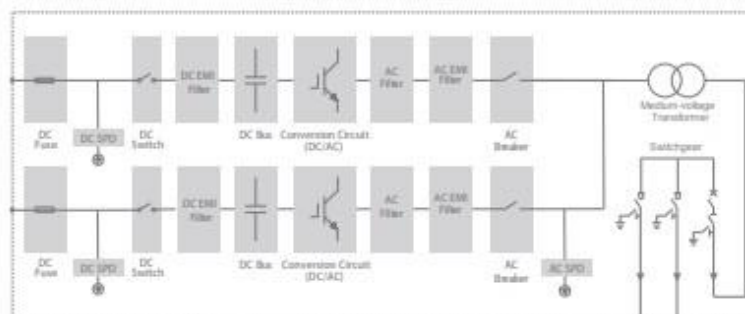
FLEXIBLE APPLICATION

- Bidirectional power conversion system with full four-quadrant operation
- Compatible with high voltage battery system, low system cost
- Battery charge & dis-charge management and black start function integrated

GRID SUPPORT

- Compliant with CE, IEC 62477, IEC 61000 and grid regulations
- Fast active/reactive power response
- L/HVRT, L/HFRT, soft start/stop, specified power factor control and reactive power support

CIRCUIT DIAGRAM



EUROPE © 2021 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.1



System Type	SC5000UD-MV
DC side	
Max. DC voltage	1500 V
Min. DC voltage	1300 V
DC voltage range	1300 - 1500 V
Max. DC current	2 * 2154 A @ 30 °C
No. of DC inputs	2
AC side (Grid)	
AC output power	5000 kVA @ 40 °C/ 5500 kVA @ 30 °C
Max. AC output current	3208 A @ 40°C / 3528 A @ 30 °C
Nominal AC voltage	900 V
AC voltage range	792 - 990 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	>0.99 / 1 leading - 1 lagging
Adjustable reactive power range	-100 % - 100 %
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
AC side (Off-Grid)	
Inverter port nominal AC voltage	900 V
Inverter port AC voltage range	792 - 990 V
AC voltage Distortion	< 3 % (Linear load)
DC voltage component	< 0.5 % Un (Linear balance load)
Unbalance load Capacity	100 %
Nominal Voltage frequency / Voltage frequency range	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz
Efficiency	
Inverter max. efficiency	99 %
Transformer	
Transformer rated power	5000 kVA
Transformer max. power	5500 kVA
LV / MV voltage	0.9 kV / 35 kV
Transformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
Protection	
DC input protection	Load break switch + fuse
Inverter output protection	Circuit breaker
AC output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm
Weight	18000 kg
Degree of protection	IP65
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 40 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 - 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	1000 m (Standard) / > 1000 m (Optional)
Display	LED, WEB HMI
Communication	RS485, CAN, Ethernet
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC61000-6-4
Grid support	L/HVRT, FRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Volt-var, Volt-watt, Frequency-watt

4.5. Configurazione dell'impianto

4.5.1. Configurazione stringa/inverter

Per definire il numero di moduli per stringa che possono essere connessi all'inverter è necessario verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{MP \text{ min}} \geq V_{invMPPTmin};$$

$$V_{MP \text{ max}} \leq V_{invMPPTmax};$$

$$V_{OC \text{ max}} < V_{inv \text{ max}};$$

dove:

$V_{MP \text{ min}}$ = tensione alla minima potenza, delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{MP \text{ max}}$ = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{invMPPT,min}$ = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{invMPPT,max}$ = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{OC \text{ max}}$ = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv,max}$ = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni cella in dipendenza della temperatura pari a -0,26 %/°C ($V_{MP\%}$) e i limiti di temperatura estremi pari a -5°C (dati di progetto) e +60°C, V_{MP} e V_{OC} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C). I valori di temperatura utilizzati come limiti estremi fanno riferimento alle condizioni ambientali della regione Sicilia, questi sono tuttavia ritenuti valori cautelativi per il corretto funzionamento dell'impianto. Per calcolare la variazione delle tensioni MPPT e a circuito aperto si utilizza la seguente formula.

$$V_{MP}(T) = V_{MP} + V_{MP} * (-V_{MP\%/100}) * (25-T) * N;$$

Dove N è il numero di moduli, dove nei calcoli seguenti sarà pari a 28.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono riassunti i dati di verifica elettrica dell'impianto:

Tipo Pannello	BiHiKu7 CS7N-670MB-AG		
Dati Pannelli			
Potenza Massima Pm(W)	Pm(W)	670	
Tensione MP	V _{MP} (V)	38,7	
Corrente MP	I _{MP} (A)	17,32	
Tensione Circuito Aperto	V _{OC} (V)	45,8	
Corrente Corto Circuito	I _{CC} (A)	18,55	
Pm Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,34	
Isc Variazione con temperatura	(%/°C)	0,05	
Voc Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,26	
Tensione a MP (-5 °C)	V _{MP} max	1168,12	(V)
Tensione a MP (25 °C)		1083,6	(V)
Tensione a MP (44 °C)		1030,1	(V)
Tensione a MP (60°C)	V _{MP} min	984,99	(V)
Tensione OC (-5 °C)	V _{OC} max	1382,43	(V)

In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe composta da 28 moduli fotovoltaici e il tipo di inverter adottato.

4.5.2. Configurazione tecnica generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare prevede di installare 53.508 moduli fotovoltaici bifacciali da 670 Wp ciascuno, su strutture fisse.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da undici Power Station (PS) suddivisi come di seguito indicato:

- PS.1: costituita da 145 stringhe, con una potenza di picco pari 2720,2 kWp, 18 Quadri di Stringa (QdS), per il parallelo delle stringhe e la connessione all'inverter, un inverter centrale da 2285 kW, per la conversione dell'energia elettrica da CC a CA, e un trasformatore MT/BT 30/0,645 kV con una potenza da 2800 kVA.
- PS.2: costituita da 200 stringhe, con una potenza nominale pari a 3752 kWp, dotato di 25 QdS, per il parallelo delle stringhe e la connessione all'inverter, un inverter centrale da 3430 kW, per la conversione dell'energia elettrica da CC a CA, e un trasformatore MT/BT 30/0,645 kV con una potenza da 4000 kVA.
- PS.3: costituita da 244 stringhe, con una potenza nominale pari a 4577,44 kWp, dotato di 25 QdS, per il parallelo delle stringhe e la connessione all'inverter, un inverter centrale da 3430 kW, per la conversione dell'energia elettrica da CC a CA, e un trasformatore MT/BT 30/0,645 kV con una potenza da 4000 kVA.
- PS.4: costituita da 145 stringhe, con una potenza di picco pari 2720,2 kWp, 19 Quadri di Stringa (QdS), per il parallelo delle stringhe e la connessione all'inverter, un inverter centrale da 2285 kW, per la conversione dell'energia elettrica da CC a CA, e un trasformatore MT/BT 30/0,645 kV con una potenza da 2800 kVA.
- PS.5: costituita da 162 stringhe, con una potenza di picco pari 3039,12 kWp, 16 Quadri di Stringa (QdS), per il parallelo delle stringhe e la connessione all'inverter, un inverter centrale da 3430 kW, per la conversione dell'energia elettrica da CC a CA, e un trasformatore MT/BT 30/0,645 kV con una potenza da 4000 kVA.
- PS.6: costituita da 142 stringhe, con una potenza di picco pari 2663,92 kWp, 18 Quadri di Stringa (QdS), per il parallelo delle stringhe e la connessione all'inverter, un inverter centrale da 2285 kW, per la conversione dell'energia elettrica da CC a CA, e un trasformatore MT/BT 30/0,645 kV con una potenza da 2800 kVA.
- PS.7: costituita da 141 stringhe, con una potenza di picco pari 2645,16 kWp, 18 Quadri di Stringa (QdS), per il parallelo delle stringhe e la connessione all'inverter, un inverter centrale da 2285 kW, per la conversione dell'energia elettrica da CC a CA, e un trasformatore MT/BT 30/0,645 kV con una potenza da 2800 kVA.
- PS.8: costituita da 200 stringhe, con una potenza di picco pari 3752 kWp, 25 Quadri di Stringa (QdS), per il parallelo delle stringhe e la connessione all'inverter, un inverter centrale da 3430 kW, per la conversione dell'energia elettrica da CC a CA, e un trasformatore MT/BT 30/0,645 kV con una potenza da 4000 kVA.
- PS.9: costituita da 200 stringhe, con una potenza di picco pari 3752 kWp, 25 Quadri di Stringa (QdS), per il parallelo delle stringhe e la connessione all'inverter, un inverter centrale da 3430 kW, per la conversione dell'energia elettrica da CC a CA, e un trasformatore MT/BT 30/0,645 kV con una potenza da 4000 kVA.

- PS.10: costituita da 200 stringhe, con una potenza di picco pari 3752 kWp, 25 Quadri di Stringa (QdS), per il parallelo delle stringhe e la connessione all'inverter, un inverter centrale da 3430 kW, per la conversione dell'energia elettrica da CC a CA, e un trasformatore MT/BT 30/0,645 kV con una potenza da 4000 kVA.
- PS.11: costituita da 132 stringhe, con una potenza di picco pari 2476,32 kWp, 16 Quadri di Stringa (QdS), per il parallelo delle stringhe e la connessione all'inverter, un inverter centrale da 2285 kW, per la conversione dell'energia elettrica da CC a CA, e un trasformatore MT/BT 30/0,645 kV con una potenza da 2800 kVA.

Il progetto prevede anche l'installazione di un sistema di accumulo elettrochimico o Battery Energy Storage System (BESS) capacità di accumulo 22360 kWh DC e due Power Conversion System (PCS) equipaggiato con un inverter da 5000 kW ciascuno.

La tensione MT interna al campo sarà quindi pari a 30 kV. Le linee elettriche MT, in uscita dalle PS e dalla PCS verranno poi collegate ai quadri MT della cabina di centrale mediante un collegamento in serie. In uscita dai quadri MT avverrà l'elevazione in AT a 36 kV, con un trasformatore AT/MT da 50000 kVA, e l'inserimento nei quadri AT della cabina di centrale.

All'interno della cabina di centrale vi saranno i dispositivi d'interfaccia, protezione e misura. La tensione di uscita dall'impianto fotovoltaico sarà pari quindi a 36 kV.

La cabina di centrale è collegata alla cabina di utente per la consegna, collegata, a sua volta, in antenna con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150/36 kV della RTN.

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

5. CAVIDOTTI

5.1. Rete MT interna

Le Power Station e le PCS sono collegate alla cabina centrale mediante linea MT in cavo interrato, conformemente allo schema elettrico unifilare. Ai fini del calcolo della sezione S da assegnare alla rete, la sezione della linea è stata dimensionata in funzione della corrente di cortocircuito, della corrente nominale circolante sul ramo, il criterio elettrico (massima caduta di tensione) ed il criterio termico (massima sovratemperatura). Condizioni di esercizio MT: $\cos\phi=0,9$,

$\text{sen}\phi=0,436$, $V_n=30.000$ V. Per maggiori informazioni riguardo il metodo di dimensionamento dei cavi MT si rimanda alla “Relazione Tecnica Calcoli Elettrici Rete MT ed AT”.

5.1.1. Sezione tipo - Cavi MT

In generale, per tutte le linee elettriche MT, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, con ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 1,10 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Le sezioni tipo di riferimento per le linee MT sono riportate nell’elaborato “C22037S05-PD-EE-23-01- Cavidotto AT e MT- Sezioni Tipo”.



5.2. Rete AT

La cabina centrale, la cabina utente per la consegna e la SE sono collegate mediante linea AT in cavo interrato, conformemente allo schema elettrico unifilare. Ai fini del calcolo della sezione S da assegnare alla rete, la sezione della linea è stata dimensionata in funzione della corrente di cortocircuito, della corrente nominale circolante sul ramo, il criterio elettrico (massima caduta di tensione) ed il criterio termico (massima sovratemperatura). Condizioni di esercizio AT: $\text{cos}\phi=0,9$, $\text{sen}\phi=0,436$, $V_n=36.000$ V. Per maggiori informazioni riguardo il metodo di dimensionamento dei cavi AT si rimanda alla “Relazione Tecnica Calcoli Elettrici Rete MT ed AT”.

5.2.1. Sezione tipo - Cavi AT

Per le linee elettriche AT, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, con ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità variabile dal piano di calpestio a seconda della sede sulla quale avviene la posa.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

	<p style="text-align: center;">IMPIANTO FOTOVOLTAICO GR CASTELLANA</p> <p style="text-align: center;">RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	 Ingegneria & Innovazione		
		25/11/2022	REV: 1	Pag.23

Le sezioni tipo di riferimento per le linee AT sono riportate nell'elaborato "C22037S05-PD-EE-23-01- Cavidotto AT e MT- Sezioni Tipo".

5. 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 rinalzo all'azione del dispositivo di protezione interno.

6. 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".

7. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La parte di impianto che va dall'inverter ai quadri generali è assimilabile ad un sistema TN-S (TN-Separato). Ovvero si effettua il collegamento diretto a terra del neutro ed il collegamento delle masse al conduttore di protezione PE ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II (moduli fotovoltaici).

Inoltre, la protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai dispositivi di protezione che 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.

8. 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 dall'allegato di Terna A.68 "CENTRALI FOTOVOLTAICHE – Condizioni generali di connessione alle reti AT – Sistemi di protezione, regolazione e controllo" 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: 1,15 Vn;
- minima frequenza: 47,5 Hz;
- massima frequenza: 51,5 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.

9. 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.

10. 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.

11. 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 e Modbus TCP.

12. SISTEMI DI PROTEZIONE, REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le caratteristiche generali d'impianto, il campo di funzionamento necessario per la connessione alla rete AT ed in particolare i sistemi di protezione, regolazione e controllo saranno conformi a quanto prescritto dall'Allegato A.68 di Terna "CENTRALI FOTOVOLTAICHE" – Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT.

13. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI TIPICI

Qualora il tracciato delle linee MT dovesse presentare degli attraversamenti di canale, saranno eseguiti con una delle soluzioni tecniche conformi a quanto indicato nella Norma CEI 11-17.

14. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI TIPICI

Le interferenze che si dovessero presentare lungo il tracciato delle linee MT saranno trattate con una delle soluzioni tecniche conformi a quanto indicato nella Norma CEI 11-17.

15. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

15.1. Impianto di illuminazione

L'impianto di illuminazione sarà costituito da due sistemi:

- Illuminazione cabine;
- Illuminazione perimetrale.

L'illuminazione perimetrale prevederà proiettori direzionali su pali, con funzione di illuminazione stradale notturna e anti-intrusione. L'illuminazione esterna perimetrale si accenderà solamente in caso di intrusione esterna, verrà posizionata su pali conici in acciaio laminato a caldo e privi di saldature predisposti con foro per ingresso cavo di alimentazione, con attacco testa palo. L'illuminazione delle cabine prevederà lampade su sostegno agganciato alla parete, con funzione di illuminazione delle piazzole per manovre e sosta e si accenderà solamente in caso di intrusione esterna. Verrà realizzata mediante proiettori led ad alta efficienza installati su bracci posizionati sul prospetto delle cabine stesse.

15.2. Impianto di videosorveglianza

L'impianto di video sorveglianza è stato dimensionato per coprire l'intero perimetro della recinzione, con l'aggiunta di ulteriori unità di videosorveglianza: – in prossimità delle cabine; – in prossimità del Sistema di accumulo (qualora venisse realizzato); – in prossimità degli accessi area di impianto; L'impianto di sicurezza potrà presentare soluzioni di monitoraggio combinate o non sulla base delle seguenti tecnologie:

- termico (termocamere);
- infrarosso;
- Dome.

Nello specifico ognuna delle soluzioni avrà le seguenti caratteristiche:

- Termico. Le telecamere inviano segnali sulla temperatura con una accuratezza che raggiunge $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$. Le termografiche acquisiranno la temperatura corporea lavorando nel range $30-45^{\circ}$ e fornendo dati estremamente accurati e veloci. Il sistema sarà in grado di individuare fino a 30 volti simultaneamente, lo screening viene effettuato solo sulle persone, riducendo i falsi allarmi ed escludendo così qualsiasi altra sorgente calda (ad esempio piccoli animali). La taratura delle telecamere avverrà attraverso la configurazione di una pagina web dedicata;
- Infrarosso. Le telecamere sono dotate di illuminatore a led infrarossi (LED IR) per registrare nel buio e in modo invisibile. La luce dell'infrarosso, infatti, permette le riprese in notturno (seppur esclusivamente in bianco nero) ma risulta invisibile all'occhio umano. Il raggio d'azione di una IR LED varia solitamente da 10 a 100 metri, ma dato che si prospetta un uso esterno si prevederà di impiegare un modello con raggio dai 50 metri in su.
- Dome. Le telecamere dome saranno di tipo PTZ (acronimo per Pan-Tilt-Zoom), le quali permettono una variazione del posizionamento dell'obiettivo che può offrire una panoramica lungo gli assi orizzontali (Pan) oppure una rotazione lungo quelli verticali (Tilt), oltre che offrire la possibilità di effettuare zoom con ingrandimento più o meno elevato. In alcuni punti si potrà prevedere di installare un particolare tipo di telecamera dome detta speed-dome, evoluzione della dome che presenta modelli caratterizzati da un'elevata velocità di spostamento dell'obiettivo in ogni direzione, che può essere anche di 360° al secondo. Infine, la dome dispone di una particolare funzione che permette di preimpostare specifiche posizioni di controllo. In base al tipo di modello si potranno preimpostare dalle venti fino a oltre le cento posizioni nonché i diversi livelli di zoom. La frequenza con cui vanno effettuati i controlli in zone specifiche va anche essa predefinita a seconda delle specifiche necessità, così come va impostato il tempo di permanenza in ciascuna zona di controllo. Oltre al posizionamento fisso in determinate zone per un certo periodo di tempo, è possibile impostare la telecamera in modo che essa esegua dei controlli continui e ciclici, come vere e proprie ronde.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Impianto Fotovoltaico "GR Castellana"

Variant: Nuova variante di simulazione

Unlimited sheds

System power: 36.00 MWp

Contrada Campo - Italy



Project: Impianto Fotovoltaico "GR Castellana"

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
05/12/22 15:11
with v7.2.8

Project summary

Geographical Site Contrada Campo Italy	Situation Latitude 37.77 °N Longitude 13.98 °E Altitude 682 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Contrada Campo PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Unlimited sheds	
PV Field Orientation Sheds tilt 23 ° azimuth 0 °	Near Shadings Mutual shadings of sheds	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 53732 units Pnom total 36.00 MWp	Nb. of units 11 units Pnom total 31.92 MWac Pnom ratio 1.128	

Results summary

Produced Energy 58744 MWh/year	Specific production 1632 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 84.27 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



Project: Impianto Fotovoltaico "GR Castellana"

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
05/12/22 15:11
with v7.2.8

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited sheds			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds		999 units		Perez	
tilt	23 °	Unlimited sheds		Diffuse	
azimuth	0 °	Sizes		Circumsolar	
		Sheds spacing		separate	
		Collector width			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		Top inactive band			
		Bottom inactive band			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Average Height	6.6 °	Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	
Bifacial system					
Model	2D Calculation				
	unlimited sheds				
Bifacial model geometry				Bifacial model definitions	
Sheds spacing	8.00 m	Ground albedo		0.30	
Sheds width	4.82 m	Bifaciality factor		70 %	
Limit profile angle	27.9 °	Rear shading factor		5.0 %	
GCR	60.2 %	Rear mismatch loss		10.0 %	
Height above ground	1.50 m	Shed transparent fraction		0.0 %	

PV Array Characteristics

Array #1 - Inverter 2285 kW			
PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Siemens
Model	CS7N-670MB-AG	Model	Sinacon PV2280
	(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	2280 kWac
Number of PV modules	19964 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	13.38 MWp	Total power	11400 kWac
Modules	713 Strings x 28 In series	Operating voltage	919-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.17
Pmpp	12.34 MWp		
U mpp	976 V		
I mpp	12636 A		



Project: Impianto Fotovoltaico "GR Castellana"

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
05/12/22 15:11
with v7.2.8

PV Array Characteristics

Array #2 - Inverter 3430 kW

PV module

Manufacturer	CSI Solar
Model	CS7N-670MB-AG
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	670 Wp
Number of PV modules	33768 units
Nominal (STC)	22.62 MWp
Modules	1206 Strings x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp	20.87 MWp
U mpp	976 V
I mpp	21373 A

Total PV power

Nominal (STC)	36000 kWp
Total	53732 modules
Module area	166911 m ²

Inverter

Manufacturer	Siemens
Model	Sinacon PV3420
(Custom parameters definition)	

Unit Nom. Power	3420 kWac
Number of inverters	6 * MPPT 0.92 6 units
Total power	20520 kWac
Operating voltage	919-1500 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.10

Total inverter power

Total power	31920 kWac
Nb. of inverters	11 units
Pnom ratio	1.13



Project: Impianto Fotovoltaico "GR Castellana"

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
05/12/22 15:11
with v7.2.8

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		Serie Diode Loss	
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Voltage drop	0.7 V
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.1 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s		
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses	
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-2.5 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP
Strings Mismatch loss		IAM loss factor			
Loss Fraction	0.1 %	ASHRAE Param: IAM = 1 - bo/(1/cosi - 1)			
		bo Param.	0.05		

DC wiring losses

Global wiring resistance	0.47 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - Inverter 2285 kW		Array #2 - Inverter 3430 kW	
Global array res.	1.3 mΩ	Global array res.	0.75 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

System losses

Unavailability of the system		Auxiliaries loss	
Time fraction	2.0 %	constant (fans)	43.7 kW
	7.3 days, 3 periods	8631.4 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo			
Inverter voltage	630 Vac tri		
Loss Fraction	0.25 % at STC		
Inverter: Sinacon PV2280		Inverter: Sinacon PV3420	
Wire section (5 Inv.)	Alu 5 x 3 x 2000 mm ²	Wire section (6 Inv.)	Alu 6 x 3 x 3000 mm ²
Average wires length	25 m	Average wires length	25 m
MV line up to Injection			
MV Voltage	30 kV		
Average each inverter			
Wires	Alu 3 x 300 mm ²		
Length	500 m		
Loss Fraction	0.10 % at STC		

AC losses in transformers

MV transfo	
Grid voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	13160 kVA
Iron loss (night disconnect)	6.58 kW/Inv.
Loss Fraction	0.10 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.60 mΩ/inv.
Loss Fraction	1.00 % at STC



Project: Impianto Fotovoltaico "GR Castellana"

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
05/12/22 15:11
with v7.2.8

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°46"5', Long=13°59"2', Alt=682m

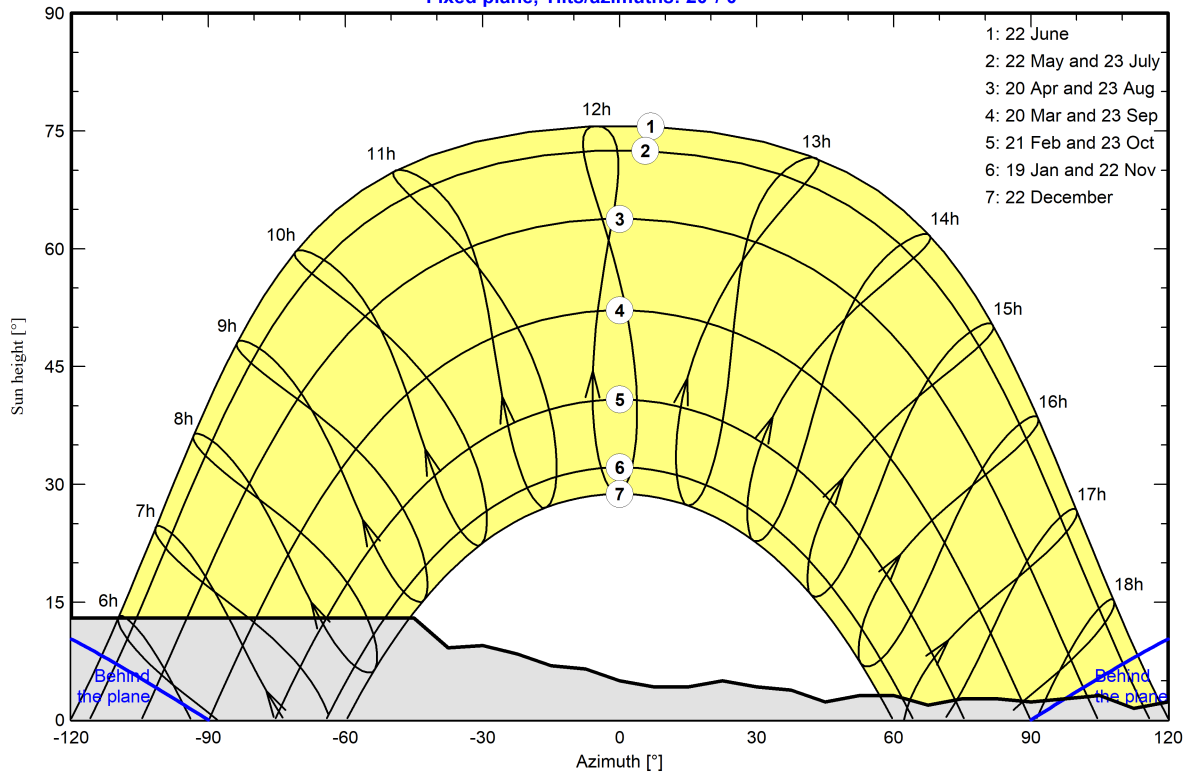
Average Height	6.6 °	Albedo Factor	0.68
Diffuse Factor	0.96	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-45	-38	-30	-23	-15	-8
Height [°]	4.6	4.2	5.3	8.0	8.8	8.8	13.0	13.0	9.2	9.5	8.4	6.9	6.5
Azimuth [°]	0	8	15	23	30	38	45	53	60	68	75	83	90
Height [°]	5.0	4.2	4.2	5.0	4.2	3.8	2.3	3.1	3.1	1.9	2.7	2.7	2.3
Azimuth [°]	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180	
Height [°]	2.7	3.1	1.5	2.3	1.5	0.8	1.1	0.8	2.7	3.4	5.0	4.6	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/ 0°





Project: Impianto Fotovoltaico "GR Castellana"

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
05/12/22 15:11
with v7.2.8

Main results

System Production

Produced Energy 58744 MWh/year

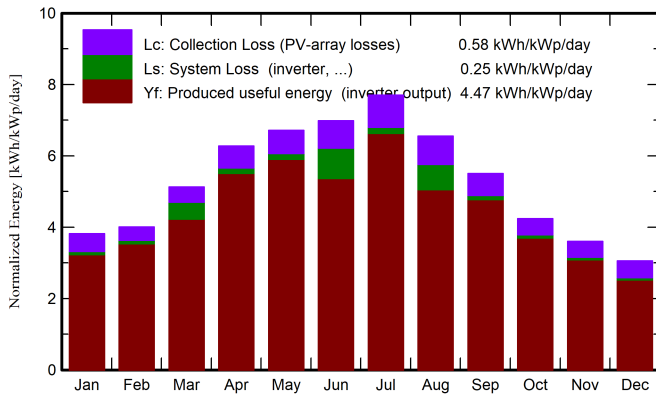
Specific production

1632 kWh/kWp/year

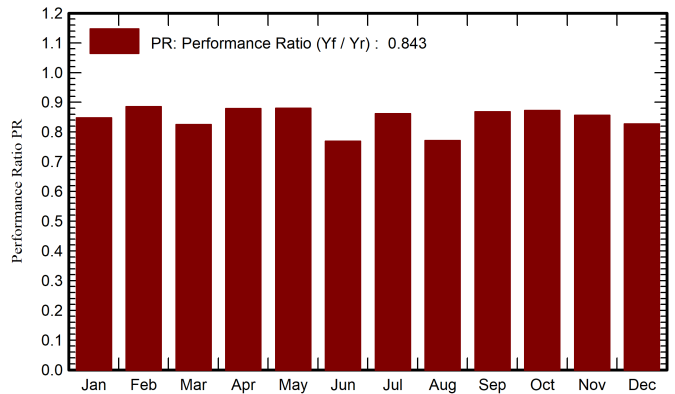
Performance Ratio PR

84.27 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	78.6	30.50	7.08	118.4	103.9	3705	3614	0.848
February	84.6	38.81	5.33	112.1	100.9	3663	3571	0.885
March	134.4	59.05	8.01	158.9	146.1	5250	4722	0.825
April	172.5	64.60	11.74	188.3	174.6	6116	5957	0.879
May	206.9	73.76	14.36	208.1	192.5	6770	6595	0.880
June	215.1	69.00	20.24	209.5	194.2	6723	5804	0.770
July	241.1	58.96	23.74	238.8	222.4	7594	7404	0.861
August	193.7	70.71	23.20	203.0	188.1	6428	5640	0.772
September	143.2	58.71	18.99	165.0	152.0	5288	5157	0.868
October	105.5	49.07	14.52	131.4	119.7	4231	4126	0.873
November	77.0	35.46	9.88	108.1	96.0	3419	3335	0.857
December	64.3	33.21	7.39	94.7	80.5	2891	2821	0.828
Year	1716.9	641.82	13.76	1936.2	1770.9	62080	58744	0.843

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



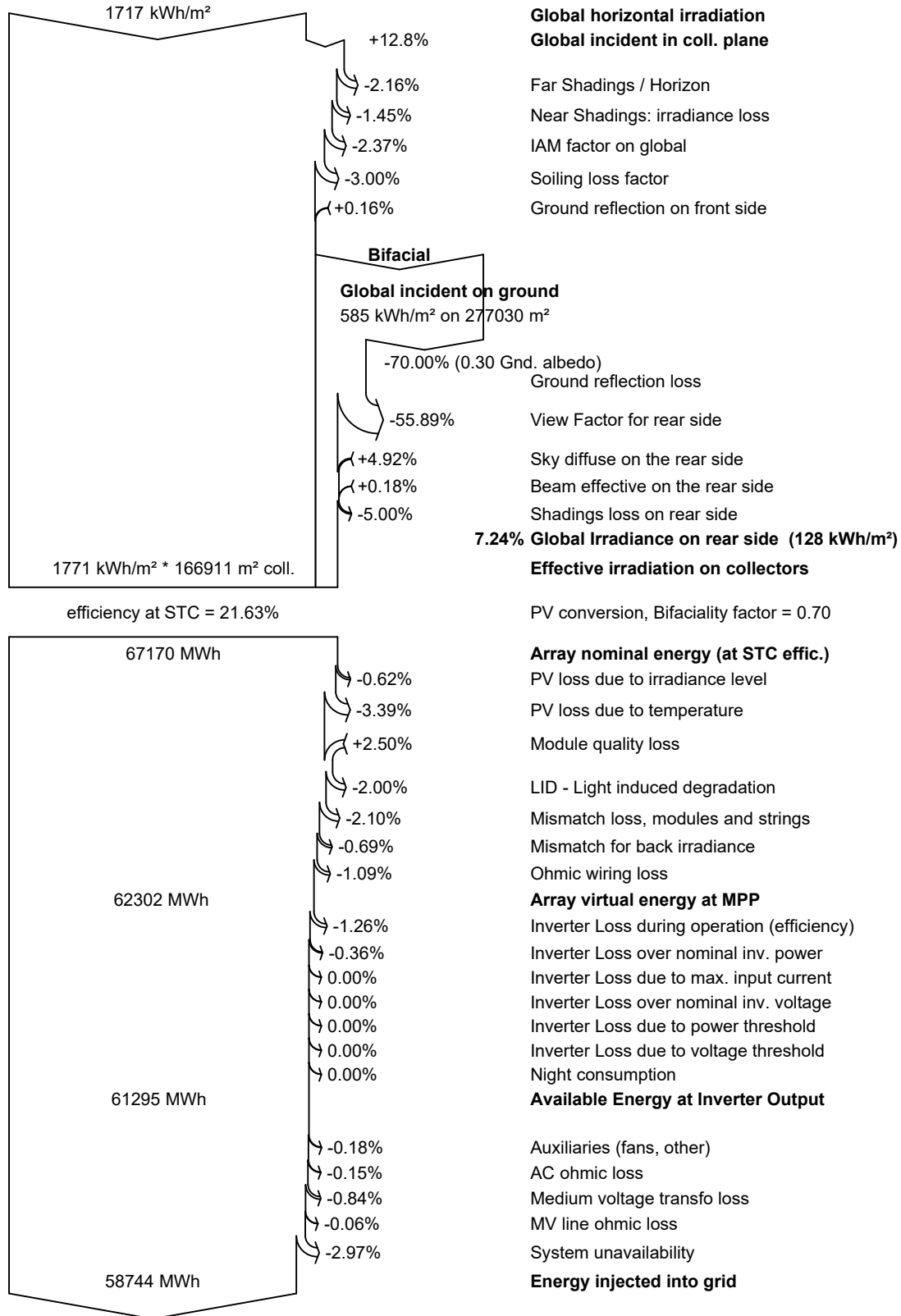
Project: Impianto Fotovoltaico "GR Castellana"

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
05/12/22 15:11
with v7.2.8

Loss diagram



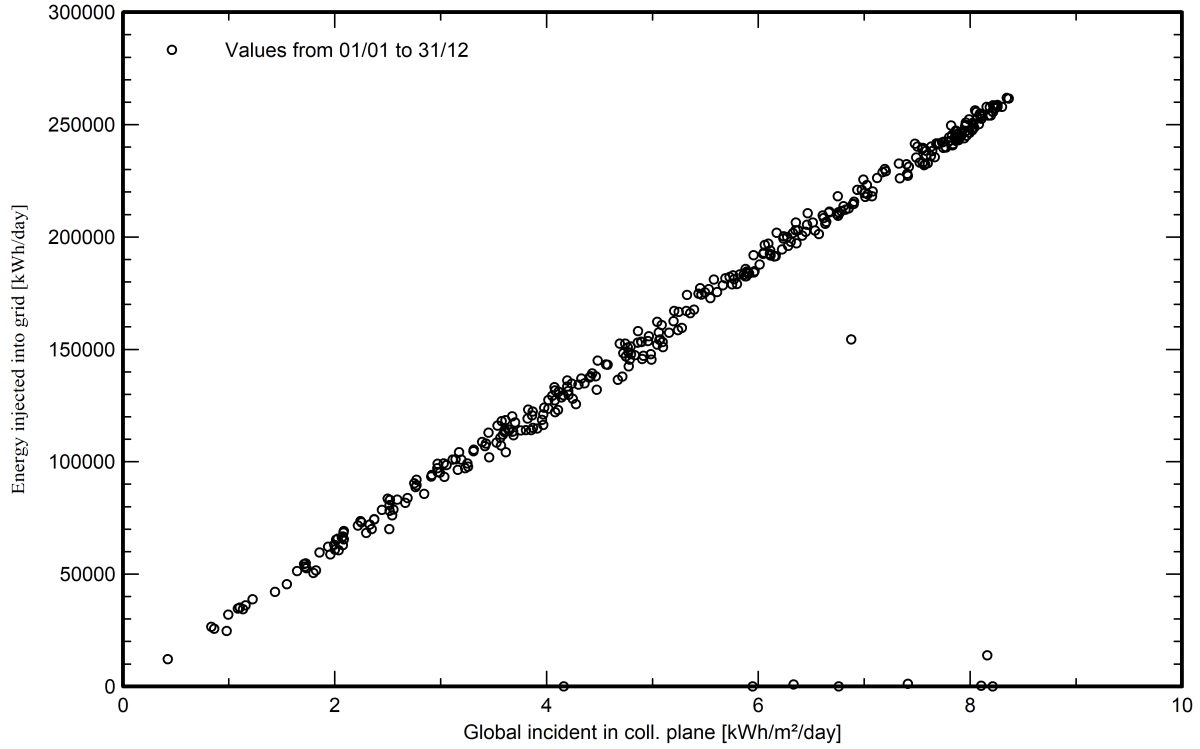


PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
05/12/22 15:11
with v7.2.8

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

