



REGIONE
PUGLIA



PROVINCIA
LECCE



COMUNE NARDO'

OGGETTO:

Progetto di un impianto agrivoltaico denominato "CSPV LEVERANO", di potenza pari a 19.578 MWp e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel comune di Nardò (LE)

ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO



PROPONENTE:



**ABEI ENERGY
GREEN ITALY VI SRL**
16335531006

ABEI ENERGY GREEN ITALY VI S.R.L.
VIA VINCENZO BELLINI, 22
00198- ROMA (RM)
P.IVA 16335531006

PROGETTAZIONE:

Ing. Carmen Martone
Iscr. n. 1872
Ordine Ingegneri Potenza
C.F. MRTCMN73D56H703E



Geol. Raffaele Nardone
Iscr. n. 243
Ordine Geologi Basilicata
C.F. NRDRFL71H04A509H

EGM PROJECT S.R.L.
VIA VERRASTRO 15/A
85100- POTENZA (PZ)
P.IVA 02094310766
REA PZ-206983

Livello prog.	Cat. opera	N°. prog.elaborato	Tipo elaborato	N° foglio	Tot. fogli	Nome file	Scala
PD	I.IF	A.09	R				
REV.	DATA	DESCRIZIONE			ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	DICEMBRE 2022	Emissione				Geol. Raffaele Nardone EGM Project	Ing. Carmen Martone EGM Project
01	GENNAIO 2023	Emissione					

Sommario

Premessa	5
1 Descrizione generale del progetto	6
<i>Dati generali del progetto</i>	6
<i>Normativa tecnica di riferimento</i>	6
2 Descrizione di diversi elementi progettuali	10
2.1 Pannelli fotovoltaici	10
2.2 Stringhe	11
2.3 Strutture di supporto	13
2.3.1 Fissaggio del modulo	14
2.3.2 Cablaggio delle stringhe	15
2.3.3 Messa a terra	15
2.3.4 Collegamento equipotenziale	15
2.3.5 Supporto per quadri elettrici	16
2.4 Casette di stringa (Combiner Box)	17
2.5 Cabine di campo e inverter	17
2.6 Trasformatore	22
2.7 Configurazione impianto	23
2.8 Potenza dell'impianto	25
3 Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico	27
3.1 Stima della produzione di energia	27
3.1.1 Sito di installazione	27
1.1.1 Dati meteorologici	27
3.1.2 Dati tecnici ²⁸	
3.1.3 Ombreggiamento	28
3.1.4 Perdite energetiche	29
3.1.5 Irraggiamento e producibilità	29
3.1.6 Misure di irraggiamento e performance	31
3.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera	31

4	CAVI	32
4.1	Cavi AT	32
4.2	Cavi BT	34
5	Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione	36
5.1	Protezione generale	36
5.1.1	Protezione contro i contatti diretti	36
5.1.2	Protezione contro i contatti indiretti	37
5.1.3	Protezioni dai sovraccarichi	38
5.1.4	Protezione conduttori contro il corto circuito	38
5.1.5	Cartelli	38
5.1.6	Materiale per l'esercizio e la manutenzione	39
5.1.7	Mezzi di estinzione	39
5.1.8	Qualifica del personale	40
5.1.9	Apparecchiature e componenti	40
	<i>Cavi</i>	40
	<i>Connessioni elettriche</i>	40
	<i>Materiali isolanti</i>	40
	<i>Sezionatori</i>	41
	<i>Interruttori</i>	41
	<i>Interruttori di manovra</i>	41
	<i>Relè di protezione</i>	42
	<i>TA e TV di protezione</i>	42
	<i>Trasformatori</i>	42
	<i>Pulsanti di sgancio della cabina</i>	43
5.2	Protezione contro i fulmini	44
5.2.1	Protezioni contro le tensioni di passo e contatto	44
5.2.2	Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni	44
5.2.3	Impianto di terra	44
	<i>Realizzazione dell'impianto di terra</i>	44
	<i>Verifica dell'impianto di terra</i>	45
	Allegato 1: Scheda tecnica pannelli fotovoltaici	47

Allegato 2: Scheda tecnica inverter	49
Allegato 3: Scheda tecnica power station	50

Premessa

La presente relazione accompagna il progetto definitivo di realizzazione di un impianto agrofotovoltaico di produzione di energia da fonte fotovoltaica con potenza nominale di 19,58 MWp sito nel comune di Leverano.

Secondo quanto previsto dal preventivo di connessione rilasciato da Terna lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto venga collegato "in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 kV "Erchie 380 – Galatina 380".

La presente relazione ha lo scopo di descrivere le emissioni di campi magnetici, elettrici ed elettromagnetici generati durante l'esercizio del campo fotovoltaico, dai collegamenti in AT, dalle cabine di trasformazione e dai quadri.

Il campo fotovoltaico sarà esercito in alta tensione in corrente alternata alla tensione di 36 kV.

1 Descrizione generale del progetto

Dati generali del progetto

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, tramite l'installazione a terra di pannelli fotovoltaici montati su idonee strutture metalliche di supporto; i pannelli saranno inclinati verso SUD di 20° mentre la struttura con direzione EST - OVEST. I pannelli, che trasformano l'irraggiamento solare in corrente elettrica continua, saranno collegati in serie formando una "stringa" che, a sua volta, sarà collegata in parallelo con le altre in apposite cassette di stringa (combiner box). Dai quadri di parallelo l'energia prodotta dai pannelli verrà trasferita mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo in cui sono installati gli inverter centralizzati che la trasformano in corrente alternata.

Le cabine di campo ospitano anche il trasformatore e fungono anche da "cabine di trasformazione" incrementando il voltaggio fino alla tensione (AT) 36kV. A valle dell'ultima cabina di campo, l'energia verrà trasferita mediante un unico cavidotto esterno alla futura stazione Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite il punto di connessione posto nel territorio comunale di Leverano. L'impianto è caratterizzato da una **potenza di picco installata in corrente continua di 19,58MW** ed è suddiviso in 2 "sottocampi", collegati a 2 cabine di campo di conversione e trasformazione.

Normativa tecnica di riferimento

- **D.M. 37/08** - Norme per la sicurezza degli impianti;
- **D.lgs. 81/08** – Testo Unico sulla salute e Sicurezza sul Lavoro;
- **Legge n. 186 del 01.03.68** - Costruzione e realizzazione di materiali e impianti a regola d'arte;
- **Legge 1 marzo 1968, n. 186**: disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.
- **Legge 9 gennaio 1991, n. 10**: norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- **Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79**: attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- **Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000**: finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.
- **Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77**: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).
- **D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380**: Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.
- **Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003**: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Decreto Legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004**: Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137
- **Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006**: Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006).

- **Decreto Ministero Sviluppo Economico del 10 settembre 2010:** Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)
- **Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011:** Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011);
- **Decreto Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015:** Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto- legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.
- **Sicurezza:**
 - **D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza):** misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
 - **DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.
- **Norme Tecniche**
 - **CEI 0-2** - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
 - **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 11-1** - Impianti elettrici con tensione superiore a 1000 V in corrente alternata;
 - **CEI 11-20** - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
 - **CEI 11-35** - Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
 - **CEI 11-37** - Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
 - **CEI 17-13** - Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (Quadri BT);
 - **CEI 17-63** - Sottostazioni prefabbricate ad alta tensione/bassa tensione;
 - **CEI 64-8** - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua;
 - **CEI 81-10/1 (EN 62305-1)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali";
 - **CEI 81-10/2 (EN 62305-2)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
 - **CEI 81-10/3 (EN 62305-3)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
 - **CEI 81-10/4 (EN 62305-4)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
 - **CEI 81-3** - "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
 - **CEI 20** - Guida per l'uso di cavi in bassa tensione;
 - **CEI UNEL 35024/1** - Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
 - **CEI UNEL 35027** - Cavi di energia per tensione nominale U superiore ad 1 kV con isolante di carta impregnata o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Generalità per la posa in aria ed interrata;
 - **CEI EN 60904-1(CEI 82-1):** dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

- **CEI EN 60904-2 (CEI 82-2):** dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- **CEI EN 60904-3 (CEI 82-3):** dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- **CEI EN 61727 (CEI 82-9):** sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- **CEI EN 61215 (CEI 82-8):** moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- **CEI EN 61646 (82-12):** moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- **CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- **CEI 82-25:** guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- **CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).
- **CEI EN 60555-1 (CEI 77-2):** disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- **CEI EN 60439 (CEI 17-13):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- **UNI EN 12464-1** Illuminazione nei luoghi di lavoro
- Serie composta da:
 - **CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1):** apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
 - **CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2):** prescrizioni particolari per i condotti sbarre
 - **CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3):** prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso -Quadri di distribuzione (ASD).
- **CEI EN 60445 (CEI 16-2):** principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.
- **CEI 20-19:** cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI 20-20:** cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini.
 - Serie composta da:
 - **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1):** principi generali.
 - **CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2):** valutazione del rischio.
 - **CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3):** danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.
 - **CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):** impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.
 - **CEI 81-3:** valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
 - **CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

- **CEI 0-3:** guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati.
- **UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- **CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- **CEI 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- **CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
- **CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
- **CEI 64-8, parte 7, sezione 712:** sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.
- **TICA:**
 - **Delibera ARG-elt n.90-07:** attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
 - **Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA:** 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 ARG-elt n. 161-08:** modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.
 - **Delibera ARG-elt n. 179-08:** 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.

Precisazione:

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

2 Descrizione di diversi elementi progettuali

Nel seguito sono illustrati in dettaglio i principali elementi progettuali direttamente connessi con la produzione, conduzione e consegna dell'energia elettrica.

2.1 Pannelli fotovoltaici

Al fine di ottimizzare la produzione di energia, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà composto da un modulo monocristallino tipo Canadian Solar CS7N-650MB-AG o similare. Assemblati con 132 celle PERC bifacciali da 210 mm, questi moduli a doppio vetro hanno la capacità di convertire le luci incidenti sul lato posteriore in elettricità in aggiunta a ciò che viene generato dal lato anteriore, fornendo una maggiore potenza di uscita, un coefficiente di temperatura inferiore, una minore perdita di ombra e una maggiore tolleranza per il carico meccanico, risultando più performanti e più convenienti in termini di generazione di energia solare, nonché tolleranza per ambienti difficili e condizioni meteorologiche estreme.

I pannelli sfruttano la tecnologia *“half cut cells”* letteralmente celle tagliate a metà.

La tecnologia *“half cut cells”* permette l'aumento della potenza del singolo modulo e della producibilità, grazie ai seguenti fattori:

A) Maggiore tolleranza all'ombreggiamento

Nei moduli tradizionali le celle sono collegate in serie in una matrice 6 x 10 e l'effetto di un'eventuale ombra è mitigato dai 3 diodi di by-pass. Nell'eventualità in cui una cella non venga irraggiata come le altre, uno dei 3 diodi si attiva e la produzione del modulo viene garantita solo per 2/3 (un modulo da 300W potrebbe produrre 200W). Considerando invece un modulo con 120 celle half-cut ci saranno 2 serie da 60 celle in parallelo aventi in comune i 3 diodi di by-pass. In questo modo se una cella viene ombreggiata solo 1/6 del modulo risentirà dell'ombra (un modulo da 300W potrebbe quindi produrre 250W).

B) Diminuzione delle perdite resistive

Nelle celle half cut, essendo la superficie metà rispetto alle celle intere, la corrente prodotta sarà anch'essa dimezzata e di conseguenza le perdite saranno ridotte di ¼ (essendo le perdite proporzionali al quadrato della corrente). Inoltre, con una minore corrente circolante nei bus bar, la temperatura del modulo sarà più bassa concorrendo così ad aumentarne la producibilità.

C) Minore possibilità di crack

In una cella a minore superficie i microcrack che si formano nel tempo influiranno meno e il modulo fotovoltaico manterrà le prestazioni più a lungo nel tempo.

In allegato alla presente relazione è presente la scheda tecnica di dettaglio del modulo, mentre nel seguito si riportano le caratteristiche principali:

- **produttore: Canadian Solar;**
- **modello: CS7N-650MG;**
- **tipologia: Bifacciali**
- **potenza di picco: 650 Wp;**
- **tensione massima di sistema: 1500V DC**
- **efficienza del modulo: 20.9%**
- **tensione a circuito aperto (Voc a STC): 37.90 V;**
- **corrente di corto circuito (Isc a STC): 17.16 A;**
- **dimensioni: 2384x1303x35 mm;**
- **peso: 37.9 kg.**

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-635MB-AG		635 W	37.3 V	17.03 A	44.4 V	18.27 A	20.4%
Bifacial Gain**	5%	667 W	37.3 V	17.89 A	44.4 V	19.18 A	21.5%
	10%	699 W	37.3 V	18.74 A	44.4 V	20.10 A	22.5%
	20%	762 W	37.3 V	20.44 A	44.4 V	21.92 A	24.5%
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%

2.2 Stringhe

Dal punto di vista del collegamento elettrico, si prevede di collegare 30 moduli in serie, per formare una "stringa".

Ogni stringa, pertanto, produce una potenza pari a:

$$30 \times 650 \text{ W} = 19,5 \text{ kW}$$

Di seguito i dati nominali della stringa (rif. Condizioni STC):

DATI PANNELLO

Marca modello	Canadian Solar CS7N-650 MB-GB			
Potenza nominale (STC)	W_n	650	683	715 W
Guadagno bifacciale	%	0	5	10 %
Potenza condizioni operative (40°)	W_p	617	683	679 W
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	37,9	37,9	37,9 V

Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	17,16	18,03	18,88 A
Tensione circuito aperto	V_{oc}	45	45	45 V
Corrente di corto circuito	I_{sc}	18,39	19,31	20,23 A
Efficienza del modulo	Eff	20,9%	22,0%	23,0% %

Stringa

numero moduli	n	30	30	30
Potenza massima	P_{MAX}	19,50	20,49	21,45 kW
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	1137	1137	1137 V
Tensione circuito aperto	V_{oc}	1350	1350	1350 V
Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	17,16	18,03	18,88 A
Corrente di corto circuito	I_{sc}	18,39	19,31	20,23 A

Calcoli per variazione di temperatura

Temperatura STC	T_{STC}	25	°C	
Coefficiente di temperatura per I_{sc}	$\alpha_{I_{sc}}$	0,05%	% / °C	
Coefficiente di temperatura per V_{oc}	$\beta_{V_{oc}}$	-0,26%	% / °C	
Coefficiente di temperatura per P_{MAX}	$\gamma_{P_{mp}}$	-0,34%	% / °C	
Temperatura minima	T_{min}	-10	°C	
Temperatura massima	T_{max}	40	°C	
Tensione minima stringa	V_{min}	1092,7	1092,7	1092,7 V
Tensione massima stringa	V_{max}	1472,9	1472,9	1472,9 V
Corrente massima stringa (40°)	I_{max}	17,3	18,0	19,0 A

Dove:

V_{min} STRINGA è la tensione minima V_{MPP} della stringa alla massima temperatura ambiente del sito (40°C) calcolata come segue:

$$V_{min} = V_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{V_{oc}} \cdot \Delta T) = V_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{V_{oc}} \cdot (40-25))$$

$$V_{min} = 1137 \cdot (1 + (-0.26\%) \cdot 15) = \mathbf{1092,70 V}$$

V_{max} STRINGA è la tensione massima V_{oc} della stringa alla minima temperatura ambiente del sito (-10°C) calcolata come segue:

$$V_{max} = V_{oc(20^\circ)} \cdot (1 + \beta_{V_{oc}} \cdot \Delta T) = V_{oc(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{V_{oc}} \cdot (-10-25))$$

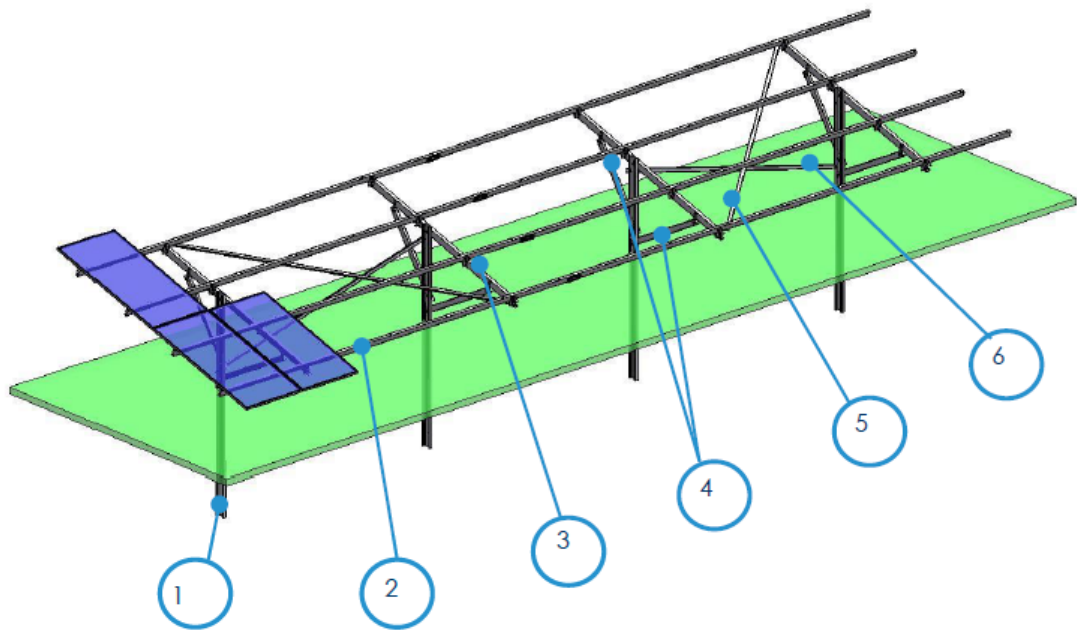
$$V_{max} = 1350 \cdot (1 + (-0.26\%) \cdot (-35)) = \mathbf{1472,9 V}$$

I_{max} STRINGA è la corrente massima I_{MP} della stringa a condizioni STC

2.3 Strutture di supporto

Le stringhe di 30 moduli saranno installate accoppiate su due file da 15 moduli su strutture monopalo a inclinazione fissa di 20°.

Le strutture saranno posizionate in direzione est-ovest con faccia rivolta verso sud e posizionate sul terreno in modo da avere un'altezza minima da terra di 2,1m.



CODE	ELEMENT	COATING	MATERIAL
1	Posts	HDG	S355 OR HIGHER
2	Purlin	ZM HDG	S350 OR HIGHER
3	Rafter	ZM HDG	S350 OR HIGHER
4	Brace	ZM HDG	S350 OR HIGHER
5	Purlin beam struct	ZM HDG	S350 OR HIGHER

6	Post beam structure	ZM HDG	S350 OR HIGHER
	Fateners	ZN-Ni sealed	8.8
Pv module fixation	Bolts	ZN-Ni sealed	8.8
	Rivets	-	Aluminium
	Clamps	-	Aluminium 6063 T6

Posts types	SIZE
Standard posts	C post

2.3.1 Fissaggio del modulo

Il fissaggio del modulo sarà effettuato mediante morsetti, rivetti o bulloni.

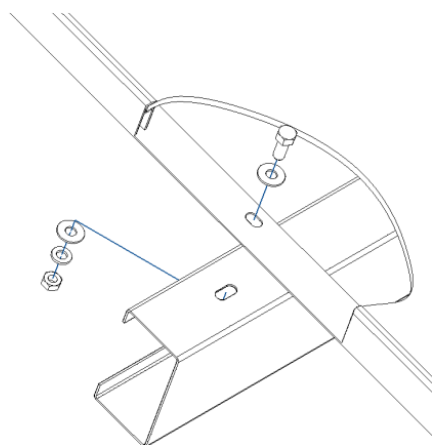
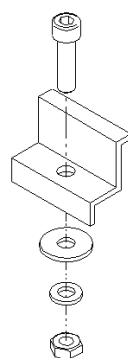


Figura 1: fissaggio con vite

LATERAL CLAMP



CENTRAL CLAMP

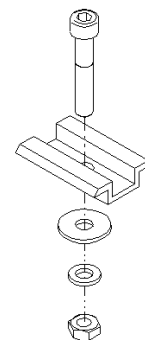


Figura 2: morsetti di fissaggio

La soluzione di montaggio sarà validata dal fornitore del modulo una volta definito il modello di modulo da utilizzare nel progetto.

2.3.2 Cablaggio delle stringhe

I cavi di cablaggio delle stringhe verranno installati nei profili a C che costituiscono gli arcarecci, utilizzandoli come canale per cavi.



Figura 3: cablaggio stringhe

2.3.3 Messa a terra

I pali hanno due fori per segnare la lunghezza minima e massima di fissaggio nel terreno. Il foro superiore è utilizzato per il sistema di messa a terra. Il diametro del foro è di 9 mm ed essere fino a 200 mm dal livello del suolo.

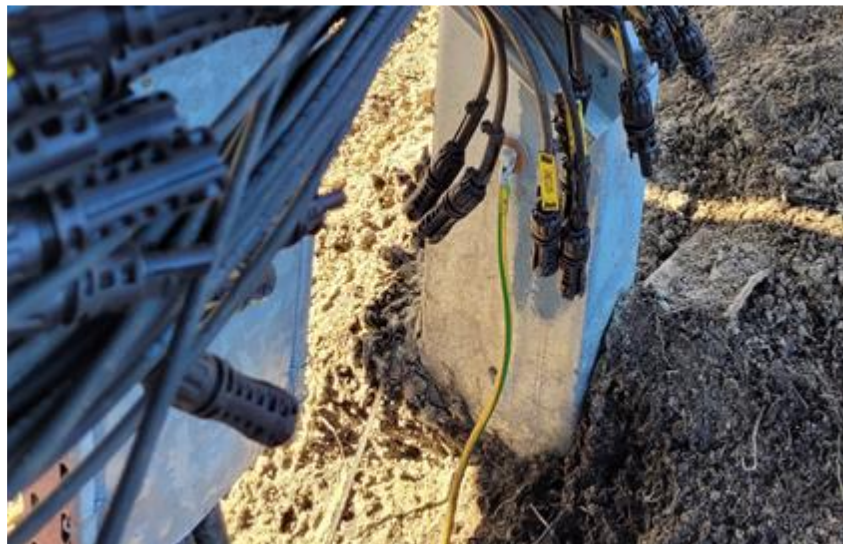


Figura 4: messa a terra

2.3.4 Collegamento equipotenziale

Verranno utilizzate piastre di collegamento equipotenziale tra i moduli e gli arcarecci per rendere equipotenziale la struttura.

Il sistema equipotenziale mantiene il contatto tra diversi componenti metallici garantendo lo stesso potenziale e quindi prevenendo scosse elettriche.

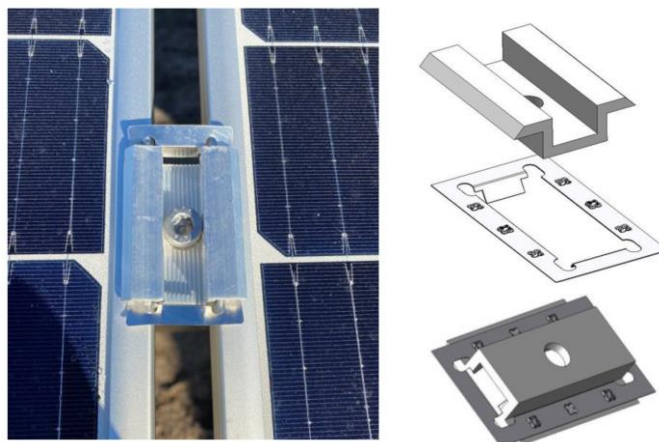


Figura 5: collegamento equipotenziale

Per garantire lo stesso potenziale elettrico tra strutture adiacenti, la continuità elettrica verrà realizzata collegando ai fori degli arcarecci un cavo di giunzione o una piastra metallica.



Figura 6: collegamento equipotenziale tra strutture adiacenti

2.3.5 Supporto per quadri elettrici

Verranno progettati e realizzati idonei supporti per il posizionamento dei quadri di parallelo (combiner box) tra i montanti della struttura, offrendo una protezione al componente elettrico dalla pioggia e dai raggi UV.



Figura 7: supporto per quadri elettrici

2.3.6 Tipologia di pali di fondazione

La tipologia di pali di fondazione e la profondità di infissione dipenderà dalle caratteristiche del sito di installazione.

In fase di progettazione esecutiva, verranno effettuate prove di pull-out in sito per verificare la corretta progettazione della fondazione e l'ottimizzazione della stessa. Il numero di prove dovrà essere sufficiente a fornire una reale caratterizzazione di tutti i possibili terreni all'interno dell'area dell'impianto.

2.4 Casette di stringa (Combiner Box)

Le stringhe da 30 moduli saranno unite in parallelo per formare un array di massimo 16 stringhe raccolte a livello elettrico in quadri di parallelo di campo denominati cassette di stringa o "combiner box" dotate anche di cablaggio dati per il monitoraggio da remoto dell'input elettrico di potenza e dei dati di produzione.

Le combiner box sono cassette di controllo intelligente (SMART) che consentono la misura della corrente di ogni singola stringa in ingresso dal generatore solare e permettono di realizzare in uscita il parallelo di tutte le stringhe di moduli FV ad essi collegate. Le smart box, altamente performanti, implementano la misura della corrente mediante trasduttori ad effetto Hall e favoriscono una puntuale localizzazione delle problematiche del campo FV minimizzando i tempi di mancata produzione ed agevolando l'intervento mirato e tempestivo del service. Ogni cassetta è equipaggiata con protezioni a varistori SPD contro le sovratensioni; il sezionatore in uscita ed i portafusibili in ingresso permettono di isolare il singolo sottocampo FV o le singole stringhe dal resto dell'impianto, consentendo agli operatori di lavorare in piena sicurezza.

Caratteristiche principali:

Ingressi DC: 16 stringhe (massimo)

Massimo voltaggio uscita: 1500 V

Le cassette di stringa saranno in totale 50, così divise per i diversi sottocampi:

- **Sottocampo 1: 251 stringhe collegate a 16 Smart Combiner Box (20 ingressi DC)**
- **Sottocampo 2: 251 stringhe collegate a 16 Smart Combiner Box (20 ingressi DC)**
- **Sottocampo 3: 251 stringhe collegate a 16 Smart Combiner Box (20 ingressi DC)**
- **Sottocampo 4: 251 stringhe collegate a 17 Smart Combiner Box (20 ingressi DC)**

Le cassette saranno distribuite e installate fisicamente sul campo in prossimità della struttura di supporto dei moduli fotovoltaici mediante appositi ancoraggi e staffaggi in acciaio zincato, immorsati nel terreno.

2.5 Cabine di campo e inverter

Dai quadri di parallelo l'energia prodotta verrà trasferita in corrente continua mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo (Power Station) che fungono da cabine di conversione da corrente continua (1500V DC) in corrente alternata (690V AC) e di trasformazione in grado di incrementare il voltaggio fino all'alta tensione (AT 36kV).

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto in 2 sottocampi, ognuno gestito da una power station Gamesa Electric PV Proteus 2x4700, con doppio inverter da 4700 kVA (potenza nominale

a 40°C), e trasformatore a doppio secondario della potenza di 9000 kVA realizzato su skid e idoneo al posizionamento esterno.

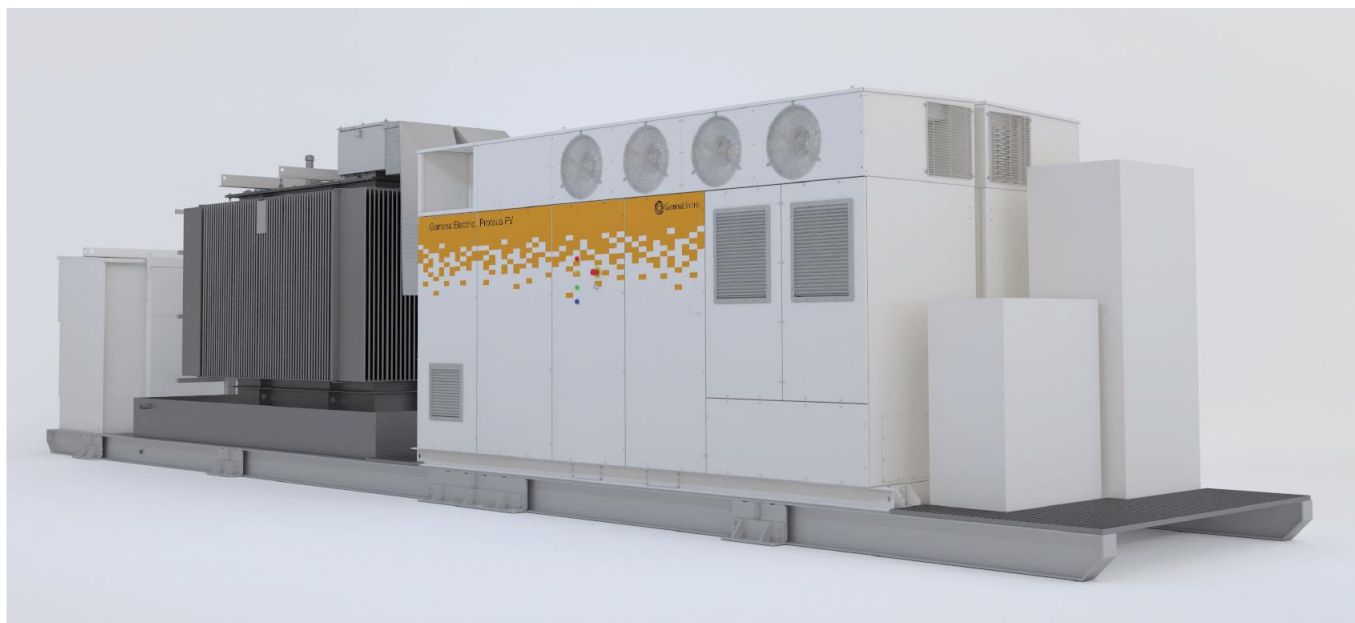
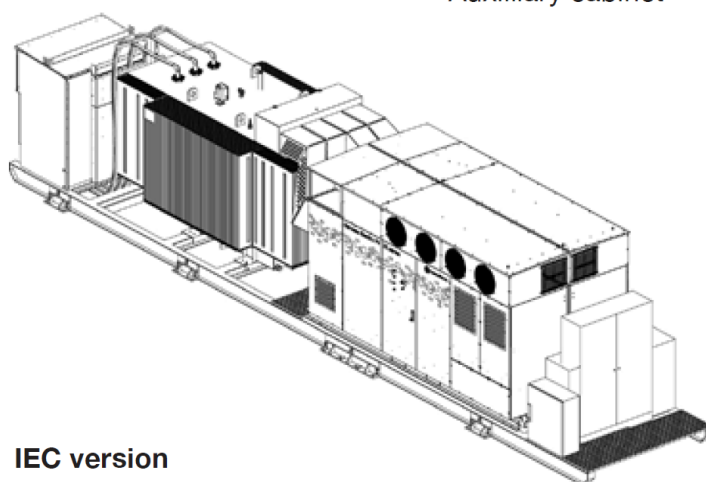


Figura 8: Soluzione integrata su skid composto da 2 inverter e trasformatore con doppio secondario

Components Proteus PV Station

Inverters	2 x Proteus PV 4700
Transformer ⁽¹⁾⁽⁶⁾	Dyn KNAN / ONAN
Switchgear ⁽¹⁾⁽⁶⁾	0L1V / 1L1V / 2L1V up to 36 kV
Custom Auxiliary Transformer ⁽¹⁾	Optional
Others ⁽¹⁾	Auxilliary cabinet



IEC version
2 x PV

Gamesa Electric Proteus PV Station	
Number of Gamesa Electric Proteus PV Inverters	2 x Proteus PV 4700
DC Connection	
DC Voltage Range ⁽¹⁾	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	955 - 1300 V
Number of Power Modules	4, 2 independent MPPT
Max. DC Current @40°C [104°F]	4 x 2500 A
Max. DC Current @50°C [122°F]	4 x 2313 A
Max. DC Current @55°C [131°F]	4 x 2220 A
Max. DC Current @60°C [140°F]	4 x 1110 A
Number of DC Ports ⁽¹⁾	max 48 fuse +/- monitored max 72 fuse + monitored
AC Connection	
Number of Phases	Three-phase
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	9418 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	8178 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	8366 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	4182 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms / 2 x 3940 Arms
Nominal AC Voltage, LV side ⁽¹⁾	2 x 690 Vrms
Nominal AC Voltage, MV side ⁽¹⁾	< 34.5 kV
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53 / 57 - 63 Hz
THD of AC Current	< 1% @Sn
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)

Ogni Power Station è in grado di garantire una potenza nominale AC in uscita a 40° di 9418 kVA gestita dalla coppia di inverter Proteus 4700 aventi le seguenti caratteristiche:



Figura 9: Inverter Gamesa Electric Proteus PV

Gamesa Electric

Proteus PV 4700

DC Input	
DC Voltage Range ⁽¹⁾	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	955 - 1300 V
Number of Power Modules	2, not galvanically isolated, 1 MPPT
Max. DC Current @40°C [104°F]	2 x 2500 A
Max. DC Current @50°C [122°F]	2 x 2313 A
Max. DC Current @55°C [131°F]	2 x 2220 A
Max. DC Current @60°C [140°F]	2 x 1110 A
Maximum Short-circuit Current, I_{sc} PV	Up to 9000 A
Nr of DC Ports ⁽¹⁾	max 24 fuse +/- monitored max 36 fuse + monitored
Fuse Dimensions	125 A to 500 A
Max. Wire Cross Section per DC Input	2 x 400 mm ² - 800 AWG
Energy Production from	0.5% Pn approx.
AC Output	
Number of phases	Three-phase
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	4709 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	4358 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	4183 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	2091 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms
Nominal AC Voltage ⁽¹⁾	690 Vrms
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53/57 - 63 Hz
THD of AC Current	< 1% @Sn
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)
Maximum Wire Cross Section per AC Output Phase	6 x 400 mm ²
Performance	
Max. Efficiency	99.45%
Euro Efficiency	99.24%
CEC Efficiency	99.14%
Stand-by Power Consumption	< 200 W
General Data	
Temperature Range - Operation ⁽²⁾	-20°C / +60°C [-4°F / +140°F]
Maximum Altitude ⁽³⁾	< 2,000 m [6,561 ft] (w/o derating)
Cooling System	Liquid & forced air
Relative Humidity	4% - 100% (w/o condensation)
Seismic ⁽¹⁾	Zone 4 IBC 2012
Max. wind speed ⁽¹⁾	288 km/h (179 mph)
Snow load ⁽¹⁾	2.5 kN/m ²

Ai fini della configurazione stringhe-inverter risultano rispettate le seguenti condizioni:

$$V_{min} \text{ STRINGA} > V_{min} \text{ INVERTER}$$

$$1115,7 \text{ V} > 955 \text{ V}$$

$$V_{max} \text{ STRINGA} < V_{max} \text{ INVERTER}$$

$$1472,90 \text{ V} < 1500 \text{ V}$$

$$I_{max} \text{ IN} < I_{max} \text{ INVERTER}$$

$$N_s \cdot N_c \cdot I_{MP} = < 5000 \text{ A}$$

$$4865,9 < 5000 \text{ A} \text{ verificata}$$

Dove:

V_{min} INVERTER è la tensione minima dell'inverter

V_{max} INVERTER è la tensione massima di funzionamento dell'inverter

I_{max} INVERTER è la corrente massima I_{MPPT} dell'inverter

N_s numero di ingressi della combiner box

N_c numero massimo di combiner box collegate ad inverter

DATI INVERTER

MARCA	Gamesa Electric	
Modello	Proteus PV 4700	
Tensione minima avvio inverter	V_{min_inv}	955 V
Tensione massima in ingresso	V_{max_inv}	1500 V
Numero MPPT	MPPT	1
Numero ingressi per MPPT		2
Corrente massima per ingresso		2500 A
Corrente massima Inverter (40°)	I_{MPP}	5000 A
Corrente corto circuito	I_{sc}	9000 A
Potenza nominale	Pn	4700 W
Numero totale ingressi	N_{IN}	24
Rapporto DC/AC ammesso		2
Numero stringhe	N_{st}	1
Potenza massima in ingresso	P_{IN}	5491,2 W

combiner box

numero ingressi	$n_{in-comb}$	16,0	
Potenza uscita	P_{comb}	343,2 W	
corrente massima	$V_{max-comb}$	400,0 A	
Corrente massima (STC)	I_{max}	304,12 A	VERIFICATO
Corrente di corto circuito (STC)	I_{sc}	323,68 A	VERIFICATO

Comb-box collegate	n_{comb}	16	VERIFICATO
--------------------	------------	----	------------

Fusibile ingresso		400 A	VERIFICATO
Potenza massima	P_{DC-IN}	5491,20 W	
rapporto DC/AC		1,17	VERIFICATO
Tensione minima stringa	V_{min}	1092,7 V	VERIFICATO
Tensione massima stringa	V_{max}	1472,9 V	VERIFICATO
Corrente massima	I_{max-IN}	4865,90 A	VERIFICATO
Corrente di corto circuito	I_{sc}	5178,88 A	VERIFICATO

Ogni inverter è dotato di un unico MPPT dotato di 2 ingressi DC con un corrente massima a 40° di 2500 A. La corrente massima in ingresso con il collegamento di 16 combiner box è inferiore alla corrente massima in ingresso dell'inverter, pertanto, in caso di condizioni STC (con guadagno di bifaccialità del 10%), l'inverter consentirà l'immissione della corrente di stringa a limite massimo consentito.

2.6 Trasformatore

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto in 2 sottocampi. In ogni sottocampo è prevista una power station con doppio inverter in cui verrà installato il trasformatore di elevazione BT/AT della potenza di 9000 kVA. Sarà a doppio secondario con tensione di 690V ed avrà una tensione al primario di 36kV con le seguenti caratteristiche a seguito:

- Tipo **olio** (avvolgimenti impregnati)
 - Nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite
 - Dimensioni tipo: 2240 (a) x1120 (b) x2390 (c) mm
 - Peso: 9000 Kg ca
 - frequenza nominale 50 Hz
 - Tensione primario 36 KV
 - Tensione secondario 0,69 KV
 - Perdite 6%
 - simbolo di collegamento Dyn
 - collegamento primario triangolo
 - collegamento secondari a stella
 - classe ambientale E2
 - classe climatica C2
 - comportamento al fuoco F1
 - classe di isolamento termico primarie e secondarie F/F
 - temperatura ambiente max. 40 °C
 - installazione interna
 - tipo raffreddamento: KNAN estere con raffreddamento naturale ad aria
- altitudine sul livello del mare $\leq 1000m$

2.7 Cabina Di Consegna

L'impianto si collegherà alla rete elettrica mediante nuova cabina di consegna collocata all'interno dell'area dell'impianto dove verrà effettuata la misura e la consegna dell'energia prodotta con la rete di Terna.

La cabina sarà del tipo prefabbricato realizzata mediante una struttura monolitica in calcestruzzo armato vibrato autoportante, completa di porte di accesso e griglie di aerazione. Le dimensioni del vano consegna delle cabine di consegna seguiranno gli standard tecnici di Terna con caratteristiche desumibili dagli elaborati allegati, con una lunghezza di circa 19 m, e una larghezza di circa 5 m.

Le pareti sia interne che esterne, saranno di spessore non inferiore a 7-8 cm.

Il tetto di spessore non inferiore 6-7 cm, sarà a corpo unico con il resto della struttura, impermeabilizzato con guaina bituminosa elastomerica applicata a caldo per uno spessore non inferiore a 4 mm e successivamente protetta. Il pavimento sarà dimensionato per sopportare un carico concentrato di 50 kN/m² ed un carico uniformemente distribuito non inferiore a 5 kN/m².

Sul pavimento saranno predisposte apposite finestre per il passaggio dei cavi AT e BT, completo di botola di accesso al vano cavi. L'armatura interna del monoblocco elettricamente collegata all'impianto di terra, in maniera tale da formare una rete equipotenziale uniformemente distribuita su tutta la superficie.

I materiali da utilizzare per le porte e le griglie sono o vetroresina stampata, o lamiera zincata (norma CEI 11-1), ignifughe ed autoestinguenti. La base della cabina sarà sigillata alla platea, mediante l'applicazione di un giunto elastico tipo: ECOACRIL 150; successivamente la sigillatura sarà rinforzata mediante cemento anti-ritiro. Anche la fondazione della cabina sarà prefabbricata e per l'alloggio dovrà essere realizzata un'apposita area con livellazione e costipamento del terreno e predisposizione di un letto di sabbia, previo uno scavo a sezione ampia per l'asportazione del terreno coltivo.

2.8 Configurazione impianto

CAMPO	Potenza pannelli DC (W)	650	
	n. pannelli	30120	
	POTENZA DI PROGETTO CAMPO FOTOVOLTAICO	19578	19,58
	<hr/>		
STRINGA	n. pannelli per stringa	30	
	Potenza DC stringa (kW)	19,5	
	STRINGHE NECESSARIE	1004	
<hr/>			
Combiner box	numero ingressi	16	
	Combiner box	63	
<hr/>			
INVERTER	Potenza inverter	4700	kVA
	cos fi	1	
	Potenza attiva nominale	4700	
	Potenza nominale in immissione massima (kW)	15000	
	n. inverter	4,00	

combiner box / inverter 16,00

Stringhe / inverter 251

Inverter	nr. stringhe	combiner box	moduli	potenza DC	P _{AC} massima
1	251	16	7530	4894,5	4709
2	251	16	7530	4894,5	4709
3	251	16	7530	4894,5	4709
4	251	17	7530	4894,5	4709
TOTALE	1004	65	30120	19578	

CONFIGURAZIONE IMPIANTO FOVOLTAICO

INVERTER	combiner -box	STRINGHE	moduli	Potenza DC	sottocampo
1	combiner box 1.1	16	480	312	1
1	combiner box 1.2	16	480	312	1
1	combiner box 1.3	16	480	312	1
1	combiner box 1.4	16	480	312	1
1	combiner box 1.5	16	480	312	1
1	combiner box 1.6	16	480	312	1
1	combiner box 1.7	16	480	312	1
1	combiner box 1.8	16	480	312	1
1	combiner box 1.9	16	480	312	1
1	combiner box 1.10	16	480	312	1
1	combiner box 1.11	16	480	312	1
1	combiner box 1.12	15	450	292,5	1
1	combiner box 1.13	15	450	292,5	1
1	combiner box 1.14	15	450	292,5	1
1	combiner box 1.15	15	450	292,5	1
1	combiner box 1.16	15	450	292,5	1
2	combiner box 2.1	16	480	312	1
2	combiner box 2.2	16	480	312	1
2	combiner box 2.3	16	480	312	1
2	combiner box 2.4	16	480	312	1
2	combiner box 2.5	16	480	312	1
2	combiner box 2.6	16	480	312	1
2	combiner box 2.7	16	480	312	1
2	combiner box 2.8	16	480	312	1
2	combiner box 2.9	16	480	312	1
2	combiner box 2.10	16	480	312	1
2	combiner box 2.11	16	480	312	1
2	combiner box 2.12	15	450	292,5	1
2	combiner box 2.13	15	450	292,5	1
2	combiner box 2.14	15	450	292,5	1
2	combiner box 2.15	15	450	292,5	1

CONFIGURAZIONE IMPIANTO FOVOLTAICO

INVERTER	combiner -box	STRINGHE	moduli	Potenza DC	sottocampo
2	combiner box 2.16	15	450	292,5	1
3	combiner box 3.1	16	480	312	2
3	combiner box 3.2	16	480	312	2
3	combiner box 3.3	16	480	312	2
3	combiner box 3.4	16	480	312	2
3	combiner box 3.5	16	480	312	2
3	combiner box 3.6	16	480	312	2
3	combiner box 3.7	16	480	312	2
3	combiner box 3.8	16	480	312	2
3	combiner box 3.9	16	480	312	2
3	combiner box 3.10	16	480	312	2
3	combiner box 3.11	16	480	312	2
3	combiner box 3.12	15	450	292,5	2
3	combiner box 3.13	15	450	292,5	2
3	combiner box 3.14	15	450	292,5	2
3	combiner box 3.15	15	450	292,5	2
3	combiner box 3.16	15	450	292,5	2
4	combiner box 4.1	16	480	312	2
4	combiner box 4.2	16	480	312	2
4	combiner box 4.3	16	480	312	2
4	combiner box 4.4	16	480	312	2
4	combiner box 4.5	16	480	312	2
4	combiner box 4.6	16	480	312	2
4	combiner box 4.7	15	450	292,5	2
4	combiner box 4.8	15	450	292,5	2
4	combiner box 4.9	15	450	292,5	2
4	combiner box 4.10	15	450	292,5	2
4	combiner box 4.11	15	450	292,5	2
4	combiner box 4.12	15	450	292,5	2
4	combiner box 4.13	15	450	292,5	2
4	combiner box 4.14	15	450	292,5	2
4	combiner box 4.15	15	450	292,5	2
4	combiner box 4.16	14	420	273	2
4	combiner box 4.17	6	180	117	2
		1004	30120	19578	

2.9 Potenza dell'impianto

L'impianto, come detto, è suddiviso in 2 "sottocampi", caratterizzati dalle seguenti potenze di picco:

- **sottocampo 1:**

502 stringhe x 30 Moduli
15.060 moduli da 650 Wp
32 smart combiner box
2 inverter centralizzato da 4.700 kVA
Potenza totale in DC: 10.150 kWp
Potenza totale in AC: 9.400 kVA

- **sottocampo 2:**
502 stringhe x 30 Moduli
15.060 moduli da 650 Wp
33 smart combiner box
2 inverter centralizzato da 4.700 kVA
Potenza totale in DC: 9.487 kWp
Potenza totale in AC: 9.400 kVA

In totale, quindi, saranno installati 30.120 moduli per una potenza di picco installata in corrente continua pari a:

$$30.120 \text{ moduli} \times 650 \text{ Wp} = 19.578,00 \text{ Wp} = 19,58 \text{ MW DC}$$

La potenza apparente totale dell'impianto, in corrente alternata, data dalla somma della potenza degli inverter sarà pari a:

$$4.700_{(1.1)} + 4.700_{(1.2)} + 4.700_{(2.1)} + 4.700_{(2.2)} = 18.800 \text{ kVA}$$

Assumendo un cosfi di 0,80 ne deriva una potenza nominale in AC di 15,04 MW con un rapporto DC/AC pari a 1,30

3 Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.
- l'attività di produzione agricola e produzione di energia pulita.

3.1 Stima della produzione di energia

3.1.1 Sito di installazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, dei seguenti parametri:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare.

La stima di producibilità dell'impianto è stata effettuata mediante l'applicazione PVsyst, un pacchetto software completo per lo studio, il dimensionamento, la simulazione e l'analisi dei sistemi fotovoltaici.

Le simulazioni sono state svolte per ogni campo considerando i seguenti parametri:

- Latitudine: 40.23°N;
- Longitudine: 18.02° E;
- altitudine: circa 38 m slm

La disposizione delle strutture, dalla quale deriva il numero di pannelli installati, è stata scelta in modo da ottimizzare lo sfruttamento della superficie disponibile, mantenendo una distanza tra le strutture tale da consentire le pratiche agronomiche da svolgere in sito e allo stesso tempo minimizzare l'ombreggiamento.

Nel caso specifico, tra l'altro, si ricorda che, nell'ambito dei lavori di realizzazione del presente impianto, verranno effettuati anche lavori di adeguamento dei canali di regimentazione delle acque meteoriche oltre alla realizzazione di strade in modo da renderlo ottimale per la posa delle strutture e dei pannelli.

1.1.1 Dati meteorologici

La versione del software PVsyst utilizzata per la simulazione ingloba al suo interno il programma Meteonorm 8.0, in grado di generare valori climatici annuali accurati e rappresentativi per qualsiasi luogo sulla terra. Meteonorm include due dei migliori modelli sul mercato per simulazioni affidabili di grandi impianti fotovoltaici.

Il database Meteonorm è composto da più di 8000 stazioni meteorologiche, cinque satelliti geostazionari e una climatologia dell'aerosol calibrata a livello globale. Su questa base, sofisticati modelli di interpolazione, basati su oltre 30 anni di esperienza, forniscono risultati con elevata precisione in tutto il mondo.

3.1.2 Dati tecnici

Per la simulazione sono stati utilizzati i dati tecnici dei moduli e degli inverter previsti in progetto e presenti nel database del software.

Tabella 1: caratteristiche pannelli sottocampi

Caratteristiche campo FV			
Modulo FV		Inverter	
Costruttore	CSI Solar Co., Ltd.	Costruttore	Gamesa Electric
Modello	CS7N-650MB-AG 1500V (definizione customizzata dei parametri)	Modello	PV4700 UEP v7_50Hz (definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit.	650 Wp	Potenza nom. unit.	4183 kWac
Numero di moduli FV	30120 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	19.58 MWc	Potenza totale	16732 kWac
Campo #1 - Sottocampo 1		Campo #2 - Sottocampo 2	
Numero di moduli FV	15060 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	9789 kWc	Potenza totale	8366 kWac
Moduli	502 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	955-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Potenza max. (=>25°C)	4709 kWac
Pmpp	8992 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1017 V		
I mpp	8842 A		
Numero di moduli FV	15060 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	9789 kWc	Potenza totale	8366 kWac
Moduli	502 Stringhe x 30 In serie		

3.1.3 Ombreggiamento

Il software utilizzato per il dimensionamento dell'impianto è in grado di tenere conto degli effetti dell'ombreggiamento dovuto agli elementi circostanti come la presenza di ostacoli vicini, quali le pale eoliche presenti nei dintorni, e lontani, quali i rilievi situati all'orizzonte.

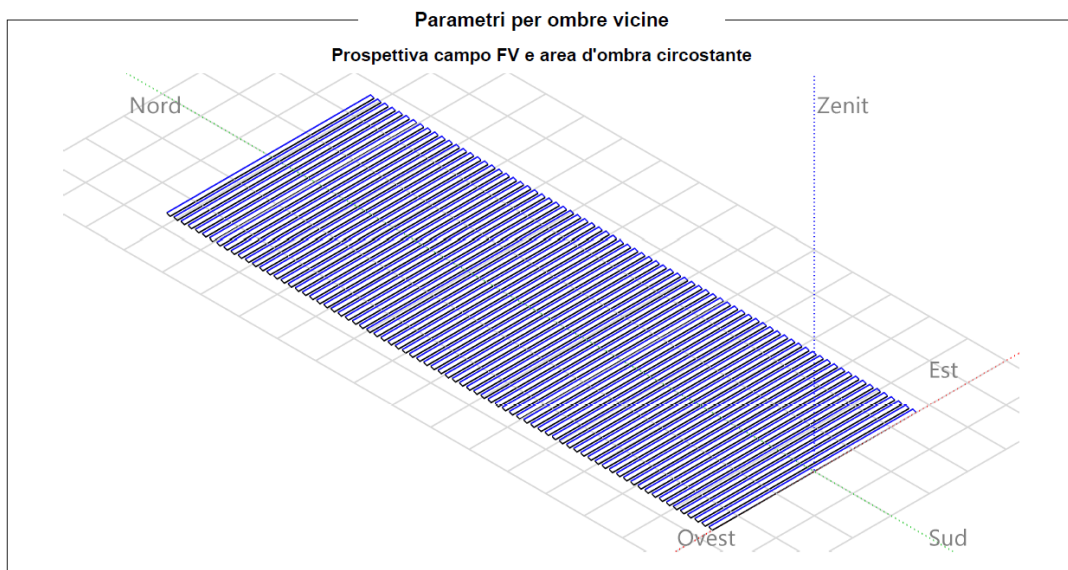


Figura 10: Scenario di simulazione dell'ombreggiamento per i moduli fotovoltaici

3.1.4 Perdite energetiche

Ai fini della stima della produzione di energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita energetica dovuti ad una non perfetta efficienza nella trasmissione da un apparato all'altro:

- degradazione de modulo (per primo anno): 0.2%;
- perdita FV a causa del livello di irraggiamento: 0.4%;
- perdita FV a causa della temperatura: 4.6%;
- perdita per qualità del modulo: 0.7%;
- LID – (Light induced degradation): 1.5%;
 - La degradazione indotta dalla luce (LID) è un fenomeno meno noto che ha un impatto su un ampio segmento del mercato delle celle al silicio cristallino. In breve, è il degrado che si verifica in una cella solare nei primi giorni dopo l'installazione a causa dell'esposizione alla luce solare.
- perdita di accoppiamento, moduli e stringhe: 1.1%;
- perdita induttiva/resistiva al trasformatore: 0.9%;
- perdite ohmiche di cablaggio: 0.9%;
- perdita di inverter in funzione (efficienza): 1.4%;
- altre perdite di inverter: 0%.

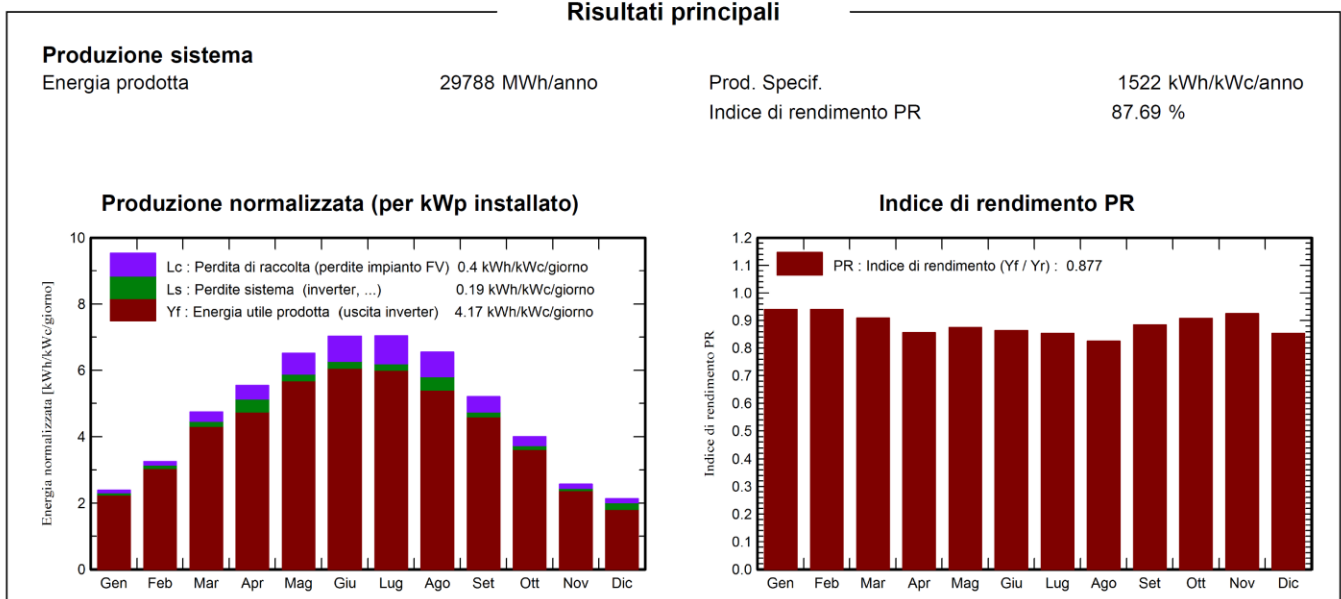
L'energia annua immessa in rete è stata calcolata decurtando all'energia di irraggiamento globale disponibile sui pannelli le perdite su elencate.

3.1.5 Irraggiamento e producibilità

Nelle tabelle seguenti si riporta una sintesi dei dati di irraggiamento e della conseguente energia immessa in rete (E-Grid) per il primo anno di esercizio per i campi che compongono l'impianto

Tabella 2: Risultati delle stime di producibilità

Risultati principali



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	53.6	28.22	9.21	74.0	70.6	1409	1364	0.941
Febbraio	71.9	37.60	9.90	91.0	87.3	1730	1676	0.941
Marzo	124.2	52.66	12.70	147.0	141.9	2709	2618	0.909
Aprile	153.3	69.54	15.83	166.3	160.2	3016	2790	0.857
Maggio	198.6	82.69	20.94	201.8	194.3	3573	3455	0.874
Giugno	212.7	79.78	25.52	210.8	203.2	3685	3563	0.863
Luglio	216.7	78.89	28.40	218.2	210.5	3767	3643	0.853
Agosto	190.3	72.96	28.31	203.0	196.0	3526	3280	0.825
Settembre	137.5	62.92	23.11	156.1	150.3	2789	2701	0.884
Ottobre	98.7	44.52	19.15	123.8	119.3	2275	2201	0.908
Novembre	56.9	28.04	14.75	77.2	73.6	1443	1397	0.925
Dicembre	46.0	24.44	10.69	65.9	61.7	1226	1101	0.853
Anno	1560.4	662.24	18.26	1735.1	1669.0	31148	29788	0.877

Legenda

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

Tenendo conto di un tasso di invecchiamento dei pannelli pari allo 0.40% (valore estratto dalla scheda tecnica del produttore), è possibile calcolare l'energia media annua immessa in rete durante la vita utile dell'impianto, pari a 20 anni. Nella tabella seguente è mostrato il cronoprogramma con l'indicazione della produzione di energia per ogni anno.

Tabella 3: Cronoprogramma della producibilità media annuale lungo la vita utile dell'impianto (20 anni)

Anno	Produzione di energia (MWh)
1	31 148
2	31 023
3	30 899
4	30 776
5	30 653
6	30 530
7	30 408
8	30 286
9	30 165
10	30 044
11	29 924
12	29 805
13	29 685
14	29 567
15	29 448
16	29 331
17	29 213
18	29 096
19	28 980
20	28 864
Totale	599 846,12

3.1.6 Misure di irraggiamento e performance

L'impianto risulterà dotato di un sistema di monitoraggio ambientale avente l'obiettivo di mantenere monitorati i dati climatici e di irraggiamento sul campo fotovoltaico.

In particolare, verranno misurati, con idonei strumenti quali ad esempio celle solari e piranometri i dati di irraggiamento in un numero adeguato di strumenti distribuiti sul campo, oltre al dato della temperatura con sensori a contatto posti direttamente sui moduli.

La valutazione delle prestazioni energetiche sarà poi determinata tramite il calcolo del cosiddetto PR "**Performance Ratio**".

3.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera

Ad oggi la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il TEP, ossia il numero di **tonnellate equivalenti di petrolio** risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica. L'impianto fotovoltaico consente inoltre la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Secondo l'art. 2 della Delibera EEN 3/08 è possibile considerare il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria pari a:

$$f_c = 0,187 \text{ TEP/MWh}$$

Nel presente caso, pertanto, considerando una produzione media dell'impianto al primo anno di vita di 31.148 MWh, le TEP risparmiate in un anno sono pari a:

$$T_1 = 0,187 \cdot 31.148 = 5.824,68 \text{ TEP}$$

Mentre quelle risparmiate in 20 anni, sulla base di una produzione complessiva di 599.846,12 MWh (Tabella 3), sono pari a:

$$T_{20} = 0,187 \cdot 599.846,12 = 112.171,23 \text{ TEP}$$

Nella tabella seguente è possibile notare le quantità delle principali emissioni in atmosfera che la realizzazione dell'impianto consente di evitare.

Tabella 4: Emissioni in atmosfera evitate (fonte: Rapporto ambientale ENEL 2006)

Emissioni in atmosfera EVITATE	CO2	SO2	Nox	Polveri
Emissioni evitate (g/kWh)	496,00	0,93	0,58	0,029
Emissioni evitate in 1 anno (Ton)	15.449,41	28,97	18,07	0,90
Emissioni evitate in 20 anni (Ton)	297.523,68	557,86	347,91	17,40

4 CAVI

4.1 Cavi AT

La rete elettrica a 36kV sarà realizzata con posa completamente interrata assicurando il massimo dell'affidabilità e della economia di esercizio.

Per il collegamento delle power station dei campi fotovoltaici si prevede la realizzazione di linee a 36kV a mezzo di collegamenti del tipo "entra-esce".

La rete a 36 kV, di lunghezza totale pari a circa 2,3 km, sarà realizzata per mezzo di cavi del tipo RG7H1R 26/45 kV o equivalenti con conduttore in rame.

L'isolamento sarà garantito mediante guaina termo-restringente.

I cavi verranno posati ad una profondità minima di 120 cm, con una placca di protezione in PVC (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore.

I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza di 50 cm. La sezione di posa dei cavi sarà variabile a seconda della loro ubicazione in sede stradale o in terreno (cfr. sezioni tipo cavidotto).

I cavi AT a 36kV sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$I_b \leq I_z$$
$$\Delta V\% \leq 4\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all'aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

I cavi per l'impianto di alta tensione a 36 kV saranno del tipo RG7H1R 26/45 kV o similari, con conduttore rigido di rame rosso ricotto Classe 2 di tipo unipolare e/o unipolare avvolto ad elica, semiconduttore interno elastomerico estruso, isolamento in HEPR di qualità G7, guaina in PVC qualità RZ/ST2, direttamente interrati o infilati in corrugato.

La portata I_z di un cavo con una determinata sezione e isolante è notevolmente influenzata dalle condizioni di installazione. Nella posa interrata la portata può variare in funzione della profondità di posa, della resistività e della temperatura del terreno. Aumentando la profondità di posa, con temperatura del terreno invariata, la portata di un cavo si riduce.

La portata dipende però anche dalla resistività e dalla temperatura del terreno che aumentano verso la superficie, soprattutto nei periodi estivi, vanificando in tal modo i benefici che si possono ottenere a profondità di posa minori.

La portata di un cavo interrato diminuisce anche in caso di promiscuità con altre condutture elettriche e l'influenza termica tra i cavi aumenta sensibilmente se sono posati in terra piuttosto che in aria.

La portata di corrente in regime permanente I_z per il cavo utilizzato è stata ricavata, a partire dalla corrente I_0 (capacità del cavo), tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento, mediante la seguente formula:

$$I_z = I_0 x k$$

Dove:

l_0 = portata per posa interrata per cavi con anima in rame di tipo RG7H1R 26/45 kV con resistività terreno 1,5 K m/W;

k = prodotto di opportuni coefficienti di correzione, ovvero:

K_{tt} = fattore di correzione per posa interrata e temperature diverse da 20 °C;

K_d = fattore di correzione per spaziatura tra cavi tripolari pari a 250 mm;

K_p = fattore di correzione per profondità di posa diversi da 0.8 m (cavi direttamente interrati);

K_r = fattore di correzione per valori di resistività termica diversa da 1,5 Km/W.

Tanto più elevata è la resistività termica del terreno tanto maggiore diventa la difficoltà del cavo a smaltire il calore attraverso gli strati del terreno. La resistività termica varia a seconda del tipo di terreno e del suo grado di umidità.

Tabella 5 – CAVI AT

CIRCUITO			CAVI AT	
			Campo 1 - 2	Esterno
			RAME RG7H1R 26/45 Kv	RAME RG7H1R 26/45 Kv
TIPO CAVO				
Tensione trasporto	Vn	KV	36	36
	Cosfi		0,9	0,9
	Sinfi	sì	0,4	0,4
Potenza nominale	Pn	MW	7,50	15,00
Corrente di impiego	I_b	A	133,65	267,29
sezione cavo	S	mm ²	120	240
Lunghezza linea	L	m	150	2 300
Resistenza della linea	R_L	Ω / km	0,153	0,075
Reattanza della linea	X_L	Ω / km	0,120	0,100
Caduta di tensione	ΔV	V	6,6	118,7
	ΔV	%	0,02%	0,33%
PORTATA			VERIFICATO	VERIFICATO
Materiale isolamento			PVC	PVC
Portata nominale	I_0	A	355	510
Temperatura terreno	T	°C	25	25
terne		nr	2	1
distanza		m	0,25	0,25

Profondità di posa		m	1,0	1,2
Resistività termica		K*m/W	1,5	1,5
Fattori di correzione				
K1	ktt		0,95	0,95
K2	kd		0,92	1,00
K3	kp		0,97	0,95
K4	kr		1	1
Portata cavo	I_z	A	235	359

4.2 Cavi BT

I cavi BT saranno del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC), con conduttore in rame stagnato, flessibile, secondo IEC 60228 classe 5, isolante HEPR reticolato 120 °C (mescola tipo EI6/EI8) e guaina in gomma EVA reticolata 120 °C (mescola tipo EM4/EM8).

I cavi BT in corrente continua a 1500V sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$I_b \leq I_z$$

$$\Delta V\% \leq 4\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- ΔV% è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all'aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

Per il calcolo della portata ci si riferisce alla tabella CEI UNEL 35026 fasc. 5777 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata". Dalla norma viene fornita la formula per il calcolo della portata effettiva I_z che può essere ricavata, a partire dalla corrente I₀, tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento.

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Dove:

- I₀ = portata per posa interrata per cavi di tipo con resistività terreno 1K m/W;
- K₁ = fattore di correzione per temperature diverse da 20 °C;
- K₂ = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;
- K₃ = fattore di correzione per profondità di posa;
- K₄ = fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 1Km/W.

Tabella 6 – CAVI BT

VERIFICA CAVI BT - CORRENTE CONTINUA						
CIRCUITO			Linea BT	Linea BT	Linea BT	Linea BT
			Inverter 1	Inverter 2	Inverter 3	Inverter 4
TIPO CAVO			ALLUMINIO	ALLUMINIO	ALLUMINIO	ALLUMINIO
			TECSUN PV1-F 0,6/1 Kv AC (1,5kV DC)			
Tipo corrente			DC	DC	DC	DC
Tensione trasporto	Vn	V	1500	1500	1500	1500
Stringhe		n	16	16	16	16
Potenza stringa		kW	19,50	19,50	19,50	19,50
Potenza nominale C-box	Pn	kW	312,0	312,0	312,0	312,0
Corrente di impiego	I_b	A	208,00	208,00	208,00	208,00
sezione cavo	S	mm ²	185	185	185	185
Lunghezza linea	L	m	500	500	500	500
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0,108	0,108	0,108	0,108
Caduta di tensione	ΔV	V	1,21	1,21	1,21	1,21
	ΔV	%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
Portata						
Materiale isolamento			EPR	EPR	EPR	EPR
Portata nominale	I₀	A	360	360	360	360
Temperatura terreno	T	°C	40	40	40	40
Cavi	numero	nr	6	6	6	6
distanza		m	0,25	0,25	0,25	0,25
Profondità di posa		m	0,8	0,8	0,8	0,8
Resistività termica		K*m/W	1,2	1,2	1,2	1,2
K1			0,85	0,85	0,85	0,85
K2			0,80	0,80	0,80	0,80
K3			1,02	1,02	1,02	1,02
K4			0,93	0,93	0,93	0,93
I_z		A	232	232	232	232
VERIFICA			VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO

5 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione

Nel presente capitolo sono contenute tutte le soluzioni impiantistiche adottate per la protezione dell'impianto in progetto sia in linea generale che, più in dettaglio, contro i fulmini.

5.1 Protezione generale

Gli impianti saranno costruiti in modo da consentire al personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione di circolare e di intervenire in sicurezza in ogni punto dell'impianto, secondo le circostanze, nell'ambito dei propri compiti e delle autorizzazioni concesse e in linea con la Norma CEI 64-8.

5.1.1 Protezione contro i contatti diretti

Nella costruzione degli impianti va considerato di evitare il contatto non intenzionale con parti attive od il raggiungimento di zone pericolose prossime alle parti attive.

Per quanto riguarda le parti attive, vanno protette quelle con il solo isolamento funzionale e le parti che possono essere considerate a potenziale pericoloso:

- parti esposte attive;
- parti degli impianti dove sono state rimosse guaine metalliche collegate a terra o schermi conduttori di cavi;
- cavi ed accessori sprovvisti di schermi metallici collegati a terra, nonché cavi flessibili sprovvisti di schermi conduttori elastomerici;
- terminali e guaine conduttrici dei cavi, se essi possono portarsi ad una tensione pericolosa;
- corpi isolanti di isolatori ed altre parti simili, se può insorgere una tensione di contatto pericolosa;
- telai o contenitori di condensatori, convertitori e trasformatori di conversione, che possono essere in tensione durante il normale esercizio;
- avvolgimenti di macchine elettriche, trasformatori e reattori.

I tipi di protezioni che potrebbero essere adottati sono i seguenti:

- protezione per mezzo di involucri;
- protezione per mezzo di barriere (ripari);
- protezione per mezzo di ostacoli (parapetti);
- protezione mediante distanziamento.

Le barriere devono impedire che nessuna parte del corpo di un uomo possa raggiungere la zona di guardia prossima alle parti attive e possono quindi essere pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza minima di 2000 mm.

Gli ostacoli possono essere realizzati tramite l'impiego di coperture, parapetti, catene e corde oppure utilizzando pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza inferiore ai 2000 mm e che quindi non possono rientrare nelle barriere.

La protezione mediante distanziamento si ottiene collocando le parti attive al di fuori della zona dove le persone possono abitualmente soffermarsi o muoversi tenendo conto della distanza che si può raggiungere con le mani in qualsiasi direzione.

Le porte dei locali per le apparecchiature o per gli scomparti, utilizzate come elementi di chiusura, devono essere progettate in modo tale da poter essere aperte solo mediante attrezzi o chiavi.

5.1.2 Protezione contro i contatti indiretti

Nei sistemi di II categoria per la protezione contro i contatti indiretti la cabina deve essere dotata di un impianto di terra conforme alla Norma CEI 11-1.

Le masse o masse estranee facenti parte della cabina devono essere collegate all'impianto di terra. Per poter dimensionare l'impianto di terra si deve richiedere all'Ente Distributore:

- il valore della corrente di guasto a terra della rete;
- il tempo di eliminazione del guasto.

Le prescrizioni da rispettare affinché venga assicurata la protezione sono:

- Neutro collegato direttamente a terra;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione comuni PEN: sistema TN-C;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione separati PE + N: sistema TN-S;
- Masse di utilizzazione collegate al conduttore di protezione, a sua volta collegato a terra in più punti e alla messa a terra dell'alimentazione;
- Sgancio obbligatorio al primo guasto d'isolamento, eliminato tramite i dispositivi di protezione contro le sovracorrenti o del differenziale.

I dispositivi di interruzione automatica ammessi dalle norme sono:

- Il dispositivo a corrente differenziale;
- Il dispositivo contro le sovracorrenti.

In un sistema IT il neutro del trasformatore non è connesso a terra, si dice, quindi, "sistema a neutro isolato". In questo tipo di sistema non è prevista alcuna protezione contro i contatti indiretti, in quanto l'intero sistema si ritiene isolato.

Un sistema come quello in oggetto viene impiegato, generalmente, laddove siano presenti situazioni di lavoro ove sia prioritaria la continuità del servizio, in quanto la presenza di un primo guasto a terra non dà luogo a correnti di valore elevato e /o pericoloso per le persone. La corrente di guasto a terra assume valori molto bassi, tipicamente fino a 2 A, e si richiude sul nodo di alimentazione attraverso l'impianto di terra delle masse e le capacità verso terra dei conduttori di linea. Il ridotto valore della corrente di guasto fa sì che non si abbia alcun intervento delle protezioni, le tensioni di contatto originate assumeranno, quindi, valori particolarmente bassi.

Normalmente in sistemi di questo tipo si prevede l'utilizzo di un dispositivo di controllo di isolamento il quale verifica se, effettivamente, il sistema rimane isolato nel tempo o sia necessario intervenire per ripristinare l'isolamento, segnalando le eventuali condizioni anomale che si manifestano in caso di guasto.

Questo dispositivo segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto permettendo così l'individuazione della causa di questa riduzione prima del verificarsi di un secondo guasto a terra, che causerebbe l'interruzione dell'alimentazione.

Nel caso di doppio guasto a terra, infatti, si viene a modificare il sistema di distribuzione vanificando ogni beneficio di una rete isolata da terra. In funzione di come sono collegate le masse degli utilizzatori all'impianto di terra il sistema potrebbe passare da una situazione IT a TN o TT, in entrambi i casi si avrebbero elevate correnti di guasto.

La norma prevede dunque che, in presenza di un doppio guasto a terra, il sistema debba essere interrotto, con modalità diverse nel caso di sistemi TT o TN cui migrerebbe il sistema IT di partenza.

La norma, inoltre, raccomanda di non distribuire il conduttore di neutro nei sistemi IT, in primis per evitare il rischio che, in sistemi relativamente complessi, questo possa essere accidentalmente collegato a terra, vanificando in tal modo i vantaggi di un sistema IT; la seconda ragione secondo cui la norma raccomanda di non distribuire il neutro è legata a problematiche più prettamente impiantistiche, in quanto l'impedenza dell'anello di doppio guasto nei sistemi con neutro distribuito deve risultare

inferiore che non nei sistemi a neutro non distribuito, con la conseguenza delle difficoltà pratiche nella realizzazione di una impedenza bassa e la conseguente difficoltà di coordinamento dei dispositivi di interruzione automatica per la protezione dai contatti indiretti.

5.1.3 Protezioni dai sovraccarichi

Per assicurare la protezione contro i sovraccarichi di una condotta avente corrente di impiego I_b e portata I_z ($I_b < I_z$) si deve installare nel circuito della condotta un dispositivo di protezione avente corrente nominale I_n e corrente convenzionale di funzionamento I_f che soddisfino le condizioni seguenti:

$$I_b < I_n < I_z$$
$$I_f < 1.45 \cdot I_z$$

dove I_f è la corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Il dispositivo di protezione contro i sovraccarichi deve avere caratteristiche tali da consentire, senza interrompere il circuito, i sovraccarichi di breve durata che si producono nell'esercizio ordinario (Norme CEI 64-8).

Per quanto riguarda il rispetto della seconda condizione, nel caso di interruttori automatici non è necessaria alcuna verifica, in quanto la corrente di sicuro funzionamento è, rispettivamente:

- $1.45 \cdot I_z$ per interruttori uso domestico conformi alla CEI 23-3;
- $1.30 \cdot I_z$ per interruttori uso industriale conformi alla CEI-EN 60947-2.

5.1.4 Protezione conduttori contro il corto circuito

I dispositivi di protezione contro i cortocircuiti devono rispondere alle seguenti condizioni.

- 1) Devono avere un potere di interruzione almeno uguale alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. È tuttavia ammesso l'impiego di un dispositivo di protezione con potere di interruzione inferiore, a condizione che a monte vi sia un altro dispositivo avente il necessario potere di interruzione; in questo caso le caratteristiche dei due dispositivi devono essere coordinate in modo che il valore di $I^2 \cdot t$ lasciato passare dal dispositivo a monte non risulti superiore a quello che può essere sopportato senza danno dal dispositivo a valle e dalle condutture protette. La corrente di cortocircuito da prendere in considerazione deve essere la più elevata che si può produrre in relazione alle configurazioni; in caso di impianto trifase si deve considerare il guasto trifase.
- 2) Devono intervenire in un tempo inferiore a quello che porterebbe la temperatura dei conduttori oltre il limite ammissibile. Questa condizione deve essere verificata per un cortocircuito che si produca in un punto qualsiasi della condotta protetta. In prima approssimazione, per cortocircuiti di durata non superiore a 5 sec, la condizione che il cortocircuito non alzi la temperatura dei conduttori dal valore massimo in servizio normale oltre al limite ammissibile si può verificare con la formula $I^2 \cdot t < k^2 \cdot S^2$ oppure verificando la curva dell'integrale di Joule fornita dal costruttore (Norma CEI 64-8).

5.1.5 Cartelli

Nella cabina MT/BT si dovranno installare i cartelli (di divieto, avvertimento e avviso) sotto elencati, realizzati (pittogrammi ed eventuali scritte) secondo le disposizioni di legge in materia di sicurezza sui luoghi di lavoro (d.lgs. 81/2008 e s.m.i.).

I segnali, le targhe, i cartelli posti all'esterno devono essere scritti con caratteri indelebili su un supporto che garantisca una buona resistenza alle intemperie.

All'esterno della cabina, su ciascuna porta d'accesso e su ogni lato di eventuali recinzioni saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto d'accesso alle persone non autorizzate;
- Tensione elettriche pericolosa;

Sulla porta d'ingresso al locale, oltre ai tre precedenti, saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto di usare acqua per spegnere incendi;
- Tensione.

All'interno della cabina si dovranno avere:

- Istruzioni relative ai soccorsi d'urgenza da prestare agli infortunati per cause elettriche compilato nelle parti relative ai numeri telefonici da contattare in caso di necessità (medici, ospedali, ambulanze, ecc. più vicini);
- Schema elettrico;
- In prossimità delle apparecchiature di MT, indicare la tensione;
- A disposizione del personale addetto alla manutenzione, il cartello indicante il divieto di effettuare manovre;
- Sulle eventuali uscite di emergenza l'apposito segnale.

Nel caso sia prevista una sorgente autonoma di energia, questa viene segnalata mediante apposita targa posta in corrispondenza del dispositivo di sezionamento del circuito che la collega alla cabina.

Quando la cabina prevede batterie di condensatori e/o batterie di accumulatori, le porte delle celle corrispondenti sono munite di una targa che segnala la presenza di condensatori e delle batterie di accumulatori.

Per cabine elettriche complesse è opportuno che sia esposto uno schema unifilare per permettere anche in caso di urgenza una rapida comprensione delle manovre da eseguire.

Si consiglia inoltre la predisposizione di una tasca porta documenti fissata alla parete.

I dati relativi alla regolazione delle protezioni, le sezioni dei cavi, ecc. possono essere riportati su schemi diversi e tenuti a disposizione per gli interventi di manutenzione o modifica.

5.1.6 Materiale per l'esercizio e la manutenzione

In ciascun locale dove possono essere effettuate manovre sull'impianto di II categoria, a meno che gli addetti non ne siano dotati, devono essere disponibili le appropriate dotazioni di sicurezza (pedane o tappeti isolanti, fioretto di manovra, guanti isolanti).

5.1.7 Mezzi di estinzione

Gli eventuali mezzi di estinzione devono essere collocati in luoghi facilmente accessibili anche in caso di incendio. L'acqua non deve essere usata per lo spegnimento di incendi, quando le materie con le quali verrebbe a contatto possono reagire in modo da aumentare notevolmente di temperatura o da svolgere gas infiammabili o nocivi. L'acqua (a meno che non si tratti di acqua nebulizzata) e le altre sostanze conduttrici non devono essere usate in prossimità di conduttori, macchine e apparecchi elettrici sotto tensione e si consiglia vivamente di non ricorrere a getti d'acqua per lo spegnimento di fiamme o incendio che si siano prodotti all'interno del locale cabina.

5.1.8 Qualifica del personale

Il personale che entra in cabina è autorizzato nel momento stesso in cui riceve la chiave dal responsabile dell'impianto. Ovviamente, può essere autorizzata una persona che abbia conoscenze tecniche o esperienza (persona esperta - PES) o che abbia ricevuto istruzioni specifiche sufficienti per permetterle di prevenire i pericoli dell'elettricità, in relazione a determinate operazioni condotte in condizioni specificate (persona avvertita - PAV).

Persona esperta è, ad esempio, un installatore o un manutentore qualificato. L'addetto alle pulizie della cabina è invece una persona comune e per diventare persona avvertita deve ricevere adeguate istruzioni e/o sorveglianza, in relazione al tipo di cabina (a giorno o con quadri chiusi), al tipo di intervento richiesto ed agli attrezzi utilizzati. Ad esempio, per eseguire la pulizia di una cabina a giorno con parti attive accessibili deve essere sorvegliato da una persona esperta. In una cabina con parti attive non accessibili è sufficiente un'informazione sui rischi presenti e comportamenti da seguire.

Da notare che gli aggettivi "esperta" o "avvertita" hanno una validità generale e non sono da confondere con il caso particolare relativo alle qualifiche richieste per i lavori elettrici. In altre parole, per entrare in cabina non è necessario avere la qualifica di persona esperta o avvertita ai fini dei lavori elettrici, a meno che non si debbano eseguire tali lavori.

5.1.9 Apparecchiature e componenti

Cavi

I cavi dei sistemi di II categoria devono essere dotati di uno schermo o di una guaina metallica connessa a terra almeno ad una estremità del cavo.

Connessioni elettriche

Le connessioni elettriche devono essere eseguite in modo tale da non rappresentare punti deboli e devono essere studiate in modo da limitare la possibilità di effluvio, presentare una bassa resistenza elettrica e un'adeguata resistenza meccanica. In particolare, le connessioni dovranno avere caratteristiche elettriche e termiche non inferiori a quelle dei cavi o dei conduttori ad essi collegati. Le connessioni dei conduttori con i terminali degli apparecchi devono essere comunque tali da non trasmettere ai terminali inammissibili sollecitazioni termiche o meccaniche dovute a peso, dilatazione, vibrazioni, correnti di cortocircuito. Si raccomanda particolare attenzione all'ancoraggio dei cavi unipolari in corrispondenza alle connessioni terminali. Le connessioni devono essere realizzate con metalli che non diano luogo a coppie elettrolitiche; ove ciò non sia possibile devono essere adottati provvedimenti atti ad evitare il contatto diretto tra gli stessi. Le superfici di contatto delle connessioni devono essere preparate e protette in modo da assicurare il mantenimento nel tempo delle loro caratteristiche di conduttività.

Materiali isolanti

I materiali isolanti devono essere scelti in base alla tensione, all'ambiente di installazione e alla temperatura massima di servizio continuativo cui sono sottoposti e devono avere adeguate caratteristiche di non propagazione della fiamma. In caso di locali contigui tra i quali si voglia realizzare la separazione, la continuità dei circuiti che non siano realizzati a mezzo di cavi viene assicurata a mezzo di appositi isolatori a passante. Se si adottano altri sistemi, questi devono offrire la stessa garanzia di segregazione degli isolatori passanti.

Sezionatori

Nei sistemi di II categoria un dispositivo di sezionamento deve essere previsto in corrispondenza di ogni interruttore, dei fusibili di protezione e di ogni interruttore di manovra che non soddisfi le norme dei sezionatori. La possibilità di sezionamento del circuito deve essere prevista anche sulle linee di alimentazione o con possibile alimentazione di ritorno ed il sezionatore può essere posizionato anche lontano dalla cabina stessa. Gli apparecchi di manovra in esecuzione estraibile delle apparecchiature prefabbricate con involucro metallico svolgono anche la funzione di sezionatore. I sezionatori sono in genere interbloccati con i relativi apparecchi di manovra in modo da impedire la loro apertura o chiusura sotto carico. Qualora ciò non venga realizzato, sul pannello frontale della cella è consigliabile che sia indicata la corretta sequenza delle operazioni di manovra. I dispositivi di sezionamento devono essere equipaggiati in modo da permetterne il bloccaggio in posizione di aperto e chiuso. Il comando del dispositivo di sezionamento deve consentire l'applicazione dei blocchi eventualmente previsti in base alle esigenze della cabina. Ad ogni sezionatore o apparecchio di manovra in esecuzione estraibile è opportuno associare un sezionatore di terra interbloccato con la sua posizione di aperto o sezionato. Nel caso di sezionatori di terra posti in corrispondenza di una linea per la quale esiste la possibilità di alimentazione dall'altra estremità possono essere prese in considerazione, ad esempio, le seguenti soluzioni:

- Uso di sezionatore di terra con blocco a chiave condizionato al sicuro sezionamento della linea all'altra estremità;
- Uso di sezionatore di terra con potere di chiusura adeguato al valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

I sezionatori e i sezionatori di terra devono avere caratteristiche termiche e dinamiche adeguate all'intensità e alla durata della corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Il comando meccanico deve essere facilmente manovrabile dall'operatore e dal posto di comando deve essere possibile riconoscere la posizione raggiunta dal dispositivo di sezionamento mediante una delle seguenti condizioni:

- Sezionamento visibile;
- Segnalazione di un dispositivo indicatore sicuro;
- Posizione della parte estraibile rispetto alla parte fissa chiaramente identificabile rispetto al completo inserimento od al completo sezionamento.

Interruttori

Nei sistemi di II categoria gli interruttori devono avere un potere di interruzione e di chiusura adeguato alla corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Gli interruttori devono avere un comando di apertura e di chiusura con manovra indipendente dall'operatore. Quando è previsto un comando con sorgente esterna di energia, deve essere previsto anche un comando a mano di emergenza.

Interruttori di manovra

Nei sistemi di II categoria per gli interruttori valgono le disposizioni sopraelencate e per gli interruttori di manovra sezionatori si fa riferimento al paragrafo "Sezionatori" di questa relazione. Nel caso di combinazione interruttore di manovra-fusibile l'intervento di un fusibile deve provocare l'apertura automatica di tutti i poli dell'interruttore di manovra.

Relè di protezione

Ogni circuito equipaggiato con interruttore che svolge la funzione di protezione del circuito stesso deve essere dotato di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti che agiscono sul comando di apertura dell'interruttore.

I dispositivi di protezione possono essere:

- Relè diretti;
- Relè indiretti senza alimentazione ausiliaria;
- Relè indiretti con alimentazione ausiliaria.

I relè indiretti possono essere inseriti sia a monte che a valle dell'interruttore purché sia assicurato il funzionamento corretto dell'insieme, inoltre si deve prestare particolare attenzione all'adeguatezza delle loro caratteristiche termiche e dinamiche.

I relè di massima corrente possono essere con caratteristica di intervento a tempo dipendente, indipendente, istantaneo o con una combinazione di queste.

L'alimentazione dei circuiti amperometrici dei relè indiretti dovrebbe essere fatta preferibilmente da trasformatori di corrente di protezione o, nel caso di trasformatori con più secondari, utilizzando i secondari di protezione.

Nel caso di impiego di relè indiretti senza alimentazione ausiliaria, l'energia necessaria al funzionamento del relè e dello sganciatore viene prelevata direttamente dalla corrente di guasto. Il relè deve essere dotato di un dispositivo di prova che consenta di verificare agevolmente il suo corretto funzionamento.

Nel caso di impiego di relè indiretti con alimentazione ausiliaria, è necessario disporre di una sorgente indipendente che assicuri l'alimentazione anche in caso di guasto.

TA e TV di protezione

I trasformatori di corrente (TA) e i trasformatori di tensione (TV) di protezione hanno esigenze e quindi caratteristiche diverse dai TV di misura. I TA e TV di misura devono garantire una corretta misurazione della grandezza (corrente o tensione), nel proprio campo d'impiego e salvaguardare gli strumenti di misura da eventuali sovracorrenti. Ad esempio, i TA di misura garantiscono in genere una risposta lineare per correnti da $0,1 I_n$ a $1,2 I_n$ e saturano rapidamente per valori superiori, in modo che eventuali correnti di cortocircuito non danneggiano i delicati equipaggi degli strumenti di misura collegati sul secondario. I TA e i TV di protezione, invece, devono garantire una rilevazione corretta della grandezza elettrica per un campo di valori molto più ampio di un trasformatore di misura. Non si può impiegare un TA di misura per alimentare un relè di protezione, perché il TA di misura va in saturazione con le correnti di cortocircuito: la corrente sul secondario non è più proporzionale a quella sul primario e potrebbe non provocare l'intervento delle protezioni di massima corrente. I circuiti secondari di TA e TV devono essere collegati a terra (se non sono separati dal primario con uno schermo messo a terra), con conduttore di sezione minima $2,5 \text{ mm}^2$ se protetto meccanicamente, altrimenti 4 mm^2 .

Trasformatori

I trasformatori devono essere installati in modo da impedire contatti accidentali con i terminali e le superfici isolanti degli avvolgimenti. Il trasformatore va installato in uno dei seguenti modi:

- Dietro barriere rigide, di altezza almeno uguale a 2 m;

- Dieto ostacoli di altezza compresa tra 1,2 m e 1,4 m (parapetti catene o funi), aventi una distanza minima dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore maggiore o uguale alla distanza di guardia $A = (dg + 1250)$ mm;
- In involucri con grado di protezione almeno IP2X. Al di fuori delle cabine elettriche è richiesto un grado di protezione minimo IP23D.

Per quanto riguarda la possibilità di installazione dietro barriere rigide, bisogna tener conto che:

- Per barriere con grado di protezione maggiore o uguale a IP1XB la distanza dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di guardia (dg);
- Per barriere metalliche, collegate a terra, con grado di protezione maggiore o uguale a IP3X la distanza dai terminali e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di isolamento fase – terra (N).

I trasformatori in resina possono essere installati, senza particolari accorgimenti, nello stesso locale con i quadri di media e bassa tensione. Nel caso di più trasformatori in resina di classe F1 nello stesso locale, non sono prescritte particolari precauzioni contro gli incendi, né provvedimenti per la loro separazione.

Una separazione tra i trasformatori, mediante pareti di materiale incombustibile è comunque vantaggiosa, perché permette di accedere in sicurezza a ciascuna unità, mantenendo le altre in servizio. Gli involucri di protezione ostacolano la libera circolazione dell'aria, il che potrebbe portare al declassamento della potenza del trasformatore.

Le ditte costruttrici hanno pertanto adottato, per potenze fino a 2500 kVA, opportuni accorgimenti che creano all'interno degli involucri le stesse condizioni ambientali che si avrebbero in assenza del contenitore. Tali condizioni devono essere garantite dal costruttore del trasformatore, che generalmente è anche fornitore dell'involucro. L'accesso all'involucro di protezione, necessario per le normali operazioni di ispezione e di manutenzione, deve essere effettuato con l'impianto fuori servizio e in sicurezza. A tal fine, un sistema di interblocco a chiave con gli organi di sezionamento, oppure l'impiego di pannelli avvitati asportabili solo con l'uso di attrezzi, contribuiscono ad aumentare la sicurezza degli operatori contro i contatti diretti.

Pulsanti di sgancio della cabina

Il pulsante di sgancio collocato in corrispondenza della porta di accesso di una cabina MT/BT non è obbligatorio; esso solitamente comanda l'apertura del dispositivo generale della cabina stessa e lascia in tensione la parte di impianto che si trova a monte di questo dispositivo. A meno di evitare altri accorgimenti, il pulsante di sgancio potrebbe indurre ad erronee conseguenze, ad esempio in caso di incendio.

È richiesto che la funzione del comando di emergenza sia chiaramente segnalata installando presso il medesimo un idoneo cartello, recante la scritta "interruttore generale, attivare in caso d' emergenza" o un'altra scritta simile.

Per il collegamento del pulsante di sgancio è bene utilizzare una conduttura in cavo e in tubo protettivo. È fondamentale che il comando sia efficiente, e per questo si usano principalmente due sistemi:

- Bobina a minima tensione;
- Bobina a lancio di corrente con segnalazione ottica dell'integrità del circuito.

Per il comando a lancio di corrente è opportuno che sia presente un gruppo di continuità statico UPS per l'alimentazione in emergenza dei circuiti di sgancio (tale gruppo sarà utilizzabile anche per la

strumentazione della centralina dei trasformatori e per la visualizzazione permanente in caso di black-out, ecc.).

5.2 Protezione contro i fulmini

L'impianto in progetto sarà soggetto a periodica manutenzione che comporta, pertanto, la presenza occasionale del personale addetto. Secondo il decreto Legislativo 81/2008, quindi, il datore di lavoro alla denuncia all'ASL/ARPA e all'ISPESL dei dispositivi di collegamento a terra e di dispersione delle scariche atmosferiche e alla verifica periodica degli stessi da parte dell'ASL/ARPA, o di un organismo abilitato, secondo l'art. 4 dello stesso decreto.

5.2.1 Protezioni contro le tensioni di passo e contatto

Con il collegamento delle strutture metalliche all'impianto di terra dei prefabbricati si crea una situazione di equipotenzialità tale da evitare l'insorgere di pericolose tensioni di passo e contatto.

5.2.2 Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni

Sono previste idonee protezioni contro le sovratensioni, sia per il lato in corrente continua, con scaricatori di sovratensioni su ogni campo fotovoltaico, sia sul lato in corrente alternata.

5.2.3 Impianto di terra

Realizzazione dell'impianto di terra

L'impianto di terra della cabina sarà realizzato con un anello perimetrale in corda di rame nudo e ai quattro vertici verranno posti dei picchetti in acciaio zincato di lunghezza 2 m completi di collare per il fissaggio della corda di rame. È opportuno che siano presi tutti i provvedimenti per limitare gli effetti della corrosione con particolare attenzione agli accoppiamenti di metalli diversi. Il terreno di riempimento intorno al dispersore dovrà essere del tipo vegetale e non contenere materiale di risulta.

L'impianto di terra realizza il collegamento equipotenziale di tutte le parti metalliche. La sezione dei conduttori equipotenziali principali sarà maggiore o uguale a metà di quella del conduttore di protezione principale di sezione maggiore, con un minimo di 6 mm².

L'impianto di dispersione sarà costituito da dispersori a puntazza di acciaio zincato $l = 2$ m e da treccia di rame nuda $S = 50$ mm².

Andrà realizzato il collegamento a terra delle strutture metalliche.

Gli impianti di terra delle strutture prefabbricate sono tutti tra essi collegati e da questi alle strutture metalliche dell'impianto, anch'esse connesse a terra. Si crea, in tal modo, una unica maglia equipotenziale comune a tutto l'impianto, tale da evitare l'insorgere di tensioni pericolose di passo e di contatto.

Al conduttore di protezione dell'impianto di terra andranno collegate tutte le masse metalliche che, per cedimento dell'isolamento, potrebbero assumere il potenziale dell'impianto (tubazioni, canaline, cassette e scatole metalliche, carcasse dei quadri elettrici).

Verifica dell'impianto di terra

Conoscendo la massima corrente di guasto a terra I_f e il tempo di eliminazione del guasto a terra t_f richiesti dall'ente distributore, e quindi il valore di contatto U_{tp} ammissibile in relazione al tempo di intervento delle protezioni (tabella C.3 della CEI 11-1), si può calcolare il massimo valore della resistenza di terra ammissibile.

Se la massima tensione di contatto rientra nei limiti $U_t \leq U_{tp}$ l'impianto di terra è considerato idoneo, altrimenti bisogna intervenire per riportare la tensione di contatto entro i limiti di sicurezza.

Se nei locali saranno presenti lavoratori subordinati anche solo stagionali si fa presente che si dovrà procedere alla verifica dell'impianto di terra e alla denuncia all'ISPESL e all'ASL/ARPA.

Allegato 1: Scheda tecnica pannelli fotovoltaici

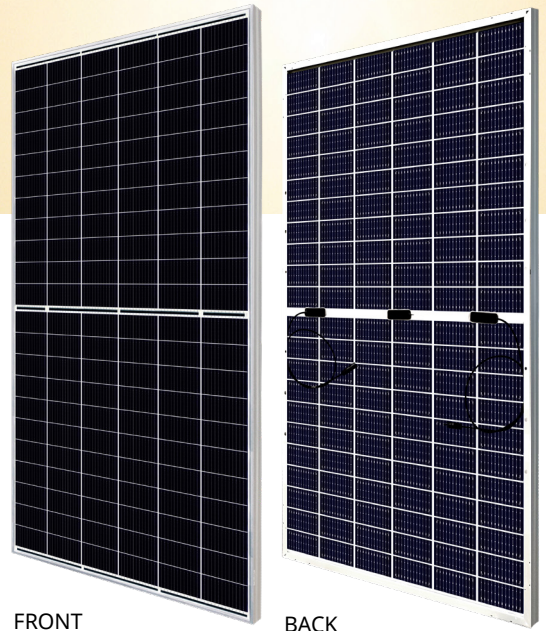


BiHiKu7

BIFACIAL MONO PERC

635 W ~ 655 W

CS7N-635 | 640 | 645 | 650 | 655MB-AG



FRONT

BACK

MORE POWER

- Module power up to 655 W
Module efficiency up to 21.1 %
- 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*

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*

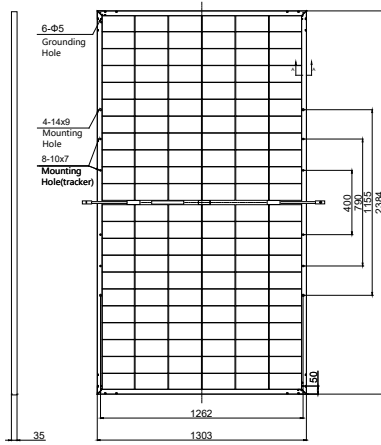
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates 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 products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 50 GW deployed around the world since 2001.

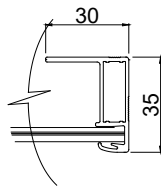
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

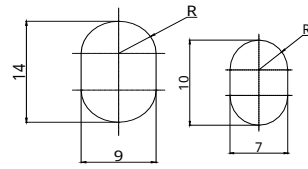
Rear View



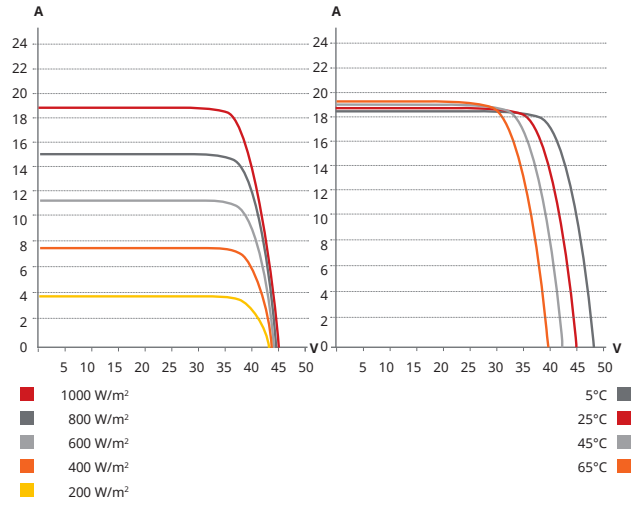
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



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-635MB-AG	635 W	37.3 V	17.03 A	44.4 V	18.27 A	20.4%
Bifacial Gain**	5%	667 W	37.3 V	17.89 A	44.4 V	21.5%
	10%	699 W	37.3 V	18.74 A	44.4 V	22.5%
	20%	762 W	37.3 V	20.44 A	44.4 V	24.5%
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	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	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	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	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	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	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	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	25.3%

* 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 | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-635MB-AG	476 W	35.0 V	13.61 A	42.0 V	14.73 A
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

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

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

ELECTRICAL DATA

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

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

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

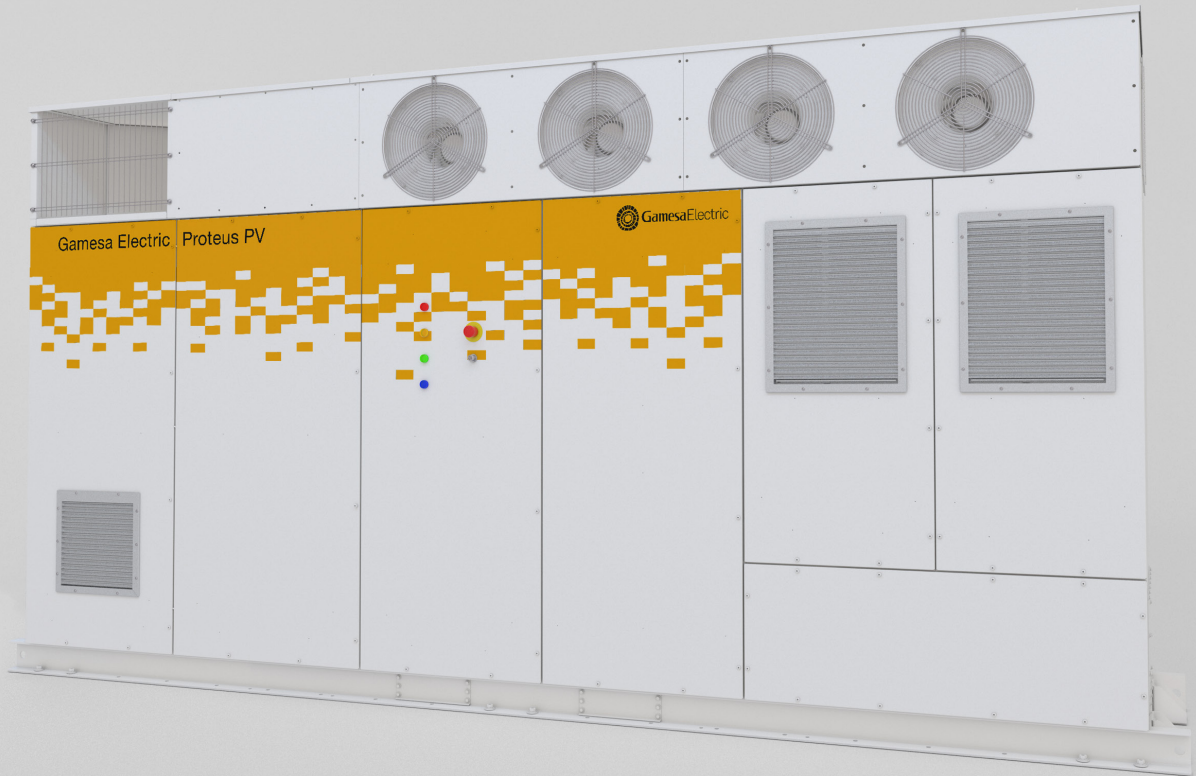
* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

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

Allegato 2: Scheda tecnica inverter



Gamesa Electric Proteus PV Inverters

Maximum energy and versatility
for utility-scale projects

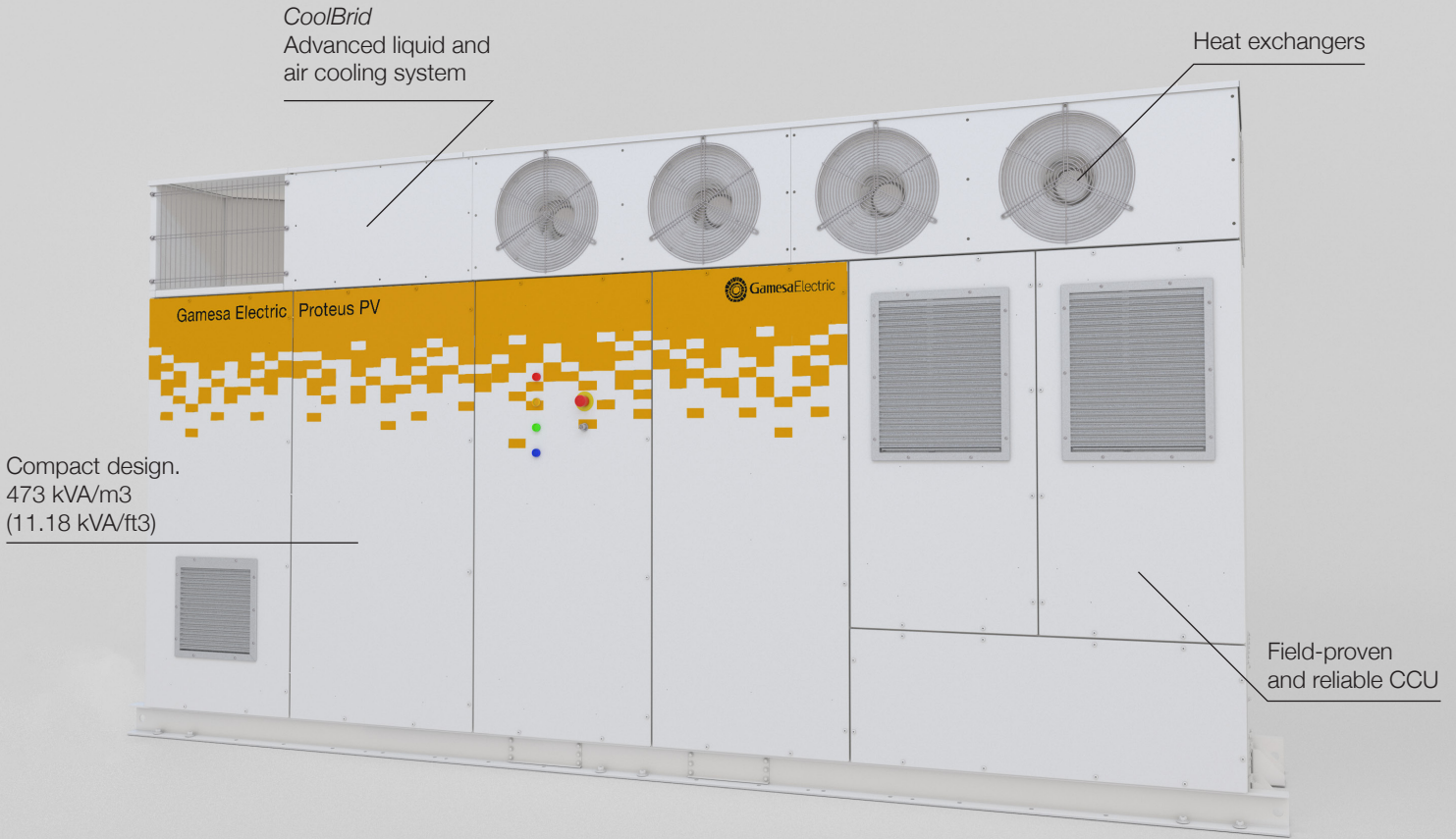


Up to 200%
DC/AC ratio




TDHI <1%

MPPT
efficiency
99.9%

Outdoor
solution



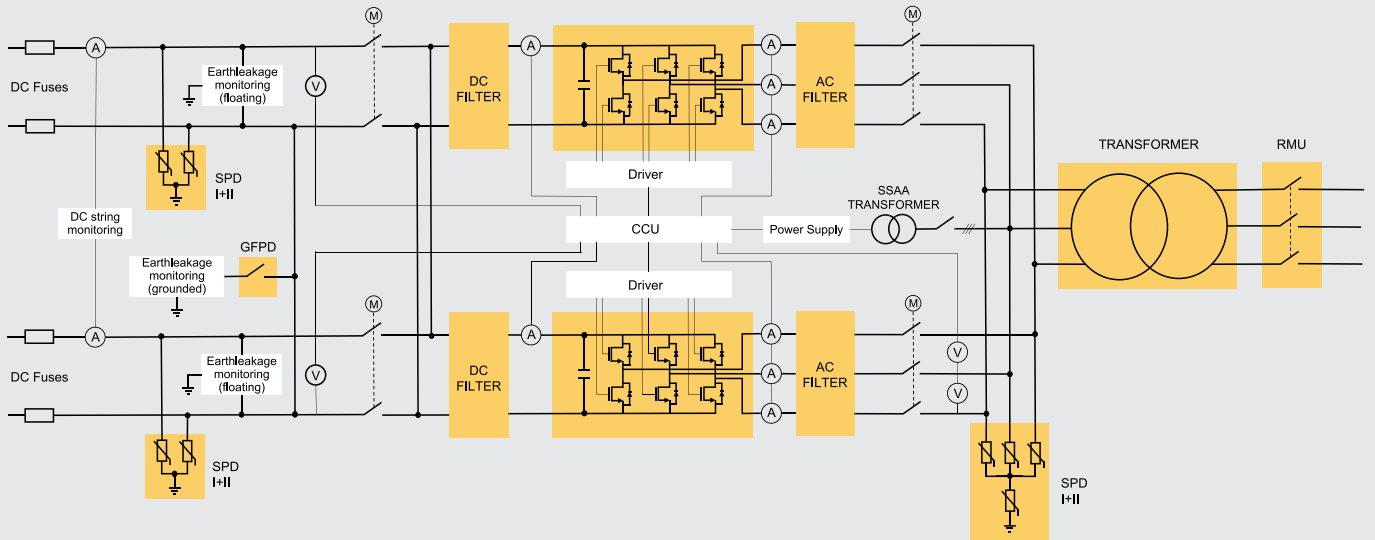
Gamesa Electric Proteus PV Inverters

 <p>Better LCoE</p>	<p>Largest single inverter power block in the market with 4,700 KVA</p>	<p>Fewer inverters per project thus lower Capex and Opex</p>	<p>DC/AC ratio of up to 200%</p>
 <p>Higher yield</p>	<p>Market-leading efficiency with 99.45%</p>	<p>THDi < 1% which reduces losses</p>	<p>Enhanced temperature derating: keeping full power up to 40°C [104°F]</p>
 <p>Built to last</p>	<p>Designed and manufactured for a 30 year life span</p>	<p>CoolBrid: Smart hybrid cooling system that allows critical components to work far below the temperature limit</p>	<p>Lowest THDi in the market helps to extend power transformers lifespan</p>

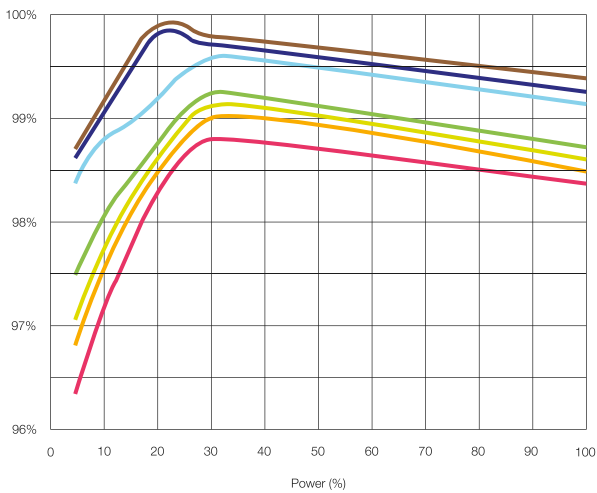


The Gamesa Electric Proteus PV Inverters combine high power with maximum versatility for PV plants LCoE reduction.

Different product configurations available to optimize performance in demanding environments as well as different voltage levels to fit customers' needs.

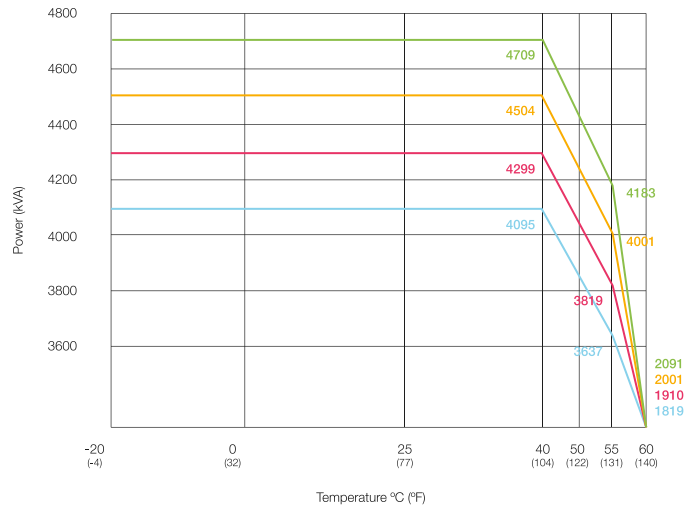


Efficiency



- 1300 Vdc
- 1110 Vdc
- 935 Vdc
- 1220 Vdc
- 950 Vdc
- 915 Vdc
- 1175 Vdc

Configurations Up to 4700 kVA



- PV 4700
- PV 4500
- PV 4300
- PV 4100

	Gamesa Electric Proteus PV 4100	Gamesa Electric Proteus PV 4300	Gamesa Electric Proteus PV 4500	Gamesa Electric Proteus PV 4700
DC Input				
DC Voltage Range ⁽¹⁾	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V
Number of Power Modules	2, not galvanically isolated, 1 MPPT			
Max. DC Current @40°C [104°F]	2 x 2500 A			
Max. DC Current @50°C [122°F]	2 x 2313 A			
Max. DC Current @55°C [131°F]	2 x 2220 A			
Max. DC Current @60°C [140°F]	2 x 1110 A			
Maximum Short-circuit Current, I _{sc} PV	Up to 9000 A			
Nr of DC Ports ⁽¹⁾	max 24 fuse +/- monitored max 36 fuse + monitored			
Fuse Dimensions	125 A to 500 A			
Max. Wire Cross Section per DC Input	2 x 400 mm ² - 800 AWG			
Energy Production from	0.5% Pn approx.			

AC Output				
Number of phases	Three-phase			
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	4095 kVA	4299 kVA	4504 kVA	4709 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	3790 kVA	3979 kVA	4169 kVA	4358 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	3637 kVA	3819 kVA	4001 kVA	4183 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	1819 kVA	1910 kVA	2001 kVA	2091 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms			
Nominal AC Voltage ⁽¹⁾	600 Vrms	630 Vrms	660 Vrms	690 Vrms
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%			
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53/57 - 63 Hz			
THD of AC Current	< 1% @Sn			
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)			
Maximum Wire Cross Section per AC Output Phase	6 x 400 mm ²			

Performance				
Max. Efficiency	99.45%			
Euro Efficiency	99.24%			
CEC Efficiency	99.02%	99.07%	99.11%	99.14%
Stand-by Power Consumption	< 200 W			

General Data				
Temperature Range - Operation ⁽²⁾	-20°C / +60°C [-4°F / +140°F]			
Maximum Altitude ⁽³⁾	< 2,000 m [6,561 ft] (w/o derating)			
Cooling System	Liquid & forced air			
Relative Humidity	4% - 100% (w/o condensation)			
Seismic ⁽¹⁾	Zone 4 IBC 2012			
Max. wind speed ⁽¹⁾	288 km/h (179 mph)			
Snow load ⁽¹⁾	2.5 kN/m ²			
Protection Class	IP55 class 1, NEMA3R			
Dimensions (W/H/D)	4,325 x 2,250 x 1,022 mm [170.3" x 88.5" x 40.2"]			
Weight	4,535 kg [10,000 lb]			

AC Protections	Other Protections
AC Side Disconnection & Short-circuit Current Protection	Two motorized AC circuit breakers - one per each power module
AC Overvoltage Protection	Type 1 + 2 SPD
Anti-islanding	Included (SW)
Grid Voltage Fluctuations (LVRT, HVRT) ⁽¹⁾	Included (SW)
Frequency Failure	Included (SW)
	Over-temperature Protection
	Emergency Push Button

DC Protections	Optional
DC Disconnection	Two motorized DC switches (on-load) - one per each power module
DC Short-circuit Protection	DC fuses
DC Over-voltage Protection	Type 1 + 2 SPD
Reverse Polarity Detection	Included
DC Ground Fault and Insulation Detection	Included
	Low Temperature Kit up to -30°C [-22°F]
	Enhanced corrosion protection

Communications	
Control ⁽¹⁾	Modbus TCP/IP (Profinet upon request)
Monitoring ⁽¹⁾	Modbus TCP/IP
Webserver	Included

Standards/Directives ⁽⁴⁾			
IEC 62109-1	IEC 62920	IEC 60529	NEC 2020
IEC 62109-2	EN 50530	IEC 61727	CEA 2007
IEC 61000-6-2/4	IEC 62116	NTS 631 v1.1 SENP, v2.1 SEPE	Rule 14, Rule 21
IEEE 1547	IEC 61683	UL 1741-SA	PRC 024
EN 55011	IEEE 519	CSA C22.2	UL 62109-1

⁽¹⁾ Consult Gamesa Electric for a specific configuration

⁽²⁾ With derating from 40°C [104°F]

⁽³⁾ Up to 4,000m [13,123 ft] with derating as optional

⁽⁴⁾ Consult Gamesa Electric for other Standards/Directives



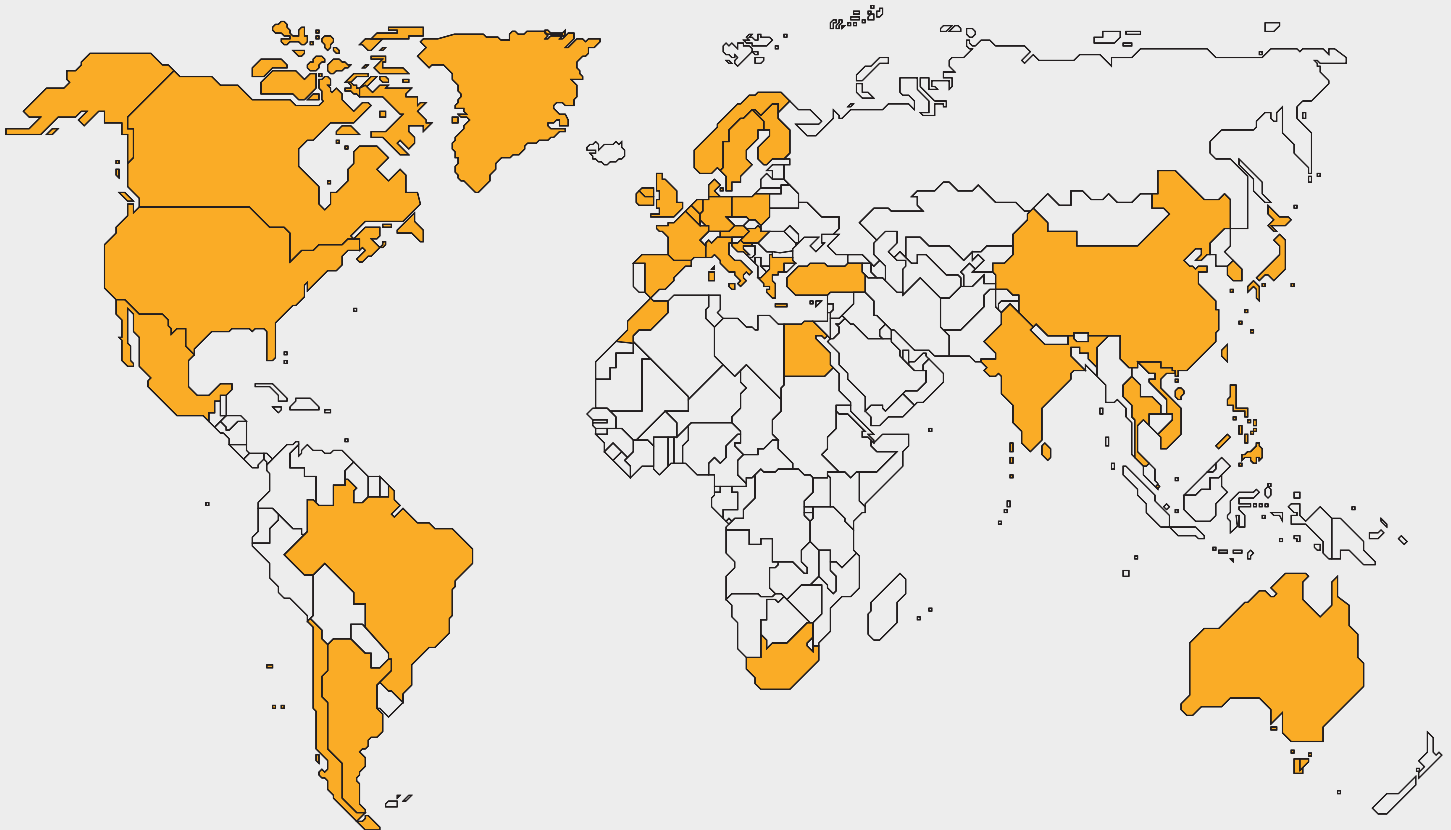
+4 GW
SOLAR ENERGY



+120 GW
WIND POWER



+90
COUNTRIES



**Worldwide presence:
commercial offices and
manufacturing facilities**

- | | | | | | |
|-----------|---------|-----------|-------------|--------------|----------|
| Argentina | China | Greece | Japan | Philippines | Taiwan |
| Australia | Croatia | Hong Kong | Korea | Poland | Thailand |
| Austria | Denmark | Hungary | Mexico | Singapore | Turkey |
| Belgium | Egypt | India | Morocco | South Africa | UK |
| Brazil | Finland | Ireland | Netherlands | Sri Lanka | USA |
| Canada | France | Italy | Norway | Sweden | Vietnam |
| Chile | Germany | | | | |



Allegato 3: Scheda tecnica power station



Gamesa Electric Proteus PV Stations

Larger MV solution for LCoE reduction



Compact and modular design




TDHI <1%

One-way efficiency 99.45%

Outdoor solution



Gamesa Electric Proteus PV Station

	Better LCoE	Largest single inverter power block in the market with 4,700 KVA	Fewer inverters per project thus lower Capex and Opex	DC/AC ratio of up to 200%
	Higher yield	Market-leading efficiency with 99.45%	THDi < 1% which reduces losses	Enhanced temperature derating: keeping full power up to 40°C [104°F]
	Built to last	Designed and manufactured for a 30 year life span	CoolBrid: Smart hybrid cooling system that allows critical components to work far below the temperature limit	Lowest THDi in the market helps to extend power transformers lifespan

1 x Gamesa Electric Proteus PV Inverter Configurations

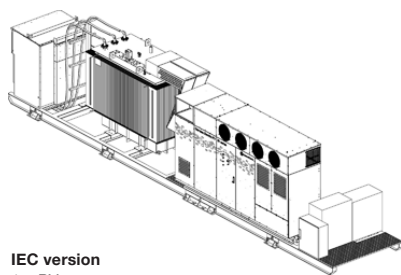
Gamesa Electric Proteus PV Station				
Number of Gamesa Electric Proteus PV Inverters	1 x Proteus PV 4100	1 x Proteus PV 4300	1 x Proteus PV 4500	1 x Proteus PV 4700
DC Connection				
DC Voltage Range ⁽¹⁾	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V
Number of Power Modules	2, not galvanically isolated, 1 MPPT			
Max. DC Current @40°C [104°F]	2 x 2500 A			
Max. DC Current @50°C [122°F]	2 x 2313 A			
Max. DC Current @55°C [131°F]	2 x 2220 A			
Max. DC Current @60°C [140°F]	2 x 1110 A			
Number of DC Ports ⁽¹⁾	max 24 fuse +/- monitored max 36 fuse + monitored			

AC Connection				
Number of Phases	Three-phase			
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	4095 kVA	4299 kVA	4504 kVA	4709 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	3790 kVA	3979 kVA	4169 kVA	4358 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	3637 kVA	3819 kVA	4001 kVA	4183 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	1819 kVA	1910 kVA	2001 kVA	2091 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms			
Nominal AC Voltage, LV side ⁽¹⁾	600 Vrms	630 Vrms	660 Vrms	690 Vrms
Nominal AC Voltage, MV side ⁽¹⁾	< 34.5 kV			
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%			
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53 / 57 - 63 Hz			
THD of AC Current	< 1% @Sn			
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)			

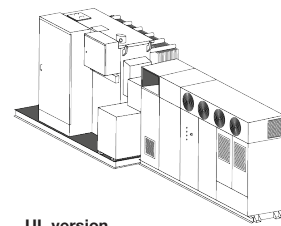
Protection devices	
DC Connection	Motorized disconnectors, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), reverse polarity detection, DC ground fault and insulation detection
AC Connection	Motorized AC circuit breakers, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), Anti-islanding, Voltage failure, Frequency failure
Over-temperature Protection	Included
Emergency Push Button	Included

Components Proteus PV Station				
Inverters	1 x Proteus PV 4100	1 x Proteus PV 4300	1 x Proteus PV 4500	1 x Proteus PV 4700
Transformer ⁽¹⁾⁽⁶⁾	Dyn KNAN / ONAN			
Switchgear ⁽¹⁾⁽⁶⁾	0L1V / 1L1V / 2L1V up to 36 kV			
Custom Auxiliary Transformer ⁽¹⁾	Optional			
Others ⁽¹⁾	Auxilliary cabinet			

Communications	
Control ⁽¹⁾	Modbus TCP / IP (Profinet upon request)
Monitoring ⁽¹⁾	Modbus TCP / IP
Webserver	Included



IEC version
1 x PV



UL version
1 x PV

Other Features	
LVRT	Yes
HVRT	Yes
Temperature Range - Operation ⁽²⁾	-20°C / +60°C[-4°F/+140°F], Option -30°C[-22°F]
Relative Humidity	4% - 100% (without condensation)
Maximum Altitude (without derating) ⁽³⁾	2,000 m[6561 ft]
Dimensions W x H x D(IEC / UL version) ⁽⁴⁾	11800 x 2600 x 2100 mm / 30 x 8.5 x 8.6 ft
Protection	IP54
Cooling System	Liquid & forced air

Standards/Directives⁽⁵⁾			
IEC 62109-1	EN 62920	IEC 60529	NEC 2020
IEC 62109-2	EN 50530	IEC 61727	CEA 2007
IEC 61000-6-2/4	IEC 62116	NTS 631 v1.1 SENP, v2.1 SEPE	Rule 14, Rule 21
IEEE 1547	IEC 61683	UL 1741-SA	PRC 024
EN 55011	IEEE 519	CSA C22.2	UL 62109-1

Optionals	
Low Temperature Kit up to -30 °C [-22°F]	
Enhanced corrosion protection	
Motorized MV Switchgear	
UPS	
Custom Auxiliary Transformer	
Seismic Reinforcement	

2 x Gamesa Electric Proteus PV Inverters Configurations

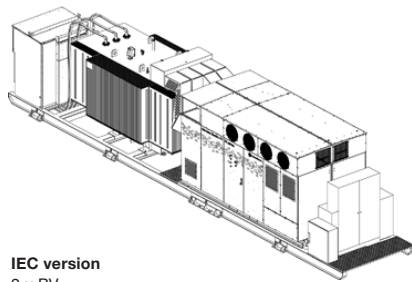
Gamesa Electric Proteus PV Station				
Number of Gamesa Electric Proteus PV Inverters	2 x Proteus PV 4100	2 x Proteus PV 4300	2 x Proteus PV 4500	2 x Proteus PV 4700
DC Connection				
DC Voltage Range ⁽¹⁾	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V
Number of Power Modules	4, 2 independent MPPT			
Max. DC Current @40°C [104°F]	4 x 2500 A			
Max. DC Current @50°C [122°F]	4 x 2313 A			
Max. DC Current @55°C [131°F]	4 x 2220 A			
Max. DC Current @60°C [140°F]	4 x 1110 A			
Number of DC Ports ⁽¹⁾	max 48 fuse +/- monitored max 72 fuse + monitored			

AC Connection				
Number of Phases	Three-phase			
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	8190 kVA	8598 kVA	9008 kVA	9418 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	7580 kVA	7958 kVA	8338 kVA	8178 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	7274 kVA	7638 kVA	8002 kVA	8366 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	3638 kVA	3820 kVA	4002 kVA	4182 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms / 2 x 3940 Arms			
Nominal AC Voltage, LV side ⁽¹⁾	2 x 600 Vrms	2 x 630 Vrms	2 x 660 Vrms	2 x 690 Vrms
Nominal AC Voltage, MV side ⁽¹⁾	< 34.5 kV			
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%			
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53 / 57 - 63 Hz			
THD of AC Current	< 1% @Sn			
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)			

Protection devices	
DC Connection	Motorized disconnectors, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), reverse polarity detection, DC ground fault and insulation detection
AC Connection	Motorized AC circuit breakers, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), Anti-islanding, Voltage failure, Frequency failure
Over-temperature Protection	Included
Emergency Push Button	Included

Components Proteus PV Station				
Inverters	2 x Proteus PV 4100	2 x Proteus PV 4300	2 x Proteus PV 4500	2 x Proteus PV 4700
Transformer ⁽¹⁾⁽⁶⁾	Dyn KNAN / ONAN			
Switchgear ⁽¹⁾⁽⁶⁾	0L1V / 1L1V / 2L1V up to 36 kV			
Custom Auxiliary Transformer ⁽¹⁾	Optional			
Others ⁽¹⁾	Auxilliary cabinet			

Communications	
Control ⁽¹⁾	Modbus TCP / IP (Profinet upon request)
Monitoring ⁽¹⁾	Modbus TCP / IP
Webserver	Included



Other Features	
LVRT	Yes
HVRT	Yes
Temperature Range - Operation ⁽²⁾	-20°C / +60°C[-4°F/+140°F], Option -30°C[-22°F]
Relative Humidity	4% - 100% (without condensation)
Maximum Altitude (without derating) ⁽³⁾	2,000 m[6561 ft]
Dimensions W x H x D(IEC / UL version) ⁽⁴⁾	11800 x 2600 x 2100 mm / 30 x 8.5 x 8.6 ft
Protection	IP54
Cooling System	Liquid & forced air

Optionals	
Low Temperature Kit up to -30 °C [-22°F]	
Enhanced corrosion protection	
Motorized MV Switchgear	
UPS	
Custom Auxiliary Transformer	
Seismic Reinforcement	

Standards/Directives⁽⁵⁾			
IEC 62109-1	IEC 62920	IEC 60529	NEC 2020
IEC 62109-2	EN 50530	IEC 61727	CEA 2007
IEC 61000-6-2/4	IEC 62116	NTS 631 v1.1 SENP, v2.1 SEPE	Rule 14, Rule 21
IEEE 1547	IEC 61683	UL 1741-SA	PRC 024
EN 55011	IEEE 519	CSA C22.2	UL 62109-1

⁽¹⁾ Consult Gamesa Electric for a specific configuration
⁽²⁾ With derating from 40°C [104°F]
⁽³⁾ Up to 4,000m [13,123 ft] with derating as optional
⁽⁴⁾ UL variant only available for 1-PV Inverter based configuration
⁽⁵⁾ Consult Gamesa Electric for other Standards/Directives
⁽⁶⁾ UL version: Padmounted Dyn (without external switchgear)



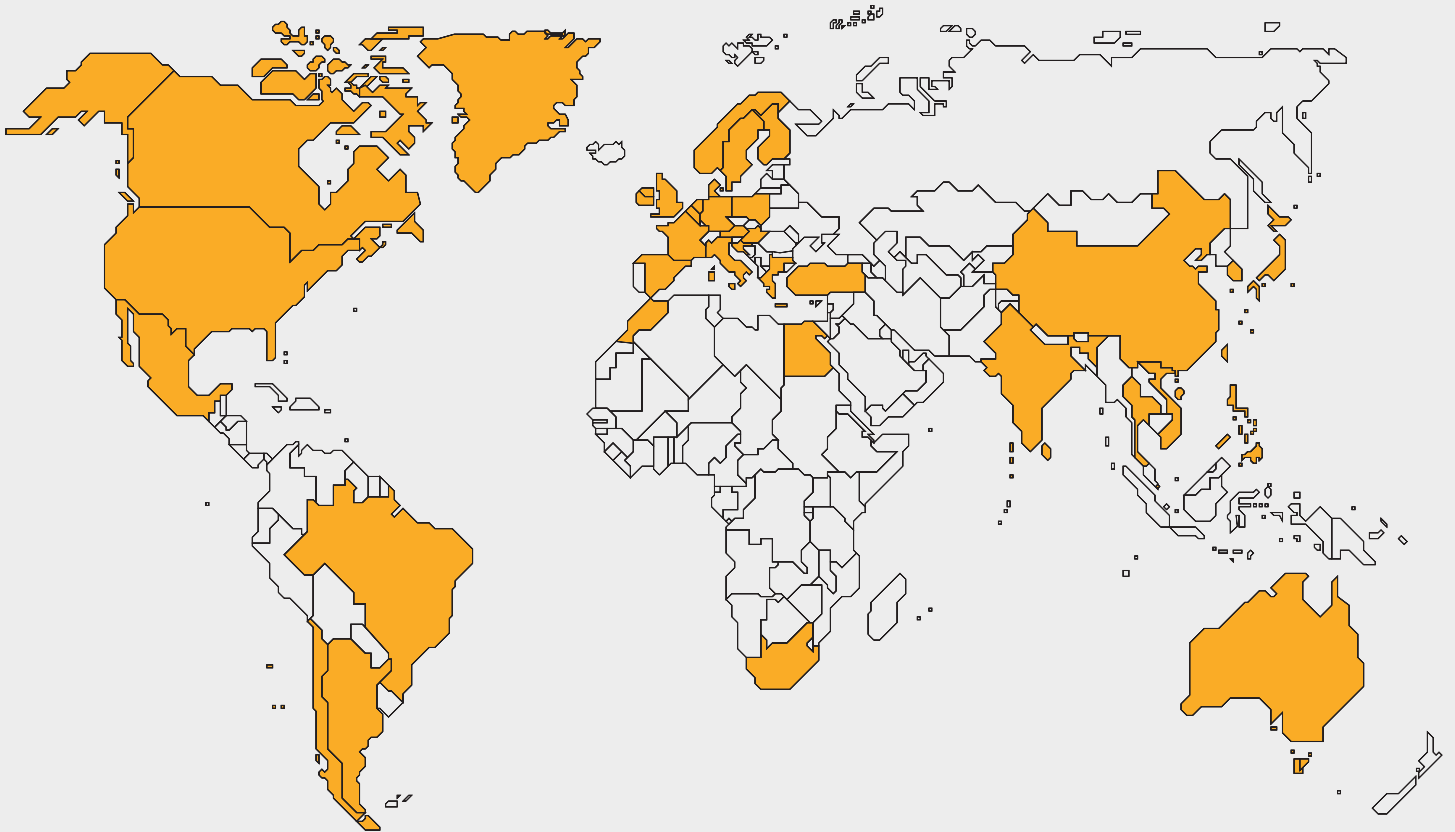
+4 GW
SOLAR ENERGY



+120 GW
WIND POWER



+90
COUNTRIES



**Worldwide presence:
commercial offices and
manufacturing facilities**

- | | | | | | |
|-----------|---------|-----------|-------------|--------------|----------|
| Argentina | China | Greece | Japan | Philippines | Taiwan |
| Australia | Croatia | Hong Kong | Korea | Poland | Thailand |
| Austria | Denmark | Hungary | Mexico | Singapore | Turkey |
| Belgium | Egypt | India | Morocco | South Africa | UK |
| Brazil | Finland | Ireland | Netherlands | Sri Lanka | USA |
| Canada | France | Italy | Norway | Sweden | Vietnam |
| Chile | Germany | | | | |



In order to minimize the environmental impact, this document has been printed on paper made from 50% pure cellulose fiber (ECF), 40% selected pre-consumer recycled fiber, and 10% post-consumer deinked recycled fiber inks based exclusively on vegetable oils with a minimum volatile organic compound (VOC) content. Varnish based predominantly on natural and renewable raw materials.

The present document, its content, its annexes and/or amendments has been drawn up by Siemens Gamesa Renewable Energy for information purposes only and could be modified without prior notice. All the content of the Document is protected by intellectual and industrial property rights owned by Siemens Gamesa Renewable Energy. The addressee shall not reproduce any of the information, neither totally nor partially.