



REGIONE SICILIA

COMUNE DI ALCAMO

COMUNE DI MONREALE

PROGETTO:

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto agrovoltaico denominato "PV Alcamo - Monreale" di Pn pari a 40,20 MW e sistema di accumulo di capacità pari a 18MWh, da realizzarsi nei Comuni di Alcamo (TP) e Monreale (PA)

Progetto Definitivo

PROPONENTE:

DREN SOLARE 10 s.r.l.

SORESINA (CR)
VIA PIETRO TRIBOLDI 4 CAP 26015
P.IVA 01785310192



ELABORATO:

Relazione tecnica impianto fv ed opere elettriche

PROGETTISTI:

Ing. Riccardo Cangelosi

Ing. Gaetano Scurto

Scala:

Tavola:

IOE

Data:

19-10-2023

Rev.	Data	Revisione	Descrizione
00	19-10-2023		emissione



SOMMARIO

SOMMARIO	1
1. PREMESSA	3
1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO	4
1.2. DATI DI PROGETTO	6
2. NORMATIVA E DEFINIZIONI	11
2.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	11
2.2. DEFINIZIONI.....	13
3. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO	14
3.1. PREMESSE SULLA PRODUZIONE ELETTRICA DELL'IMPIANTO	14
3.2. DATI TOPOGRAFICI E CLIMATICI LOCALI	14
3.3. CRITERI GENERALI DI CALCOLO DI PRODUCIBILITA'	16
3.4. STIMA DELLA PRODUZIONE	17
4. DESCRIZIONE DEL SISTEMA	20
4.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO	20
4.1.1. <i>Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino</i>	20
4.1.2. <i>String Box</i>	21
4.1.3. <i>Power Station</i>	22
4.1.4. <i>Inverter fotovoltaici</i>	23
4.1.5. <i>Cavidotti AT</i>	26
4.2. SISTEMA DI ACCUMULO ENERGY STORAGE	26
4.3. IMPIANTI PER LA CONNESSIONE	26
4.4. IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE.....	28
5. CAVIDOTTI	28
5.1. CAVIDOTTI BT	28
5.1.1. <i>Tipologie di cavo BT</i>	28
5.1.2. <i>Calcolo delle linee elettriche in cavo</i>	30
5.1.3. <i>Circuiti elettrici</i>	35
5.1.4. <i>Cadute di tensione</i>	35
5.1.5. <i>Prescrizioni generali</i>	35
5.1.6. <i>Quadri elettrici</i>	35
5.2. CAVIDOTTI AT	36
5.2.1. <i>Premesse</i>	36
5.2.2. <i>Tipologia cavi AT</i>	36
5.2.3. <i>Tipologie di posa cavidotti interrati</i>	38
5.2.4. <i>Condizioni progettuali di posa</i>	39
5.2.5. <i>Calcoli elettrici cavidotti</i>	39
6. SICUREZZA DELL'IMPIANTO	44
6.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO	44
6.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.	44
6.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI	44
6.4. SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO	45
6.5. PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA.....	45



6.6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA	45
7. ALLEGATI – SCHEDE TECNICHE COMPONENTI PRINCIPALI	46



1. PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di illustrare le caratteristiche dell'impianto nell'ambito del progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare denominato "PV Alcamo - Monreale" nel territorio dei comuni di Alcamo (TP) e Monreale (PA) (di seguito il "Progetto" o "l'Impianto").

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto agrovoltaiico, con sistema di accumulo da 18 MWh, con una potenza di picco del generatore di 40,837 MWp e potenza nominale di 40,208 MW. Si prevede l'installazione di n° 672 inseguitori solari ad un asse (tracker orizzontali monoassiali a linee indipendenti), di tre tipologie rispettivamente con 112, con 84 e con 56 moduli fotovoltaici. L'impianto, di tipo grid-connected in modalità trifase (collegata direttamente alla rete elettrica nazionale), è costituito da 4 lotti.

L'impianto di generazione fotovoltaica in progetto sarà installato direttamente a terra con struttura in acciaio di tipo RETROFIT ad inseguimento monoassiale e l'energia elettrica da essi prodotta verrà convogliata ai gruppi di conversione (inverters) distribuiti all'interno dell'area di impianto. Gli inverters saranno installati all'interno di Power Station che avranno la funzione di convertire, da continua ad alternata, l'energia proveniente dal campo fotovoltaico e trasformarla da BT a AT a 36 kV. Dagli inverter l'energia prodotta, tramite cavidotti AT a 36 kV, verrà trasportata ad un sistema di accumulo da 18 MWh, per l'accumulo di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco agrovoltaiico, e successivamente trasportata alla stazione utente a 36 kV (SET). In questa stazione verranno collocati gli apparati di protezione e misura dell'energia prodotta.

La consegna dell'energia elettrica prodotta dall'impianto avverrà conformemente alla Soluzione Tecnica Minima Generale trasmessa da Terna S.p.a. al proponente con nota del 11/10/2022 cod. prat. 20220088730. La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata da Terna, prevede che il Progetto venga collegato antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 220/150/36 kV (sezione a 220 kV da realizzare già in classe di isolamento 380 kV) della RTN, da inserire in entra - esce su entrambe le terne della linea 220 kV RTN "Partanna – Partinico". In sede di discussione in seno al tavolo tecnico con Terna, si è optato per una soluzione che prevede la realizzazione di una nuova sottostazione elettrica satellite a 220/36 kV, sita in c.da Volta di Falce Comune di Monreale, in luogo di una semplice connessione in antenna.

La SE satellite avrà doppio sistema di sbarre e sezioni di utenza, con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete. Il collegamento tra la stazione di consegna e lo stallo nella nuova stazione elettrica sarà realizzato con cavidotto interrato in AT a 36 kV.

L'iniziativa s'inquadra nel piano di sviluppo di impianti per la produzione d'energia da fonte rinnovabile che la società "DREN SOLARE 10 s.r.l." intende realizzare nella Regione Sicilia per contribuire al soddisfacimento delle esigenze d'energia pulita e sviluppo sostenibile sancite sin dal Protocollo Internazionale di Kyoto del 1997 e ribadite nella "Strategia Energetica Nazionale 2017".



1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

Il sito del costruendo impianto è ubicato all'interno dei comuni di Alcamo (TP) e Monreale (PA), nella parte occidentale della Sicilia, a nord-est del territorio provinciale di Trapani, e a ovest del territorio provinciale di Palermo.

L'area in oggetto ricade all'interno della seguente Cartografia Tecnica Regionale:

CTR n. 606080 – PIZZO MONTELONGO

CTR n. 606120 - SIRIGNANO

CTR n. 607050 – PONTE SPEZZAPIGNATTE

CTR n. 607090 – COZZO MARCHESE

Dal punto di vista meteorologico, il sito ricade in un'area a clima tipicamente meso-mediterraneo con inverni miti e poco piovosi ed estati calde ed asciutte. Le temperature minime invernali raramente scendono al di sotto di 10°C mentre le temperature estive massime oscillano tra i 28 °C e i 35 °C. I venti sono a regime di brezza senza una significativa direzione prevalente.

La zona è caratterizzata da un valore medio di 144 kWh/m²mese (fonte JRC - Photovoltaic Geographical Information System), valore che rende il sito particolarmente adatto ad applicazioni di tipo fotovoltaico. L'irraggiamento è, infatti, la quantità di energia solare incidente su una superficie unitaria in un determinato intervallo di tempo, tipicamente un giorno (kWh/m²giorno), questo è influenzato dalle condizioni climatiche locali (nuvolosità, foschia ecc..) e dipende dalla latitudine del luogo: come è noto cresce quanto più ci si avvicina all'equatore.

Il territorio interessato è collinare.

Di seguito si riportano due immagini per una immediata localizzazione del sito interessato dall'impianto, mentre per un più dettagliato inquadramento geografico dell'area in questione si rimanda alle tavole in allegato.



Figura 1.1 Inquadramento geografico sito d'interesse



Figura 1.2 Inquadramento impianto in progetto

1.2. DATI DI PROGETTO

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si trova nel comune di Alcamo in provincia di Trapani (lotto A), presso la c/da c/da Scippasuole, e nel comune di Monreale in provincia di Palermo (lotti B, C,D e stazione utente), presso le c/de Pigno, Frattacchia e Serra di Cento, con quote variabili tra 130 e i 200 metri sul livello del mare.

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà composto da un totale di 69.216 moduli fotovoltaici, suddivisi in 9 sottocampi, in silicio monocristallino con tecnologia bifacciale di potenza nominale di 590 W ciascuno, con sistema di accumulo da 18 MWh, con una potenza di picco del generatore di 40,837 MWp e potenza nominale di 40,208 MW.

L' inseguitore solare sarà del tipo ad un asse (monoassiale) destinato a operare in parallelo alla rete elettrica di distribuzione. L'impianto è di tipo grid-connected in modalità trifase (collegata direttamente alla



rete elettrica nazionale). L'impianto di generazione fotovoltaica in progetto sarà installato a terra con struttura in acciaio.

Di seguito verranno esposte le caratteristiche del progetto in esame.

Richiedente: DREN SOLARE 10, Via Pietro Triboldi 4, Soresina (CR), CAP 26015

Progetto: Realizzazione di un campo fotovoltaico con potenza di picco del generatore da 40,837 MWp ad inseguimento solare di tipo monoassiale

Comune: Alcamo

Provincia: Trapani

Località: c/da Scippasuole

Comune: Monreale

Provincia: Palermo

Località: c/de Pigno, Frattacchia

Area ricadente nei fogli di mappa catastali:

Impianto fotovoltaico PV Alcamo-Monreale

FOGLIO 119 Alcamo (TP)

PARTICELLE 1, 3, 34, 36, 69, 77, 138, 143, 144

FOGLIO 107 Alcamo (TP)

PARTICELLE 163, 166, 232, 236,

FOGLIO 141 Monreale (PA)

PARTICELLE 4, 89, 92, 106, 110, 183, 186, 188, 266, 270, 273, 3, 267, 268, 269, 271, 272, 822, 823,
170, 171, 172, 173, 174, 102, 104, 294, 295, 5, 168, 101, 99, 285, 100, 215, 284, 286,
7, 8, 147, 194, 195, 196

FOGLIO 140 Monreale (PA)

PARTICELLE 4, 110, 223, 230, 253, 292, 293, 295, 314, 437, 439, 294, 438, 440, 441, 106, 443, 254,
296, 297, 17, 111, 135, 388, 444, 445, 446, 586, 587, 588, 644

Cavidotto AT

FOGLI 107, 117, 116 comune di Alcamo (TP)

FOGLI 141, 140, 157, 155 comune di Monreale (PA)

Stazione utente di consegna da realizzare in c.da Volta di falce - Monreale (PA)

FOGLIO 155

PARTICELLA 72

Stazione elettrica satellite TERNA da realizzare in c.da Volta di falce - Monreale (PA)

FOGLIO 155

PARTICELLE 117, 116, 642, 643, 648, 647, 615, 644, 645



Ampliamento stazione elettrica TERNA da realizzare in c.da Volta di falce - Monreale (PA)

FOGLIO 155

PARTICELLE 490, 485, 917, 486, 365, 890, 900, 366, 489, 919

Stazione elettrica TERNA e inserimento in entra-esce su entrambe le terne della linea RTN a 220 kV "Partinico-Partanna"; da realizzare in c.da Volta di falce - Monreale (PA)

FOGLIO 155

PARTICELLE 666, 667, 668, 888, 889, 487, 653, 656, 662, 663, 669, 670, 671, 673

L'area dell'impianto è composta da quattro lotti suddivisi in nove sottocampi individuati nelle planimetrie allegate.

Si è provveduto alla configurazione delle stringhe in modo da rispettare i requisiti di dimensionamento fissati dal produttore e nello stesso tempo ottimizzare le stringhe stesse. Le stringhe saranno tutte composte da 28 pannelli in serie.

Nella tabella seguente sono riportate la suddivisione dei pannelli per ogni power station e sottocampo.

Impianto agrivoltaico Alcamo-Monreale									
Lotto	Sottocampo	Tracker 112 pannelli	Tracker 84 pannelli	Tracker 56 pannelli	n. pannelli	potenza pannello (W)	potenza sottocampo (kWp)	potenza power station (kVA)	potenza nominale impianto (kW)
A	A1	60	6	2	7.336	590	4.328,24	4.299,00	4.299,00
	A2	61	2	6	7.336	590	4.328,24	4.299,00	4.299,00
	A3	59	9	2	7.476	590	4.410,84	4.299,00	4.299,00
B - C	B1	64	6	9	8.176	590	4.823,84	4.709,00	4.709,00
	B2	63	7	8	8.092	590	4.774,28	4.709,00	4.709,00
	B3	60	7	15	8.148	590	4.807,32	4.709,00	4.709,00
	B4	62	6	11	8.064	590	4.757,76	4.709,00	4.709,00
	B5	60	7	16	8.204	590	4.840,36	4.709,00	4.709,00
D	D1	44	12	8	6.384	590	3.766,56	4.095,00	3.766,56
		533	62	77	69.216		40.837,44	40.537,00	40.208,56

Tabella 1.1 Suddivisione pannelli per sottocampo



Nella tabella seguente si riportano i dati principali dell'impianto.

DATI DI PROGETTO			
Strutture di sostegno n.112 moduli fv		Inverter 4300	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia	centralizzati
numero strutture isolate	533	Numero in progetto	3
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Potenza max AC	4.299 KW
Interasse	9,50 m	Tensione max DC	1.500 V
		Tensione in AC nominale	630 V
Strutture di sostegno n.84 moduli fv		Inverter 4700	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia	centralizzati
numero strutture isolate	62	Numero in progetto	5
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Potenza max AC	4.709 KW
Interasse	9,50 m	Tensione max DC	1.500 V
		Tensione in AC nominale	690 V
Strutture di sostegno n.56 moduli fv		Power station 4.100 kVA	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia power station	centralizzato
numero strutture isolate	77	numero in progetto	1
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Taglie di potenza	4.095 KVA
Interasse	9,50 m	Installazione	in container prefabbricato
Pannelli		Power station 4.300 kVA	
Tipologia pannelli	silicio monocristallino	Tipologia power station	centralizzato
Numero in progetto	69.216	numero in progetto	3
Potenza di picco pannello	590 Wp	Taglie di potenza	4.299 KVA
Tolleranza potenza	0/+5%	Installazione	in container prefabbricato
Efficienza modulo	22,50%	Power station 4.700 kVA	
Inverter 4100		Tipologia power station	centralizzato
Tipologia	centralizzati	numero in progetto	5
Numero in progetto	1	Taglie di potenza	4.709 KVA
Potenza max AC	4.095 KW	Installazione	in container prefabbricato
Tensione max DC	1.500 V	Dati impianto	
Tensione in AC nominale	600 V	Potenza di picco generatore FV	40,837 MWp
		Potenza nominale impianto AC	40,208 MW

Tabella 3.2 Dati principali dell'impianto

Il tracciato del cavidotto in AT a 36 KV segue, fin dove possibile, la viabilità a servizio del parco fotovoltaico. Tra le soluzioni possibili è stato individuato il tracciato più funzionale, che tiene conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. La lunghezza complessiva del cavidotto, sino alla stazione di consegna, è di circa 9,600 km, in due linee separate che collegheranno in serie le Power station seguendo lo schema



riportato nell'elaborato 08.B - "Schema elettrico unifilare linea BT AT".



2. **NORMATIVA E DEFINIZIONI**

2.1. **NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

DECRETO LEGISLATIVO 9 aprile 2008 , n. 81 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DECRETO 22 Gennaio 2008, n.37, regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005

D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380 Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia;

D.M 17/01/2018 - Aggiornamento delle Norme Tecniche per le Costruzioni;

MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI CIRCOLARE 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018.

Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137

CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;

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 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;



-
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per b.t.;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;
- CEI 81-10: Protezione delle strutture contro i fulmini e valutazione del rischio dovuto a fulmine;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- UNI 10349: Riscaldamento e rinfrescamento degli edifici. Dati climatici;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems;



CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;

CEI 20-11 Caratteristiche tecniche e specifiche e requisiti di prova delle mescole per isolanti e guaine per cavi energia e segnalamento;

CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso ingomma per tensioni nominali tra 1-30KV

CEI 20-21 Calcolo delle portate dei cavi;

CEI 20-43 Ottimizzazione economica delle sezioni di condutture dei cavi elettrici per l'energia

2.2. DEFINIZIONI

- a) Impianto o sistema fotovoltaico è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, uno o più convertitori della corrente continua in corrente alternata e altri componenti minori;
- b) potenza nominale di un impianto di produzione di energia è la potenza apparente massima a cui un generatore elettrico o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate in kVA. Nel caso di generatori fotovoltaici, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell'inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli FV;
- c) energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- d) condizioni nominali sono le condizioni di temperatura e di irraggiamento solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli fotovoltaici, come definite nelle norme CEI EN 60904-1 di cui all'allegato 1;
- e) punto di connessione è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica.



3. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

3.1. PREMESSE SULLA PRODUZIONE ELETTRICA DELL'IMPIANTO

L'energia massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto.

L'analisi di producibilità è stata realizzata per i singoli lotti costituendo essi delle unità produttive caratterizzate da una configurazione interna specifica.

Le analisi sono state effettuate a mezzo del System Advisor Model (SAM) del National Renewable Energy Laboratory - national laboratory of the U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC.

La somma delle potenze nominali degli inverter installati è 40,537 MW e il fattore DC/AC medio di impianto è pari all' 101%.

Già a livello preliminare, i componenti dell'impianto sono stati selezionati per minimizzare le perdite nel processo di conversione; in sede di progetto esecutivo verranno presi ulteriori accorgimenti volti ad ottimizzare le prestazioni del sistema, in termini di energia prodotta.

In particolare verranno adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; verranno inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezioni adeguate per ridurre le perdite sul lato in corrente continua. In generale verranno esaminate con i fornitori dei componenti tutte le caratteristiche dei componenti stessi che hanno impatto con il rendimento del sistema, verranno individuati tutti gli accorgimenti volti a migliorarlo e verranno adottate le misure conseguenti.

3.2. DATI TOPOGRAFICI E CLIMATICI LOCALI

L'impianto sarà realizzato nel territorio del comune di Alcamo (TP) e Monreale (PA).

Nella figura seguente si riporta la posizione del punto di calcolo della producibilità utilizzata.

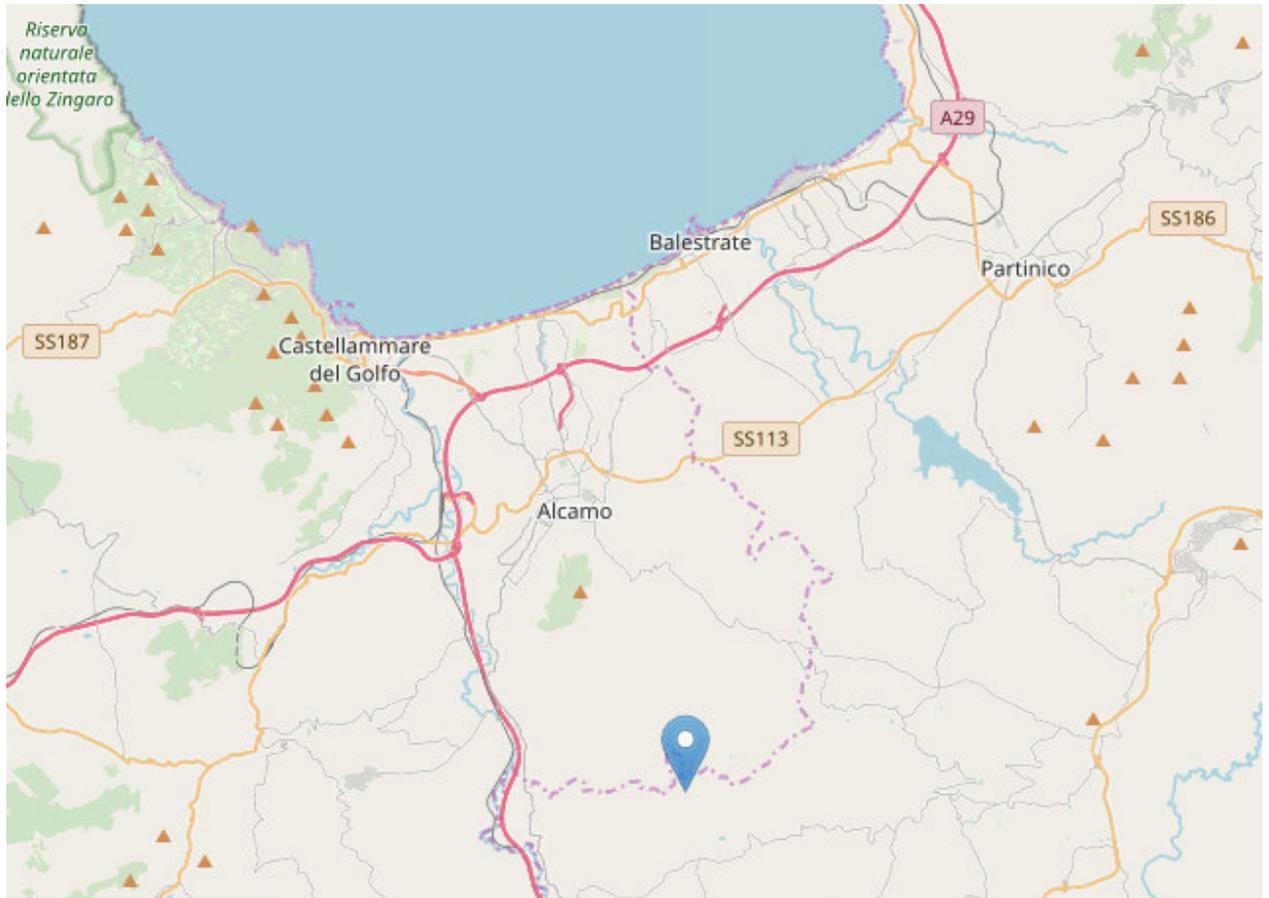


Figura 3.2.1 Inquadramento impianto

Le coordinate del sito sono:

LAT 37,898 Nord;

LON 13,001 Est

Quota sul livello del mare: 200 m s.l.m.

Azimut 180°

Il calcolo della produzione è stato effettuato sulla base del database solare PVGIS-SARAH che permette, in base ai dati locali medi di irraggiamento solare, ed in base alle caratteristiche dell'impianto, di ricavare la produzione attesa mensile ed annuale dell'impianto.

Si riporta di seguito una figura che rappresenta l'irraggiamento medio in KWh/mq relativa all'intera nazione. Da qui si rende evidente come le zone scelte per l'installazione dell'impianto sono quelle che offrono le condizioni ottimali di producibilità rispetto a tutto il territorio nazionale.

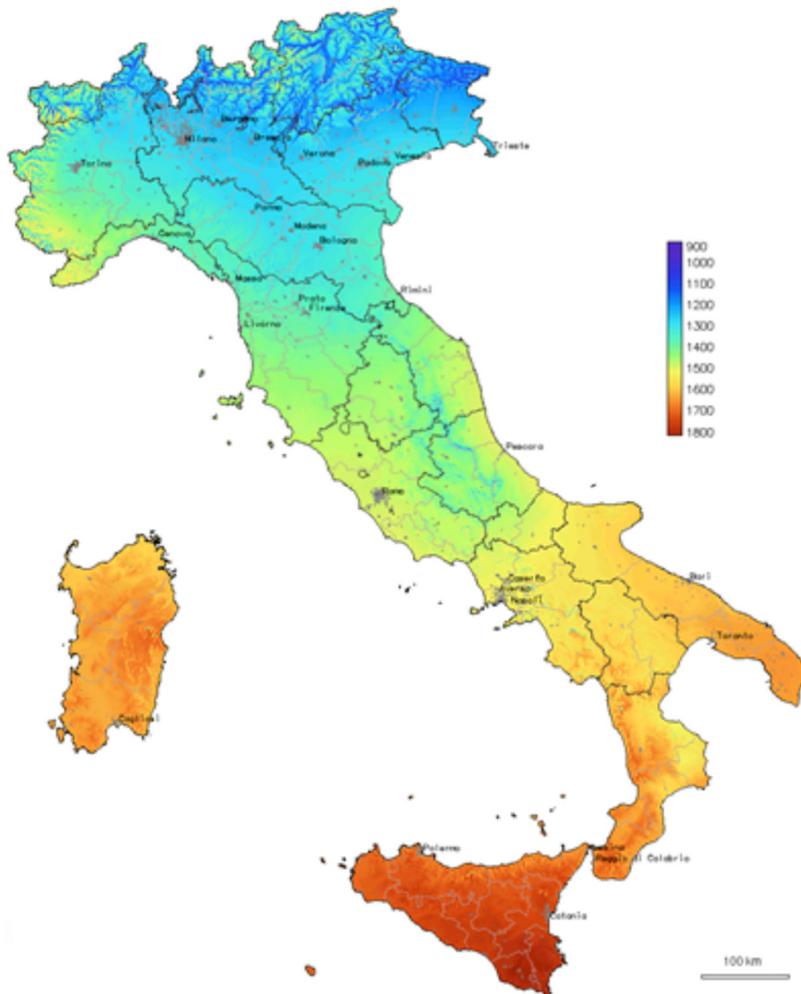


Fig. 3.2.2 Irraggiamento medio annuo in Italia

3.3. CRITERI GENERALI DI CALCOLO DI PRODUCIBILITA'

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

Nel presente progetto si è scelto un sistema ad inseguimento monoassiale con tilt massimo di $\pm 60^\circ$ dei pannelli con orientamento delle file nord-sud.

L'energia generata da un impianto fotovoltaico dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;



- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

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

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

per i seguenti valori:

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

I valori delle perdite per la presente stima sono stati valutati in base ai dati relativi ad impianti della stessa tipologia.

3.4. STIMA DELLA PRODUZIONE

Sulla base dei dati locali e delle caratteristiche impiantistiche, mediante i calcoli effettuati si è ottenuto l'irraggiamento medio mensile per il sito in progetto e successivamente stimando le perdite come indicato precedentemente si è calcolato la produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

Il calcolo è stato condotto per una potenza di picco di 1 KW. Dalla configurazione effettuata sugli inverter è stata estrapolata la tipologia rappresentative di tutti i sottocampi che differiscono l'una dall'altra in base al numero dei pannelli e delle stringhe allacciate alla power station.

La tabella seguente mostra i risultati dei calcoli effettuati, riportando le produzioni mensili di energia per l'unità di calcolo (potenza di picco di 1 KW).



Mese	Asse inclinata		
	E_m	H(i)_m	SD_m
Gennaio	84.8	100.3	11.5
Febbraio	99.2	118.2	18.4
Marzo	144.6	177.4	17.2
Aprile	176.7	223.8	15.7
Maggio	214.3	279.6	16.5
Giugno	222.6	301.6	9.6
Luglio	242.6	333.8	5.3
Agosto	216.9	295.1	13.8
Settembre	159.6	207.1	8.9
Ottobre	129.4	161.7	9.1
Novembre	93.5	113.4	8.3
Dicembre	79.7	94.9	8.3

E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema definito [kWh].

H_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].

SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

Tabella 3.4.1 Produzioni mensili riferite a potenza di picco di 1KW

I valori di produzione attesa per l'unità di calcolo è di 1.864 KWh all'anno.

La figura seguente mostra i valori calcolati.

PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV

Valori inseriti:	Output del calcolo
Latitudine/Longitudine: 37.898, 13.001	IA* 0
Orizzonte: Calcolato	Angolo inclinazione [°]: 0
Database solare: PVGIS-SARAH2	Produzione annuale FV [kWh]: 1863.89
Tecnologia FV: Silicio cristallino	Irraggiamento annuale [kWh/m²]: 2406.7
FV installato: 1 kWp	Variazione interannuale [kWh]: 57.4
Perdite di sistema: 14 %	Variazione di produzione a causa di:
	Angolo d'incidenza [%]: -1.68
	Effetti spettrali [%]: 0.66
	Perdite temp. ed irr. bassa [%]: -9
	Perdite totali [%]: -22.55

* IA: Asse inclinata

Grafico dell'orizzonte al luogo scelto:

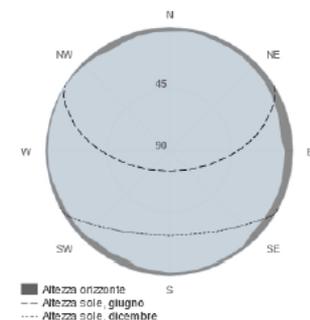


Tabella 3.4.2 Valori calcolati riferiti a potenza di picco di 1KW

A partire da questi dati si è calcolato il valore della produzione stimata per ogni sottocampo dell'impianto.



Nella tabella seguente si riporta la stima effettuata.

Impianto agrivoltaico Alcamo-Monreale								
Lotto	Sottocampo	Tracker 112 pannelli	Tracker 84 pannelli	Tracker 56 pannelli	n. pannelli	potenza pannello	potenza nominale impianto	Stima produzione (MWh)
A	A1	60	6	2	7.336	590	4.299,00	8.013
	A2	61	2	6	7.336	590	4.299,00	8.013
	A3	59	9	2	7.476	590	4.299,00	8.013
B - C	B1	64	6	9	8.176	590	4.709,00	8.778
	B2	63	7	8	8.092	590	4.709,00	8.778
	B3	60	7	15	8.148	590	4.709,00	8.778
	B4	62	6	11	8.064	590	4.709,00	8.778
	B5	60	7	16	8.204	590	4.709,00	8.778
D	D1	44	12	8	6.384	590	3.766,56	7.021
		533	62	77	69.216		40.208,56	74.948,76

Tabella 3.4.3 Produzione stimata suddivisa per sottocampo

Il totale stimato di energia prodotta e immessa in rete per l'intero impianto è pari a 74.948,76 GWh all'anno.



4. DESCRIZIONE DEL SISTEMA

4.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO

4.1.1. Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino

Il modulo fotovoltaico trasforma la radiazione solare incidente sulla sua superficie in corrente continua che sarà poi convertita in corrente alternata dal gruppo di conversione. Esso risulta costituito dai seguenti componenti principali:

- Celle di silicio cristallino;
- diodi di by-pass e diodi di blocco;
- vetri antiriflesso contenitori delle celle
- cornice di supporto in alluminio anodizzato;
- cavi di collegamento con connettori.

I moduli fotovoltaici garantiranno una idonea resistenza al vento, alla neve, agli sbalzi di temperatura, in modo da assicurare un tempo di vita di almeno 30 anni. Ogni modulo sarà inoltre dotato di scatola di giunzione stagna, con grado di protezione IP 65, contenente i diodi di by-pass ed i morsetti di connessione. I moduli fotovoltaici avranno una garanzia sul decadimento delle prestazioni che sarà non superiore al 10% nell'arco di almeno 20 anni.

Per il progetto si prevede di utilizzare dei moduli monocristallini bifacciali da 590 Wp, tipo Longi LR5-72HGD

La tecnologia bifacciale permette di aumentare la produzione attesa dal pannello utilizzando la radiazione che incide sulla parte posteriore del pannello.

Le caratteristiche del pannello sono le seguenti:

- MAX POWER $P_m(W)$: 590W
- MAX-POWER VOLTAGE $V_m(V)$: 43,44 V
- MAX-POWER CURRENT $I_m(A)$: 13,59 A
- MAX SYSTEM VOLTAGE (VDC): 1500 V



- MODULES DIMENSIONS : 1134x2278x30 mm
- WEIGHT : 31,8 kg.

4.1.2.String Box

In un impianto fotovoltaico i moduli sono disposti in stringhe e campi a seconda del tipo di inverter utilizzato, della potenza totale e della tecnica caratteristiche dei moduli. La connessione dei moduli in serie è realizzata sui moduli stessi mediante le scatole di giunzione e i cavi solari. Al fine di poter effettuare le necessarie manutenzioni sulle stringhe e proteggere il sistema da eventuali sovratensioni e sovracorrenti vengono installate le string box che ospitano, insieme ai sistemi di interconnessione, anche i dispositivi di protezione da sovracorrente, sezionatori e dispositivi di protezione da sovratensioni.

Le stringhe previste sono di 28 moduli in serie permettendo in questo modo di diminuirne il numero e diminuire i cavi in DC utilizzati.



Figura4.1.1 String box tipo



Il progetto prevede l'installazione delle string box aventi almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione massima (VDC): 1500 V

Numero di stringhe parallele: fino a 20

Protezioni SPD: Tipo 2

Fusibili: 20 A

Sezionatori: presenti

Grado protezione quadro: IP 66

Corrente massima output: 320 A

Impianto agrivoltaico Alcamo-Monreale												
Lotto	Sottocampo	Tracker 112 pannelli	Tracker 84 pannelli	Tracker 56 pannelli	n. pannelli	potenza pannello	potenza sottocampo	numero stringhe da 28 pannelli	string box tipo 1	n. stringhe in string box tipo 1	string box tipo 2	n. stringhe in string box
A	A1	60	6	2	7.336	590	4.328,24	262	17	15	1	7
	A2	61	2	6	7.336	590	4.328,24	262	17	15	1	7
	A3	59	9	2	7.476	590	4.410,84	267	17	15	1	12
B - C	B1	64	6	9	8.176	590	4.823,84	292	19	15	1	7
	B2	63	7	8	8.092	590	4.774,28	289	19	15	1	4
	B3	60	7	15	8.148	590	4.807,32	291	19	15	1	6
	B4	62	6	11	8.064	590	4.757,76	288	19	15	1	3
	B5	60	7	16	8.204	590	4.840,36	293	19	15	1	8
D	D1	44	12	8	6.384	590	3.766,56	228	15	15	1	3
		533	62	77	69.216		40.837,44	2.472	164			

Tabella 4.1.2 Suddivisione stringhe su string box

4.1.3. Power Station

All'interno dell'impianto sono previste 9 power station, con la funzione di raccogliere le linee elettriche provenienti dalle string box convertire l'energia da corrente continua a corrente alternata tramite gli inverter, innalzare la tensione da BT a AT 36 KV e convogliare l'energia su quattro linee. La cabina conterrà il quadro di gestione delle linee BT, gli inverter, il trasformatore BT/AT e il quadro AT per la gestione delle linee di trasmissione dell'energia alla stazione elettrica di consegna.

Per l'impianto in oggetto si è previsto di impiegare delle soluzioni preassemblate per l'alloggio dei trasformatori BT/AT e delle apparecchiature di campo. In particolare si è scelto: la power station che utilizzano inverter tipo Proteus PV4100 con potenza nominale di 4.095 KVA; la power station tipo Proteus PV4300 con potenza nominale di 4.299 KVA la power station tipo Proteus PV4700 con potenza



nominale di 4.709 KVA. Ogni power station può avere a bordo uno o due inverter dimensionati per la potenza massima di picco di pannelli del Sottocampo.

Questa cabina preassemblata contiene tutte le apparecchiature necessarie per la gestione delle linee in corrente continua, degli inverter, la trasformazione da 600/630/690 V a 36.000 V della tensione e la gestione delle linee AT. La potenza nominale di ogni trasformatore installato sarà 500/10000 KVA a seconda della porzione dell'impianto servito.

Le Power Station avranno le seguenti caratteristiche:

Power station	1xProteus PV 4.100	1xProteus PV 4.300	1xProteus PV 4.700
Potenza nominale AC	4095 kVA	4299 kVA	4709 kVA
Tensione lato bT	600 V	630 V	690 V
Tensione lato MT	< 34,5 kV	< 34,5 kV	< 34,5 kV
Tipologia trasformatore	ONAN	ONAN	ONAN
Potenza trasformatore	4200 kVA	4500 kVA	4900 kVA
Materiale spire	alluminio	alluminio	alluminio
Tensione nominale interruttori MT	36,0 kV	36,0 kV	36,0 kV
Corrente nominale interruttori MT	600 A	630 A	690 A
Standard costruttivi	IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202		

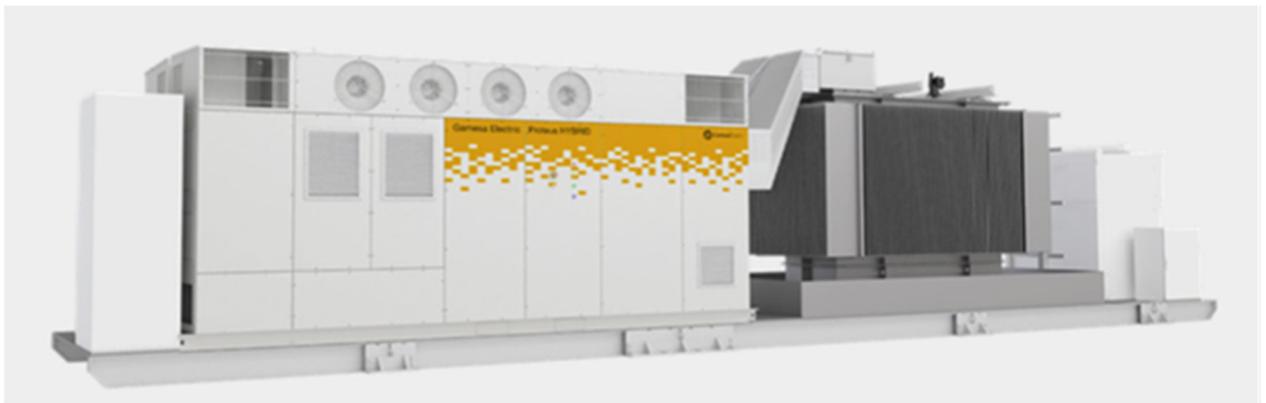


Figura 4.1.3 – Vista Power station

4.1.4. Inverter fotovoltaici

L'energia prodotta dai pannelli in corrente continua sarà convertita degli inverter in corrente alternata.

Il gruppo di conversione o inverter sarà idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. L'autoconsumo degli inverter sarà minimo, massimizzando pertanto il rendimento di conversione e sarà assorbito dalla rete elettrica nel caso in cui il generatore solare non sia in grado di fornire sufficiente energia elettrica. L'inverter non solo regolerà la potenza in uscita del sistema fotovoltaico ma servirà anche come



controllo del sistema e come mezzo di ingresso dell'energia elettrica prodotta dal sistema FV dentro la rete in bassa tensione della centrale.

Si è optato per un sistema a 1500V in corrente continua che massimizzando il numero di pannelli collegabili nella medesima stringa riduce i collegamenti elettrici da realizzare.

Gli inverter scelti sono GAMESA ELECTRIC PV STATION, delle seguenti potenze nominali 4.095 KVA, 4.299 KVA e 4.709 KVA.

Il progetto prevede l'installazione degli inverter in base alla caratteristica del sottocampo, installati su ogni Power Station, distribuiti all'interno dei sottocampi fotovoltaici per poter minimizzare le lunghezze dei cavi utilizzati.



Figura 4.1.4 – Vista inverter

I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione sono stati dimensionati in modo da essere compatibili con quelli del generatore fotovoltaico.

Caratteristiche degli inverter:

- Ottimo per tutte le tensioni di rete delle centrali fotovoltaiche;



- Soluzione di piattaforma per una progettazione flessibile delle centrali fotovoltaiche;
- Pronta per condizioni ambientali complesse;
- Componenti testati prefiniti;
- Completamente omologato;

Il progetto prevede l'installazione di inverter aventi almeno le seguenti caratteristiche:

Inverter	Proteus PV 4.100	Proteus PV 4.300	Proteus PV 4.700
Potenza nominale AC	4095 kVA	4299 kVA	4709 kVA
Tensione max (VDC)	1500 V	1500 V	1500 V
Tensione AC	600 V	630 V	690 V
Frequenza di rete nominale	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Grado protezione quadro	IP 55 class 1	IP 55 class 1	IP 55 class 1
Dimensione (mm.)	4.325x2.250x1.022	4.325x2.250x1.022	4.325x2.250x1.022

Il progetto prevede, come già detto, nove sottocampi. Ogni campo comprende una power station a cui sono collegati gli inverter.

Si è provveduto alla configurazione delle stringhe in modo da rispettare i requisiti di dimensionamento fissati dal produttore e nello stesso tempo ottimizzare le stringhe stesse. Le stringhe saranno tutte composte da 28 pannelli in serie.

Nella tabella seguente sono riportate la suddivisione degli inverter per ogni power station e sottocampo.

Impianto agrivoltaico Alcamo-Monreale											
Lotto	Sottocampo	Tracker 112 pannelli	Tracker 84 pannelli	Tracker 56 pannelli	n. pannelli	potenza pannello	potenza sottocampo	potenza power station	Percentuale utilizzo PS	potenza nominale impianto	inverter
A	A1	60	6	2	7.336	590	4.328,24	4.299,00	101%	4.299,00	Gamesa Proteus PV 4300
	A2	61	2	6	7.336	590	4.328,24	4.299,00	101%	4.299,00	Gamesa Proteus PV 4300
	A3	59	9	2	7.476	590	4.410,84	4.299,00	103%	4.299,00	Gamesa Proteus PV 4300
B - C	B1	64	6	9	8.176	590	4.823,84	4.709,00	102%	4.709,00	Gamesa Proteus PV 4700
	B2	63	7	8	8.092	590	4.774,28	4.709,00	101%	4.709,00	Gamesa Proteus PV 4700
	B3	60	7	15	8.148	590	4.807,32	4.709,00	102%	4.709,00	Gamesa Proteus PV 4700
	B4	62	6	11	8.064	590	4.757,76	4.709,00	101%	4.709,00	Gamesa Proteus PV 4700
	B5	60	7	16	8.204	590	4.840,36	4.709,00	103%	4.709,00	Gamesa Proteus PV 4700
D	D1	44	12	8	6.384	590	3.766,56	4.095,00	92%	3.766,56	Gamesa Proteus PV 4100
		533	62	77	69.216		40.837,44	40.537,00	1,01	40.208,56	

Tabella 4.1.3 Suddivisione inverter sottocampi



4.1.5.Cavidotti AT

L'energia prodotta dall'impianto e trasformata nelle power station da continua BT ad alternata AT, sarà addotta ad una stazione di consegna di proprietà del produttore per la successiva consegna alla RTN.

Il cavidotto progettato avrà tensione di 36 KV e sarà posato lungo il percorso individuato in planimetria.

Sono previste due linee che collegheranno le 9 power station secondo lo schema riportato nelle tavole allegate:

Per una trattazione più approfondita dei cavidotti si rimanda al capitolo 5 della presente relazione.

4.2. SISTEMA DI ACCUMULO ENERGY STORAGE

Sarà previsto un sistema di accumulo dell'energia prodotta dall'impianto inserito tra le power station e la cabina AT. L'energy storage permetterà l'accumulo di energia prodotta da fonti rinnovabili, resa poi fruibile, in un secondo momento, anche quando gli impianti non sono in funzione. Tramite degli inverter, adatti per i sistemi storage, verrà convogliata l'energia in appositi accumulatori. Le apparecchiature previste per la trasformazione dell'energia sono degli inverter per batterie tipo GAMESA Proteus PCS-E con potenza nominale 4180/4910/5150 KVA. I sistemi previsti per l'accumulo dell'energia sono degli Storage Libess Container 40 Piedi 3Mwh. La capacità nominale di accumulo dello storage sarà di 18 MWh.

4.3. IMPIANTI PER LA CONNESSIONE

La STMG, trasmessa da Terna s.p.a. con nota del del 11/10/2022 cod. prat. 20220088730., prevede che il Progetto venga collegato antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 220/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce su entrambe le terne della linea 220 kV RTN "Partanna – Partinico". In sede di discussione in seno al tavolo tecnico con Terna, si è optato per una soluzione che prevede la realizzazione di una nuova sottostazione elettrica satellite a 220/36 kV, sita in c.da Volta di Falce Comune di Monreale, in luogo di una semplice connessione in antenna.

La SE satellite avrà doppio sistema di sbarre e sezioni di utenza, con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete.

La viabilità di nuova formazione all'interno della nuova SE satellite sarà progettata e realizzata nel rispetto dell'ambiente fisico in cui verrà inserita; sarà di norma realizzata previo scorticamento del terreno vegetale esistente per circa uno spessore di 40-50 cm, con successiva realizzazione di un sottofondo di ghiaia a gradazione variabile, e posa di uno strato in misto granulare stabilizzato opportunamente



compattato.

In nessun caso è prevista la posa di conglomerato bituminoso.

Le principali apparecchiature AT, costituenti l'ampliamento funzionale alla realizzazione del collegamento in satellite, saranno le seguenti: trasformatori di potenza, interruttori tripolari, sezionatori tripolari orizzontali con lame di messa a terra, trasformatori di corrente e di tensione (induttivi e capacitivi) per misure e protezione, scaricatori di sovratensione. Dette apparecchiature saranno rispondenti alle Norme tecniche CEI ed avranno le seguenti caratteristiche nominali principali:

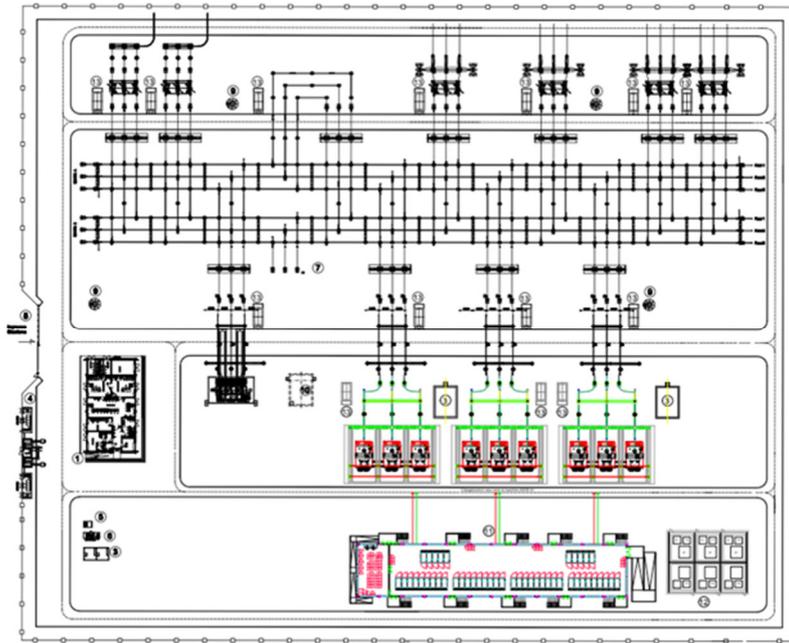
- Tensione nominale: 220 kV;
- Sezione di sbarre a 220 kV;
- Trasformatori di potenza: 250.000 kVA con rapporto di trasformazione AT/AT: 220+/-10x1,25% / 36 kV; Potenza di targa: 250 MVA; Tipo di raffreddamento: ONAN/ONAF;
- Interruttori tripolari in SF6;
- Sezionatori orizzontali con lame di messa a terra;
- Trasformatori di corrente per misura e protezione;
- Trasformatori di tensione capacitivi;
- Scaricatori di sovratensione;
- Trasformatori di tensione induttivi.

Le prestazioni verranno definite in sede di progetto esecutivo ed in base al piano tecnico delle opere benestariato da Terna.

Il quadro di raccolta a 36 kV è adibito alla raccolta dell'energia prodotta ed afferisce al trasformatore di potenza 36/220 kV; è inoltre prevista una sezione per il prelievo di energia per i servizi ausiliari di montante e una sezione per un eventuale rifasamento. Tale quadro sarà alloggiato in un apposito edificio, nel quale troveranno alloggiamento anche le seguenti apparecchiature:

- Quadri MT e BT;
- Comando e controllo;
- Magazzini;
- I servizi di telecomunicazione;
- Il locale misure;
- I servizi ausiliari;
- Depositi e locali igienici.

Nell'immagine seguente è riportata la disposizione delle apparecchiature e degli edifici della suddetta SE:



4.4. IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE

L'impianto di Utenza per la Connessione (IUC) sarà costituito da:

- Cavidotto AT interrato a tensione di 36 KV di connessione tra l'impianto di produzione e la stazione di consegna del produttore;
- Stazione di consegna produttore a tensione di 36 KV;
- Cavidotto AT interrato a tensione di 36 KV di connessione tra la stazione di consegna del produttore e lo stallo di arrivo produttore in Stazione Elettrica Terna;

per la trattazione approfondita degli impianti per la connessione si rimanda alla relativa relazione "RIC- Relazione sugli impianti per la connessione" allegata al presente progetto.

5. CAVIDOTTI

5.1. CAVIDOTTI BT

5.1.1. Tipologie di cavo BT

Le linee di collegamento in serie dei pannelli per formare le stringhe saranno realizzate in parte con i cavi in dotazione ai pannelli stessi ed in parte mediante cavi in rame del tipo "solare".

Tali cavi sono posti all'esterno e sottoposti alle intemperie durante tutta la vita dell'impianto, per tale



motivo si utilizzeranno cavi isolati con gomma elastomerica di qualità conforme alla norma EN 50618.

I cavi scelti sono del tipo H1Z2Z2-K, dove il conduttore è formato da una corda di rame flessibile stagnato, di classe 5 isolato con due strati in gomma senza alogeni non propaganti la fiamma.

Tale cavo ha le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale in cc 1500 V,

Temperature d'esercizio -40°/+90°,

Sforzo massimo di trazione 15 N/mm².

La sezione del cavo sarà 6 mm².

Bassa Tensione Low Voltage	H1Z2Z2-K	Fotovoltaico Photovoltaic
CPR (UE) n° 305/11 E _{ca}	Regolamento Prodotti da Costruzione/Construction Products Regulation Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014 Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014	DoP n° 1036/17
EN 50618 CBI EN 60332-1-2 CBI EN 50525 CBI EN 50289-4-17 A CBI EN 50396 2014/35/UE 2011/65/CE CA.01.00546	Costruzione e requisiti/Construction and specifications Propagazione fiamma/Flame propagation Emissione gas/Gas emission Resistenza raggi UV/UV resistance test Resistenza ozono/Ozone resistance Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive Direttiva RoHS/RoHS Directive Certificato IMQ/IMQ Certificate	

Figura 5.1.1 Cavo "solare" con conformità richieste

Per le linee che collegheranno le stringbox con le power station sarà utilizzato un cavo in alluminio con isolamento in gomma Qualità G16 e guaina in PVC Qualità R16.

Il cavo scelto è del tipo ARG16R16 il quale avrà sezioni variabile in funzione dei calcoli di progetto.

Tale cavo ha le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale in cc 1000 V,

Temperature d'esercizio -15°/+90°C,

Temperatura massima di cortocircuito 250 °C



ARG16R16-0,6/1 kV

REAZIONE AL FUOCO

CONFORME CPR
REGOLAMENTO 305/2011/UE

Norma:	EN 50675:2014+A1:2016
Classe:	C _{ca} -s3, d1, a3
Classificazione: (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6
Emissione di calore e fumi e sviluppo della fiamma	EN 50399
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Gas corrosivi e alogenidrici:	EN 60754-2
Organismo Notificato:	0051 - IMQ
CE	2018

Costruzione, requisiti elettrici fisici e meccanici:	CEI 20-13
Gas corrosivi o alogenidrici:	EN 50267-2-1
Direttiva Bassa Tensione:	2014/35/UE
Direttiva RoHS:	2011/65/UE



Figura 5.1.2 Cavo Bt con conformità richieste

5.1.2. Calcolo delle linee elettriche in cavo

Il calcolo è stato condotto considerando cavi con i relativi conduttori e supponendo trascurabili i parametri trasversali delle linee.

La linea viene dapprima dimensionata secondo il criterio della massima caduta di tensione; quindi vengono confrontate la sezione e la portata teorica con la sezione e la portata del cavo commerciale (restando così verificato anche il criterio termico).



Infine è stata calcolata l'energia specifica passante tollerata dal cavo in relazione all'isolamento.

Il dimensionamento è stato condotto verificando per la linea in questione le seguenti relazioni suggerite dalle norme C.E.I 64 - 8 circa la protezione delle linee in cavo dalle sovracorrenti:

1. $I_b < I_n < I_z$;
2. $I_f < 1.45 I_z$

dove:

- I_b : Corrente convenzionale relativa al circuito,
- I_n : Corrente nominale di intervento del dispositivo di protezione,
- I_z : Portata del cavo nelle condizioni di posa,
- I_f : Corrente di sicuro intervento del dispositivo di protezione.

Inoltre è stato verificato che la caduta di tensione % ammessa sulla linea risultasse inferiore al 4 %, in tutte le condizioni di funzionamento.

Per il dimensionamento dei cavi elettrici Bt si sono utilizzati due metodi, il metodo del carico termico, ed il metodo della massima caduta di tensione.

Il criterio del carico termico è prevalente per linee molto corte e, in particolare, per i cavi e le sbarre.

Il sovrariscaldamento dovuto a densità di corrente elevata altera la bontà della trasmissione in quanto aumenta la resistenza; di conseguenza le caratteristiche di isolamento dei cavi non sono più garantite.

Il bilancio termico per un cavo di lunghezza unitaria, si può esprimere come:

$P_j - P_a - P_t = 0$ dove:

- P_j = Potenza termica dissipata per effetto joule
- P_a = Potenza termica accumulata
- P_t = Potenza termica trasmessa all'esterno

A regime quando la temperatura si stabilizza (a temperatura costante) tutto il calore prodotto per effetto Joule P_j viene trasmesso all'ambiente esterno P_t .

In condizioni di equilibrio termico

$$P_j = P_t$$

Occorre fare in modo che non si verifichino pericolosi innalzamenti della temperatura, ossia occorre limitare la dissipazione di potenza per effetto joule e quindi la corrente che attraversa il cavo.



L'espressione della intensità di corrente massima ammissibile è pari a:

$$I_{ma} = \sqrt{\frac{Ks\Delta\theta A}{\rho}} \quad (A)$$

Nella pratica comune il valore I_{ma} è già tabellato (vedi tabella 1) per i diversi cavi, si è quindi verificato che la portata massima ipotizzata sia minore della portata massima ammissibile.

Modalità di posa	Tipo di cavo	Isolante	Numero di conduttori								Linea n°	
			4	3	2							
Posa con circolazione d'aria impedita (in tubi, canali, ecc.)	Unipolari con o senza guaina	PVC										1
	Multipolari	EPR			4	3	2					2
Posa con libera circolazione d'aria (a parete, su passerelle, mensole o scalette, su fune portante)	Multipolari	PVC		4	3	2						3
		EPR				4	3	2				4
	Unipolari con guaina	PVC			4	3	2					5
		EPR					4	3	2	1		6
NOTE 1. Le portate dei cavi con conduttori in alluminio possono essere ottenute moltiplicando per 0,78 le portate dei cavi in rame di eguale sezione. 2. Le portate si riferiscono ad una temperatura ambiente di 30°C. 3. Le portate dei cavi in PVC sono valide anche per i cavi isolati in gomma G e G1; quelle dei cavi in EPR sono valide per i cavi in polietilene reticolato (XLPE). 4. La portata indicata per i cavi sezione 1mm è solo per riferimento. 5. La sezione (nominale) 50 mm ² corrisponde ad una sezione effettiva di 47,5 mm ² . 6. Nel caso di cavi in tubi protettivi incassati in pareti termicamente isolanti come legno o espanso, applicare un fattore di riduzione pari a 0,84. 7. Le portate dei cavi multipolari si applicano a cavi con conduttori rotondi, per i cavi multipolari con conduttori settoriali si applica una riduzione. 8. Le portate indicate per un cavo unipolare con guaina si applicano a cavi unipolari distanziati almeno di un diametro in orizzontale, due diametri se sovrapposti in verticale. 9. Per la posa senza circolazione di aria (linee 1 e 2) la tabella vale fino alla sezione di 120 mm ² .		Sezione	Portata in regime permanente (A)									
		mm ²	A	B	C	D	E	F	G	H		
		1	10,5	12	13,5	15	17	19	21	23		
		1,5	14	15,5	17,5	19,5	22	24	27	29		
		2,5	19	21	24	26	30	33	37	40		
		4	25	28	32	35	40	45	50	55		
		6	32	36	41	46	52	58	64	70		
		10	44	50	57	63	71	80	88	97		
		16	59	68	76	85	96	107	119	130		
		25	75	89	101	112	127	142	157	172		
		35	97	111	125	138	157	175	194	213		
		50	117	134	151	168	190	212	235	257		
		70	149	171	192	213	242	270	299	327		
95	181	207	232	258	293	327	362	396				
120	209	239	269	299	339	379	419	458				
150		275	309	344	390	435	481	527				
185		314	353	392	444	496	549	602				
240		369	415	461	522	584	645	707				

Tabella 5.1.1 Portata massima in regime permanente.

Il criterio della massima caduta di tensione impone che si garantisca una caduta di tensione sulla linea inferiore al valore limite fissato.

Vista che sarà realizzata una linea dedicata all'impianto la massima caduta di tensione accettabile è pari al 4 % della tensione nominale.

Si è in particolare calcolata la massima caduta di tensione attesa per l'impianto con la seguente:



$\Delta U = 2 \cdot R \cdot I_n \cdot L$ per corrente continua

$\Delta U = 2 \cdot (R \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi) \cdot I_n \cdot L$ per corrente alternata

Dove:

R = resistenza unitaria a 80 ° (vedi tabella 2 oppure schede tecniche cavi)

X = reattanza unitaria (vedi tabella 5.2)

I_n = corrente nominale;

L = Lunghezza della linea.

Sezione nominale	Cavi tripolari						
	Resistenza R ad 80 °C		Reattanza X	Cadute di tensione ΔU			
	Corrente continua	Corrente alternata		Corrente alternata trifase			
			$\cos \phi 1$	$\cos \phi 0,9$	$\cos \phi 0,8$	$\cos \phi 0,7$	
mm ²	mΩ/m	mΩ/m	mΩ/m	mV/Am	mV/Am	mV/Am	mV/Am
1	22,5		0,125	39	35,2	31,3	27,4
1,5	15,1		0,118	26,1	23,6	21	18,45
2,5	9,08		0,109	15,7	14,24	12,7	11,1
4	5,68		0,101	9,85	8,93	7,98	5,04
6	3,78		0,0955	6,54	5,96	5,34	4,70
10	2,27		0,0861	3,94	3,60	3,24	2,86
16	1,43		0,0817	2,48	2,29	2,07	1,83
25	0,907		0,0813	1,57	1,48	1,34	1,20
35	0,654		0,0783	1,13	1,08	0,988	0,888
50	0,483		0,0779	0,838	0,812	0,750	0,680
70	0,334		0,0751	0,579	0,577	0,541	0,496
95	0,241		0,0762	0,419	0,433	0,412	0,385
120	0,190	0,191	0,0740	0,332	0,354	0,342	0,321
150	0,150	0,157	0,0745	0,272	0,300	0,295	0,280
185	0,124	0,125	0,0742	0,217	0,251	0,250	0,241
240	0,0942	0,0966	0,0752	0,167	0,207	0,212	0,208
300	0,0750	0,0780	0,0750	0,135	0,178	0,186	0,186
400	0,0587	0,0625	0,0742	0,108	0,153	0,164	0,166
500	0,0466	0,0512	0,0744	0,0887	0,136	0,148	0,152
630	0,0361	0,0417	0,0749	0,0722	0,122	0,136	0,141

Tabella 5.1.2 Cadute di tensione cavi in rame

Si è verificato che la massima caduta di tensione calcolata sia inferiore alla massima caduta di tensione fissata come accettabile. Nei calcoli si è tenuto conto dell'intera lunghezza del cavo che andrà posato dai pannelli alla string box e da qui alle power station.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dei calcoli effettuati.



Calcolo cavi elettrici BT		
corrente continua		Pannelli-String box
P	16,52	Kw
V	1500	V
Cosfi		
In	11,01	A
L	140	Lunghezza tratto
Criterio carico termico		
Tipoogia	A	
sezione	6	mmq
Portata max cavo	41	A
esito criterio	verifica	
Criterio max caduta di tensione		
K	3,78	da tabella
Delta V	11,65651	V
percentuale caduta	0,777101	%
% massima accettabie	4	
esito criterio	verifica	

Calcolo cavi elettrici BT		
corrente continua		string box-power station
P	247,8	Kw
V	1500	V
Cosfi		
In	165,20	A
L	250	Lunghezza tratto
Criterio carico termico		
Tipoogia	A	
sezione	240	mmq
Portata max cavo	413	A
esito criterio	verifica	
Criterio max caduta di tensione		
K	0,125	da tabella
Delta V	10,325	V
percentuale caduta	0,688333	%
% massima accettabie	4	
esito criterio	verifica	

Tabella 5.1.3 calcoli elettrici cavi BT



5.1.3.Circuiti elettrici

Al fine di assicurare un servizio affidabile dell'impianto il circuito elettrico è stato dotato delle necessarie apparecchiature di protezione e comando richieste dalla normativa vigente.

La selettività di intervento in caso di dispersione verso terra, è garantita dall'impiego di interruttori differenziali.

I cavi saranno posati in canaletta sotto i pannelli e in tubi protettivi in polietilene corrugato interrati al di sotto del piano di campagna. I raggi di curvatura dei cavi, se D è il diametro esterno del cavo, devono essere $\geq 12xD$, mentre il diametro del tubo protettivo deve essere $\geq 1,4$ volte il diametro del fascio di cavi che ospita.

Per la protezione delle condutture dai sovraccarichi e dalle correnti di cortocircuito verranno adoperati interruttori automatici magnetotermici.

5.1.4.Cadute di tensione

Le cadute di tensione in qualsiasi punto dell'impianto quando sono inseriti tutti gli apparecchi che possono funzionare simultaneamente, non devono superare il 4% della tensione misurata al punto di consegna dell'impianto utilizzatore.

5.1.5.Prescrizioni generali

I componenti dovranno essere scelti conformi alle prescrizioni di sicurezza delle rispettive norme e saranno scelti in modo da non causare effetti nocivi sugli altri componenti o sulla rete di alimentazione. I componenti dell'impianto e gli apparecchi utilizzatori fissi saranno installati in modo da facilitare il funzionamento, il controllo, l'esercizio e l'accesso alle connessioni.

I dispositivi di manovra e di protezione, devono portare scritte o altri contrassegni che ne permettano la identificazione.

Per quanto riguarda la identificazione dei conduttori dovranno essere rispettate le seguenti indicazioni:

- bicolore giallo-verde: conduttori di terra, protezione ed equipotenzialità;
- blu chiaro: conduttore di neutro;
- colori secondo la tabella CEI-UNEL 00722, per i colori distintivi dei cavi.

5.1.6.Quadri elettrici

I quadri saranno installati ad una quota dalla superficie calpestabile di m.1 minimo e conterranno le apparecchiature di sezionamento, comando, protezione dei circuiti contro le sovracorrenti, cortocircuiti e contro i contatti indiretti.



Il potere di interruzione degli interruttori è calcolato come da indicazioni della CEI 64-8, in accordo ai suggerimenti delle norme CEI 64-50.

5.2. CAVIDOTTI AT

5.2.1.Premesse

La rete elettrica di consegna dell'energia prodotta è prevista in media tensione con una tensione di esercizio a 36 kV che consente di minimizzare le perdite elettriche e di ridurre la fascia di rispetto per i campi elettromagnetici, determinata ai sensi della L.36/01 e D.M. 29.05.2008.

La sezione dei cavi di collegamento tra l'impianto di produzione e il punto di consegna è stata calcolata in modo da essere adeguata alla corrente transitante nelle condizioni di funzionamento alla potenza nominale degli impianti.

Per quanto riguarda le lunghezze delle varie tratte si è effettuata la misura del tracciato del cavidotto sulle planimetrie di progetto e tenendo conto dei dislivelli altimetrici.

Le verifiche sono state effettuate per un controllo delle sezioni standard che saranno utilizzate per la costruzione del campo, in relazione alle condizioni progettuali di funzionamento e di posa del cavo.

5.2.2.Tipologia cavi AT

I cavi scelti, per le opere interne all'impianto fotovoltaico e di collegamento dello stesso con la cabina di consegna, saranno terne di cavi unipolari, con conduttori in alluminio, schermo metallico e guaina in PE.

L'installazione dei cavi dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalle norme tecniche dei singoli enti proprietari delle infrastrutture attraversate ed in particolare dalle norme CEI 11-17 e 11-1.

Il cavo per le linee interrate sarà del tipo ARE4H5EE avente le seguenti caratteristiche:

- Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso
- Isolamento: polietilene reticolato DIX8
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo
- Schermo: nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
- Guaina: Polietilene,



- Colore: rosso
- Tensione nominale d'esercizio: U₀/U 20.8/36 KV
- Temperature d'esercizio: -15°/+90°C

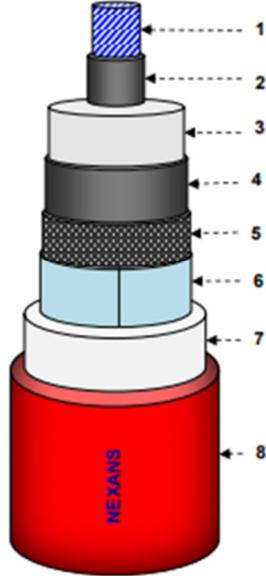
		ARE4H5EE 20,8/36 kV 1x... SK2													
HIGH VOLTAGE CABLE SINGLE CORE CABLE WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALUMINIUM TAPE SCREEN AND DOUBLE PE SHEATH, SHOCK RESISTANT.															
APPLICATIONS AND CHARACTERISTICS <i>In HV energy distribution networks for voltage systems up to 42kV. Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.</i> SHOCK PROOF SK2 has a very good shock resistance characteristics. The two special outer sheaths provide an excellent protection against impact and mechanical abuse during the lifetime of the cable. Shock Proof SK2 cable performances has been evaluated against mechanical protection by the abrasion test and the impact test included in CEI 20-68 standard. This type of cable can be directly buried without additional protections because it is comparable to an armoured cable.															
FUNCTIONAL CHARACTERISTICS <table border="0"> <tr> <td>Rated voltage U₀/U:</td> <td>20,8/36 kV</td> </tr> <tr> <td>Maximum voltage U_m:</td> <td>42 kV</td> </tr> <tr> <td>Test voltage:</td> <td>2,5 U₀</td> </tr> <tr> <td>Max operating temperature of conductor:</td> <td>90 °C</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature:</td> <td>250 °C (for max 5 s)</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature (screen):</td> <td>150 °C</td> </tr> </table>				Rated voltage U ₀ /U:	20,8/36 kV	Maximum voltage U _m :	42 kV	Test voltage:	2,5 U ₀	Max operating temperature of conductor:	90 °C	Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)	Max short-circuit temperature (screen):	150 °C
Rated voltage U ₀ /U:	20,8/36 kV														
Maximum voltage U _m :	42 kV														
Test voltage:	2,5 U ₀														
Max operating temperature of conductor:	90 °C														
Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)														
Max short-circuit temperature (screen):	150 °C														
CONSTRUCTION 1. Conductor <i>stranded, compacted, round, aluminium - class 2 acc. to IEC 60228</i> 2. Conductor screen <i>extruded semiconducting compound</i> 3. Insulation <i>extruded cross-linked polyethylene (XLPE) compound</i> 4. Insulation screen <i>extruded semiconducting compound - fully bonded</i> 5. Longitudinal watertightness <i>semiconducting water blocking tape</i> 6. Metallic screen and radial water barrier <i>aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)</i> 7. First sheath - 1 <i>extruded PE compound</i> 8. Second sheath - 2 <i>extruded PE compound - colour: red with improved impact resistance</i>															
Max pulling force during laying <i>50 N/mm² (applied on the conductors)</i> Min bending radius during laying <i>14 D_{cab}le (dynamic condition)</i> Minimum temperature during laying <i>- 25 °C (cable temperature)</i>		STANDARDS <i>IEC 60840 where applicable (testing)</i> <i>Nexans Design</i> <i>HD 620 where applicable (materials)</i> <i>CEI 20-68 where applicable (impact test)</i>													

Figura 5.2.1 Cavo AT interrato con norme di riferimento



5.2.3. Tipologie di posa cavidotti interrati

La sezione tipo del cavidotto prevede accorgimenti tipici in questo ambito di lavori (allettamento dei cavi su sabbia, coppone di protezione e nastro di segnalazione al di sopra dei cavi, a guardia da possibili scavi incauti).

Sarà inoltre prevista la posa della fibra ottica necessaria per la trasmissione dati e relativo controllo dell'impianto. All'interno dello scavo del cavidotto troverà posto anche la corda di rame nuda dell'impianto equipotenziale.

Il cavidotto AT è posato su strade in asfalto (Tipologia A) o su terreni agricoli/strade sterrate (Tipologia B), entro scavi a sezione obbligata a profondità stabilita dalle norme CEI 11/17 e dal codice della strada.

Nel caso posa su terreno agricolo la profondità di scavo è di 1.10 m, nelle strade asfaltate lo scavo sarà di 1.20 m di profondità per far sì che l'estradosso dei cavi sia sempre a profondità maggiore a 1.00 m dal piano stradale. Prima della posa del cavo AT sarà realizzato un letto con idoneo materiale sabbioso di spessore di circa 10 cm. Il cavo sarà rinfiancato e ricoperto con lo stesso materiale sabbioso per uno spessore complessivo che potrà variare da un min.50 cm ad un max di 74 cm a seconda della profondità dello scavo stesso. Al di sopra della sabbia verrà ripristinato il materiale originario dello scavo. Sul fondo dello scavo sarà posata la rete di terra realizzata con corda in rame nudo di 50 mmq di sezione. Tra lo strato di sabbia ed il ricoprimento sarà collocata una protezione meccanica formata da una coppella in pvc. Nello strato di ricoprimento sarà posto il nastro monitore in numero di file pari alle terne presenti nello scavo.

Nelle strade asfaltate sarà ripristinato il binder e lo strato di usura finale secondo le prescrizioni.

La larghezza dello scavo sarà da 0.60m a 0.80 m.

Di seguito si riporta un esempio di sezione tipo su strada interpodereale/terreno agricolo.



TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA STERRATA O TERRENO AGRICOLO

Sezione tipo 1B

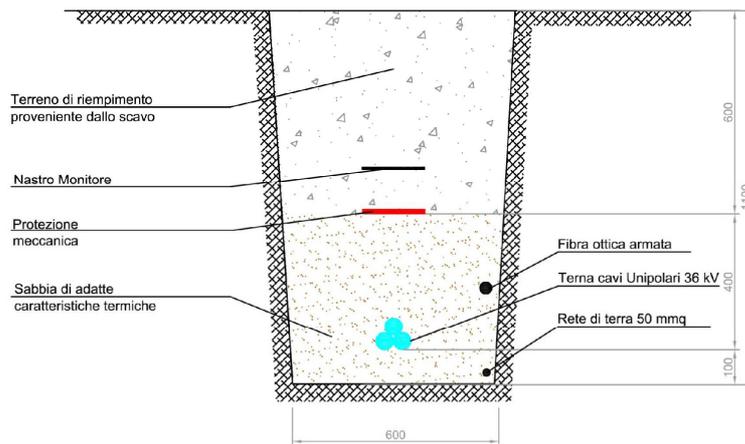


Figura 5.2.2 Sezione tipo di scavo su terreno agricolo

5.2.4. Condizioni progettuali di posa

Le condizioni progettuali di posa e le relative ipotesi adottate sono:

- Tensione di esercizio dell'impianto elettrico pari a: 36 kV.
- Temperatura media del terreno: 25 °C
- Resistività termica del terreno: 1,5 °Km / W
- Distanza minima tra terne di cavi in terra: 25 cm
- Profondità di posa: 1,1 m
- Fattore di potenza: 0,95
- Tipo di posa: interrata con disposizione a trifoglio

I risultati ottenuti hanno lo scopo di verificare il dimensionamento di massima dei cavi dell'impianto e potranno, in fase esecutiva, essere diversamente ottimizzati in funzione delle differenti scelte tecniche che saranno disponibili al momento della progettazione esecutiva.

5.2.5. Calcoli elettrici cavidotti

Si è verificato che le cadute di portata per tutte le singole tratte siano contenute entro il 2% ' e entro il



2,5% per l'intera linea secondo la seguente:

$$\Delta V = \frac{(P * R + Q * X)}{V^2}$$

dove:

- P: potenza transitante
- Q: potenza reattiva, con fattore di potenza 0,95;
- R: resistenza del cavo, pari alla resistenza unitaria per la lunghezza del cavo;
- X: reattanza del cavo, pari alla reattanza unitaria per la lunghezza del cavo;
- V: tensione di esercizio del cavo (36kV).

La portata effettiva dei cavi è stata calcolata secondo la seguente:

$$I_z = I_0 * K1 * K2 * K3 * K4$$

Dove:

- I₀ = portata nominale (a 20°C)
- K1 = Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C (posto pari a 0.96 per esercizio a 25°C)
- K2 = Fattore di correzione per compresenza di circuiti (distanza fra i circuiti 0,25 m)
- K3 = Fattore di correzione per profondità diversa da 0,8 m (per posa ad 1,1m)
- K4 = Fattore di correzione per resistività termica diversa da 1,5 k*m/W (valore pari a quello per posa in terreno asciutto - essendo questa la condizione più gravosa, si pone la il correttore pari ad 1)

A seguire si riporta la tabella di calcolo e le sezioni scelte.



Calcolo cavi elettrici AT						
linea L1		A1-A3	A3-A2	A2-D1	D1-SM	SM-SET
Tratti						
P	Kw	4.300	8.600	12.900	16.667	16.667
V	V	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000
Cosfi		0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
In	A	72,6	145,2	217,8	281,4	281,4
Lunghezza tratto	m	132	27	4.926	245	5.181
Tipologia		ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE
sezione cavo	mmq	95	95	185	500	500
Criterio carico termico						
Portata nominale cavo I ₀	A	229	229	324	540	540
numero terne adiacenti		2	2	2	2	2
Fattore correttivo K		0,82944	0,82944	0,82944	0,82944	0,82944
Portata massima cavo	A	189,94	189,94	268,74	447,90	447,90
esito criterio		verifica	verifica	verifica	verifica	verifica
Criterio max perdita di carico						
Resistenza elettrica	da tabella	0,411	0,411	0,211	0,0794	0,0794
Reattanza	da tabella	0,14	0,14	0,12	0,11	0,11
K		0,752	0,752	0,412	0,190	0,190
Delta V	V	7,2	2,9	442,1	13,1	277,2
percentuale caduta	%	0,020	0,008	1,228	0,036	0,770
% massima accettabile	%	2	2	2	2	2
esito criterio		verifica	verifica	verifica	verifica	verifica
Caduta totale linea	V	742,484				
% caduta totale linea	%	2,062				
% caduta accettabile totale linea	%	2,5				
esito criterio				verifica		

Calcolo cavi elettrici AT							
linea L2		B4-B3	B5-B3	B3-B2	B1-B2	B2-SM	SM-SET
Tratti							
P	Kw	4.709	4.709	14.127	4.709	23.545	23.545
V	V	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000
Cosfi		0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
In	A	79,5	79,5	238,5	79,5	397,5	397,5
Lunghezza tratto	m	408	363	339	368	1.248	5.181
Tipologia		ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE
sezione cavo	mmq	95	95	185	95	500	500
Criterio carico termico							
Portata nominale cavo I ₀	A	229	229	324	229	540	540
numero terne adiacenti		2	2	2	3	2	2
Fattore correttivo K		0,82944	0,82944	0,82944	0,73728	0,82944	0,82944
Portata massima cavo	A	189,94	189,94	268,74	168,84	447,90	447,90
esito criterio		verifica	verifica	verifica	verifica	verifica	verifica
Criterio max perdita di carico							
Resistenza elettrica	da tabella	0,411	0,411	0,211	0,411	0,0794	0,0794
Reattanza	da tabella	0,14	0,14	0,12	0,14	0,11	0,11
K		0,752	0,752	0,412	0,752	0,190	0,190
Delta V	V	24,4	21,7	33,3	22,0	94,3	391,5
percentuale caduta	%	0,068	0,060	0,093	0,061	0,262	1,088
% massima accettabile	%	2	2	2	2	2	2
esito criterio		verifica	verifica	verifica	verifica	verifica	verifica
Caduta totale linea	V	565,270					
% caduta totale linea	%	1,570					
% caduta accettabile totale linea	%	2,5					
esito criterio					verifica		



Calcolo cavi elettrici AT			
linea L3			
Tratti		SET-TERNA	
P	Kw	20.106	
V	V	36.000	
Cosfi		0,95	
In	A	339,4	
Lunghezza tratto	m	300	
Tipologia		ARE4H5EE	
sezione cavo	mmq	500	
Criterio carico termico			
Portata nominale cavo I_0	A	540	
numero terne adiacenti		3	
Fattore correttivo K		0,73728	
Portata massima cavo	A	398,13	
esito criterio		verifica	
Criterio max perdita di carico			
Resistenza elettrica	da tabella	0,0794	
Reattanza	da tabella	0,11	
K		0,190	
Delta V	V	19,4	
percentuale caduta	%	0,054	
% massima accettabile	%	2	
esito criterio		verifica	
Caduta totale linea			
Caduta totale linea	V	19,361	
% caduta totale linea	%	0,054	
% caduta accettabile totale linea	%	2,5	
esito criterio		verifica	



Calcolo cavi elettrici AT		
linea L4		
Tratti		STO-SM
P	Kw	12.900
V	V	36.000
Cosfi		0,95
In	A	217,8
Lunghezza tratto	m	40
Tipologia		ARE4H5EE
sezione cavo	mmq	185
Criterio carico termico		
Portata nominale cavo I_0	A	324
numero terne adiacenti		2
Fattore correttivo K		0,82944
Portata massima cavo	A	268,74
esito criterio		verifica
Criterio max perdita di carico		
Resistenza elettrica	da tabella	0,211
Reattanza	da tabella	0,12
K		0,412
Delta V	V	3,6
percentuale caduta	%	0,010
% massima accettabile	%	2
esito criterio		verifica
Caduta totale linea	V	3,590
% caduta totale linea	%	0,010
% caduta accettabile totale linea	%	2,5
esito criterio		verifica



6. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

6.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiori, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

6.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/AT.

In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

6.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine.

I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su



entrambe le polarità dei cavi d'uscita. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in appositi scomparti antideflagranti.

In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

6.4. SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogia limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter. Cortocircuiti sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata. L'interruttore AT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

6.5. PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA

In accordo a quanto prescritto dalla normativa italiana CEI 016 sarà previsto, incorporato nell'inverter, un dispositivo per prevenire il funzionamento in isola dell'impianto, come già descritto.

6.6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

Le cabine elettriche sono dotate di una rete di messa a terra realizzata secondo la vigente normativa. Le strutture di sostegno dei moduli sono collegate ad una rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.



7. ALLEGATI – SCHEDE TECNICHE COMPONENTI PRINCIPALI

Hi-MO 7

LR5-72HGD 560~590M

- High-performance PV modules for utility power plants
- Advanced HPDC cell technology delivers superior module efficiency and power
- High bifaciality and excellent power temperature coefficient achieves high energy yield
- LONGi lifecycle quality ensures long-term performance

12

12-year Warranty for
Materials and Processing

30

30-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



22.8%
MAX MODULE
EFFICIENCY

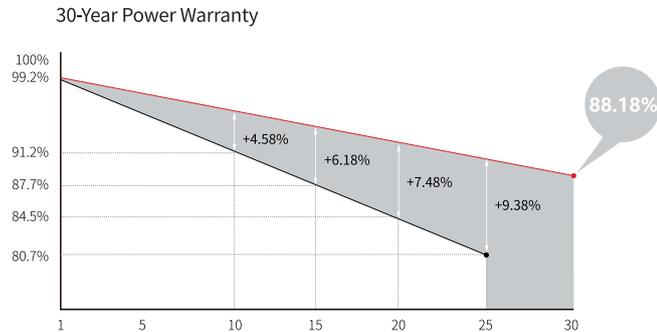
0~3%
POWER
TOLERANCE

<0.8%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.38%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

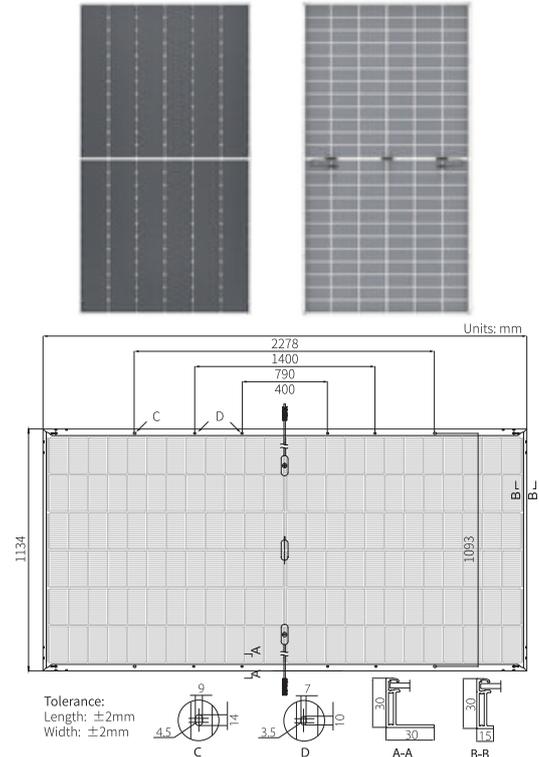
HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm semi-tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	31.8kg
Dimension	2278×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 180pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for P_{max}: ±3%

Module Type	LR5-72HGD-560M		LR5-72HGD-565M		LR5-72HGD-570M		LR5-72HGD-575M		LR5-72HGD-580M		LR5-72HGD-585M		LR5-72HGD-590M	
	STC	NOCT												
Testing Condition	STC	NOCT												
Maximum Power (P _{max} /W)	560	426.3	565	430.1	570	433.9	575	437.7	580	441.5	585	445.3	590	449.1
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	50.99	48.46	51.09	48.55	51.19	48.65	51.30	48.75	51.41	48.86	51.52	48.96	51.63	49.07
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.89	11.16	13.97	11.22	14.05	11.29	14.14	11.35	14.22	11.42	14.30	11.48	14.38	11.55
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	42.82	40.69	42.91	40.78	43.00	40.87	43.11	40.97	43.22	41.07	43.33	41.18	43.44	41.28
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	13.08	10.48	13.17	10.55	13.26	10.62	13.34	10.68	13.42	10.75	13.51	10.82	13.59	10.89
Module Efficiency(%)	21.7		21.9		22.1		22.3		22.5		22.6		22.8	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 575W front)

P _{max} /W	V _{oc} /V	I _{sc} /A	V _{mp} /V	I _{mp} /A	P _{max} gain
604	51.30	14.84	43.11	14.00	5%
633	51.30	15.55	43.11	14.67	10%
661	51.40	16.26	43.21	15.34	15%
690	51.40	16.96	43.21	16.01	20%
719	51.40	17.67	43.21	16.67	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	80±10%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.045%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.280%/°C

CPR (UE) n° 305/11
E_{ca}

Regolamento Prodotti da Costruzione/*Construction Products Regulation*
Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014
Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014

DoP n° 1036/17

EN 50618
CEI EN 60332-1-2
CEI EN 50525
CEI EN 50289-4-17 A
CEI EN 50396
2014/35/UE
2011/65/CE
CA 01.00546

Costruzione e requisiti/*Construction and specifications*
Propagazione fiamma/*Flame propagation*
Emissione gas/*Gas emission*
Resistenza raggi UV/*UV resistance test*
Resistenza ozono/*Ozone resistance*
Direttiva Bassa Tensione/*Low Voltage Directive*
Direttiva RoHS/*RoHS Directive*
Certificato IMQ/*IMQ Certificate*



DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore

Corde flessibile di rame stagnato, classe 5

Isolante

Mescola LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618
LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Guaina esterna

Mescola LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618

Colore anime

Nero

Colore guaina

Blu, rosso, nero

Marcatura a inchiostro

BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV
(sez) (anno) (m) (tracciabilità)

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari.

Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato e per essere utilizzati con apparecchiature di classe II.

DESCRIPTION

Flexible single-core cable for connection in photovoltaic installations. Insulation and sheath made of elastomeric compound, halogen free and flame retardant.

Conductor

Tinned copper flexible wire, class 5

Insulation

Special LSOH cross-linked rubber compound according to EN 50618 quality
LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Outer sheath

Special LSOH cross-linked rubber compound according to EN 50618 quality

Cores colour

Black

Sheath colour

Blue, red or black

Inkjet marking

BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV
(section) (year) (m) (traceability)

TECHNICAL CHARACTERISTICS

Maximum voltage U_o/U: 1800 V d.c. - 1200 V a.c.

Maximum operating temperature: 90°C

Minimum operating temperature: -40°C

Minimum installation temperature: -40°C

Maximum short circuit temperature: 250°C

Maximum tensile stress: 15 N/mm²

Minimum bending radius: 4 x maximum external diameter

Use and installation

For interconnection of photovoltaic elements. Suitable for fixed installation indoor and outdoor, in pipes exposed or embedded or in similar closed systems.

Suitable for laying directly underground or in pipe underground and to be used for class II equipment.



Formazione <i>Formation</i>	Ø indicativo conduttore <i>Approx. conductor Ø</i>	Spessore medio isolante <i>Average insulation thickness</i>	Spessore medio guaina <i>Average sheath thickness</i>	Ø indicativo produzione <i>Approx. production Ø</i>	Peso indicativo cavo <i>Approx. cable weight</i>	Resistenza elettrica max a 20°C <i>Max. electrical resistance at 20°C</i>	Portata di corrente in aria libera <i>Current rating free in air</i>	
							Singolo cavo <i>Single cable</i> 60°C	2 cavi adiacenti <i>2 adjacent cables</i> 60°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/ km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,9	6,5	80	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	1,0	7,9	127	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	1,0	8,8	180	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,1	10,6	270	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620



ARG16R16-0,6/1 kV

REAZIONE AL FUOCO



CONFORME CPR
REGOLAMENTO 305/2011/UE

Norma:	EN 50575:2014+A1:2016
Classe:	C _{ca} -s3, d1, a3
Classificazione: (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6
Emissione di calore e fumi e sviluppo della fiamma	EN 50399
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Gas corrosivi e alogenidrici:	EN 60754-2
Organismo Notificato:	0051 - IMQ
CE	2018

Costruzione, requisiti elettrici CEI 20-13
fisici e meccanici:

Gas corrosivi o alogenidrici: EN 50267-2-1

Direttiva Bassa Tensione: 2014/35/UE

Direttiva RoHS: 2011/65/UE



Descrizione

- Conduttore: alluminio, corda rigida compatta, classe 2
- Isolamento: gomma, qualità G16
- Riempitivo: termoplastico
- Guaina: PVC, qualità R16
- Colore: grigio

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U_0/U : 600/1000 V c.a.
1500 V c.c.
- Tensione massima U_m : 1200 V c.a.
1800 V c.c. anche verso terra
- Tensione di prova industriale: 4000 V
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C
(in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Caratteristiche particolari

Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature.

Colori delle anime

UNIPOLARE ●

Marcatura

Made in Italy LA TRIVENETA CAVI ARG16R16 0,6/1 kV [form.] Cca-s3,d1,a3 [anno] [ordine] [metrica]

Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 6 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del conduttore

Impiego e tipo di posa

Adatto per il trasporto di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale.

Per installazione fissa all'interno e all'esterno, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi similari.

Ammessa la posa interrata, anche se non protetta.

Riferimento Regolamento Prodotti da Costruzione 305/2011 EU e Norma EN 50575:

Date le proprietà di limitare lo sviluppo del fuoco e l'emissione di calore, il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile.

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A					
							in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	interrato a 20°C		tubo interrato a 20°C	
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km					K = 1	K = 1,5
1 x 16	4,90	0,7	1,4	10,0	1,91	150	70	64	98	89	75	70
1 x 25	6,10	0,9	1,4	11,7	1,20	185	102	88	119	110	95	88
1 x 35	7,10	0,9	1,4	13,0	0,868	220	136	110	141	131	115	106
1 x 50	8,20	1,0	1,4	14,7	0,641	280	164	131	167	154	134	124
1 x 70	9,90	1,1	1,4	16,6	0,443	320	218	175	204	189	173	160
1 x 95	11,40	1,1	1,5	18,6	0,320	460	261	209	245	226	196	181
1 x 120	13,10	1,2	1,5	20,5	0,253	570	310	250	277	256	238	220
1 x 150	14,40	1,4	1,6	22,8	0,206	670	350	280	313	289	250	231
1 x 185	16,20	1,6	1,6	25,0	0,164	810	415	334	350	324	300	278
1 x 240	18,40	1,7	1,7	27,9	0,125	1025	490	392	413	382	331	306
1 x 300	20,65	1,8	1,8	30,7	0,100	1205	567	-	454	420	400	370
1 x 400	23,60	2,0	1,9	35,0	0,0778	1660	665	-	512	474	450	417
1 x 500	26,50	2,2	2,0	38,6	0,0605	1940	765	-	578	535	505	468
1 x 630	30,20	2,4	2,2	43,1	0,0469	2460	880	-	646	598	580	537

N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:
- n°3 conduttori attivi
- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K·m/W
K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K·m/W

HIGH VOLTAGE CABLE

SINGLE CORE CABLE WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALUMINIUM TAPE SCREEN AND DOUBLE PE SHEATH, SHOCK RESISTANT.

APPLICATIONS AND CHARACTERISTICS

In HV energy distribution networks for voltage systems **up to 42kV**. Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.

SHOCK PROOF SK2 has a very good shock resistance characteristics. The two special outer sheaths provide an excellent protection against impact and mechanical abuse during the lifetime of the cable.

Shock Proof SK2 cable performances has been evaluated against mechanical protection by the abrasion test and the impact test included in CEI 20-68 standard.

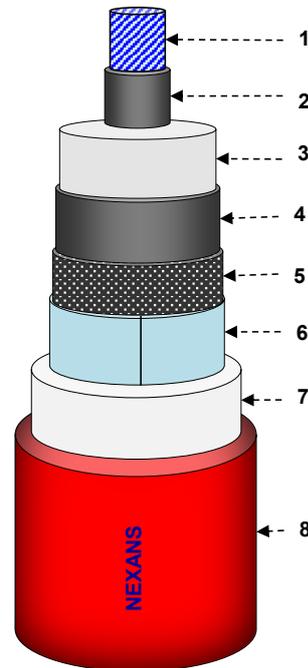
This type of cable can be directly buried without additional protections because it is comparable to an armoured cable.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

Rated voltage U_0/U :	20,8/36 kV
Maximum voltage U_m :	42 kV
Test voltage:	2,5 U_0
Max operating temperature of conductor:	90 °C
Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)
Max short-circuit temperature (screen):	150 °C

CONSTRUCTION

- 1. Conductor**
stranded, compacted, round, **aluminium** - class 2 acc. to IEC 60228
- 2. Conductor screen**
extruded semiconducting compound
- 3. Insulation**
extruded cross-linked polyethylene (**XLPE**) compound
- 4. Insulation screen**
extruded semiconducting compound - **fully bonded**
- 5. Longitudinal watertightness**
semiconducting **water blocking tape**
- 6. Metallic screen and radial water barrier**
aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)
- 7. First sheath - 1**
extruded **PE** compound
- 8. Second sheath - 2**
extruded **PE** compound - colour: **red**
with improved **impact resistance**



Max pulling force during laying

50 N/mm² (applied on the conductors)

Min bending radius during laying

14 D_{cable} (dynamic condition)

Minimum temperature during laying

- 25 °C (cable temperature)

STANDARDS

IEC 60840 where applicable (*testing*)
 Nexans Design
 HD 620 where applicable (*materials*)
 CEI 20-68 where applicable (*impact test*)

MARKING by ink of the following legend:

"NEXANS B <Year> ARE4H5EE 20,8/36kV 1x <S> SK2 <meter marking>"

<Year> = year of manufacturing

<S> = section of the conductor



Mechanical resistance to impacts: **very good** (CEI 20-68)



Longitudinal waterproof



Radial waterproof



Max operating temp. of conductor: **90 °C**



Max short-circuit temperature : **250 °C**



Minimum installation temperature: **-25 °C**

ARE4H5EE 20,8/36kV 1x... SK2

Type	Conductor diameter nominal	Insulation thickness min.	Insulation diameter nominal	Sheaths thickness nominal	Cable diameter approx	Cable weight indicative	Electrical resistance of conductor		X at 50 Hz	C	Current capacity		Short circuit current	
							at 20 °C - d.c. max	at 90 °C - a.c.			in ground at 20 °C	in free air at 30 °C	conductor Tmax 250°C	screen Tmax 150°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	μF/km	A	A	kA x 1,0 s	kA x 0,5 s
1x120	13,1	7,9	30,7	2,0+2,0	43,8	1.520	0,253	0,325	0,132	0,185	253	334	11,3	2,2
1x150	14,3	7,6	31,3	2,0+2,0	44,4	1.600	0,206	0,265	0,127	0,201	282	377	14,2	2,2
1x185	16,0	7,4	32,6	2,0+2,0	45,8	1.740	0,1640	0,211	0,122	0,221	320	432	17,5	2,3
1x240	18,5	7,1	34,5	2,0+2,0	47,8	1.960	0,1250	0,161	0,116	0,252	370	510	22,7	2,3
1x300	20,7	6,8	36,1	2,0+2,0	49,5	2.160	0,1000	0,129	0,111	0,283	417	584	28,3	2,4
1x400	23,5	6,9	39,1	2,0+2,0	52,6	2.510	0,0778	0,101	0,107	0,308	478	681	37,8	2,6
1x500	26,5	7,0	42,6	2,0+2,0	56,3	2.960	0,0605	0,079	0,104	0,337	545	792	47,2	2,9
1x630	30,0	7,1	46,3	2,0+2,0	60,2	3.510	0,0469	0,063	0,100	0,367	620	920	59,5	3,0

Note

Laying condition:

- depth (m):

- soil thermal resistivity (°Cm/W):

- metallic layers connection:

trefoil formation

0,8

1,5

solid bonding (earthed at both ends)

X = phase reactance

C = capacitance

Nexans reserves the right to change the technical data as a result of changes in standards and product improvements



Gamesa Electric Proteus PV Stations

Larger MV solution for LCoE reduction

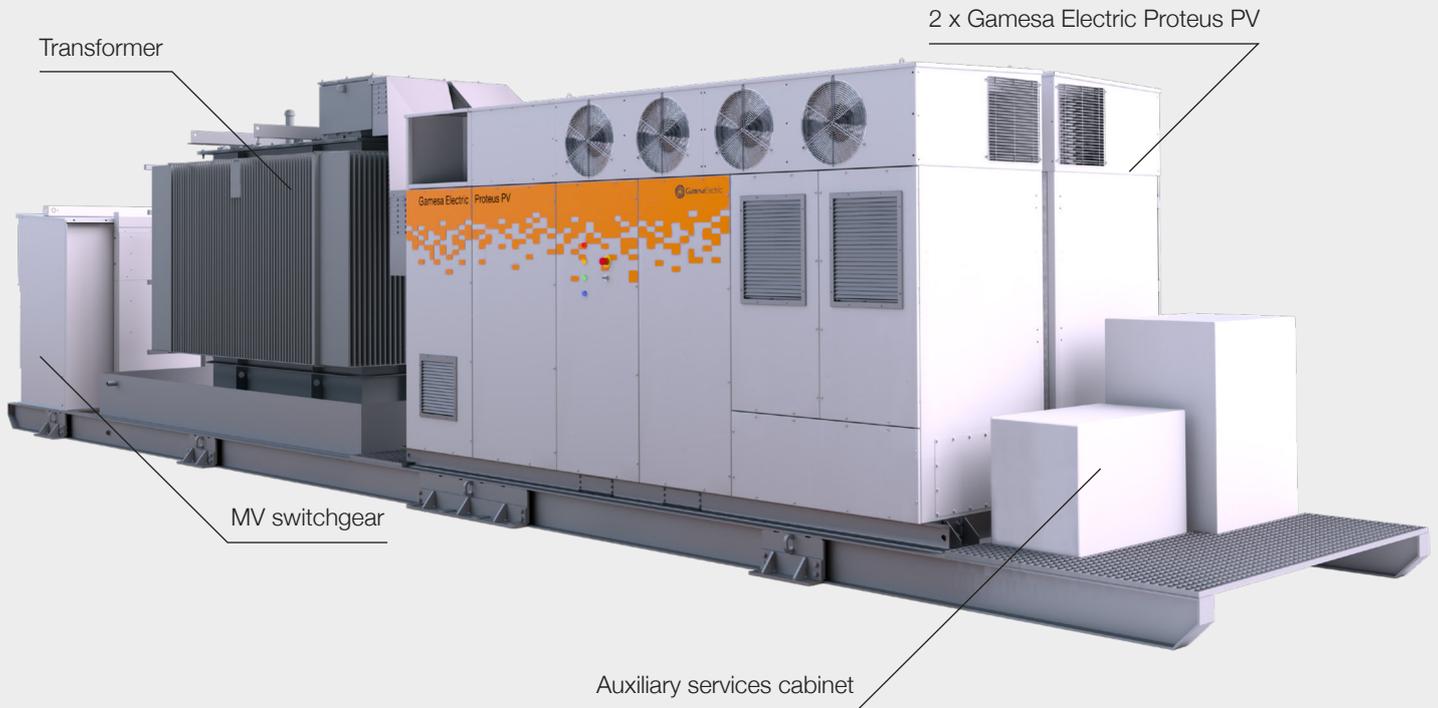


Compact and modular design

TDHI <1%

One-way efficiency 99.45%

Outdoor solution



Gamesa Electric Proteus PV Station

 <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>

1 x Gamesa Electric Proteus PV Inverter Configurations

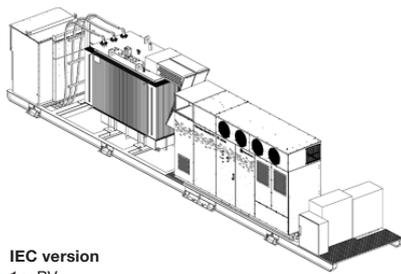
Gamesa Electric Proteus PV Station				
Number of Gamesa Electric Proteus PV Inverters	1 x Proteus PV 4100	1 x Proteus PV 4300	1 x Proteus PV 4500	1 x Proteus PV 4700
DC Connection				
DC Voltage Range ⁽¹⁾	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	835 - 1300 V	875 - 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 (inductive)-1-0 (capacitive)			

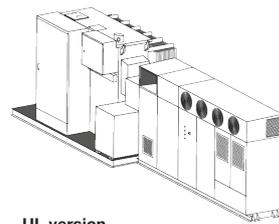
Protection devices	
DC Connection	Motorized disconnectors, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), reverse polarity detection, DC ground fault and insulation detection
AC Connection	Motorized AC circuit breakers, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), Anti-islanding, Voltage failure, Frequency failure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

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

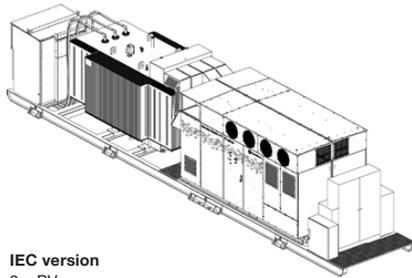
Gamesa Electric Proteus PV Station				
Number of Gamesa Electric Proteus PV Inverters	2 x Proteus PV 4100	2 x Proteus PV 4300	2 x Proteus PV 4500	2 x Proteus PV 4700
DC Connection				
DC Voltage Range ⁽¹⁾	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	835 - 1300 V	875 - 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	8716 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 (inductive)-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
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)



+5 GW
SOLAR ENERGY



+127 GW
WIND POWER



+90
COUNTRIES



Worldwide presence

Australia
Austria
Belgium
Brazil
Canadá
Thailand

Chile
China
Croatia
Denmark
Egypt
Turkey

France
Germany
Greece
Hong Kong
Hungary
UK

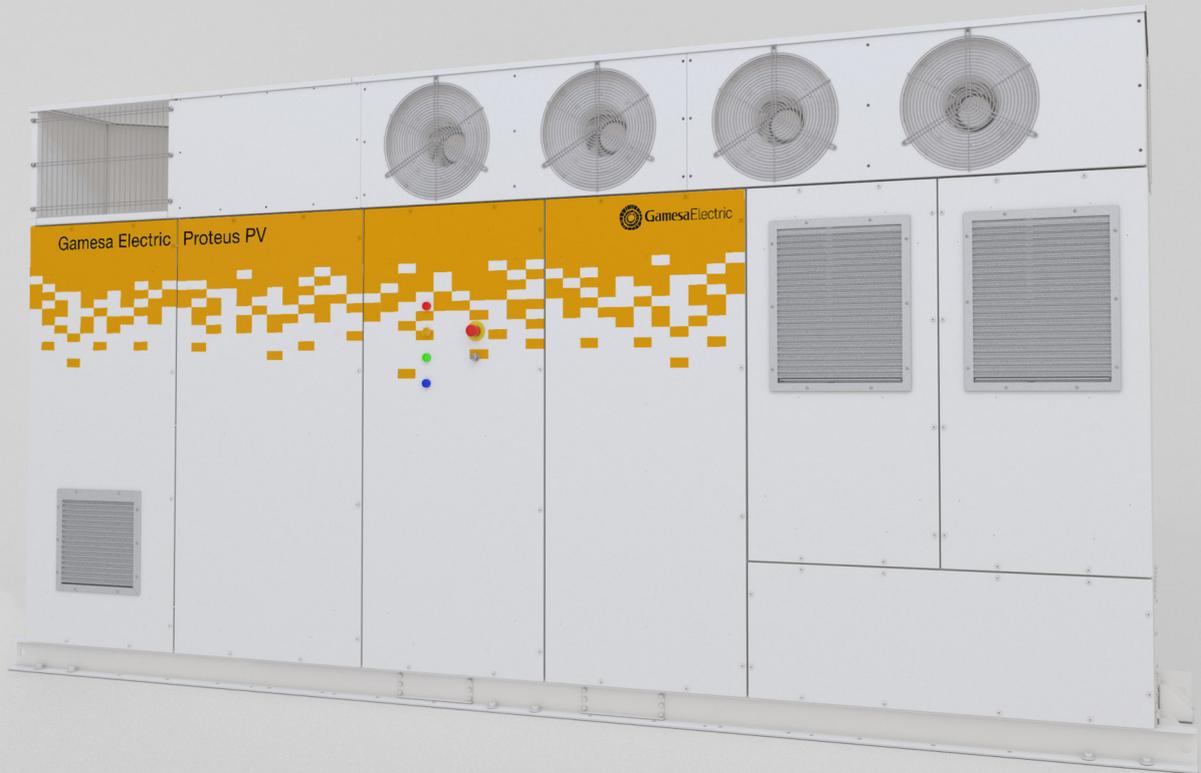
India
Ireland
Italy
Japan
Korea
USA

Mexico
Morocco
Netherlands
Norway
Philippines
Colombia

Poland
Singapore
South Africa
Sri Lanka
Sweden

Bosnia and herzegovina





Gamesa Electric Proteus PV Inverters

Maximum energy and versatility
for utility-scale projects

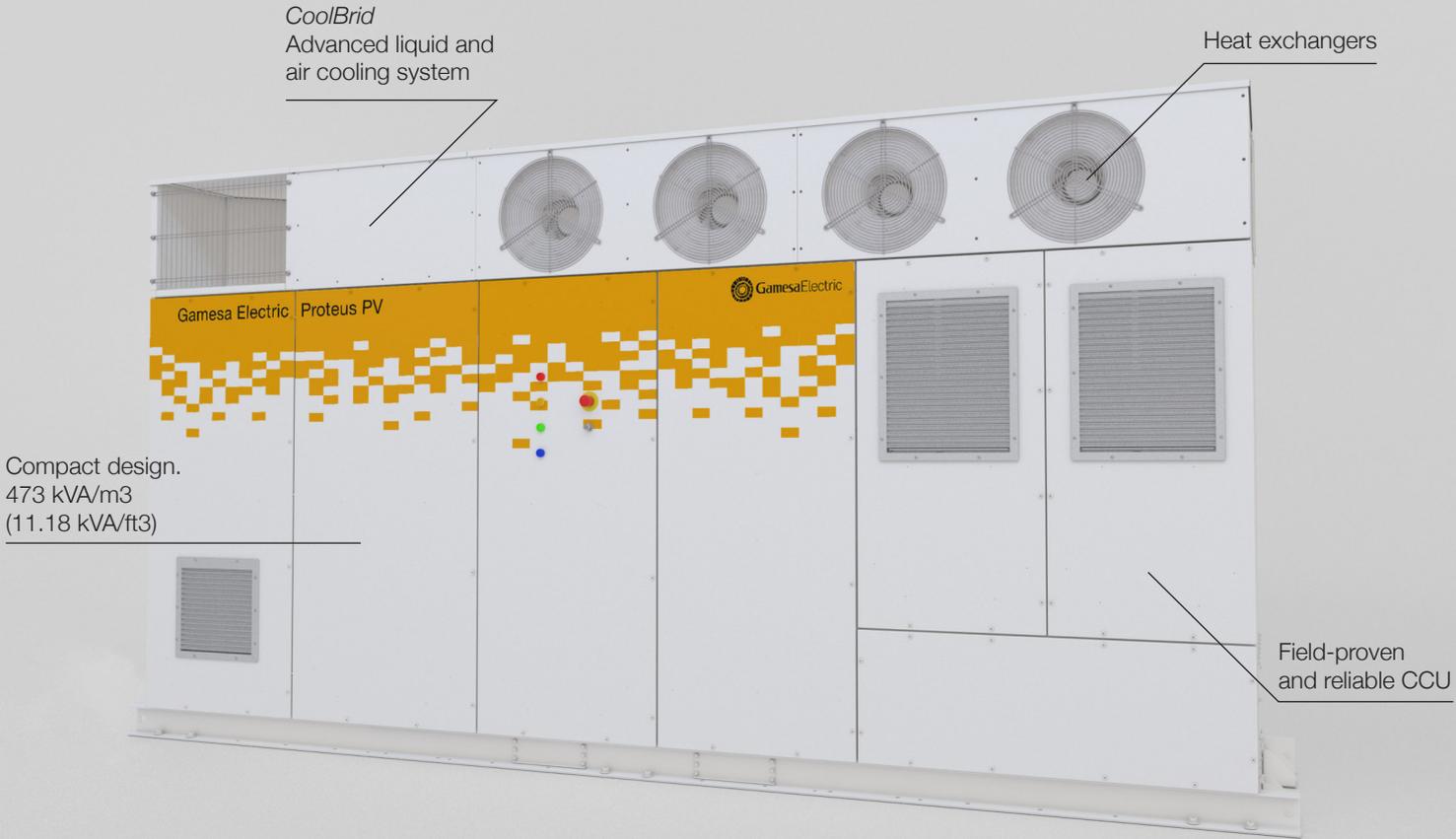


Up to 200%
DC/AC ratio

TDHI <1%

MPPT
efficiency
99.9%

Outdoor
solution



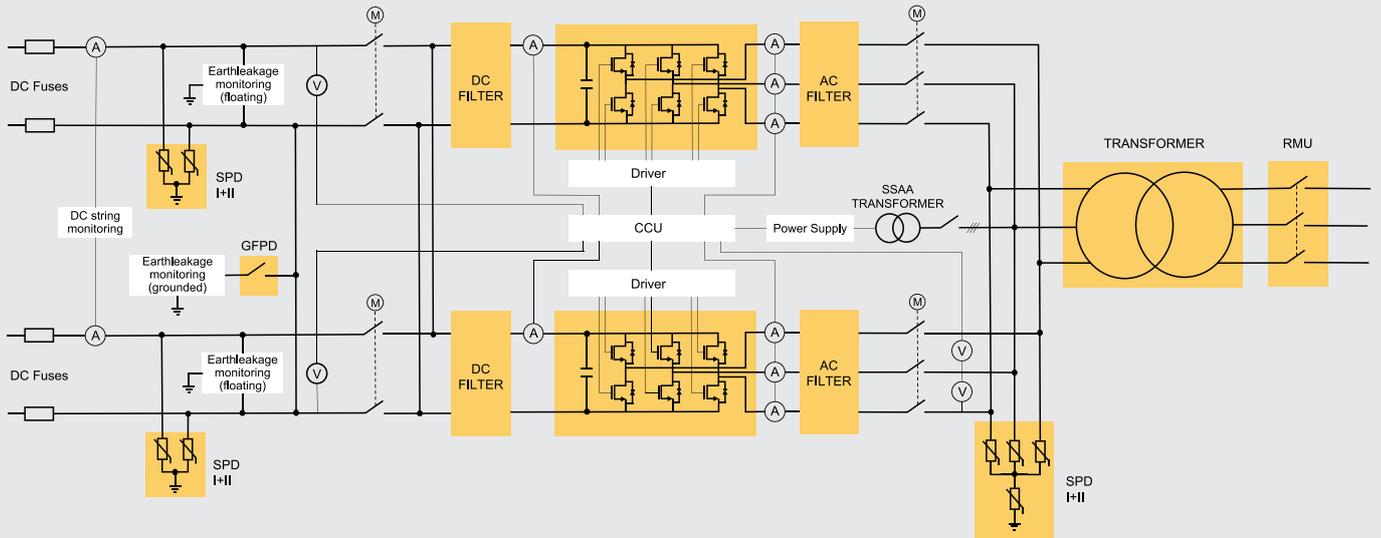
Gamesa Electric Proteus PV Inverters

 <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>

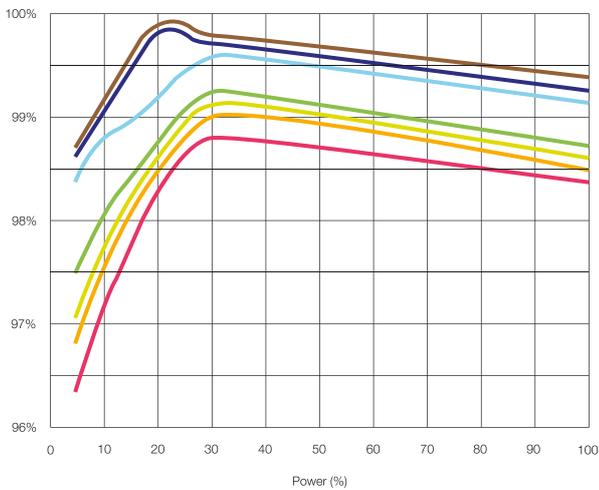


The Gamesa Electric Proteus PV Inverters combine high power with maximum versatility for PV plants LCoE reduction.

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

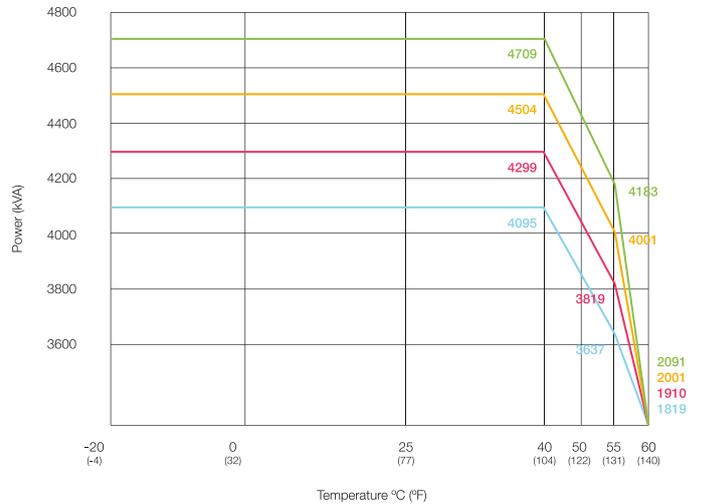


Efficiency



- 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	4,045 kg [8,918 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
Websserver	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



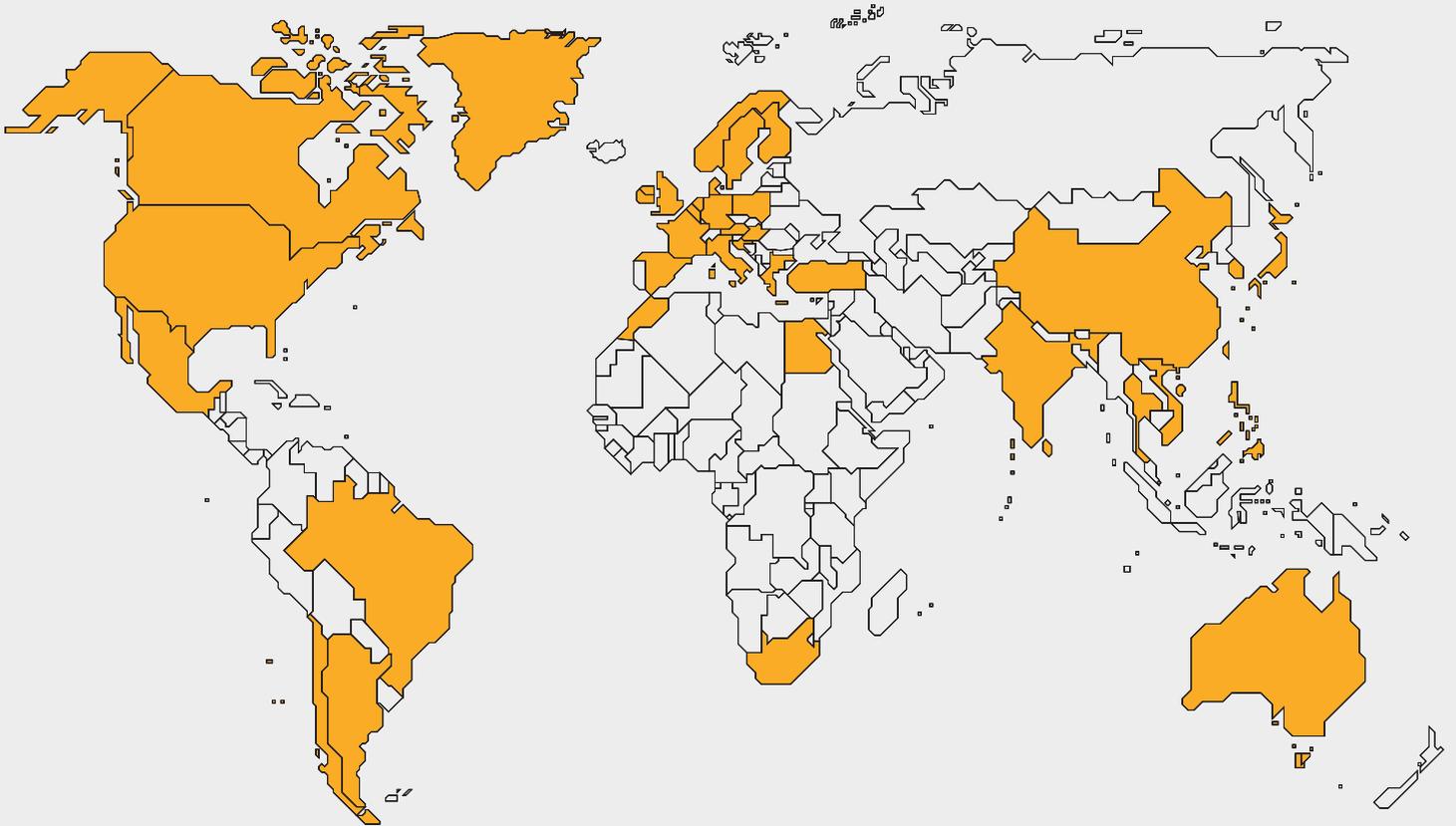
+4 GW
SOLAR ENERGY



+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 | | | | |



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.

Rendimento FV ad inseguimento

PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV

Valori inseriti:

Latitudine/Longitudine: 37.898, 13.001

Orizzonte: Calcolato

Database solare: PVGIS-SARAH2

Tecnologia FV: Silicio cristallino

FV installato: 1 kWp

Perdite di sistema: 14 %

Output del calcolo

IA* 0

Angolo inclinazione [°]: 0

Produzione annuale FV [kWh]: 1863.89

Irraggiamento annuale [kWh/m²]: 2406.7

Variazione interannuale [kWh]: 57.4

Variazione di produzione a causa di:

Angolo d'incidenza [%]: -1.68

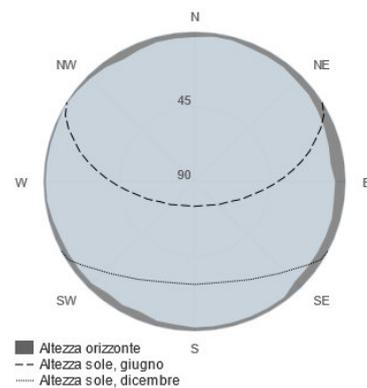
Effetti spettrali [%]: 0.66

Perdite temp. ed irr. bassa [%]: -9

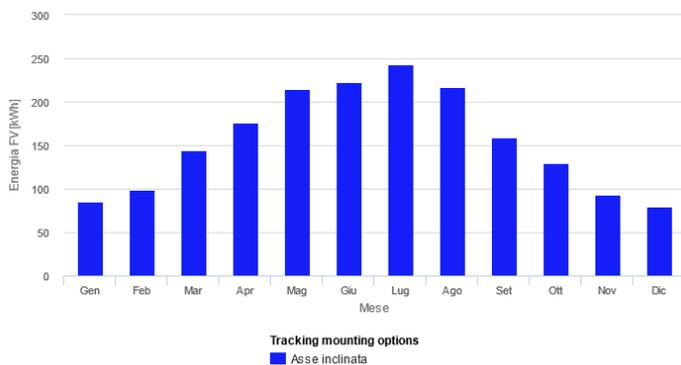
Perdite totali [%]: -22.55

* IA: Asse inclinata

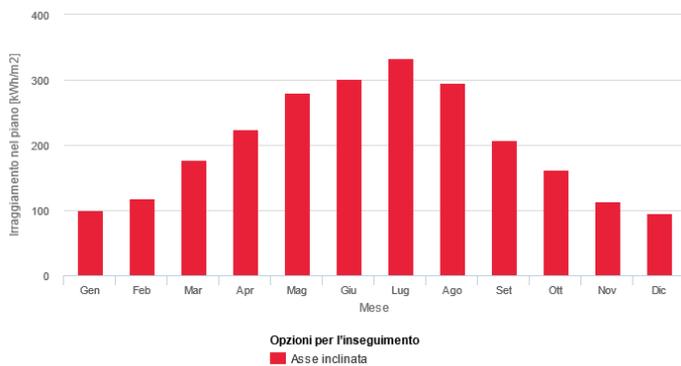
Grafico dell'orizzonte al luogo scelto:



Energia mensile da sistema FV ad inseguimento:



Irraggiamento mensile nel piano di inseguimento:



Asse inclinata

Mese	E _m	H(i) _m	SD _m
Gennaio	84.8	100.3	11.5
Febbraio	99.2	118.2	18.4
Marzo	144.6	177.4	17.2
Aprile	176.7	223.8	15.7
Maggio	214.3	279.6	16.5
Giugno	222.6	301.6	9.6
Luglio	242.6	333.8	5.3
Agosto	216.9	295.1	13.8
Settembre	159.6	207.1	8.9
Ottobre	129.4	161.7	9.1
Novembre	93.5	113.4	8.3
Dicembre	79.7	94.9	8.3

E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema definito [kWh].

H_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].

SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].