

# IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG CELESTE E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 19,99 MW<sub>p</sub> - COMUNE DI S. ARCANGELO (PZ)

## Proponente

**EG CELESTE S.R.L.**

VIA DEI PELLEGRINI 22 · 20122 MILANO (MI) · P.IVA: 11616240963 · PEC: egceleste@pec.it

## Progettazione

**Ing. Michele TASSELLI.** Via Matera, 28 - 85100 Potenza (PZ)

tel.: 347/5407153 · e-mail: ing.tasselli@gmail.com · PEC: michele.tasselli2@ingpec.eu

**Ing. Massimo BIANCO.** Via S. Antonio, 14 - 85043 Latronico (PZ)

tel.: 328/3779118 · e-mail: prgbianco@gmail.com · PEC: massimo.bianco@ingpec.eu



## Collaboratori

**Ing. Gianpaolo PICCOLO**

Via Grecia, snc - 85022 - Barile (PZ)

tel. 328/9489306, e-mail: gianpaolo.piccolo@gmail.com

**Ing. Alfredo PIERRI**

Viale Marconi, 127 - 85100 - Potenza

tel. 389/1766115, e-mail: alfredopierr@alice.it

**Ing. Cristiano GIAMMATTEO**

Via dei Longobardi, 15 - 85029 - Venosa (PZ)

tel. 320/0584557, e-mail: cristiano.giammatteo@gmail.com

## Coordinamento progettuale

**RAMUNNO S.R.L.**

C.DA CAOLO - ZONA P.I.P. · 85057 TRAMUTOLA (PZ) · P.IVA: 01633510761 · email: info@ramunnosrl.it



## Titolo Elaborato

# RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
Progetto definitivo	A.5	A.5	A3_3 PD	06/2021	-

## Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
01	21/06/2021	-	MT/MB	RAM	ENF



COMUNE DI SANT'ARCANGELO (PZ)  
REGIONE BASILICATA



## INDICE

<b>A.5.a DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO.....</b>	<b>2</b>
A.5.a.1 ELEMENTI PROGETTUALI E ARCHITETTONICI DELL’IMPIANTO.....	2
<b>A.5.b DIMENSIONAMENTO DELL’IMPIANTO .....</b>	<b>6</b>
A.5.b.1 Sito di installazione .....	6
A.5.b.2 Potenza totale e caratteristiche tecniche di impianto .....	8
MODULO FOTOVOLTAICO .....	11
INVERTER .....	15
TRASFORMATORE BT/MT.....	17
CABINA DI TRASFORMAZIONE .....	18
CABINA DI RACCOLTA MT .....	19
SERVIZI DI CABINA .....	22
COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE.....	22
COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE.....	29
RETE DI TERRA.....	34
SISTEMA DI MONITORAGGIO .....	35
A.5.b.3 Dati di irraggiamento solare e previsione di produzione energetica.....	37
<b>A.5.c SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE .....</b>	<b>37</b>
A.5.c.1 Protezione contro i contatti diretti.....	44
A.5.c.2 Protezione contro i contatti indiretti.....	44
A.5.c.3 Protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche .....	45
<b>A.5.d NORME TECNICHE di riferimento .....</b>	<b>45</b>

## **A.5.a - DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO**

L'impianto fotovoltaico "EG Celeste" sorgerà in Località "Monte Niviera", nel Comune di Sant'Arcangelo (PZ) e verrà collegato in antenna alla Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 150 kV "Aliano – Senise", di futura realizzazione.

L'estensione complessiva dell'impianto sarà pari a circa **33 ha** (superficie delimitata dalle recinzioni di impianto) e la potenza complessiva dell'impianto sarà pari ad **19,99 MW<sub>p</sub>** (somma della potenza dei moduli).

L'area disponibile per l'installazione dell'impianto fotovoltaico è individuata al Catasto Terreni del comune di Sant'Arcangelo al foglio di mappa n° 55 particelle 28 – 29 – 30 – 31 – 32 – 33– 45 – 46 101 – 196 – 201 – 208 – 209 – 210 – 211 – 214 – 215 – 216 e si estende per più di 44 ha.

L'elettrodotto di connessione prevede l'interramento di un cavidotto MT per una lunghezza di circa 4 km prevalentemente lungo strada esistente e a margine di terreni agricoli, dal punto di raccolta e fino a raggiungere la futura sottostazione MT/AT, quest'ultima da realizzarsi su terreni censiti al foglio 60 particelle 49 e 50.

L'impianto, denominato "EG Celeste", è di tipo installato a terra e non integrato, con moduli fotovoltaici bifacciali in silicio cristallino montati su apposite strutture metalliche (*tracker*) a inseguimento solare.

Nel presente documento vengono descritte le attività ed i processi che saranno attuati sul sito, le caratteristiche prestazionali dell'impianto nel suo complesso e nelle sue componenti elementari, la sua producibilità annua e le modalità impiantistiche con cui si intende effettuare il collegamento con la RTN, rimandando al progetto AT le specifiche tecniche e dimensionali dello stallo e della soluzione tecnica di connessione.

### **A.5.a.1 ELEMENTI PROGETTUALI E ARCHITETTONICI DELL'IMPIANTO**

L'impianto fotovoltaico si compone essenzialmente di:

- generatore fotovoltaico
- strutture di sostegno ed ancoraggio
- cavi, cavidotti,

- gruppo di conversione CC/CA
- quadri di protezione, sezionamento e misura
- trasformatori MT/BT
- cabine di campo e di raccolta MT
- trasformatori AT/MT

Le opere civili da realizzare, recinzione e viabilità interne incluse, risultano essere tutte compatibili con le caratteristiche del territorio. Esse, infatti, non comportano una variazione della “destinazione d’uso del territorio” e non necessitano di alcuna “variante allo strumento urbanistico”. Oltre all’installazione del generatore fotovoltaico, sarà necessario realizzare un elettrodotto per il trasporto dell’energia sino al punto di consegna, come riportato nelle tavole di progetto.

L’impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli fotovoltaici in silicio Monocristallino, bifacciali, composti da 144 (6x24) celle fotovoltaiche ad altissima efficienza (>20%) e connesse elettricamente in serie, per una potenza complessiva di 545 W<sub>p</sub>.

L’impianto sarà costituito da un totale di 36680 moduli per una conseguente potenza di picco pari a 19.99 kW<sub>p</sub>.

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno ad inseguimento del tipo monoassiale, di norma ad infissione nel terreno con macchina operatrice battipalo, come da foto esemplificative seguenti:



*Figura 1 – Rappresentazione indicativa della tipologia della struttura*

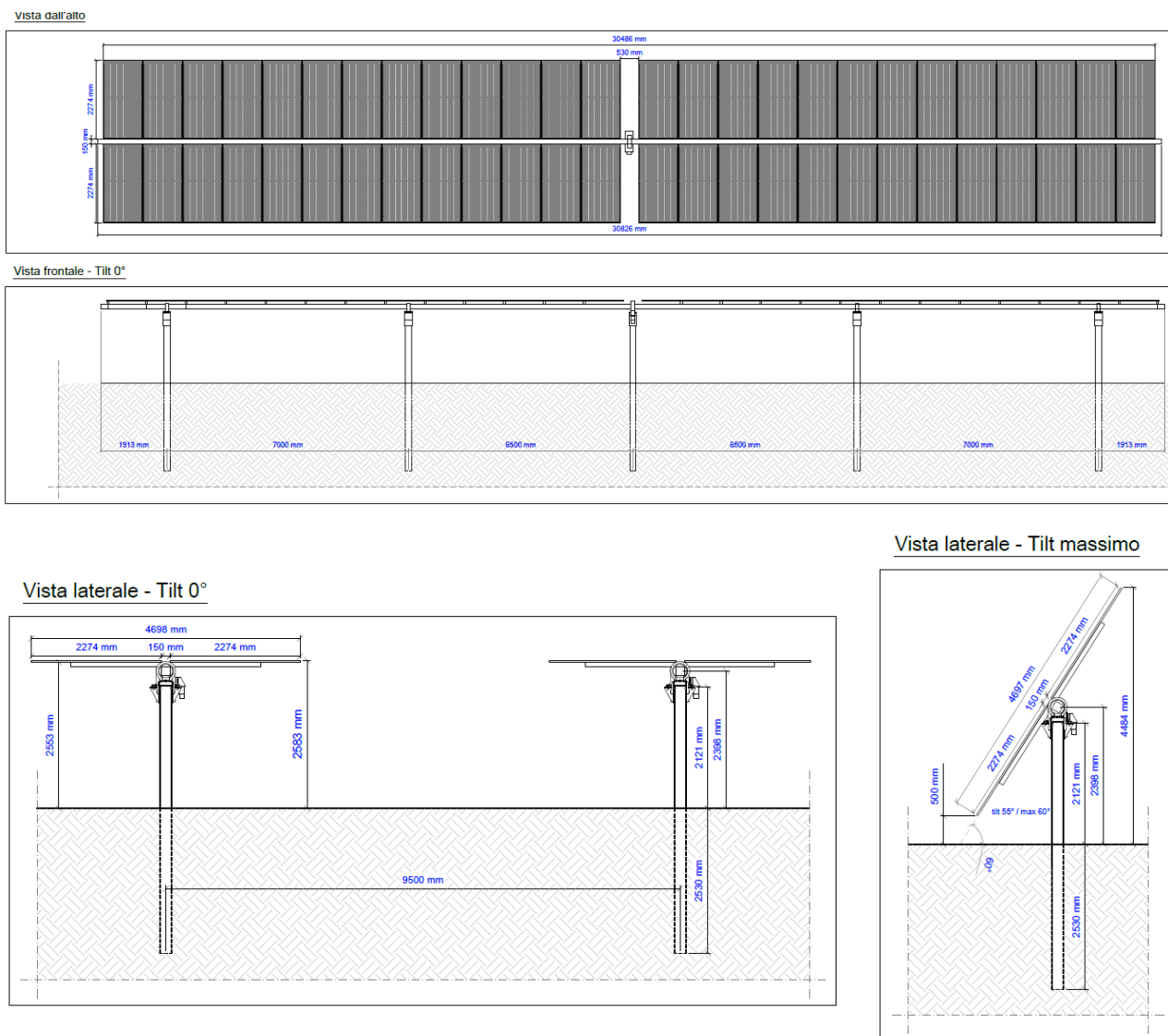
Questo procedimento di palificazione consente di evitare la realizzazione di plinti in cemento armato anche per forme di terreno più difficili (pietre ecc.); infatti in caso di sottosuoli in roccia, la macchina può essere attrezzata aggiuntivamente con un gruppo di foratura, procedendo con pali trivellati



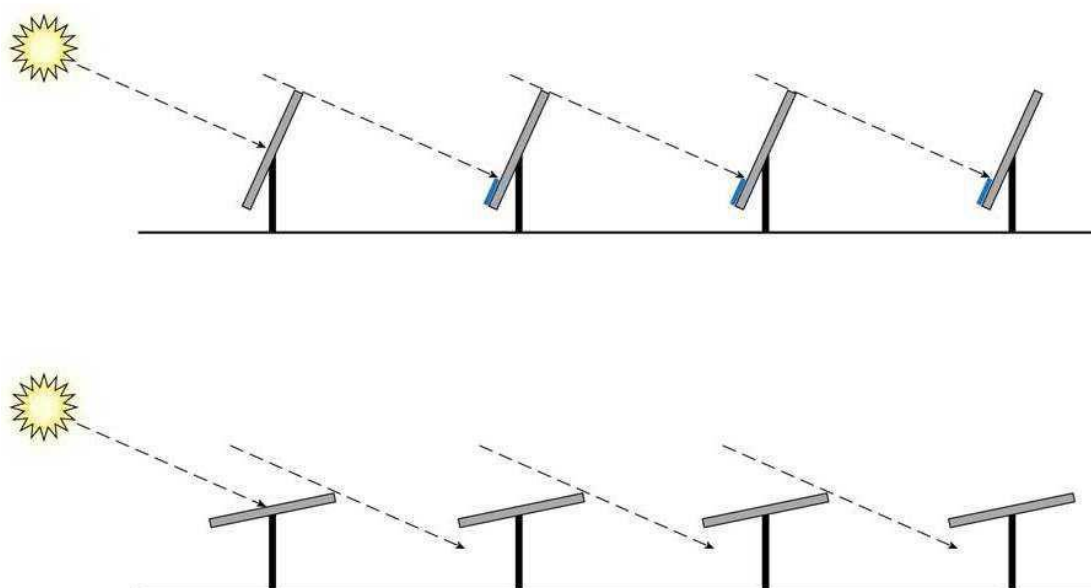
anziché infissi. Il montaggio è possibile anche su pendii.

Le strutture di supporto sono costituite da tubolari metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che vengono posizionati ad un'altezza di circa 2,7-3 m e posizionati orizzontalmente seguendo la giacitura del terreno. La struttura a reticolo viene appoggiata a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo e comunque solitamente non superiori a 3,0 m e tipicamente pari a circa 2 metri. Le fondazioni sono costituite da supporti in acciaio a sezione trapezoidale aperta collocati nel terreno mediante infissione diretta o, dove la natura del terreno lo richiederà, mediante trivellazione, alla cui sommità verranno collegati tramite bullonatura le strutture del "tracker" di sostegno dei pannelli.

Di seguito si riportano delle rappresentazioni della struttura di supporto.



*Figura 2 – Caratteristiche dimensionali della struttura*



*Figura 3 – Rappresentazione del meccanismo di funzionamento della struttura*

La conversione da corrente continua a corrente alternata sarà realizzata mediante n° 80 convertitori statici trifase (inverter) multi-stringa del tipo SUNGROW SG250HX (o similare) con potenza in uscita in AC di 250kVA. Al fine di massimizzare la producibilità di energia sarà dotato di sistema di inseguimento solare. L'impianto sarà suddiviso in 8 sottocampi ciascuno dotato di 1 cabina di campo e 1+1 cabina storage. Sono previste, inoltre, 5 cabine ausiliari/riserva e una cabina di raccolta/consegna.

I trasformatori di elevazione BT/MT saranno della potenza di 2500 KVA a singolo secondario ed avranno una tensione al primario di 30kV, mentre al secondario di 800V. Ognuno di essi sarà alloggiato all'interno di una cabina di trasformazione in accoppiamento con quadristica sia BT che MT.

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema di video-sorveglianza composto da:

- telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 45-50 m;
- telecamere di tipo DOME posizionate sulle cabine di trasformazione e raccolta

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato a un sistema di controllo della potenza in

immissione per limitare eventuali picchi di potenza ai valori massimi consentiti dal preventivo del distributore di rete

## A.5.b DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Gli aspetti tecnico – progettuali che caratterizzano il progetto scaturiscono da un'attenta analisi dei luoghi e l'azione progettuale è ispirata dal principio di ottimizzazione dello stesso al fine di ottenere una soluzione funzionale, con il minore impatto ambientale e con un adeguato livello di sicurezza.

Le scelte progettuali, pertanto, sono orientate alla salvaguardia ambientale ed alla minimizzazione degli impatti prodotti sia dal processo di cantierizzazione, che dalle successive fasi di esercizio e dismissione.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di servizio e trasformazione, di consegna e ricezione.

### A.5.b.1 Sito di installazione

L'impianto fotovoltaico sorgerà in un'area che si estende su una superficie agricola del Comune di Sant'Arcangelo.

Tutte le particelle catastali interessate dall'intervento, comprese quelle relative all'elettrodotto di connessione, sono riportate in maniera dettagliata all'interno del Piano Particellare di cui all'elaborato progettuale A.12.a.1; nella tabella seguente si riporta uno stralcio del suddetto Piano Particellare, con elenco delle particelle catastali. Oltre alle particelle di proprietà privata di seguito elencate, l'elettrodotto di connessione interesserà per gran parte del tracciato dei tratti di viabilità pubblica.

L'impianto occupa parzialmente o totalmente le particelle elencate come rappresentato nell'elaborato A.12.a.19.

PARTICELLE INTERESSATE DALL'INTERVENTO					
AREA IMPIANTO			ELETTRODOTTO		
Comune	Foglio	Particella	Comune	Foglio	Particella
Sant'Arcangelo	55	28	Sant'Arcangelo	53	27
Sant'Arcangelo	55	29	Sant'Arcangelo	53	30
Sant'Arcangelo	55	30	Sant'Arcangelo	53	41
Sant'Arcangelo	55	31	Sant'Arcangelo	53	33
Sant'Arcangelo	55	32	Sant'Arcangelo	53	14

Sant'Arcangelo	55	33	Sant'Arcangelo	53	42
Sant'Arcangelo	55	45	Sant'Arcangelo	53	34
Sant'Arcangelo	55	46	Sant'Arcangelo	60	14
Sant'Arcangelo	55	101	Sant'Arcangelo	60	12
Sant'Arcangelo	55	196	Sant'Arcangelo	60	11
Sant'Arcangelo	55	201	Sant'Arcangelo	60	9
Sant'Arcangelo	55	208	Sant'Arcangelo	60	8
Sant'Arcangelo	55	209	Sant'Arcangelo	60	51
Sant'Arcangelo	55	210	Sant'Arcangelo	60	5
Sant'Arcangelo	55	211	Sant'Arcangelo	60	65
Sant'Arcangelo	55	214	Sant'Arcangelo	60	66
Sant'Arcangelo	55	215	Sant'Arcangelo	60	18
Sant'Arcangelo	55	216	Sant'Arcangelo	60	61
<b>ELETTRODOTTO</b>			Sant'Arcangelo	60	59
<b>Comune</b>	<b>Foglio</b>	<b>Particella</b>	Sant'Arcangelo	60	60
Sant'Arcangelo	55	100	Sant'Arcangelo	60	49
Sant'Arcangelo	55	16	<b>SOTTOSTAZIONE ED ELETTRODOTTO AT</b>		
Sant'Arcangelo	55	15	<b>Comune</b>	<b>Foglio</b>	<b>Particella</b>
Sant'Arcangelo	55	14	Sant'Arcangelo	60	49
Sant'Arcangelo	55	13	Sant'Arcangelo	60	50
Sant'Arcangelo	55	12	Sant'Arcangelo	60	45
Sant'Arcangelo	53	7			

Tabella 1 - Estremi catastali delle particelle interessate dal progetto

La progettazione dell'impianto è stata approntata con un offset minimo di 5 metri dai confini esterni delle proprietà in quanto:

- di norma l'area riguardante il progetto è circondata da una strada perimetrale per motivi legati alla mobilità e/o manutenzione;
- vi sono spesso localizzati i locali tecnici (cabine di trasformazione e d'impianto);
- tratti in MT, di camminamento o di sicurezza possono circondare il perimetro del progetto;
- fornire ulteriore spazio in fase di progettazione.

In fase esecutiva verrà individuata chiaramente la collocazione degli accessi principali. Tali punti dovranno essere facilmente accessibili dai mezzi provenienti dalle strade principali e comprendere uno spazio sufficientemente ampio da permettere ai veicoli pesanti di effettuare manovre. Inoltre, è stata prevista all'interno dell'area di progetto una sufficiente rete di strade di servizio e perimetrali per raggiungere agevolmente tutte le zone d'impianto.

Sono state previste apposite aree di deposito per attrezzature e materiali e sono state evitate



interferenze con le infrastrutture presenti sul sito.

### **A.5.b.2 Potenza totale e caratteristiche tecniche di impianto**

Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato come criterio di scelta quello di suddividere l'impianto in otto sottocampi con potenze pari a circa 2,5 MW e di trasformare l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore previsto per ogni sottocampo.

Per ognuno dei sottocampi è previsto un locale di trasformazione, all'interno del quale saranno installati i quadri elettrici di bassa tensione, i trasformatori MT/BT, i dispositivi di protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Definito il layout di impianto (soluzione con inverter di stringa) il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in stringhe singolarmente sezionabili.

Da un punto di vista elettrico il sistema fotovoltaico è stato suddiviso in 8 campi indipendenti. È stata prevista un'unica cabina di raccolta a sua volta connessa alla stazione di consegna dove avviene la trasformazione in AT per poi annettersi alla rete del distributore.

Le uscite delle stringhe vengono portate all'ingresso dell'inverter nei singoli canali MPPT, in modo da avere un'ottimizzazione delle potenze in gioco. ciascun gruppo di inverter verrà collegato al relativo trasformatore attraverso un quadro elettrico di bassa tensione equipaggiato con dispositivi di generatore (tipicamente interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) uno per

ogni inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore stesso.

I trasformatori saranno alloggiati in appositi locali, denominati locali di trasformazione, disposti in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e in corrente alternata, e consentiranno di innalzare la tensione del generatore fotovoltaico al livello necessario per eseguire il collegamento con la sezione MT della sottostazione di utenza AT/MT.

All'interno di ciascun locale di "trasformazione" sarà predisposto un quadro elettrico di media tensione, contenente due interruttori di manovra-sezionatore combinati con fusibili, per la protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un sezionatore di linea sotto carico interbloccato con un sezionatore di terra e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Da ciascun quadro di media tensione del locale cabina di trasformazione, partirà una linea elettrica in cavo interrato elettrificata a 30 kV che andrà ad attestarsi sulla corrispondente "cella partenza linea" del quadro elettrico di media tensione installato all'interno del locale MT.

La rete MT prevede un unico anello composto dalle cabine MT/BT collegate in entra- esci.

Dalla cabina di raccolta parte una linea in MT a 30kV che arriva alla stazione di trasformazione MT/AT nei pressi della Stazione di smistamento di Terna a 150kV.

L'impianto sarà costituito da un totale di 36680 moduli bifacciali per una conseguente potenza di picco pari a 19.990,7 kW<sub>p</sub>, come da configurazione di seguito riportata.

SEZIONE	SOTTOCAMPI	inverter		Potenza inverter	Tracker 56 Moduli	Tracker 28 Moduli	Stringhe	Moduli		Potenza campo FV
		n°	KW		n°	n°	n°	n°	W	KW
NORD	Sottocampo 1	10	250	2.500	76	12	164	4592	545	2.502,64
	Sottocampo 2	10	250	2.500	71	22	164	4592	545	2.502,64
	Sottocampo 3	10	250	2.500	77	10	164	4592	545	2.502,64
	Sottocampo 4	10	250	2.500	75	12	162	4536	545	2.472,12
	Sottocampo 5	10	250	2.500	76	12	164	4592	545	2.502,64
SUD	Sottocampo 6	10	250	2.500	75	14	164	4592	545	2.502,64
	Sottocampo 7	10	250	2.500	75	14	164	4592	545	2.502,64
	Sottocampo 8	10	250	2.500	73	18	164	4592	545	2.502,64
<b>TOTALE IMPIANTO FV</b>		<b>80</b>	<b>250</b>	<b>20.000</b>	<b>598</b>	<b>114</b>	<b>1.310</b>	<b>36.680</b>	<b>545</b>	<b>19.990,6</b>

<b>Potenza di Picco Impianto FV</b>	<b>19,99</b>	<b>MW</b>
<b>Potenza Immissione in rete (da preventivo TERNA)</b>	<b>20</b>	<b>MW</b>

In aggiunta a quanto sopra riportato sono previsti:

- cavi elettrici solari di bassa tensione in corrente continua per il collegamento delle stringhe;
- inseguitori solari (tracker);
- cavi elettrici di bassa tensione che dagli inverter arrivano ai quadri elettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- cavi di bassa tensione per il collegamento degli avvolgimenti di bassa tensione dei trasformatori ai quadri elettrici di bassa tensione;
- N° 8 quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno dei locali di trasformazione ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di generazione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT;
- 8 trasformatori BT/MT da 2500 kVA;
- N. 8 cabine del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 50

mq (12,36 x 4,00 x 3,00 (h) metri) nelle quali saranno collocati i trasformatori BT/MT, le apparecchiature in MT e i quadri BT;

- N. 8 cabine del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 50 mq (12,36 x 4,00 x 3,00 (h) metri) nelle quali saranno collocati i sistemi di storage per accumulo dell'energia elettrica prodotta
- N. 8 cabine del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 18 mq (6 x 3,00 x 3,00 (h) metri) nelle quali saranno collocati gli inverter per lo storage e le relative apparecchiature di controllo e protezione
- N. 5 cabine del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 50 mq (12,36 x 4,00 x 3,00 (h) metri) per servizi ausiliari di centrale, ausiliari di impianto e riserva
- N° 2 linee di media tensione in cavo interrato unipolare ad elica visibile e isolato in XLPE tipo ARE4H1RX.;
- N. 1 cabine di raccolta del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 65 mq (16,36 x 4,00 x 3,00 (h) metri) nella quale saranno collocati apparecchiature in MT, quadri ausiliari e misure;

A seguire le principali specifiche delle principali componenti.

## **MODULO FOTOVOLTAICO**

Il modulo fotovoltaico di progetto è bifacciale, composto da 144 (6x24) celle solari rettangolari realizzate con silicio monocristallino. Questa nuova tecnologia migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità. Le caratteristiche meccaniche del vetro sono: spessore 2 mm (sia frontale che posteriore); superficie antiriflesso.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo in lega di alluminio anodizzato.

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM525M-72HL4-BDVP		JKM530M-72HL4-BDVP		JKM535M-72HL4-BDVP		JKM540M-72HL4-BDVP		JKM545M-72HL4-BDVP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P <sub>max</sub> )	525W <sub>p</sub>	391W <sub>p</sub>	530W <sub>p</sub>	394W <sub>p</sub>	535W <sub>p</sub>	398W <sub>p</sub>	540W <sub>p</sub>	402W <sub>p</sub>	545W <sub>p</sub>	405W <sub>p</sub>
Maximum Power Voltage (V <sub>mp</sub> )	40.80V	37.81V	40.87V	37.88V	40.94V	37.94V	41.13V	38.08V	41.32V	38.25V
Maximum Power Current (I <sub>mp</sub> )	12.87A	10.33A	12.97A	10.41A	13.07A	10.49A	13.13A	10.55A	13.19A	10.60A
Open-circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	49.42V	46.65V	49.48V	46.70V	49.54V	46.76V	49.73V	46.94V	49.92V	47.12V
Short-circuit Current (I <sub>sc</sub> )	13.63A	11.01A	13.73A	11.09A	13.83A	11.17A	13.89A	11.22A	13.95A	11.27A
Module Efficiency STC (%)	20.36%		20.55%		20.75%		20.94%		21.13%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of P <sub>max</sub>	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of V <sub>oc</sub>	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of I <sub>sc</sub>	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

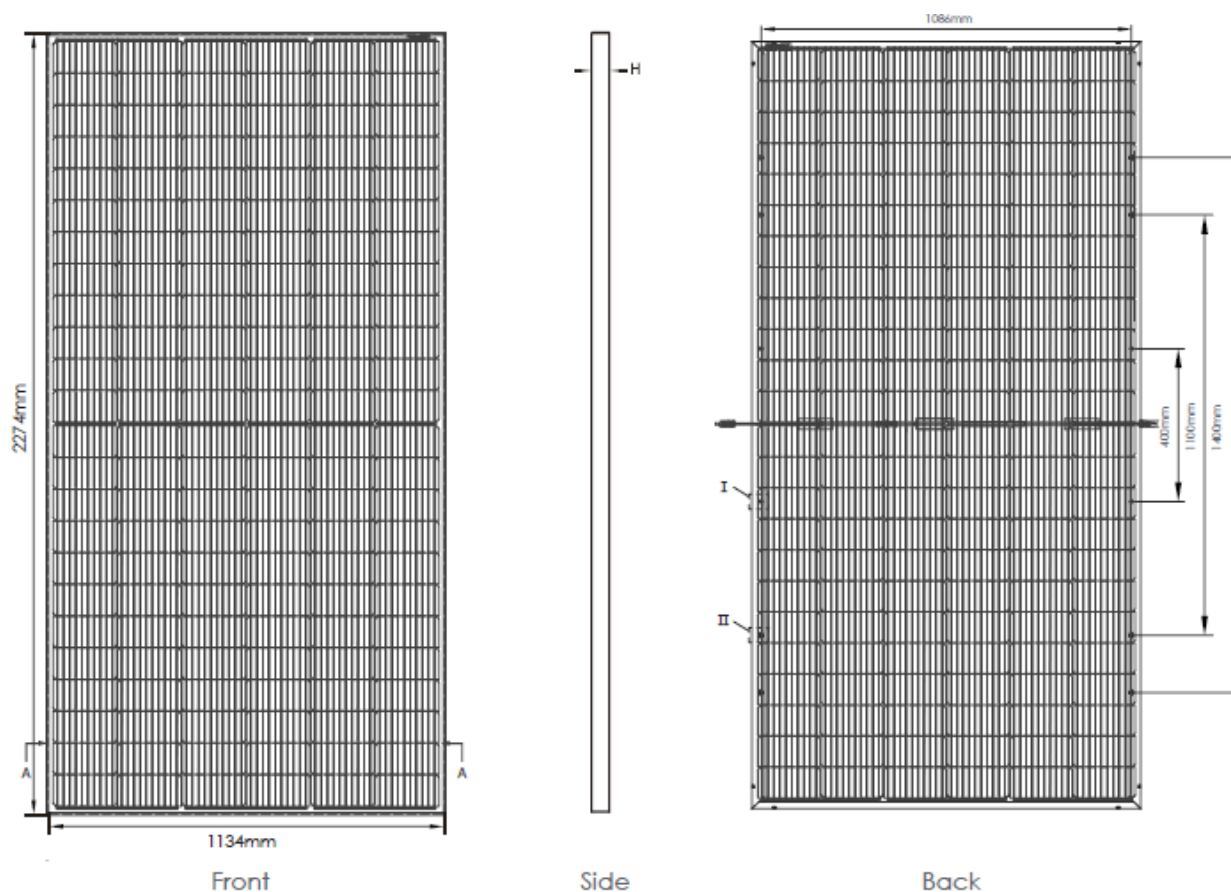
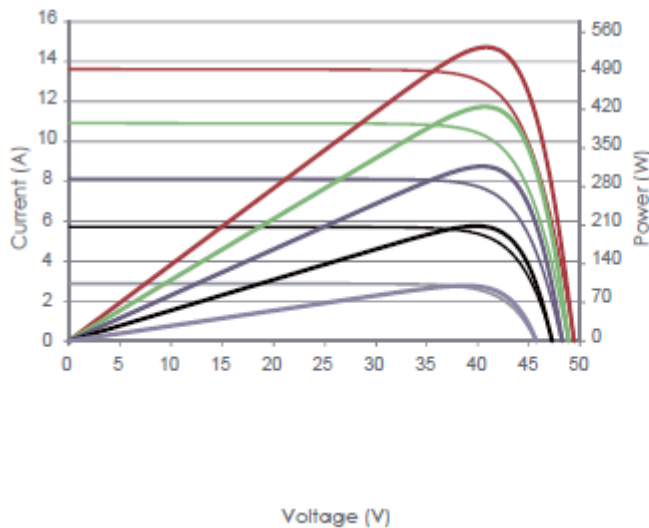


Figura 4 – Modulo fotovoltaico

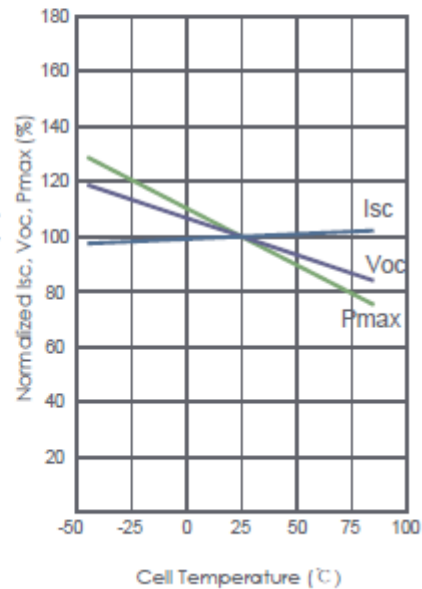


## Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (535W)



Temperature Dependence of I<sub>sc</sub>, V<sub>oc</sub>, P<sub>max</sub>



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×30mm (89.53×44.65×1.18 inch)
Weight	34.3 kg (75.6 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsettiera con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

*Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m<sup>2</sup>, spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C.*

I moduli saranno assemblati meccanicamente su apposite strutture di sostegno e collegati elettricamente in modo tale da formare le stringhe, costituite da 28 moduli in serie.

Per la determinazione dei parametri elettrici delle stringhe, sono stati assunti i seguenti valori di temperatura:

- T<sub>riferimento</sub> = 25° C;
- T<sub>minima</sub> = 0° C;
- T<sub>massima</sub> = 70° C.

La temperatura minima relativa al sito di Sant'arcangelo è raggiunta nel mese di gennaio ed è pari a 4,5 °C, per cui nelle verifiche in condizioni di esercizio è stato considerato T<sub>minima</sub> = 0 °C

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$\begin{aligned} V_{\max \min} &\geq V_{\text{inv MPPTmin}} \\ V_{\max \max} &\leq V_{\text{inv MPPT max}} \\ V_{\text{oc max}} &< V_{\text{inv max}} \end{aligned}$$

dove:

V<sub>max</sub> = Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

V<sub>inv MPPT min</sub> = Tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

V<sub>inv MPPTmax</sub> = Tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

V<sub>oc</sub> = Tensione di circuito aperto, delle stringhe fotovoltaiche

V<sub>inv max</sub> = Tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

Considerando per le stringhe i valori riportati di seguito:

- U<sub>oc</sub> [V] = 1.495,6

- $U_{MPPmax}$  [V] = 1.237,9
- $I_{max}$  [A] = 13,41
- $I_{sc}$  [A] = 14,18

Le verifiche risultano soddisfatte, come riportato nella tabella sottostante:

Intensità di Corrente (I) Modulo 545W [A]		Temperature Coefficient of I		Intensità di Corrente (I) T=70° Δ=35° [A]	Intensità di Corrente (I) 2 Stringhe Pnom (T=25°) [A]	Intensità di Corrente (I) 18 Stringhe Pnom (T=70°) [A]	Max. PV input current [A]	Inverter Intensità di Corrente (I) input [A]
<b>Imp</b>	13,19	0,048%	/°C	13,41	26,38	241,4	312	n. MPPT=12 n. connector/MPPT=2 Max current connector = 30 A Max PV input current 26A*12
<b>Isc</b>	13,95			14,18	27,90	283,7		
Tensione Modulo 545 W [V]		Temperature Coefficient of V		Tensione Modulo T=0° Δ=30° [V]	Tensione Stringa Pnom 28 moduli (T=25°) [V]	Tensione Stringa 28 moduli (Tmin=0°) [V]	Inverter voltage range [V]	Inverter MPP voltage range [V]
<b>Vmp</b>	41,32	-0,28%	/°C	44,21	1157,0	1237,9	600 - 1500	MPP voltage range for nominal power 860 V – 1300 V Min. PV input voltage 600 V
<b>Voc</b>	49,92			53,41	1397,8	1495,6	1500	

## INVERTER

La conversione da corrente continua a corrente alternata a 50 Hz per la relativa immissione in rete è ottenuta da un opportuno gruppo di conversione.

Gli inverter utilizzati in fase di progetto sono del tipo multi-stringa SUNGROW SG250HX.

La potenza massima erogabile è di 250 kVA per il SUNGROW SG250HX.



Figura 5 – Inverter statico trifase

Il sistema di conversione e controllo di ciascun inverter è costituito essenzialmente dalle seguenti parti:

- filtro lato corrente continua
- ponte a semiconduttori (IGBT)
- unità di controllo
- filtro di uscita
- sistema di acquisizione dati (DAS)

Il convertitore statico DC/AC è un inverter PWM di tipo full digital a commutazione forzata, che, funzionando in parallelo alla rete elettrica di distribuzione, erogherà nella rete stessa l'energia generata dal campo fotovoltaico inseguendo il punto di massima potenza.

L'inverter è fornito di filtri per il contenimento delle armoniche verso rete secondo la vigente normativa; il fattore di potenza può essere regolato tra 0.8 in ritardo e 0.8 in anticipo.

L'unità convertitore comprende un filtro per ridurre il ripple di corrente lato corrente continua e garantire che la corrente fluisca continuamente in tutte le condizioni operative mantenendo il ripple di corrente entro qualche percento.

Il ponte a semiconduttori (IGBT) a commutazione forzata consente di trasferire l'energia del campo fotovoltaico verso il trasformatore di connessione con la rete di distribuzione locale a 30.000 V. Il convertitore sarà galvanicamente isolato dalla rete e di dotato di opportuni sistemi di protezione contro le sovratensioni di commutazione, i cortocircuiti e le sovratemperature.

L'unità di controllo è costituita da:

- schede di pilotaggio del convertitore
- circuiti di regolazione
- logiche e limiti convertitore
- alimentatore servizi interni
- protezioni
- circuiti ausiliari di interazione
- controllo MPPT (maximum power point tracking) e gestione di sistema

L'inverter si attiverà automaticamente quando l'irraggiamento supera una soglia predeterminata regolabile e si disattiverà quando la potenza scende al di sotto del 10% del valore nominale.

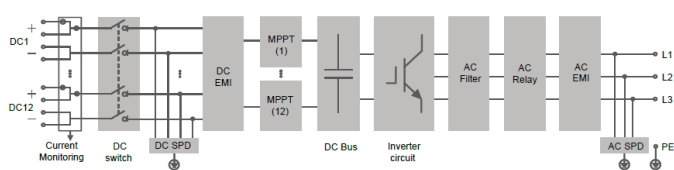
L'inverter si disattiverà inoltre in caso di malfunzionamenti e di corto circuito.

Il controllo del  $\cos\phi$  dell'inverter è settato su  $\cos\phi=1$ ; tuttavia esso regola continuamente il  $\cos\phi$  mantenendolo nel range di funzionamento previsto.

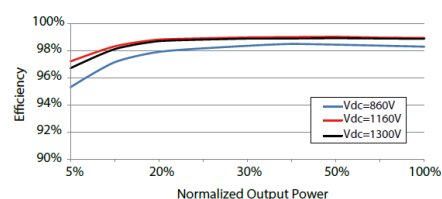
Nella tabella seguente vengono riportate le caratteristiche tecniche degli inverter scelti.

Type designation	SG250HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I <sub>n</sub>
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID protection	Anti-PID or PID recovery
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	95kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66

## CIRCUIT DIAGRAM



## EFFICIENCY CURVE



## TRASFORMATORE BT/MT

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica sulla rete di distribuzione di media tensione, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 30 kV.



Per conseguire questo obiettivo si dovranno utilizzare appositi trasformatori elevatori BT/MT.

I trasformatori scelti sono del tipo inglobato in resina epossidica e ubicati all'interno di appositi fabbricati, per ridurre il rischio di incendio. L'utilizzo di eventuali varianti alle tipologie previste (es trasformatori ad olio) comporterà, comunque, il rispetto delle norme in materia di prevenzione incendi (compartimentazione locali, presidi antincendio, sistemi di raccolta, etc.).



*Figura 6 – Trasformatore di elevazione BT/MT da 2500kVA (immagine indicativa)*

Tenendo conto delle potenze nominali dei sottocampi fotovoltaici, si è scelto di utilizzare un'unica tipologia di Trasformatore BT/MT, avente le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale trasformatore:	2500 kVA
Livelli di tensione BT/MT:	800 V / 30 kV
Tipo di collegamento:	Dyn11
Sistema raffreddamento:	ONAN – Oil Natural, Air Natural
Vcc%	6%
Isolamento	RESINA

## **CABINA DI TRASFORMAZIONE**

I Trasformatori saranno alloggiati in apposite cabine di campo, unitamente ad altre apparecchiature che di seguito vengono descritte.

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore. I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

La protezione contro il cortocircuito del trasformatore deve essere scelta in modo che non intervenga all'inserzione del trasformatore stesso. Nel caso specifico, sul lato MT di ciascun trasformatore, sarà previsto un interruttore automatico con relè di protezione.

Nelle cabine di campo, oltre al trasformatore, è previsto un quadro generale di Bassa Tensione e le seguenti apparecchiature di Media Tensione:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA completi di relè di protezione;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione della apertura dell'anello e la messa fuori tensione e in sicurezza della cabina.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

#### *Caratteristiche tecniche:*

- Tensione di isolamento: 36 kV;
- Tenuta al corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

In ogni sottocampo verrà installato un quadro di bassa tensione che raccoglie l'energia prodotta da ciascun inverter. I servizi ausiliari di cabina e di campo saranno alimentati mediante un trasformatore BT/BT, 800/400.

### **CABINA DI RACCOLTA MT**

Le cabine di campo sono collegate in entra-esci fino all'unica cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento

isolate in SF<sub>6</sub>.

*Caratteristiche tecniche:*

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

Il quadro elettrico di media tensione sarà costituito dai seguenti scomparti:

- 1 scomparto di arrivo linea completo di spie presenza rete, risalita sbarre, TA e TO di protezione;
- 1 scomparto di protezione generale composto da un IMS e da un interruttore a comando motorizzato. Tale scomparto costituisce anche dispositivo di interfaccia alla rete;
- 2 scomparti misure fiscali e protezioni;
- 2 scomparti partenza linee;
- 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

Lo scomparto interruttore generale conterrà il dispositivo generale (DG), costituito da un interruttore tripolare e un sezionatore di linea. Il dispositivo generale sarà dotato del sistema di protezione generale (SPG) richiesto dalla Norma CEI 0-16, e comprenderà i seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67N.

Lo stesso dispositivo potrà svolgere anche la funzione di protezione di interfaccia (PI) e pertanto sarà corredato delle ulteriori seguenti protezioni:

- ✓ protezione 27;
- ✓ protezione 59;
- ✓ protezione 81<;
- ✓ protezione 81>;
- ✓ protezione 59N.

Ciascuno scomparto partenza linee conterrà un dispositivo per la protezione delle linee di media tensione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67 N.

Da ciascuno scomparto linea, partirà una linea di media tensione in cavo interrato che andrà ad attestarsi sul quadro elettrico di media tensione installato all'interno della corrispondente cabina di conversione e trasformazione.

È previsto inoltre uno scomparto servizi ausiliari, all'interno del quale verrà installato un trasformatore MT/BT da 400kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- ✓ relè di protezione;
- ✓ sganciatori degli interruttori MT;
- ✓ relè ausiliari per la segnalazione delle avarie.

### **Trasformatore Servizi Ausiliari MT/BT**

È previsto un trasformatore MT/BT, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 100 kVA;
- tensione primaria:  $30 \pm 2 \times 2.5\%$  kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato “quadro elettrico servizi ausiliari”.

## **QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)**

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

## **SERVIZI DI CABINA**

All'interno dei locali cabine si dovranno prevedere i seguenti servizi di cabina:

- ✓ impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- ✓ n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- ✓ n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- ✓ n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

I servizi ausiliari di cabina saranno alimentati da un'utenza elettrica in BT appositamente dedicata, indipendente dal sistema di generazione locale.

## **COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE**

All'interno dell'impianto di utenza si individuano tre differenti tipologie di cavi di bassa tensione:

- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua per il collegamento dalle stringhe agli inverter.
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente alternata per il collegamento dagli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione
- cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento dei quadri elettrici di bassa tensione agli avvolgimenti di bassa tensione di trasformatori e agli inverter di stringa;

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle tipologie di cavi e i criteri adottati ai fini del loro dimensionamento.

### **Cavi c.c. BT Stringhe**

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.



Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.

### DESCRIZIONE

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

#### Conduttore

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

#### Isolante

Mescola LS0H di gomma reticolata speciale di qualità G21 LS0H = Low Smoke Zero Halogen

#### Guaina esterna

Mescola LS0H di gomma reticolata speciale di qualità M21

#### Colore anime

Nero

#### Colore guaina

Blu, rosso, nero

### 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/mm<sup>2</sup>

**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.

Per il dimensionamento del cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$$1,2 U_{oc \text{ stringa}} \leq 1,5 \cdot U_o \text{ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra}$$

$$1,2 U_{oc \text{ stringa}} \leq 1,5 \cdot U \text{ nel caso di sistemi con punto centrale a terra}$$

dove:

✓  $U_{oc \text{ stringa}}$  è la tensione a vuoto di stringa [V];

✓  $U_o$  è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];

✓ U è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I<sub>z</sub> non inferiore alla corrente di impiego I<sub>B</sub> del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

- I<sub>0</sub> è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- K<sub>1</sub>, K<sub>2</sub>, K<sub>3</sub> e K<sub>4</sub> sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
  - K<sub>1</sub> fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
  - K<sub>2</sub> fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
  - K<sub>3</sub> fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interrimento diversa da quella standard;
  - K<sub>4</sub> fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori K<sub>2</sub>, K<sub>3</sub> e K<sub>4</sub> sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di K<sub>1</sub> invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_0)]}$$

in cui:

- θ<sub>s</sub> è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;

- $\theta_a$  è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- $\theta_0$  è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot 2 \cdot L \cdot I_{sc} / (U_{MPP})$$

dove:

✓  $I_{sc}$  è la corrente di cortocircuito di stringa;

✓  $r$  è la resistenza del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];

✓  $L$  è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter [m];

✓  $U_{MPP}$  è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

Si riportano di seguito le verifiche effettuate e le sezioni adottate per gli intervalli di lunghezza individuati nel progetto:

Calcolo Caduta di Tensione BT in cc - STRINGHE - INVERTER						
Cavo solare FG21M21					Caduta di tensione BT	
Corrente Max =1,25 Isc A	Limite Lunghezza km	Sezione mmq	Resistenza r $\Omega/\text{km}$	Tensione Stringa V	$\Delta V$ cos $\phi$ = 1	$\Delta V$ %
17,4375	0,1	4	5,09	1157,0	17,75	1,53%
17,4375	0,15	6	3,39	1157,0	17,73	1,53%
17,4375	0,2	10	1,95	1157,0	13,60	1,18%
<b>STIMA PERDITE BT - IMPIANTO FV in corrente continua - stringa-inverter</b>						<b>1,00%</b>

Cavi c.a. BT Inverter – Quadri BT (in cabina)

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione  $S$  di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter (180,5 A circa).

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad una profondità di posa di 1,20 m misurato dall'estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

### Tipologia di cavo

**FG16OR16-0,6/1 kV**

#### Descrizione

- Conduttore: rame rosso, formazione flessibile, classe 5
- Isolamento: gomma, qualità G16
- Riempitivo: termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)
- Guaina: PVC, qualità R16
- Colore: grigio

#### Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale  $U_o/U$ : 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. Resistente ai raggi UV.

#### Marcatura

[Ditta] FG16(O)R16 0,6/1 kV [form.] Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP [anno] [ordine] [metrica]

### Condizioni di posa e tipo di impiego

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm<sup>2</sup> di sezione del rame
- Riferimento Guida CEI 20-67 per quanto applicabile:
- Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi similari. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

VERIFICHE PORTATA CAVO BT (ca) FG16OR16 - INVERTER - CABINA (a 120 cm di posa)			
Sezione mmq	Portata A		Intensità di Corrente A
120	252	>	180,5
150	326,4	>	180,5
185	367,2	>	180,5
240	432	>	180,5

Di seguito il dimensionamento di tutte le sezioni dei sottocampi.





### Cavi c.a. Quadri BT (in cabina) - Trasformatore

Si utilizzerà la medesima tipologia di cavo descritta al paragrafo precedente (FG16OR16 0,6/1 kV). Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore. I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

In linea generale, si ritiene di uniformare la sezione dei cavi, considerando il valore di massima corrente pari a 1850 A, utilizzando cinque corde ognuna di sezione pari a 630 mm<sup>2</sup> per ogni fase e considerando le seguenti condizioni di esercizio:

- temperatura di esercizio del conduttore 70°C
- temperatura ambiente per posa in aria: 30°C
- temperatura del terreno per posa interrata: 20°C
- resistività termica del terreno: 100°C cm/W

I cavi in parallelo devono avere la stessa sezione e lunghezza per favorire una corretta ripartizione del carico; inoltre i cavi di una stessa fase devono essere disposti, per quanto possibile, in modo simmetrico rispetto al centro del fascio di cavi (per uniformare le mutue induttanze).

I condotti sbarre devono avere una corrente nominale superiore alla corrente nominale secondaria del trasformatore e una corrente nominale ammissibile di breve durata uguale o superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Circa la forma di segregazione del quadro generale BT non esistono prescrizioni normative.

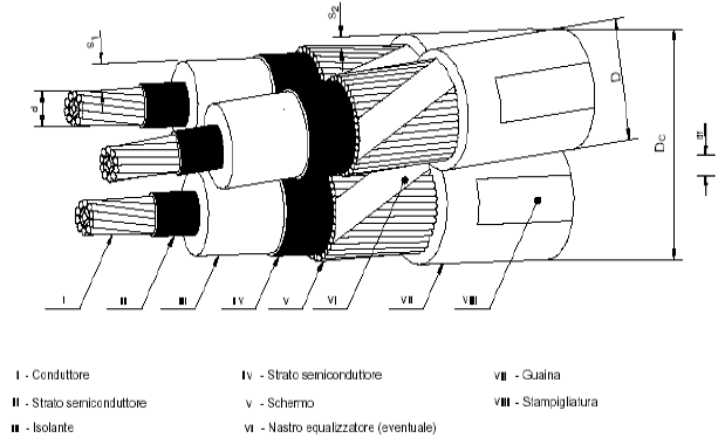
## **COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE**

I collegamenti elettrici in media tensione riguardano, oltre ai modesti tratti in cabina, l'anello di collegamento fra le cabine di campo (trasformazione) e la cabina di raccolta, nonché la realizzazione dell'elettrodotto di connessione verso la sottostazione di trasformazione MT/AT.

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle tipologie di cavi e i criteri adottati ai fini del loro dimensionamento.

Le linee elettriche di media tensione di collegamento tra il quadro elettrico generale di media tensione, da prevedere all'interno del locale MT e le cabine di trasformazione saranno realizzate in cavo tripolare concentrico isolati in HEPR.

Tensione nominale:	30 kV ± 5%
Frequenza nominale:	50 Hz ± 2%
Sistema di collegamento del neutro: isolato.	
Cavo armato per posa direttamente interrata:	ARE4H1R
18/30(36)kV Materiale del conduttore:	Alluminio
Temperatura massima:	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensioni di riferimento	18/30 kV
Tensione nominale	30 kV
Tensione nominale massima di impiego	36 kV



Il dimensionamento dei cavi in media tensione, ovvero la determinazione della sezione ottimale, è eseguita tenendo in considerazione i seguenti parametri:

- modalità di installazione                                  secondo le Norme IEC e CEI-UNEL
- temperatura di riferimento dell’aria                  40°C
- temperatura di riferimento del terreno              20°C a 1 m di profondità
- resistività termica massima del terreno            1°K m/W

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 11-17 i tipi di installazione previsti e adottati per l’impianto in esame sono:

Cavi unipolari e multipolari interrati direttamente nel terreno: tipo di installazione “L-M1-M2”  
 Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio, con terne separate di una distanza pari a due volte il diametro esterno del cavo. I cavi tripolari vengono posati a una distanza pari al diametro esterno del cavo.

I suddetti dati sono in accordo a quanto indicato nell’appendice A della Norma CEI 20-21.

Inoltre, per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la loro corrente di impiego.

La portata di un cavo ( $I_z$ ) è determinata in base ai seguenti fattori:

- temperatura dell'ambiente circostante,
- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sotto indicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata di un cavo ( $I'_z$ ) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

$K_1$  coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa)

$K_2$  coefficiente di correzione per profondità di posa

$K_3$  coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1 m °K/W.

$K_4$  coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z * K_1 * K_2 * K_3 * K_4$$

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- |  |           |
|--|-----------|
| – temperatura di riferimento dell'aria ambiente          | 30°C      |
| – temperatura di riferimento del suolo                   | 20°C      |
| – resistività termica del terreno                        | 1°C m/W   |
| – temperatura massima in condizioni di esercizio normali | 105°C     |
| – temperatura massima in condizioni di corto circuito    | 300°C     |
| – tipo di conduttore                                     | alluminio |
| – tipo di isolamento                                     | HEPR      |
| – tensione di riferimento                                | 18/30 kV  |
| – portata teorica dei cavi                               |           |

- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Per i cavi isolati in mescola elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 300°C.

La durata del corto circuito è in funzione del tempo di intervento delle protezioni che può essere stabilito in 500ms.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

dove:

$I_{cc}$  corrente di corto circuito (A)

$S$  sezione del conduttore (mm<sup>2</sup>)

$t$  durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

$K$  coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 105°C e alla fine del corto circuito di 3000°C per conduttore di rame  $K=143$ , per conduttore di alluminio  $K=87$ .

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \times L \times I \times (R \times \cos\varphi + X \times \sin\varphi)$$

nella quale:

L	=	lunghezza della linea espressa in km
I	=	corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A
R	=	resistenza (a 80°) della linea in $\Omega$
X	=	reattanza della linea in $\Omega$
cos $\varphi$	=	fattore di potenza
k	=	1,73 per linee trifasi

I calcoli effettuati hanno restituito due diverse sezioni del cavo MT da utilizzare:

- connessione ad anello (interno al campo) tra le cabine di trasformazione e la cabina di raccolta MT: sezione pari a 185 mmq;
- connessione tra la cabina di raccolta MT e la stazione utente MT/AT: sezione pari a 300 mmq.

Lunghezza anello MT in metri CAVO ARE4H5EX 18/30 kV 3X1X185 mmq	
Tratto di progetto	lunghezza (m)
da cabina di raccolta MT a Cabina 1	200
da Cabina 1 a Cabina 2	480
da Cabina 2 a Cabina 3	340
da Cabina 3 a Cabina 4	380
da Cabina 4 a Cabina 5	530
da Cabina 5 a Cabina 6	130
da Cabina 6 a Cabina 7	300
da Cabina 7 a Cabina 8	190
da Cabina 8 a Cabina raccolta MT	640
<b>Totale</b>	<b>3190</b>
Lunghezza cavo MT in metri CAVO ARE4H5EX 18/30 kV 3X1X300 mmq	
da Cabina raccolta MT a SSE UTENTE	4100

Calcolo Caduta di Tensione Anello MT - CAVO ARE4H5EX 18/30 kV 3X1X185 mmq						
<i>Il calcolo mediato è riferito alla Potenza in uscita dalla somma di 4 cabine di campo, per un tratto pari alla metà della lunghezza totale dell'anello MT</i>						
Cavo ad elica visibile (Alluminio) ARE4H5EX 18/30 kV			conduttori per fase	1	Caduta di tensione MT	
Corrente max a 30kV	Lunghezza km	Sezione mmq	Resistenza r ?/km	Reattanza x ?/km	? V cos?= 0,95	? V % (Vac=30KV)
202,82	1,6	185	0,217	0,11	134,88	0,45%
<b>PERDITE MT IMPIANTO FV</b>						<b>0,45%</b>

Calcolo Caduta di Tensione MT Cabina di Raccolta- Stazione di Consegna - CAVO ARE4H5EX 18/30 kV 3X1X300 mmq						
Cavo ad elica visibile (Alluminio) ARE4H5EX 18/30 kV			conduttori per fase	2	Caduta di tensione MT	
Corrente max a 30kV	Lunghezza km	Sezione mmq	Resistenza r $\Omega$ /km	Reattanza x $\Omega$ /km	$\Delta V$ cos $\phi$ = 0,95	$\Delta V$ % (Vac=30KV)
405,64	4,1	300	0,134	0,1	455,46	0,76%
<b>PERDITE MT IMPIANTO FV</b>						<b>0,76%</b>

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20-30 cm al di sopra del cavo stesso.

Una volta terminata la posa del cavo, prima di sigillare le teste è consigliabile tagliare uno o due metri di cavo alle due estremità, poiché potrebbero aver subito danni meccanici e/o infiltrazioni di umidità.

Gli eventuali giunti ed i terminali andranno eseguiti a regola d'arte secondo le istruzioni del fabbricante da personale qualificato.

## RETE DI TERRA

Il sistema di terra comprende le maglie interrata intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti, fino agli inverter. Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/BT, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a "regola d'arte" da personale qualificato.

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra: corda di rame nudo da 95 mm<sup>2</sup> corda di rame nudo da 35 mm<sup>2</sup>



cavo di rame da 240 mm<sup>2</sup> con guaina giallo/verde  
cavo di rame da 50 mm<sup>2</sup> con guaina giallo/verde  
cavo di rame da 35 mm<sup>2</sup> con guaina giallo/verde

- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm<sup>2</sup>. La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

## CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il l'impianto di terra dell'impianto.

## SISTEMA DI MONITORAGGIO

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

Il tutto sarà realizzato per mezzo di una rete di comunicazione principale di sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..). Il collegamento sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

Particolare attenzione verrà posta sull'implementazione del sistema di controllo della potenza in immissione, che tramite la misurazione dei valori di tensione e corrente, calcolerà la somma con segno della potenza attiva istantanea totale in entrata o in uscita e tramite comunicazione con gli inverter, analizzando il dato rilevato di potenza totale e il verso, limiterà eventuali immissioni al valore massimo del preventivo Terna.

Infine, tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

## **STAZIONE METEOROLOGICA**

All'interno dei campi è inoltre previsto l'impiego di una stazione meteorologica assemblata e configurata specificatamente per il monitoraggio dell'efficienza energetica degli impianti fotovoltaici aventi i requisiti previsti dalle normative di settore (IEC9060, WMO, CEI 82-5 e IEC60904) e dotate di sistemi operativi e web-server integrati.

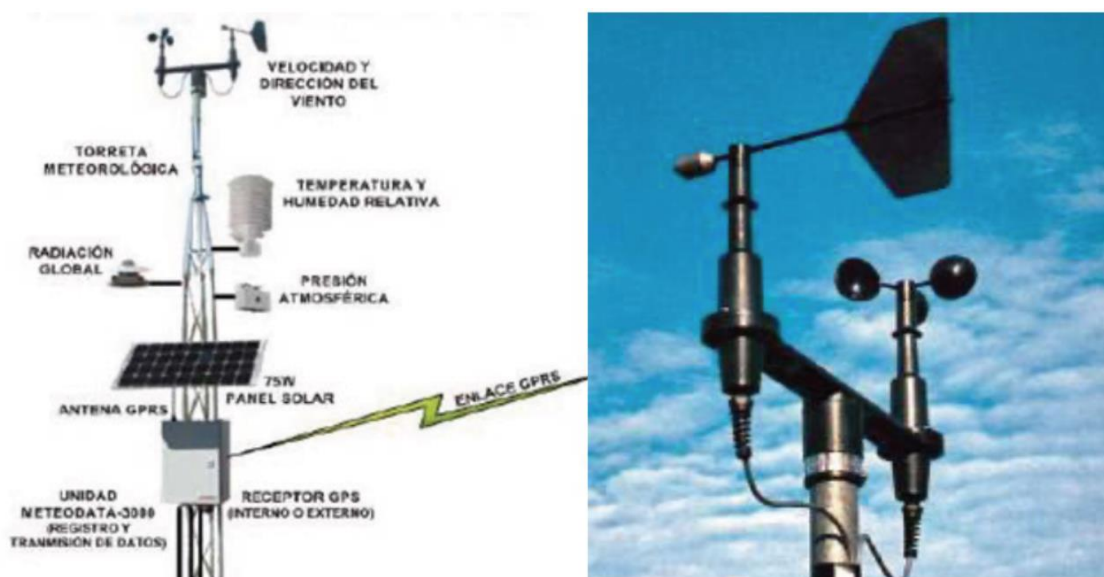
L'installazione tipica comprende i seguenti sensori:

- Sensore di Temperatura e Umidità Relativa dell'Aria a norma del WTO, con schermo solare a ventilazione naturale in alluminio anodizzato.
- Sensore per la misura della temperatura di pannelli fotovoltaici o superfici piane a contatto adesivo costituito da termistore con involucro di alluminio e cavo teflonato lungo 10 metri.
- Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe.
- Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe con schermo a banda equatoriale manuale per la misura della sola componente diffusa della radiazione.
- Sensore Velocità Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.
- Sensore Direzione Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.
- Datalogger multicanale con sistema operativo e web-server integrato.
- Modulo con scheda di protezione segnali e interfaccia dotato di doppio livello di protezione

segnali da sovratensioni e scariche indirette tramite scaricatori a gas e diodi speciali.

- Alimentazione di base 220V. Opzionalmente tramite pannello fotovoltaico.
- Trasmissione dati di base di tipo LAN. Opzionalmente wireless, GPRS, Satellitare.
- Palo 5 metri autoportante in alluminio anodizzato anticorrosione composto da elementi (2m+3m), completo di supporti per 6 sensori, base di sostegno(20x20cm) e kit viterie in acciaio inox. Pesa 17kg.
- Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 5 metri.
- Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 10 metri.

Grazie ai dati forniti dai piranometri e le misure dei parametri ambientali e prestazionali (temperatura, umidità, vento, temperatura superficiale pannello ed opzionalmente corrente e tensione), è possibile ottenere un costante monitoraggio dell'impianto fotovoltaico correggendo i dati in funzione della posizione del pannello solare, attraverso uno speciale algoritmo implementato nel datalogger.



### A.5.b.3 Dati di irraggiamento solare e previsione di produzione energetica

Nel presente paragrafo si riporta la stima della producibilità dell'impianto, calcolata a partire dai dati di irraggiamento, mediante il software PVSYST attraverso la cui interfaccia sono stati inseriti tutti i

parametri di input per caratterizzare il sistema sito-impianto all'interno di un modello affidabile.

PVSYST 7.0.12	Enfinity Iberia SLU (Spain)		01/07/21	Page 1/6
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>				
<b>Project :</b>	<b>Sant'Arcangelo 13</b>			
<b>Geographical Site</b>	<b>Sant'Arcangelo 13-09102020</b>	<b>Country</b>	<b>Italy</b>	
<b>Situation</b>	<b>Latitude</b>	40.22° N	<b>Longitude</b>	16.34° E
<b>Time defined as</b>	<b>Legal Time</b>	Time zone UT+1	<b>Altitude</b>	650 m
	<b>Albedo</b>	0.20		
<b>Meteo data:</b>	<b>Sant'Arcangelo 13-09102020</b>	SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic		
<b>Simulation variant :</b>	<b>Sant'Arcangelo 13-20MWp_string invert_e_545Wp_9.5m</b>			
	<b>Simulation date</b>	01/07/21 17h50		
<b>Simulation parameters</b>	<b>System type</b>	<b>Trackers single array, with backtracking</b>		
<b>Tracking plane, tilted axis</b>	<b>Axis Tilt</b>	0°	<b>Axis azimuth</b>	0°
<b>Rotation Limitations</b>	<b>Minimum Phi</b>	-60°	<b>Maximum Phi</b>	60°
	<b>Tracking algorithm</b>	Astronomic calculation		
<b>Backtracking strategy</b>	<b>Nb. of trackers</b>	50	<b>Single array</b>	
	<b>Tracker Spacing</b>	9.50 m	<b>Collector width</b>	4.69 m
<b>Inactive band</b>	<b>Left</b>	0.02 m	<b>Right</b>	0.02 m
<b>Backtracking limit angle</b>	<b>Phi limits</b>	+/- 60.0°	<b>Ground Cov. Ratio (GCR)</b>	49.4%
<b>Models used</b>	<b>Transposition</b>	Perez	<b>Diffuse</b>	Perez, Meteonom separate
			<b>Circumsolar</b>	
<b>Horizon</b>	Free Horizon			
<b>Near Shadings</b>	According to module strings		<b>Electrical effect</b>	80 %
<b>Bifacial system</b>	<b>Model</b>	, unlimited trackers 2D Calculation		
	<b>Tracker Spacing</b>	9.50 m	<b>Tracker width</b>	4.73 m
	<b>Backtracking limit angle</b>	60.0°	<b>GCR</b>	49.8 %
	<b>Ground albedo</b>	0.20	<b>Axis height above ground</b>	2.50 m
	<b>Module bifaciality factor</b>	70 %	<b>Rear shading factor</b>	0.0 %
	<b>Module transparency</b>	10.0 %	<b>Rear mismatch loss</b>	3.5 %
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)			
<b>Grid power limitation</b>	<b>Active Power</b>	20.0 MW	<b>Pnom ratio</b>	1.000
<b>Power factor</b>	<b>Cos(phi)</b>	0.990 leading	<b>Phi</b>	8.1°
<b>PV Array Characteristics</b>				
<b>PV module</b>	Si-mono	<b>Model</b>	<b>JKM545M-72HL4-BDVP</b>	
<b>Custom parameters definition</b>		<b>Manufacturer</b>	Jinkosolar	
<b>Number of PV modules</b>		<b>In series</b>	28 modules	<b>In parallel</b> 1310 strings
<b>Total number of PV modules</b>		<b>nb. modules</b>	36680	<b>Unit Nom. Power</b> 545 Wp
<b>Array global power</b>		<b>Nominal (STC)</b>	19991 kWp	<b>At operating cond.</b> 18256 kWp (50°C)
<b>Array operating characteristics (50°C)</b>		<b>U mpp</b>	1044 V	<b>I mpp</b> 17489 A
<b>Total area</b>		<b>Module area</b>	94587 m <sup>2</sup>	<b>Cell area</b> 87204 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>		<b>Model</b>	<b>SUN2000-SG250HX</b>	
<b>Original PVSyst database</b>		<b>Manufacturer</b>	Huawei Technologies	
<b>Characteristics</b>		<b>Unit Nom. Power</b>	250 kWac	<b>Oper. Voltage</b> 550-1500 V
		<b>Max. power (=&gt;30°C)</b>	250 kWac	
<b>Inverter pack</b>		<b>Total power</b>	20000 kWac	<b>Pnom ratio</b> 0.99
		<b>Nb. of inverters</b>	80 units	
<b>Total</b>		<b>Total power</b>	20000 kWac	<b>Pnom ratio</b> 0.99

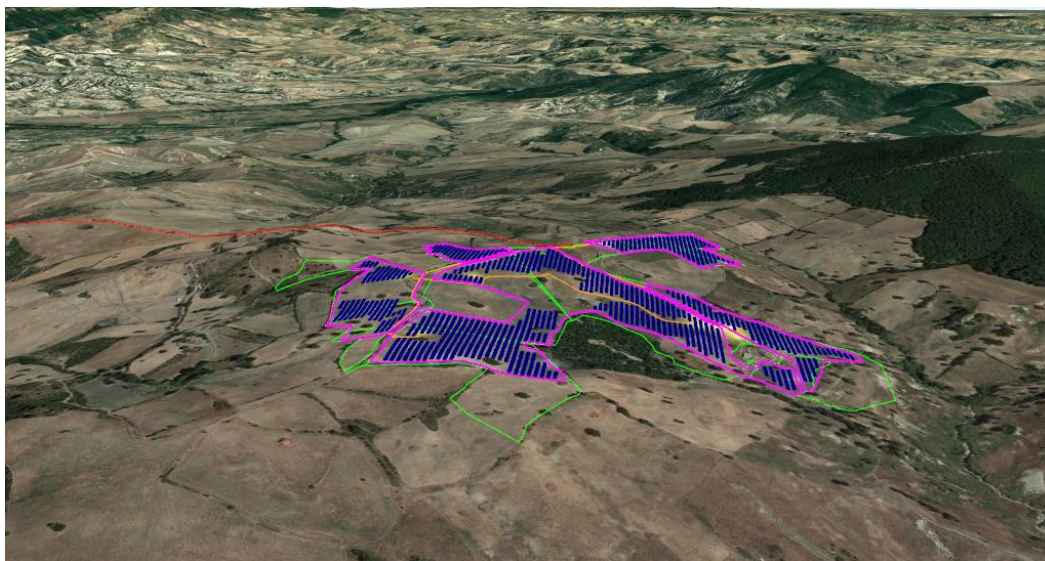
PVSyst Licensed to Enfinity Iberia SLU (Spain)

PVSYST 7.0.12	Enfinity Iberia SLU (Spain)		01/07/21	Page 2/6					
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>									
<b>PV Array loss factors</b>									
Array Soiling Losses			Loss Fraction	1.5 %					
Thermal Loss factor	Uc (const)	30.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind)	1.2 W/m <sup>2</sup> K / m/s					
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.39 mΩ	Loss Fraction	0.6 % at STC					
Series Diode Loss	Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	0.1 % at STC					
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction	1.5 %					
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.6 %					
Module mismatch losses			Loss Fraction	0.9 % at MPP					
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %					
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	1.000	1.000	1.000	0.989	0.967	0.924	0.729	0.000
<b>System loss factors</b>									
AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	800 Vac tri							
	Wires: 3 x 50000 mm <sup>2</sup>	1945 m	Loss Fraction	2.3 % at STC					
<b>MV transfo</b>	Grid Voltage	30 kV							
One MV transfo									
Operating losses at STC	Iron loss (24/24 Connexion)	29.63 kW	Loss Fraction	0.2 % at STC					
	Copper (resistive) loss	3 x 0.53 mΩ	Loss Fraction	1.7 % at STC					
<b>MV line up to Injection</b>	MV Voltage	30 kV							
	Wires: 3 x 150 mm <sup>2</sup>	4000 m	Loss Fraction	1.10 % at STC					
<b>Auxiliaries loss</b>	Proportionnal to Power	4.0 W/kW	... from Power thresh.	0.0 kW					

Pvsyst Licensed to Enfinity Iberia SLU (Spain)

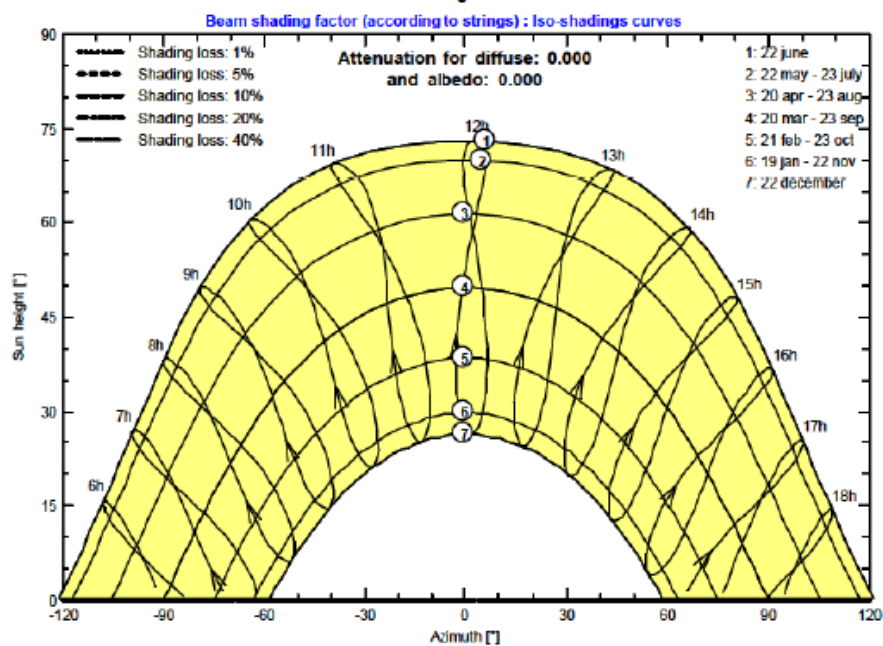


PVSYST 7.0.12	Enfinity Iberia SLU (Spain)	01/07/21	Page 3/6
<b>Grid-Connected System: Near shading definition</b>			
<b>Project :</b>	<b>Sant'Arcangelo 13</b>		
<b>Simulation variant :</b>	<b>Sant'Arcangelo 13-20MWp_string inverte_545Wp_9.5m</b>		
<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b>	<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
<b>Near Shadings</b>	According to module strings	Electrical effect	80 %
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	Axis azimuth	0°
PV modules	Model	Pnom	545 Wp
PV Array	Nb. of modules	Pnom total	19991 kWp
Inverter	Model	Pnom	250 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	Pnom total	20000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	Cos(phi)	0.990 leading



### Iso-shadings diagram

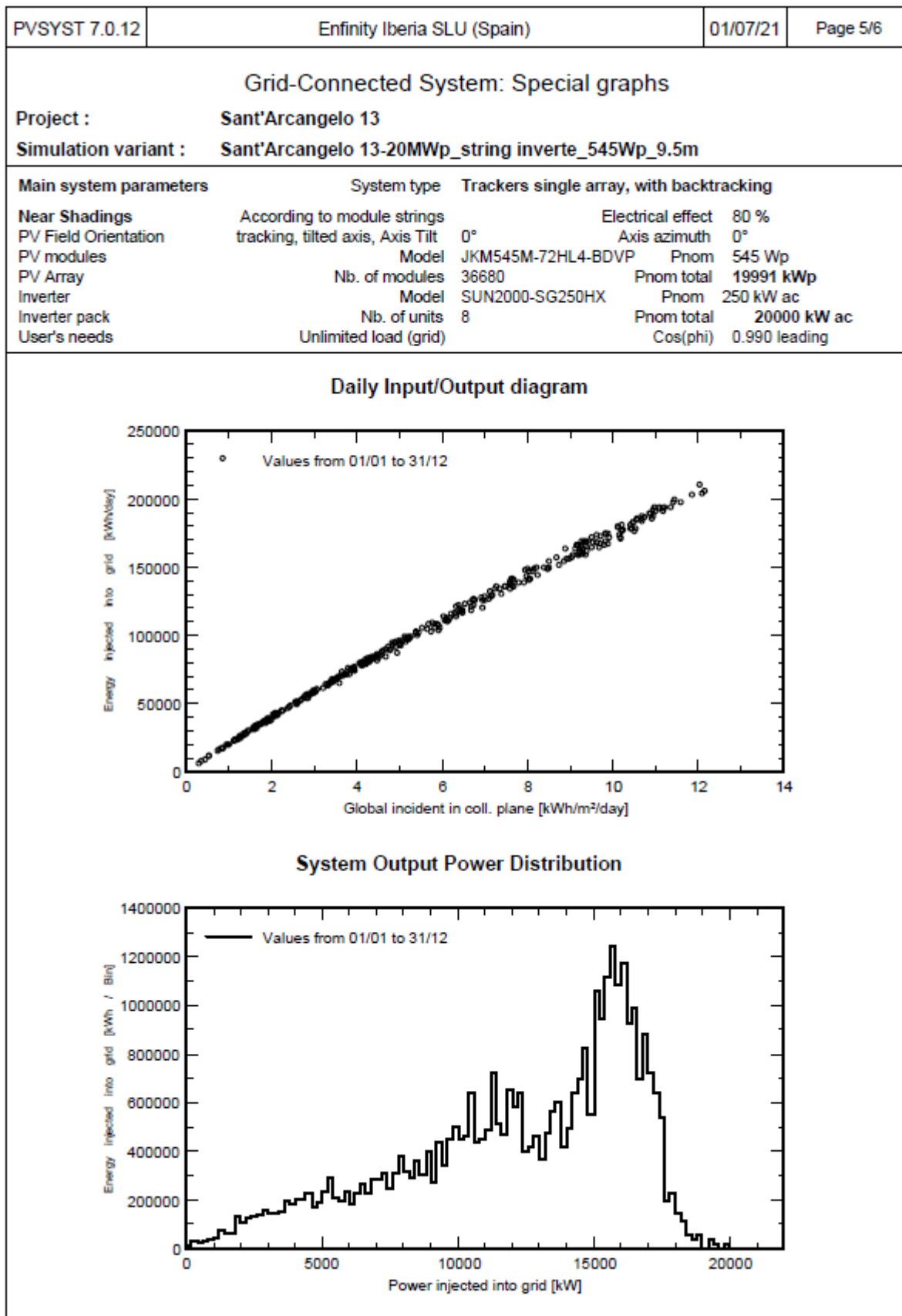
Sant'Arcangelo 13

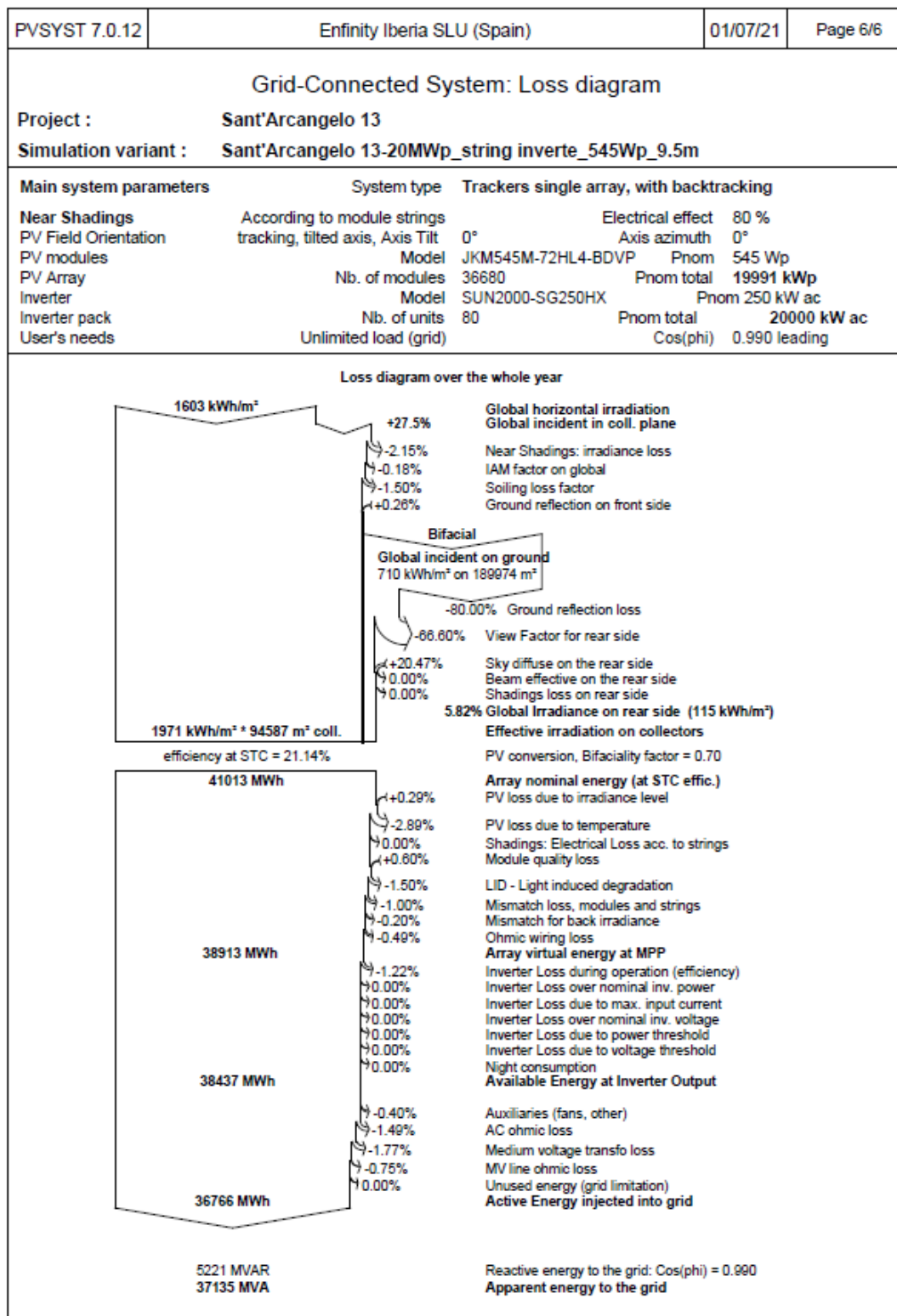


PVSYST 7.0.12	Enfinity Iberia SLU (Spain)		01/07/21	Page 4/6																																																																																																																																														
<b>Grid-Connected System: Main results</b>																																																																																																																																																		
<b>Project :</b>	<b>Sant'Arcangelo 13</b>																																																																																																																																																	
<b>Simulation variant :</b>	<b>Sant'Arcangelo 13-20MWp_string inverte_545Wp_9.5m</b>																																																																																																																																																	
<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b>	<b>Trackers single array, with backtracking</b>																																																																																																																																																
<b>Near Shadings</b>	According to module strings	<b>Electrical effect</b>	80 %																																																																																																																																															
<b>PV Field Orientation</b>	tracking, tilted axis, Axis Tilt	<b>Axis azimuth</b>	0°																																																																																																																																															
<b>PV modules</b>	<b>Model</b>	JKM545M-72HL4-BDVP	<b>Pnom</b>	545 Wp																																																																																																																																														
<b>PV Array</b>	<b>Nb. of modules</b>	36680	<b>Pnom total</b>	19991 kWp																																																																																																																																														
<b>Inverter</b>	<b>Model</b>	SUN2000-SG250HX	<b>Pnom</b>	250 kW ac																																																																																																																																														
<b>Inverter pack</b>	<b>Nb. of units</b>	80.0	<b>Pnom total</b>	20000 kW ac																																																																																																																																														
<b>User's needs</b>	Unlimited load (grid)		<b>Cos(phi)</b>	0.990 leading																																																																																																																																														
<b>Main simulation results</b>	<b>System Production</b>	<b>Produced Energy</b>	36766 MWh/year	<b>Specific prod.</b> 1839 kWh/kWp/year																																																																																																																																														
		<b>Apparent energy</b>	37135 MVAh	<b>Perf. Ratio PR</b> 90.02 %																																																																																																																																														
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p><b>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 19991 kWp</b></p> </div> <div style="width: 45%;"> <p><b>Performance Ratio PR</b></p> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>Sant'Arcangelo 13-20MWp_string inverte_545Wp_9.5m</b></p> <p style="text-align: center;"><b>Balances and main results</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m<sup>2</sup></th> <th>DiffHor kWh/m<sup>2</sup></th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m<sup>2</sup></th> <th>GlobEff kWh/m<sup>2</sup></th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR ratio</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>62.0</td><td>27.00</td><td>4.30</td><td>79.8</td><td>76.5</td><td>1608</td><td>1525</td><td>0.956</td></tr> <tr><td>February</td><td>78.0</td><td>34.00</td><td>4.60</td><td>100.1</td><td>96.2</td><td>2014</td><td>1914</td><td>0.957</td></tr> <tr><td>March</td><td>125.0</td><td>51.00</td><td>7.00</td><td>159.7</td><td>153.7</td><td>3145</td><td>2976</td><td>0.932</td></tr> <tr><td>April</td><td>153.0</td><td>65.00</td><td>10.10</td><td>190.7</td><td>183.9</td><td>3707</td><td>3502</td><td>0.919</td></tr> <tr><td>May</td><td>193.0</td><td>77.00</td><td>14.90</td><td>242.0</td><td>233.4</td><td>4566</td><td>4301</td><td>0.889</td></tr> <tr><td>June</td><td>209.0</td><td>75.00</td><td>19.20</td><td>265.1</td><td>256.2</td><td>4925</td><td>4641</td><td>0.876</td></tr> <tr><td>July</td><td>221.0</td><td>72.00</td><td>21.90</td><td>285.3</td><td>276.1</td><td>5224</td><td>4920</td><td>0.862</td></tr> <tr><td>August</td><td>196.0</td><td>66.00</td><td>21.80</td><td>250.9</td><td>242.8</td><td>4610</td><td>4346</td><td>0.867</td></tr> <tr><td>September</td><td>140.0</td><td>56.00</td><td>17.30</td><td>179.2</td><td>172.8</td><td>3388</td><td>3206</td><td>0.895</td></tr> <tr><td>October</td><td>104.0</td><td>43.00</td><td>13.40</td><td>133.5</td><td>128.4</td><td>2590</td><td>2457</td><td>0.921</td></tr> <tr><td>November</td><td>67.0</td><td>30.00</td><td>9.00</td><td>84.7</td><td>81.3</td><td>1682</td><td>1596</td><td>0.943</td></tr> <tr><td>December</td><td>55.0</td><td>24.00</td><td>5.20</td><td>72.1</td><td>69.2</td><td>1453</td><td>1381</td><td>0.958</td></tr> <tr><td>Year</td><td>1603.0</td><td>620.00</td><td>12.44</td><td>2043.0</td><td>1970.5</td><td>38913</td><td>36766</td><td>0.900</td></tr> </tbody> </table> <div style="margin-top: 10px;"> <p>Legends:</p> <table style="width: 100%;"> <tr> <td>GlobHor</td><td>Global horizontal irradiation</td> <td>GlobEff</td><td>Effective Global, corr. for IAM and shadings</td> </tr> <tr> <td>DiffHor</td><td>Horizontal diffuse irradiation</td> <td>EArray</td><td>Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td>T_Amb</td><td>T amb.</td> <td>E_Grid</td><td>Energy injected into grid</td> </tr> <tr> <td>GlobInc</td><td>Global incident in coll. plane</td> <td>PR</td><td>Performance Ratio</td> </tr> </table> </div>						GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio	January	62.0	27.00	4.30	79.8	76.5	1608	1525	0.956	February	78.0	34.00	4.60	100.1	96.2	2014	1914	0.957	March	125.0	51.00	7.00	159.7	153.7	3145	2976	0.932	April	153.0	65.00	10.10	190.7	183.9	3707	3502	0.919	May	193.0	77.00	14.90	242.0	233.4	4566	4301	0.889	June	209.0	75.00	19.20	265.1	256.2	4925	4641	0.876	July	221.0	72.00	21.90	285.3	276.1	5224	4920	0.862	August	196.0	66.00	21.80	250.9	242.8	4610	4346	0.867	September	140.0	56.00	17.30	179.2	172.8	3388	3206	0.895	October	104.0	43.00	13.40	133.5	128.4	2590	2457	0.921	November	67.0	30.00	9.00	84.7	81.3	1682	1596	0.943	December	55.0	24.00	5.20	72.1	69.2	1453	1381	0.958	Year	1603.0	620.00	12.44	2043.0	1970.5	38913	36766	0.900	GlobHor	Global horizontal irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energy injected into grid	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio																																																																																																																																										
January	62.0	27.00	4.30	79.8	76.5	1608	1525	0.956																																																																																																																																										
February	78.0	34.00	4.60	100.1	96.2	2014	1914	0.957																																																																																																																																										
March	125.0	51.00	7.00	159.7	153.7	3145	2976	0.932																																																																																																																																										
April	153.0	65.00	10.10	190.7	183.9	3707	3502	0.919																																																																																																																																										
May	193.0	77.00	14.90	242.0	233.4	4566	4301	0.889																																																																																																																																										
June	209.0	75.00	19.20	265.1	256.2	4925	4641	0.876																																																																																																																																										
July	221.0	72.00	21.90	285.3	276.1	5224	4920	0.862																																																																																																																																										
August	196.0	66.00	21.80	250.9	242.8	4610	4346	0.867																																																																																																																																										
September	140.0	56.00	17.30	179.2	172.8	3388	3206	0.895																																																																																																																																										
October	104.0	43.00	13.40	133.5	128.4	2590	2457	0.921																																																																																																																																										
November	67.0	30.00	9.00	84.7	81.3	1682	1596	0.943																																																																																																																																										
December	55.0	24.00	5.20	72.1	69.2	1453	1381	0.958																																																																																																																																										
Year	1603.0	620.00	12.44	2043.0	1970.5	38913	36766	0.900																																																																																																																																										
GlobHor	Global horizontal irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings																																																																																																																																															
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																																																																																																																																															
T_Amb	T amb.	E_Grid	Energy injected into grid																																																																																																																																															
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																																																															

Pvsyst Licensed to Enfinity Iberia SLU (Spain)







La modellazione restituisce una stima di producibilità dell'impianto pari a circa **37,1 GWh/anno**, al netto delle perdite complessive di sistema.

## **A.5.c. - SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE**

In riferimento all'individuazione e classificazione del volume da proteggere, in accordo alle norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4, il generatore fotovoltaico viene protetto contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche utilizzando scaricatori del tipo SPD di classe II sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo.

### **A.5.c.1 Protezione contro i contatti diretti**

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

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

### **A.5.c.2 Protezione contro i contatti indiretti**

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

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

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

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto

e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

### **A.5.c.3 Protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche**

#### **Fulminazione diretta**

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

#### **Fulminazione indiretta**

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali e i morsetti di ciascuna stringa fotovoltaica, lato corrente continua degli inverter, saranno protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

### **A.5.d - NORME TECNICHE di riferimento**

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

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

- Legge 186/68: *Disposizione concernente la produzione di apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici*

- DM 14 gennaio 2008: *Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni*
- Circ. 4 luglio 1996: *Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"*
- CEI 0-2: *Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici*
- CEI 0-3: *Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90*
- CEI 0-16: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- CEI EN 61936-1: *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.*
- CEI EN 50522: *Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*
- CEI 11-28: *Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione*
- CEI 13-4;Ab: *Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica*
- CEI EN 60076-11: *Trasformatori di potenza Parte 1: Generalità*
- CEI EN 50588-1: *Trasformatori di media potenza a 50Hz, con U<sub>max</sub> per l'apparecchiatura non superiore a 36kV Parte1: Prescrizioni generali*
- CEI-UNEL 35011;V2: *Cavi per energia e segnalamento Sigle di designazione*
- CEI EN 50618: *Cavi elettrici per impianti fotovoltaici*
- CEI-UNEL 3535;Ab3: *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI-UNEL 357;Ab2: *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI IEC 60287-1-1/A1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite – Generalità*
- CEI IEC 60287-3-1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito*
- CEI IEC 60287-3-2: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi*
- 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 64-8/7 sezione 712: *Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione*
- CEI 81-3;Ab: *Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico*
- CEI 82-25; V1-V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione*
- CEI EN 50524: *Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici*
- CEI EN 50461: *Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino*
- CEI EN 60099-1;Ab: *Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata*

- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-1/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-3: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-6: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre*
- CEI EN 61439-3/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 60445: *Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico*
- CEI EN 60529/EC: *Gradi di protezione degli involucri (codice IP)*
- CEI EN 60555-1: *Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni*
- CEI EN 60904-1: *Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente*
- CEI EN 60904-2: *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*
- CEI EN 60904-3: *Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento*
- CEI EN 60909-0: *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti*
- CEI EN IEC 61000-3-2: *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  A per fase)*
- CEI EN 61215-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove*
- CEI EN 61215-1-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del*

- progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino*
- CEI EN 61215-1-2: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)*
  - CEI EN 61215-1-3: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo*
  - CEI EN 61215-1-4: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)*
  - CEI EN 61215-2: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova*
  - CEI EN 61724: *Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati*
  - CEI EN 61724-1: *Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio*
  - IEC 61727:2004 : *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*
  - CEI EN IEC 61730-1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
  - CEI EN IEC 61730-1/EC: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
  - CEI EN 61730-2/A1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove*
  - CEI EN 61829: *Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V*
  - CEI EN 62053-21/A1: *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)*
  - CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)*
  - CEI EN 62093 (CEI 82-24): *Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali*
  - CEI EN 62108: *Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo*
  - CEI IEC/TS 62271-210: *Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione*



- sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso*
- CEI EN 62305-1: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
  - CEI EN 62305-1/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
  - CEI EN 62305-2: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
  - CEI EN 62305-2/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
  - CEI EN 62305-3: *Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone*
  
  - CEI EN 62305-4: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
  
  - CEI EN 62305-4/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
  
  - IEC 60364-7-712:2017: *Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems*
  
  - UNI 10349: *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.*
  - Guida CEI 82-25;V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*
- Norme UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici;
  - Delibera AEEG n. 281/05 e s.m.i. Delibere AEEG n.28/06 e n.100/06, Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi;
  - Delibera AEEG n. 40/06, per integrare la deliberazione n. 188/05;

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- DL 81/2008: *Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro*
  - DM 37/08: *Dichiarazioni di conformità impianti*
  - DM 19/05/2010: *Modifica degli allegati al DM 22 gennaio 2008, n. 37*
  - DPR 151/2011: *Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi*
- Delibera AEEG n. 88/07, Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione;
  - Delibera AEEG n. 89/07, Condizioni tecnico economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV;



- Delibera AEEG n. 90/07, Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 Febbraio 2007;
- Direttive ENEL (Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL distribuzione);
- Delibera ARG/elt 99/08 dell'AEG Allegato A (Condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica TICA);
- Quanto altro previsto dalla vigente normativa di legge, ove applicabile.