

REGIONE BASILICATA

Comune di Guardia Perticara (PZ)

"Masseria Massari"



PROGETTO DEFINITIVO

per la costruzione e l'esercizio di un impianto Agrovoltaiico della potenza di picco pari a 14,21975MWp e potenza in immissione pari a 13,866MW AC, da ubicare nel Comune di Guardia Perticara (PZ) in località Masseria Massari al foglio 2 particelle 21-20-78-87-89-111 e relative opere di connessione nel medesimo Comune.

PROPONENTE



Guardia Perticara Energia Group 1 S.r.l.
sede legale: Via Tirreno n. 63 - 85100 Potenza
N. REA PZ - 208612- P.IVA 02109420766

codice identificativo del procedimento amministrativo: [ID_VIP: 8980]

ELABORATO

A.5

RELAZIONE TECNICA

scala

PROGETTAZIONE:

GreenLAB S.r.l.

sede legale: Via Tirreno n.63 - 85100 Potenza

N. REA PZ - 203618, P.IVA 02061890766

PEC: greenlab-srl@legalmail.it

Ing. Dina Statuto

Ordine degli Ingegneri della Provincia di Potenza n.2764



TECNICO:

Dott. Ing. GIOVANNI MONTANARELLA

Ordine degli Ingegneri di Potenza n°1962



Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Marzo 2022	Istanza per l'avvio del procedimento di rilascio del provvedimento di VIA nell'ambito del Provvedimento Unico in materia Ambientale ai sensi dell'art.27 del D.Lgs.152/2006 e ss.mm.ii.	MG	AT	GR
	Rev 1	Aprile 2023	Autorizzazione Unica (A.U.) ai sensi dell'art.12 D.Lgs. 387/2003 con Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.) ai sensi dell'art.23 del D.Lgs.152/2006	MG	AT	GR

SPAZIO RISERVATO AGLI ENTI

TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI. LA RIPRODUZIONE ANCHE PARZIALE E' VIETATA.

Sommario

1	PREMESSA.....	3
2	NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO	3
3	DATI DI PROGETTO.....	4
4	LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO.....	5
5	PROGETTO DELL'OPERA	6
5.1	Caratteristiche generali della centrale fotovoltaica.....	6
5.2	Generatore fotovoltaico.....	6
5.3	Producibilità.....	9
5.3.1	<i>Dati di radiazione e prestazione di produzione.....</i>	9
5.4	Quadro di parallelo stringa	12
5.5	Cabine di Campo 3000/4000 kW	13
5.6	Cabina di ricezione	15
5.7	Alimentazione ausiliari.....	15
5.8	Protezione contro i contatti diretti.....	15
5.8.1	<i>Protezione mediante isolamento</i>	15
5.8.2	<i>Protezione mediante involucri o barriere.....</i>	15
5.9	Protezione contro i contatti indiretti.....	15
5.9.1	<i>Guasti in media tensione.....</i>	16
5.9.2	<i>Guasti in bassa tensione.....</i>	17
5.10	Protezione delle condutture contro le sovracorrenti	20
5.10.1	<i>Protezione contro i sovraccarichi.....</i>	20
5.10.2	<i>Protezione contro i corto circuiti.....</i>	21
5.10.3	<i>Protezione lato c.c.....</i>	21
5.10.4	<i>Protezione lato c.a.</i>	21
5.11	Metodi di dimensionamento e calcolo.....	22
5.11.1	<i>Dimensionamento cavi</i>	22
5.11.2	<i>Cadute di tensione.....</i>	23
5.11.3	<i>Dimensionamento conduttori di protezione.....</i>	23
5.11.4	<i>Calcolo dei guasti</i>	23
5.11.5	<i>Calcolo delle correnti massime di cortocircuito.....</i>	24
5.11.6	<i>Calcolo delle correnti di cortocircuito</i>	24
5.12	Protezioni contro le sovratensioni	25
5.13	Impianto di messa a terra.....	25
5.13.1	<i>Messa a terra lato locale tecnico (cabina MT/BT).....</i>	25
5.13.2	<i>Messa a terra lato campo fotovoltaico.....</i>	25

1 PREMESSA

La presente relazione descrive tecnicamente la centrale di conversione dell'energia solare in energia elettrica tramite tecnologia fotovoltaica e le relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie, da realizzarsi nell'agro del Comune di Guardia Perticara, in Provincia di Potenza.

Il progetto prevede una potenza complessiva di 14,21975 MWp e una potenza di immissione 13,866 MW ac.

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e fabbricati.

La realizzazione delle opere dovrà essere preceduta da approvazione da parte della Committenza e dalla presentazione della documentazione necessaria l'autorizzazione e l'esecuzione delle opere stesse, nonché dalla redazione di progetto esecutivo.

L'impianto fotovoltaico dovrà essere eseguito nel rispetto di tutte le prescrizioni tecniche nel seguito indicate, nonché nel totale rispetto delle disposizioni legislative, regolamentari e normative vigenti, quando siano applicabili, anche se non direttamente richiamate all'interno della presente relazione.

2 NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici. (2002)
- CEI 0-16: Regole Tecniche di Connessione (RTC) per utenti attivi ed utenti passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica. (2008)
- CEI 99-2: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata. (2013 e successive varianti)
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica - Linee in cavo. (2006)
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria. (2000 e successive varianti)
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione. (2007)
- CEI 64-8/1-7: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata 1500 V in corrente continua. (2007 e successive varianti)
- CEI 81-10 (EN 62305): Protezione delle strutture contro i fulmini. (2006)
- Legge 1 marzo 1968 n. 186 "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici"; Prescrizioni della Società distributrice di energia elettrica

3 DATI DI PROGETTO

Proponente	GURDIA PERTICARA ENERGIA GROUP s.r.l.
Sede legale	Via Tirreno n.163 785100 Potenza (BPZ) P.IVA 02109420766

SITO

Ubicazione	Loc. Masseria Massari nel Comune di Guardia Perticara
Uso	Terreno agricolo - seminativo.
Dati catastali	Loc. Masseria Massari nel Comune di Guardia Perticara Foglio 2, p.lle 21, 20, 78, 87, 89, 111.
Superficie occupata dalla centrale (al confine recinzione)	Superficie totale occupata 212745 m²
Inclinazione superficie	Per lo più pianeggiante
Fenomeni di ombreggiamento	I terreni circostanti rivolti a est, sud e ovest si presentano privi di qualsiasi fenomeno di ombreggiamento
Altitudine	Loc. Masseria Massari 700 m s.l.m.

DATI TECNICI

Potenza nominale dell'impianto	14,21975 MWp	
Range di tensione in corrente continua in ingresso al gruppo di conversione	≤1500V	
Tensione in corrente alternata in uscita al gruppo di conversione	<1000V	
Tipo di intervento richiesto:	Nuovo impianto	SI
	Trasformazione	NO
	Ampliamento	NO
Dati del collegamento elettrico	Descrizione della rete di collegamento	MT neutro isolato
	Tensione nominale (Un)	Consegna 20 kV
Misura dell'energia	Vincoli della Società Distributrice da rispettare	Normativa E-distribuzione
Punto di Consegna	Cabina di consegna nell'impianto	

4 LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

Il presente progetto è finalizzato alla costruzione di una centrale fotovoltaica per la produzione di energia elettrica da ubicarsi nel Comune di Guardia Perticara, e con l'installazione delle opere ed infrastrutture connesse (cabine elettrica di conversione e smistamento, rete elettrica interrata a 20 kV, strade, Cabina di consegna per la connessione alla rete pubblica MT).

La centrale fotovoltaica, catastalmente è così identificabile:

- **Campo FV denominato "Masseria Massari" nel Comune di Guardia Perticara**
Foglio 2, p.lle 21, 20, 78, 87, 89, 111.

L'impianto è diviso in due sezioni collegate tramite due richieste di allaccio alla rete di E-Distribuzione, con punto di consegna nell'impianto.

Le due richieste hanno codici di rintracciabilità T0737740 e T0737853 entrambe connesse tramite costruzione di una nuova linea MT uscente dal futuro terzo trafo della Cabina primaria "GUARDIA"

5 PROGETTO DELL'OPERA

5.1 Caratteristiche generali della centrale fotovoltaica

La centrale fotovoltaica per la produzione di energia elettrica in oggetto avrà le seguenti caratteristiche generali:

- Potenza nominale dei moduli fotovoltaici installati pari a circa 14,21975 MW;
- Cabine elettriche di raccolta, conversione statica e trasformazione dell'energia elettrica interne alle aree di centrale, di cui N. 4 cabine di campo, N.2 cabine di consegna, N.1 locale di servizio;
- Rete elettrica interna alle aree di centrale a 20 kV tra le cabine elettriche e da queste alla sottostazione esternamente alle aree di centrale;
- Rete telematica interna di monitoraggio in fibra ottica per il controllo dell'impianto fotovoltaico mediante trasmissione dati via modem o satellitare;
- Rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (movimentazione tracker, controllo, illuminazione, ecc...).

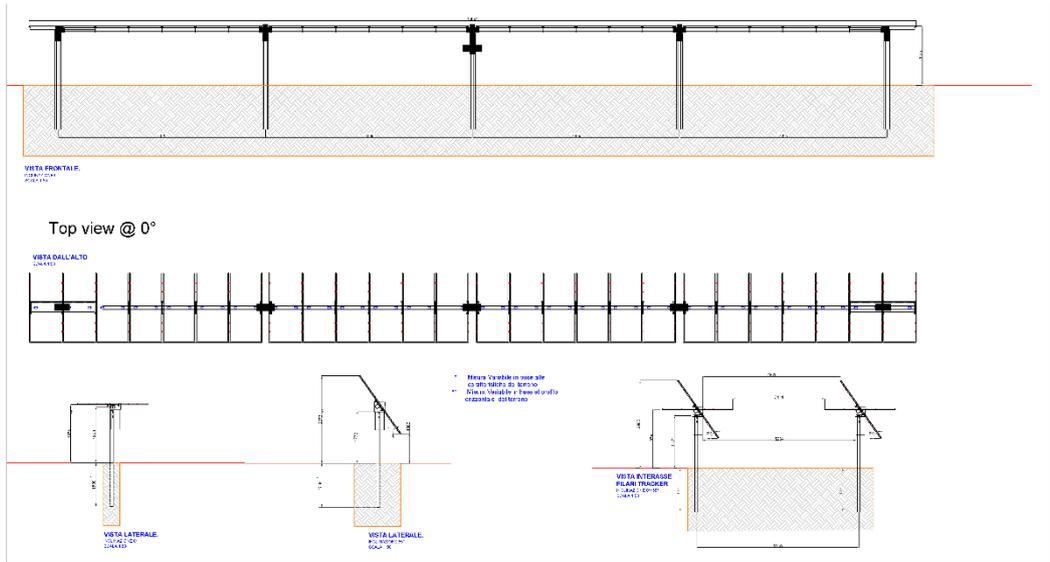
5.2 Generatore fotovoltaico

I moduli fotovoltaici saranno montati su strutture con inseguitore monoassiale dotati di una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione.

Le strutture in oggetto saranno disposte secondo file parallele sul terreno; la distanza tra le file è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località.

I campi fotovoltaici sono composti da stringhe da n.26 moduli per l'impianto A e 24 moduli per l'impianto B montati su una unica struttura, con asse di rotazione orizzontale.

Particolari costruttivi Traker Campo A



Particolari costruttivi Traker Campo B

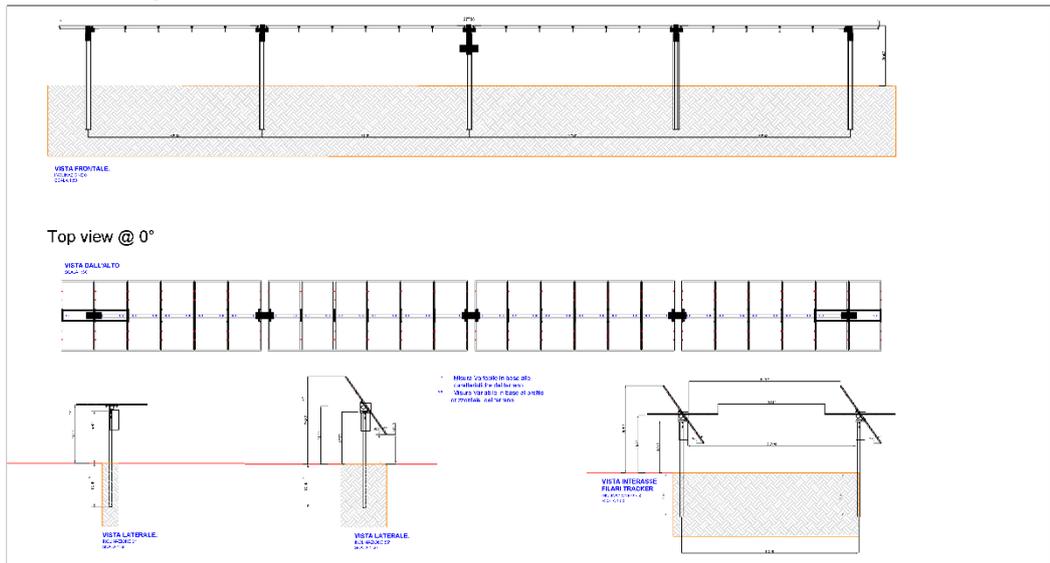
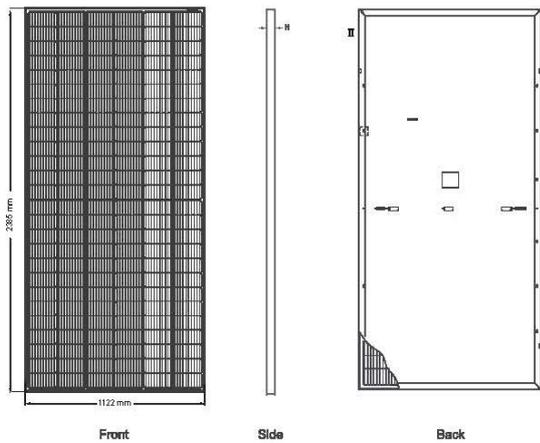


Figura 1 – Vista laterale e vista dall’alto della singola stringa

I moduli ipotizzati per definire layout e producibilità dell’impianto, sono di marca Jinko Solar, JKM575M-7RL4-V, in silicio monocristallino, aventi ciascuno potenza nominale pari a 575 Wp. In caso di indisponibilità degli stessi sul mercato, o sulla base di altre valutazioni di convenienza tecnica-economica, si stabilisce fin da adesso la possibilità di sostituire i moduli con altri con simili per caratteristiche elettriche e meccaniche.

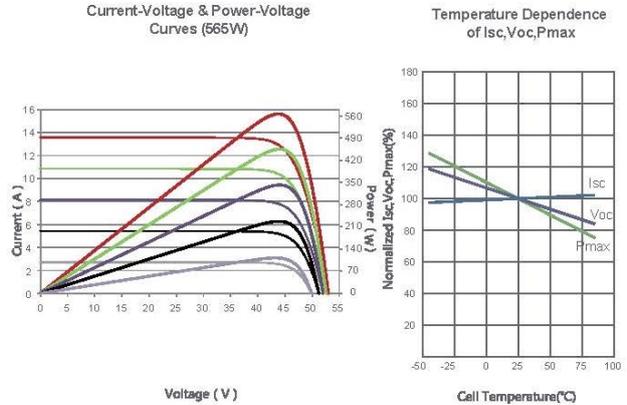
Ciascun modulo fotovoltaico sarà dotato di diodi di by-pass, così da escludere la parte di modulo contenente una o più celle guaste/ombreggiate al fine di evitarne la contro alimentazione e conseguente danneggiamento (tali diodi saranno inclusi nella scatola di giunzione abbinata al modulo fotovoltaico stesso). Il collegamento tra i moduli di ogni stringa sarà realizzato, come indicato nella tavola di progetto.

Engineering Drawings



Length: ±2mm
 Width: ±2mm
 Height: ±1mm
 Row Pitch: ±2mm

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2385×1122×35mm (93.90×44.17×1.38 inch)
Weight	30,3 kg (66.8 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM555M-7RL4-V		JKM560M-7RL4-V		JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	555Wp	413Wp	560Wp	417Wp	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.19V	40.55V	44.31V	40.63V	44.43V	40.72V	44.55V	40.80V	44.67V	40.89V
Maximum Power Current (Imp)	12.56A	10.18A	12.64A	10.25A	12.72A	10.32A	12.80A	10.39A	12.88A	10.46A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.80V	49.84V	52.90V	49.93V	53.00V	50.03V	53.10V	50.12V	53.20V	50.21V
Short-circuit Current (Isc)	13.42A	10.84A	13.50A	10.90A	13.58A	10.97A	13.66A	11.03A	13.74A	11.10A
Module Efficiency STC (%)	20.74%		20.93%		21.11%		21.30%		21.49%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

5.3 Producibilità

5.3.1 Dati di radiazione e prestazione di produzione

Il lotto di terreno su cui sarà realizzato l’impianto fotovoltaico è localizzabile attraverso le seguenti coordinate:

	Geografiche WGS84	
	LAT	LONG
Campo “Masseria Massari”	40.379796°	16.079619°

Opportuni rilievi effettuati sul sito non hanno evidenziato importanti ombreggiamenti dei moduli che possano influire sulla producibilità annua dell’impianto. Quelli residui saranno valutati ed evitati in sede esecutiva.

I dati di radiazione solare sul piano dei moduli sono riportati nella tabelle successive, distinte per ciascun campo fotovoltaico.

Per determinare la producibilità di massima del sistema fotovoltaico sul lato BT è plausibile, in via preliminare, stimare un’efficienza complessiva minima del sistema del 76% rispetto all’energia producibile nominalmente dal sistema ai morsetti dei moduli in condizioni standard di funzionamento.

I dati della radiazione solare usati in PVGIS sono calcolati da immagini satellitari, con metodi sviluppati dal CM SAF consortium. Il database utilizzato è il PVGIS-CMSAF che contiene dati per Europa, Africa e una parte di Sud America.

L’impianto in oggetto, di potenza nominale pari a circa 14,21975 kWp produrrà circa 24 GWh/anno.

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited trackers	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	
Orientation	Tracking horizontal axis	Tracking algorithm	Irradiance optimization
Models used		Trackers configuration	
Transposition	Perez	Nb. of trackers	100 units
Diffuse	Perez, Meteonorm	Unlimited trackers	
Circumsolar	separate	Sizes	
Horizon		Shading limit angles	
Free Horizon		Tracker Spacing	5.50 m
Near Shadings		Collector width	2.38 m
No Shadings		Ground Cov. Ratio (GCR)	43.4 %
User's needs		Left inactive band	0.02 m
Unlimited load (grid)		Right inactive band	0.02 m
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		Phi limits	+/- 63.7 °

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	SMA
Model	JKM575M-7RL4-V	Model	Sunny Central 3000-EV
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	575 Wp	Unit Nom. Power	3000 kWac
Number of PV modules	24730 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	14.22 MWp	Total power	12000 kWac
Array #1 - Campo A		Array #1 - Campo A	
Number of PV modules	11050 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	6354 kWp	Total power	6000 kWac
Modules	425 Strings x 26 ln series	Operating voltage	956-1425 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.06
Pmpp	5797 kWp		
U mpp	1042 V		
I mpp	5562 A		
Array #2 - Campo B		Array #2 - Campo B	
Number of PV modules	13680 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	7866 kWp	Total power	6000 kWac
Modules	570 Strings x 24 ln series	Operating voltage	956-1425 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.31
Pmpp	7177 kWp		
U mpp	962 V		
I mpp	7460 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	14220 kWp	Total power	12000 kWac
Total	24730 modules	Number of inverters	4 units
Module area	67614 m²	Pnom ratio	1.18



PVsyst V7.2.14
 VCO, Simulation date:
 16/05/22 17:47
 with v7.2.14

Project: Guardia Perticara GreenLab

Variant: Impianto A

Montanarella Giovanni (Italy)

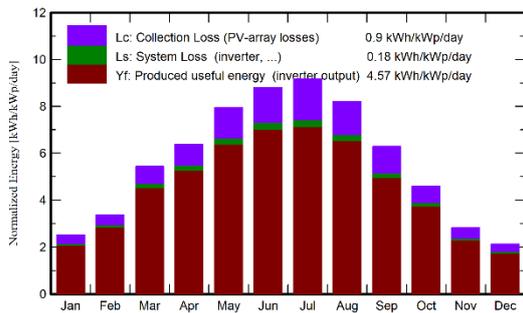
Main results

System Production

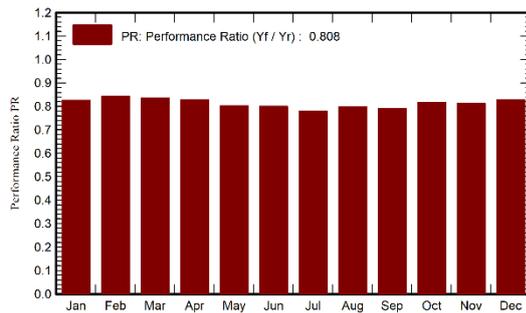
Produced Energy 24 GWh/year

Specific production 1668 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 80.79 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	ratio
January	52.9	24.85	5.52	78.0	67.7	0.955	0.917	0.827
February	68.6	35.21	5.81	94.3	83.7	1.176	1.132	0.845
March	120.6	49.70	8.50	168.7	152.6	2.088	2.007	0.837
April	145.5	66.93	11.57	191.7	176.7	2.349	2.259	0.829
May	183.3	78.54	16.10	246.9	227.3	2.935	2.821	0.803
June	196.5	83.54	20.81	263.9	243.3	3.125	3.006	0.801
July	207.5	75.91	24.20	284.6	261.2	3.280	3.154	0.779
August	186.8	66.92	24.14	254.6	236.8	3.007	2.891	0.799
September	133.9	49.03	18.59	188.7	169.3	2.207	2.121	0.790
October	99.0	36.54	15.06	142.4	127.7	1.720	1.655	0.817
November	59.0	28.43	10.61	84.9	73.8	1.020	0.981	0.813
December	46.9	23.25	7.00	65.9	57.7	0.810	0.777	0.830
Year	1500.5	618.85	14.04	2064.7	1877.8	24.671	23.720	0.808

Legends

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

5.4 Quadro di parallelo stringa

I *quadri di parallelo stringhe* (di seguito denominati per brevità *QP*) sono gli elementi dell'impianto che effettuano la connessione in parallelo delle *stringhe* e le collegano all'*inverter*.

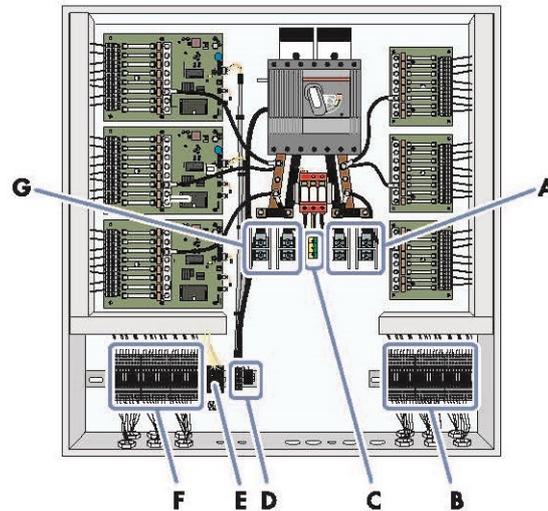


Figure 10: Terminals for connections

Position	Designation
A	Main DC cable connection, - pole
B	DC-string connections - pole
C	Grounding cable connection
D	Connection for remote tripping*
E	Data cable connection
F	DC-string connections, +pole
G	Main DC cable connection, +pole

* optional

Figura 2 – Schematizzazione del quadro di parallelo

L'insieme delle *stringhe* collegate in parallelo tramite apposito *QP* costituisce un *sottocampo*.

I *QP* sono dispositivi che oltre alla funzione principale sono in grado anche di svolgere la funzione di:

- protezione contro scariche o sovratensioni;

Ciascuna stringa sarà collegata ad un quadro di parallelo stringhe (*QP*) idoneo al collegamento fino ad un massimo di 12 stringhe, adatto per l'installazione all'esterno (grado di protezione IP54).

Il collegamento tra le stringhe ed il *QP* sarà essere realizzato con cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di almeno 0,6/1 kV di sezione 6 mm² per limitare le perdite nei cavi.

Ogni *QPS* sarà dotata dei seguenti dispositivi di sezionamento e protezione:

- un interruttore di manovra-sezionatore generale di corrente nominale idonea,
- fusibile da 10 A, tipo gG, idonei all'uso fino a 1500 V DC, per ogni stringa;
- SPD idoneo all'uso in DC, che garantiscono una tensione di scarica minore o uguale alla tensione di tenuta degli inverter indicata dal costruttore degli stessi (2,3 kV in assenza di indicazioni);

Ogni QP sarà collegato al corrispondente inverter come riportato nelle tavole di progetto.

Le linee in uscita da ogni QP saranno realizzate con cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di almeno 0,6/1 kV, di sezione adeguata per limitare le perdite nei cavi.

Le linee suddette saranno posate in cavidotti di idoneo diametro (vedi tavole di progetto).

L'ubicazione indicativa del posizionamento delle canaline è desumibile dagli elaborati grafici di progetto.

5.5 Cabine di Campo 3000/4000 kW

Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego di inverter centralizzati da 3000/4000 kW nominali. La configurazione fra inverter e pannelli fotovoltaici è rilevabile dagli elaborati grafici.

Nella presente versione progettuale, si fa riferimento al modello SUNNY CENTRAL 3000 – EV / SUNNY CENTRAL 3000 – EV della SMA, stabilendo fin da adesso la possibilità di sostituire gli stessi con altri simili per caratteristiche elettriche e dimensionali, in caso di indisponibilità sul mercato e/o in base a valutazioni di convenienza tecnico-economica al momento della realizzazione della centrale.

Nelle posizioni indicate nelle tavole di progetto, saranno posizionati i locali tecnici delle Cabine di Campo, contenenti:

- La protezione del trasformatore, il sezionamento e la messa a terra della linea MT;
- L'inverter Centralizzato da 3000 / 4000 kW nominali;
- Il trasformatore MT/BT 30/0,690 kV, di potenza nominale 3200 / 4200 kVA;
- il quadro ausiliari (condizionamento, illuminazione e prese di servizio, ecc.)
- un gruppo di continuità (UPS) per alimentazione di servizi ausiliari e protezioni di cabina elettrica.

Il dispositivo generale per la protezione del trasformatore sarà costituito da un interruttore MT automatico, equipaggiato con circuito di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui agisce la protezione generale (PG); l'interruttore sarà di tipo fisso, abbinato ad un sezionatore tripolare lato rete.

Ciò chiarito, il campo Masseria massari è risultano così composto:

Campo " Masseria Massari"	
Configurazione 14,1975 MWp	
Sottocampo_1A (3154,45 KW)	
Modulo	Jinko Solar, JKM575M-7RL4-V
Cabina sottocampo	1xSMA MVPS 3000SC-EV
Totale stringhe	211
Moduli per stringhe	26
Totale Moduli	5486
Wp Modulo	575
Totale Wp	3154,45
Sottocampo_2A (3199,3 KW)	
Modulo	Jinko Solar, JKM575M-7RL4-V
Produzione sottocampo	1xSMA MVPS 3000SC-EV
Totale stringhe	214
Moduli per stringhe	26
Totale Moduli	5564
Wp Modulo	575
Totale Wp	3199,3
Sottocampo_1B (3919,2 KW)	
Modulo	Jinko Solar, JKM575M-7RL4-V
Produzione sottocampo	1xSMA MVPS 4000SC-EV
Totale stringhe	284
Moduli per stringhe	24
Totale Moduli	6816
Wp Modulo	575
Totale Wp	3919,2
Sottocampo_2B (3946,8 KW)	
Modulo	Jinko Solar, JKM575M-7RL4-V
Produzione sottocampo	1xSMA MVPS 4000SC-EV
\Totale stringhe	286
Moduli per stringhe	24
Totale Moduli	6864
Wp Modulo	575
Totale Wp	3946,8
Totale	
Moduli	24730
Stringhe	995
Capacità Totatale Wp DC	14219750
Capacità Totatale W AC	13866000

5.6 Cabina di ricezione

Il progetto prevede la realizzazione di due cabina di ricezione MT dell'intero del campo, costituita da un manufatto in calcestruzzo prefabbricato, di nuova costruzione, suddiviso in:

- Un locale celle di media tensione;
- Un locale misure;
- Un locale trafo per ospitare il trafo dei servizi ausiliari.

Nel locale misure sarà collocato il contatore di produzione per misurare l'energia prelevata ed immessa in rete.

Le cabine di ricezione saranno collegate con una terna di conduttori in alluminio tipo 3x1x95 mm² XLPE 12/20 kV per collegare l'impianto di produzione alla cabina.

All'interno degli impianto di produzione, dalla cabina di ricezione parte una terna di cavi tipo 3x1x50 mm² XLPE 18/30 kV, per collegare le cabine inverter.

5.7 Alimentazione ausiliari

L'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata direttamente dal trasformatore MT/BT a cui sarà installato un trafo 690/400 e farà capo al quadro generale ausiliari (QAUX) che alimenterà:

- gli impianti ausiliari del locale tecnico;
- l'impianto di videocontrollo ed il relativo impianto di illuminazione

5.8 Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti consiste nel proteggere le persone contro i pericoli risultanti dal contatto con le parti in tensione di un impianto elettrico.

5.8.1 Protezione mediante isolamento

Le parti in tensione saranno completamente ricoperte con un isolamento che possa essere rimosso solo mediante distruzione.

5.8.2 Protezione mediante involucri o barriere

Le parti in tensione saranno poste entro involucri o dietro barriere tali da assicurare almeno il grado di protezione IPXXB (dito di prova) o IPXXD (filo di prova di 1 mm) se a portata di mano. Gli involucri o le barriere devono essere rimossi solo con l'uso di chiavi o attrezzi.

5.9 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti consiste nel proteggere le persone contro i pericoli risultanti dal contatto con parti metalliche accessibili normalmente non in tensione, ma che potrebbero esserlo per cause accidentali o per cedimento dell'isolamento principale.

5.9.1 Guasti in media tensione

In caso di guasto monofase a terra sulla media tensione, a monte del dispositivo generale, l'interruzione della corrente di guasto I_F è garantita dalle protezioni installate a monte sulla prima cabina di consegna.

Per il corretto dimensionamento dell'impianto di terra, dai valori di:

- Corrente di guasto monofase a terra MT (I_F)
- Tempo di eliminazione del guasto (t_F)

I guasti a terra sulle linee di media tensione presenti nell'impianto fotovoltaico saranno interrotti dalle protezioni presenti nell'impianto.

La sicurezza delle persone sarà sicuramente garantita se l'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico garantirà una resistenza di terra R_E tale per cui (CEI 11-1, art. 9.9):

$$R_E I_{k1} \leq U_{Tp}$$

Dove I_{k1} è la massima corrente di guasto monofase a terra e U_{Tp} è la tensione di contatto ammissibile corrispondente al tempo di eliminazione del guasto delle protezioni MT.

I valori di U_{Tp} , indicati dalla norma CEI 99-3 e dalla guida CEI 11-37, sono riportati nella tabella sottostante.

Tabella 1: Valori U_{Tp} da norma CEI 99-3 e della guida CEI 11-37

tF (s)	U_{Tp} (V)	tF (s)	U_{Tp} (V)
0.04	800	0.55	185
0.06	758	0.60	166
0.08	700	0.64	150
0.10	660	0.65	144
0.14	600	0.70	135
0.15	577	0.72	125
0.20	500	0.80	120
0.25	444	0.90	110
0.29	400	0.95	108
0.30	398	1.00	107
0.35	335	1.10	100
0.39	300	3.00	85
0.40	289	5.00	82
0.45	248	7.00	81
0.49	220	10.00	80
0.50	213	> 10.00	75

Se la suddetta relazione $R_E I_{k1} \leq U_{Tp}$ non potrà essere garantita, occorrerà procedere alla misura delle tensioni di contatto e di passo e verificare che esse rispettino i limiti ammessi.

Nel caso ciò non avvenga, si dovranno mettere in atto le misure di protezione di cui alla norma CEI 99-3 (equipotenzializzazione, asfaltatura, ecc.).

5.9.2 Guasti in bassa tensione

La protezione contro i contatti indiretti lato bassa tensione verrà realizzata con interruzione automatica del circuito secondo quanto prescritto dalla norma CEI 64-8, art. 413.1.

Le relazioni che regolano la scelta delle caratteristiche che dovranno possedere i dispositivi di protezione, cambiano in funzione dei modi di collegamento a terra definiti TN, TT e IT.

Sistema TN = Il sistema ha un punto collegato direttamente a terra mentre le masse dell'impianto sono collegate allo stesso punto per mezzo di un conduttore di protezione. In maniera più specifica, si ha sistema TN-S quando il conduttore di neutro e il conduttore di protezione sono separati, sistema TN-C quando il conduttore di

neutro e il conduttore di protezione sono combinati in un unico conduttore (PEN), sistema TN-C-S quando il sistema TN-C è limitato ad una parte dell'impianto.

Sistema TT = Il sistema ha un punto collegato direttamente a terra mentre le masse dell'impianto sono collegate ad un impianto di terra elettricamente indipendente da quello del collegamento a terra del sistema di alimentazione.

Sistema IT = Il sistema ha le parti attive separate da terra (flottante) mentre le masse dell'impianto sono collegate a terra individualmente, a gruppi o collettivamente.

Il sistema TN è relativo agli impianti in bassa tensione lato CA posti all'interno e all'esterno del locale tecnico le cui alimentazioni sono derivate dal quadro ausiliari. Il comune (neutro) è collegato alla terra del locale tecnico e le masse sono collegate ai dispersori di terra posti nelle vicinanze dei quadri di controllo.

I singoli dispersori e la terra del locale tecnico sono collegati tramite conduttori di terra.

Il sistema pertanto è riconducibile al tipo TN-S.

Il sistema IT è relativo all'impianto di produzione fotovoltaico lato c.c. in cui le masse (cornici) dei moduli sono collegate a terra tramite le strutture di sostegno a loro volta francamente a terra.

I dispositivi di protezione dovranno interrompere automaticamente l'alimentazione al circuito quando, in caso di guasto, tra una parte attiva ed una massa o un conduttore di protezione sia presente una tensione di contatto superiore a 50 V in c.a e 120 V in c.c.

La tensione di contatto dovrà essere eliminata in tempi sufficientemente bassi, stabiliti convenzionalmente, individuabili dalla "curva di sicurezza" e comunque mai superiori a 5s.

Per il sistema TN la condizione da soddisfare è la seguente:

$$Z_s \cdot I_a = U_0 \quad \text{dove:}$$

Z_s = è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente

I_a = è la corrente che provoca l'interruzione automatica dell'alimentazione entro il tempo definito nella tabella 41A dell'art. 413.1.3.3 delle norme C.E.I. 64-8 in funzione della tensione nominale U_0

U_0 = è la tensione nominale in c.a. valore efficace trifase e terra che corrisponde alla tensione fase-neutro

La scelta del dispositivo nel sistema TN può essere fatta fra:

- dispositivo di protezione a corrente differenziale;
- dispositivo di protezione contro le sovracorrenti;

Più specificatamente:

- nel sistema TN-C, quando cioè le funzioni di neutro e di protezione sono combinate in un solo conduttore detto PEN, non si devono usare dispositivi di protezione a corrente differenziale;
- nel sistema TN-C-S, quando cioè le funzioni di neutro e di protezione sono combinate in un solo conduttore in una parte del sistema, se si usano dispositivi di protezione differenziale, non si deve utilizzare un conduttore PEN a valle degli stessi

Per il sistema IT la condizione da soddisfare è la seguente:

$R_E \cdot I_d = U_L$ dove:

R_E = è la resistenza del dispersore al quale sono collegate le masse

I_d = è la corrente di guasto del primo guasto di impedenza trascurabile tra un conduttore di linea ed una massa

U_L = è la tensione limite convenzionale assunta a 50V per i sistemi in c.a e a 120V per i sistemi in c.c.

L'utilizzo di inverter grid connected permette la realizzazione di un sistema assimilabile al tipo IT. Nel caso di cedimento dell'isolamento nella parte c.c. si crea una debole corrente di primo guasto, dovuta unicamente alla generazione fotovoltaica c.c., che fluisce attraverso lo stesso inverter. La protezione interna nell'inverter rileva l'abbassamento del livello d'isolamento dell'impianto c.c. e genera un allarme sul pannello dell'inverter stesso. In caso di secondo guasto il sistema si trasforma nel tipo TNS e i fusibili di protezione intervengono aprendo il circuito c.c.

Si precisa che per l'impianto in questione, in cui sono adottati moduli fotovoltaici, apparecchiature e sistemi di cablaggio in classe II, si realizza una protezione di tipo passivo che non necessita di interruzione automatica del circuito secondo CEI 64-8 art. 413.2.

Resta inteso che, nonostante l'intervento dei dispositivi di protezione (fusibili), ai capi delle stringhe permangono tensioni pericolose (>120V) mentre ai morsetti dei moduli fotovoltaici permane un livello di tensione al di sotto delle tensioni di contatto limite stabilite dalle norme.

In conclusione occorre che prima di ogni operazione di manutenzione all'impianto fotovoltaico si rilevino eventuali segnalazioni di allarme emesse dagli inverter e si operi con dovuta cautela sul circuito in corrente continua soprattutto lungo e ai capi delle linee di collegamento delle stringhe agli inverter.

5.10 Protezione delle condutture contro le sovracorrenti

I conduttori attivi devono essere protetti da uno o più dispositivi al verificarsi di sovracorrenti che possono essere causate da sovraccarichi o da corto circuiti.

I dispositivi che assicurano tali protezioni sono:

- interruttori automatici provvisti di sganciatori di sovracorrente;
- fusibili.

5.10.1 Protezione contro i sovraccarichi

Al fine di evitare le correnti di sovraccarico che provocherebbero un riscaldamento nocivo all'isolamento o all'ambiente circostante, una conduttura, avente corrente di impiego **I_b** e portata **I_z** (**I_b ≤ I_z**), deve essere protetta da un dispositivo avente corrente nominale **I_n** e corrente convenzionale di funzionamento **I_f** tali che soddisfino le condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \times I_z$$

Gli interruttori conformi alle norme C.E.I. 23-3 e 17-5 soddisfano la seconda condizione.

5.10.2 Protezione contro i corto circuiti

I dispositivi di protezione devono interrompere le correnti di corto circuito che possono verificarsi nell'impianto in modo tale da garantire che nel conduttore non si raggiungano temperature pericolose secondo la relazione:

$$I^2t \leq K^2 S^2 \quad \text{dove:}$$

I^2t = Integrale di Joule, cioè l'energia specifica passante in un tempo uguale alla durata del corto circuito;

K = Coefficiente caratteristico di ogni cavo;

S = Sezione del conduttore.

5.10.3 Protezione lato c.c.

I cavi dell'impianto fotovoltaico sono scelti per la massima corrente che i moduli possono generare nella condizione più gravosa, cioè alla corrente di corto circuito I_{sc} , quindi si può ragionevolmente ritenere che essi siano protetti contro i sovraccarichi dovuti a sovracorrenti.

I dispositivi di protezione sono scelti perciò per interrompere le correnti di corto circuito che, in un impianto fotovoltaico, possono essere determinate da:

- guasto tra due poli del sistema c.c.;
- guasto a terra nei sistemi con un punto a terra;
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra

I dispositivi sono generalmente fusibili vengono installati sia nel quadro di parallelo stringhe (per proteggere il cavo di stringa contro la sovracorrente dovuta alla somma delle correnti delle altre stringhe in parallelo) che all'ingresso dell'inverter (per proteggere il cavo di collegamento tra questo e il quadro di parallelo stringa).

5.10.4 Protezione lato c.a.

Anche i cavi tra gli inverter ed il punto di parallelo sono dimensionati per la massima corrente prodotta risultando quindi superfluo prevedere una protezione contro le sovracorrenti dovute ai sovraccarichi.

Si prevede pertanto la protezione contro le sovracorrenti dovute ai cortocircuiti che coincide solitamente con l'interruttore generale di bassa tensione in quanto adatto alle forti correnti lato rete.

Infatti, in caso di cortocircuito, l'inverter limita la corrente in uscita ad un valore massimo pari a circa il doppio della propria corrente nominale facendo intervenire le protezioni interne mentre il cortocircuito viene alimentato direttamente dalla rete.

5.11 Metodi di dimensionamento e calcolo

5.11.1 Dimensionamento cavi

Il dimensionamento dei cavi è tale da garantire la protezione della condotta alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2) il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la condotta in modo tale che siano soddisfatte le condizioni:

$$a) I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$b) I_f \leq 1.45 I_z$$

Per soddisfare alla condizione *a)* è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte.

Dalla corrente *I_b* viene determinata la corrente nominale della protezione a monte (valori normalizzati) e con questa si procede alla scelta della sezione.

La scelta viene fatta in base alla tabella che riporta la corrente ammissibile *I_z* in funzione del tipo di isolamento del cavo che si vuole utilizzare, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi; la portata che il cavo dovrà avere sarà pertanto:

$$I_z \text{ minima} = I_n / k$$

dove il coefficiente *k* di declassamento tiene conto anche di eventuali paralleli. La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente *k*) sia immediatamente superiore a quella calcolata tramite la corrente nominale (*I_z minima*). Gli eventuali paralleli vengono calcolati, nell'ipotesi che essi abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza, posa, etc. (par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate dal numero di paralleli nel coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione *b* non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma 23.3 IV Ed. hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento *I_f* e corrente nominale *I_n* minore di 1.45 e costante per tutte le tarature inferiori a 125A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1,45. Ne deriva che in base a queste normative la condizione *b* sarà sempre soddisfatta.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono pertanto protette contro le sovracorrenti.

Dalla sezione del cavo di fase deriva il calcolo dell'*I²t* del cavo o massima energia specifica ammessa dal cavo come:

$$I^2 t = K^2 S^2$$

La costante *K* viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), in funzione del materiale conduttore e del materiale isolante.

5.11.2 Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono valutate in base alle tabelle UNEL 35023-70.

In accordo con queste tabelle la caduta di tensione di un singolo ramo vale:

$$cdt(lb) = kcdt \times Ib \times (Lc / 1000) \times [Rcavo \times \cos\phi + Xcavo \times \sin\phi] \times 100/Vn [\%]$$

dove:

$kcdt = 2$ per sistemi monofase

$kcdt = 1.73$ per sistemi trifase.

I parametri $Rcavo$ e $Xcavo$ sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione al tipo di cavo (unipolare/multipolare) e in base alla sezione dei conduttori; i valori della $Rcavo$ riportate sono riferiti a 80°C, mentre la $Xcavo$ è riferita a 50Hz, entrambe sono espresse in ohm/km.

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di un'utenza viene determinata tramite la somma delle cadute di tensione, assolute di un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da questa viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

5.11.3 Dimensionamento conduttori di protezione

Le norme CEI 64.8 (par. 543.1) prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione tramite calcolo.

Il primo criterio consiste nel calcolare la sezione secondo il seguente schema:

- $Spe = Sf$ se $Sf < 16 \text{ mm}^2$;
- $Spe = 16 \text{ mm}^2$ se $16 \leq Sf \leq 35$;
- $Spe = Sf / 2$ se $Sf > 35 \text{ mm}^2$.

Il secondo criterio consiste nel determinarne il valore tramite l'integrale di Joule.

Il metodo adottato in questo progetto è il secondo.

5.11.4 Calcolo dei guasti

Il calcolo dei guasti viene fatto in modo da determinare le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione (inizio linea) e a valle dell'utenza (fine della linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto fase terra (dissimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza sono inizializzati da quelli della utenza a monte e i primi vanno, a loro volta, ad inizializzare i parametri della linea a valle.

5.11.5 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo viene eseguito nelle seguenti condizioni:

- a) la tensione nominale deve essere moltiplicata per il fattore di tensione pari a 1;
- b) l'impedenza di guasto minima è calcolata alla temperatura di 20 °C.

5.11.6 Calcolo delle correnti di cortocircuito

Il calcolo viene eseguito nelle seguenti condizioni:

- a) la tensione nominale deve essere moltiplicata per il fattore di tensione pari a 1;
- b) l'impedenza di guasto minima è calcolata alla temperatura di 20 °C.

trascurando l'abbassamento della tensione di linea e l'innalzamento della temperatura si avrebbe:

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{R^2 + L^2}}$$

La Norma 64-8 propone una formula che tiene conto dei parametri prima trascurati, precisando che *“i valori ottenuti con tale formula servono per la verifica della tempestività di intervento dei dispositivi di protezione, ma non per la determinazione del potere di interruzione”*:

$$I_{cc} = \frac{0.8 \cdot V \cdot S}{1.5 \cdot \rho \cdot 2l}$$

dove: I_{cc} = corrente di corto-circuito in A

0.8 = fattore che tiene conto dell'abbassamento di tensione

V = tensione in V

S = sezione del conduttore in mm²

1.5 = fattore che tiene conto dell'aumento di temperatura

ρ = resistività del conduttore a 20°C in mm²/m

2 = fattore per monofase

l = lunghezza della linea in m

5.12 Protezioni contro le sovratensioni

Sui terminali di ogni quadro di parallelo stringhe (QPS) sono stati adottati scaricatori di sovratensione (SPD) tipo CPT CS3 al fine di garantire una protezione contro le sovratensioni indotte dalle scariche di origine atmosferica.

Le caratteristiche degli scaricatori sono riportate nel datasheet allegato

5.13 Impianto di messa a terra

5.13.1 Messa a terra lato locale tecnico (cabina MT/BT)

L'impianto di messa a terra sarà costituito:

- dagli schermi metallici dei cavi MT, collegati a terra ad entrambe le estremità;
- dagli anelli di terra delle cabine, realizzati con tondino in acciaio di sezione almeno 50 mm²;
- da quattro picchetti in acciaio zincato, lunghezza almeno 1,5 m, posti ai vertici dell'anello;
- dai nodi di terra delle cabine e dai conduttori di protezione ed equipotenziali.

All'impianto di terra dovranno essere collegate tutte le masse, le masse estranee, ed il conduttore neutro.

5.13.2 Messa a terra lato campo fotovoltaico

L'impianto di messa a terra sarà costituito:

- dalle strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici collegate alla terra del capannone;
- dai collegamenti alla terra dell'impianto fotovoltaico posizionati nei quadri di controllo

All'impianto di terra dovranno essere collegate tutte le masse e le masse estranee dell'impianto.

La determinazione della sezione del conduttore di protezione è calcolata con la formula:

$$S_p^2 \cdot K^2 = I^2 \cdot t$$

S_p = Sezione del conduttore di protezione;

I = Corrente di guasto che percorre il conduttore di protezione per un guasto franco a massa;

t = Tempo di intervento del dispositivo di protezione;

K = Valore caratteristico del conduttore.