



REGIONE BASILICATA



PROVINCIA di POTENZA



COMUNE DI MONTEMILONE

**Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto
agrovoltaico e delle relative opere connesse, di
potenza pari a 15,51276 MW DC - 14,8 MW AC
da realizzare in località "MASSERIA LUPARA SOTTANA"
nel Comune di Montemilone (PZ)**

Committenza

SIGMA BEL ENERGY S.r.l.

S.S. "Bradanica", km 39+125 snc, 85025
Melfi (PZ) - P. Iva 02080040765

Progettazione

Simec S.r.l.
Società di Ingegneria
Via S. Pertini 35, 71020
Rocchetta Sant' Antonio (FG)



Elaborato redatto da:

Ing. Spagone Francesco Paolo
Ordine degli Ingegneri prov.
di Foggia, n. iscrizione 2192



Collaborazione:
arch. Giuseppe Pulizzi

PROGETTO DEFINITIVO

Titolo

**Relazione tecnica
impianto fotovoltaico**

Numero documento				Scala	Formato Stampa
Fase	Tipo doc.	Progr. doc.	Rev.	-:-----	A4
D	R	A.5	0	Nome_file / Identificatore SigmaBE_MONTEM01_A5_ Relazione_Tecnica	

Sul presente elaborato sussiste il DIRITTO di PROPRIETA'. Qualsiasi utilizzo non preventivamente autorizzato sarà perseguito ai sensi della normativa vigente.

Rev.	Data	Descrizione revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	30/05/2022	Redazione			

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	Inverter di stringa.....	12
5.5	Cabina di Raccolta.....	16
5.6	Sottostazione elettrica MT AT 30/36 kV.....	16
5.7	Locale servizi	17
5.8	Alimentazione ausiliari.....	17
5.9	Protezione contro i contatti diretti.....	17
5.9.1	<i>Protezione mediante isolamento.....</i>	17
5.9.2	<i>Protezione mediante involucri o barriere.....</i>	17
5.10	Protezione contro i contatti indiretti.....	17
5.10.1	<i>Guasti in media tensione.....</i>	17
5.10.2	<i>Guasti in bassa tensione.....</i>	19
5.11	Protezione delle condutture contro le sovracorrenti	21
5.11.1	<i>Protezione contro i sovraccarichi.....</i>	22
5.11.2	<i>Protezione contro i corto circuiti.....</i>	22
5.11.3	<i>Protezione lato c.c.....</i>	22
5.11.4	<i>Protezione lato c.a.....</i>	23
5.12	Metodi di dimensionamento e calcolo.....	23
5.12.1	<i>Dimensionamento cavi.....</i>	23
5.12.2	<i>Cadute di tensione.....</i>	24
5.12.3	<i>Dimensionamento conduttori di protezione.....</i>	24
5.12.4	<i>Calcolo dei guasti.....</i>	25
5.12.5	<i>Calcolo delle correnti massime di cortocircuito.....</i>	25
5.12.6	<i>Calcolo delle correnti di cortocircuito.....</i>	25
5.13	Protezioni contro le sovratensioni	26
5.14	Impianto di messa a terra.....	26
5.14.1	<i>Messa a terra lato locale tecnico (cabina MT/BT).....</i>	26
5.14.2	<i>Messa a terra lato campo fotovoltaico.....</i>	26

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 Montemilone, in Provincia di Potenza.

Il progetto prevede una potenza complessiva di 15,51276 MW dc e 14.8 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 e successive varianti)
- 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	SIGMA BEL ENERGY S.r.l.
Sede legale	S. S. Bradanica km 39+125 , snc 285025 – Melfi (PZ) P.IVA 02080040765

SITO

Ubicazione	Loc. Masseria Lupara Sottana nel Comune di Montemilone
Uso	Terreno agricolo
Dati catastali	Loc. Masseria Lupara sottana nel Comune di Montemilone Foglio 33 p.lle , 6, 8, 20, 25, 27, 33, 72, 75, 76, 83, 118, 119.
Superficie occupata dalla centrale (al confine recinzione)	Superficie totale occupata 169047 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. La Sterpara 350 m s.l.m.

DATI TECNICI

Potenza nominale dell'impianto	15,51276 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 36 kV
	Vincoli della Società Distributrice da rispettare	Normativa TERNA
Misura dell'energia	Contatore proprio nel punto di consegna per misure GSE, UTF. Contatore proprio e UTF sulla MT per la misura della produzione (eventualmente anche sulla BT)	
Punto di Consegna	In antenna a 36 KV alla futura stazione elettrica di trasformazione RTN 380/150 kV da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV Genzano-Biasaccia	

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 Montemilone, e con l'installazione delle opere ed infrastrutture connesse (cabine elettrica di conversione e smistamento, cabine di sezionamento, rete elettrica interrata a 30 kV, strade, cabina primaria di Consegna per la connessione alla rete pubblica AT).

La centrale fotovoltaica, catastalmente è così identificabile:

- **Campo FV denominato "Masseria Lupara Sottana" nel Comune di Montemilone**
Foglio 33 p.lle , 6, 8, 20, 25, 27, 33, 72, 75, 76, 83, 118, 119.

La sottostazione elettrica (punto di consegna alla la stazione 36/380 kV di Terna S.p.A.) è ubicata in adiacenza alla futura sottostazione Terna, del Comune di Montemilone in loc. "Perillo Soprano".

In particolare il campo sorgerà nelle Loc. Masseria Lupara Sottana a sud-Est del centro abitato di Montemilone.

5 PROGETTO DELL'OPERA

5.1 Caratteristiche generali della centrale fotovoltaica

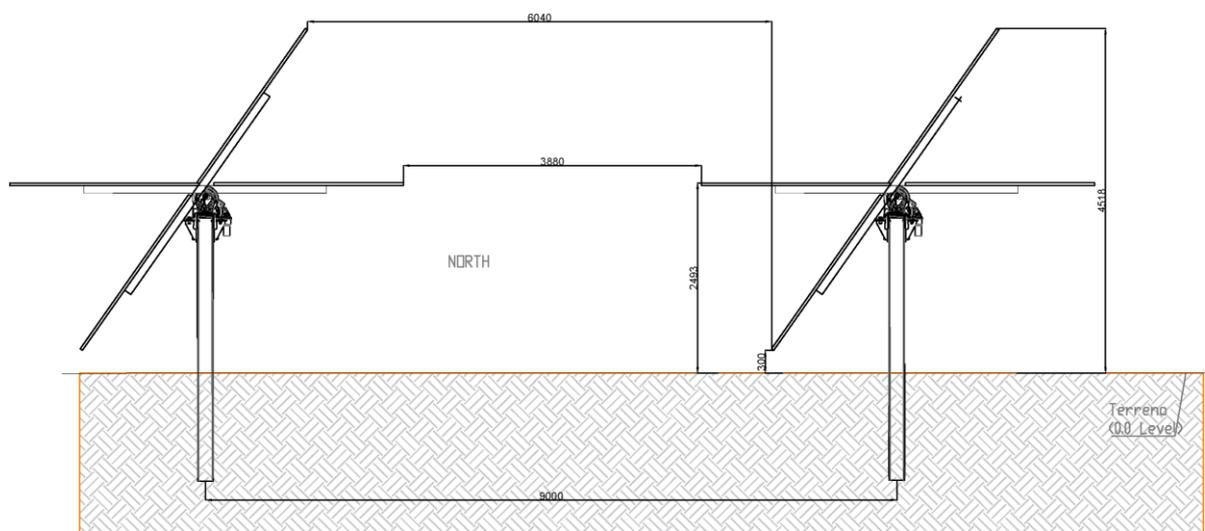
La centrale fotovoltaica per la produzione di energia elettrica in oggetto avrà le seguenti caratteristiche generali:

- Potenza nominale dei moduli fotovoltaici installati pari a circa 15,51276 MW;
- Cabine elettriche di raccolta e trasformazione dell'energia elettrica interne alle aree di centrale, di cui N. 5 cabine di trasformazione, N.1 cabine di raccolta, N.1 locale di servizio;
- N.1 sottostazione elettrica MT/AT da collegare in antenna alla futura stazione 380/36kV di Terna S.p.A. nel Comune di Montemilone in località "Perillo Soprano";
- Rete elettrica interna alle aree di centrale a 30 kV tra le cabine elettriche e da queste alla cabina di consegna;
- 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 traker, 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 di fornitura della Soltec.

Le strutture in oggetto saranno disposte secondo file parallele sul terreno.



I campi fotovoltaici sono composti da stringhe da n.24 moduli montati su una unica struttura, con asse di rotazione orizzontale.

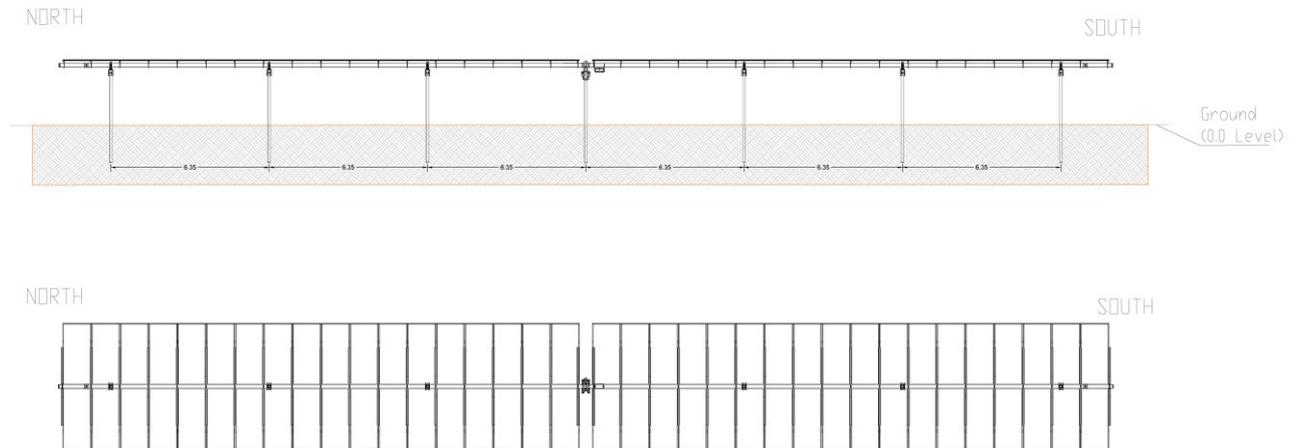
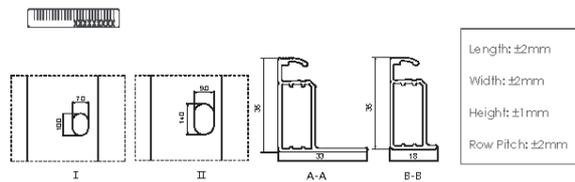
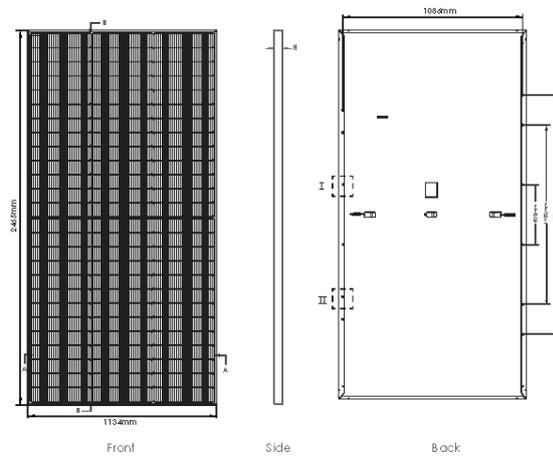


Figura 1 – Vista laterale e vista dall'alto tracker tipo

I moduli ipotizzati per definire layout e producibilità dell'impianto, sono di marca Jinko Solar, JKM615N-78HL4, in silicio monocristallino, aventi ciascuno potenza nominale pari a 615 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

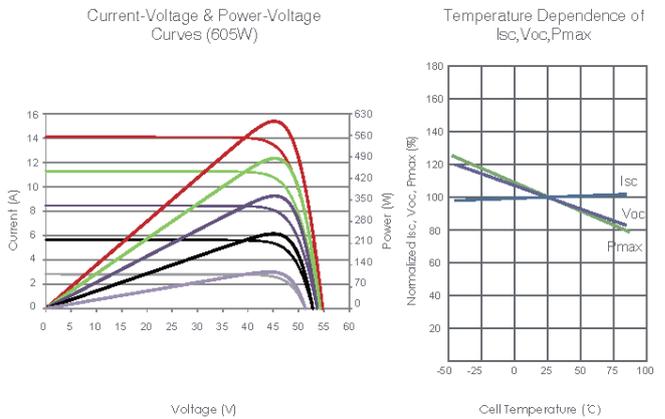


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2465x1134x35mm (97.05x44.65x1.38 inch)
Weight	30.6 kg (67.46 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM595N-78HL4		JKM600N-78HL4		JKM605N-78HL4		JKM610N-78HL4		JKM615N-78HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	595Wp	447Wp	600Wp	451Wp	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp	615Wp	462Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.29V	41.93V	45.39V	42.05V	45.49V	42.16V	45.59V	42.28V	45.69V	42.39V
Maximum Power Current (Imp)	13.14A	10.67A	13.22A	10.73A	13.30A	10.79A	13.38A	10.85A	13.46A	10.91A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.80V	52.05V	54.95V	52.20V	55.10V	52.34V	55.25V	52.48V	55.40V	52.62V
Short-circuit Current (Isc)	13.90A	11.22A	13.97A	11.28A	14.04A	11.34A	14.11A	11.39A	14.18A	11.45A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.46%		21.64%		21.82%		22.00%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°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	40.999174°	15.932508°

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.

Per la simulazione di producibilità si è usato il programma PVSYST 7.2.

L’impianto in oggetto, di potenza nominale pari a circa 15,51276 MWp produrrà circa 24505 MWh/anno.



PVsyst V7.2.16
 VCO, Simulato su
 16/07/22 11:54
 con v7.2.16

Progetto: Montemilone Sigma
 Variante: Nuova variante di simulazione

Montanarella Giovanni (Italy)

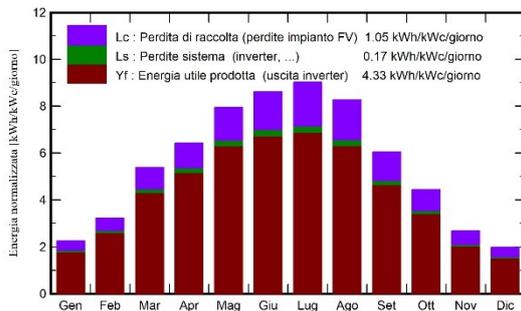
Risultati principali

Produzione sistema

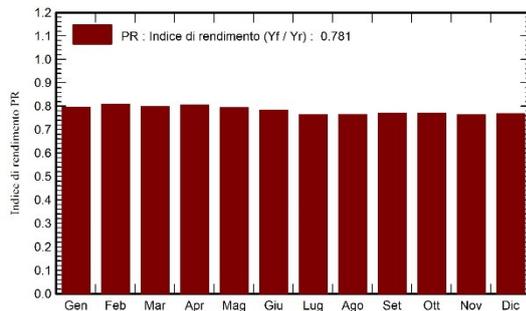
Energia prodotta 24505 MWh/anno

Prod. Specif. 1580 kWh/kWc/anno
 Indice di rendimento PR 78.12 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
Gennaio	51.3	28.30	6.24	70.0	58.4	896	863	0.795
Febbraio	67.2	36.08	6.67	90.4	76.7	1175	1134	0.809
Marzo	120.4	48.79	9.38	167.1	143.3	2151	2072	0.799
Aprile	144.7	68.53	12.34	192.7	169.1	2501	2409	0.806
Maggio	185.2	85.90	16.99	246.4	218.0	3153	3035	0.794
Giugno	195.1	86.27	21.98	258.4	230.3	3262	3138	0.783
Luglio	207.6	84.86	25.40	279.9	246.9	3446	3314	0.763
Agosto	185.9	70.43	25.08	256.4	226.3	3165	3044	0.765
Settembre	131.6	55.15	19.60	181.5	156.4	2253	2169	0.770
Ottobre	96.7	43.30	15.77	137.7	115.4	1704	1645	0.770
Novembre	56.8	29.41	11.39	80.2	65.6	985	950	0.763
Dicembre	43.9	24.17	7.65	61.3	49.7	759	731	0.768
Anno	1486.2	660.99	14.93	2022.1	1756.0	25450	24505	0.781

Legenda

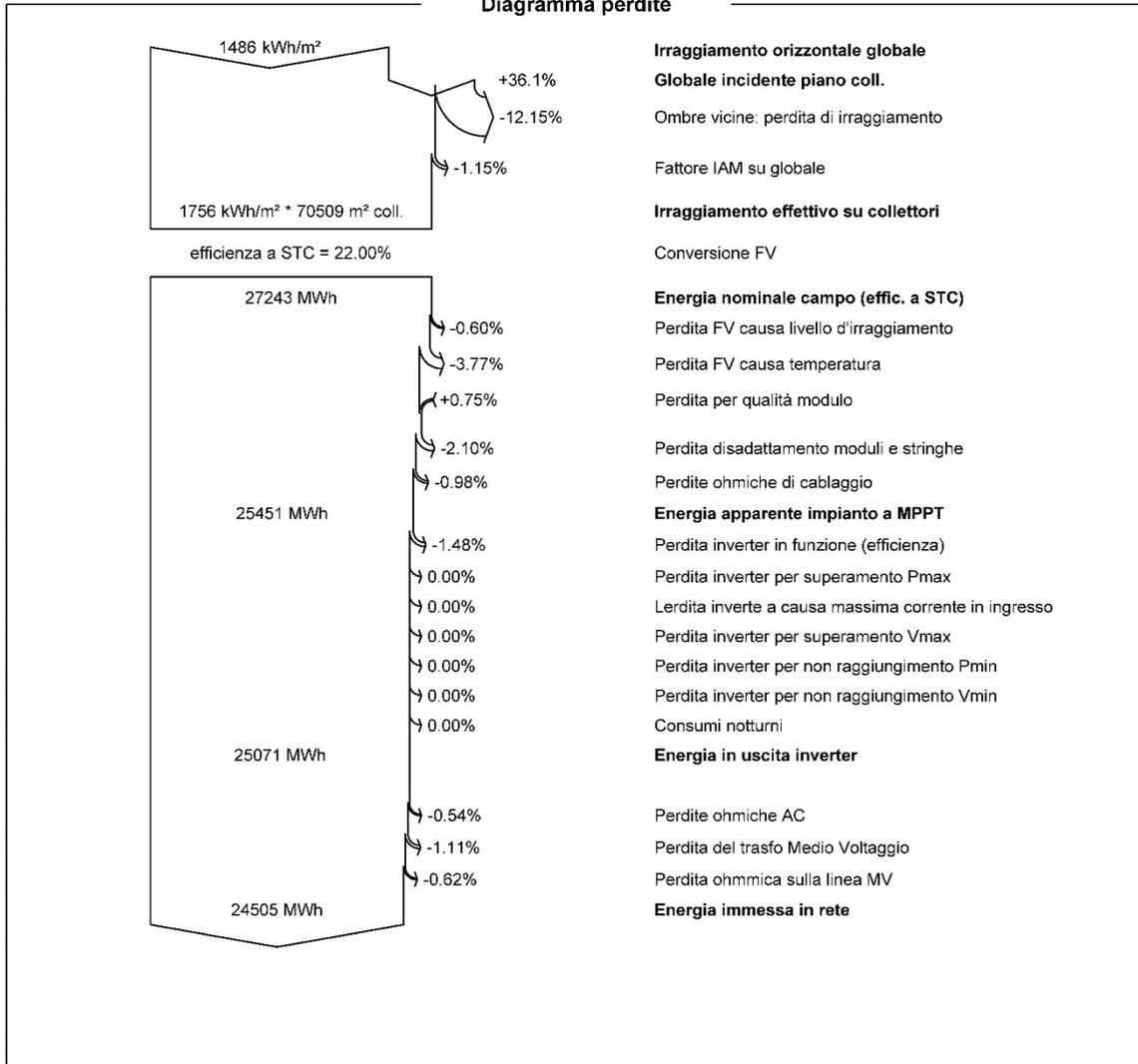
- GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
- DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Globale incidente piano coll.
- GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
- EArray Energia effettiva in uscita campo
- E_Grid Energia immessa in rete
- PR Indice di rendimento



PVsyst V7.2.16
 VCO, Simulato su
 16/07/22 11:54
 con v7.2.16

Progetto: Montemilone Sigma
 Variante: Nuova variante di simulazione
 Montanarella Giovanni (Italy)

Diagramma perdite



5.4 Inverter di stringa

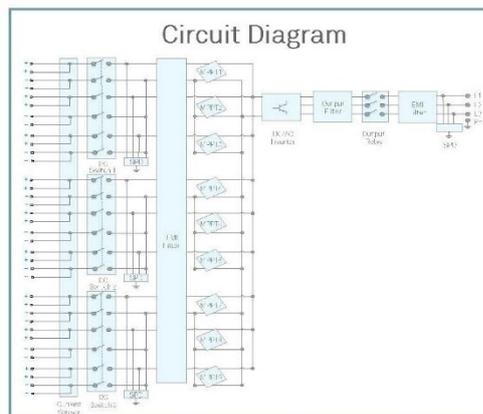
Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego di inverter di stringa da 185 kW nominali. La configurazione fra inverter e pannelli fotovoltaici è rilevabile dagli elaborati grafici.

Nella presente versione progettuale, si fa riferimento al modello SUN2000-185KTL-H1 della HUAWEI, 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.

SUN2000-185KTL-H1
Smart String Inverter



- 
 9
 MPP Trackers
- 
 99.0%
 Max. Efficiency
- 
 String-level
 Management
- 
 Smart I-V Curve
 Diagnosis Supported
- 
 MBUS
 Supported
- 
 Fuse Free
 Design
- 
 Surge Arresters for
 DC & AC
- 
 IP66
 Protection



Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

Nelle posizioni indicate nelle tavole di progetto, saranno posizionati gli inverter e le cabina di trasformazione contenente:

- La protezione del trasformatore tramite fusibile, il sezionamento e la messa a terra della linea MT;
- Il trasformatore MT/BT 30/0,800 kV, di potenza nominale 3200 kVA;
- Quadro di parallelo inverter interruttori di protezione inverter e il dispositivo di generatore;
- Il trasformatore BT/BT 0.800/0,400 kV, di potenza nominale 50 kVA alimentazione servizi ausiliari;
- 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 posizionato nel vano utente della cabina di ricezione 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 Lupara Sottana è risultano così composto:

Campo "Masseria Lupara Sottana"	
Configurazione 15512,76 kWp	
Sottocampo_01 (3040,56 KW)	
Modulo	Jinko Solar, JKM615N-78HL4
Inverter	SUN2000-185KTL-H1
Totale inverter	16
Totale stringhe	206
Moduli per stringhe	24
Totale Moduli	4944
Wp Modulo	615
Totale Wp DC	3040560
Totale W AC	2960000
Sottocampo_02 (3025,8 KW)	
Modulo	Jinko Solar, JKM615N-78HL4
Inverter	SUN2000-185KTL-H1
Totale inverter	16
Totale stringhe	205
Moduli per stringhe	24
Totale Moduli	4920
Wp Modulo	615
Totale Wp DC	3025800
Totale W AC	2960000

Sottocampo_03 (3040,56 KW)	
Modulo	Jinko Solar, JKM615N-78HL4
Inverter	SUN2000-185KTL-H1
Totale inverter	16
Totale stringhe	206
Moduli per stringhe	24
Totale Moduli	4944
Wp Modulo	615
Totale Wp DC	3040560
Totale W AC	2960000
Sottocampo_04 (3099,6 KW)	
Modulo	Jinko Solar, JKM615N-78HL4
Inverter	SUN2000-185KTL-H1
Totale inverter	16
Totale stringhe	210
Moduli per stringhe	24
Totale Moduli	5040
Wp Modulo	615
Totale Wp DC	3099600
Totale W AC	2960000
Sottocampo_05 (3306,24 KW)	
Modulo	Jinko Solar, JKM615N-78HL4
Inverter	SUN2000-185KTL-H1
Totale inverter	16
Totale stringhe	224
Moduli per stringhe	24
Totale Moduli	5376
Wp Modulo	615
Totale Wp DC	3306240
Totale W AC	2960000
Totale	
Moduli	25224
Stringhe	1051
Capacità Totatale Wp DC	15512760
Capacità Totatale W AC	14800000

5.5 Cabina di Raccolta

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

- Un locale celle di media tensione;

La cabina di raccolta giungeranno i cavi MT provenienti dalle cabine inverter, due terne ad di conduttori in alluminio tipo $3 \times 1 \times 70 \text{ mm}^2$ XLPE 18/30 kV.

L'energia raccolta verrà inviata alla cabina di Consegna tramite una terna di conduttori in alluminio tipo $3 \times 1 \times 185 \text{ mm}^2$ XLPE 18/30 kV.

5.6 Sottostazione elettrica MT AT 30/36 kV

La sottostazione (di cui si riportano planimetria e particolari elettrici negli elaborati grafici allegati) è il punto di connessione della centrale fotovoltaica con la rete di trasmissione nazionale. Essa riceve l'energia prodotta dalla centrale attraverso la rete di vettoriamento. Nella sottostazione la tensione viene innalzata da 30 kV a 36 kV e consegnata alla rete tramite un collegamento interrato a tensione 36 kV con uno stallo a 36 kV della stazione di TERNA. Le linee di connessione alla rete elettrica, le apparecchiature ed il macchinario AT saranno dimensionati per sopportare la tensione massima nominale a frequenza industriale della sezione a 36 kV nel rispetto delle specifiche Terna e delle norme CEI.

Dal punto di vista meccanico, le apparecchiature e linee AT saranno dimensionate in modo da poter sopportare in sicurezza le sollecitazioni meccaniche e termiche derivanti da correnti di corto circuito, in conformità a quanto indicato nella Norma CEI 99_3.

La sottostazione sarà composta in linea di massima da:

1. un raccordo AT in cavo per la connessione alla stazione AT ;
2. un montante di trasformazione AT/MT;
3. un edificio utente in cui sono ricavati: magazzino, locali MT, locale BT, magazzino, locale misure e locali servizi igienici.
4. un edificio utente in cui sono ricavati: telecontrollo, locale MT, locale misure, locale utente.

5.7 Locale servizi

Il progetto prevede la realizzazione di un locale servizi, costituito da un manufatto in calcestruzzo prefabbricato, di nuova costruzione, suddiviso in:

- Un locale ufficio;
- Un locale spogliatoio;
- Un WC.

5.8 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;
- l'impianto di alimentazione della movimentazione dei traker.

5.9 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.

5.9.1 Protezione mediante isolamento

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

5.9.2 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.

5.10 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.

5.10.1 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 RE tale per cui (CEI 11-1, art. 9.9):

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

Dove Ik1 è la massima corrente di guasto monofase a terra e UTp è la tensione di contatto ammissibile corrispondente al tempo di eliminazione del guasto delle protezioni MT.

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

Tabella 1: Valori UTp da norma CEI 99-3 e della guida CEI 11-37

tF (s)	UTp (V)	tF (s)	UTp (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.).

5.10.2 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:

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

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_o

U_o = 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:

$RE \cdot Id = UL$ dove:

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

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

UL = 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.

5.11 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.

5.11.1 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.

5.11.2 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:

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

$I^2 t$ = 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.

5.11.3 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).

5.11.4 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.

5.12 Metodi di dimensionamento e calcolo

5.12.1 Dimensionamento cavi

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

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2) il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura 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' I^2t del cavo o massima energia specifica ammessa dal cavo come:

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

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

5.12.2 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:

$$cdt(I_b) = kcdt \times I_b \times (L_c / 1000) \times [R_{cavo} \times \cos\varphi + X_{cavo} \times \sin\varphi] \times 100/V_n [\%]$$

dove:

$$kcdt = 2 \text{ per sistemi monofase}$$

$$kcdt = 1.73 \text{ per sistemi trifase.}$$

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione al tipo di cavo (unipolare/multipolare) e in base alla sezione dei conduttori; i valori della R_{cavo} riportate sono riferiti a 80°C, mentre la X_{cavo} 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.

5.12.3 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.

5.12.4 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.

5.12.5 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.

5.12.6 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

5.13 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

5.14 Impianto di messa a terra

5.14.1 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.

5.14.2 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.