

Sommario

1	PREMESSA.....	3
2	NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO	4
3	DATI DI PROGETTO	5
4	LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO.....	6
5	PROGETTO DELL'OPERA.....	7
5.1	Caratteristiche generali della centrale fotovoltaica	7
5.2	Generatore fotovoltaico	7
5.3	Producibilità	9
5.3.1	<i>Dati di radiazione e prestazione di produzione</i>	9
5.4	Quadro di parallelo stringa.....	15
5.5	Cabine di Campo 2500, 4000, 4400, 4600 kW.....	16
5.6	Cabina di Raccolta.....	20
5.7	Sottostazione elettrica MT AT 30/150 kV	20
5.8	Locale servizi	20
5.9	Alimentazione ausiliari	21
5.10	Protezione contro i contatti diretti	21
5.10.1	<i>Protezione mediante isolamento</i>	21
5.10.2	<i>Protezione mediante involucri o barriere</i>	21
5.11	Protezione contro i contatti indiretti	21
5.11.1	<i>Guasti in media tensione</i>	21
5.11.2	<i>Guasti in bassa tensione</i>	22
5.12	Protezione delle condutture contro le sovracorrenti	25
5.12.1	<i>Protezione contro i sovraccarichi</i>	25
5.12.2	<i>Protezione contro i corto circuiti</i>	25
5.12.3	<i>Protezione lato c.c.</i>	25
5.12.4	<i>Protezione lato c.a.</i>	26
5.13	Metodi di dimensionamento e calcolo	26
5.13.1	<i>Dimensionamento cavi</i>	26
5.13.2	<i>Cadute di tensione</i>	27
5.13.3	<i>Dimensionamento conduttori di protezione</i>	27
5.13.4	<i>Calcolo dei guasti</i>	28
5.13.5	<i>Calcolo delle correnti massime di cortocircuito</i>	28
5.13.6	<i>Calcolo delle correnti di cortocircuito</i>	28
5.14	Protezioni contro le sovratensioni.....	29
5.15	Impianto di messa a terra	29
5.15.1	<i>Messa a terra lato locale tecnico (cabina MT/BT)</i>	29
5.15.2	<i>Messa a terra lato campo fotovoltaico</i>	29

1 PREMESSA

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

Il progetto prevede una potenza complessiva di 19,49115 MWp installato con una immissione in rete di 18 MW.

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; difatti, considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare i dispositivi a disposizione e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto). Tuttavia, resteranno invariate o eventualmente ridotte 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	METKA EGN RENEWABLES DEVELOPMENT ITALY S.R.L.
Sede legale	PIAZZA FONTANA 6 20122 - MILANO (MI) P.IVA 11737990967

SITO

Ubicazione	Loc. Boreano nel Comune di Venosa (PZ)
Uso	Terreno agricolo
Dati catastali	Loc. Boreano nel Comune di Venosa Foglio 16, p.lle 321, 322, 253, 324, 319.
Superficie occupata dalla centrale (al confine recinzione)	Superficie totale occupata 251.869 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. Boreano 360 m s.l.m.

DATI TECNICI

Potenza nominale dell'impianto	19,49115 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 Consegna 150 kV
	Tensione nominale (Un)	
	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 150 KV ala 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 Venosa (PZ), 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). Le opere di connessione e le opere di rete sono ubicate in parte all'interno del Comune di Montemilone (PZ).

La centrale fotovoltaica, catastalmente è così identificabile:

- **Campo FV denominato "Boreano" nel Comune di Venosa**, Foglio 16, p.lle 321, 322, 253, 324, 319.

La sottostazione elettrica (punto di consegna alla stazione 150/380 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 in Località *Boreano* ad ovest 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 19,49115 MW;
- Cabine elettriche di raccolta, conversione statica e trasformazione dell'energia elettrica interne alle aree di centrale, di cui N. 5 cabine di campo, N.1 cabine di raccolta, N.1 locale di servizio;
- N.1 sottostazione elettrica MT/AT da collegare in antenna alla futura stazione 380/150kV 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 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 di fornitura della Convert Italia s.p.a..

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.

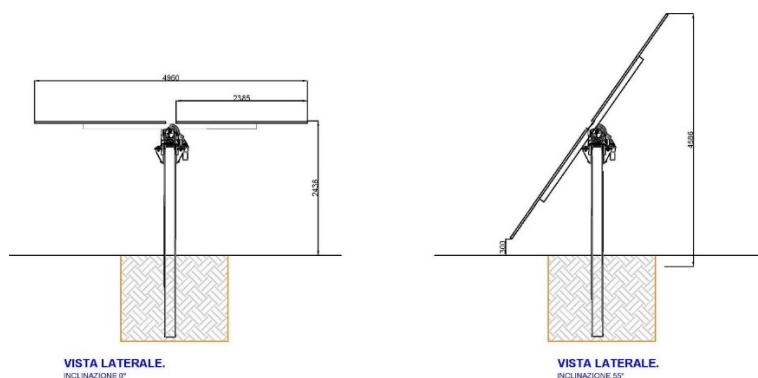


Figura 1 - Particolare strutture di supporto moduli fotovoltaici

I campi fotovoltaici sono composti da stringhe da n.30 moduli montati su una unica struttura, con asse di rotazione orizzontale.

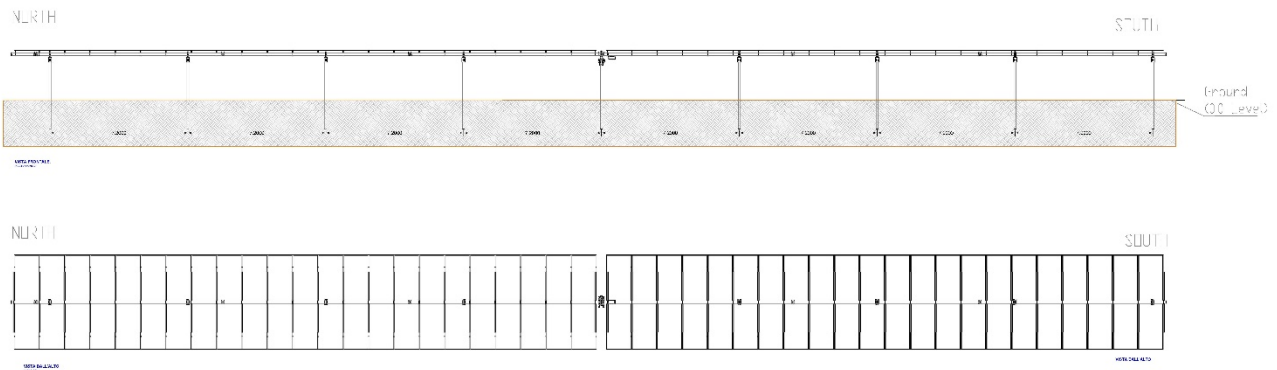
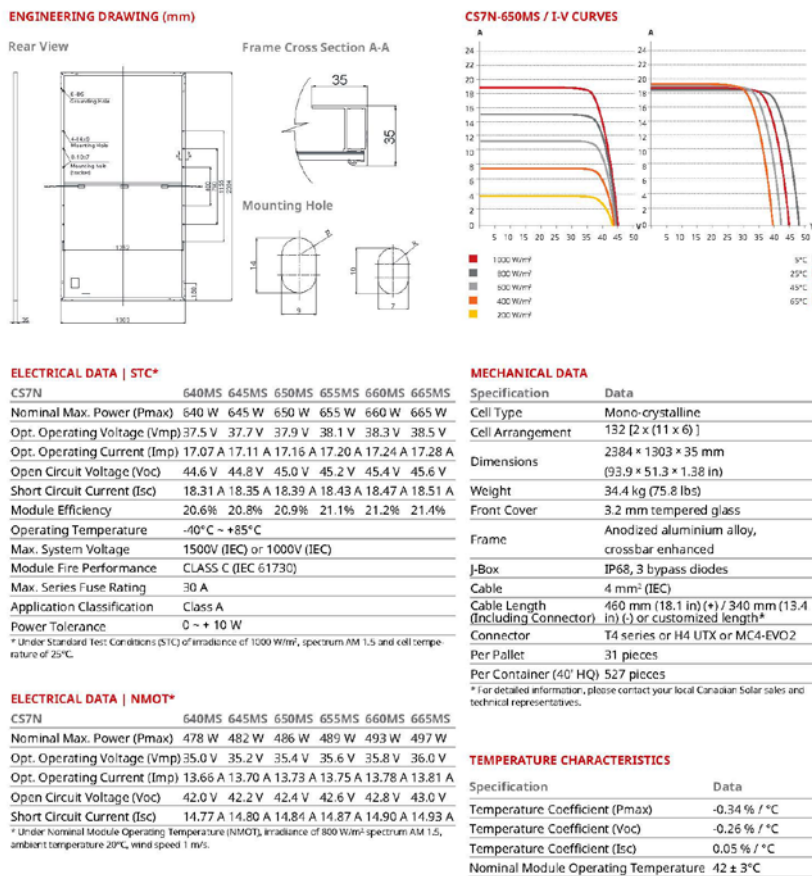


Figura 2 – Vista laterale e vista dall’alto della singola stringa da 30 moduli

I moduli ipotizzati per definire layout e producibilità dell’impianto, sono di marca Canadian Solar, CS7N-665MS, in silicio monocristallino, aventi ciascuno potenza nominale pari a 665 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.



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 "Boreano"	41.019642°	15.901918°

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 19,49115 kWp produrrà circa 32.777 MWh/anno.



PVsyst V7.2.6
 VCO, Simulato su
 14/10/21 07:52
 con v7.2.6

Progetto: Venosa Sigma Energy

Variante: Simulazione

Parametri principali

Sistema connesso in rete		Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Orientamento campo FV		Strategia Backtracking	
Orientamento		Algoritmo dell'inseguimento	
Assi inseguimento orizzontali		Ottimizzazione irraggiamento Backtracking attivato	
Modelli utilizzati		Dimensioni	
Trasposizione Perez		N. di eliostati 10 unità	
Diffuso Perez, Meteonorm		Eliostati illimitati	
Circumsolare separare		Distanza eliostati 10.00 m	
Orizzonte		Larghezza collettori 4.92 m	
Orizzonte libero		Fattore occupazione (GCR) 49.2 %	
Ombre vicine		Banda inattiva sinistra 0.02 m	
Senza ombre		Banda inattiva destra 0.02 m	
Bisogni dell'utente		Phi min / max +/- 55.0 °	
		Angolo limite indetreggiamento	
		Limiti phi +/- 60.2 °	

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Canadian Solar Inc.	Costruttore	SMA
Modello	CS7N-665MS 1500V	Modello	Sunny Central 2500-EV
(definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	665 Wp	Potenza nom. unit.	2500 kWac
Numero di moduli FV	7620 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	5067 kWc	Potenza totale	5000 kWac
Campo #1 - Sottocampo 1		Campo #2 - Sottocampo 2	
Numero di moduli FV	4230 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2813 kWc	Potenza totale	2500 kWac
Moduli	141 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	850-1425 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
Pmpp	2584 kWc		
U mpp	1033 V		
I mpp	2502 A		
Numero di moduli FV	3390 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2254 kWc	Potenza totale	2500 kWac
Moduli	113 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	850-1425 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	0.90
Pmpp	2071 kWc		
U mpp	1033 V		
I mpp	2005 A		



PVsyst V7.2.6
 VCO, Simulato su
 14/10/21 07:52
 con v7.2.6

Progetto: Venosa Sigma Energy

Variante: Simulazione

Caratteristiche campo FV

Campo #3 - Sottocampo 3		Inverter	
Modulo FV		Costruttore	
Costruttore	Canadian Solar Inc.		SMA
Modello	CS7N-665MS 1500V	Modello	Sunny Central 4400 UP
(definizione customizzata dei parametri)		(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	665 Wp	Potenza nom. unit.	4400 kWac
Numero di moduli FV	7440 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	4948 kWc	Potenza totale	4400 kWac
Moduli	248 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	962-1325 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.12
Pmpp	4545 kWc		
U mpp	1033 V		
I mpp	4401 A		
Campo #4 - Sottocampo 4		Inverter	
Modulo FV		Costruttore	
Costruttore	Canadian Solar Inc.		SMA
Modello	CS7N-665MS 1500V	Modello	Sunny Central 4000 UP
(definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	665 Wp	Potenza nom. unit.	4000 kWac
Numero di moduli FV	5730 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3810 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	191 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	880-1325 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
Pmpp	3500 kWc		
U mpp	1033 V		
I mpp	3389 A		
Campo #5 - Sottocampo 5		Inverter	
Modulo FV		Costruttore	
Costruttore	Canadian Solar Inc.		SMA
Modello	CS7N-665MS 1500V	Modello	Sunny Central 4600 UP
(definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	665 Wp	Potenza nom. unit.	4600 kWac
Numero di moduli FV	8520 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	5666 kWc	Potenza totale	4600 kWac
Moduli	284 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	1003-1325 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.23
Pmpp	5205 kWc		
U mpp	1033 V		
I mpp	5040 A		
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	19491 kWp	Potenza totale	18000 kWac
Totale	29310 moduli	N. di inverter	5 unità
Superficie modulo	91047 m²	Rapporto Pnom	1.08



Progetto: Venosa Sigma Energy

Variante: Simulazione

PVsyst V7.2.6

VCO, Simulato su
14/10/21 07:52
con v7.2.6

Risultati principali

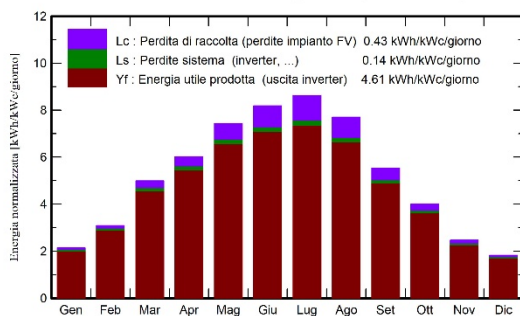
Produzione sistema

Energia prodotta 32777 MWh/anno

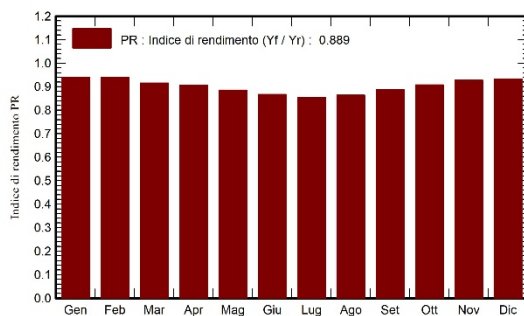
Prod. Specif. 1682 kWh/kWc/anno

Indice di rendimento PR 88.94 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EArrMPP	EArrMPP	EArrMPP	EffSysR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	%
Gennaio	51.3	23.20	6.67	66.4	64.8	1259	1259	1259	1259	20.1
Febbraio	67.2	32.21	7.07	86.4	84.3	1631	1631	1631	1631	20.1
Marzo	120.4	45.01	9.81	154.7	151.7	2848	2849	2849	2849	19.6
Aprile	144.6	67.72	12.78	180.8	177.1	3293	3299	3299	3299	19.4
Maggio	184.4	83.07	17.46	230.5	225.6	4092	4104	4104	4104	18.9
Giugno	195.1	78.07	22.06	245.7	240.9	4274	4288	4288	4288	18.6
Luglio	207.6	68.87	25.32	267.4	262.3	4581	4598	4598	4598	18.3
Agosto	186.0	66.98	24.94	238.7	234.2	4137	4140	4140	4140	18.5
Settembre	131.7	57.88	19.89	165.8	162.2	2949	2950	2950	2950	19.0
Ottobre	96.7	41.75	16.20	124.1	121.4	2262	2262	2262	2262	19.4
Novembre	57.6	28.53	11.83	73.7	71.9	1375	1375	1375	1375	19.8
Dicembre	43.8	22.05	8.07	56.7	55.1	1068	1068	1068	1068	20.0
Anno	1486.4	615.35	15.23	1890.9	1851.5	33768	33824	33824	33824	19.0

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	EArrMPP	Energia apparente impianto a MPPT
T_Amb	Temperatura ambiente	EArrMPP	Energia apparente impianto a MPPT
GlobInc	Globale incidente piano coll.	EArrMPP	Energia apparente impianto a MPPT
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre	EffSysR	Effic. Uscita sistema / sup. lorda

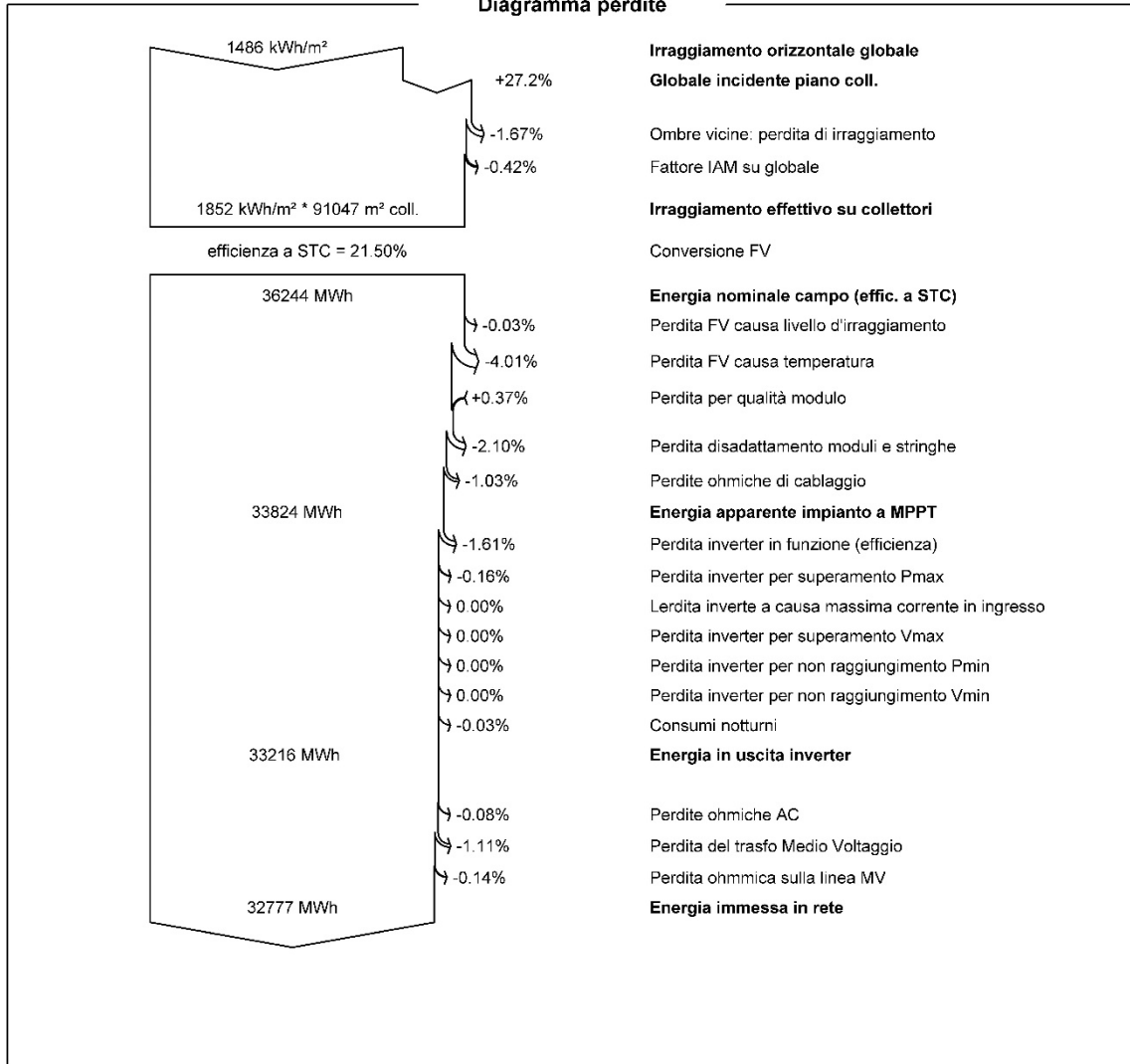


PVsyst V7.2.6
 VCO, Simulato su
 14/10/21 07:52
 con v7.2.6

Progetto: Venosa Sigma Energy

Variante: Simulazione

Diagramma perdite





PVsyst V7.2.6
 VCO, Simulato su
 14/10/21 07:52
 con v7.2.6

Progetto: Venosa Sigma Energy

Variante: Simulazione

Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte: Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=100%
 Tipo: Medie mensili
 Sintetico - Media su più anni
 Differenza da anno in anno (Varianza): 4.0 %

Deviazione Standard

Cambiamento Climatico: 0.0 %

Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media): 4.4 %

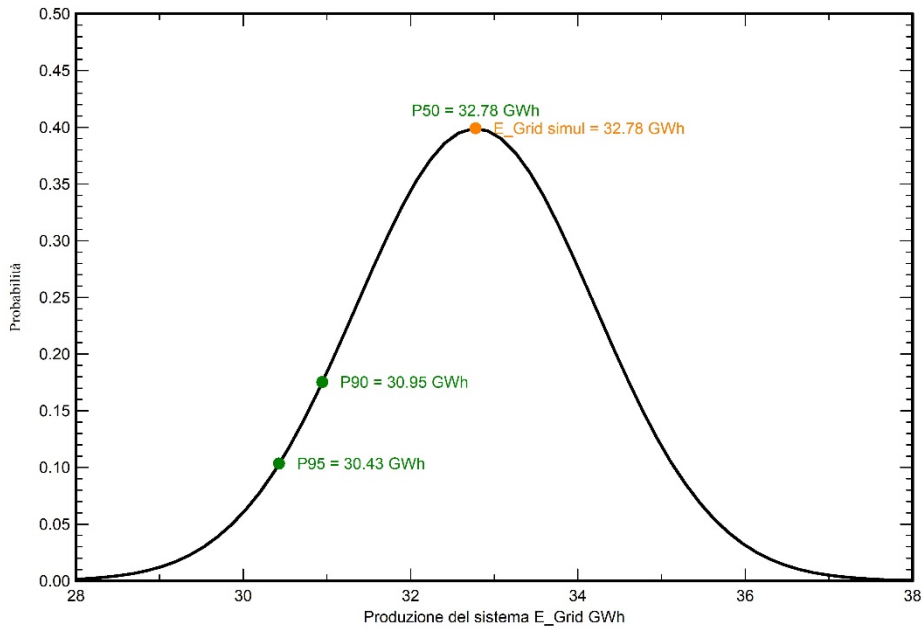
Incertezze dei parametri e simulazione

settaggio parametri modulo FV: 1.0 %
 Incertezza nella stima efficienza inverter: 0.5 %
 Incertezze di disadattamento e sporcizia: 1.0 %
 Incertezza nella stima del degrado: 1.0 %

Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità: 1.43 GWh
 P50: 32.78 GWh
 P90: 30.95 GWh
 P95: 30.43 GWh

Distribuzione di probabilità



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*.

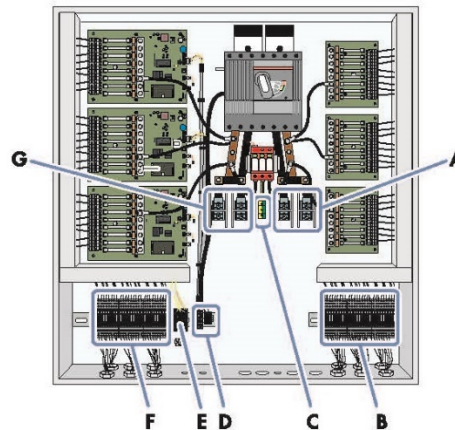


Figure 10: Terminals for connections

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 3 – 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 a 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 2500, 4000, 4400, 4600 kW

Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego di inverter centralizzati da 2500, 4000, 4400, 4600 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 SC 2500, 4000, 4400, 4600 – UP 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 2500, 4000, 4400, 4600 kW nominali;
- Il trasformatore MT/BT 30/0,690 kV, di potenza nominale 2500, 4000, 4400, 4600 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.

Si riporta di seguito, a titolo esemplificativo, la scheda tecnica del modello SUNNY CENTRAL SC 4000 – UP:



Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$ (at 25 °C / at 50 °C)	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Nominal AC power at $\cos \phi = 0.8$ (at 25 °C / at 50 °C)	3200 kW / 2720 kW	3360 kW / 2856 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3850 A / 3273 A	3850 A / 3273 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 9)}	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote groundfault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁹⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional - not available * preliminary		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

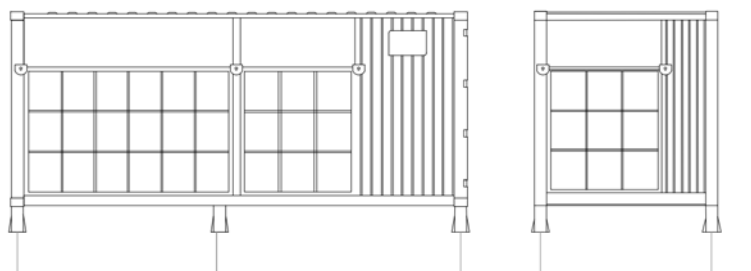
Nelle posizioni indicate nelle tavole di progetto, saranno posizionati i locali tecnici delle Cabine di Campo, contenenti:

- La protezione del trasformatore, il sezionamento e la messa a terra della linea MT;
- L'inverter Centralizzato da 2500, 4000, 4400 o 4600 kW nominali;
- Il trasformatore MT/BT 30/0,690 kV, di potenza nominale 2500, 4000, 4400 o 4600 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.

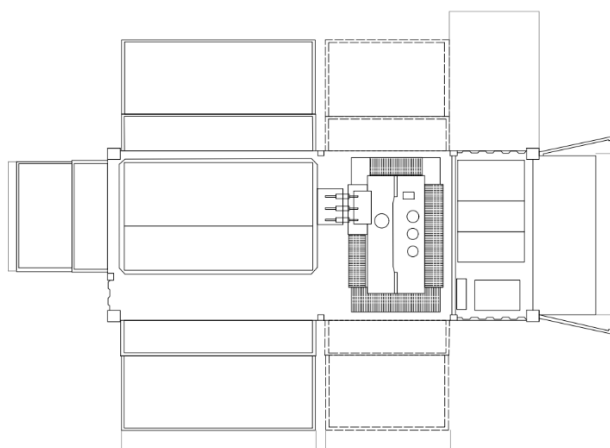
Il dispositivo generale per la protezione del trasformatore sarà costituito da un interruttore MT automatico, equipaggiato con circuito di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui agisce la protezione generale (PG); l'interruttore sarà di tipo fisso, abbinato ad un sezionatore tripolare lato rete.

Si riportano di seguito i disegni architettonici della Cabine Inverter e di Trasformazione.



PROSPETTO LONG.

PROSPETTO TRASVERSALE



PIANTA

Ciò chiarito, il campo *Boreano* è risultano così composto:

Campo Boreano	
Configurazione 19.491,15 MWp	
Sottocampo_1 (2.812,95 kW)	
Modulo	Canadian Solar, CS7N-665MS
Cabina sottocampo	1xSMA SC 2500 UP
Totale stringhe	141
Moduli per stringhe	30
Totale Moduli	4230
Wp Modulo	665
Totale Wp DC	2.812.950
Totale W AC	2.500.000

Sottocampo_2 (2.254,35 kW)	
Modulo	Canadian Solar, CS7N-665MS
Cabina sottocampo	1xSMA SC 2500 UP
Totale stringhe	113
Moduli per stringhe	30
Totale Moduli	3390
Wp Modulo	665
Totale Wp DC	2.254.350
Totale W AC	2.500.000
Sottocampo_3 (4.947,6 kW)	
Modulo	Canadian Solar, CS7N-665MS
Cabina sottocampo	1xSMA SC 4400 UP
Totale stringhe	248
Moduli per stringhe	30
Totale Moduli	7440
Wp Modulo	665
Totale Wp DC	4.947.600
Totale W AC	4.400.000
Sottocampo_4 (3.810,45 kW)	
Modulo	Canadian Solar, CS7N-665MS
Cabina sottocampo	1xSMA SC 4000 UP
Totale stringhe	191
Moduli per stringhe	30
Totale Moduli	5730
Wp Modulo	665
Totale Wp DC	3.810.450
Totale W AC	4.000.000
Sottocampo_5 (5.665,8 kW)	
Modulo	Canadian Solar, CS7N-665MS
Cabina sottocampo	1xSMA SC 24600 UP
Totale stringhe	284
Moduli per stringhe	30
Totale Moduli	8520
Wp Modulo	665
Totale Wp DC	5.665.800
Totale W AC	4.600.000
Totale	
<u>Moduli</u>	<u>29310</u>
<u>Stringhe</u>	<u>977</u>
<u>Capacità Totale Wp DC</u>	<u>19.491.150</u>
<u>Capacità Totale W AC</u>	<u>18.000.000</u>

5.6 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 provenisti dalle cabine inverter, una doppia terna ad anello di conduttori in alluminio tipo 3x1x185 mm² XLPE 18/30 kV per cabina ed una cabina collegata in antenna con conduttori in alluminio tipo 3x1x50 mm² XLPE 18/30 kV.

L'energia raccolta verrà inviata alla cabina di Consegna tramite una doppia terna di conduttori in alluminio tipo 3x1x240 mm² XLPE 18/30 kV.

5.7 Sottostazione elettrica MT AT 30/150 kV

La sottostazione (di cui si riportano planimetria e particolari elettromeccanici ed 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 150 kV e consegnata alla rete tramite un collegamento aereo a tensione 150 kV con uno stallo a 150 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 150 kV nel rispetto delle specifiche Terna e delle norme CEI.

Il valore previsto, in base al quale verranno dimensionate tutte le apparecchiature e componenti AT, della corrente nominale di corto circuito trifase, per le diverse sezioni di impianto, è di 31,5 kA. La durata nominale di corrente corto circuito trifase prevista è di 1 s.

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. 1 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.

5.8 Locale servizi

Il progetto prevede, inoltre, la posa di apposito locale di servizio, costituito da un manufatto prefabbricato, delle dimensioni in pianta di 12,00 m x 4,30 m x 3,00 m (lunghezza x larghezza x altezza).

Il fabbricato sarà internamente destinato ad accogliere la strumentazione di monitoraggio dell'impianto fotovoltaico oltre al quadro di distribuzione e alla centralina antintrusione.

5.9 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.

5.10 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.

5.10.1 Protezione mediante isolamento

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

5.10.2 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.

5.11 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.

5.11.1 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.).

5.11.2 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:

$$RE \cdot I_d = UL \quad \text{dove:}$$

RE = 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

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.

5.12 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.

5.12.1 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.

5.12.2 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.

5.12.3 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).

5.12.4 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.

5.13 Metodi di dimensionamento e calcolo

5.13.1 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:

$$\mathbf{a) } I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$\mathbf{b) } I_f \leq 1.45 I_z$$

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:

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

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:

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

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

5.13.2 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:

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

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.

5.13.3 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* < 16mm²;**
- ***Spe* = 16 mm² se 16 <= *Sf* <= 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.

5.13.4 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.

5.13.5 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.

5.13.6 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 mm^2

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

5.14 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

5.15 Impianto di messa a terra

5.15.1 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.

5.15.2 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:

$$Sp^2K^2 = I^2t$$

Sp = 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.