



Peridot Solar
GREEN ENERGY SOLUTIONS

Progettazione definitiva finalizzata all'autorizzazione di una centrale di energia rinnovabile e delle relative opere di connessione denominata "Sperlinga", costituita da un impianto agrivoltaico di potenza complessiva pari a 50,112 MW [DC] e potenza in immissione pari a 37,75128 MW [AC]. La centrale sarà realizzata in C.da Serravalle nel comune di Chiaromonte Gulfi (RG) – Sicilia

ITALCONSULT

ITALCONSULT S.p.A.
Via di Villa Ricotti 20
00151 Roma

Resp. integrazione tra le prestazioni specialistiche:
Ing. Giovanni Mondello

Project Manager:
Ing. Gabriele De Rulli

Aspetti Autorizzativi:
Ing. Alessandro Artuso

STUDIO ALTIERI

STUDIO ALTIERI S.p.A.
Via Coleoni 56-58
36016 Thiene, Italia

Aspetti Ambientali:
Ing. Laura Dalla Valle

Resp. parte impiantistica:
Ing. Umberto Lisa

Archeologo:
Dott.ssa Elisabetta Tramontana

Committente: Peridot Solar Italy s.r.l.
Dott. Andrea Urzi

Agronomo:
Dott. Salvatore Puleri

Geologo:
Dott. Carlo Cibella

Acustica:
Ing. Alessandro Infantino

IMPIANTI ELETTRICI RELAZIONE GENERALE IMPIANTI AT-MT

C	4	5	1	S	P	D	E	L	0	0	0	2	r	0	0
Codice commessa				Sito		Fase	Disciplina		Numero			Revisione			



Revisione	Data	Motivo	Redatto	Controllato	Approvato
00	15/05/2024	Emissione	G.C.	U.L.	U.L.

Sommario

1	PREMESSA.....	3
1.1	Localizzazione dell’Intervento.....	4
1.2	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	5
2	PROGETTO.....	7
2.1	PROGETTO DELLE OPERE ELETTRICHE.....	7
2.2	DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO	8
2.3	DIMENSIONAMENTO DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	10
2.4	DESCRIZIONE DELL’AREA DI TRASFORMAZIONE E CONNESSIONE AT	11
2.5	PRESCRIZIONI.....	12
2.5.1	Protezione contro i contatti indiretti.....	12
2.5.2	Protezione contro i contatti diretti.....	13
2.5.3	Protezione delle condutture elettriche.....	13
2.5.4	Parallelo con la rete pubblica del gestore.....	13
2.5.5	Iscrizione all’albo delle ditte esecutrici.....	14
2.5.6	Dichiarazione di conformità.....	14
2.5.7	Locali.....	15
3	CARATTERISTICHE E QUALITA’ DEI MATERIALI.....	15
3.1	GENERALITA’	15
3.2	MODULI FOTOVOLTAICI.....	16
3.3	CONVERTITORI STATICI - INVERTER.....	16
3.4	CAVI E CONDUTTURE.....	17
3.4.1	Colori distintivi dei cavi.....	17
3.4.2	Sezioni minime e cadute di tensione ammesse	18
3.4.3	Sezioni minime dei conduttori di neutro	18
3.4.4	Sezioni minime dei conduttori di protezione.....	18
3.4.5	Condutture a vista	19
3.4.6	CAVIDOTTI INTERRATI.....	20
3.4.7	QUADRI ELETTRICI DI DISTRIBUZIONE	20
3.4.8	IMPIANTO DI MESSA A TERRA	21
4	VERIFICHE INIZIALI DEGLI IMPIANTI.....	22
4.1	COLLAUDO DEFINITVO DEGLI IMPIANTI	22
4.2	ESAME A VISTA	23
4.3	MISURA DELLA RESISTENZA DI ISOLAMENTO	24
4.4	VERIFICA DELLA PROTEZIONE MEDIANTE INTERRUZIONE AUTOMATICA DELL’ALIMENTAZIONE.....	24
4.5	VERIFICA DELLA PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	24
4.6	VERIFICA TECNICO FUNZIONALE SUL GENERATORE FOTOVOLTAICO.....	25

1 PREMESSA

L'impianto agro-fotovoltaico in oggetto si sviluppa all'interno del comune di Chiaramonte Gulfi (CT), su di una superficie lorda complessiva di circa 91,22 ha. L'impianto ha una potenza complessiva pari a 50,112 MW [DC] e una potenza in immissione pari a 37,75128 MW [AC].

Il progetto è impostato in assetto agrivoltaico e con una specifica ed impegnativa attenzione alla tutela della biodiversità, al fine di ridurre al massimo l'impatto sul sistema del suolo. Sono quindi previsti ingenti investimenti ed il coinvolgimento sia di aziende agricole locali che di un'importante azienda agricola nazionale.

L'impianto, denominato "Sperlinga", è funzionale per l'equilibrio del territorio e la protezione dal cambiamento climatico e dalle sue conseguenze, in quanto:

- 1) Inserirà elementi di naturalità e protezione della biodiversità con un significativo investimento economico e areale;
- 2) Garantirà la più rigorosa limitazione dell'impatto paesaggistico sia sul campo breve, sia sul campo lungo con riferimento a tutti i punti esterni di introspezione;
- 3) Inserirà attività agricole produttive di notevole importanza per l'equilibrio ecologico, come i prati permanenti e l'olivicoltura.

In termini ponderali, l'impianto sarà costituito da 37.431 piante di olivo, di cui 33.996 in regime di coltivazione intensiva, 3.246 in coltivazione tradizionale intensiva (nelle aree perimetrali) e circa 189 piante in coltivazione tradizionale estensiva (impianto già esistente). Saranno applicate le più avanzate tecnologie per garantire una produzione di elevata quantità e qualità (stimabile in ca. 6.904 quintali di olive all'anno per un fatturato di ca. 526.000,00 euro).

Proponente

Il presente progetto è nato per iniziativa della società di scopo *PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l.*, società del gruppo *Peridot Solar* ed è stato sviluppato con la collaborazione di Italconsult S.p.A., Studio Altieri S.p.A. e altre società specialistiche.

La società PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l. è un operatore internazionale di energie rinnovabili che opera come investitore di lungo termine che sviluppa, costruisce, gestisce le centrali di produzione. Ha un obiettivo di



ITALCONSULT



Peridot Solar
GREEN ENERGY SOLUTIONS

investimento di circa 5 GW di capacità entro la fine del 2026, con un investimento previsto di 1 miliardo di sterline.

Fondata nel 2022 e dotata di uffici a Londra e Milano, ha un team attuale di 30 persone e fa parte del portafoglio di FitzWalter Capital Limited. Ulteriori informazioni sono disponibili sul sito <https://peridotsolar.com/>

1.1 Localizzazione dell'Intervento

PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l. intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi nel territorio ricadente nel Comune di Chiamonte Gulfi (RG), localizzazione 037°04'46"N, 014°36'53"E, progetto in linea con gli obiettivi della Strategia Elettrica Nazionale e del Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima.

L'impianto sarà realizzato in due diverse aree denominate Area Sud e Area Nord aree ricadenti nel Comune di Chiamonte Gulfi (RG), e sarà connesso alla Stazione di Alta Tensione Terna di Chiamonte Gulfi tramite percorso su strada fino all'area individuata in ampliamento alla Stazione Terna.

L'accesso alle aree avviene per l'area nord dalla vicina c.da Feudo Mazzarronelle, mentre per l'area sud dalla SP82.

L'impianto fotovoltaico è costituito da diversi generatori composti da n° **66.816 moduli fotovoltaici** da 750Wp e da n° **155 inverter** da 350kW, per una potenza di picco totale di **50.112 kWp** e una produzione di **95.463.360 kWh**.

La superficie totale delle aree è pari a **91.220 m² (91,22 ha)**, 91.220 mentre la superficie occupata dai pannelli risulta pari a **270.554 m²**.

Ai fini della connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) l'impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaica) ha una potenza nominale complessiva di **50,112 MW** (DC) e potenza in immissione pari a **37,75128 MW** (AC).



Figura 1 - Planimetria generale impianto

L'area Sud sarà connessa con una linea MT 30KV della lunghezza di circa 8,95Km alla sottostazione Elettroce a 150KV.

L'area Nord sarà connessa con una linea MT 30KV della lunghezza di circa 4,86Km alla sottostazione Elettroce a 150KV. Le due linee saranno posizionate all'interno dello stesso scavo per il tratto finale di circa 650m.

1.2 RIFERIMENTI NORMATIVI

Gli impianti di cui nel presente progetto devono essere realizzati a regola d'arte, giusta prescrizione della Legge 1 marzo 1968 nr. 186 e del DM 37/08. Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché di loro componenti, devono corrispondere alle norme di legge e di regolamento vigenti alla data di esecuzione dei lavori, tra i quali:

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 11-20 e varianti: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici -Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;

- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici -Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici -Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) -Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1:4;
- Decreto 28 Luglio 2005 “Criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”, modificato ed integrato con il Decreto ministeriale 6 febbraio 2006 e dal DM del 19 febbraio 2007.

Definizioni;

- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori per sovratensioni;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 81-10: "Protezione delle strutture contro i fulmini";
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 64-57 Impianti di piccola produzione distribuita;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

Inoltre:

- conformità alla marcatura CE per i moduli fotovoltaici e per il convertitore c.c./c.a.;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici.
- norme CEI 110-31,28 per il contenuto di armoniche e i disturbi indotti sulla rete dal convertitore c.c./c.a.;
- norme CEI 110-1, le CEI 110-6 e le CEI 110-8 per la compatibilità elettromagnetica (EMC) e la limitazione delle emissioni in RF.

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:

- il D.Lgs. 81/08 per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- il DM 37/08, per la sicurezza elettrica.

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, conformi alle seguenti normative e leggi:

- norma CEI 0-16 per il collegamento alla rete pubblica;
- delibere dell'AEEG applicabili;
- guide tecniche specifiche emanate da e-distribuzione S.p.a. e TERNA per la connessione alla rete di distribuzione MT.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

2 PROGETTO

2.1 PROGETTO DELLE OPERE ELETTRICHE

Il presente progetto è redatto secondo la Guida CEI 0-2 seconda edizione, utilizzando:

- per i formati della carta le norme UNI 923, 924, 936, 8187;
- per le unità di misura ed i simboli letterali la norma CEI 24-1;
- per la terminologia il Glossario 1 "Elenco dei termini" del CEI;

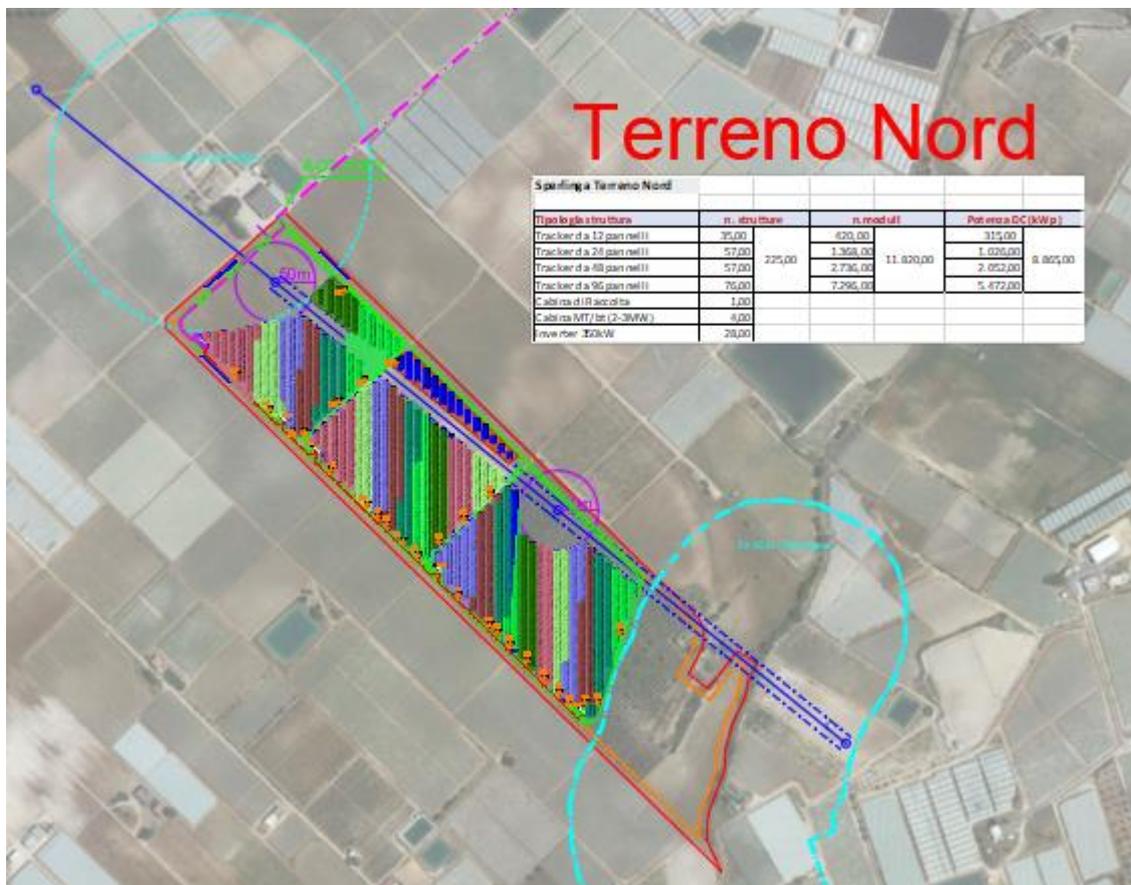
- per i segni grafici, i codici di identificazione dei componenti materiali) e la preparazione dei documenti, le norme CEI del Comitato Tecnico 3.

2.2 DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico è suddiviso in due aree geografiche come riportato in premessa.

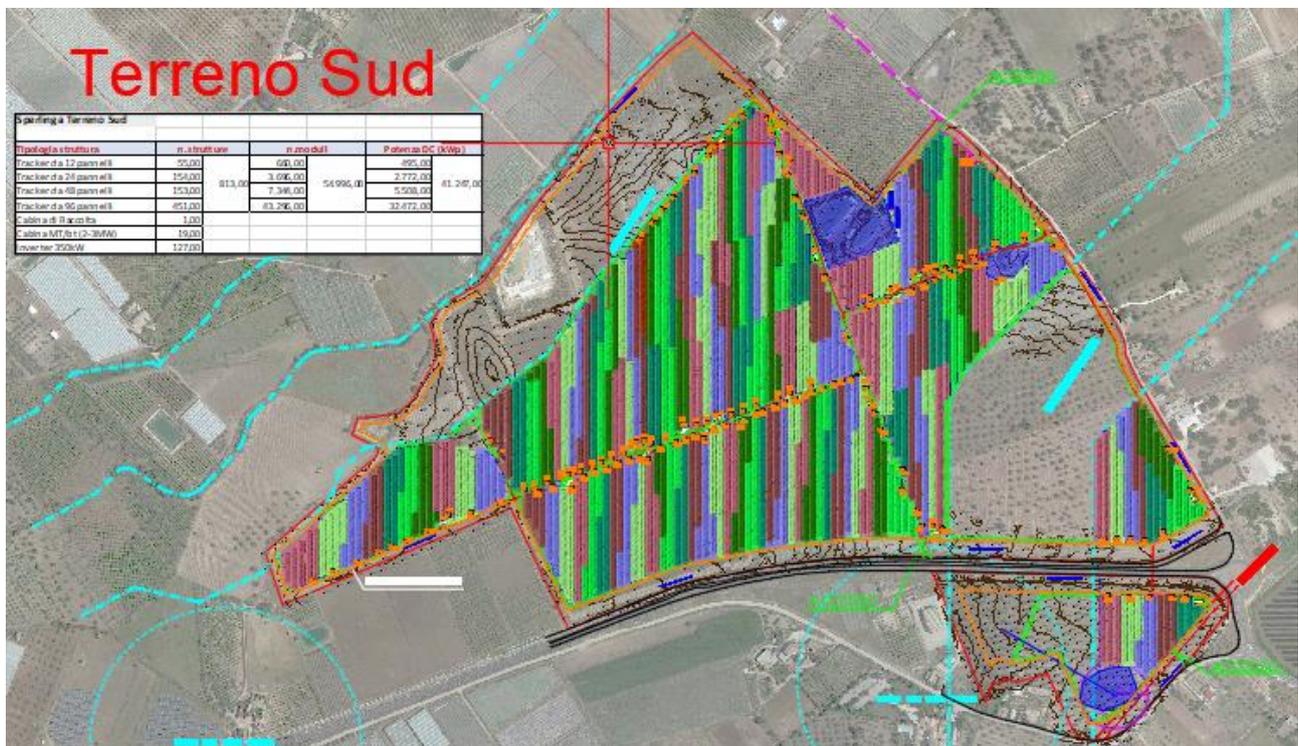
AREA NORD (19 Ha circa)

L'impianto è composto da 76 strutture tracker monoassiali SF7 da 2x48 moduli fotovoltaici da 750 W ciascuno, da 57 strutture tracker monoassiali SF7 da 2x24 moduli fotovoltaici da 750 W, da 57 strutture tracker monoassiali SF7 da 2x12 moduli fotovoltaici da 750 W e da 35 strutture tracker monoassiali SF7 da 2x6 moduli fotovoltaici da 750 W, per un totale di potenza installata di 8,865 MWp, da n. 4 cabine di trasformazione MT/bt ed una cabina di raccolta, da convertitori statici CC/CA installati in campo e connessi alle cabina di trasformazione, da quadri elettrici di distribuzione BT e di protezione dei generatori, da contatore di energia prodotta, da trasformatori MT/BT, da quadri di sezionamento MT.



AREA SUD (72 Ha circa)

L'impianto è composto da 451 strutture tracker monoassiali SF7 da 2x48 moduli fotovoltaici da 750 W ciascuno, da 153 strutture tracker monoassiali SF7 da 2x24 moduli fotovoltaici da 750 W, da 154 strutture tracker monoassiali SF7 da 2x12 moduli fotovoltaici da 730 W e da 55 strutture tracker monoassiali SF7 da 2x6 moduli fotovoltaici da 750 W, per un totale di potenza installata di 41,247 MWp, da n. 17 cabine di trasformazione MT/bt ed una cabina di raccolta, da convertitori statici CC/CA installati in campo e connessi alle cabina di trasformazione, da quadri elettrici di distribuzione BT e di protezione dei generatori, da contatore di energia prodotta, da trasformatori MT/BT, da quadri di sezionamento MT.



Riepilogando:

Numero di moduli FV da 750Wp	66.816
Numero cabine di trasformazione	23
Numero di convertitori CC/CAdA 350KW	155
Superficie complessiva moduli	$2,384 \times 1,303 \times 66.816 = 207.554 \text{ m}^2$

Non è prevista la realizzazione di sistemi di accumulo di energia.

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio)

rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter. I moduli saranno forniti di diodi di by-pass. Gli inverter, installati all'esterno nei pressi delle strutture portamoduli ed avranno ciascuno stringhe in ingresso. Essi convogliano l'energia convertita nel quadro di parallelo AC del rispettivo sottocampo, con valore di tensione trifase pari a 400 V in connessione TN-S. A monte del quadro BT sarà installato il trasformatore MT/BT ed il quadro di sezionamento MT. Ciascun sottocampo confluirà l'energia sul quadro generale MT che provvederà alla protezione e sezionamento dei sottocampi ed ospiterà il Dispositivo di Protezione Generale (DG) e Dispositivo di Protezione di Interfaccia (DI) dell'impianto con il relativo Sistema di Protezione Generale (SPG) e Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI). Il quadro generale MT sarà collegato, a monte, al sistema di misura dell'energia immessa in rete, installato in un apposito locale come da specifica e-distribuzione S.p.a., prima di raggiungere il punto di connessione TERNA S.p.a.. Di tutti i vari componenti elettrici costituenti il campo fotovoltaico di cui in oggetto, saranno specificate le caratteristiche tecniche, costruttive e di installazione nei vari paragrafi della presente relazione.

2.3 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il dimensionamento è stato calcolato partendo da un generatore "tipo" composto da n° 576 moduli del tipo Silicio monocristallino bifacciale con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo, un inverter con potenza $P_{ac}=350kW$, sistema ad inseguimento monoassiale N/S del tipo double portrait con pitch 10,5 m.

Per il calcolo si è utilizzato software PVsyst che analizza dinamicamente la producibilità in base alle differenti inclinazioni dei tracker. Al fine di valutare gli ombreggiamenti dovuti alla crescita delle piante nei diversi periodi dell'anno e tenute in conto le specifiche perdite dovute allo sporcamento, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto considerata l'ombreggiatura delle piante è di 1.905 kWh/kWp/a.

Producibilità media (kWh/kWp/y): 1.905 kWh/kWp/a

La quantità di energia elettrica producibile è stata calcolata sulla base dei dati radiometrici utilizzando il database PVsyst ed utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 8477-1. L'irraggiamento calcolato su moduli esposti a -90° rispetto al Sud ed installati su di un sistema ad

inseguimento sull'asse E-W. La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/mq a 25°C di temperatura, AM=1,5) risulta essere:

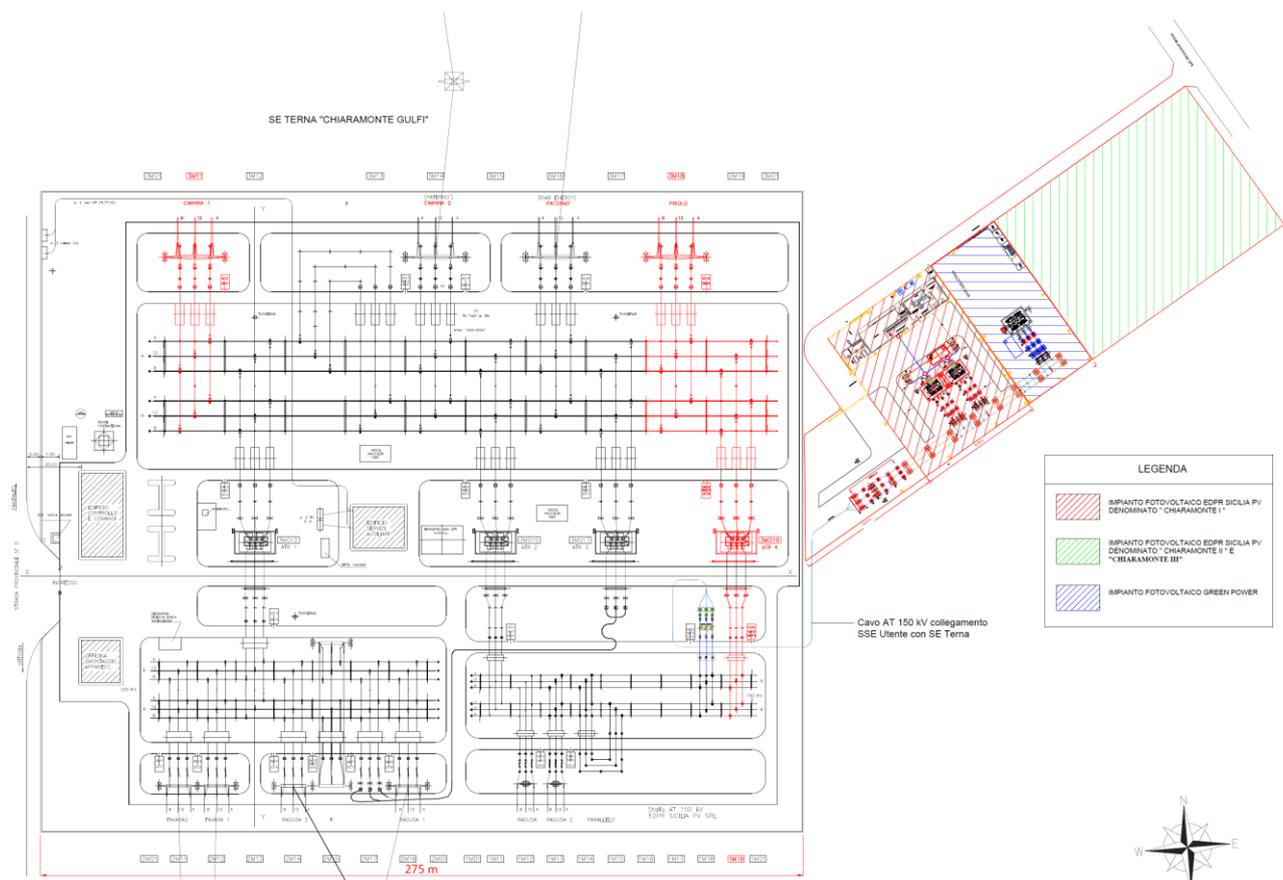
$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = (750W \times 66.816) = 50.112 \text{ kWp}$$

Il valore di **95.463.360 kWh (1905kWh/kWp/a x 50.112kWp)** è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, se non vi sono interruzioni nel servizio.

2.4 DESCRIZIONE DELL'AREA DI TRASFORMAZIONE E CONNESSIONE AT

Entrambe i campi convergeranno ad una stazione di trasformazione AT/MT ubicata in area adiacente alla Stazione Elettrica Terna di Chiamonte Gulfi dove saranno installati il trasformatore AT/MT nonché tutti i sistemi di sezionamento ed i sistemi di protezione generale e di interfaccia con la rete Terna, nonché l'edificio comandi.

Lo stallo di connessione alla rete AT di Terna sarà condiviso con la società EDPR Sicilia PV s.r.l.. secondo lo schema di seguito riportato:



L'area in blu è quella per la realizzazione della stazione AT oggetto del presente progetto.

2.5 PRESCRIZIONI

2.5.1 Protezione contro i contatti indiretti

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che, per cedimento dell'isolamento o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione. L'impianto fotovoltaico in oggetto si configura come sistema TN-S ovvero sistemi che hanno il neutro collegato direttamente a terra (il centro stella dell'avvolgimento lato BT del trasformatore di potenza MT-BT) e tutte le masse dell'impianto collegate a terra per mezzo del conduttore di protezione. Pertanto, per la protezione contro i contatti indiretti, si farà ricorso ad una delle misure di seguito indicate, da scegliere caso per caso in funzione delle caratteristiche del circuito:

- a) Protezione mediante doppio isolamento: la protezione delle persone dai contatti indiretti sarà assicurata con l'utilizzo di apparecchi e componenti aventi doppio isolamento delle parti attive (componenti in Classe II). Detti apparecchi saranno contrassegnati dal doppio quadrato concentrico e non dovranno avere nessuna loro parte collegata all'impianto di terra;
- b) Interruzione automatica dell'alimentazione: subito a valle di ogni singolo inverter ovvero sul lato corrente alternata, sarà installato un interruttore automatico in grado di interrompere il parallelo dell'inverter con la rete in caso di cedimento dell'isolamento nella sezione in corrente continua;
- c) Realizzazione dell'impianto di messa a terra: l'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le masse metalliche e le masse estranee. L'impianto deve soddisfare le prescrizioni delle vigenti Norme CEI 64-8 e CEI 11-1 dovrà essere realizzato in maniera da permettere le verifiche periodiche di efficienza;

Equipotenzialità delle masse estranee: tutte le masse estranee che possono introdurre o trasportare il potenziale di terra, entranti e/o presenti all'interno del campo fotovoltaico, devono essere elettricamente collegate all'impianto di messa a terra generale. Il conduttore equipotenziale principale che collega le tubazioni suddette deve avere una sezione non inferiore a metà di quella

del conduttore di protezione di sezione più elevata presente nell'impianto, con un minimo di 6 mmq.

2.5.2 Protezione contro i contatti diretti

La protezione delle persone contro i contatti diretti con parti attive in tensione sarà assicurata tramite isolamento delle parti medesime. L'isolamento dovrà essere in grado di sopportare una tensione di prova di 500 V in c.a. per un minuto, così come certificato da istituto di controllo o dichiarato dal costruttore stesso. Per l'isolamento applicato durante l'installazione, si farà uso di nastri isolanti a marchio IMQ in quantità e nel modo più opportuno a conservare le caratteristiche di isolamento dei materiali costruiti in fabbrica. Tutte le parti in tensione dovranno essere contenute entro involucri aventi grado di protezione minimo IPXXB (Norma CEI 70-1) apribili solo mediante attrezzo.

2.5.3 Protezione delle condutture elettriche

I conduttori che costituiscono gli impianti devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti. In particolare i conduttori devono essere scelti in modo che la loro portata (I_z) sia superiore o almeno uguale alla corrente di impiego (I_b) (valore di corrente calcolato in funzione della massima potenza da trasmettere in regime permanente). Gli interruttori automatici magnetotermici da installare a loro protezione devono avere una corrente nominale (I_n) compresa fra la corrente di impiego del conduttore (I_b) e la sua portata nominale (I_z) ed una corrente di funzionamento (I_f) minore o uguale a 1.45 volte la portata (I_z). In tutti i casi devono essere soddisfatte le seguenti relazioni:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1.45 I_z$$

Il potere di interruzione degli interruttori è superiore a quello calcolato nel punto di installazione, in modo da garantire che nei conduttori non vengano mai a verificarsi valori di temperatura pericolosi. Gli interruttori sono dimensionati per garantire una buona selettività.

2.5.4 Parallelo con la rete pubblica del gestore

L'impianto fotovoltaico di cui in oggetto, è progettato per il funzionamento in parallelo con la rete pubblica (grid connected); in funzione della potenza nominale e del tipo di installazione è previsto il collegamento alla rete AT a 150.000 V di TERNA. La parte di impianto di utenza

per la connessione deve essere realizzata secondo le prescrizioni della Norma CEI 0-16 e secondo le prescrizioni tecniche previste da TERNA S.p.a. e dall'AEEG. Gli impianti d'utenza per la connessione debbono risultare collegati alla rete attraverso uno o più dispositivi di sezionamento e interruzione, così come indicato nella figura di seguito riportata (Norma CEI 0-16). In particolare, sono sempre necessari i dispositivi di seguito elencati; in funzione del tipo di impianto da connettere (impianto attivo o passivo) sono necessari ulteriori dispositivi specificati di seguito:

- RETE PUBBLICA
- APPARECCHI DI COSEGNA E MISURA
- SISTEMI ELETTRICI DELL'AUTOPRODUTTORE DISPOSITIVO GENERALE
- DISPOSITIVO DI INTERFACCIA DISPOSITIVO DI GENERATORE
- GENERATORE

2.5.5 Iscrizione all'albo delle ditte esecutrici

La ditta installatrice incaricata alla realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica di cui in oggetto, con esclusione delle opere e lavorazioni di tipo edile e strutturale, deve essere regolarmente iscritta nel registro delle imprese di cui al decreto del Presidente della Repubblica 7 dicembre 1995, n. 581 e successive modificazioni o nell'Albo provinciale delle imprese artigiane di cui alla legge 8 agosto 1985, n. 443, iscrizione subordinata al possesso dei requisiti tecnico-professionali di cui all'articolo 4 del DM 37/08, richiesti per i lavori da realizzare. Il Committente può, prima dell'affidamento dei lavori, richiedere alla Ditta il certificato di riconoscimento, secondo i modelli approvati con decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato del 11 giugno 1992, rilasciato dalle competenti commissioni provinciali per l'artigianato, di cui alla legge 8 agosto 1985, n. 443, e successive modificazioni, o dalle competenti camere di commercio, di cui alla legge 29 dicembre 1993, n. 580, e successive modificazioni.

2.5.6 Dichiarazione di conformità

Al termine dei lavori, previa effettuazione delle verifiche previste dalla normativa vigente,

comprese quelle di funzionalità dell'impianto, l'impresa installatrice rilascia alla Committente la dichiarazione di conformità degli impianti realizzati nel rispetto delle norme di cui all'articolo 6 del DM 37/08. Di tale dichiarazione, resa sulla base del modello di cui all'allegato I, fanno parte integrante la relazione contenente la tipologia dei materiali impiegati, nonché il progetto di cui all'articolo 5 del suddetto DM 37/08.

2.5.7 Locali

L'Utente è tenuto a mettere a disposizione del Distributore un locale per i complessi di misura sempre accessibili al Distributore con mezzi adatti ad effettuare gli interventi necessari, senza necessità di preavviso nei confronti dell'Utente e senza vincoli o procedure che regolamentino gli accessi. A tal fine è prevista la realizzazione di una cabina di consegna in CLS costituita da un locale misure, da un locale per gli scomparti di consegna del distributore e da un locale utente per il quadro generale MT posta nelle immediate vicinanze dell'ingresso dell'impianto e che presenta caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (ad es., protezione dagli agenti atmosferici) adeguate al loro impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dalle prescrizioni del Distributore da porre in prossimità della strada pubblica.

3 CARATTERISTICHE E QUALITA' DEI MATERIALI

3.1 GENERALITA'

Tutti i materiali e gli apparecchi impiegati negli impianti elettrici devono essere adatti per l'ambiente in cui sono installati e devono avere caratteristiche tali da resistere alle azioni meccaniche, corrosive, termiche o dovute all'umidità alle quali possono essere esposti durante l'esercizio. I componenti elettrici devono essere preferibilmente muniti di marchio dell'Istituto Italiano del Marchio di Qualità (IMQ) o di altro marchio di conformità alle norme di uno dei Paesi della Comunità Economica Europea. In assenza di marchio o di attestato/relazione di conformità rilasciato da un organismo autorizzato ai sensi dell'articolo 7 della legge 791/77, i componenti devono essere dichiarati conformi alle rispettive norme, dal costruttore. E' allo scopo sufficiente che la conformità alla relativa norma sia dichiarata in catalogo. Tutti i componenti elettrici devono inoltre essere conformi a quanto previsto dalle Direttive emanate



ITALCONSULT



Peridot Solar
GREEN ENERGY SOLUTIONS

dalla Comunità Europea e recepite dagli stati membri, in materia di sicurezza e di immunità dai radiodisturbi. Tale rispondenza è comprovata dal marchio "CE" impresso sui componenti stessi.

3.2 MODULI FOTOVOLTAICI

Il generatore fotovoltaico si comporrà di 61.872 moduli della con potenza di 730Wp e con garanzia della produzione certificata pari al 90% per i primi 10 anni e 80% entro i primi 25 anni di vita, rispondente alle Norme IEC 61215 2°ed. e EN 61730 2°ed..

I moduli sono dotati di diodo di by-pass per evitare fenomeni di inversione della circolazione di corrente dovuti a guasto o ombreggiamento parziale sulla superficie del modulo. La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

3.3 CONVERTITORI STATICI - INVERTER

I convertitori c.c./c.a. utilizzati sono idonei al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di queste apparecchiature sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto. Le caratteristiche principali dei gruppi di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle

protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.

- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.

Efficienza massima $\geq 90\%$ al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione sarà composto da nr 155 inverter da 350,00 kW di potenza sul lato AC connessi a n. 23 cabine di trasformazione MT/bt e n. 2 cabine di raccolta, una per ogni campo fotovoltaico.

3.4 CAVI E CONDUTTURE

1.1.1 Tipologia dei cavi

I cavi da utilizzare per posa entro tubi protettivi rigidi a parete all'interno della cabina, saranno del tipo unipolare flessibile in rame con isolamento in PVC non propagante la fiamma, tensione nominale di isolamento (U_0/U) non inferiore a 450/750V, simbolo di designazione FG17, conformi alle norme CEI 20-22 II. I cavi da utilizzare per posa entro cavidotti interrati e per i collegamenti delle cassette di parallelo stringhe lato DC degli inverter, dovranno essere in rame, isolati in gomma etilenpropilenica, sottoguaina in PVC, tensione nominale di isolamento 0,6/1kV, sigla di designazione FG16(O)R16. I cavi di collegamento tra i moduli e gli inverter lato DC saranno di tipo solare con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testato per durare più di 25 anni, sigla H1Z2Z2-K e verranno posati in aria o in condutture. I cavi posati in cunicoli o interrati per i collegamenti in media tensione dovranno essere del tipo ARE4H5E 12/20kV.

3.4.1 Colori distintivi dei cavi

I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74 e 00712. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone / nero
- Conduttore per circuiti in DC: ROSSO indica il polo positivo (+), NERO indica polo negativo (-)

3.4.2 Sezioni minime e cadute di tensione ammesse

Le sezioni dei conduttori sono calcolate in funzione della potenza trasportata e della lunghezza dei circuiti. Le sezioni sono scelte tra quelle unificate in base ai valori delle portate di corrente massime ammesse per i diversi tipi di conduttori e riportate nelle tabelle di unificazione CEI-UNEL. Le cadute di tensione lungo l'intero tratto delle linee costituenti i circuiti non superano il valore del 4% della tensione nominale per la parte AC e 2% per la parte DC. In ogni caso le sezioni minime dei conduttori non sono inferiori a quelle previste dalle norme CEI per il tipo di impianto realizzato.

3.4.3 Sezioni minime dei conduttori di neutro

La sezione dei conduttori di neutro non deve essere inferiore a quella dei corrispondenti conduttori di fase tranne che per i circuiti polifase con sezione superiore a 16 mmq per i quali la sezione del conduttore di neutro può essere ridotta alla metà di quella dei corrispondenti conduttori di fase, col minimo tuttavia di 16mmq e purché rimangano soddisfatte le condizioni di cui nella norma CEI 64-8/5.

3.4.4 Sezioni minime dei conduttori di protezione

La sezione dei conduttori di protezione non deve essere inferiore a quella indicata nella tabella 54F della norma CEI 64-8/5, di seguito riportata. I conduttori di terra devono avere sezione non inferiore a quella specificata nella tabella 54A della norma CEI 64-8/5 di seguito riportata. Le sezioni scelte devono comunque essere verificate ai fini del dimensionamento termico in quanto non si debbono mai verificare temperature superficiali superiori ai limiti massimi ammessi in relazione alle sostanze pericolose se presenti.

Tabella 54A -Sezioni convenzionali minime dei conduttori di terra

	Protetti meccanicamente	Non protetti meccanicamente
Protetti contro la corrosione	In accordo a 54F	16 mmq se in rame 16 mmq se in Fe zincato
Non protetti contro la corrosione	25 mmq se in rame 50 mmq se in Fe zincato	

Tabella 54F -Relazione tra le sezioni dei conduttori di protezione e dei conduttori di fase

Sezione dei conduttori di fase dell'impianto (S)	Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione (Sp)
$S < \phi = 16 \text{ mmq}$	$Sp = S$
$16 < S < 35 \text{ mmq}$	$Sp = 16 \text{ mmq}$
$S > 35 \text{ mmq}$	$Sp = S/2$

3.4.5 Conduzioni a vista

Le tubazioni da installare a vista dovranno essere realizzate mediante tubi in materiale termoplastico autoestinguente tipo pesante, autoestinguenza V2 secondo UL 94 e provati al filo incandescente a 650°C secondo IEC 695-2-1. Il diametro interno dei tubi deve essere pari ad 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuti e comunque non inferiore a 13 mm (Dn =16 mm). I tubi devono essere corredati di accessori quali raccordi, manicotti e curve dello stesso materiale e diametro al fine di realizzare condutture con grado di protezione non inferiore a IP4X. Per le derivazioni da linea principale a secondaria, le tubazioni devono essere interrotte con cassette di derivazione in materiale termoplastico autoestinguente del tipo da parete, stagne, grado di protezione IP55, complete di raccordi tubo-scatola e coperchio con viti. Le tubazioni dovranno essere installate alle pareti e al soffitto mediante collari in acciaio zincato, con 2 viti fissati con tasselli in nylon con viti di diametro 6 mm o con sistemi equivalenti. Le derivazioni e le giunzioni dei conduttori devono essere eseguite nelle cassette di derivazione impiegando opportuni morsetti aventi grado di protezione non inferiore a IPXXB

3.4.6 CAVIDOTTI INTERRATI

I cavidotti interrati da utilizzare, dovranno essere realizzati mediante tubi interrati direttamente nel suolo e pozzetti rompitratta o di derivazione. I tubi dovranno essere lisci all'interno e corrugati all'esterno, a doppia parete, in materiale termoplastico serie Media (Resistenza allo schiacciamento $R_s = 450N$) rispondenti alle Norme CEI EN 50086-2-4 / CEI 23-46 e Variante A1. Il diametro nominale dei tubi deve essere non inferiore ad 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuto al fine di consentire l'infilaggio e lo sfilamento senza compromettere l'integrità dei cavi stessi e comunque non inferiore a quanto prescritto in progetto. I tubi per gli impianti di bassa tensione e di segnale devono essere interrati ad una profondità di almeno 0,6mt tra il piano di appoggio dei tubi stessi ed il piano di calpestio, entro scavo privo di spigolature e sporgenze. I tubi per gli impianti di media tensione devono essere interrati ad una profondità di almeno 1,0mt tra il piano di appoggio dei tubi stessi ed il piano di calpestio, entro scavo privo di spigolature e sporgenze. Ad ogni brusca deviazione resa necessaria dalla disposizione dei tubi, ad ogni derivazione da linea principale a secondaria e comunque ogni 100 m circa di tubazione rettilinea devono essere installati pozzetti completi di chiusino carrabile D400. Tali pozzetti saranno provvisti di fori predeterminati con anello di guida e fissaggio per tubi di diametro adeguato e dovranno essere interrati ad una profondità tale da mantenere il chiusino all'altezza del piano carrabile. Le eventuali giunzioni o le derivazioni dovranno essere eseguite entro i pozzetti a mezzo di adeguati connettori in rame stagnato, a crimpare, da isolare con nastro agglomerante e nastro isolante al fine di mantenere le stesse caratteristiche di isolamento elettrico e protezione meccanica dell'isolante dei cavi giuntati

3.4.7 QUADRI ELETTRICI DI DISTRIBUZIONE

I quadri di distribuzione previsti per il livello BT devono essere realizzati secondo le prescrizioni delle Norme EN 60439 (CEI 17/13) in vigore dal 1°Marzo 1995 e riguardanti "apparecchiature assiemate di protezione e di manovra aventi tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua". In funzione del luogo di installazione e del grado di addestramento del personale addetto all'uso del quadro, si può ritenere necessario e sufficiente la realizzazione di quadri di tipo AS e ANS (norme EC 60439-1). Il costruttore del quadro, in relazione a tutte le informazioni che può assumere dal presente progetto, ha il compito di:

- progettare e costruire il quadro tenendo conto delle sollecitazioni meccaniche e termiche;
- scegliere gli apparecchi incorporati con riferimento sia al comportamento termico (correnti nominali) sia al cortocircuito (poteri di interruzione);
- indicare le eventuali protezioni da porre a monte del quadro e che condizionano

la tenuta al cortocircuito del quadro stesso;

- adottare le soluzioni idonee che consentono di rispettare tutte le prescrizioni normative e in particolare i limiti di sovratemperatura;
- definire le caratteristiche nominali del quadro;
- eseguire tutte le prove di tipo richieste dalle norme per il tipo di quadro e fornirne i risultati. Per la formazione dei quadri fare riferimento agli schemi unifilari allegati al presente progetto.

Gli interruttori previsti per il quadro sono interruttori automatici del tipo modulare o scatolato, magnetotermici e magnetotermici differenziali. Gli interruttori modulari saranno del tipo per aggancio su guida DIN 46277, rispondenti alle Norme CEI 23-3 IV ed. e EN 60947-2, con morsetti a gabbia e viti imperdibili. Il relè differenziale ove previsto sarà di **tipo AC** di tipo **istantaneo**. Gli interruttori sono scelti e calcolati per ottenere una buona selettività di tipo amperometrico a tre livelli. Le caratteristiche nominali degli interruttori sono riportate negli schemi elettrici riportati negli allegati di progetto.

I quadri di distribuzione devono essere completati con targhette identificatrici recanti per ogni interruttore, la descrizione del circuito protetto. Le targhette dovranno essere preferibilmente in laminato plastico, nere con lettere bianche, serigrafate al pantografo usando caratteri in stile standardizzato.

11.6 Unità di protezione e sistema di protezione di interfaccia

La funzione di Protezione Generale accoppiata al Dispositivo Generale al Dispositivo di interfaccia è svolta da relè elettronici della ABB modello REF542PLUS. Il relè di protezione CM UFS2 svolge funzioni di relè di protezione di massima e minima tensione trifase, massima e minima frequenza, oltre alla protezione di derivata di frequenza, per l'interfaccia dei generatori con la rete elettrica conforme all'Allegato A70 di Terna ed alla norma CEI0-21.

11.7 Gruppo di misura dell'energia elettrica

L'installazione e la gestione di questo gruppo di misura sarà a carico di e-distribuzione s.p.a. che comunicherà in fase di connessione il tipo ed il modello di contatore.

3.4.8 IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le parti metalliche così come l'articolo 7 comma c. L'impianto dovrà essere realizzato con i seguenti elementi:

- dispersori di fatto; i dispersori di fatto saranno realizzati con treccia di rame nudo, sezione pari a 35 mmq, interrata direttamente al suolo ad una profondità di 50 cm dal piano di calpestio. In prossimità della cabina di trasformazione sarà realizzato un anello intorno al basamento della cabina

stessa, così come indicato nei disegni planimetrici allegati ai documenti di progetto. La treccia sarà integrata con dispersori verticali in acciaio zincato, sezione a croce 50x50 mm, spessore 5 mm, lunghezza 1,50 m, posti sul perimetro della cabina stessa;

- conduttore di terra realizzato con treccia di rame nudo, in intimo contatto con il terreno, posato ad una profondità di 50 cm dal piano di calpestio che collega il collettore principale di terra ai dispersori ed alle strutture porta moduli, costituito da conduttore in rame isolato in PVC di sezione pari a 35 mmq collegato sulle strutture porta moduli tramite bullone in acciaio zincato saldato sulla struttura stessa;
- conduttore di protezione, uno per ogni circuito, in rame isolato in PVC e di sezione come da tabella 54F (articolo 11.4.5), che collega le masse di tutti gli apparecchi utilizzatori di classe I e il polo di terra di tutte le prese a spina, ai collettori di terra;
- all'interno della cabina saranno predisposti dei collettori di terra da realizzare con bandella di rame di sezione non inferiore a 35mmq, fissati a parete per mezzo di isolatori. Ai collettori di terra andranno collegati, per mezzo di conduttori di terra e di protezione opportunamente dimensionati la carcassa metallica del quadro di bassa tensione non che tutte le masse metalliche ed estranee presenti all'interno delle cabine stesse. I collettori di terra possono essere utilizzati come punto di sezionamento per le prove e misure previste dalle vigenti normative in materia; pertanto, tutti i conduttori di terra e di protezione, dovranno essere collegati al collettore per mezzo di capicorda in ottone stagnato e bulloni in acciaio inox. Tutti i conduttori di terra e di protezione dovranno essere dotati, in prossimità del collettore, di targhetta con scritte indelebili, indicanti la provenienza e la funzione del conduttore stesso; Ogni conduttore di terra connesso al collettore di terra dovrà essere singolarmente scollegabile senza compromettere la continuità di connessione degli altri conduttori;
- conduttori equipotenziali, per il collegamento di tutte le masse estranee all'impianto di terra, costituiti da conduttori in rame isolati in PVC di sezione non inferiore a 6 mmq (Art. 7 comma e).

4 VERIFICHE INIZIALI DEGLI IMPIANTI

4.1 COLLAUDO DEFINITIVO DEGLI IMPIANTI

Il collaudo definitivo dovrà eseguirsi entro e non oltre trenta giorni dalla data di ultimazione dei lavori, data entro la quale dovrà essere anche compilata e inviata la dichiarazione di conformità.

Il collaudo definitivo dovrà accertare che gli impianti ed i lavori, per quanto riguarda i materiali impiegati, l'esecuzione e la funzionalità, siano in tutto corrispondenti a quanto precisato nel

progetto definitivo, tenuto conto di eventuali modifiche concordate in corso d'opera. Ad impianto ultimato si dovrà provvedere alle seguenti verifiche di collaudo:

- rispondenza alle disposizioni di legge;
- rispondenza a prescrizioni particolari indicate nel presente progetto definitivo;
- rispondenza alle Norme CEI relative al tipo di impianto, come di seguito descritto. In particolare, nel collaudo definitivo si dovrà controllare:
 - lo stato di isolamento dei circuiti;
 - la continuità elettrica dei circuiti;
 - il grado di isolamento e le sezioni dei conduttori;
 - l'efficienza dei comandi e delle protezioni nelle condizioni di massimo carico previsto;
 - l'efficienza delle protezioni contro i contatti indiretti.

Il collaudo definitivo ha lo scopo di consentire, in caso di esito favorevole, l'inizio del funzionamento degli impianti all'uso a cui sono destinati.

4.2 ESAME A VISTA

Deve essere eseguita una ispezione visiva per accertarsi che gli impianti siano realizzati nel rispetto delle prescrizioni delle Norme particolari riferite a quel tipo di impianto. Detto controllo deve accertare che i materiali costituenti l'impianto, siano conformi alle relative Norme, siano scelti ed installati in modo conforme alle prescrizioni normative, non presenti danni visibili che possano compromettere la sicurezza.

Tra i controlli a vista devono essere effettuati quelli relativi a:

- sistemi di protezione, distanze di isolamento e altre misure di precauzione contro i contatti diretti ed indiretti;
- scelta della sezione dei conduttori per quanto concerne la portata a regime e in caso di sovraccarico e/o cortocircuito e caduta di tensione, e delle tarature dei dispositivi di protezione;
- presenza di adeguati dispositivi di sezionamento, comando ed interruzione, identificazione dei conduttori di neutro e di protezione, identificazione dei circuiti;
- idoneità delle connessioni dei conduttori;
- agevole accessibilità a tutte le parti di impianto per manutenzione;
- presenza dei contrassegni di omologazione sui materiali;
- rispetto delle distanze e del tipo di impianto previsto per i vari ambienti particolari presenti nello stabilimento.

E' inoltre opportuno che questi esami siano effettuati anche durante l'esecuzione dei lavori.

4.3 MISURA DELLA RESISTENZA DI ISOLAMENTO

Si deve eseguire con l'impiego di un ohmetro la cui tensione continua sia di 500V, tra i conduttori attivi collegati tra loro e il circuito di terra e tra ogni coppia di conduttori. Durante la misura gli apparecchi utilizzatori fissi e a spina devono essere disinseriti; la misura è relativa ad ogni circuito intendendosi per tale la parte di impianto elettrico protetto dallo stesso dispositivo di protezione. I valori minimi di isolamento ammessi sono dell'ordine dei 500 MOhm. Tale prova dovrà essere eseguita anche in corso d'opera.

4.4 VERIFICA DELLA PROTEZIONE MEDIANTE INTERRUZIONE AUTOMATICA DELL'ALIMENTAZIONE

La verifica dell'efficacia delle misure di protezione contro i contatti indiretti mediante interruzione automatica dell'alimentazione dovrà essere effettuata mediante esame a vista e prove di funzionamento su tutti gli interruttori differenziali installati nell'impianto. Queste ultime dovranno essere eseguite con l'impiego di opportuno strumento omologato per la misura dei tempi e della corrente di intervento, preceduta da una prova sul relativo tasto (TEST).

4.5 VERIFICA DELLA PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

Devono essere eseguite le verifiche dell'impianto di terra descritte dalle Norme CEI 64-8/6 e CEI 11-1. Le verifiche da effettuarsi sono:

- ✓ Esame a vista dei conduttori di terra, di protezione ed equipotenziali, controllando le sezioni, i materiali usati e le modalità di posa degli stessi, nonché lo stato di conservazione sia dei conduttori che delle giunzioni. Si deve inoltre controllare che i conduttori di protezione assicurino il collegamento tra il nodo equipotenziale e i morsetti di terra delle prese a spina e/o con le masse degli apparecchi fissi;
- ✓ Misura del valore di resistenza di terra dell'impianto, utilizzando un apposito strumento di misura omologato (ad es. con il marchio IMQ). Il metodo di misura da impiegare sarà quello della misura dell'impedenza dell'anello di guasto (Loop Test) in quanto la norma prescrive che il valore di resistenza di terra da prendere in considerazione sia quello riferito all'impianto nelle ordinarie condizioni di esercizio, compresi quindi i collegamenti equipotenziali;

- ✓ Verifica del coordinamento del valore di resistenza di terra con il valore della corrente di intervento a 5 secondi del dispositivo di protezione posto a monte dell'impianto ($I_d=30\text{mA}$);

Verifica della continuità dei collegamenti equipotenziali principali e supplementari nonché tra i collegamenti equipotenziali ed il nodo equipotenziale.

4.6 VERIFICA TECNICO FUNZIONALE SUL GENERATORE FOTOVOLTAICO

Al termine dei lavori dovranno essere effettuate le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- ✓ corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- ✓ continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- ✓ messa a terra di masse e scaricatori;
- ✓ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse.

Dovranno inoltre essere verificate le due seguenti condizioni:

- A. $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / ISTC$;

in cui:

- ✓ P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- ✓ P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- ✓ I è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- ✓ $ISTC$, pari a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;
- ✓ Tale condizione deve essere verificata per $I > 600 \text{ W}/\text{m}^2$.

- B. $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$.

in cui:

- ✓ P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2% .

La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a $600 \text{ W}/\text{m}^2$. Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a 40°C , è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione a) precedente diventa:

$$a') \quad P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) * P_{nom} * I / ISTC$$

Ove P_{tpv} indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%. Le perdite termiche del generatore fotovoltaico P_{tpv} , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche T_{cel} , possono essere determinate da:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * \gamma / 100$$

oppure, nota la temperatura ambiente T_{amb} da:

in cui:

$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) * I / 800] * \gamma / 100$$

In cui

- ✓ γ : Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a $0,4 \div 0,5 \text{ %/}^\circ$)
- ✓ NOCT: Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a $40 \div 50^\circ\text{C}$, ma può arrivare a 60°C per moduli in vetrocamera);
- ✓ T_{amb} : Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature;
- ✓ T_{cel} : è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.