

TEAGRI SOLARE 1 S.r.l.

Galleria del Corso, n. 4

Milano 20122

P.Iva 03159970213

teagrisolare1@legalmail.it

Impianto AGROVOLTAICO - Fratta

PROGETTO DEFINITIVO



Coordinamento e progettazione:



In collaborazione con:



Progettisti:

Ing. M. Bertoneri - Ord. Ing. Prov. di Massa Carrara, n.669

sez.A

Collaboratori:

Ing. G. Castè

TITOLO:

RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI

DATA:

02/2026

REVISIONE:

0

IDENTIFICAZIONE ELABORATO

F R P P I 1 F 0 1

SCALA:

NA

FORMATO:

A4

INDICE

1	PREMESSA	4
2	INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	5
3	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	6
4	DATI GENERALI DELL'IMPIANTO	8
4.1	CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	9
4.2	CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO BESS	10
5	CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO AT-BT.....	11
5.1	ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE	11
5.2	CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO	12
5.3	ARMONICHE	13
5.4	DIMENSIONAMENTO CAVI	14
5.5	INTEGRALE DI JOULE	15
5.6	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO.....	16
5.7	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE.....	17
5.8	CALCOLO DELLE TEMPERATURE DEI CAVI.....	18
5.9	CADUTE DI TENSIONE	19
5.10	SCELTA DELLE PROTEZIONI	20
5.11	TRASFORMATORI.....	20
5.12	FATTORI DI CORREZIONE PER GENERATORI E TRASFORMATORI (EN 60909-0)	20
5.13	FATTORI DI CORREZIONE PER GRUPPI DI REGOLAZIONE AUTOMATICA DELLA TENSIONE DEL TRASFORMATORE (EN 60909-0 PAR. 6.7.1)	21
5.14	FATTORI DI CORREZIONE PER GRUPPI DI PRODUZIONE SENZA REGOLAZIONE AUTOMATICA DELLA TENSIONE DEL TRASFORMATORE (EN 60909-0 PAR. 6.7.2)	21
5.15	STUDIO DI CORTOCIRCUITO	22
5.15.1	Stato del neutro di impianto	22
5.15.2	Correnti massime di cortocircuito in PS.....	22
5.15.3	Calcolo dei guasti MT	23
5.15.4	Calcolo delle correnti massime di cortocircuito	24
5.15.5	Calcolo delle correnti minime di cortocircuito	27
5.15.6	Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra	28
5.15.7	Guasti monofasi a terra linee MT e AT	28
5.16	SCELTA DELLE PROTEZIONI	31
5.16.1	Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture.....	31
5.16.2	Verifica di selettività	32
5.16.3	Funzionamento in soccorso.....	33
6	CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA.....	34

6.1	DEFINIZIONI.....	34
6.2	INFORMAZIONI PRELIMINARI.....	35
6.3	TIPOLOGIA DI DISPERSORI DI TERRA.....	37
6.3.1	Parametri:.....	37
6.3.2	Tipologie di dispersori:.....	37
6.4	CALCOLI DELL'ESTENSIONE DELL'IMPIANTO DI TERRA	43
6.4.1	Analisi della rete di terra	43
6.4.2	Risoluzione Guasto MT	45
6.4.3	Risoluzione guasto BT (AC current)	46
6.4.4	Protezione contro i contatti diretti ed indiretti	46
6.4.5	Risoluzione guasto BT (DC current).....	47
7	SCARICHE ATMOSFERICHE.....	48

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 2.1 – Localizzazione dell'area di progetto (fonte: Google Earth Pro).....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 4.2-Cadute di tensione (1/2).....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 4.3-Cadute di tensione (2/2).....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 4-C.d.t. BESS-PS BESS.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 5- PS BESS - Consegna</i>	<i>10</i>
<i>Figura 6.1-Percorso cavidotto Cabina di consegna-SE.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 7.2-Estratto da manuale tecnico dell'inverter centralizzato SC 4400 UP.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 6.8- Massima tensione ammissibile (CEI EN 50522, Fig.4).....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 7.1-Connessione stringa con incrocio conduttori.....</i>	<i>48</i>

1 PREMESSA

Il presente documento rappresenta la "Relazione di Calcolo Preliminare" di un **"impianto agrivoltaico"** per la produzione di energia elettrica da fonte solare denominato "Fratta" con potenza di picco (DC) pari a 22,38 MWp e potenza nominale di 22 MW, da realizzare nel Comune di Fratta Polesine (RO), e relative opere di connessione alla RTN, con interessamento per queste, oltre a Fratta Polesine (RO), anche dei Comuni di Villamarzana (RO), Rovigo (RO), Arquà Polesine (RO), Frassinelle Polesine (RO), Canaro (RO), Occhiobello (RO) e Ferrara (FE).

Ai sensi dell'art.4, co.1, lett. f) detto impianto si configura come un **"impianto ibrido"** giacché risulta combinato con un sistema di accumulo da 10 MW.

L'impianto è assoggettato alla procedura di Verifica di assoggettabilità a VIA di competenza delle Regioni e Provincie autonome ai sensi dell'Allegato IV, Punto 2, lett.d-ter) della Parte Seconda del D.Lgs. n.152/2006 (e ss.mm.ii.).

La presente relazione di progetto è incentrata sulle sole opere di utenza, comprese quelle necessarie per la connessione dell'impianto alla nuova SE.

In quanto alle opere RTN si rimanda alla documentazione di PTO relativa, rispettivamente, a una nuova Stazione Elettrica della RTN a 132/36 kV da inserire in entra – esce alle linee RTN a 132 kV "San Bellino – Rovigo ZI" e "Canaro – Rovigo RT" e al potenziamento/rifacimento della futura direttrice RTN a 132 kV "Monselice – Rovigo RT – Canaro – Canaro CP – Ferrara Nord" derivante dagli interventi del Piano di Sviluppo Terna sulle attuali linee "Padova RT – Rovigo RT" e "Rovigo RT – Ferrara RT"; nonché agli elaborati corrispondenti alle valutazioni ambientali e sul paesaggio correlati alla realizzazione di tali interventi.

2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

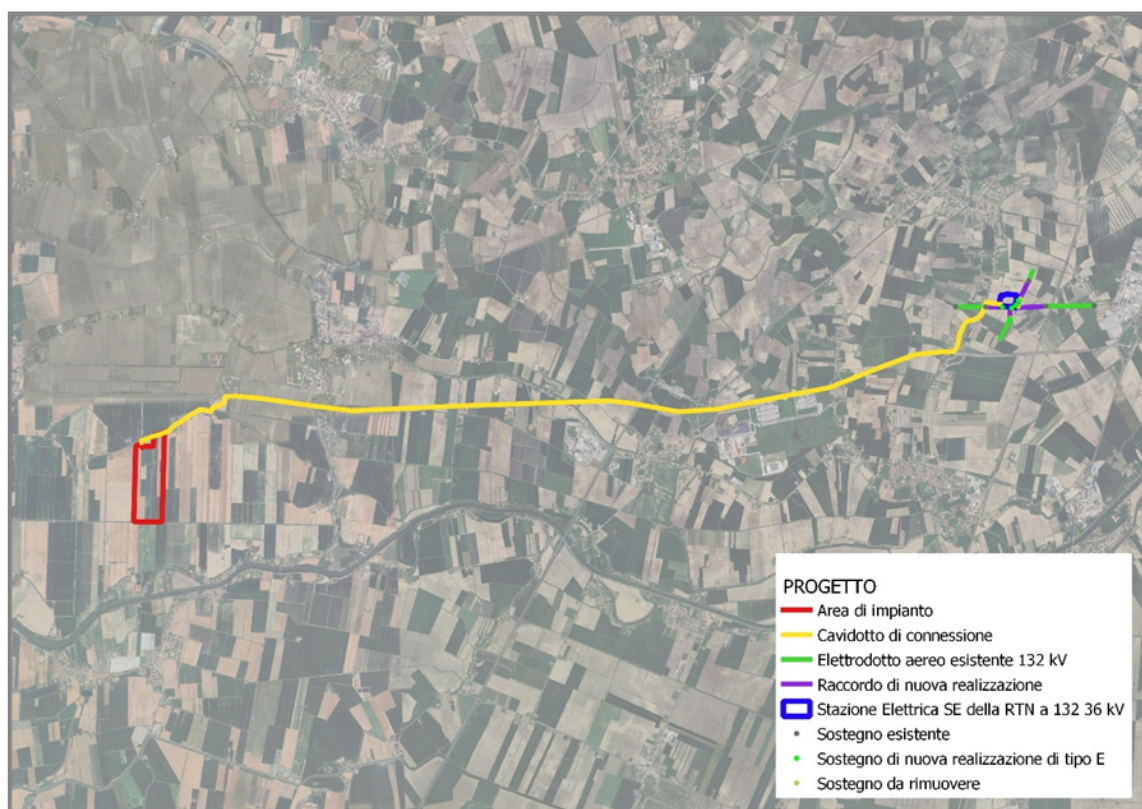
L'area di impianto del progetto in esame si collocherà nella porzione centro-ovest del comune di Fratta Polesine (RO), nel Veneto. Il cavidotto di connessione, invece, si collocherà nei comuni di Fratta Polesine, Villamarzana, Arquà Polesine e Rovigo; in quest'ultimo si collocheranno anche la SSE e le opere di connessione alla RTN. L'area di impianto si posiziona nella zona centro-occidentale della provincia di Rovigo, in prossimità del confine comunale tra Fratta Polesine e San Bellino e a ca. 1,9 km a sud-ovest dal centro abitato di Fratta Polesine. La superficie di impianto si posiziona in prossimità della frazione di San Bellino Nane di sotto e il centroide dell'impianto si posiziona alle generiche coordinate:

- $45^{\circ}00'48''$ N;
- $11^{\circ}36'37''$ E;

e ad un'altitudine media di ca 4 m s.l.m.

In Figura 2.1 si riporta un estratto tratto da Google Earth, che restituisce l'intervento di progetto e il contesto territoriale nel quale si colloca.

Figura 2.1 – Localizzazione dell'area di progetto (fonte: Google Earth Pro)



3 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La legislazione e normativa nazionale cui si fa riferimento nel progetto è rappresentata da:

- CEI 0-21; V2/EC (2022-03 in vigore con aggiornamenti): Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI EN 60909-0 (2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- CEI 11-28 (1998-04) IIa Ed.: Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI EN 60947-2/A1 (2019-03 in vigore con aggiornamenti:) Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 (2015-12): Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI EN 60898-1 (2019-05): Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI EN 60898-2 (2022-06): Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.
- CEI 64-8 VIIIa Ed. (2021-08): Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 60364-5-52 IIIa (2009): Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35016 (2016-09): Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).
- CEI UNEL 35023 (2020-05): Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 (2020-05): Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35026 (2000-11 in vigore con aggiornamenti): Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI EN 61439-1 (2022-03): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI 17-43(2018-02): Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).
- CEI 23-51 (2016-05): Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.
- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata declassamento dei cavi secondo norme francesi.
- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.

- British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations.
- ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão.
- CEI 0-16 (2022-03 in vigore con aggiornamenti): Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti MT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI EN 61936-1 (2014-09 in vigore con aggiornamenti): Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17; V2 (2006-07 in vigore con aggiornamenti): Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027; V1 (in vigore con aggiornamenti): Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 36 kV.
- CEI 99-4 (2014-09): Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI EN 62271-100/AC (2022-05 in vigore con aggiornamenti): Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI EN 62271-103 (2024-03): Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 60502-2 (2014): Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 36 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 (2019): Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

4 DATI GENERALI DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico avrà una potenza in DC di 22.377,6 kWp (in condizioni standard 1000W/m²) ed una potenza nominale pari a 22.000 kW.

L'impianto è così costituito:

- **n. 1 Cabina di Consegna (o Cabina Utente)**, posizionata adiacentemente all'area di impianto dedicata alle BESS (vedi layout di impianto). All'interno della cabina saranno presenti, oltre al trasformatore di servizio da 160 kVA 30.000/400 V, le apparecchiature di protezione del cavidotto di consegna proveniente dal campo e le celle MT di arrivo e partenza, una stanza ad uso ufficio ed un locale quadri AT per la consegna dell'energia a 36 kV, dopo il successivo aumento di tensione operato tramite un trasformatore elevatore esterno.
- **n. 8 Power Station con Inverter centralizzato** da 4400 kVA (marca SMA Sunny Central SC 4400 UP, con cabina di trasformazione MVPS 4400-S2 similari), avente la funzione principale di elevare la tensione da bassa (BT) 660 V, proveniente dall'inverter centralizzato interno ad essa, a media tensione (MT) 30.000 V e convogliare l'energia raccolta dall'impianto fotovoltaico alla Cabina Utente. La Power Station è dotata di 26 input DC. Saranno previste 5 PS a servizio dell'impianto fotovoltaico e 3 PS a servizio dell'impianto BESS.
- **n. 31.080 pannelli fotovoltaici da 720 Wp** (marca Canadian Solar CS7N-720TB-AG o similare) installati su apposite strutture metalliche di tipo tracker con il sostegno fondato su pali infissi nel terreno;
- **n. 12 container BESS da 3727,36 kWh** (marca CATL o similare), installati in apposita area di impianto, per un utilizzo previsto a 4 ore (potenza 931,84 kW);
- **n. 1 trasformatore elevatore con raffreddamento ONAN 36/30 kV**, posizionato nell'area BESS ed utile ad elevare la tensione dell'impianto da 30 kV a 36 kV (tensione di consegna), installato su binari che rendono il macchinario facilmente rimovibile.

L'impianto è completato da:

- tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di distribuzione nazionale;
- opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, monitoraggio, cancelli e recinzioni.

L'impianto sarà in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad esempio quadri di alimentazione, illuminazione, rete di trasmissione dati, ecc.).

Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi elettrici indispensabili e privilegiati verranno alimentati da uno o più generatori temporanei di emergenza, che si ipotizza possa essere rappresentato da un generatore diesel.

I manufatti destinati a contenere gli inverter centralizzati, la cabina utente ed i locali ad uso ufficio e magazzino saranno del tipo container prefabbricati o strutture prefabbricate in cemento precompresso, come riportato negli elaborati di dettaglio.

4.1 Configurazione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto ha una potenza nominale pari a 22 MW, gestita da 5 generatori (Power Station con inverter centralizzato) e derivante da 31.080 pannelli.

Si rimanda alle tavole di dettaglio per un'ulteriore comprensione ed inquadramento planimetrico delle aree d'impianto. Dalla lettura dello schema unifilare del presente progetto, è possibile riscontrare le informazioni e le caratteristiche impiantistiche dell'impianto fotovoltaico nonché dei suoi elementi.

Tutti i sottocampi e relative cabine di media tensione o Power Station (30 kV) saranno connessi alla Cabina di Consegna tramite linee interrate costituite da cavi in MT a 30 kV in alluminio tipo ARG7H1R 18/30 kV o similare.

I cavi AT 36 kV saranno del tipo RG7H1R 26/45 kV o similari in rame.

Di seguito si riporta l'elenco delle linee in MT presenti in impianto ed i relativi dati di impiego, quali correnti di esercizio, tensione e formazione nelle massime condizioni di esercizio, considerando una configurazione ad albero ed il mantenimento delle cadute di tensione (c.d.t.) sempre al di sotto del 4%, come indicato nella normativa CEI 64-8:

Figura 4.2-Cadute di tensione (1/2)

N° ramo	Partenza	Arrivo	Corrente in arrivo	Corrente in partenza	Potenze trasferite	
[n]	[-]	[-]	[A]	[A]	[kVA]	
C3	Locale AT (Consegna)	SE	352,8251645	352,8251645	22000	AT 36 kV
C2	Trafo 30/36 kV	Locale AT (Consegna)	352,8251645	352,8251645	22000	AT 36 kV
C1	Locale MT (Consegna)	Trafo 30/36 kV	423,3901974	352,8251645	22000	MT 30 kV
1.1	PS1	Consegna 1	84,67803948	84,67803948	4400	MT 30 kV
2.1	PS2	Consegna 1	169,356079	169,356079	4400	MT 30 kV
2.2	PS3	PS2	84,67803948	84,67803948	4400	MT 30 kV
3.1	PS4	Consegna 1	169,356079	169,356079	4400	MT 30 kV
3.2	PS5	PS4	84,67803948	84,67803948	4400	MT 30 kV

Figura 4.3-Cadute di tensione (2/2)

N° ramo	Stazione di partenza	Stazione di arrivo	Corrente in transito	Terne	Sezione cavo	Portata	Impedenza	Lunghezza	Caduta di tensione del ramo	Caduta di tensione della tratta	
[n]	[-]	[-]	[A]	[n]	[mm ²]	[A]	[Ohm/km]	[m]	[%]	[V]	
C3	Locale AT (Consegna)	SE	423,3902	1	240	510	0,0985	12500	1,45%	35478,70082	AT 36 kV
C2	Trafo 30/36 kV	Locale AT (Consegna)	352,82516	1	240	510	0,0985	30	0,00%	35998,9574	AT 36 kV
C1	Locale MT (Consegna)	Trafo 30/36 kV	423,3902	2	120	562	0,1625	30	0,01%	29997,02083	MT 30 kV
1.1	PS1	Consegna 1	84,678039	1	95	247	0,411	190	0,02%	29993,38749	MT 30 kV
2.1	PS2	Consegna 1	169,35608	1	95	247	0,411	315	0,07%	29978,07432	MT 30 kV
2.2	PS3	PS2	84,678039	1	95	247	0,411	400	0,05%	29964,16342	MT 30 kV
3.1	PS4	Consegna 1	169,35608	1	95	247	0,411	715	0,17%	29950,23218	MT 30 kV
3.2	PS5	PS4	84,678039	1	95	247	0,411	395	0,05%	29936,50792	MT 30 kV

4.2 Configurazione dell'impianto BESS

L'impianto ha una potenza nominale pari a 13,2 MW, gestita da 3 generatori (Power Station con inverter centralizzato) e derivante da 12 Container BESS di capacità 3727,36 kWh.

Si rimanda alle tavole di dettaglio per un'ulteriore comprensione ed inquadramento planimetrico delle aree d'impianto. Dalla lettura dello schema unifilare del presente progetto, è possibile riscontrare le informazioni e le caratteristiche impiantistiche dell'impianto fotovoltaico nonché dei suoi elementi.

Tutte le Power Station (30 kV) saranno connesse alla Cabina di Consegna tramite linee interrate costituite da cavi in MT a 30 kV in alluminio tipo ARG7H1R 18/30 kV o similare.

Di seguito si riporta l'elenco delle linee in MT presenti in impianto ed i relativi dati di impiego, quali correnti di esercizio, tensione e formazione nelle massime condizioni di esercizio, considerando una configurazione ad albero ed il mantenimento delle cadute di tensione (c.d.t.) sempre al di sotto del 4%, come indicato nella normativa CEI 64-8:

Figura 4-C.d.t. BESS-PS BESS

BESS - PS											
E_Container	Ore utilizzo	P_container	V_nom	I	L	Terne	Sezione cavo	Portata	Impedenza	Caduta di tensione del ramo	
[kWh]	[h]	[kW]	[V]	[A]	[m]	[n]	[mm ²]	[A]	[Ohm/km]	[%]	
3727,36	4	931,84	1331,2	700	50	2	300	822	0,03985	0,1048%	

Figura 5- PS BESS - Consegna

Rami PS BESS - Consegna

Potenza	I	L	V_nom	Terne	Sezione cavo	Portata	Impedenza	Caduta di tensione del ramo	
[kW]	[A]	[m]	[V]	[n]	[mm ²]	[A]	[Ohm/km]	[%]	
4400	84,68	25	30000	1	95	247	0,246	0,0017%	
8800	169,36	25	30000	1	95	247	0,246	0,0035%	
13200	254,03	100	30000	1	120	281	0,196	0,0166%	

5 CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO AT-BT

5.1 Elementi relativi alla connessione

L'impianto in oggetto sarà connesso in antenna in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132/36 kV da inserire in entra – esce alle linee RTN a 132 kV "San Bellino – Rovigo ZI" e "Canaro – Rovigo RT" mediante un cavidotto interrato per un percorso di circa 12,5km.

Figura 6.1-Percorso cavidotto Cabina di consegna-SE



Caratteristiche terna di cavi cabina di consegna (locale MT)-Trasformatore elevatore:

- Tensione di esercizio: 30 kV;
- Lunghezza cavidotto = 30 m;
- Corrente nominale in uscita verso il trafo: circa 424 A;
- Cavo 3x(2x120 mm²) ARG7H1R 18/30 kV (c.d.t. = 0,012%)
- Frequenza di esercizio: 50 Hz;
- Massima corrente di cortocircuito sulla sbarra: <3 kA 3s;

Caratteristiche terna di cavi cabina di consegna (locale AT)-Trasformatore elevatore:

- Tensione di esercizio: 36 kV;
- Lunghezza cavidotto = 12,5 km;
- Corrente nominale in uscita verso la SE: circa 353 A;
- Cavo 3x(1x240 mm²) RG7H1R 26/45 kV (c.d.t. = 1,45%)
- Frequenza di esercizio: 50 Hz;
- Massima corrente di cortocircuito sulla sbarra: <3 kA 3s;

A valle della sbarra in cabina di Consegna saranno presenti tutti gli elementi di protezione, sezionamento e misura utili alla connessione a regola d'arte e in sicurezza dell'impianto fotovoltaico. Inoltre, tutti gli elementi dovranno essere dimensionati per la massima corrente di cortocircuito sulla sbarra (prevista inferiore a 3 kA).

5.2 Calcolo delle correnti di impiego

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos(\phi)}$$

nella quale:

- $k_{ca} = 1$ sistema monofase o bifase, due conduttori attivi e corrente continua;
- $k_{ca} = 1.73$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza $\cos\phi$ è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di I_b vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

$$I_1 = I_b \cdot e^{-j\phi} = I_b \cdot [\cos(\phi) - j \cdot \sin(\phi)]$$

$$I_2 = I_b \cdot e^{-j(\phi - \frac{2\pi}{3})} = I_b \cdot \left[\cos\left(\phi - \frac{2\pi}{3}\right) - j \cdot \sin\left(\phi - \frac{2\pi}{3}\right) \right]$$

$$I_3 = I_b \cdot e^{-j(\phi - \frac{4\pi}{3})} = I_b \cdot \left[\cos\left(\phi - \frac{4\pi}{3}\right) - j \cdot \sin\left(\phi - \frac{4\pi}{3}\right) \right]$$

Il vettore della tensione V_n è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:

$$V_n = V_n + j \cdot 0$$

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

nella quale $coeff$ è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle ($\sum P_d$ a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan(\phi)$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle ($\sum Q_d$ a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos(\phi) = \cos\left[\arctan\left(\frac{Q_n}{P_n}\right)\right]$$

5.3 Armoniche

Le utenze terminali e le distribuzioni, come gli UPS e i Convertitori, possono possedere un profilo armonico che descrive le caratteristiche distorcenti di una apparecchiatura elettrica.

Sono gestite le armoniche fino alla 21°, ossia fino alla frequenza di 1050 Hz (per un sistema elettrico a 50Hz).

Le armoniche prodotte da tutte le utenze distorcenti sono propagate da valle a monte come le correnti alla frequenza fondamentale, seguendo il 'cammino' dettato dalle impedenze delle linee, delle forniture, generatori, motori e non meno importanti i carichi capacitivi, che possono assorbire elevate correnti armoniche.

Gestito il passaggio delle armoniche attraverso i trasformatori (in particolare vengono bloccate le terze armoniche (omopolari) nei trasformatori Dyn11). Le armoniche, al pari della fondamentale, sono gestite in formato vettoriale; perciò, durante la propagazione sono sommate con altre correnti di pari ordine vettorialmente.

Gestito il passaggio delle armoniche attraverso gli UPS, in particolare per tener conto del By-Pass che, se attivo, lascia passare le armoniche provenienti da valle. Gestite anche le armoniche proprie dell'UPS (tarate in funzione della potenza che sta assorbendo il raddrizzatore).

Vengono calcolate le correnti distorte IbTHD di impiego e InTHD di neutro, oltre al fattore di distorsione THD [%].

La corrente IbTHD è la massima tra le fasi:

$$I_{bTHD} = \max \left(\sqrt{\sum_{h=1}^{21} I_{f,h}^2} \right)$$

con f il numero delle fasi dell'utenza e h l'ordine di armonica.

Molto importante è la corrente distorta circolante nel neutro, in quanto essa porta le armoniche omopolari multiple di 3, che hanno la caratteristica di sommarsi algebricamente e di diventare facilmente dell'ordine di grandezza delle correnti di fase.

$$I_{nTHD} = \max \left(\sqrt{\sum_{h=1}^{21} I_{n,h}^2} \right)$$

Il fattore di distorsione fornisce un parametro riassuntivo del grado di distorsione delle correnti che circolano nella linea, e viene calcolato tramite la formula:

$$THD\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{I_b THD^2 - I_f^2}}{I_f}$$

I valori delle correnti distorte sono utilizzati per calcolare i seguenti parametri:

- calcolo della sezione del neutro per utenze 3F+N;
- calcolo temperatura cavi alla $I_b THD$;
- calcolo sovratemperatura quadri alla $I_b THD$;
- verifica delle portate e delle protezioni in funzione delle correnti distorte.

5.4 Dimensionamento cavi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi BT è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1,45 \cdot I_z$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della conduttura principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi.

Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

- IEC 60364-5-52 (PVC/EPR);
- IEC 60364-5-52 (Mineral);
- CEI-UNEL 35024/1;
- CEI-UNEL 35024/2;
- CEI-UNEL 35026;
- CEI 20-g1 (HEPR).

In alta e media tensione, la gestione del calcolo si divide a seconda delle tabelle scelte:

- CEI 11-17;
- CEI UNEL 35027 (1-36 kV).
- EC 60502-2 (6-36 kV)
- IEC 61892-4 offshore (fino a 36 kV)

Esse, oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{z, \min} < \frac{I_n}{k}$$

dove il coefficiente k ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

- tipo di materiale conduttore;
- tipo di isolamento del cavo;
- numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
- eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla I_z min. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma CEI 64-8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità). La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1.45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. 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.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

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

5.5 Integrale di Joule

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

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

La costante K viene data dalla norma CEI 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e

al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase (par. 434.3):

○ Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
○ Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
○ Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7:	K = 143
○ Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
○ Cavo in rame serie L nudo:	K = 200
○ Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
○ Cavo in rame serie H nudo:	K = 200
○ Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 74
○ Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7:	K = 92

I valori di K per i conduttori di protezione unipolari (par. 543.1) tab. 54B:

○ Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 143
○ Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 166
○ Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 176
○ Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
○ Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
○ Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
○ Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
○ Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 95
○ Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 110
○ Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 116

I valori di K per i conduttori di protezione in cavi multipolari (par. 543.1) tab. 54C:

○ Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
○ Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
○ Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 143
○ Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
○ Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
○ Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
○ Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
○ Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 76
○ Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 89
○ Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 94

5.6 Dimensionamento dei conduttori di neutro

La norma CEI 64-8 par. 524.2 e par. 524.3, prevede che la sezione del conduttore di neutro, nel caso di circuiti polifasi, possa avere una sezione inferiore a quella dei conduttori di fase se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm²;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso

- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm² se il conduttore è in rame e a 25 mm² se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm² se conduttore in rame e 25 mm² se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione tramite rapporto tra le portate dei conduttori;
- determinazione in relazione alla portata del neutro.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore in questione secondo i seguenti vincoli dati dalla norma:

$$S < 16 \text{ mm}^2 : \quad S_n = S_f$$

$$16 \leq S_f \leq 35 \text{ mm}^2 : \quad S = 16 \text{ mm}^2$$

$$S_f > 35 \text{ mm}^2 : \quad S_n = S_f$$

Il secondo criterio consiste nell'impostare il rapporto tra le portate del conduttore di fase e il conduttore di neutro, e il programma determinerà la sezione in base alla portata.

Il terzo criterio consiste nel dimensionare il conduttore tenendo conto della corrente di impiego circolante nel neutro come per un conduttore di fase.

Le sezioni dei neutri possono comunque assumere valori differenti rispetto ai metodi appena citati, comunque sempre calcolati a regola d'arte.

5.7 Dimensionamento dei 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 mediante calcolo.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore di protezione seguendo vincoli analoghi a quelli introdotti per il conduttore di neutro:

$$S_f < 16 \text{ mm}^2 : \quad S_{PE} = S_f$$

$$16 \leq S_f \leq 35 \text{ mm}^2 : \quad S_{PE} = 16 \text{ mm}^2$$

$$S_f > 35 \text{ mm}^2 : \quad S_{PE} = S_f$$

Il secondo criterio determina tale valore con l'integrale di Joule, ovvero la sezione del conduttore di protezione non deve essere inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K}$$

dove:

- S_p è la sezione del conduttore di protezione (mm²);
- I è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- K è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti

Se il risultato della formula non è una sezione unificata, viene presa una unificata immediatamente superiore.

In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3.

Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della conduttura di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

- 2,5 mm² rame o 16 mm² alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm² o 16 mm² alluminio se non è prevista una protezione meccanica.

È possibile, altresì, determinare la sezione mediante il rapporto tra le portate del conduttore di fase e del conduttore di protezione.

Nei sistemi TT, la sezione dei conduttori di protezione può essere limitata a:

- 25 mm², se in rame;
- 35 mm², se in alluminio.

5.8 Calcolo delle temperature dei cavi

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$T_{cavo}(I_b) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right)$$

$$T_{cavo}(I_n) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right)$$

esprese in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente α_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

5.9 Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c. d. t. (I_b) = \max \left(\left| \sum_{i=1}^k Z f_i \cdot I f_i - Z h_i \cdot I h_i \right| \right)$$

con f che rappresenta le tre fasi R, S, T;

con n che rappresenta il conduttore di neutro;

con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

$$c. d. t. (I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L}{1000} \cdot [R_{cavo} \cdot \cos(\phi) + X_{cavo} \cdot \sin(\phi)] \cdot \frac{100}{V_n}$$

Con:

- $k_{cdt}=2$ per sistemi monofase;
- $k_{cdt}=1.73$ per sistemi trifase;
- L =lunghezza della tratta [m]

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in Ohm/km.

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta:

$$X'_{cavo} = \frac{f}{50} \cdot X_{cavo}$$

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

5.10 Scelta delle protezioni

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale dell'utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza lkm max;
- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag\ max}$).

5.11 Trasformatori

Tutti i trasformatori delle cabine di impianto saranno regolati e azionati secondo una logica di avviamento e funzionamento che limiti le correnti di energizzazione e che consenta una corretta regolazione delle protezioni.

All'interno dell'impianto in oggetto saranno presenti tre diverse tipologie di trasformatori abbinati a diverse tipologie di cabine di trasformazione e alimentazione dei carichi ausiliari:

- Trasformatore MT/BT 30/0,66 kV a singolo secondario (Dy11): utilizzato nelle Power Station con inverter centralizzato di taglia pari a 4400 kVA a seconda del modello. Il trasformatore sarà del tipo KNAN, con estere sintetico raffreddato ad olio.
- Trasformatore elevatore MT/AT 30/36 kV da 32 MVA a singolo secondario (YNd 11) utilizzato nell'Area BESS per elevare la tensione per la consegna in SE dell'energia elettrica, del tipo ONAN con olio minerale raffreddato ad olio.
- Trasformatore ausiliario MT/BT 30/0,4 kV da 160 kVA a singolo secondario, utilizzato per alimentare i carichi ausiliari di cabina, a resina raffreddati ad aria.

Le taglie dei trasformatori interni alle Power Station, riportate nello schema elettrico unifilare, sono scelte tenendo conto del dimensionamento degli inverter, e quindi del rapporto DC/AC scelto, della potenza nominale del pannello fotovoltaico e del contributo di potenza dato dal modulo bifacciale in funzione dell'albedo.

5.12 Fattori di correzione per generatori e trasformatori (EN 60909-0)

La norma EN 60909-0 fornisce una serie di fattori correttivi per il calcolo delle impedenze di alcune macchine presenti nella rete. Quelle utilizzate per il calcolo dei guasti riguardano i generatori e i trasformatori.

5.13 Fattori di correzione per gruppi di regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.1)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei gruppi di produzione, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_S da applicare alla impedenza complessiva nel lato MT del trasformatore:

$$Z_{SK} = K_S \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

Con

$$K_S = \frac{c_{max}}{1 + |x'' - x_t| \cdot \sqrt{1 - \cos(\phi_{rG})}}$$

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare. La formula per K_S non considera eventuali differenze tra valori nominali delle macchine e tensione nominale del sistema elettrico.

5.14 Fattori di correzione per gruppi di produzione senza regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.2)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei gruppi di produzione, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_{SO} da applicare alla impedenza complessiva nel lato MT del trasformatore:

$$Z_{SOK} = K_{SO} \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

Con

$$K_{SO} = (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x'' \cdot \sqrt{1 - \cos(\phi_{rG})}}$$

Dove p_T è la variazione di tensione del trasformatore tramite la presa a spina scelta. Nel programma viene impostato il fattore $(1-p_T)$, con $p_T = (|V_{sec}-V_{o2}|)/V_{o2}$.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare. La formula per K_{SO} non considera eventuali differenze tra valori nominali delle macchine e tensione nominale del sistema elettrico.

5.15 Studio di cortocircuito

5.15.1 Stato del neutro di impianto

Come già descritto nei paragrafi precedenti, l'impianto fotovoltaico sarà così configurato:

Tratti di connessione:

- Livello AT (36 kV): Connessione a SE di nuova realizzazione

Tratti interni all'impianto:

- Livello AT (36 kV): Connessione tra trasformatore primario e cabina di consegna
- Livello MT (30 kV): Distribuzione interna a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra le power station con inverter centralizzato e le celle MT in cabina di consegna;
- Livello BT: Distribuzione a 1500 Vdc interna ai sottocampi con entrambi i poli isolati da terra (sistema flottante).

Le informazioni considerate in merito alla corrente di guasto verso terra MT e al relativo tempo di intervento sono:

- Massima corrente di guasto trifase (I_k): < 3 kA
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,2 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra (I_F): < 100 A (contributo capacitivo della MT)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: 0,9 s
- Lunghezza complessiva delle linee MT (30kV) (Interne al campo fotovoltaico): circa 2,1 km
- Lunghezza complessiva delle linee AT (36kV) (Interne al campo fotovoltaico): circa 30 m

In merito alla risoluzione del guasto con il solo impianto di terra (che dovrebbe avere una resistenza di terra estremamente bassa) andranno verificate le tensioni di contatto per individuare le aree più a rischio dell'impianto.

5.15.2 Correnti massime di cortocircuito in PS

Per power station con inverter centralizzato del tipo SC 4400 UP, la massima corrente di cortocircuito si attesta sui 6400 A come riportato nel manuale tecnico e di seguito riportato.

Figura 7.2-Estratto da manuale tecnico dell'inverter centralizzato SC 4400 UP

16.4 Sunny Central 4400 UP

Ingresso CC	
Range di tensione MPP a 25 °C / 50 °C	962 V a 1325 V / 962 V a 1100 V
Minima tensione d'ingresso CC	934 V
Tensione di avvio	1084 V
Tensione CC massima	1500 V
Massima corrente CC (FV) a 25 °C / 50 °C	4750 A / 4037 A
Corrente CC massima per ogni ingresso (DC-DC Converter)	500 A
Corrente CC massima (in caso di FV e utilizzo di DC-DC Converter)	4800 A
Corrente di cortocircuito massima (FV)	6400 A
Collegamento CC	Capicorda
Numero ingressi CC (FV)	18 fusibili su entrambi i poli / 36 fusibili su polo singolo
Numero ingressi CC (DC-DC Converter)	6 fusibili su entrambi i poli
Sezione massima dei cavi per ogni cavo CC	400 mm ²
Zone Monitoring integrato	Opzionale
Valori di corrente nominale possibili per le protezioni CC (FV, per ciascun ingresso)	200 A / 250 A / 315 A / 350 A / 400 A / 450 A / 500 A
Valori di corrente nominale possibili per le protezioni CC (DC-DC Converter, per ciascun ingresso)	750 A

5.15.3 Calcolo dei guasti MT

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (disimmetrico);
- guasto bifase-neutro (disimmetrico);
- guasto bifase-terra (disimmetrico);
- guasto fase-terra (disimmetrico);
- guasto fase-neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti dell'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

5.15.4 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909.

Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale
- gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione Cmax;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mΩ risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right)$$

dove ΔT è 50 o 70 °C e $\alpha = 0.004$ a 20 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se f è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti dell'utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$\begin{aligned} R_{0cN} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN} \\ X_{0cN} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{aligned} R_{0cPE} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE} \\ X_{0cPE} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

dove le resistenze RdcN e RdcPE vengono calcolate come la Rdc.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$\begin{aligned} R_{0bN} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbN} \\ X_{0bN} &= 3 \cdot X_{db} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$\begin{aligned} R_{0bPE} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE} \\ X_{0bPE} &= X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db}) \end{aligned}$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, dell'utenza a monte, espressi in mΩ:

$$\begin{aligned} R_d &= R_{dc} + R_{d-up} \\ X_d &= X_{dc} + X_{d-up} \\ R_{0N} &= R_{0cN} + R_{0N-up} \\ X_{0N} &= X_{0cN} + X_{0N-up} \\ R_{0PE} &= R_{0cPE} + R_{0PE-up} \\ X_{0PE} &= X_{0cPE} + X_{0PE-up} \end{aligned}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire sbarra a cavo.

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in mΩ) di guasto trifase:

$$Z_{k \min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1N \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0PE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0PE})^2}$$

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase $I_{k \max}$, fase neutro $I_{k1N \max}$, fase terra $I_{k1PE \max}$ e bifase $I_{k2 \max}$ espresse in KA:

$$\begin{aligned} I_{k \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}} \\ I_{k1N \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \min}} \\ I_{k1PE \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}} \\ I_{k2 \max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}} \end{aligned}$$

Infine, dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

$$\begin{aligned} I_p &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max} \\ I_{p1N} &= k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N \max} \\ I_{p1PE} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE \max} \\ I_{p2} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max} \end{aligned}$$

dove

$$\kappa \approx 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \cdot \frac{R_d}{X_d}}$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: "Electrical installations of ships". Se richiesto, I_p può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 "Neglecting short-circuit current decay". Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente $k = 1.8$ che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

5.15.5 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione C_{min} , che può essere 0.95 se $C_{max} = 1.05$, oppure 0.90 se $C_{max} = 1.10$ (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore C_{min} è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec Ro64-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Tabella 1-Temperature limite in base agli isolanti dei cavi

Isolante	Cenelec Ro64-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$R_{d\ max} = R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0N\ max} = R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0PE\ max} = R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze massime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase I_{k1min} e fase terra, espresse in kA:

$$I_{k1min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{kmax}}$$

$$I_{k1Nmin} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1Nmax}}$$

$$I_{k1PEmin} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PEmax}}$$

$$I_{k2min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{kmax}}$$

5.15.6 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con Z_d la impedenza diretta della rete, con Z_i l'impedenza inversa, e con Z_0 l'impedenza omopolare.

Nelle formule riportate in seguito, Z_0 corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{Z_0 - \alpha Z_i}{Z_d \cdot Z_i + Z_d \cdot Z_0 + Z_i \cdot Z_0} \right|$$

e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2max}$$

5.15.7 Guasti monofasi a terra linee MT e AT

Calcolo correnti omopolari a seguito di guasto fase-terra in circuiti di media-alta tensione.

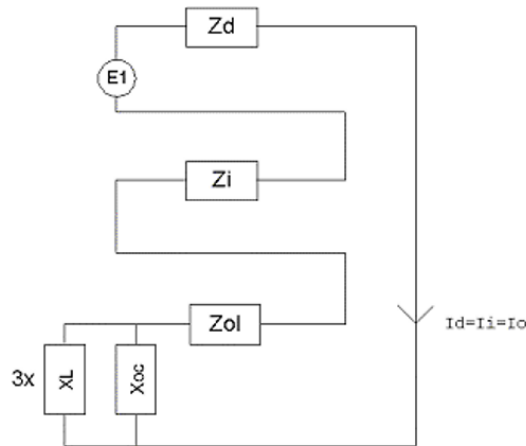
Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

Inoltre, le tecniche di determinazione delle linee guaste tramite relè varmetrici richiedono la conoscenza dei valori di corrente omopolare in funzione dei punti di guasto.

La nuova CEI 0-16 (e precedentemente la Enel DK5600), con l'introduzione del collegamento a terra del centro stella in alta, richiede uno strumento per il dimensionamento della bobina di Petersen e il coordinamento delle protezioni degli utenti.

Per rispondere a tutte queste problematiche, Ampère Professional esegue il calcolo del regime di corrente omopolare a seguito di un guasto fase-terra.

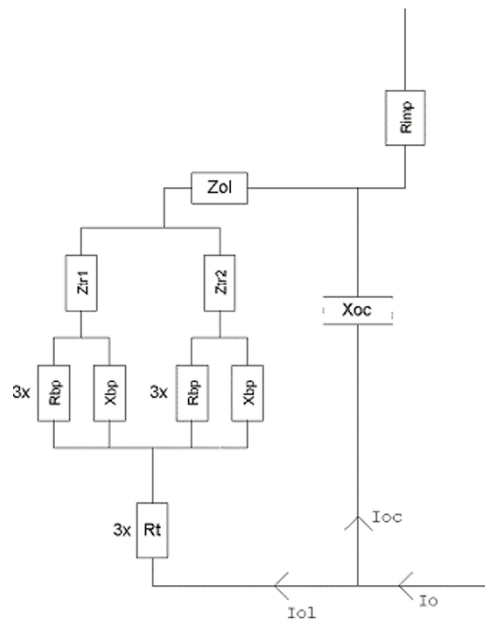
Il modello di calcolo delle correnti omopolari, seguendo la teoria delle sequenze dirette, inverse e omopolari, per un guasto fase-terra è il seguente:



Con Z_d e Z_i si intendono le impedenze alle sequenze diretta ed inversa.

Per il calcolo dell'impedenza omopolare occorre considerare più elementi (vedi figura in basso, esempio con due trasformatori in parallelo):

- Z_{ol} : impedenza omopolare del tratto di linea dal punto di guasto fino al trasformatore a monte;
- Z_{tr} : impedenza omopolare del trasformatore (vista a secondario);
- $Z_{bp\tau}$: $(R_{bp} + jX_{bp})$ impedenza bobina di Petersen, costituita da un resistore ed una induttanza in parallelo;
- R_t : resistenza di terra punto di collegamento a terra del centro stella del trasformatore;
- R_{imp} : resistenza per guasto a terra non franco;
- X_{oc} : reattanza capacitiva di tutta la rete appartenente alla stessa zona dell'utenza guasta e a valle dello stesso trasformatore.



Nota: il valore di X_{oc} è praticamente lo stesso per qualsiasi punto di guasto. Riferimenti: Lezioni di Impianti elettrici di Antonio Paolucci (Dipartimento Energia Elettrica Università di Padova) e CEI 11-37.

Per calcolare con buona approssimazione la X_{oc} , si utilizzano le due formule:

$$I_g = \frac{3 \cdot E}{X_{oc}}$$

$$I_g = (0.003 \cdot L1 + 0.2 \cdot L2) \cdot V_{kv}$$

dove I_g è la corrente di guasto a terra calcolata considerando la sola reattanza capacitiva nella prima formula, mentre nella seconda è riportato il suo valore se si è a conoscenza delle lunghezze (in km) di rete aerea $L1$ ed in cavo $L2$ della rete in alta. V_{kv} è il valore di tensione nominale concatenata espressa in kV. Uguagliando le due formule, ed esplicitando per X_{oc} si ottiene:

$$X_{oc} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^9}{(0.003 \cdot l1 + 0.2 \cdot l2)} \cdot \frac{f_0}{f}$$

con $l1$ e $l2$ espresse in metri, X_{oc} espressa in mohm, $f_0 = 50$ Hz e f la frequenza di lavoro.

Calcolata la corrente di guasto omopolare I_o , secondo lo schema riportato nella figura precedente, rispetto a tutti i punti di guasto (valle delle utenze), si deve calcolare come essa si ripartisce nella rete e quanta viene vista da ogni protezione omopolare 67N distribuita nella rete.

Per prima cosa la I_o va ripartita in due correnti: I_{oc} per la X_{oc} , l'altra (I_{ol}) per il centro stella del trasformatore attraverso la bobina di Petersen.

Poi, la I_{ol} viene suddivisa tra gli eventuali trasformatori in parallelo, proporzionalmente alla potenza.

La I_{oc} , essendo la corrente capacitiva che si richiude attraverso le capacità della rete, va suddivisa tra le utenze in cavo o aeree in alta proporzionalmente alla capacità di ognuna (condensatori in parallelo).

Per ora non si tiene conto dei fattori di riduzione relativi a funi di guardia delle linee elettriche aeree e degli schermi metallici dei cavi sotterranei.

Tali fattori determinerebbero una riduzione della corrente I_{oc} e I_{ol} in quanto esisterebbe una terza componente nella I_o che si richiude attraverso questi elementi.

5.16 Scelta delle protezioni

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale dell'utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte
- dell'utenza $I_{km\ max}$;
- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag\ max}$).

5.1.1 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

Secondo la norma 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);

la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

Le intersezioni sono due:

- $I_{ccmin} \geq I_{inters\ min}$ (quest'ultima riportata nella norma come Ia);
- $I_{ccmax} \leq I_{inters\ max}$ (quest'ultima riportata nella norma come Ib).
- L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
- $I_{ccmin} \geq I_{inters\ min}$.
- L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
- $I_{cc\ max} \leq I_{inters\ max}$.

Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

Note:

La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti $K^2 S^2$ e la I_z dello stesso.

La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

5.2 Verifica di selettività

È verificata la selettività tra protezioni mediante la sovrapposizione delle curve di intervento. I dati forniti dalla sovrapposizione, oltre al grafico sono:

Corrente Ia di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64-8: pertanto viene sempre data la corrente ai 5s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 par 413.1.3. Fornendo una fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati sono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;

Tempo di intervento in corrispondenza della minima corrente di guasto alla fine dell'utenza a valle: minimo per la protezione a monte (determinato sulla caratteristica limite inferiore) e massimo per la protezione a valle (determinato sulla caratteristica limite superiore);

Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;

Corrente al limite di selettività: ossia il valore della corrente in corrispondenza all'intersezione tra la caratteristica limite superiore della protezione a valle e la caratteristica limite inferiore della protezione a monte (CEI 23.3 par 2.5.14).

Selettività: viene indicato se la caratteristica della protezione a monte si colloca sopra alla caratteristica della protezione a valle (totale) o solo parzialmente (parziale a sovraccarico se l'intersezione tra le curve si ha nel tratto termico).

Selettività cronometrica: con essa viene indicata la differenza tra i tempi di intervento delle protezioni in corrispondenza delle correnti di cortocircuito in cui è verificata.

Nelle valutazioni si deve tenere conto delle tolleranze sulle caratteristiche date dai costruttori.

Quando possibile, alla selettività grafica viene affiancata la selettività tabellare tramite i valori forniti dalle case costruttrici. I valori forniti corrispondono ai limiti di selettività in A relativi ad una coppia di protezioni poste una a monte dell'altra. La corrente di guasto minima a valle deve risultare inferiore a tale parametro per garantire la selettività.

Per la scelta delle protezioni nella cabina di consegna si rimanda all'elaborato "Schema elettrico unifilare impianto AgriPV".

5.3 Funzionamento in soccorso

Se necessario, è verificata la rete o parte di essa in funzionamento in soccorso, quando la fornitura è disinserita e l'alimentazione è fornita da sorgenti alternative come generatori o UPS.

Vengono calcolate le correnti di guasto, la verifica delle protezioni con i nuovi parametri di alimentazione.

6 CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA

Lo scopo di questa sezione è riportare un calcolo preliminare del sistema di terra relativo all'impianto fotovoltaico connesso tramite una linea MT 30 kV alla cabina di consegna che a sua volta si ricollega a un trasformatore per l'elevazione della tensione a 36 kV in area BESS. Sarà realizzato un nuovo impianto di terra che nel suo complesso dovrà risultare un unico elemento equipotenziale in tutti i suoi punti; perciò, tutte le strutture e parti metalliche presenti nel sito dovranno essere connesse ad esso contemporaneamente.

6.1 Definizioni

- Elettrodo ausiliario di terra: elettrodo di terra con determinati vincoli progettuali/operativi. La sua funzione primaria può essere diversa dal condurre le correnti di guasto verso terra.
- Elettrodo di terra: conduttore interrato e usato per disperdere le correnti di guasto verso terra.
- Elettrodo di terra primario: elettrodo di terra progettato o adattato per scaricare le correnti di guasto verso terra secondo precisi profili di scarica richiesti (anche in maniera implicita) dal progetto di impianto.
- Ground mat: piastra metallica solida o sistema di conduttori nudi ravvicinati interconnessi tra loro e posizionati a basse profondità al di sopra di una rete di terra esistente al fine di introdurre una misura di protezione aggiuntiva, minimizzando il pericolo di esposizione a gradienti di tensione troppo elevati in luoghi in cui è segnalata un'elevata presenza di persone. Tipologie comuni di ground mMT prevedono l'installazione di griglie metalliche sopra la superficie del terreno o immediatamente sotto la superficie.
- Ground potential rise (GPR): è il massimo potenziale che può instaurarsi tra la rete di terra e un punto posto a una certa distanza identificato come terra remota. Tale potenziale è calcolato attraverso il prodotto tra la massima corrente di guasto verso terra e la resistenza di terra del sistema. In condizioni normali, le apparecchiature elettriche messe a terra funzionano con un potenziale rispetto a quello della terra remota praticamente nullo; durante un guasto a terra, la parte di corrente di guasto dispersa verso terra provoca un aumento del potenziale del sistema di terra rispetto alla terra remota.
- Rete di terra: sistema orizzontale di elettrodi di terra che consiste in un numero di sbarre conduttrici interrate interconnesse fra loro. Fornisce un riferimento di tensione comune per dispositivi elettrici e strutture metalliche; inoltre limita i gradienti di tensione per tutta l'estensione della stessa. Normalmente la rete orizzontale è integrata con un certo numero di picchetti di terra e con gli elettrodi ausiliari di terra al fine di ridurre ulteriormente la resistenza totale di terra.
- Sistema di terra: comprende tutte le strutture di terra interconnesse in una specifica area.
- Tensione di contatto: differenza di potenziale tra il GPR e il potenziale del punto o superficie in cui una persona è contemporaneamente in piedi e a contatto con una struttura messa a terra.

- Tensione di contatto metal-to-metal: differenza di potenziale che si può creare tra due oggetti o strutture metalliche di cui una persona può entrare a contatto contemporaneamente con mani o piedi.
- Tensione di maglia: è la massima tensione che si può instaurare all'interno di una maglia della rete di terra.
- Tensioni di passo: La differenza di potenziale in un tratto convenzionale di un metro corrispondente alla distanza che una persona può colmare con i piedi senza toccare nessun altro oggetto collegato a terra.

6.2 Informazioni preliminari

L'impianto fotovoltaico sarà così configurato ed avrà i seguenti livelli di tensione ed i relativi stati del neutro:

- Livello AT (36 kV): Connessione a SE di nuova realizzazione

Inoltre, all'interno dell'area di impianto:

- Livello AT (36 kV): Connessione tra trasformatore primario e cabina di consegna
- Livello MT (30 kV): Distribuzione interna a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra le power station con inverter centralizzato e le celle MT in cabina di consegna;
- Livello BT: Distribuzione a 1500 Vdc interna ai sottocampi con entrambi i poli isolati da terra (sistema flottante).

Le informazioni considerate in merito alla corrente di guasto verso terra MT e AT e al relativo tempo di intervento sono:

- Massima corrente di guasto trifase (I_k): < 3 kA
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,2 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra (I_f): < 100 A (contributo capacitivo della MT)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: 0,9 s
- Lunghezza complessiva delle linee MT (30kV) (Interne al campo fotovoltaico): circa 2 km
- Lunghezza complessiva delle linee AT (36kV) (Interne al campo fotovoltaico): circa 30 m

In merito alla risoluzione del guasto con il solo impianto di terra (che dovrebbe avere una resistenza di terra estremamente bassa); andranno verificate le tensioni di contatto per individuare le aree più a rischio dell'impianto.

I primi metri di sottosuolo a partire dal piano campagna, sono caratterizzati dalla presenza di **depositi alluvionali di natura prevalentemente limoso-argillosa**.

Dall'analisi dei dati disponibili si possono desumere in via preliminare i seguenti parametri geotecnici per i terreni interessati dal progetto:

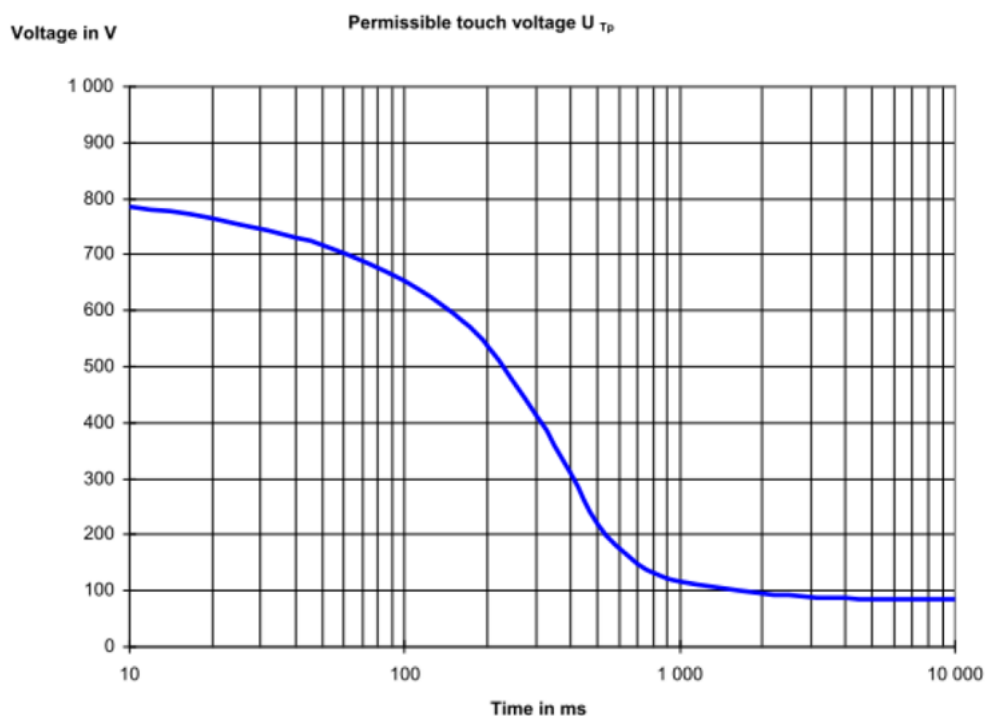
per gli strati più coesivi (generalmente i primi 5 metri)

Resistenza alla punta	q_c 7,60 kg/cm ²
Coesione non drenata	C_u 0,37 kg/cm ²
Modulo edometrico	M_o 25,40 kg/cm ²
Velocità onde di taglio	V_s 116,93 m/s
Peso specifico terreno immerso	γ' 0,71 T/m ³

Il confronto effettuato con la tabella J1, estratta dalla Norma CEI EN 50522, ha restituito, tenendo comunque conto della variabilità geologica riscontrata, un valore stimato di resistività del terreno di circa 150 ohm*m.

Considerando i dati citati., il tempo di intervento impone un limite al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 120 V per 0,9 s di guasto a terra (CEI EN 50522, Fig.4).

Figura 6.8- Massima tensione ammissibile (CEI EN 50522, Fig.4)



Tale limite, confrontato con la tensione totale di terra U_T (con il GPR) impone una resistenza di terra minima di progetto R_T , data da un tempo di intervento per la risoluzione dei guasti MT e AT sopra gli 1,2 s dove il valore di tensione si attesta, di:

$$R_T = \frac{U_T}{I_G} = \frac{120}{13} = 9,23 \, \Omega$$

Data la resistività del terreno considerata, pari a 150 Ohm*m e data l'estensione dell'area di impianto, la resistenza totale dell'impianto di terra da realizzare sarà sicuramente inferiore a tale limite (si rimanda al calcolo effettuato nei paragrafi successivi).

6.3 Tipologia di dispersori di terra

Si riportano di seguito le formule utilizzate per il calcolo della resistenza di terra di diversi dispersori, nelle quali si tiene conto del tipo di terreno.

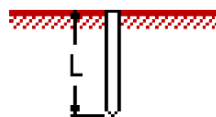
Impostata la resistività ρ del terreno, per ogni tipo di dispersore si devono inserire i parametri che lo definiscono.

6.3.1 Parametri:

- lunghezza L ;
- raggio del picchetto a ;
- distanza tra picchetti d ;
- profondità s ;
- raggio del filo a ;
- raggio anello r ;
- raggio piastra r ;
- lunghezze lati dispersori rettangolari a, b ;
- numero conduttori per lato n_a, n_b .

6.3.2 Tipologie di dispersori:

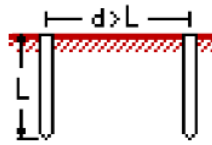
Picchetto verticale:



per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot L}{a} - 1 \right)$$

Due picchetti verticali:

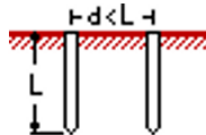


per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot d} \cdot \left(1 - \frac{L^2}{3 \cdot d^2} + \frac{2 \cdot L^4}{5 \cdot d^4} \dots \right)$$

La formula ha il vincolo: $d > L$.

Due picchetti verticali vicini:

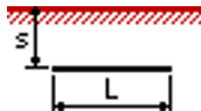


per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot L}{a} + \ln \frac{4 \cdot L}{d} - 2 + \frac{d}{2 \cdot L} - \frac{d^2}{16 \cdot L^2} + \frac{d^4}{512 \cdot L^4} \dots \right)$$

Vincolo: $d < L$.

Dispersore lineare:



per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$; per avere L , il valore L' inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $L=L'/2$;

per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot L}{a} + \ln \frac{4 \cdot L}{s} - 2 + \frac{s}{2 \cdot L} - \frac{s^2}{16 \cdot L^2} + \frac{s^4}{512 \cdot L^4} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L'$.

Dispersore angolare:



per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s = 2 \cdot s'$;

per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a = a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} - 0.2373 + 0.2146 \cdot \frac{s}{L} + 0.1035 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L$.

Stella a tre punte:



per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s = 2 \cdot s'$;

per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a = a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{6 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 1.071 - 0.209 \cdot \frac{s}{L} + 0.238 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L$.

Stella a quattro punte:



per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s = 2 \cdot s'$;

per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{8 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 2.912 - 1.071 \cdot \frac{s}{L} + 0.645 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L$.

Stella a sei punte:



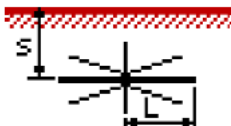
per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$;

per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{12 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 6.851 - 3.128 \cdot \frac{s}{L} + 1.758 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L$.

Stella a otto punte:



per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2 \cdot s'$;

per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{16 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 10.98 - 5.51 \cdot \frac{s}{L} + 3.26 \cdot \frac{s^2}{L^2} \dots \right)$$

Vincolo: $s' < L$.

Dispersore ad anello:

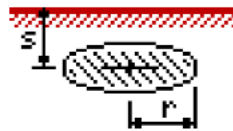


per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2*s'$;

per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

$$R_T = \frac{\rho}{4 \cdot \pi^2 \cdot r} \cdot \left(\ln \frac{8 \cdot r}{a} + \ln \frac{8 \cdot r}{s} \right)$$

Piastra rotonda orizzontale:



per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2*s'$;

$$R_T = \frac{\rho}{8 \cdot r} + \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot s} \cdot \left(1 - \frac{7}{12} \frac{r^2}{s^2} + \frac{33}{40} \frac{r^4}{s^4} \dots \right)$$

Vincolo: $r < 2*s'$.

Piastra rotonda verticale:

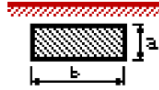


per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2*s'$.

$$R_T = \frac{\rho}{8 \cdot r} + \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot s} \cdot \left(1 + \frac{7}{24} \frac{r^2}{s^2} + \frac{99}{320} \frac{r^4}{s^4} \dots \right)$$

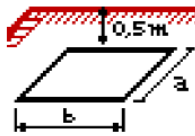
Vincolo: $r < s'$.

Piastra rettangolare verticale:



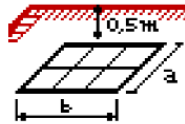
$$R_T = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{a \cdot b}}$$

Dispersore ad anello rettangolare:



$$R_T = \frac{\rho}{a + b}$$

Maglia rettangolare:



$$R_T = \rho \cdot \left(\frac{1}{4 \cdot r} + \frac{1}{\Sigma I} \right)$$

$$\Sigma I = nb \cdot b + na \cdot a$$

con lunghezza totale dei conduttori costituenti la rete:

$$r = \sqrt{\frac{a \cdot b}{\pi}}$$

(I riferimenti bibliografici delle formule sono: Lorenzo Fellin, Complementi di impianti elettrici, CUSL; M. Montalbetti, L'impianto di messa a terra, Editoriale Delfino, Milano).

6.4 Calcoli dell'estensione dell'impianto di terra

6.4.1 Analisi della rete di terra

Il nuovo impianto fotovoltaico si estenderà su tutta la superficie prevista.

A servizio dello stesso verrà realizzato un nuovo impianto di terra; pertanto, prima di procedere alla realizzazione dello stesso, occorrerà verificare la natura del suolo e la resistività.

Quest'ultima è influenzata da diversi fattori quali:

- Tipo di terreno
- Stratificazione
- Temperatura
- Composizione chimica e concentrazione di sali disciolti
- Presenza di metalli e/o tubazioni in cls
- Umidità del terreno

L'obiettivo ideale è ottenere una resistenza di terra tale per cui qualsiasi guasto verso terra interno all'impianto non generi tensioni pericolose per le persone.

Da una indagine geotecnica realizzata nel sito si è stimata una resistività del terreno pari a 150 Ohm*m. L'estensione dell'impianto di terra dovrà essere realizzata attraverso una griglia di dispersori disposti orizzontalmente e chiusi ad anello; tale griglia dovrà ricoprire l'intera area di impianto.

Il dispersore utilizzato dovrà essere corda di rame nuda con una sezione minima pari a:

$$S_{min} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{K_c^2}} = \sqrt{\frac{13^2 \cdot 0,9}{228^2}} \ll 50 \text{ mm}^2$$

dove:

- I è la massima corrente di guasto verso terra espressa in Ampère;
- t è il tempo di intervento della protezione MT in secondi
- Kc è il coefficiente per conduttori nudi non in contatto con materiali danneggiabili (per range di temperatura 30-500°C);

Sebbene Smin risulti molto piccola, in questa fase di progettazione, si è scelta una sezione minima 35 mm².

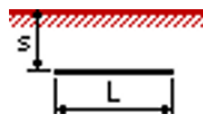
Il dispersore di terra sarà costituito da un cavo di rame nudo posato direttamente nel terreno durante lo scavo per la posa dei cavidotti corrugati necessari per la posa dei cavi AT, MT e BT. Si verrà così a realizzare una maglia collegata in più punti ad un anello perimetrale.

A prescindere dall'effettivo valore di resistività del terreno, i chilometri di questo dispersore garantiranno un valore di dispersione idoneo a tutte le soglie dei vari dispositivi di protezione sia BT che MT che AT.

Verranno collegati alla rete di terra anche i pali delle strutture fisse dei pannelli. In riferimento alla recinzione tutti i tratti che ricadono all'interno della maglia di terra globale dovranno essere collegati a terra; i tratti esterni alla maglia globale andranno invece isolati da terra. In tali tratti deve essere garantita una distanza minima tra recinzione e struttura di sostegno dei pannelli di almeno 5 metri.

Al completamento dell'impianto andrà valutata la resistenza tra le parti e/o strutture metalliche non direttamente connesse a terra e la terra stessa: se tali resistenze sono inferiori ai 1000 Ω allora occorre collegare tali parti e/o strutture all'impianto di terra.

Considerando l'estensione dell'impianto e la lunghezza dei suoi lati, si è stimato il seguente valore di resistenza di terra impiegando un dispersore di tipo lineare, considerando la rete di terra estesa su tutti i rami MT di impianto, secondo la seguente relazione:



Con:

$$R_T = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot L}{a} + \ln \frac{4 \cdot L}{s} - 2 + \frac{s}{2 \cdot L} - \frac{s^2}{16 \cdot L^2} + \frac{s^4}{512 \cdot L^4} \dots \right)$$

e le seguenti caratteristiche:

Tipo di dispersore:	Lineare
Tipo di terreno (terriccio):	150 $\Omega \cdot m$
s:	0,5 m
L:	3000 m
a:	11,7 mm

Secondo quanto sopra si ipotizza un valore di resistenza di terra pari a 0,09 Ω , raggiungibile mediante un dispersore lineare con conduttore di 35 mm².

Tale calcolo, riferito alla fase definitiva di progetto, andrà verificato in fase di progettazione esecutiva. A valle di quest'ultima e della realizzazione dell'impianto andranno in ogni caso eseguiti

i rilievi delle tensioni di contatto all'interno dell'area al fine di individuare le aree soggette a maggior rischio (presenza di gradienti di tensione elevati).

6.4.2 Risoluzione Guasto MT

La distribuzione MT, essendo a neutro isolato, permette di avere correnti di guasto verso terra ridotte rispetto al livello di tensione MT (dell'ordine delle centinaia di Ampère).

Assumendo che la resistenza di terra sia pari a $R_t = 0,09 \Omega$ e che il guasto sia risolto dall'interruttore entro 0,9 s, al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 120 V (CEI EN 50522, Fig.4) il guasto verso terra lato MT è risolto se la massima corrente di guasto verso terra è inferiore a:

$$I_g = \frac{120}{0,09} = 1376 A$$

Nel caso in esame il sistema è in MT a neutro isolato, ove in condizioni ordinarie l'impedenza che collega ciascun conduttore di linea con la terra è dovuta alla capacità dei conduttori verso terra. Tale circostanza genera correnti capacitive che costituiscono un sistema equilibrato, genericamente di valore modesto, ma proporzionali al tipo e alla lunghezza della linea, cavo o aerea oltre alla tensione di linea.

Tipicamente la corrente ordinaria capacitiva I_{gcavo} per linee in cavo è data dalla formula:

$$I_{g,cavo} = V \cdot 0,2 \cdot L_{cavo}$$

$$L_{cavo,MT} = 2,1 km$$

$$L_{cavo,AT} = 0,03 km$$

- V = tensione nominale della rete (kV)
- L_{cavo} = lunghezza totale delle linee in cavo MT e AT (km). (interne al campo fotovoltaico):

Pertanto, nel caso in esame si considerano che le linee MT (30 kV) e AT (36 kV) si estendono internamente all'impianto fotovoltaico per una lunghezza complessiva di circa 2,1 km il contributo capacitivo della corrente di guasto sarà pari a circa:

$$I_{cap,guasto} = 30 kV \cdot 0,2 \cdot 2,1 km + 36 kV \cdot 0,2 \cdot 0,03 km = 13 A$$

Tale valore è inferiore ai 1376 A stimati, pertanto il guasto verso terra lato MT risulta risolto.

Rimane confermata la necessità di effettuare la verifica delle tensioni di contatto su tutte le masse presenti in impianto con resistenza verso terra superiore a 1000 Ω .

In relazione all'ipotesi di guasto, gli schermi dei cavi MT dovranno essere messi a terra nel rispetto delle norme CEI.

6.4.3 Risoluzione guasto BT (AC current)

La distribuzione BT in corrente alternata prevede la porzione di impianto compresa tra il trasformatore MT/BT e l'inverter all'interno delle Power Station e trasformatori BT/BT per l'alimentazione delle utenze ausiliarie di impianto. Entrambi i trasformatori presenti in cabina hanno il centro stella del livello BT messo a terra; perciò, le condizioni sono analoghe al livello di tensione MT con correnti di guasto verso terra elevate e non risolvibili dall'impianto di terra. Pertanto, al fine di garantire la protezione delle persone da tensioni potenzialmente pericolose occorre, prima della messa in esercizio dell'impianto, procedere con le misure di contatto, per l'identificazione delle zone d'impianto potenzialmente più a rischio.

6.4.4 Protezione contro i contatti diretti ed indiretti

Le misure di protezione mediante isolamento delle parti attive e mediante involucri o barriere sono intese a fornire una protezione totale contro i contatti diretti.

La protezione del suddetto tipo di contatto sarà quindi assicurata dai provvedimenti seguenti:

- copertura completa delle parti attive a mezzo di isolamento rimovibile solo con la distruzione di quest'ultimo;
- parti attive poste dentro involucri tali da assicurare il grado di protezione adeguato al tipo di ambiente in cui sono installate.

La protezione dai contatti indiretti avrà come principio base l'interruzione automatica dell'alimentazione e, pertanto, il collegamento equipotenziale di tutte le masse metalliche che, per un difetto dell'isolamento primario possano assumere un potenziale pericoloso ($U_T > 50 \text{ V}$), unitamente all'estinzione del guasto tramite apertura del dispositivo di protezione a monte della zona in cui si è manifestato il guasto. A tal fine occorre che il valore della resistenza di terra e l'intervento del dispositivo di protezione siano tra loro coordinati affinché l'estinzione del guasto avvenga entro i limiti previsti dalle norme vigenti in materia.

La protezione contro i contatti indiretti, pur essendo eseguibile mediante impiego di dispositivi a massima corrente in quanto gli impianti sono realizzati con tipologia distributiva TN-S verrà comunque realizzata - al fine di rendere ancora più tempestivi gli interventi delle protezioni - mediante l'installazione di dispositivi a corrente differenziale installati a monte delle linee terminali e la connessione all'impianto di terra esistente. I conduttori di protezione saranno collegati all'impianto di terra globale mediante installazione di un conduttore PE che dalle barre di terra dei quadri collegherà tali masse e le masse estranee ivi presenti al collettore di terra generale di cabina.

La protezione contro i contatti indiretti in caso di guasto a terra nei sistemi di distribuzione TN-S è prevista con collegamento a terra delle masse e interruttori differenziali ad alta sensibilità (0,03 A, 0,3 A, 0,5 A), al fine di rispettare le condizioni di sicurezza indicata dalle norme CEI 64-8 in 413.1.4.2.

6.4.5 Risoluzione guasto BT (DC current)

Nella distribuzione DC (dal modulo fino all'inverter) è previsto un sistema con entrambi i poli flottanti (sistema isolato); il primo guasto verso terra è conseguentemente a corrente nulla. Nel caso in cui il primo guasto non fosse rilevato e si verificasse un secondo guasto verso terra, si creerebbero correnti di guasto verso terra dell'ordine di svariati kA, non risolvibili dall'impianto di terra in quanto sarebbe necessaria una resistenza di terra MT molto bassa, difficilmente raggiungibile.

Pertanto, al fine di proteggere il sistema e limitare le tensioni di contatto (indicate nella CEI EN 50522) entrambi i poli DC di tutte le stringhe dovranno monitorati costantemente attraverso un controllo dell'isolamento verso terra. Tale controllo avviene attraverso due soglie di allarme:

Una prima soglia (normalmente impostata intorno ai 30 k Ω) al di sotto della quale verrà prodotto un segnale di allarme al sistema SCADA;

Una seconda soglia (normalmente impostata intorno ai 10 k Ω) al di sotto del quale verranno prodotti un segnale di allarme al sistema SCADA e un allarme visibile e udibile in control room.

Il sistema di controllo dell'isolamento deve essere operativo sempre e in ogni condizione.

Secondo l'indicazione degli standard, il primo guasto deve essere chiaramente segnalato e dev'essere tempestivamente risolto; nel caso in cui si verifichi un secondo guasto devono intervenire necessariamente i fusibili lato DC per la protezione dell'impianto contro le sovracorrenti.

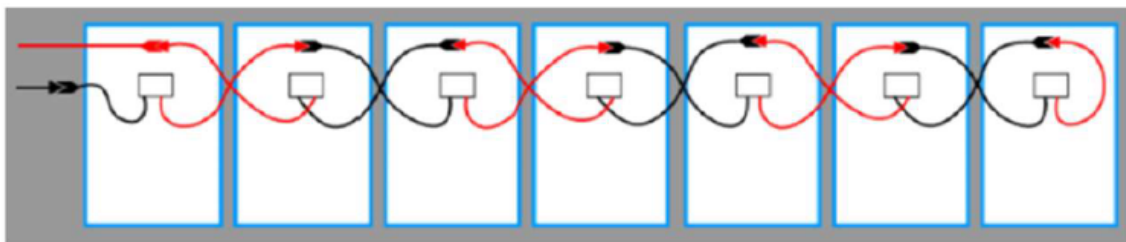
7 SCARICHE ATMOSFERICHE

Per la verifica della protezione dell'impianto in oggetto contro le sovratensioni di origine atmosferica deve essere effettuata una valutazione del rischio che tiene conto di:

- Numero all'anno di fulmini su una determinate struttura o area;
- Probabilità che tale evento possa causare danni;
- Danno economico medio in relazione ai danni avvenuti.

La valutazione del rischio è quindi influenzata dalla tipologia di impianto di riferimento e dalle apparecchiature presenti al suo interno. L'impianto in questione è composto quasi interamente da strutture metalliche poste all'aperto, e di modesta altezza (circa 2-3m; 7-8 m i pali di illuminazione) e collegate direttamente all'impianto di terra, per questo motivo il rischio da fulminazione è minimo. La configurazione dell'impianto adottata prevede l'utilizzo a tutti i livelli di tensione di scaricatori per la protezione dell'impianto contro le sovratensioni. Nel collegamento delle stringhe verrà utilizzato un sistema ad incrocio di conduttori in modo da minimizzare l'area della spira di induzione (vedi figura).

Figura 7.1-Connessione stringa con incrocio conduttori



Pur non potendo applicare la norma CEI EN 62305 in quanto non inerente ad un volume chiuso, l'impianto, ai fini probabilistici di fulminazione, può essere considerato equivalente ad un "sistema autoprotetto".