ISTANZA VIA
Presentata al
Ministero della Transizione Ecologica
e al Ministero della Cultura
(art. 23 del D. Lgs 152/2006 e ss. mm. ii)

PROGETTO

IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA (AGRIVOLTAICO) COLLEGATO ALLA RTN POTENZA NOMINALE (DC) 52,48 MWp POTENZA IN IMMISSIONE (AC) 50 MW

Comune di Carlentini (SR)

RELAZIONE CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI

B63.IT.21.SC.-CARLENTINI_PI-R01

PROPONENTE:
TEP RENEWABLES (CARLENTINI PV) S.R.L.
Viale Shakespeare, 71 00144 – Roma
P. IVA e C.F. 16376291007 – REA RM - 1653289

PROGETTISTA:
ING. MATTEO BERTONERI
Iscritto all' Ordine degli Ing. della Provincia di Massa Carrara al n. 669 sez. A

Data	Rev.	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
06/2022	0	Prima emissione	IC/MB	GG	G. Calzolari

INDICE

1 PREMESSA 4
2 STATO DI FATTO 4
2.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE 4
3 DATI GENERALI DELL'IMPIANTO 8
3.1 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO 8
3.2 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO 9
4 RIFERIMENTI NORMATIVI 12
4.1 NORME DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE 12
4.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE 14
5 CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO MT-BT 14
5.1 ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE 14
5.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO 16
5.3 ARMONICHE 17
5.4 DIMENSIONAMENTO CAVI 18
5.5 INTEGRALE DI JOULE 20
5.6 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO 21
5.7 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE 22
5.8 CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI 23
5.9 CADUTE DI TENSIONE 23
5.10 TRASFORMATORI 24
5.10.1 Trasformatori a due avvolgimenti 25
5.10.2 Trasformatori a tre avvolgimenti 27
5.10.3 Fattori di correzione per generatori e trasformatori (EN 60909-0) 28
5.10.4 Fattori di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3) 28
5.10.5 Fattori di correzione per generatori sincroni (EN 60909-0 par. 6.6.1) 28
5.10.6 Fattore di correzione per gruppi di produzione con regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.1) 29
5.10.7 Fattore di correzione per gruppi di produzione senza regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.2) 29
5.11 STUDIO DI CORTOCIRCUITO 30
5.11.1 Stato del neutro di impianto 30
5.11.2 Calcolo dei guasti MT 31
5.11.3 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito 31
5.11.4 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito 34
5.11.5 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra 35

5.11.6 Guasti monofasi a terra linee MT 35
5.12 SCELTA DELLE PROTEZIONI....38
5.12.1 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture....38
5.12.2 Verifica di selettività....39
5.13 FUNZIONAMENTO IN SOCCORSO....40
5.14 MASSIMA LUNGHEZZA PROTETTA IN MT....40
6 CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA....41
6.1 DEFINIZIONI....41
6.2 INFORMAZIONI PRELIMINARI....42
6.3 TIPOLOGIA DI DISPERSORI DI TERRA....43
6.4 CALCOLI DELL'ESTENSIONE DELL'IMPIANTO DI TERRA....49
6.4.1 Analisi della rete di terra....49
6.4.2 Risoluzione Guasto MT....50
6.4.3 Risoluzione guasto BT (AC current)....51
6.4.4 Protezione contro i contatti diretti ed indiretti....51
6.4.5 Risoluzione guasto BT (DC current)....52
6.5 SCARICHE ATMOSFERICHE....52

1 PREMESSA

TEP Renewables (Carlentini PV) S.r.l. è una società italiana del Gruppo TEP Renewables. Il gruppo, con sede legale in Gran Bretagna, ha uffici operativi in Italia, Cipro e USA. Le attività principali del gruppo sono lo sviluppo, la progettazione e la realizzazione di impianti di medie e grandi dimensioni per la produzione di energia da fonti rinnovabili in Europa e nelle Americhe, operando in proprio e su mandato di investitori istituzionali.
Il progetto in questione prevede la realizzazione di un impianto solare fotovoltaico di potenza nominale pari a 52,48 MWp da realizzare in **regime agrivoltaico** nel territorio comunale di Carlentini (SR) per l'installazione del campo fotovoltaico con coinvolgimento, per l'interconnessione alla RTN, anche del Comune di Melilli, entrambi ricadenti nella Provincia Regionale di Siracusa, oggi Libero consorzio comunale.
Il progetto nel suo complesso ha contenuti economico-sociali importanti e tutti i potenziali impatti sono stati sottoposti a mitigazione.
Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanti tra loro 10,5 m in modo da consentire la coltivazione tra le interfila e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento, così da assicurare una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto e la massimizzazione dell'uso agronomico del suolo coinvolto. L'impianto fotovoltaico sarà tecnicamente connesso mediante un cavidotto interrato in MT a 30 kV di lunghezza pari a ca. 17,95 km con tracciato massimamente su strada pubblica, che giungerà ad una cabina di utenza posta nei pressi della stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN "Carlentini 380/150/36 kV", alla quale sarà collegata in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV previo ampliamento della stessa.
Entrando nel merito, la superficie complessiva dell'area catastale è pari a 120,33 ha, dei quali la superficie sede delle infrastrutture di progetto, completamente recintata, è pari a ca. 62,56 ha: qui, la scelta operata da parte della Società proponente, di sfruttare l'energia solare per la produzione di energia elettrica optando per il regime agrivoltaico, consente di coniugare le esigenze energetiche da fonte energetica rinnovabile con quelle di minimizzazione della copertura del suolo, allorché tutte le aree lasciate libere dalle opere, saranno rese disponibili per fini agronomici.

2 STATO DI FATTO

2.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

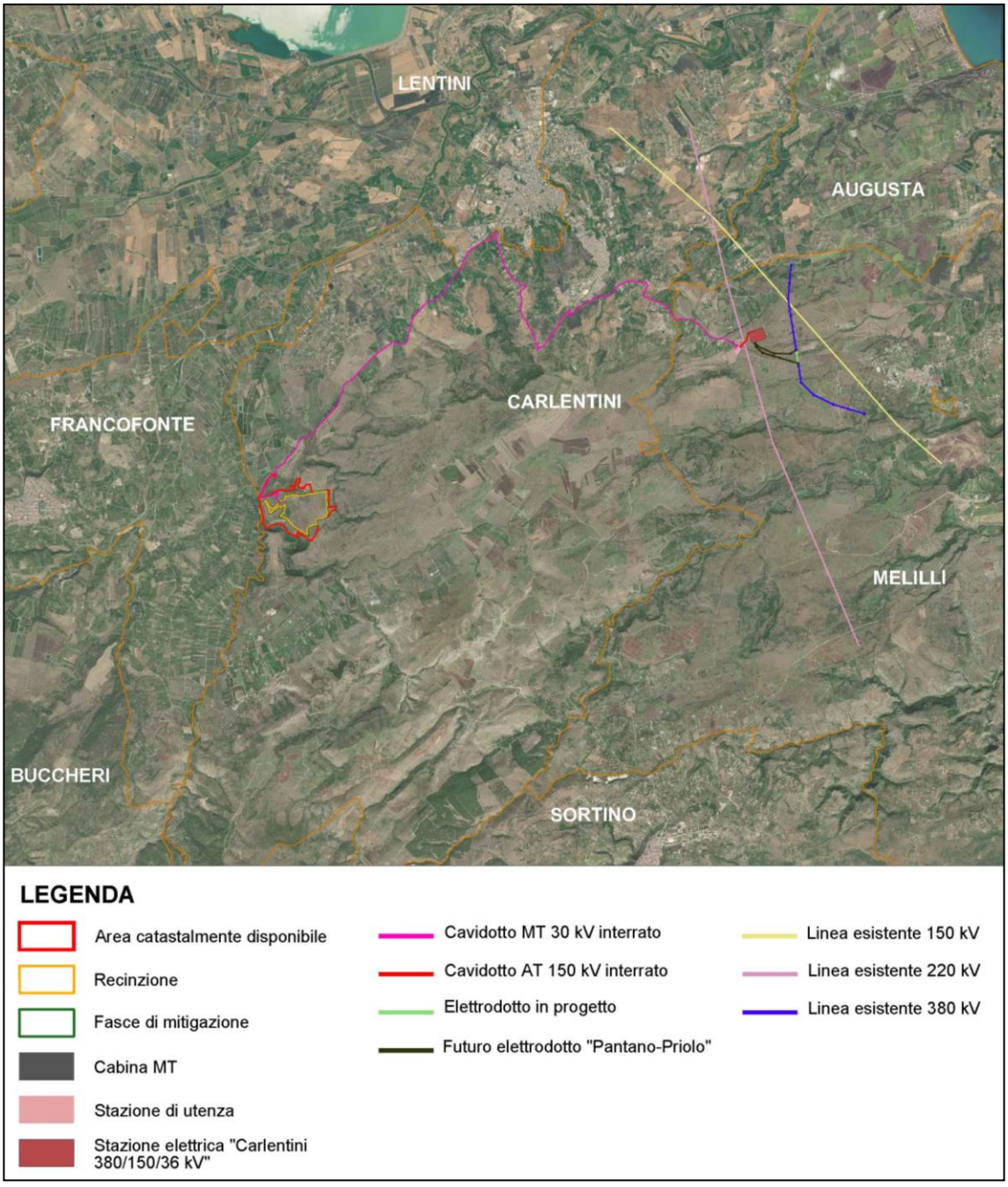
L'area di intervento è ubicata nel territorio comunale di Carlentini, in provincia di Siracusa, in prossimità del confine con il comune di Francoforte, precisamente l'area deputata all'installazione dell'impianto fotovoltaico si colloca a ca. 6 km a Sud-Ovest dalla città di Carlentini e a 17 km ad ovest dalla costa ionica.
L'area di intervento è posta sul versante settentrionale dei Monti Iblei, nel punto in cui questi cominciano a declinare dolcemente verso la vasta Piana di Catania, la più estesa pianura della Sicilia. L'area di interesse, come tutto il territorio collinare e pedemontano del Comune di Carlentini, risulta trasformata dalle attività antropiche quali agricoltura e pastorizia.
Le coltivazioni agricole hanno così gradualmente sostituito gli elementi originari ed alla macchia mediterranea si sono sostituite, nelle aree di bassa collina, di pianura e nella zona

periurbana, a morfologia più dolce e nei terreni più fertili e profondi, dapprima lungo i corsi d'acqua per l'approvvigionamento delle risorse idriche e successivamente in tutte le aree dove è stato possibile operare, la coltura degli agrumi, mentre altre colture, di minore interesse economico nella zona, sono state allocate in questo aerale quali: oliveti, ficodindieti specializzati, vigneti. Nelle aree montane e di alta collina ed in quelle a morfologia più spiccatamente acclive, rappresentativo è il pascolo, poche aree meno accidentate vengono destinate a seminativo, dove è possibile l'approvvigionamento idrico si sono rilevate colture erbacee: seminativi irrigui, foraggiere, ortaggi, ed arboree. Nella zona pianeggiante e pedocollinare, ove è più facile il reperimento dell'acqua per uso irriguo, fra le colture arboree sono molto diffuse gli agrumeti delle varie cultivars, ma pure largamente coltivati sono cereali, foraggiere ed ortaggi da pieno campo. In dettaglio l'area deputata all'installazione del campo agrivoltaico risulta utilizzata come pascolo, con la presenza di un agrumeto degradato utilizzato come pascolo arborato.
Nonostante le attività umane finora descritte abbiano portato al degrado del territorio, oggi la principale causa di minaccia delle residue aree boschive naturali è il fuoco estivo; tali aree sono, infatti, soggette alla mano di numerosi piromani. Un maggior controllo antincendio o l'abbandono di tale pratica da parte dei numerosi piromani, porterebbe al ripristino di buona parte della copertura vegetale spontanea del territorio in esame.
Le coordinate del sito sede dell'impianto sono:

- 37°13'30.12"N
- 14°56'39.24"E
- Altitudine media 238,7 m s.l.m.

In Figura 2.1 si riporta la localizzazione dell'intervento di progetto in tutte le sue componenti.

Figura 2.1 – Localizzazione dell'area di intervento



Il sito risulta idoneo alla realizzazione dell'impianto avendo una buona esposizione ed essendo ben raggiungibile ed accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.
La rete stradale che interessa l'area di intervento è costituita da:

- A18 "Autostrada Catania-Siracusa" che si estende circa parallela alla costa orientale e a ca. 5,5 km di distanza dalla SE Carlentini;

- SS194 “Strada Statale Ragusana” che si estende a nord e ovest del sito di intervento a meno di 4 km di distanza dall’area deputata all’installazione del campo FV;
- tronco della SS114 “Strada Statale Orientale Sicilia” compreso nell’A18 che raccorda l'autostrada Catania-Siracusa con l’autostrada Siracusa-Gela e che si estende ad est dell’intervento a ca. 6,7 km di distanza dalla SE Carlentini;
- SP10, SP 9 e SP95 sotto le quali si estenderà buona parte del cavo di connessione interrato;
- altre strade provinciali SP32, SP5, SP16, SP47, SP57 che raccordano quelle innanzi citate;
- strade locali talvolta non asfaltate.

3 DATI GENERALI DELL'IMPIANTO

3.1 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico avrà una potenza in DC di 52475280 W (in condizioni standard 1000W/m^2)

L'impianto è così costituito:

- n.**1 cabina di interfaccia di consegna MT** 30kV posizionata nell'area a Nord del sito di installazione dell'impianto (vedi planimetria). Nella stessa area all'interno della cabina sarà presente il quadro QMT contenente i dispositivi generali DG di interfaccia DDI e gli apparati SCADA e telecontrollo, ed il Controllore Centrale dell'Impianto, così come previsto nella variante 2 della norma CEI 0-16 (V2 del 06/2021) allegato T. (cabina "0" nelle tavole grafiche).
- n.**1 punto di consegna** in prossimità della SE "Carlentini 380/150/36 kV" contenente le apparecchiature dell'Ente Distributore e il punto di misura fiscale; questa parte progettuale sarà evidenziata in apposite tavole dettagliate.
- n. **25 Power Station (PS)** o cabine di campo, collegate in condizione radiale, aventi la funzione principale di elevare la tensione da bassa (BT) 550 V delle uscite degli inverter a media tensione (MT) 30.000 V e convogliare l'energia raccolta dall'impianto fotovoltaico alla cabina di interfaccia di consegna;
- n. **25 inverter centralizzati da 2000 kW** dotati di due MPPT separati e otto ingressi per ogni MPPT in parallelo. La tensione di uscita a 550Vac ed un isolamento a 1.500Vdc consentono di far lavorare l'impianto con tensioni più alte e di conseguenza con correnti AC più basse e, quindi, ridurre le cadute di tensione ma, soprattutto, la dispersione di energia sui cavi dovuta all'effetto joule. Il numero degli apparecchi e la loro suddivisione in 16 ingressi consentono la gestione ed il monitoraggio delle 3614 stringhe (ognuna con 24 moduli fotovoltaici) in modo assolutamente puntuale e dettagliato.
- n. **86.736 moduli fotovoltaici** installati su apposite strutture metalliche di sostegno dei tracker, a loro volta infissi nel terreno;

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 essere in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: 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 un generatore temporaneo di emergenza, che si ipotizza possa essere rappresentato da un generatore diesel.

I manufatti destinati a contenere le power station, la cabina di consegna MT, gli uffici e il magazzino saranno del tipo container prefabbricati o strutture prefabbricate in cemento precompresso.

Di seguito si riporta la descrizione dei principali componenti d'impianto; per dati tecnici di maggior dettaglio si rimanda all'elaborato specifico.

3.2 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO

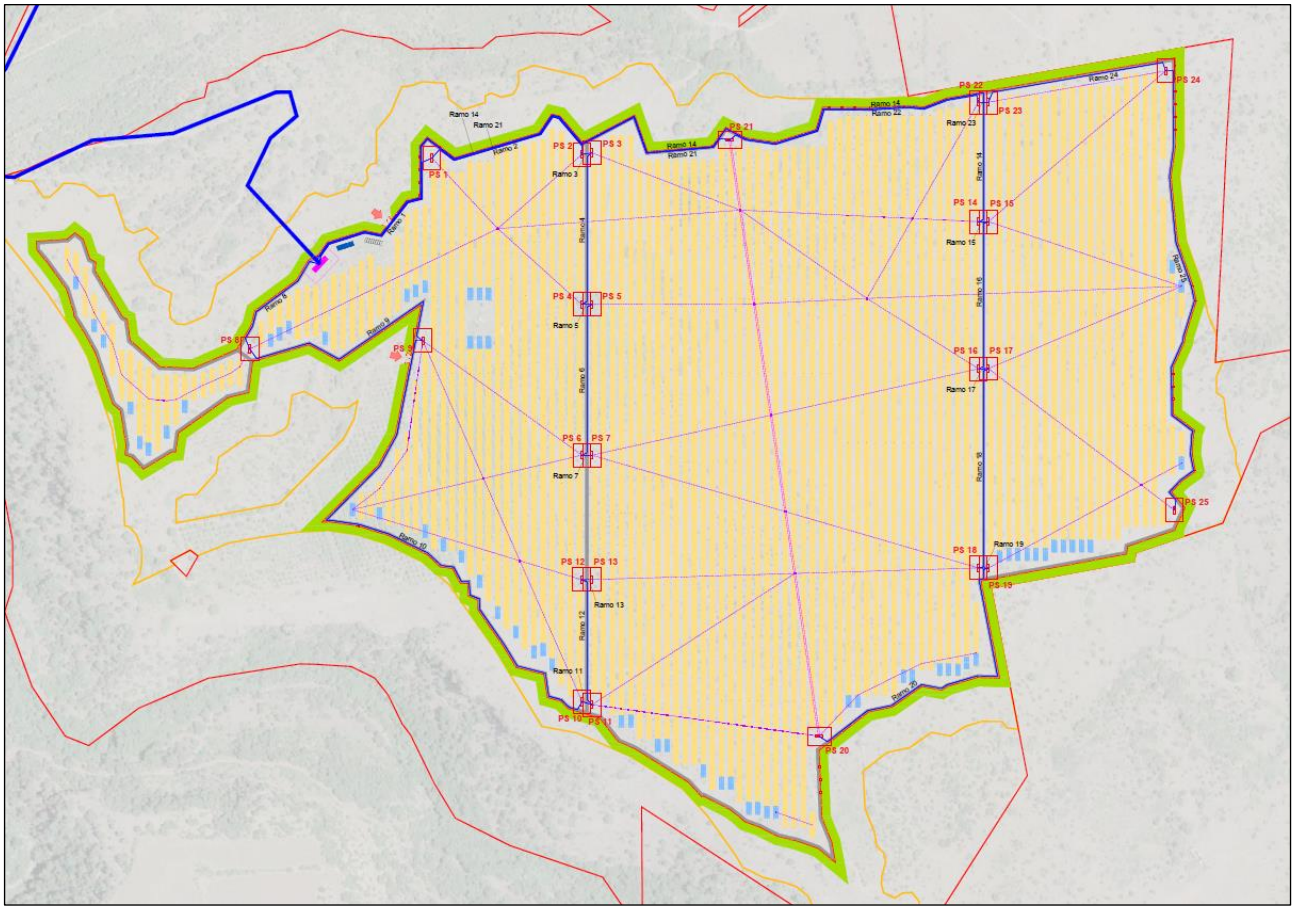
L'impianto è collegato alla rete elettrica nazionale con connessione trifase in alta tensione; ha una potenza pari a 52,475 MWp, suddivisa in 25 generatori, derivante da 86.736 moduli. Tali moduli sono ricompresi all'interno di un'area di proprietà recintata avente una superficie di circa 62,56 ha. Di seguito si riporta una tabella riepilogativa della configurazione di impianto.

Tabella 3.1 – Dati di progetto.

ITEM	DESCRIZIONE
Richiedente	TEP RENEWABLES (CARLENTINI PV) S.R.L.
Luogo di installazione:	Comune di Carlentini – Provincia di Siracusa
Denominazione impianto:	CARLENTINI PV
Dati catastali area impianto in progetto:	Foglio 48 (Particelle 28, 93, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 110, 120, 229, 230, 231, 232, 235, 236, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 252, 253 e 254)
Potenza di picco (MWp):	52,48 MWp
Informazioni generali del sito:	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI
Tipo strutture di sostegno:	Strutture metalliche in acciaio zincato tipo Trackers monoassiali
Inclinazione piano dei moduli:	-55° +55°
Azimuth di installazione:	0°
Caratterizzazione urbanistico vincolistica:	I PRG dei Comuni di Carlentini e Melilli collocano le opere di progetto in Zona E (Agricola)
Cabine PS:	n.25 distribuite nell'area del campo fotovoltaico
Posizione cabina elettrica di interfaccia:	n.1 in campo e n.1 in prossimità della nuova SE
Storage	N/A
Rete di collegamento:	Media Tensione – 30 kV sino a Stazione di Utenza in prossimità della nuova SE Alta Tensione – 150 kV da Stazione di Utenza a nuova SE
Coordinate:	37°13'30.12"N 14°56'39.24"E Altitudine media 238,7 m s.l.m.

Come riportato nello schema unifilare, la distribuzione elettrica prevede la realizzazione di un sistema radiale di connessione che collega tutte le 25 cabine di campo. In ciascun ramo le power station saranno alimentate in configurazione Entra-Esci.

Figura 3.2 – Stato di progetto dell'area di impianto



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 saranno connessi alle cabine CABINA PRINCIPALE "0" MT (LATO FV) tramite linee interrate costituite da cavi in MT 30kV in alluminio tipo ARG7H1RNR 18/30 kV
In tali cabine avverrà il parallelo elettrico di queste singole produzioni ed il successivo convogliamento verso le linee di connessione utente a 30kV.
Di seguito si riporta l'elenco delle linee in MT presenti in impianto e i relativi dati di impiego, quali correnti di esercizio, tensione e formazione nelle massime condizioni di esercizio.

	corrente MT in arrivo	corrente MT in partenza	inverter + trasformatore	string-box allacciati
	A	A	kVA	numero
cabina 0	975	975	50000	400
PS1	234	273	2000	16
PS2	195	234	2000	16
PS3	156	195	2000	16
PS4	117	156	2000	16
PS5	78	117	2000	16
PS6	39	78	2000	16
PS7	0	39	2000	16
PS8	195	234	2000	16
PS9	156	195	2000	16
PS10	117	156	2000	16
PS11	78	117	2000	16
PS12	39	78	2000	16
PS13	0	39	2000	16
PS14	234	273	2000	16
PS15	195	234	2000	16
PS16	156	195	2000	16
PS17	117	156	2000	16
PS18	78	117	2000	16
PS19	39	78	2000	16
PS20	0	39	2000	16
PS21	156	195	2000	16
PS22	117	156	2000	16
PS23	78	117	2000	16
PS24	39	78	2000	16
PS25	0	39	2000	16

ramo	corrente in transito	sezione cavo	portata	impedenza	lunghezza	caduta di tensione del ramo	caduta di tensione percentuale della tratta
	A	mmq	A	Ohm/m	m	%	
1	273	150	318	0,206	211	0,2637%	0,26%
2	234	95	260	0,258	222	0,4703%	0,73%
3	195	95	260	0,258	18	0,0318%	0,77%
4	156	95	260	0,258	181	0,2556%	1,02%
5	117	95	260	0,258	18	0,0191%	1,04%
6	78	95	260	0,258	181	0,1278%	1,17%
7	39	95	260	0,258	18	0,0064%	1,17%
8	234	95	260	0,258	145	0,3072%	0,31%
9	195	95	260	0,258	285	0,5031%	0,81%
10	156	95	260	0,258	664	0,9377%	1,75%
11	117	95	260	0,258	18	0,0191%	1,77%
12	78	95	260	0,258	151	0,1066%	1,87%
13	39	95	260	0,258	18	0,0064%	1,88%
14	273	150	318	0,206	1140	1,4247%	1,42%
15	234	150	318	0,206	18	0,0193%	1,44%
16	195	150	318	0,206	178	0,1589%	1,60%
17	156	150	318	0,206	18	0,0129%	1,62%
18	117	150	318	0,206	238	0,1275%	1,74%
19	78	95	260	0,258	18	0,0127%	1,76%
20	39	95	260	0,258	367	0,1296%	1,89%
21	195	150	318	0,206	658	0,5874%	0,59%
22	156	150	318	0,206	321	0,2292%	0,82%
23	117	150	318	0,206	18	0,0096%	0,83%
24	78	95	260	0,258	223	0,1575%	0,98%
25	39	95	260	0,258	554	0,1956%	1,18%
nota: si è prefissata una caduta di tensione non superiore al 2% per non avere eccessiva energia dispersa, per cui in alcuni rami delle tratte dovrà essere aumentata la sezione .							

4 RIFERIMENTI NORMATIVI

4.1 NORME DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE

- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-20 IVa Ed. 2000-08: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.

- CEI EN 60909-0 IIIa Ed. (IEC 60909-0:2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60090-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.
- CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 2010: 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 (CEI 23-3/1 Ia Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: 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 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carring capacities.
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU “Prodotti da Costruzione” (305/2011).
- CEI UNEL 35023 2012: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 1997: 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 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale 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: 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 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: 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: 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.

4.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: 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 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

5 CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO MT-BT

5.1 ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE

Come descritto nella premessa, l'impianto in oggetto è connesso alla RTN attraverso una linea MT 30kV alla sottostazione e cabina di trasformazione utente AT/MT 150/30kV prevista in prossimità della SE "Carlentini 380/150/36 kV". Relativamente alla connessione ed agli impianti interni all'area fotovoltaica sono stati previsti i seguenti parametri di dimensionamento riferiti alla cabina generale MT 30kV interna al campo fotovoltaico (PS 0):

- Tensione di esercizio: 30 kV;
- Corrente nominale: circa 975A;
- Frequenza di esercizio: 50 Hz;
- Massima corrente di cortocircuito sulla sbarra: <20 kA 3s;

A questa cabina faranno capo tutte le 25 PS (Power Station) distribuite in campo in disposizione radiale. Ai rispettivi quadri BT saranno collegati in parallelo gli inverter di stringa.

A valle della sbarra di parallelo 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 20 kA).

RIEPILOGO DEL DIMENSIONAMENTO DI TUTTO L'IMPIANTO

potenza pannelli FV (STC)	Wp	605,0
Potenza pannelli FV (NOCT)	Wp	455.0
corrente MPPT	In	13,32
tensione MPPT	Vn	45,49
numero pannelli	n	86.736
potenza impianto (DC)	W	52.475.280
stringhe di 24 pannelli	n	3614
corrente di stringa	A	13,32
conduttore	mmq	16,0
resistenza	ohm/m	0,001210
Lunghezza stringa (tracker)	m	20,0
caduta di tensione	%	0,05
tensione di stringa	V	1.090
potenza di stringa (NOCT)	W	10.920
stringhe per ogni inverter	n	144,0
potenza ingresso inverter	kW	2025
rendimento inverter (max)	%	98,8
max potenza AC	W	2000
cavo BT dalle PS verso le string-box	mmq	70,0
portata	A	184,0
resistenza	Ohm/m	0,00272
distanza media da string-box	m	300,0

tensione uscita string-box	V	1090,0
corrente di string-box	A	133
caduta di tensione	%	1,68
taratura protezione (fusibili)	A	160,0
Potenza trasformatore (A)	kVA	2500
max inverter per trafo 2000kVA	n	1,0
max potenza da trasformare (A)	W	2000
minimo cosfì per compensare capacità della linea MT interrata.	n	0,95
max carico continuativo	%	85,0
max potenza trasformata (B)	W	2000
tensione MT	V	30.000,0
trafo da 2500 kVA per ogni cabina	n	1
corrente MT per cabina	A	39
Portata cavo MT da 150mmq	A	318,0
portata cavo MT da 95mmq	A	260,0
Ramo MT radiale con massima corrente	A	273
Portata cavo MT da 240mmq	A	594
corrente MT totale in uscita dalla cabina di consegna	A	975

5.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO

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

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos\varphi}$$

nella quale:

- kca = 1 sistema monofase o bifase, due conduttori attivi e corrente continua;
- kca = 1.73 sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza cosφ è pari a 1.

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

$$I_1 = I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (cos\varphi - jsin\varphi)$$

$$I_2 = I_b \cdot e^{-j(\varphi - \frac{2\pi}{3})} = I_b \cdot (\cos(\varphi - \frac{2\pi}{3}) - jsin(\varphi - \frac{2\pi}{3}))$$

$$I_3 = I_b \cdot e^{-j(\varphi - \frac{4\pi}{3})} = I_b \cdot (\cos(\varphi - \frac{4\pi}{3}) - jsin(\varphi - \frac{4\pi}{3}))$$

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

$$V_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento Pd 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 Pn è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione Pn rappresenta la somma vettoriale delle Pd delle utenze a valle (∑Pd a valle).
La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan\varphi$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle (∑Qd a valle).
Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos\varphi = \cos\left(arc\tan\left(\frac{Q_n}{P_n}\right)\right)$$

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:

$$IbTHD = \max\left\{\sqrt{\sum_{h=1}^{21} I_{f,h}^2}\right\}_{f=1,2,3}$$

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.

$$InTHD = \sqrt{\sum_{h=1}^{21} I_{n,h}^2}$$

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

$$THD\% = \frac{100 \times \sqrt{IbTHD^2 - I_f^2}}{I_f}$$

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 IbTHD;
- calcolo sovratemperatura quadri alla IbTHD;
- verifica delle portate e delle protezioni in funzione delle correnti distorte.

5.4 DIMENSIONAMENTO CAVI

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi MT e 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:

$$a) \quad I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$b) \quad I_f \leq 1.45 \cdot I_z$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente Ib, 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 Iz 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 20-91 (HEPR).

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

- CEI 11-17;
- CEI UNEL 35027 (1-30kV).
- EC 60502-2 (6-30kV)
- IEC 61892-4 off-shore (fino a 30kV)

Il programma gestisce ulteriori tabelle, specifiche per alcuni paesi. L'elenco completo è disponibile nei
Riferimenti normativi.
Esse oltre a riportare la corrente ammissibile Iz 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 Iz min. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 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 If e corrente nominale In 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 e conduttore in allumino, 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:

$$S_f < 16mm^2: \quad S_n = S_f$$

$$16 \le S_f \le 35mm^2: \quad S = 16mm^2$$

$$S_f > 35mm^2: \quad S_n = S_f \Big|_2^n$$

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:

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

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

$$S_f > 35mm^2: \quad S_{PE} = S_f \Big|_2$$

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:

- Sp 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 DELLA TEMPERATURA DEI CAVI

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

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

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

espresse in °C.
Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.
Il coefficiente αcavo 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:

$$c.d.t.(I_b) = \max_{f=R,S,T} \left(\left|\sum_{i=1}^{k} Zf_i \cdot If_i - Zh_i \cdot Ih_i\right|\right)$$

- 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;

$$cdt(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos\varphi + X_{cavo} \cdot sin\varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

Con:

- kcdt=2 per sistemi monofase;
- kcdt=1.73 per sistemi trifase

I parametri Rcavo e Xcavo 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 /km.
Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta:

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

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 TRASFORMATORI

Tutti i trasformatori della cabina di trasformazione 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 30/0,4 kV a singolo secondario (Dy11): tale configurazione è utilizzata in cabina generale MT, per l'alimentazione dei carichi ausiliari di impianto, e nelle Power Station di taglia pari a160 kVA;
- Trasformatore MT/BT 30/0,55kV a singolo secondario (Dy11): utilizzato nelle Power Station di taglia pari a 2500 kVA.

Tutti i trasformatori sopracitati saranno raffreddati a secco con avvolgimenti inglobati in resina epossidica e saranno autoestinguenti, resistenti alle variazioni climatiche e resistenti all'inquinamento atmosferico e all'umidità.
Le taglie dei trasformatori interni alle Power Station, riportate nello schema unifilare (elaborato n. *B63.IT.21.SC.-CARLENTINI_PI-T03_Rev0*), sono scelte tenendo conto del dimensionamento degli inverter, e quindi del rapporto DC/AC scelto, della potenza nominale del modulo fotovoltaico e del contributo di potenza dato dal modulo bifacciale in funzione dell'albedo.

5.10.1 Trasformatori a due avvolgimenti

Se nella rete sono presenti dei trasformatori a due avvolgimenti, i dati di targa richiesti sono:

- potenza nominale Pn (in kVA);
- perdite di cortocircuito Pcc (in W);
- tensione di cortocircuito vcc (in %)
- rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale Ilr/Irt;
- rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- tipo di collegamento;
- tensione nominale del primario V1 (in kV);
- tensione nominale del secondario V02 (in V).

Dai dati di targa si possono ricavare le caratteristiche elettriche dei trasformatori, ovvero:
Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

$$Z_{cct} = \frac{v_{cc}}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

$$R_{cct} = \frac{P_{cc}}{1000} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n^2}$$

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

$$X_{cct} = \sqrt{Z_{cct}^2 - R_{cct}^2}$$

L'impedenza a vuoto omopolare del trasformatore viene ricavata dal rapporto con l'impedenza di cortocircuito dello stesso:

$$Z_{vot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

dove il rapporto Zvot/Zcct vale usualmente 10-20.
In uscita al trasformatore si otterranno pertanto i parametri alla sequenza diretta, in mΩ:

$$Z_d = |Z_{cct}| = \sqrt{R^2_d + X^2_d}$$

nella quale:

$$R_d = R_{cct}$$
$$X_d = X_{cct}$$

I parametri alla sequenza omopolare dipendono invece dal tipo di collegamento del trasformatore in quanto, in base ad esso, abbiamo un diverso circuito equivalente.
Pertanto, se il trasformatore è collegato triangolo/stella (Dy), si ha:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

Diversamente, se il trasformatore è collegato stella/stella (Yy) avremmo:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

5.10.2 Trasformatori a tre avvolgimenti

Se nella rete sono presenti dei trasformatori a tre avvolgimenti, denominati H, M, L, i dati di targa richiesti sono:

- Tensioni nominali (in V): $U_{rTHV};\ U_{rTMV};\ U_{rTLV}$
- Potenze apparenti (in kVA): $S_{rTHVMV};S_{rTHVLV};S_{rTMVLV}$
- Tensioni di cortocircuito (in %): $u_{krHVMV};\ u_{krHVLV};\ u_{krMVLV}$
- Componenti resistive di cortocircuito (in %): $u_{RrHVMV};\ u_{RrHVLV};\ u_{RrMVLV}$

Si parte calcolando le tre impedenze di cortocircuito (riportate all'avvolgimento H del trasformatore):

$$Z_{AB} = \left(\frac{u_{RrHVMV}}{100} + j\frac{u_{XrHVMV}}{100}\right)\frac{U_{rTHV}^2}{S_{rTHVMV}}$$
$$Z_{AC} = \left(\frac{u_{RrHVLV}}{100} + j\frac{u_{XrHVLV}}{100}\right)\frac{U_{rTHV}^2}{S_{rTHVLV}}$$
$$Z_{BC} = \left(\frac{u_{RrMVLV}}{100} + j\frac{u_{XrMVLV}}{100}\right)\frac{U_{rTHV}^2}{S_{rTMVLV}}$$

A queste si applicano i fattori di correzione al punto 6.3.3 della EN 60909-0:

$$K_{TAB} = 0.95\frac{c_{max}}{1 + 0.6x_{TAB}}$$
$$K_{TAC} = 0.95\frac{c_{max}}{1 + 0.6x_{TAC}}$$
$$K_{TBC} = 0.95\frac{c_{max}}{1 + 0.6x_{TBC}}$$

Con $x_T = {}^{u_{Xr}}/_{100}$ ottenendo

$$Z'_{AB} = K_{TAB}Z_{AB}$$
$$Z'_{AC} = K_{TAC}Z_{AC}$$
$$Z'_{BC} = K_{TBC}Z_{BC}$$

Si possono ora calcolare le impedenze alla sequenza diretta dello schema equivalente del trasformatore a tre avvolgimenti, costituito da tre impedenze collegate a stella:

$$Z_A = \frac{1}{2}(Z'_{AB} + Z'_{AC} - Z'_{BC})$$
$$Z_B = \frac{1}{2}(Z'_{BC} + Z'_{AB} - Z'_{AC})$$
$$Z_C = \frac{1}{2}(Z'_{AC} + Z'_{BC} - Z'_{AB})$$

Per il calcolo della componente omopolare, si utilizza il rapporto X(0)T/XT applicato alla componente reattiva delle tre impedenze dirette appena calcolate.
Le perdite a vuoto sono calcolate per il solo lato H del trasformatore, e trascurate per gli altri avvolgimenti. La potenza dissipata a carico nel trasformatore a tre avvolgimenti è calcolata secondo:

$$P_H = \frac{1}{2}(P_{krHVMV} + P_{krHVLV} - P_{krMVLV})$$
$$P_M = \frac{1}{2}(P_{krHVMV} + P_{krMVLV} - P_{krHVLV})$$
$$P_L = \frac{1}{2}(P_{krHVLV} + P_{krMVLV} - P_{krHVMV})$$

e infine:

$$P = \left(\frac{I_H}{I_{NH}}\right)^2 P_H + \left(\frac{I_M}{I_{NM}}\right)^2 P_M + \left(\frac{I_L}{I_{NL}}\right)^2 P_L$$

5.10.3 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.

5.10.4 Fattori di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3)

Per i trasformatori a due avvolgimenti, con o senza regolazione delle spire, quando si stanno calcolando le correnti massime di cortocircuito, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_T tale che:

$$Z_{cctK} = K_T \cdot Z_{cct}$$

$$K_T = 0.95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0.6 \cdot x_T}$$

dove

$$x_T = \frac{X_{cct}}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza relativa del trasformatore e Cmax è preso dalla tabella 1 ed è relativo alla tensione lato bassa del trasformatore.
Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare

5.10.5 Fattori di correzione per generatori sincroni (EN 60909-0 par. 6.6.1)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei sistemi alimentati direttamente da generatori senza trasformatori intermedi, si deve introdurre un fattore di correzione K_G tale che:

$$Z_{GK} = K_G \cdot Z_G$$

con

$$K_G = \frac{V_{02}}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x'' \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

dove

$$x'' = \frac{X''}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza satura relativa subtransitoria del generatore.
Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.
Nella formula compaiono a numeratore e denominatore la tensione nominale di sistema e la tensione nominale del generatore (U_{rG}). In Ampère U_{rG} non è gestita, quindi si considera $V02/ U_{rG} = 1$.

5.10.6 Fattore di correzione per gruppi di produzione con 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 alta del trasformatore:

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

con

$$K_S = \frac{c_{max}}{1 + |x'' - x_T| \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

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.

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

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

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

con

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

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 $p_T = (|Vsec-V02|)/V02$.
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.

5.11 STUDIO DI CORTOCIRCUITO

5.11.1 Stato del neutro di impianto

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

- Livello AT: Connessione in SSE Terna 150 kV. Il centro stella del trasformatore lato AT è franco-terra; (analizzato in specifico documento);
- Livello MT: linea MT di connessione a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra il trasformatore AT/MT e la cabina generale MT; (analizzato in specifico documento).

Inoltre, all'interno dell'area di impianto:

- Livello MT: Distribuzione interna a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra la cabina generale MT della sezione Nord di impianto e la cabina secondaria di smistamento nella sezione Sud e tra queste ultime e le cabine di trasformazione di ciascun sottocampo;
- Livello BT (AC): Distribuzione fino a 1000 Vac interna ai sottocampi con distribuzione trifase + neutro TN-S;
- 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 (Ik): < 20 kA
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,2 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra (IF): < 100 A (contributo capacitivo della MT)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: 0,9 s
- Lunghezza complessive delle linee MT (connessione + interne al campo fotovoltaico): 16 km

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.

5.11.2 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.

5.11.3 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 α = 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:

$$R_{0cN} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN}$$
$$X_{0cN} = 3 \cdot X_{dc}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$R_{0cPE} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE}$$
$$X_{0cPE} = 3 \cdot X_{dc}$$

dove le resistenze R_{dcN} e R_{dcPE} vengono calcolate come la R_{dc}.
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:

$$R_{0bN} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbN}$$
$$X_{0bN} = 3 \cdot X_{db}$$

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

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

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

$$R_d = R_{dc} + R_{d-up}$$
$$X_d = X_{dc} + X_{d-up}$$
$$R_{0N} = R_{0cN} + R_{0N-up}$$
$$X_{0N} = X_{0cN} + X_{0N-up}$$
$$R_{0PE} = R_{0cPE} + R_{0PE-up}$$
$$X_{0PE} = X_{0cPE} + X_{0PE-up}$$

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:

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

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase Ikmax, fase neutro I_{k1Nmax}, fase terra $I_{k1PEmax}$ e bifase I_{k2max} espresse in KA:

$$I_{k\,max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k\,min}}$$
$$I_{k1N\,max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N\,min}}$$
$$I_{k1PE\,max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE\,min}}$$
$$I_{k2\,max} = \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k\,min}}$$

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

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k\,\max}$$
$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N\,max}$$
$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE\,\max}$$
$$I_{p2} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2\,\max}$$

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 ofships. 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.

5.11.4 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 Cmax = 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 R064-003, 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:

Isolante	Cenelec R064-003 [°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 Ik1min e fase terra, espresse in kA:

$$I_{k\,min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k\,max}}$$

$$I_{k1N\,min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N\,max}}$$

$$I_{k1PE\,min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE\,max}}$$

$$I_{k2\,min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k\,max}}$$

5.11.5 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.

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

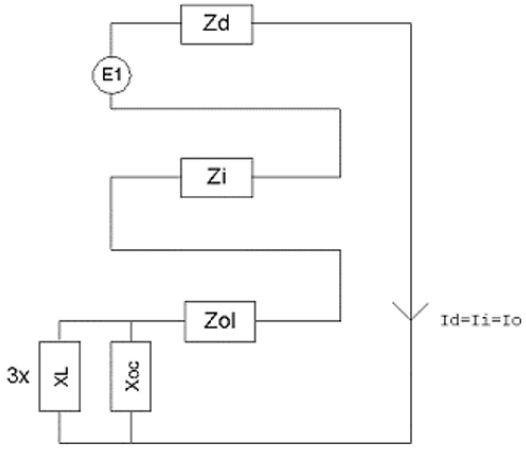
e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2\,\max}$$

5.11.6 Guasti monofasi a terra linee MT

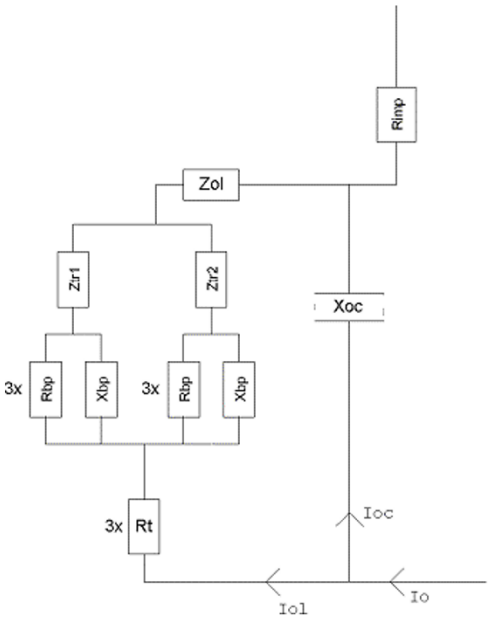
Calcolo correnti omopolari a seguito di guasto fase-terra in circuiti di media-alta tensione.
Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.
Inoltre, le tecniche di determinazione delle linee guaste tramite 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 media, 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 Zd e Zi 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):

- Zol: impedenza omopolare del tratto di linea dal punto di guasto fino al trasformatore a monte;
- Ztr: impedenza omopolare del trasformatore (vista a secondario);
- Zbpet: (Rbp+jXbp) impedenza bobina di Petersen, costituita da un resistore ed una induttanza in parallelo;
- Rt: resistenza di terra punto di collegamento a terra del centro stella del trasformatore;
- Rimp: resistenza per guasto a terra non franco;
- Xoc: reattanza capacitiva di tutta la rete appartenente alla stessa zona dell'utenza guasta e a valle dello stesso trasformatore.



Nota: il valore di Xoc 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 Xoc, 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 Ig 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 media. Vkv è il valore di tensione nominale concatenata espressa in kV. Uguagliando le due formule, ed esplicitando per Xoc 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, Xoc espressa in mohm, fo = 50 Hz e f la frequenza di lavoro.
Calcolata la corrente di guasto omopolare Io, 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 Io va ripartita in due correnti: Ioc per la Xoc, l'altra (Iol) per il centro stella del trasformatore attraverso la bobina di Petersen.
Poi, la Iol viene suddivisa tra gli eventuali trasformatori in parallelo, proporzionalmente alla potenza.

La Ioc, essendo la corrente capacitiva che si richiude attraverso le capacità della rete, va suddivisa tra le utenze in cavo o aeree in media 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 Ioc e Iol in quanto esisterebbe una terza componente nella Io che si richiude attraverso questi elementi.

5.12 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 Ikm 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 (Imag max).

5.12.1 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, incondizioni 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:

- Iccmin ≥ Iinters min (quest'ultima riportata nella norma come Ia);
- Iccmax≤ Iinters max (quest'ultima riportata nella norma come Ib).
- L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
- Iccmin ≥ Iinters min.
- L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
- Icc max ≤ Iinters 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^2S^2 e la Iz 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.

5.12.2 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 in Sottostazione e in cabina generale MT si rimanda allo schema unifilare (034FO01005).

5.13 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.

5.14 MASSIMA LUNGHEZZA PROTETTA IN MT

Il calcolo della massima lunghezza protetta viene eseguito mediante il criterio proposto dalla norma CEI 64- 8 al paragrafo 533.3, secondo cui la corrente di cortocircuito presunta è calcolata come:

$$I_{ctocto} = \frac{0.8 \cdot U}{1.5 \cdot \rho \cdot (1+m) \cdot \frac{L_{\max prot}}{S_f}}$$

partendo da essa e nota la taratura magnetica della protezione è possibile calcolare la massima lunghezzadel cavo protetta in base ad essa.
Pertanto

$$L_{\max prot} = \frac{0.8 \cdot U}{1.5 \cdot \rho \cdot (1+m) \cdot \frac{I_{ctocto}}{S_f}}$$

Dove:

- U: è la tensione concatenata per il neutro non distribuito e di fase per neutro distribuito;
- ρ: è la resistività a 20°C del conduttore;
- m: rapporto tra sezione del conduttore di fase e di neutro (se composti dello stesso materiale); Imag: taratura della magnetica.

Viene tenuto conto, inoltre, dei fattori di riduzione (per la reattanza):

- 0.9 per sezioni di 120 mm2;
- 0.85 per sezioni di 150 mm2;
- 0.8 per sezioni di 185 mm2;
- 0.75 per sezioni di 240 mm2;
- Per ulteriori dettagli vedi norma CEI 64-8 par.533.3 sezione commenti

6 CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA

Lo scopo di questa sezione è riportare un calcolo preliminare del sistema di terra relativo all'impianto fotovoltaico 52 MWp, connesso alla rete tramite una linea MT 30kV verso la SSE AT 150/30kV di proprietà. 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 mat 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 punt6o 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:

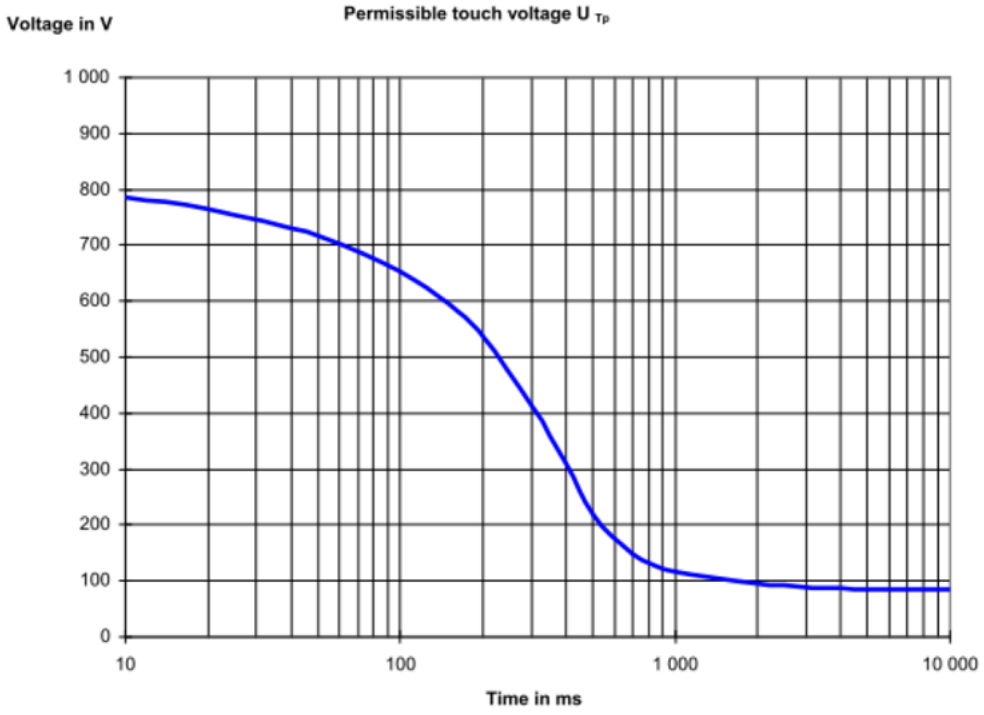
- Livello MT: Distribuzione interna a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra il trasformatore AT/MT e la cabina generale MT della sezione Nord, tra la cabina generale MT e la cabina secondaria di smistamento nella sezione Sud e tra queste ultime e le cabine di trasformazione di ciascun sottocampo;
- Livello BT (AC): Distribuzione fino a 1000 Vac interna ai sottocampi con distribuzione trifase + neutro TN-S.
- 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 (Ik): < 20 kA
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,2 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra (IG): < 100 A (contributo capacitivo della MT)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: 0,9 s

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.
La resistività del terreno alla profondità di posa dell'impianto di terra, determinata attraverso l'indagine geotecnica, ha restituito un valore di circa 470 ohm.
Considerando i dati citati., il tempo di intervento impone un limite al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 120 V per 0,9s di guasto a terra (CEI EN 50522, Fig.4).

Figura 6.1 – Massima tensione ammissibile (CEI EN 50522, Fig.4)



Tale limite, confrontato con la tensione totale di terra UT (cioè con il GPR) impone una resistenza di terra minima di progetto RT per la risoluzione dei guasti MT di:

$$R_T = U_T/I_G = 120/100 = 1{,}2\ \Omega$$

Data la resistività del terreno considerata, pari a 470 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.
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 na, nb.

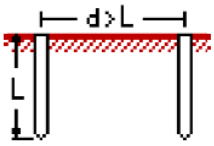
Tipologie di dispersori:

1. Picchetto verticale

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

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

2. Due picchetti verticali

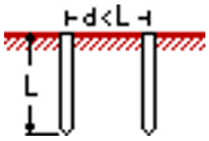


per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: a=a'/2.

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

La formula ha il vincolo: d>L.

3. Due picchetti verticali vicini



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

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

Vincolo: d<L.

4. Dispersore lineare

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

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

Vincolo: s'<L'.

5. Dispersore angolare

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.

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

Vincolo: s'<L.

6. Stella a tre punte

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.

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

Vincolo: s'<L.

7. Stella a quattro punte

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.

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

Vincolo: s'<L.

8. Stella a sei punte

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.

$$R_T = \frac{\rho}{12 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{a} + \ln \frac{2 \cdot L}{s} + 6{,}851 - 3.128 \cdot \frac{s}{L} + 1.758 \cdot \frac{s^2}{L^2} \ldots \right)$$

Vincolo: s'<L.

9. Stella a otto punte

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.

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

Vincolo: s'<L.

10. 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.a

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

11. Piastra rotonda orizzontale

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

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

Vincolo: r<2*s'.

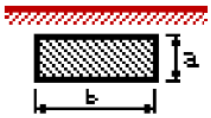
12. Piastra rotonda verticale

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

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

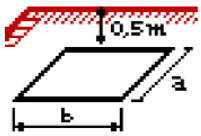
Vincolo: r<s'.

13. Piastra rettangolare verticale



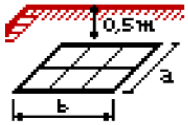
$$R_T = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{a \cdot b}}$$

14. Dispersore ad anello rettangolare



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

15. Maglia rettangolare



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

con

$\Sigma I = nb \cdot b + na \cdot a$ 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 470 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:

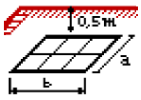
$$S_{min} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{K_c^2}} = \sqrt{\frac{100^2 \cdot 0{,}9}{228^2}} =<< 50\ mm^2$$

dove:

- I è la massima corrente di guasto verso terra lato 30 kV 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 preliminare, si è scelta una sezione minima 35mm2.
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 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 lineare garantiranno un valore di dispersione idoneo a tutte le soglie dei vari dispositive di protezione sia BT che MT.
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 moduli 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 magliato secondo la seguente relazione:



$$r = \sqrt{\frac{a \cdot b}{\pi}} \qquad R_T = \rho \cdot \left(\frac{1}{4 \cdot r} + \frac{1}{\Sigma I} \right)$$

e le seguenti caratteristiche:

- Tipo di dispersore: maglia rettangolare
- Tipo di terreno, calcare: 470 Ω.m
- Lato A: 1400 m
- Lato B: 400 m
- N. conduttori lato A: 2
- N. conduttori lato B: 2

Secondo quanto sopra si ipotizza un valore di resistenza di terra pari a 0,35 Ω
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 AT (dell'ordine delle centinaia di ampere).
Assumendo che la resistenza di terra sia pari a Rt = 0,35Ω 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:

$$Ig = 120/0,35 = 342 \text{ A}$$

Dove 120 V è la massima tensione ammissibile per un tempo pari a 0,9 s e 0,35 Ohm e la resistenza di terra Rt.
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 Ig_{cavo} per linee in cavo è data dalla formula

$$Ig_{cavo} = V * 0,2 * L_{cavo}$$

- V = tensione nominale della rete (kV)
- $_{cavo}$ = lunghezza totale delle linee in cavo (km). (connessione + interne al campo fotovoltaico): 18+13=31km.

Pertanto nel caso in esame considerano che le linee MT si estendono internamente all'impianto fotovoltaico per una lunghezza complessiva di circa 4,3 km il contributo capacitivo della corrente di guasto sarà pari a circa:

30kV*0,2*4,32km= 25,8 A.

Tale valore è inferiore 342 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 AT 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 (UT > 50 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 kΩ) al di sotto della quale verrà prodotto un segnale di allarme al sistema SCADA;
Una seconda soglia (normalmente impostata intorno ai 10 kΩ) 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.

6.5 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 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. L'impianto pertanto è definito autoprotetto.