

# Relazione di Calcolo Linee Elettriche

Progetto definitivo

Impianto agrivoltaico "F-CHORI"

Comune di Lentini (SR)

Località "Pezza Grande"

N. REV.	DESCRIZIONE	ELABORATO	CONTROLLATO	APPROVATO	
a	Prima emissione	Capital Engineering	Chorisia Solis	Coolbine	IT/FTV/F-CHORI/PDF/E/RS/021-a 02/01/2023 Giarre (CT) Via San Giuseppe, 3T chorisia.solis@pec.it

Ing. Vincenzo Massaro



Ing. Salvatore Livonni



Progetto di



su incarico di



Capital Engineering S.n.c.  
Via Trinacria, 52 - 90144 - Palermo  
info@capitalengineering.it

Coolbine S.r.l.  
Via Trinacria, 52 - 90144 - Palermo  
progettazione@coolbine.it



## SOMMARIO

1. Premessa.....	5
2. Norme e standard .....	9
2.1 Norme di riferimento per la Bassa tensione .....	9
2.2 Norme di riferimento per la Media tensione .....	10
2.3 Unità di misura .....	10
3. Calcoli Elettrici.....	11
3.1 Calcolo delle correnti di impiego .....	11
3.2 Dimensionamento dei cavi.....	12
3.3 Integrale di Joule .....	13
3.4 Dimensionamento dei conduttori di neutro .....	13
3.5 Dimensionamento dei conduttori di protezione.....	14
3.6 Calcolo della temperatura dei cavi .....	15
3.7 Cadute di tensione .....	15
3.8 Scelta delle protezioni.....	16
3.9 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture.....	17
3.10 Verifica di selettività.....	17
4. Calcolo dei Guasti.....	19
4.1 Definizione dei contributi alle correnti di guasto.....	19
4.1.1 Fornitura della rete.....	19
4.1.2 Trasformatori.....	20
4.1.3 Fattore di correzione per trasformatori, CEI EN 60909-0 (3.3.3) .....	22
4.2 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito.....	22
4.3 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito.....	25
4.4 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase terra .....	27
5. Descrizione e schema dell'impianto agro-voltaico "F-Chori" .....	28
5.1 Generatore fotovoltaico.....	30
5.2 PV Station .....	32
5.3 Servizi ausiliari d'impianto .....	34
5.4 Dimensionamento elettrico .....	35
5.4.1 Dati del sistema di alimentazione.....	35
5.4.2 Collegamenti in bassa tensione .....	35
5.4.3 Dimensionamento dei conduttori in BT .....	36
5.5 Accoppiamento generatore fotovoltaico – inverter .....	38
5.6 Dimensionamento dei conduttori a 30kV e 36kV .....	39
5.7 Impianto generale di terra .....	40
5.7.1 Conduttori di terra.....	41
5.7.2 Conduttori equipotenziali.....	41

5.7.3	Descrizione .....	41
5.7.4	Dimensionamento .....	43
5.8	Sistema di protezione delle sovratensioni.....	44
6.	Valutazione Preliminare Impatto Elettromagnetico .....	45
6.1	Normativa di riferimento .....	46
6.2	Analisi computazionale .....	46

## 1. Premessa

Il presente documento ha lo scopo di definire i requisiti minimi per il dimensionamento delle linee elettriche relative alla realizzazione dell'impianto agro-voltaico, nel territorio comunale di Lentina (SR), in località "Pezza Grande", caratterizzato da un utilizzo combinato del terreno tra produzione di energia elettrica mediante fonte rinnovabile solare e produzione agricola.

In seno a tali attività, la scrivente società ha ricevuto l'incarico dalla società Chorisia Solis S.r.L. per la progettazione di un impianto agro-voltaico denominato "F-Chori" da installare distribuendo le opere di impianto su una porzione del lotto di terreno nella disponibilità della società proponente.

L'impianto agrivoltaico F-Chori sarà caratterizzato da una potenza in immissione nella Rete Elettrica Nazionale (RTN) di 15MVA e potenza di picco pari a 15,1 MWp.

L'installazione dell'impianto agro-voltaico prevede altresì la coltivazione dell'impianto agronomico che occuperà la maggior parte della superficie interessata dall'iniziativa e le cui caratteristiche sono ampiamente descritte nell'elaborato di progetto "Relazione Generale".

In sintesi, l'impianto F-chori sarà composto dai seguenti componenti:

- **impianto fotovoltaico**, costituito da:
  - moduli fotovoltaici;
  - strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici ad inseguimento monoassiale (tracker);
  - opere civili, accessorie ed elettriche;
  - stazione meteorologica;
  - combiners box;
  - PV Station contenenti ciascuna un inverter centralizzato, un trasformatore MT/BT, un quadro MT di protezione, un quadro BT di protezione, un trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari;
  - Cabina di Parallelo contenente il quadro MT di protezione, in cui si attesteranno le estremità terminali dei cavi MT in arrivo dalle singole PV Station e da cui partirà il cavidotto a 30kV per il collegamento alla Cabina di Trasformazione 30/36kV, il trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari e il quadro BT dei servizi ausiliari.
  - Cabina di Trasformazione 30/36kV contenente il trasformatore 30/36kV;
  - Cabina Utente contenente il quadro 36kV di protezione dell'impianto contenente i dispositivi di protezione CEI 0-16 e le apparecchiature di misura (AdM);
  - Cabina SCADA per il controllo e monitoraggio dell'impianto;

- sistemi di cavi BT in corrente continua, interrati e in parte fuori terra, per il convogliamento dell'energia prodotta dai moduli fotovoltaici alle Combiner box e da queste agli inverter centralizzati contenuti nelle PV Station;
  - sistemi di cavi BT in corrente alternata, interrati e in parte fuori terra, per il convogliamento dell'energia elettrica in corrente alternata in uscita dagli inverter centralizzati ai rispettivi trasformatori MT/BT posti nelle stesse PV Station;
  - sistema di cavi interrati in media tensione a 30 kV per il collegamento di ciascuna delle PV Station alla Cabina di Parallelo e per il collegamento di quest'ultima cabina alla Cabina di Trasformazione 30/36kV;
  - sistema di cavi interrati a 36kV per il collegamento tra Cabina di Trasformazione 30/36kV e la Cabina Utente;
  - Impianto di Utenza a cura del proponente composto da:
    - Cavidotto interrato a 36kV di collegamento tra la Cabina Utente e la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) della RTN 380/150/36 kV, avente lunghezza di circa 11,3km;
  - Impianto di Rete (a cura di Terna S.p.A.) come da soluzione tecnica proposta dal Gestore di Rete adeguata al nuovo standard di connessione alla RTN a 36kV e accettata formalmente in data 27/09/2022, che prevede la realizzazione di una nuova stazione (o stallo) arrivo produttore a 36kV della nuova Stazione Elettrica RTN 380/150/36 kV, da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV “Chiamonte Gulfi – Paternò”.
- **attività agricola**, caratterizzata da:
- alberi di ulivo, ossia essenze arboree comunemente seminate in Sicilia, da coltivare lungo una fascia arborea perimetrale, anche detta area verde perimetrale, avente larghezza maggiore o uguale a 10 m. La fascia arborea perimetrale è stata prevista come azione mitigativa dell'impatto visivo dovuto all'installazione dei moduli fotovoltaici e delle loro opere accessorie ed elettriche, e per aumentare la superficie disponibile per l'attività agricola in sito;
  - attività vivaistica da destinare tra i filari delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici. In particolare le specie scelte per l'attività vivaistica sono:
    - *Chamaerops humilis*;
    - *Chamaerops humilis 'Cerifera'*;
    - *Dasyllirion serratifolium*;
    - *Yucca gloriosa*;

- Wildflowers da fare crescere sulla superficie al di sotto dei moduli fotovoltaici al fine di sviluppare l'attività di apicoltura in sito;
- magazzini a supporto dell'attività agricola;
- arnie a supporto dello sviluppo dell'attività di apicoltura.

Nell'area di impianto F-Chori saranno installate complessivamente 804 strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale (tracker), aventi configurazione 2x14 con moduli bifacciali con potenza pari a 670 Wp e tecnologia monocristallina.

Si precisa che sia le PV Station, la Cabina di Parallelo, la Cabina di Trasformazione 30/36kV, la Cabina Utente e la Cabina SCADA saranno installate all'interno della stessa area di impianto "F-CHORI" nella disponibilità del proponente.

Più nel dettaglio:

- l'area di impianto F-Chori è localizzata nel comune di Lentini (SR), in località Pezza Grande, a circa 10,5 km a Nord-Ovest del centro abitato di Lentini (SR). Orograficamente è caratterizzata da zone pianeggianti;
- l'impianto di utenza attraversa i comuni di Lentini (SR), Ramacca (CT) e Belpasso (CT);
- l'impianto di rete è localizzato nel comune di Belpasso (CT).

I dati di riferimento catastali e le coordinate dell'area di impianto "F-Chori" sono mostrati nella seguente Tabella 1.1 (si vedano la seguente figura 1.1 e gli elaborati di progetto "Inquadramento su Stralcio Catastale" e "Inquadramento su Ortofoto"):

OGGETTO	Coordinate Geografiche	Comune	Foglio catastale	Particelle	Superficie [Ha]
Area di impianto F-Chori	37°22'52.96"N 14°54'27.09"E	Lentini	10	20, 21, 22, 23, 76, 77, 78	≈ 20,0

Tabella 1.1 - Informazioni geografiche e catastali

In ottemperanza alle procedure poste in essere, è stata sottoposta al gestore di rete Terna S.p.A. formale istanza di allacciamento alla RTN al fine di valutarne la fattibilità tecnica.

In data 20/09/2022, con Codice Pratica 202201008, è stata ottenuta da Terna S.p.A. la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) di cui si riporta di seguito un estratto (si veda l'elaborato di progetto "Preventivo di connessione e accettazione STMG"):

*La soluzione tecnica minima generale per Voi elaborata prevede che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV della nuova stazione elettrica (SE) RTN a 380/150/36kV da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380kV "Chiamonte Gulfi -Paternò".*

A seguito della STMG ricevuta, il presente progetto definitivo prevede che l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici afferisca ad un sistema di quattro blocchi "PV Station", ciascuno costituito da un trasformatore MT/BT, un inverter centralizzato, un quadro MT di protezione, un trasformatore BT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari, e un quadro BT di protezione.

Tramite le PV Station, l'energia in corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici viene convertita in corrente alternata e trasformata al livello di tensione di 30kV. Ogni PV Station sarà collegata tramite un proprio cavidotto MT interrato a 30kV alla Cabina di Parallelo, per convogliare a questa l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici. Dalla Cabina di Parallelo, tramite un breve tratto di cavidotto interrato MT a 30 kV, l'energia dell'intero campo fotovoltaico sarà convogliata alla Cabina di Trasformazione 30/36kV, nella quale avverrà l'innalzamento della tensione da 30 kV a 36 kV. Dalla Cabina di Trasformazione 30/36 kV, l'energia prodotta a 36kV verrà consegnata alla Cabina Utente.

Infine, dalla Cabina Utente tramite un cavidotto a 36 kV l'energia prodotta dalla componente fotovoltaica dell'impianto F-Chori verrà convogliata alla sezione 36 kV della nuova Stazione Elettrica (SE) 380/150/36kV della RTN (per maggiori dettagli si vedano gli elaborati di progetto "Relazione Tecnica Descrittiva e Producibilità impianto", "Relazione Tecnica Elettrica" e "Schema Elettrico Unifilare").

Le aree in cui verranno realizzate la Cabina di Parallelo, la Cabina di Trasformazione 30/36kV e la Cabina Utente risultano dagli elaborati progettuali (si veda l'elaborato di progetto "Planimetria generale impianto").

Nella seguente Tabella 1.2 e nell'elaborato di progetto "Planimetria generale impianto", si descrive la configurazione relativa alla componente fotovoltaica dell'impianto F-Chori.

OPERE IN PROGETTO	IMPIANTO AGRO-VOLTAICO F-CHORI
Tracker 2x14	804
Moduli 670 Wp su tracker	22512
PV Station	4
Potenza in immissione [MWac]	15
Potenza nominale [MWp]	15,1

Tabella 1.2 – Configurazione componente fotovoltaica dell'impianto F-Chori



## 2. Norme e standard

Di seguito l'elenco delle principali norme tecniche di riferimento.

### 2.1 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 2000 IVa Ed. Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria;
- CEI EN 60909-0 IIa Ed. (IEC 60909-0:2001-07): 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 17-5 VIIIa Ed. 2007: 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 23-3/1 Ia Ed. 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari;
- 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-carrying 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 35023 2012: Cavi per energia isolati con gomma o con materiale termoplastico avente grado di isolamento non superiore a 4- 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 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 IIa Ed. 2004: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

## 2.2 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): 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;
- Guida CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- CEI 17-1 VIa Ed. 2005: Apparecchiatura ad alta tensione. Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione;
- 17-9/1 Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per tensioni nominali superiori a 1kV e inferiori a 52 kV;
- IEC 60502-2 IIa Ed. 2005-03: 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.

Eventuali normative non elencate, se mandatorie per la progettazione del sistema, possono essere riferenziate.

In caso di conflitto tra normative e leggi applicabili, il seguente ordine di priorità dovrà essere rispettato:

- Leggi e regolamenti Italiani;
- Leggi e regolamenti comunitari (EU);
- Documento in oggetto;
- Specifiche di società (ove applicabili);
- Normative internazionali.

## 2.3 Unità di misura

Tutte le unità di misura sono e devono essere conformi al Sistema Internazionale (S.I.).

### 3. Calcoli Elettrici

#### 3.1 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:

- $k_{ca} = 2$  per i sistemi monofase o bifase (due conduttori attivi);
- $k_{ca} = 1,73$  per i sistemi trifase (tre conduttori attivi).

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

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos \varphi - j \sin \varphi) \\ \dot{I}_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 2\pi/3)} = I_b \cdot \left( \cos \left( \varphi - \frac{2\pi}{3} \right) - j \sin \left( \varphi - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \\ \dot{I}_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 4\pi/3)} = I_b \cdot \left( \cos \left( \varphi - \frac{4\pi}{3} \right) - j \sin \left( \varphi - \frac{4\pi}{3} \right) \right) \end{aligned}$$

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

$$\dot{V}_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento  $P_d$  è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

nella quale coeff è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione. Per le utenze terminali, la potenza  $P_n$  è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione  $P_n$  rappresenta la somma vettoriale delle  $P_d$  delle utenze a valle ( $P_d$  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 ( $Q_d$  a valle).

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

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

### 3.2 Dimensionamento dei cavi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi 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:

$$1) I_b < I_n < I_z$$

$$2) I_f \leq 1,45 I_z$$

Per la condizione 1) è necessario dimensionare il cavo in modo tale che la corrente nominale della protezione a monte sia maggiore della corrente di impiego e minore della portata del cavo. Dalla corrente  $I_b$ , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

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

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi. Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

- IEC 60364-5-52 (PVC/EPR);
- IEC 60364-5-52 (Mineral);
- CEI-UNEL 35024/1;
- CEI-UNEL 35024/2;
- CEI-UNEL 35026;
- CEI 20-91 (HEPR).

La sezione viene scelta in modo che la sua portata sia superiore alla portata minima del cavo ( $I_{zmin}$ ). Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (si veda la 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 2) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento  $I_f$  e corrente nominale  $I_n$  minore di 1.45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947

stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45. Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione 2) sarà sempre verificata.

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

### 3.3 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 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 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 nudo                     | K = 228 |

### 3.4 Dimensionamento dei conduttori di neutro

La norma CEI 64-8, al par. 524.2 e al 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 mm<sup>2</sup>;
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm<sup>2</sup>, se il conduttore è in rame, e a 25 mm<sup>2</sup> 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 mm<sup>2</sup>, se conduttore in rame, e 25 mm<sup>2</sup>, se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase.

### 3.5 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:

$$\begin{aligned}
 S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\
 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\
 S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2
 \end{aligned}$$

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:

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

- $S_p$  è la sezione del conduttore di protezione (mm<sup>2</sup>);
- $I$  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.

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 mm<sup>2</sup> rame o 16 mm<sup>2</sup> alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm<sup>2</sup> o 16 mm<sup>2</sup> alluminio se non è prevista una protezione meccanica.

### 3.6 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  $\alpha_{cavo}$  è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

### 3.7 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:

$$c.d.t(ib) = \max \left( \left| \sum_{i=1}^k \dot{Z}f_i \cdot \dot{I}f_i - \dot{Z}n_i \cdot \dot{I}n_i \right| \right)_{f=R,S,T}$$

- 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.

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

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

con:

- $k_{cdt}=2$  per sistemi monofase;
- $k_{cdt}=1.73$  per sistemi trifase.

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

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

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

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

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

### 3.8 Scelta delle protezioni

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

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



### 3.9 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

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

- il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

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

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

Ovvero, 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:

- a) Le intersezioni sono due:
  - $I_{cc \min} \geq I_{inters \min}$  (quest'ultima riportata nella norma come *Ia*);
  - $I_{cc \max} \leq I_{inters \max}$  (quest'ultima riportata nella norma come *Ib*);
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
  - $I_{cc \min} \geq I_{inters \min}$
- c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
  - $I_{cc \max} \leq I_{inters \max}$

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

### 3.10 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  $I_a$  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.

## 4. Calcolo dei Guasti

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 dall'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

### 4.1 Definizione dei contributi alle correnti di guasto

#### 4.1.1 Fornitura della rete

La conoscenza della fornitura della rete è necessaria per l'inizializzazione della stessa al fine di eseguire il calcolo dei guasti.

Le tipologie di fornitura possono essere:

- in bassa tensione;
- in media tensione;
- in alta tensione;
- ad impedenza nota;
- in corrente continua.

I parametri trovati in questa fase servono per inizializzare il calcolo dei guasti, ossia andranno sommati ai corrispondenti parametri di guasto dall'utenza a valle. Noti i parametri alle sequenze nel punto di fornitura, è possibile inizializzare la rete e calcolare le correnti di cortocircuito secondo le norme CEI EN 60909-0.

Tali correnti saranno utilizzate in fase di scelta delle protezioni per la verifica dei poteri di interruzione delle apparecchiature.

Nel caso in cui la fornitura sia in media o alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura  $V_{mt}$  (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima,  $I_{kmax}$  (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra massima,  $I_{k1ftmax}$  (in kA).

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima,  $I_{kmin}$  (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima,  $I_{k1ftmin}$  (in kA).

Dai dati si ricavano le impedenze equivalenti della rete di fornitura per determinare il generatore equivalente di tensione.

$$Z_{ccmt} = \frac{1,1 \cdot V_{mt}}{\sqrt{3} \cdot I_{k \max}} \cdot 1000$$

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\cos \varphi_{ccmt} = \sqrt{1 - (0,995)^2}$$

$$X_{dl} = 0,995 \cdot Z_{ccmt}$$

$$R_{dl} = \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt}$$

e le componenti omopolari:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ft \max}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl})$$

$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1}$$

#### 4.1.2 Trasformatori

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

- Potenza nominale  $P_n$  (in kVA);
- Perdite di cortocircuito  $P_{cc}$  (in W);
- Tensione di cortocircuito  $V_{cc}$  (in %);
- Rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale  $I_{lr}/I_{rt}$ ;
- Rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- Tipo di collegamento;
- Tensione nominale del primario  $V_1$  (in kV);
- Tensione nominale del secondario  $V_{02}$  (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  $Z_{vot}/Z_{cct}$  vale usualmente 10-20.

In uscita al trasformatore si otterranno pertanto i parametri alla sequenza diretta, in mΩ:

$$Z_d = |\dot{Z}_{cct}| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

nella quale:

$$\begin{aligned} R_d &= R_{cct} \\ X_d &= X_{cct} \end{aligned}$$

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:

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

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

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

#### 4.1.3 Fattore di correzione per trasformatori, CEI EN 60909-0 (3.3.3)

Per i trasformatori con verso di potenza positiva, a due avvolgimenti con e senza variazione sotto carico, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza  $K_T$  tale che:

$$\begin{aligned} Z_{cctK} &= K_T \cdot Z_{cct} \\ Z_{otK} &= K_T \cdot Z_{ot} \\ K_T &= 0,95 \cdot \frac{C_{max}}{1 + 0,6 \cdot x_T} \end{aligned}$$

dove:

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

è la reattanza relativa del trasformatore e  $C_{max}$  è relativo alla tensione lato bassa del trasformatore.

Tale fattore deve essere applicato sia alla impedenza diretta che a quelle omopolari.

Non va applicato agli autotrasformatori.

#### 4.2 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0.

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  $C_{max}$ ;
- 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:

$$R_{dcavo} = \frac{R_{cavo}}{1000} \cdot \frac{L_{cavo}}{1000} \cdot \left( \frac{1}{1 + (\Delta T \cdot 0.004)} \right)$$

dove  $\Delta T$  è 50 o 70 °C.

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

$$X_{dcavo} = \frac{X_{cavo}}{1000} \cdot \frac{L_{cavo}}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Si possono sommare queste ai parametri diretti dall'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:

$$R_{dsbarra} = \frac{R_{sbarra}}{1000} \cdot \frac{L_{sbarra}}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{dsbarra} = \frac{X_{sbarra}}{1000} \cdot \frac{L_{sbarra}}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

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

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

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

$$\begin{aligned} R_{0cavoNeutro} &= R_{dcavo} + 3 \cdot R_{dcavoNeutro} \\ X_{0cavoNeutro} &= 3 \cdot X_{dcavo} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{aligned} R_{0cavoPE} &= R_{dcavo} + 3 \cdot R_{dcavoPE} \\ X_{0cavoPE} &= 3 \cdot X_{dcavo} \end{aligned}$$

dove le resistenze  $R_{dcavoNeutro}$  e  $R_{dcavoPE}$  vengono calcolate come la  $R_{dcavo}$ .

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:

$$R_{0sbarraNeutro} = R_{dsbarra} + 3 \cdot R_{dsbarraNeutro}$$

$$X_{0sbarraNeutro} = 3 \cdot X_{dsbarra}$$

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

$$R_{0sbarraPE} = R_{dsbarra} + 3 \cdot R_{dsbarraPE}$$

$$X_{0sbarraPE} = X_{dsbarra} + 3 \cdot (X_{anello\_guasto} - X_{dsbarra})$$

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

$$R_d = R_{dcavo} + R_{dmonte}$$

$$X_d = X_{dcavo} + X_{dmonte}$$

$$R_{0Neutro} = R_{0cavoNeutro} + R_{0monteNeutro}$$

$$X_{0Neutro} = X_{0cavoNeutro} + X_{0monteNeutro}$$

$$R_{0PE} = R_{0cavoPE} + R_{0montePE}$$

$$X_{0PE} = X_{0cavoPE} + X_{0montePE}$$

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):

$$Z_{k1Neutro \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0Neutro})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0Neutro})^2}$$

Fase terra:

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

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase  $I_{k \max}$ , fase neutro  $I_{k1Neutro \max}$ , fase terra  $I_{k1PE \max}$  e bifase  $I_{k2 \max}$  espresse in kA:



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

$$I_{k1 \text{Neutr} \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1 \text{Neutr} \min}}$$

$$I_{k1 \text{PE} \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1 \text{PE} \min}}$$

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

Infine, dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti (CEI EN 60909-0 par. 9.1.1.):

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max}$$

$$I_{p1 \text{Neutro}} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1 \text{Neutr} \max}$$

$$I_{p1 \text{PE}} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1 \text{PE} \max}$$

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

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 of ships. Se richiesto,  $I_p$  può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente  $k = 1.8$  che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

#### 4.3 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 2.5 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 di 0.95 (tab. 1 della norma CEI EN 60909-0). In media e alta tensione il fattore 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:

$$R_{d\max} = R_d \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{\max} - 20))$$

$$R_{0\text{Neutro}} = R_{0\text{Neutro}} \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{\max} - 20))$$

$$R_{0PE} = R_{0PE} \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{\max} - 20))$$

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

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase  $I_{k1\min}$  e fase terra, espresse in kA:

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

$$I_{k1\text{Neutro}\min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1\text{Neutro}\max}}$$

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

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

#### 4.4 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.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{\dot{Z}_0 - \alpha \cdot \dot{Z}_i}{\dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_i + \dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_0 + \dot{Z}_i \cdot \dot{Z}_0} \right|$$

e la corrente di picco:

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

## 5. Descrizione e schema dell'impianto agro-voltaico "F-Chori"

L'impianto "F-Chori" sarà composto da moduli fotovoltaici bifacciali in silicio cristallino aventi potenza 670 Wp raggruppati in stringhe da 28 moduli ciascuna. Tali moduli fotovoltaici saranno installati a terra su file parallele lungo l'asse Nord – Sud, su strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale.

In ciascuna stringa i moduli sono collegati in serie, con i terminali positivi e negativi di ognuna di esse collegati ad una Combiner box per il parallelo lato corrente continua. Ad ogni Combiner box è previsto il collegamento di 8 o 10 stringhe a seconda della composizione/matching con il rispettivo inverter. Le Combiner box, previste in numero pari a 84, saranno installate all'esterno e in una posizione la più baricentrica possibile rispetto alle stringhe collegate, compatibilmente con le specificità delle singole sezioni del layout adottato.

L'impianto F-Chori sarà suddiviso in numero quattro sottocampi indipendenti, ognuno dei quali facenti capo ad un blocco denominato PV Station, contenente un inverter centralizzato, un trasformatore MT/BT, un trasformatore BT/BT, quadri di protezione MT e BT ed i servizi ausiliari. In particolare, si prevede che:

- l'inverter centralizzato, attraverso cui avviene la conversione dell'energia in corrente alternata, in funzione del matching meccanico/elettrico con il sottocampo di riferimento, avrà una taglia di riferimento variabile. Più precisamente, si ipotizza di utilizzare n.1 inverter da 2,1MW, n.3 inverter da 4,3 MW; Ad ogni inverter afferiranno i cavi provenienti dalle Combiner box, il numero delle combiner box afferenti a ciascun inverter dipende dal matching meccanico/elettrico con il sottocampo di riferimento e sarà pari a 8 o 10;
- Il trasformatore MT/BT, attraverso cui si innalza il livello di tensione da bassa a media, in funzione dell'inverter a cui verrà accoppiato avrà una taglia di riferimento variabile. Più precisamente, si ipotizza di utilizzare un trasformatore da 2,1MW accoppiato all'inverter da 2,1 MW, un trasformatore da 4,343MW per ogni inverter da 4,3MW;
- Il trasformatore BT/BT da 10kVA, 20kVA o 30kVA è destinato all'alimentazione dei servizi ausiliari della PV Station e del sottocampo di riferimento;
- Il quadro di protezione MT conterrà i dispositivi di protezione per la linea in arrivo dal trasformatore e per la linea MT in partenza verso la Cabina di Parallelo;
- Il quadro elettrico BT è destinato alla protezione dei circuiti per i servizi ausiliari.

Pertanto, l'energia prodotta dal campo fotovoltaico in corrente continua, tramite un sistema di cavi BT in corrente continua verrà convogliata d'apprima alle combiner box, distribuite nell'area di impianto, e successivamente all'inverter centralizzato di riferimento contenuto nelle PV Station. In queste, come detto, avverrà l'innalzamento della tensione dell'energia in uscita dall'inverter centralizzato al livello di 30kV.

Quindi, le quattro PV Station sono collegate, tramite un proprio sistema di cavidotti a 30kV interrati, alla Cabina di Parallelo, per convogliare l'energia alla Cabina di Parallelo stessa.

Dalla suddetta Cabina di Parallelo verrà realizzato, tramite un breve tratto di cavidotto a 30kV interrato avente lunghezza L=50m circa, il collegamento alla cabina di trasformazione 30/36 kV.

Dunque, tramite un cavidotto 36 kV interrato, l'energia sarà convogliata alla Cabina Utente, in cui sarà installato il quadro di protezione a 36kV contenente i dispositivi di protezione generale e d'interfaccia dell'impianto agro-voltaico F-Chori.

Infine, dalla Cabina Utente, tramite un cavidotto 36kV interrato di lunghezza L=11,3km circa, sarà realizzato il collegamento allo stallo 36 kV della nuova Stazione Elettrica 380/150/36 kV della RTN per il collegamento dell'impianto F-Chori alla RTN;

Per un maggiore approfondimento circa la configurazione elettrica degli impianti si rimanda agli elaborati di progetto "Relazione Tecnica Descrittiva e Producibilità Impianto", "Relazione Tecnica Elettrica" e "Schema Elettrico Unifilare".

Nella Tabella 5.1 si descrivono i dati progettuali riassuntivi dell'impianto agro-voltaico "F-Chori".

<b>OGGETTO</b>	Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza pari a 15,1 MWp (15 MWac), su terreno agricolo sito nel comune di Lentini (SR) in catasto al fg.10 p.lle 20, 21, 22, 23, 76, 77, 78, e altre afferenti alle opere di rete ricadenti nei comuni di Lentini (SR), Ramacca (CT) e Belpasso (CT)
<b>COMMITTENTE</b>	Chorisia Solis S.r.L.
<b>LOCALIZZAZIONE AREA IMPIANTO AGRIVOLTAICO F-CHORI</b>	Comune di Lentini (SR)
<b>LOCALIZZAZIONE OPERE RTN PER LA CONNESSIONE</b>	Comune di Belpasso (CT)
<b>LOCALIZZAZIONE IMPIANTO DI UTENZA</b>	Comuni di Lentini (SR), Ramacca (CT), Belpasso (CT)
<b>MODULO FOTOVOLTAICO</b>	Scelta tra i modelli disponibili sul mercato
<b>DISTANZA INTERASSE TRA I TRACKER</b>	≈ 9,78 m
<b>SPAZIO LIBERO TRA I TRACKER</b>	≈ 5,0 m
<b>POTENZA IMPIANTO F-CHORI</b>	15,1 MWp (layout con tracker) e 15,0 MWac
<b>COLLEGAMENTO ALLA RETE RTN</b>	Tramite stallo a 36 kV della nuova SE RTN 380/150/36 kV
<b>VIABILITA' INTERNA A SERVIZIO DELL'IMPIANTO F-CHORI</b>	≈ 5744,55 m <sup>2</sup>
<b>PIAZZOLE A SERVIZIO DELLA VIABILITA' INTERNA</b>	≈ 50,0 m <sup>2</sup>
<b>SVILUPPO LINEARE SISTEMA CAVIDOTTI MT PREVISTO (INTERNI AREA IMPIANTO)</b>	≈480,0m
<b>SVILUPPO LINEARE SISTEMA CAVIDOTTI 36 kV PREVISTO (INTERNI AREA IMPIANTO)</b>	≈ 50,0 m
<b>SVILUPPO LINEARE IMPIANTO DI UTENZA</b>	≈ 11.300,00 m
<b>PRODUCIBILITA' ANNUA DI ENERGIA STIMATA</b>	28460 MWh/anno

Tabella 5.1 – Caratteristiche progettuali impianto F-Chori

## 5.1 Generatore fotovoltaico

I moduli fotovoltaici utilizzati nella presente fase di progettazione definitiva sono del tipo bifacciali in silicio monocristallino ad alta efficienza (fino a 21,6%) e ad elevata potenza di picco (670Wp).

I moduli fotovoltaici sostenuti dai tracker sono collegati a gruppi di 28 in serie a formare una stringa. In ciascuna stringa i moduli sono collegati in serie, con i terminali positivi e negativi di ognuna di esse collegati al quadro elettrico di campo per il parallelo lato corrente continua (Combiner Box).

Si specifica che la tipologia di moduli che sarà installata in sito sarà definita in fase di progettazione esecutiva.

Le principali caratteristiche dei moduli fotovoltaici utilizzati nel presente progetto definitivo sono riportati nella seguente Tabella 5.2.

Panels		
PV Modules' supplier	Trina Solar	
PV Panel's Model	Vertex 670	
Type	Bifacial - Monocrystalline	
Nominal Power	0,67	kWp
Panel Weight	33,9	kg
Panel Length	2384	mm
Panel Width	1303	mm
Panel thickness	35	mm
Limit Max Voltage	1500	V
Maximum Power Voltage	38,2	V
Maximum Power Current (Imp)	17,55	A
Open-circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	46,1	V
Short-Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	18,62	A
Modul Efficiency	21,6	%
Temperature Coefficients of Pmax	-0,34	%/°C
Temperature Coefficients of Voc	-0,25	%/°C
Temperature Coefficients of Isc	0,04%	%/°C

Tabella 5.2 Caratteristiche modulo fotovoltaico

Ciascuna stringa, costituita da 28 moduli, sarà provvista di sezionatore con fusibile e diodo di blocco; il cablaggio dei moduli sarà effettuato con un cavo avente una sezione di 6 mm<sup>2</sup>.

Item	Strings	Modules	DC Power [kWp]	Isc sizing [A]	Imp [A]
<b>First Junction Box 1</b>	1	28	18,76	23,275	17,55

Tabella 5.3 - Caratteristiche della stringa elementare

In ciascuna stringa i moduli sono collegati in serie, con i terminali positivi e negativi di ognuna di esse collegati ad una Combiner box per il parallelo lato corrente continua. Ad ogni Combiner box, si prevede il collegamento di 8 o 10 stringhe a seconda della composizione/matching con il rispettivo inverter. Le Combiner box, previste in numero pari a 84, saranno installate all'esterno e in una posizione la più baricentrica possibile rispetto alle stringhe collegate, compatibilmente con le specificità delle singole sezioni del layout adottato.

Elemento	N° stringhe	N° Moduli	DC Power [kWp]	Isc sizing [A]	Imp [A]
Combiner Box 1	10	280	187,6	232,75	175,5
Combiner Box 2	8	224	150,08	186,2	140,4

Tabella 5.4 – Caratteristiche delle Combiner Box

I cavi in uscita dalle singole combiner box, saranno poi collegati all'ingresso in continua dell'inverter centralizzato di riferimento. In particolare, il numero delle combiner box afferenti a ciascun inverter dipende dal matching meccanico/elettrico con il sottocampo di riferimento e sarà pari a 14, 23, o 24. Nelle seguenti tabelle da 5.5 a 5.8 si riportano le caratteristiche del matching meccanico/elettrico tra le combiner box e gli inverter centralizzati.

PV Station 1			
INVERTER FIMER - PVS-CS 4.3 MW TYPE A			
	Combiner Box 1	Combiner Box 2	Tot
N° Elements	23	0	23
N° Strings	230	0	230
N° Modules	6440	0	6440
DC Power [kWp]	4314,8	0	4314,8
Imp [A]	4036,5	0	4036,5
Isc Sizing [A]	5353,25	0	5353,25

Tabella 5.5 - Matching Elettrico C.box/Inverter tipo A della PV Station 1 Fimer PVS-98-CS 4.3 MW

PV Station 2			
INVERTER FIMER - PVS-CS 4.3 MW TYPE A			
	Combiner Box 1	Combiner Box 2	Tot
N° Elements	23	0	23
N° Strings	230	0	230
N° Modules	6440	0	6440
DC Power [kWp]	4314,8	0	4314,8
Imp [A]	4036,5	0	4036,5
Isc Sizing [A]	5353,25	0	5353,25

Tabella 5.6 - Matching Elettrico C.box/Inverter tipo A della PV Station 2 Fimer PVS-98-CS 4.3 MW

PV Station 3			
INVERTER FIMER - PVS-CS 2.1 MW			
	Combiner Box 1	Combiner Box 2	Tot
N° Elements	0	14	14
N° Strings	0	112	112
N° Modules	0	3136	3136
DC Power [kWp]	0	2101,12	2101,12
Imp [A]	0	2606,8	2606,8
Isc Sizing [A]	0	1965,6	1965,6

Tabella 5.7 - Matching Elettrico C.box/Inverter della PV Station 3 Fimer PVS-98-CS 2.1 MW

<b>PV Station 4</b>			
<b>INVERTER FIMER - PVS-CS 4.3 MW TIPO B</b>			
	<b>Combiner Box 1</b>	<b>Combiner Box 2</b>	<b>Tot</b>
N°	20	4	24
N° Stringhe	200	32	232
N° Moduli	5600	896	6496
Potenza [kWp]	3752	600,32	4352,32
Imp [A]	4655	744,8	5399,8
Isc Sizing [A]	3510	561,6	4071,6

Tabella 5.8 - Matching Elettrico C.box/Inverter tipo B della PV Station 4 Fimer PVS-98-CS 4.3 MW

Per maggiori dettagli sui singoli circuiti si rimanda all'elaborato di progetto "Schema elettrico unifilare".

## 5.2 PV Station

Come scritto in precedenza, l'impianto agro-voltaico F-Chori sarà costituito da 4 sottocampi indipendenti facenti capo ad altrettanti inverter centralizzati per la conversione in corrente alternata dell'energia elettrica prodotta dal sottocampo di riferimento in corrente continua, ognuno dei quali sarà accoppiato ad un proprio trasformatore MT/BT.

L'insieme dell'inverter centralizzato con il corrispondente trasformatore MT/BT individua la PV Station. Inoltre, in ogni PV Station saranno installati anche un trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari, un quadro MT e un quadro BT di protezione.

Nelle seguenti tabelle si riportano le caratteristiche elettriche degli inverter centralizzati, dei trasformatori MT/BTe dei quadri di media tensione contenuti nell'PV Station.



<b>PV Station 1/2/4 - FIMER - PVS980-CS 4.3 MW type A/B</b>		
Supplier	FIMER	
Cabinet Type	Indoor/Outdoor	
<b>Inverter</b>		
Supplier	FIMER	
Inverter Type	PVS980-58, 4.3MVA	
N°inverter	1	n°
AC Nominal Power	4300	kVA
Voltage MPP MIN at 25°C	850	V
Voltage MPP MAX at 25°C	1350	V
Max Voltage DC	1500	V
Short Circuit Current	80.000	A
MPPT Number	1	n°
Number of protected DC inputs	20-36 (+/-)	-
Rated Grid Voltage	600	V
Ac Current at 25°C	4184	A
Max Efficiency	98,80%	%
European Efficiency	98,60%	%
<b>MV Trasformer</b>		
Trasformer Supplier	FIMER	
Trasformer Type	ONAN	
AC nominal Power at 25°C	4343	kVA
Rated LV Voltage	600	V
Rated MV Voltage	30000	V
Rated frequency	50	Hz
Oil Type	Mineral (vegetable optional)	
<b>MV Switchgear</b>		
Switchgear type	SF6-Insulated	
Rated Current	630 A	
Configuration	Single (CV) or double feeder (CCV)	
Protection	Circuit breaker (16kA)	
Protection relay type	REJ603	
Motorized	Yes	

Tabella 5.9 – Caratteristiche PV Station 1-2- 4 Fimer PVS-980-CS 4.3 MW tipo A e B

<b>PV Station 3 - FIMER - PVS-CS 2.1 MW</b>		
Supplier	FIMER	
Cabinet Type	Indoor/Outdoor	
<b>Inverter</b>		
Supplier	FIMER	
Inverter Type	PVS980-4.3MVA	
N°inverter	1	n°
AC Nominal Power	2100	kVA
Voltage MPP MIN at 35°C	893	V
Voltage MPP MAX at 35°C	1500	V
Max Voltage DC	1500	V
Short Circuit Current	60.000	A
MPPT Number	1	n°
Number of protected DC inputs	8-24 (+/-)	-
Rated Grid Voltage	600	V
Ac Current at 25°C	1750	A
Max Efficiency	98,80%	%
European Efficiency	98,00%	%
<b>MV Trasformer</b>		
Trasformer Supplier	FIMER	
Trasformer Type	ONAN	
AC nominal Power at 25°C	2100	kVA
Rated LV Voltage	600	V
Rated MV Voltage	30000	V
Rated frequency	50	Hz
Oil Type	Mineral (vegetable optional)	
<b>MV Switchgear</b>		
Switchgear type	SF6-Insulated	
Rated Current	630 A	
Configuration	Single (CV) or double feeder (CCV)	
Protection	Circuit breaker (16kA)	
Protection relay type	REJ603	
Motorized	Yes	

Tabella 5.10 – Caratteristiche PV Station 3 Fimer PVS-980-CS 2.1 MW

Per maggiori dettagli sui singoli circuiti si rimanda agli elaborati di progetto “Schema Elettrico Unifilare”.

### 5.3 Servizi ausiliari d’impianto

Nell’impianto F-Chori, si prevede che i servizi ausiliari delle singole PV Station e dei relativi sottocampi fotovoltaici di riferimento, saranno alimentati tramite dei trasformatori BT/BT (0,6/0,4kV o 0,63/0,4kV) aventi taglia nominale pari a 10, 20 o 30kVA e alloggiati all’interno di ogni PV Station. Questi trasformatori prenderanno l’alimentazione sul lato BT del trasformatore MT/BT della PV Station. L’uscita del trasformatore BT/BT lato 0,4kV confluirà in un quadro elettrico BT specifico per la protezione dei circuiti dei servizi ausiliari.

I servizi ausiliari della Cabina di Parallelo, della Cabina di Trasformazione 30/36kV e della Cabina Utente, saranno alimentati tramite un trasformatore MT/BT (30kV/0,4kV) avente taglia nominale pari a 50kV, installato nella stessa Cabina di Parallelo. Tale trasformatore sarà alimentato dalle linee MT in arrivo dai sottocampi fotovoltaici o dalla linea MT in arrivo dalla Cabina di Trasformazione 30/36kV. L’uscita del trasformatore dei servizi ausiliari si attesterà in un quadro elettrico BT specifico che sarà adibito alla protezione dei circuiti ausiliari.

Per maggiori dettagli sui singoli circuiti si rimanda all'elaborato di progetto "Schema Elettrico Unifilare".

## 5.4 Dimensionamento elettrico

Sulla base dei componenti sopra indicati, si riportano i calcoli di dimensionamento atti a verificare se tutti i componenti del generatore fotovoltaico sono correttamente accoppiati; inoltre, vengono definite le sezioni dei conduttori da impiegare in modo da verificare le portate degli stessi conduttori e la caduta di tensione.

### 5.4.1 Dati del sistema di alimentazione

Si riportano di seguito i parametri di Rete assunti nella presente relazione:

- tensione nominale 36 kV;
- frequenza nominale 50 Hz;
- corrente di cortocircuito alla sbarra MT 40 kA;
- tensione massima 36 kV;
- tensione di tenuta a frequenza industriale 50 kV;
- tensione di tenuta a impulso 125 kV;
- stato del neutro compensato;
- corrente di guasto monofase a terra 100 A;
- tempo di eliminazione del guasto monofase a terra  $\gg 10$  s.

### 5.4.2 Collegamenti in bassa tensione

I collegamenti in bassa tensione previsti nell'impianto in oggetto, sono:

- Cavi in corrente continua:
  - conduttori di collegamento tra i moduli fotovoltaici (cavi di stringa);
  - conduttori per il collegamento delle stringhe con le combiner box;
  - conduttori per il collegamento delle combiner box con gli inverter centralizzati.
- Cavi in corrente alternata:
  - Conduttori per il collegamento dagli inverter centralizzati ai rispettivi trasformatori MT/BT (interni alle PV Station).

Relativamente alla protezione del cavo di collegamento da ciascun trasformatore di sottocampo al relativo inverter centralizzato, considerando la ridotta lunghezza del collegamento, la corrente di cortocircuito non subisce significative riduzioni, pertanto la protezione 51 consente di proteggere anche il cavo.

### 5.4.3 Dimensionamento dei conduttori in BT

Il dimensionamento dei conduttori viene eseguito in base a due criteri: criterio della caduta di tensione e criterio termico.

Relativamente alla caduta di tensione, la normativa non prevede specifici valori per gli impianti fotovoltaici; tuttavia, è buona prassi limitare la caduta di tensione totale in CC a valori prossimi al 2% nella quasi totalità dei circuiti.

Il calcolo della caduta di tensione nei diversi tratti è eseguito applicando l'espressione:

$$\Delta V = k_V \cdot L \cdot I_b \cdot \frac{\rho}{S}$$

dove:

- $I_b$  = l'intensità della corrente in A;
- L = la lunghezza del cavo in m;
- S = la sezione del cavo in mm<sup>2</sup>;
- r = la resistività (rame 0,01725 ed alluminio 0,028 Ωmm<sup>2</sup>/m);
- $k_V = 2$  per i sistemi bifase e  $\sqrt{3}$  per i sistemi trifase.

Relativamente al criterio termico quale corrente di impiego si assumerà:

- per i singoli conduttori di collegamento tra le stringhe e le relative combiner box, la corrente di cortocircuito della stringa incrementata del 25%;
- per i conduttori di collegamento tra le combiner box e l'inverter centralizzato di riferimento, la corrente di cortocircuito della stringa incrementata del 25% e moltiplicata per il numero di stringhe afferenti alla Combiner box considerata;
- per i conduttori di collegamento tra gli inverter centralizzati e i rispettivi trasformatori MT/BT, la corrente nominale in uscita dall'inverter.

Le correnti di impiego così calcolate dovranno essere inferiore alle portate dei conduttori scelti calcolata con la seguente espressione:

$$I_z = I_0 \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4$$

In genere, si assumerà la portata del cavo interrato a 25°C con il fattore di correzione di temperatura K1 pari a 0,96, con il fattore di correzione per pose ravvicinate di 3 cavi a contatto K2 pari a 0,7, il fattore di correzione per profondità di posa diversi da 1 K3 pari a 0,7 e il fattore di correzione per valori di resistività del terreno di 1,5  $\frac{K \cdot m}{W}$  K4 pari a 1.

Nei calcoli che seguono, si farà riferimento alla stringa posta in posizione più distante dalla combiner box e alla combiner box più distante dall'inverter centralizzato e a cui afferiscono il maggior numero di stringhe (10).

La protezione dal sovraccarico e dal corto circuito deve essere garantita sia per i cavi che per i moduli.

Relativamente ai cavi, il dimensionamento è stato eseguito considerando come corrente di impiego la corrente di cortocircuito, pertanto gli stessi risultano dimensionati per la massima corrente che si può verificare in caso di guasto (non sono necessari altri accorgimenti).

I moduli sono protetti mediante i fusibili previsti per ciascuna stringa all'interno del quadro di campo; la loro corrente nominale risulta inferiore alla corrente di cortocircuito di una stringa e, pertanto, idonea a garantire la protezione dei moduli che tollerano sempre una corrente inversa (quella che li interessa in caso di cortocircuito) superiore a 2 volte la corrente di cortocircuito del modulo (che è pari alla corrente di cortocircuito della stringa). Si riporta di seguito la lista dei cavi CC e CA previsti da progetto, con la relativa portata e caduta di tensione.

Sizing of Cables - DC Grid				
Circuit Description	Max Lenght from strings to First Junction Box	Max lenght from First Junction Box to combiner Boxes	Max lenght from combiners Box to PV Station	u.m.
	Cables of PV modules	DC Primary Distribution System 1	DC Primary Distribution System 2	
Number of Circuits	804	804	84	n°
Cable Type	Solar Cables - H1Z2Z2-k	Solar Cables - H1Z2Z2-k	LV Cables - FG16R16	
Max Cable Size	6	6	185	mmq
Cable Power Factor	1	1	1	-
Cable k Circuit	1	1	1	-
Cable Installation Factor	0,79	0,79	0,79	-
Max Lenght Cables	40	100	350	m
Average Lenghts Cables	40	60	250	m
Resistance	3,3	3,3	0,106	Ω/km
Reactance	0	0	0,0902	Ω/km
Ampacity	57	57	401	A
Real Ampacity	45,03	45,03	316,79	A
Sizing I Load	23,275	23,275	232,75	A
Real I Load	17,55	17,55	175,5	A
Max System Voltage	1371,475	1371,475	1371,475	V
Max System Power	18,76	18,76	187,6	kWp
Voltage Drop	6,2	15,3	17,27	V
	0,45	1,12	1,3	%
Protection Type	-	DC Fuses	DC Breakers	-
Rated Current	-	32	400	A
If	-	41,6	520	A
Number of Equipments	-	804	84	n°
Overall Lenght	32160	48240	21000	m

Tabella 5.11 – Caratteristiche dei cavi in corrente continua

Sizing of Cables - DC Grid		
Circuit Description	Cables from PV Inverter to MV transformer	u.m.
	LV Primary Distribution System 1	
Number of Circuits	4	n°
Cable Type	FG16R16	
Max Cable Size	300	
Number of cables	7	mmq
Cable Power Factor	1	-
Cable k Circuit	1	-
Cable Installation Factor	0,85	-
Max Length Cables	20	m
Average Lengths Cables	20	m
Resistance	0,0801	Ω/km
Reactance	0	Ω/km
Ampacity	5152	A
Real Ampacity	4379,2	A
Sizing I Load	4184	A
Real I Load	4184	A
Max System Voltage	1500	V
Max System Power	18,76	kWp
Voltage Drop	6,2	V
	0,45	%
Protection Type	AC Breakers	-
Rated Current	4300	A
If	5590	A
Number of Equipments	4	n°
Overall Length	80	m

Tabella 5.12 – Caratteristiche dei cavi in bassa tensione in corrente alternata

### 5.5 Accoppiamento generatore fotovoltaico – inverter

Le condizioni da rispettare nell'accoppiamento generatore fotovoltaico inverter sono costituite dalla relazione di quattro grandezze relative all'inverter con quattro grandezze relative al generatore fotovoltaico:

TERNA INVERTER	
$V_{max}$	Massima tensione ammissibile ai morsetti dell'inverter
$V_{MPPTmin}$	Minimo valore dell'intervallo di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter
$V_{MPPTmax}$	Massimo valore dell'intervallo di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter
$I_{max,Inv}$	Massima corrente ammissibile in ingresso ai morsetti dell'inverter
TERNA GENERATORE	
$V_{OC(Tmin)}$	Tensione della stringa a circuito aperto alla minima temperatura esterna
$V_{MPP(Tmax)}$	Tensione di uscita del campo alla massima temperatura esterna
$V_{MPP(Tmin)}$	Tensione di uscita del campo alla minima temperatura esterna
$I_{max}$	Massima corrente in uscita dal campo fotovoltaico

Tabella 5.13 - Verifiche da rispettare per accertare la compatibilità inverter-generatore fotovoltaico

Le condizioni da rispettare sono le seguenti:

- $V_{OC(Tmin)} < V_{max}$
- $V_{MPP(Tmax)} > V_{MPP(Tmin)}$
- $V_{MPP(Tmin)} < V_{MPP(Tmax)}$
- $I_{(max)} < I_{(max,Inv)}$

Nella tabella seguente si riportano i valori limite per ciascuna tipologia di inverter considerati accoppiati alla tipologia di modulo e alla configurazione sopra indicata.

Inverter PVS-980-CS 2.1 MW

Verifica condizioni accoppiamento Inverter PVS-980-CS 2.1 MW				
<b>1371,5 V</b>	$V_{OC(Tmin)}$	<	$V_{max}$	<b>1500 V</b>
<b>911,54 V</b>	$V_{MPP(Tmax)}$	>	$V_{MPPTmin}$	<b>893V</b>
<b>1139,4 V</b>	$V_{MPP(Tmin)}$	<	$V_{MPPTmax}$	<b>1500 V</b>
<b>1965,6 A</b>	$I_{(max)}$	<	$I_{(max,Inv)}$	<b>2400 A</b>

Tabella 5.14: Risultanze delle verifiche di compatibilità inverter tipo PVS-980-CS 2.1MW - generatore fotovoltaico

Inverter PVS-980-CS 4.3 MW

Verifica condizioni accoppiamento Inverter PVS-980-CS 4.3 MW				
<b>1371,5 V</b>	$V_{OC(Tmin)}$	<	$V_{max}$	<b>1500 V</b>
<b>911,54 V</b>	$V_{MPP(Tmax)}$	>	$V_{MPPTmin}$	<b>850V</b>
<b>1139,4 V</b>	$V_{MPP(Tmin)}$	<	$V_{MPPTmax}$	<b>1350 V</b>
<b>5399,8 A</b>	$I_{(max)}$	<	$I_{(max,Inv)}$	<b>16000 A</b>

Tabella 5.15: Risultanze delle verifiche di compatibilità inverter tipo PVS-980-CS-4.3MW - generatore fotovoltaico

## 5.6 Dimensionamento dei conduttori a 30kV e 36kV

I cavi saranno posati entro cavidotto, in accordo alle prescrizioni della CEI 11-17. I cavi impiegati saranno in alluminio con isolamento estruso in gomma etilenpropilenica (HEPR) con tensione di isolamento 18/30 kV e 30/36kV (ad esempio tipo ARG7H1R o RG7H1R). Per maggiori dettagli sui singoli circuiti si rimanda allo schema unifilare.

I cavi in media tensione sono previsti:

- i. Per il collegamento delle PV Station alla Cabina di Parallelo;
- ii. Per il collegamento della Cabina di Parallelo alla Cabina di Trasformazione 30/36 kV;
- iii. Per il collegamento della Cabina di Trasformazione 30/36 kV alla Cabina Utente;
- iv. Per il collegamento della Cabina Utente alla sezione 36kV della nuova Stazione Elettrica RTN 380/220/36kV;

I cavi di cui ai punti i, ii, iii e iv saranno posati entro cavidotti interrati in accordo alle prescrizioni della CEI 11-17. Essi saranno posati secondo le norme valide per le reti di distribuzione urbana e seguiranno preferenzialmente percorsi interrati disposti lungo zone non coltivate. Si adatteranno tubazioni interrate in numero adeguato a consentire la netta separazione delle linee di comando e segnalazione da quelle di trasporto dell'energia prodotta, con posa dei cavi direttamente in un'unica trincea e opportunamente distanziati su letto di sabbia vagliata, ricoperti da cospelle protettive; in ogni caso il ricoprimento della trincea avverrà con terra vagliata e posa di nastro segnalatore.

Le caratteristiche delle linee elettriche di cui ai punti precedenti, sono state determinate con apposito foglio di calcolo di cui si riportano qui di seguito i risultati.

Circuit Description		Load					PROTECTIONS SETTINGS															
From	To	Lenght Cables km	Pn kVA	Vn kV	In A	cos(phi)n rit	Type	Poles	I <sub>n</sub> A	V <sub>i</sub> kV	I <sub>cn</sub> kA	I <sub>p</sub> A	I <sub>max</sub> <sup>2</sup> t A <sup>2</sup> s	I <sub>n</sub> ≤ I <sub>N</sub>	I <sub>ccmax</sub> ≤ I <sub>cn</sub>	Check			V <sub>max</sub> ≤ V <sub>i</sub>			
PV Station 1	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,3	4300	30	82,75	0,995	MV Breaker	3	160	36	12,5	208	2,82E+03	82,75	160	VERO	1,045	12,5	VERO	30	36	VERO
PV Station 2	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,51	2100	30	82,75	0,995	MV Breaker	3	160	36	12,5	208	2,82E+03	82,75	160	VERO	1,045	12,5	VERO	30	36	VERO
PV Station 3	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,65	4300	30	40,41	0,995	MV Breaker	3	160	36	12,5	208	2,82E+03	40,41	160	VERO	1,045	12,5	VERO	30	36	VERO
Pv Station 4	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,12	4300	30	82,75	0,995	MV Breaker	3	160	36	12,5	208	2,82E+03	82,75	160	VERO	1,045	12,5	VERO	30	36	VERO
General Switchgear in Parallel Cabinet	30/36kV Trasformer	0,03	15000	30	288,68	0,995	MV Breaker	3	320	36	12,5	416	1,13E+04	288,68	320	VERO	1,045	12,5	VERO	30	36	VERO
30/36kV Trasformer	General Switchgear in UT Cabinet	0,05	15000	36	240,56	0,955	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
General Switchgear in UT Cabinet	TSO HV Station	11,26	15000	36	240,56	0,955	36kV Breaker	3	320	45	40	416	1,13E+04	240,56	320	VERO	1,045	40	VERO	36	45	VERO

  

Circuit Description		Load					AC Distribution System														
From	To	Lenght Cables km	Sn kVA	Vn kV	In A	cos(phi)n rit	Formazione	I <sub>Bmax</sub> < I <sub>Breal</sub>			ΔV <sub>tratta</sub> % < ΔV <sub>max</sub> %			I <sup>2</sup> t ≤ K <sup>2</sup> S <sup>2</sup>			ΔP <sub>tratta</sub> % < ΔP <sub>max</sub> %				
PV Station 1	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,3	4300	30	82,75	0,995	3x1x70	82,75	158,1	VERO	0,04%	2%	VERO	2,82E+03	1,00E+08	VERO	0,011%	3,00%	VERO		
PV Station 2	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,51	4300	30	82,75	0,995	3x1x70	82,75	158,1	VERO	0,07%	2%	VERO	2,82E+03	1,00E+08	VERO	0,010%	3,00%	VERO		
PV Station 3	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,65	2100	30	40,41	0,995	3x1x70	40,41	158,1	VERO	0,04%	2%	VERO	2,82E+03	1,00E+08	VERO	0,006%	3,00%	VERO		
Pv Station 4	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,12	4300	30	82,75	0,995	3x1x70	82,75	158,1	VERO	0,02%	2%	VERO	2,82E+03	1,00E+08	VERO	0,004%	3,00%	VERO		
General Switchgear in Parallel Cabinet	30/36kV Trasformer	0,03	15000	30	288,68	0,995	3x1x240	288,68	316	VERO	0,004%	2%	VERO	1,13E+04	1,18E+09	VERO	0,004%	3,00%	VERO		
30/36kV Trasformer	General Switchgear in UT Cabinet	0,05	15000	30	240,56	0,955	3x1x240	240,56	316	VERO	0,01%	2%	VERO	-	1,18E+09	VERO	0,004%	3,00%	VERO		
General Switchgear in UT Cabinet	TSO HV Station	11,26	15000	36	240,56	0,955	3x1x240	240,56	316,2	VERO	1,13%	2%	VERO	1,13E+04	1,18E+09	VERO	0,978%	3,00%	VERO		

  

Circuit Description		Load					AC Distribution System														
From	To	Lenght Cables km	Sn kVA	Vn kV	In A	cos(phi)n rit	Formazione	I <sub>Bmax</sub> < I <sub>Breal</sub>			ΔV <sub>tratta</sub> % < ΔV <sub>max</sub> %			I <sup>2</sup> t ≤ K <sup>2</sup> S <sup>2</sup>			ΔP <sub>tratta</sub> % < ΔP <sub>max</sub> %				
PV Station 1	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,3	4300	30	82,75	0,995	3x1x70	82,75	158,1	VERO	0,04%	2%	VERO	2,82E+03	1,00E+08	VERO	0,011%	3,00%	VERO		
PV Station 2	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,51	4300	30	82,75	0,995	3x1x70	82,75	158,1	VERO	0,07%	2%	VERO	2,82E+03	1,00E+08	VERO	0,010%	3,00%	VERO		
PV Station 3	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,65	2100	30	40,41	0,995	3x1x70	40,41	158,1	VERO	0,04%	2%	VERO	2,82E+03	1,00E+08	VERO	0,006%	3,00%	VERO		
Pv Station 4	General Switchgear in Parallel Cabinet	0,12	4300	30	82,75	0,995	3x1x70	82,75	158,1	VERO	0,02%	2%	VERO	2,82E+03	1,00E+08	VERO	0,004%	3,00%	VERO		
General Switchgear in Parallel Cabinet	30/36kV Trasformer	0,03	15000	30	288,68	0,995	3x1x240	288,68	316	VERO	0,004%	2%	VERO	1,13E+04	1,18E+09	VERO	0,004%	3,00%	VERO		
30/36kV Trasformer	General Switchgear in UT Cabinet	0,12	15000	30	240,56	0,955	3x1x240	240,56	316	VERO	0,01%	2%	VERO	-	1,18E+09	VERO	0,004%	3,00%	VERO		
General Switchgear in UT Cabinet	TSO HV Station	0,03	15000	36	240,56	0,955	3x1x240	240,56	316,2	VERO	1,13%	2%	VERO	1,13E+04	1,18E+09	VERO	0,978%	3,00%	VERO		

Tabella 5.16 – Dimensionamento dei conduttori 30kV e 36 kV

## 5.7 Impianto generale di terra

L'impianto di terra da realizzare deve soddisfare le disposizioni imposte dalla normativa CEI vigente in materia; in particolare, si ricorda che l'impianto di terra è costituito dall'intero sistema di conduttori, giunzioni, dispersori al fine di assicurare alla corrente di guasto un ritorno verso terra, attraverso una bassa impedenza.



### 5.7.1 Conduttori di terra

I conduttori di terra dovranno essere realizzati con conduttori in rame aventi sezioni minime, come riportato di seguito, e dovranno garantire la resistenza meccanica e alla corrosione dei conduttori di terra:

- collegamento piastrelle di derivazione 95 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione);
- collegamento quadri elettrici 95 mm<sup>2</sup> (n° 2 conduttori derivati dalla sbarra di terra);
- macchinario elettrico 16 mm<sup>2</sup>;
- apparecchiature mobili 16 mm<sup>2</sup>;
- quadri e/o centralini luce 16 mm<sup>2</sup>;
- rack, tralicci, cancelli, recinzioni, incastellature metalliche 50 mm<sup>2</sup> (punti di attacco uno ogni 20 metri);
- ponticelli di continuità (protezione scariche atmosferiche) 70 mm<sup>2</sup>;
- paline per illuminazione 16 mm<sup>2</sup>;
- trasformatori MT/BT 185 mm<sup>2</sup> (n°3 punti di connessione);
- power center 120 mm<sup>2</sup> (n°3 punti di connessione);
- quadri di media 70 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione);
- altri quadri bassa tensione ed inverter 70 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione).

### 5.7.2 Conduttori equipotenziali

Dai collettori alle apparecchiature dovranno essere realizzati i collegamenti equipotenziali, con conduttori di tipo N07G9-K, aventi sezione non inferiore a quelli riportati di seguito:

- trasformatori MT/BT 185 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione al centro stella e n°1 punto di connessione alla struttura);
- power center 185 mm<sup>2</sup> (n°3 punti di connessione);
- quadri MT 70 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione);
- altri eventuali quadri in BT 70 mm<sup>2</sup> (n°2 punti di connessione).

### 5.7.3 Descrizione

L'impianto di terra in oggetto si riferisce ad un sistema di II categoria. Il sistema, del tipo TN-S, prevede il collegamento del conduttore di protezione, direttamente col centro stella del circuito secondario dei trasformatori.

L'impianto di terra verrà realizzato in accordo alle prescrizioni delle Norme CEI 11-1 e CEI 64-12.

I dati tecnici di dimensionamento sono stati considerati peggiori di quelli realmente esistenti allo stato attuale di modo da considerare eventuali cambiamenti e trasformazioni della rete alla quale sarà connesso il campo fotovoltaico in oggetto.

Si è considerata pertanto la condizione di allaccio alla rete di distribuzione interna avente i seguenti parametri tecnici:

- la corrente di corto circuito al quadro generale si prevede pari a 40 kV
- tensione di alimentazione della cabina di 36 kV;
- corrente di guasto monofase a terra pari a 100 A;
- tempo di intervento delle protezioni >> 10 sec.

L'art. 9 delle Norme C.E.I. 11-1 prescrive che gli impianti di terra nelle cabine di trasformazione debbano essere dimensionati in modo tale che non si determinino in nessun punto, sia all'interno che all'esterno della cabina, tensioni di contatto e di passo superiori ai valori indicati nella tabella di seguito riportata:

Durata del guasto $t_f$ (s)	Tensione di contatto ammissibile $U_{Tp}$ (V)
>> 10	75 (asintotico)
10	80
1,1	100
0,72	125
0,64	150
0,49	230
0,39	300
0,29	400
0,20	500
0,14	600
0,08	700
0,04	800

- $I_f = 100$  A
- $t = >> 10$  sec

dove  $I_f$  è il valore della corrente di guasto a terra, e  $t$  è il tempo di eliminazione del guasto.

Con tempi >>10 sec la tensione di contatto massima ammissibile può essere considerata pari a 75 V.

Il valore di resistenza max dell'impianto di terra sarà quindi dato da:

$$R_t < V/I_f$$

quindi:

$$R_t < 75/100 = 0,75 \Omega$$

L'impianto di terra, sulla base di quanto descritto dalla CEI 11-1 Allegato K, dovrà avere un valore di resistenza di terra calcolato nel modo di seguito indicato.

L'impianto di terra dell'impianto agro-voltaico F-Chori sarà costituito da una treccia di rame nudo interrata (ad una profondità superiore a 0,8 m e ricoperto per circa 0,3 m con terreno vegetale) lungo il percorso della dorsale dei cavidotti del campo fotovoltaico e dei cavidotti relativi alle linee MT (conduttore di rame nudo 95 mm<sup>2</sup> avente una lunghezza complessiva di circa 550 m) e dal dispersore della cabina elettrica sede del quadro MT e BT; tale dispersore sarà costituito da un anello (conduttore di rame nudo 95 mm<sup>2</sup>) con maglia (rame nudo 70 mm<sup>2</sup>,

dimensioni 1x1 m) e con 4 dispersori a picchetto (L = 1,5 m) agli angoli, e dovrà essere interrato ad una profondità superiore a 0,8 m e ricoperto per circa 0,3 m con terreno vegetale.

Assumendo come dato di resistività del terreno  $\rho$  pari a 100  $\Omega\text{m}$  (valore cautelativo per la tipologia di terreno), come indicato dalla tabella K-1 della Norma CEI 11-1, il valore del contributo del singolo dispersore di terra sopra indicato è pari a:

- dispersore del campo fotovoltaico in treccia interrata per una lunghezza di 550 m: 0,46  $\Omega$ ;
- dispersore a picchetto: 66,67  $\Omega$ . Dato che andranno installati n°4 dispersori avremo che il contributo totale dei dispersori di terra sarà pari al parallelo dei contributi dei 4 picchetti di uguale resistenza e cioè 16,67  $\Omega$ ;
- maglia di terra di cabina: 5,92  $\Omega$ .

Il valore calcolato della resistenza di terra degli impianti è dato dal parallelo del contributo della resistenza del dispersore del campo fotovoltaico, dei dispersori verticali e dalle maglie di cabina: si avrà, pertanto, un valore pari a 0,42  $\Omega$ .

Il valore risultante (puramente teorico) soddisfa in pieno quanto richiesto dalla CEI 11-1 per essere coordinati in caso di eventuale guasto in MT. Sarà cura dell'impresa esecutrice effettuare una verifica dell'impianto, da allegare alla certifica, effettuata secondo la norma 11-37.

I collettori dei trasformatori saranno connessi all'impianto di terra disperdente con corda in rame nudo di sezione non inferiore a 185 mm<sup>2</sup> in modo da permettere un'adeguata distribuzione della corrente di guasto in prossimità dei trasformatori. In particolare, valutando il guasto in BT, la sezione della maglia del dispersore di terra a cui si dovrà connettere il trasformatore MT/BT dovrà essere di sezione non inferiore a 185 mm<sup>2</sup>: saranno realizzate tre connessioni in tre punti diversi della maglia con corda in rame nudo di sezione minima 185 mm<sup>2</sup>.

Infine, la cabina elettrica sarà equipaggiata come di seguito specificato:

- il collettore (o nodo) principale di terra nel quale confluiscono i conduttori di terra, di protezione e di equipotenzialità;
- il sezionatore di terra (per le misure e le verifiche sullo stato dell'impianto);
- il conduttore equipotenziale, avente lo scopo di assicurare l'equipotenzialità fra le masse installate nella cabina e/o le masse estranee (parti conduttrici, non facenti parte dell'impianto elettrico, suscettibili di introdurre il potenziale di terra).

#### 5.7.4 Dimensionamento

L'impianto di terra è stato dimensionato sulla base dei seguenti input

- corrente di cortocircuito fase-terra al secondario del trasformatore: 67 kA;
- corrente di cortocircuito fase-terra al primario del trasformatore: 40 kA;

Assumendo che, sulla base della taratura delle protezioni MT, con tali valori di corrente interviene la protezione di massima corrente (prima soglia ritardata di 0,4 s), la sezione minima del conduttore di terra (messa a terra del neutro e del trasformatore, pari a 185 mm<sup>2</sup>) sarà data dalla relazione:

$$- S = I_k \times \text{radq}(t) / K = 121,3 \text{ mm}^2 \text{ (con } K= 228, \text{ conduttori in rame nudo)}$$

Per quanto riguarda i conduttori di protezione, considerando, a favore di sicurezza, che nel quadro di parallelo BT sia presente la stessa corrente di cortocircuito ai morsetti del trasformatore, la sezione minima del conduttore di protezione (scelta pari a 70 mm<sup>2</sup>) del quadro è data da:

$$- S = I_k \times \text{radq}(t) / K = 42,9 \text{ mm}^2, \text{ con } t \text{ pari a } 0,05 \text{ s (essendo l'intervento dell'interruttore generale senza ritardo intenzionale).}$$

### 5.8 Sistema di protezione delle sovratensioni

Al fine di proteggere gli impianti e le apparecchiature elettriche ed elettroniche ad esso collegate contro le sovratensioni di origine atmosferica (fulminazione indiretta) e le sovratensioni transitorie di manovra, è prevista l'installazione di appositi scaricatori di sovratensione ('SPD').

Il criterio di scelta degli SPD è basato su una protezione a più livelli che comprende una protezione primaria, una protezione di secondo livello tale da limitare la tensione residua a 2,5 kV / 1,5 kV ed una protezione fine (diretta) per gli apparati che tollerano tensioni massime inferiori a 1,5 kV.

In dettaglio si avrà:

- protezione linee MT mediante celle dotate di scaricatore sulle linee entranti;
- protezione dei circuiti di potenza BT (ingresso linea dei quadri generali) mediante limitatori ad alta energia di scarica (Corrente nominale 100 kA con fronte d'onda 10/350 μs);
- protezione dei circuiti di potenza quadri di secondo livello mediante limitatori che avranno il compito di limitare le sovratensioni a 2,5 kV / 1,5 kV (corrente nominale 20 kA con forma d'onda 8/20 μs).
- SPD in corrispondenza degli ingressi di tutti quadri elettrici e gli inverter e le combiner box;
- SPD per la specifica protezione di: apparati linee dati, apparati sensibili, linee dati, linee di segnale.

## 6. Valutazione Preliminare Impatto Elettromagnetico

Si premette che il progetto, nella localizzazione dell'impianto, ha tenuto conto degli aspetti territoriali ed ambientali esistenti, discostandosi da aree sottoposte a vincoli ambientali, archeologici, paesaggistici, etc.

L'impianto, pertanto verrà realizzato in un'area a vocazione esclusivamente rurale e sarà realizzato secondo le planimetrie allegate.

In prossimità dell'impianto infatti non esistono aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici e luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere.

L'impatto elettromagnetico dell'impianto agro-voltaico e delle infrastrutture collegate, è associato ai campi magnetici emessi dalle cabine, dagli elettrodotti interrati che collegano l'impianto alla rete di trasmissione nazionale.

E' possibile anticipare fin d'ora che l'uso di linee elettriche con cavo cordato a elica mitiga notevolmente le problematiche relative alle emissioni di campi magnetici. Ciò è dovuto alla compensazione delle componenti vettoriali associate alle tre fasi della linea, per effetto della reciproca vicinanza dei cavi (che essendo isolati, possono essere accostati l'uno all'altro).

L'analisi di impatto elettromagnetico è stata effettuata utilizzando modelli di simulazione analitici che permettono una stima accurata dei valori di campo magnetico presenti nel caso reale.

Le valutazioni sono state effettuate utilizzando un principio cautelativo, ovvero assumendo le ipotesi peggiorative dal punto di vista delle emissioni da parte degli elettrodotti e cavidotti.

Nel documento sono illustrate le soluzioni da adottare per garantire il soddisfacimento dell'obiettivo di qualità per il valore di induzione magnetica lungo tutto il percorso delle linee elettriche.

Per minimizzare l'emissione da parte delle linee interrate e aeree, le tre fasi potranno essere disposte a 'trifoglio' ed avvolte ad elica. Tale configurazione permette di ridurre il valore del campo magnetico emesso rispetto alla configurazione a linee parallele. Tuttavia, non avendo a disposizione dati certi relativamente al passo dell'elica (parametro geometrico fondamentale per il calcolo del campo magnetico), si è preferito effettuare le valutazioni numeriche assumendo l'ipotesi di linee parallele. Questa ipotesi è chiaramente peggiorativa rispetto alla condizione reale e quindi cautelativa ai fini della sicurezza delle persone.

Per quanto riguarda il campo elettrico, la normativa definisce un limite di esposizione di 5 kV/m, ma non fa menzione di valori di attenzione o obiettivi di qualità per linee di media tensione. Ciò è dovuto al fatto che il campo elettrico (che è proporzionale alla tensione di esercizio) emesso da linee a media tensione (MT) è notevolmente inferiore a quello delle linee ad alta tensione (AT).

Inoltre, le linee a media tensione prevedono la schermatura dei conduttori, soluzione tecnica che introduce un'ulteriore riduzione del campo elettrico emesso, oltre alla parziale mitigazione del campo magnetico per correnti indotte sullo schermo stesso.

Di conseguenza, il campo elettrico non è stato preso in considerazione, mentre per il campo magnetico si ha un ulteriore elemento favorevole alla sicurezza.

## 6.1 Normativa di riferimento

Le normative di riferimento applicate sono le seguenti:

- Legge 36/01
- D.P.C.M. 08/07/03
- D.M. 29/07/08

Per l'impianto in esame si applicano le prescrizioni di cui all'art. 4 del D.P.C.M. 08/04/03 che fissa per il valore dell'induzione magnetica l'obiettivo di qualità di 3  $\mu\text{T}$  in corrispondenza di aree di gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenza non inferiori a quattro ore giornaliere.

Per quanto concerne il campo elettrico il valore è fissato in 5 kV/m dall'art. 3 del D.P.C.M. 08/07/03.

## 6.2 Analisi computazionale

I calcoli che seguono servono a determinare l'induzione magnetica massima, la distanza di prima approssimazione (Dpa) e la fascia di rispetto, per i cavi e le cabine, utilizzando le formule previste nel D.M. 29/05/08 e nella guida CEI 106-11.

Si elencano qui di seguito i calcoli effettuati, considerando che per la DPA si è utilizzata la formula riportata nel D.M. 29.05.08, mentre per il calcolo di B, R' e R<sub>0</sub> le formule previste nella guida CEI:

1.  $DPA = \sqrt{I} * 0,40942 * x^{0,5241}$  con x diametro esterno dei cavi, I la corrente transitante e DPA la distanza di prima approssimazione, che si determina soltanto con la portata dei cavi (valore massimo di I).
2.  $B = \sqrt{B_x^2 + B_y^2 + B_z^2}$
3.  $B = 0,1 * \sqrt{6} * \frac{S * I}{R^2}$  [ $\mu\text{T}$ ]
4.  $R' = 0,286 * \sqrt{S * I}$  [m]
5.  $R_0 = \sqrt{0,082 * S * I - d^2}$  [m]

Secondo le leggi fisiche dell'elettromagnetismo, l'induzione magnetica B, il campo magnetico H e la corrente I, sono collegate tra loro dalle seguenti espressioni:

$$B = \mu * H ; I = H * \frac{L}{N}$$

essendo

- B = induzione magnetica [Tesla]
- $\mu$  = permeabilità magnetica [Henry/spire<sup>2</sup>.m]

- $H$  = campo magnetico [Amperespire/m]
- $I$  = Corrente [A]
- $L$  = lunghezza della spira [m]
- $N$  = numero di conduttori

Essendo inoltre in presenza di materiali diamagnetici o paramagnetici, si può ipotizzare che la permeabilità magnetica  $\mu \cong \mu_0$  permeabilità del vuoto e pertanto la si può ritenere nota e costante.

In questa ipotesi le superiori equazioni permettono di scrivere che:  $I = kB$  dove  $k$  è una costante e pertanto si può ipotizzare lineare la curva di  $B = f(I)$

In funzione dei valori di induzione magnetica ipotizzati e dei valori delle correnti ipotizzate, si possono calcolare, in prima approssimazione, i valori sul campo dell'induzione: in funzione della massima corrente prevista nei cavi.

Per l'impianto F-Chori sono state individuate cinque possibili tipologie di sorgenti emissive, per le quali sono state calcolate le DPA:

- PV Station, con riferimento ai trasformatori MT/BT contenuti nel vano trasformatore di ciascuna PV Station;
- Cabina di Parallelo, con riferimento al trasformatore dei servizi ausiliari;
- Cabina di Trasformazione 30/36kV, con riferimento al trasformatore 30/36 kV di impianto;
- Cavidotti a 30 kV interrati di collegamento delle PV Station con la Cabina di Parallelo e tra la Cabina di Parallelo e la Cabina di Trasformazione 30/36kV;
- Cavidotti a 36 kV di collegamento tra la Cabina di Trasformazione 30/36 kV e la Cabina Utente e tra questa e lo stallo a 36 kV della nuova Stazione Elettrica 380/150/36kV della RTN.

Di seguito sono riassunti i risultati ottenuti dalla valutazione delle distanze di prima approssimazione. Per maggiori dettagli si vede l'elaborato di progetto "Relazione campi elettromagnetici".

- Per il trasformatore MT/BT di tipo PVS-98-CS 2.1 MW si è ottenuto come distanza di prima approssimazione un valore di 5,5 m a partire dalle pareti della cabina. Per i trasformatori MT/BT di tipo PVS-98-CS 4.3 MW si è ottenuto come distanza di prima approssimazione un valore di 8 m a partire dalle pareti della cabina;
- Per il trasformatore MT/BT dei servizi ausiliari contenuto nella Cabina di Parallelo si è ottenuto come distanza di prima approssimazione un valore di 2 m a partire dalle pareti della cabina.
- Per il trasformatore 30/36 kV contenuto nella Cabina di Trasformazione 30/36kV si è ottenuto una distanza di prima approssimazione pari a 7 m;
- Per le linee elettriche MT a 30kV di collegamento tra le PV Station e la Cabina di Parallelo e tra questa e la Cabina di Trasformazione 30/36 kV, considerando che queste saranno del tipo a elica visibile, per le

loro particolarità costruttive, ossia ridotta distanza tra le fasi e per la loro continua trasposizione dovuta alla cordatura, producono un campo di induzione magnetica trascurabile e, pertanto, non è necessaria l'apposizione di alcuna fascia di rispetto; e, comunque, ricadono all'interno di aree nelle quali non risultano essere presenti recettori sensibili ovvero aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere. Inoltre, dalle simulazioni effettuate, le DPA non eccedono il range di  $\pm 2$  metri per i cavidotti di collegamento di ogni PV Station con la Cabina di Parallelo e  $\pm 2,5$  m per il cavidotto di collegamento della Cabina di Parallelo con la Cabina di Trasformazione 30/36kV. Infine, in virtù delle metodologie di calcolo approvate dal D.M. 20/05/2008, si fa esplicito riferimento al caso in questione come un caso per il quale non è richiesto alcun calcolo delle fasce di rispetto.

- Per le linee elettriche a 36kV di collegamento tra la Cabina di Trasformazione 30/36kV e la Cabina Utente e tra questa e la sezione a 36kV della nuova Stazione Elettrica 380/150/36kV della RTN, ricadono all'interno di aree nelle quali non risultano essere presenti recettori sensibili ovvero aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere. Inoltre, dalle simulazioni effettuate, la DPA non eccede il range di  $\pm 2$  m rispetto all'asse dei cavidotti.

In conclusione, dalle verifiche eseguite si può affermare che l'impianto F-Chori è stato dimensionato in modo da essere conforme ai contenuti di cui all'art. 4 del D.P.C.M dell'08/07/03 (G.U. n.200 del 29/08/2003) e del D.M. 29/05/08 ed è stato progettato nel pieno rispetto dei contenuti di cui all'art.6 del richiamato decreto.

Pertanto ai sensi dell'art. 5.1.3 del D.M. 29/05/08, l'analisi del campo magnetico si esaurisce a questo livello essendo anche certi che il campo elettrico è sempre  $\ll 5$  kV/m così come fissato dall'art. 3 del D.P.C.M. 08/07/03.