

# Relazione Tecnica Elettrica

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/003-a 18/01/2023 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.....	4
2	Norme e standard .....	8
2.1	Norme di riferimento per la Bassa tensione.....	8
2.2	Norme di riferimento per la Media tensione .....	9
2.3	Unità di misura .....	10
3	Calcoli Elettrici.....	10
3.1.	Dimensionamento dei cavi .....	10
3.1.1	Integrale di Joule .....	11
3.1.2	Dimensionamento dei conduttori di neutro .....	12
3.1.3	Dimensionamento dei conduttori di protezione .....	12
3.1.4	Cadute di tensione.....	13
3.2.	Scelta delle protezioni .....	13
3.3.	Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture .....	13
4.	Impianto agro-voltaico F-Chori .....	15
4.1	Descrizione e schema dell'impianto fotovoltaico in progetto.....	15
4.2	Generatore fotovoltaico .....	17
4.3	PV Station .....	20
4.4	Cabina di Parallelo, Cabina di Trasformazione 30/36kV e Cabina Utente.....	22
4.5	Dimensionamento elettrico.....	23
4.5.1	Dimensionamento dei conduttori in BT .....	23
4.5.2	Accoppiamento generatore fotovoltaico – inverter.....	25
4.5.3	Dimensionamento dei conduttori a 30kV .....	26
4.5.4	Dimensionamento dei conduttori a 36kV .....	26
4.6	Impianto generale di terra.....	31
4.6.1	Conduttori di terra.....	31
4.6.2	Conduttori equipotenziali.....	32
4.6.3	Descrizione .....	32
4.6.4	Dimensionamento .....	34
4.7	Sistema di protezione dalle sovratensioni.....	35
5	Valutazione preliminare impatto elettromagnetico .....	36
5.1	Premessa .....	36
5.2	Normativa di riferimento.....	37
5.3	Analisi computazionale.....	37

## 1 Premessa

Il presente documento ha lo scopo di definire i requisiti minimi per il dimensionamento delle linee elettriche relative alla realizzazione di un impianto agro-voltaico, nel territorio comunale di Lentini (SR), in località “contrada Pezza Grande”, caratterizzato da un utilizzo combinato dei terreni 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 agrovoltaico denominato “F-Chori”, da installare distribuendo le opere di impianto su un porzione di lotto di terreno nella disponibilità della società proponente.

L’impianto agrovoltaico “F-Chori” sarà caratterizzato da una potenza in immissione nella Rete Elettrica Nazionale (RTN) di 15,0 MW e potenza di picco pari a 15,1 MWp circa.

Per altro, trattandosi di iniziativa agrovoltaica, si prevede lo sviluppo dell’attività agricola in sito che occuperà la maggior parte della superficie interessata. Dunque, l’impianto F-CHORI, sarà costituito dalle 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:
    - Sistema di cavi 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 “Chiaramonte 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.

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 grafici 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

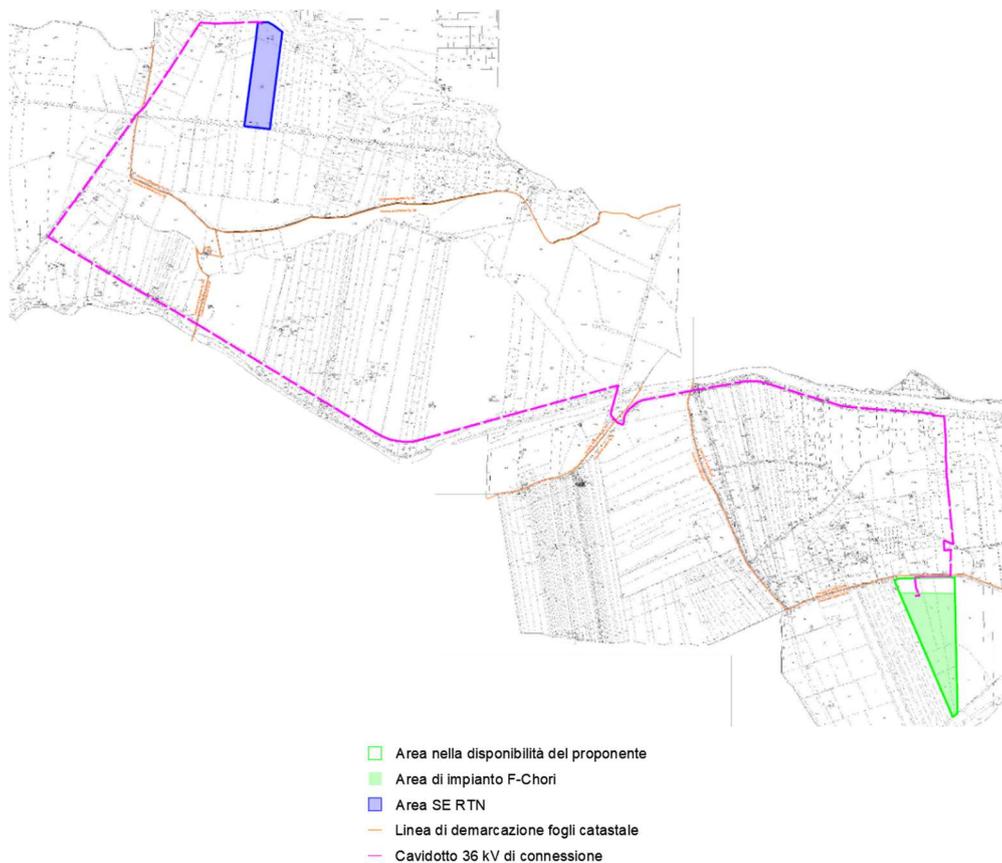


Figura 1.1 - Inquadramento su stralcio catastale

I dati catastali inerenti all'intero progetto dell'impianto agro-voltaico sono descritti negli elaborati "Piano Particellare Descrittivo" e "Piano particellare di esproprio geometrico".

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 di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV "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 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 sistema di cavi interrati 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 sui vari collegamenti si veda l'elaborato grafico di progetto "Schema Elettrico Unifilare").

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

## 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;
- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento dei cavi;
- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi.

## 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;

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

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. 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:

$$a) I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$b) I_f \leq 1.45 \cdot I_z$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente  $I_b$ , 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);

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

- CEI 11-17;
- CEI UNEL 35027 (1-30kV);
- EC 60502-2 (6-30kV);

- IEC 61892-4 off-shore (fino a 30kV).

La sezione viene scelta in modo che la sua portata sia superiore alla  $I_{z\ min}$ . 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 b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento  $I_f$  e corrente nominale  $I_n$  minore di 1.45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45. Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

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

### 3.1.1 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

### 3.1.2 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 massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 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.

### 3.1.3 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:

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

dove:

- $S_p$  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 condotta 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.

### 3.1.4 Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono calcolate mediante la formula approssimata:

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

dove

- $k_{cdt} = 2$  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 50 Hz, ferme restando le unità di misura in  $\Omega/\text{km}$ .

### 3.2. 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 ( $I_{mag \max}$ ).

### 3.3. Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

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

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

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

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

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

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

- a) Le intersezioni sono due:
  - $I_{cc\ min} \geq I_{inters\ min}$  (quest'ultima riportata nella norma come  $I_a$ );
  - $I_{cc\ max} \leq I_{inters\ max}$  (quest'ultima riportata nella norma come  $I_b$ ).
- 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.

#### 4. Impianto agro-voltaico F-Chori

##### 4.1 Descrizione e schema dell'impianto fotovoltaico in progetto

Nella seguente Tabella 4.1.1 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 4.1.1 - Configurazione componente fotovoltaica dell'impianto F-Chori

Da un punto di vista elettrico, l'impianto 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 nel seguito 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 e 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 cavi MT 30 kV 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 MT 30 kV avente lunghezza L= 50 m circa, il collegamento alla Cabina di Trasformazione 30/36kV.

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 ulteriori dettagli circa la configurazione elettrica degli impianti si rimanda agli elaborati di progetto "Relazione Tecnica Descrittiva e Producibilità Impianto", "Relazione di calcolo linee elettriche" e all'elaborato grafico di progetto "Schema Elettrico Unifilare".

Nella seguente Tabella 4.1.2 si descrivono i dati progettuali riassuntivi dell'impianto 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 4.1.2 – Scheda riassuntiva dati progettuali

#### 4.2 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). Questa soluzione permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista per l'impianto, ottimizzando l'occupazione del suolo.

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 ad un quadro elettrico di campo per il parallelo lato corrente continua (Combiner Box).

Si specifica che la tipologia dei moduli fotovoltaici che sarà installata in sito sarà definita in fase di progettazione esecutiva. Le caratteristiche principali dei moduli fotovoltaici utilizzati nel presente progetto definitivo sono riportate nella seguente Tabella 4.2.1.

SPECIFICHE TECNICHE	
<b>Cell Type</b>	Mono-crystalline
<b>Maximum Power [W<sub>p</sub>]</b>	670
<b>Module Efficiency STC [%]</b>	21,6
<b>Short-circuit Current [A]</b>	18,62
<b>Maximum Power Voltage [V]</b>	38,20
<b>Maximum Power Current [A]</b>	17,55
<b>Dimensions [mm]</b>	2384x1303x35

Tabella 4.2.1. - Specifiche Tecniche dei moduli fotovoltaici utilizzati nella fase di progettazione definitiva

Il tipo dei moduli fotovoltaici è riportato nell'elaborato grafico di progetto "Particolare strutture di sostegno e moduli fotovoltaici".

L'impianto fotovoltaico sarà suddiviso in quattro sottocampi indipendenti, facenti capo ad altrettanti inverter centralizzati. I moduli saranno installati a terra, disposti su file parallele lungo l'asse Nord-Sud su strutture di supporto ad inseguimento solare e realizzate in profilati metallici. Si prevede l'installazione di un numero di moduli fotovoltaici pari a 22512. I moduli verranno connessi in serie, a gruppi di 28, formando una stringa. Si realizzeranno un totale di 804 stringhe. Ciascuna stringa 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>. I terminali positivi e negativi di ciascuna stringa saranno collegati al quadro elettrico di campo lato corrente continua (combiner box). Ad ognuno di questi è previsto il collegamento di un numero di stringhe variabili tra 8 e 10 in funzione del matching con il rispettivo inverter.

Dunque, tramite un sistema di cavidotti BT in corrente continua, l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici sarà convogliata alle combiner box. Le combiner box saranno installate all'esterno e in posizione la più baricentrica possibile rispetto alle stringhe collegate, compatibilmente con la specificità delle singole sezioni del layout adottato. Si prevede un numero complessivo di combiner box pari a 84. Queste, a gruppi di 14, 23 o 24 verranno collegate al rispettivo inverter centralizzato.

Dunque, tramite un sistema di cavidotti BT in corrente continua, l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici sarà convogliata alle combiner box e da queste ai rispettivi inverter centralizzati.

Le caratteristiche risultanti di questa configurazione, sono tali da avere una potenza di picco pari a 15083,04 kWp sul lato in corrente continua degli inverter.

Le caratteristiche e i criteri di dimensionamento sono riportati nella successiva sezione della presente relazione. Sulla base della configurazione così definita, nella tabella vengono indicate le potenze relative ai livelli di stringa e combiner box base:

Blocchi elementari		
Modulo fotovoltaico	0,67	kWp
Stringa Base	28	n° Moduli
	18,76	kWp

Elemento	N° stringhe	N° Moduli	Potenza [kWp]	Imp
Combiner Box 1	10	280	187,6	175,5
Combiner Box 2	8	224	150,08	140,4

Tabella 4.2.2 - Configurazione Stringa base e C.box Base

Nella tabella seguente si riporta lo stringaggio dettagliato per ogni inverter, con i dettagli relativi al numero di combiner box, stringhe, moduli e potenze sottese ad ogni inverter centralizzato.

PV Station 1			
INVERTER FIMER - PVS-CS 4.3 MW TIPO A			
	Combiner Box 1	Combiner Box 2	Tot
N°	23	0	23
N° Stringhe	230	0	230
N° Moduli	6440	0	6440
Potenza [kWp]	4314,8	0	4314,8
Imp [A]	4036,5	0	4036,5
Isc Sizing [A]	5353,25	0	5353,25

PV Station 2			
INVERTER FIMER - PVS-CS 4.3 MW TIPO A			
	Combiner Box 1	Combiner Box 2	Tot
N°	23	0	23
N° Stringhe	230	0	230
N° Moduli	6440	0	6440
Potenza [kWp]	4314,8	0	4314,8
Imp [A]	4036,5	0	4036,5
Isc Sizing [A]	5353,25	0	5353,25

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

PV Station 4			
INVERTER FIMER - PVS-CS 4.3 MW TIPO B			
	Combiner Box 1	Combiner Box 2	Tot
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

Tabelle 4.2.3 - Stringaggio PV Station - Inverter

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

### 4.3 PV Station

L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico, passando dalle combiner box sarà convogliata alle PV Station di impianto. Nell'impianto sono previste quattro PV Station, ciascuna collegata alla Cabina di Parallelo tramite un proprio cavidotto MT.

Ogni PV Station sarà costituita da un inverter centralizzato, un trasformatore MT/BT, un quadro MT di protezione, un trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari con il relativo quadro BT di protezione.

Si prevede di utilizzare una PV Station tipo FIMER PVS-980-CS 2.1MW e tre PV Station tipo FIMER PVS-980-CS 4.3 MW. Come si può notare dalla tabella 4.2.3 precedente, delle tre PV Station da 4,3MW, due avranno la stessa configurazione di combiner box in ingresso (quindi stessa potenza sottesa) e saranno dette di tipo A, invece, una presenterà una configurazione differente, detta di tipo B.

Gli inverter, saranno del tipo senza trasformatore con uscita lato CA collegata ad un interruttore automatico BT, a valle del quale sarà installato il trasformatore MT/BT. L'interruttore automatico BT sarà utilizzato come Dispositivo di Generatore (BT). In particolare, nella PV Station FIMER PVS-980-CS 2.1 sarà installato un inverter da 2,1MW, mentre nelle PV Station FIMER PVS-980-CS 4.3 MW sarà installato un inverter con potenza nominale pari a 4,3MW. Gli inverter saranno a singolo MPPT e presenteranno un numero di ingressi in corrente continua variabile tra 12 e 24.

Ciascun inverter centralizzato sarà collegato al rispettivo trasformatore MT/BT, la cui potenza nominale varierà in funzione della taglia dell'inverter a cui sarà collegato. In particolare, si prevede l'utilizzo di un trasformatore da 2,1MW accoppiato all'inverter di potenza nominale pari a 2,1MW e rapporto di trasformazione 630/30000 V e trasformatori da 4,343 MW per ciascun inverter da 4,3 MW aventi rapporto di trasformazione 600/30000 V.

L'uscita lato media tensione dei trasformatori sarà collegata ad un quadro MT contenente i dispositivi di protezione della linea in partenza dalla PV Station e della linea in arrivo dal relativo campo fotovoltaico.

In particolare, nel quadro MT di ciascuna PV Station è previsto uno scomparto per la protezione delle linee in partenza verso la Cabina di Parallelo, uno scomparto per la protezione della linea MT in arrivo dal trasformatore del sottocampo fotovoltaico di riferimento della PV Station, entrambi corredati dai dispositivi per la misura di tensione e corrente necessarie al funzionamento dei relè di protezione.

Gli scomparti posti a protezione delle linee in partenza da ciascuna PV Station saranno dotati di interruttori automatici MT asserviti a relè di protezione di massima corrente di fase (51) per le sovracorrenti di fase, relè di massima corrente omopolare (51N) per la rimozione dei guasti a terra e relè di massima corrente direzionale (67).

I servizi ausiliari della singola PV Station e del relativo sottocampo fotovoltaico di riferimento, saranno alimentati tramite un trasformatore BT/BT (0,6/0,4 kV o 0,69/0,4kV) avente taglia nominale pari a 10, 20 o 30 kVA, il quale

prenderà l'alimentazione sul lato BT del trasformatore MT/BT della PV Station. L'uscita del trasformatore BT/BT lato 0,4 kV confluirà in un quadro elettrico BT specifico per la protezione dei circuiti dei servizi ausiliari.

Riassumendo, per la parte fotovoltaica dell'impianto agri-voltaico F-Chori si utilizzeranno 2 tipologie di PV Station con inverter centralizzati. In questa fase di progettazione definitiva si è fatto riferimento a PV Station FIMER nei modelli PVS-980-CS 4.3 MW e PVS-980-CS 2.1 MW. Dunque, in questa fase di progettazione definitiva si è pensato di utilizzare:

- n.3 PV Station FIMER PVS-980-CS 4,3, di cui 2 con inverter aventi 230 stringhe in ingresso (Tipo A) e uno con 232 stringhe in ingresso (Tipo B), entrambi associati a trasformatori con taglia nominale di 4,343 MW e rapporto di trasformazione 0,6/30kV;
- n.1 PV Station FIMER PVS-980-CS 4,3, con inverter avente 112 stringhe in ingresso associato ad un trasformatore con taglia nominale di 2,1 MW e rapporto di trasformazione 0,63/30kV.

Si specifica che in fase di progettazione esecutiva verranno scelti tra i modelli di PV Station con inverter centralizzati e trasformatori disponibili sul mercato, quelli con caratteristiche meccaniche ed elettriche quanto più simili a quelli sopracitati.

Il numero di moduli, stringhe e combiner box, con le caratteristiche elettriche più rilevanti per ciascun inverter di ciascuna PV Station sono riportati nella precedente tabella 4.2.3.

Nella seguente tabella 4.3.1, invece, si riportano le caratteristiche riassuntive delle due tipologie di PV Station con i rispettivi inverter, trasformatori e quadri di media tensione:

PV Station 1/2/4 - FIMER - PVS980-CS 4.3 MW type A/B			PV Station 3 - FIMER - PVS-CS 2.1 MW		
Supplier	FIMER		Supplier	FIMER	
Cabinet Type	Indoor/Outdoor		Cabinet Type	Indoor/Outdoor	
Inverter			Inverter		
Supplier	FIMER		Supplier	FIMER	
Inverter Type	PVS980-58, 4.3MVA		Inverter Type	PVS980-4.3MVA	
N°inverter	1	n°	N°inverter	1	n°
AC Nominal Power	4300	kVA	AC Nominal Power	2100	kVA
Voltage MPP MIN at 25°C	850	V	Voltage MPP MIN at 35°C	893	V
Voltage MPP MAX at 25°C	1350	V	Voltage MPP MAX at 35°C	1500	V
Max Voltage DC	1500	V	Max Voltage DC	1500	V
Short Circuit Current	80.000	A	Short Circuit Current	60.000	A
MPPT Number	1	n°	MPPT Number	1	n°
Number of protected DC inputs	20-36 (+/-)	-	Number of protected DC inputs	8-24 (+/-)	-
Rated Grid Voltage	600	V	Rated Grid Voltage	600	V
Ac Current at 25°C	4184	A	Ac Current at 25°C	1750	A
Max Efficiency	98,80%	%	Max Efficiency	98,80%	%
European Efficiency	98,60%	%	European Efficiency	98,00%	%
MV Trasformer			MV Trasformer		
Trasformer Supplier	FIMER		Trasformer Supplier	FIMER	
Trasformer Type	ONAN		Trasformer Type	ONAN	
AC nominal Power at 25°C	4343	kVA	AC nominal Power at 25°C	2100	kVA
Rated LV Voltage	600	V	Rated LV Voltage	600	V
Rated MV Voltage	30000	V	Rated MV Voltage	30000	V
Rated frequency	50	Hz	Rated frequency	50	Hz
Oil Type	Mineral (vegetable optional)		Oil Type	Mineral (vegetable optional)	
MV Switchgear			MV Switchgear		
Switchgear type	SF6-Insulated		Switchgear type	SF6-Insulated	
Rated Current	630 A		Rated Current	630 A	
Configuration	Single (CV) or double feeder (CCV)		Configuration	Single (CV) or double feeder (CCV)	
Protection	Circuit breaker (16kA)		Protection	Circuit breaker (16kA)	
Protection relay type	REJ603		Protection relay type	REJ603	
Motorized	Yes		Motorized	Yes	

Tabella 4.3.1 - Caratteristiche elettriche PV Station

Per ulteriori dettagli sui singoli collegamenti delle PV Station con la Cabina di Parallelo si faccia riferimento all'elaborato di progetto "Relazione di Calcolo linee elettriche" e agli elaborati grafici di progetto "Planimetria Generale Impianto" e "Schema Elettrico Unifilare".

#### 4.4 Cabina di Parallelo, Cabina di Trasformazione 30/36kV e Cabina Utente

Per l'impianto in progetto, l'energia prodotta dal campo fotovoltaico in corrente continua, trasformata in corrente alternata al valore di tensione di 30kV tramite le PV Station, attraverso un sistema di cavidotti MT sarà convogliata alla Cabina di Parallelo. In questa cabina è previsto:

- un quadro MT di protezione costituito da quattro scomparti MT per la protezione delle linee da ciascuna PV Station, uno scomparto MT di protezione della linea MT in partenza verso la Cabina di Trasformazione 30/36kV, uno scomparto MT di protezione per il trasformatore dei servizi ausiliari MT e uno scomparto dedicato alla colonna misura.
- Gli scomparti posti a protezione delle linee in arrivo e in partenza dalla Cabina di Parallelo saranno dotati di interruttori automatici MT asserviti a relè di protezione di massima corrente di fase (51) per le sovracorrenti di fase, relè di massima corrente omopolare (51N) per la rimozione dei guasti a terra, relè di protezione di massima corrente istantanea (50) e relè di massima corrente direzionale (67);
- un trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari della stessa Cabina di Parallelo, della Cabina di Trasformazione 30/36kV e della Cabina Utente, di potenza nominale pari a 50kVA e rapporto di trasformazione 0,4/30kV;
  - un quadro BT di protezione dei circuiti a servizio dei circuiti ausiliari;
  - sistema di monitoraggio e controllo dell'impianto.

L'energia raccolta dalla Cabina di Parallelo, sarà convogliata tramite un sistema di cavidotti MT a 30kV alla Cabina di Trasformazione 30/36 kV. Questa cabina conterrà il trasformatore 30/36 kV di taglia ipotizzata pari a 20MVA per l'innalzamento della tensione da 30 kV a 36kV.

Dalla Cabina di Trasformazione 30/36kV tramite cavidotto interrato a 36kV, l'energia sarà convogliata alla Cabina Utente. Questa cabina sarà costituita da:

- un quadro a 36kV di protezione in cui sarà presente lo scomparto per la protezione della linea in arrivo dalla Cabina di Trasformazione 30/36kV, uno scomparto dedicato al sistema di protezione generale e d'interfaccia (interruttore automatico asservito ai relè di protezione generale e di interfaccia), uno scomparto dedicato alla colonna misure e uno scomparto per la risalita dei cavi della linea in partenza verso la sezione a 36kV della nuova stazione elettrica 380/150/36kV della RTN.
- Il relè di protezione di interfaccia sarà dotato con le protezioni di massima tensione istantanea seconda soglia (59.S2) e in media mobile prima soglia (59.S1), minima tensione istantanea prima soglia (27.S1) e

minima tensione istantanea seconda soglia (27.S2), massima frequenza prima soglia (81>.S1) e massima frequenza seconda soglia (81>.S2), minima frequenza prima soglia (81<.S1) e minima frequenza seconda soglia (81<.S2).

Il relè dedicato al sistema di protezione generale sarà dotato con le protezioni di massima corrente di fase (51) per le sovracorrenti di fase, massima corrente omopolare (51N) per la rimozione dei guasti a terra e relè di massima corrente direzionale (67N);

L'interruttore automatico asservito ai relè di protezione generale e d'interfaccia sarà a riarmo automatico e motorizzato;

- il gruppo di misura (AdM) dedicato alla misura dell'energia immessa e prelevata dalla rete.

Dalla Cabina Utente, tramite un sistema di cavidotti 36kV di lunghezza pari a 11,3km circa, l'energia prodotta dall'impianto F-Chori sarà consegnata alla RTN tramite lo stallo a 36kV dedicato nella nuova stazione elettrica 380/150/36 kV della RTN.

Le posizioni della Cabina di Parallelo, della Cabina di Trasformazione 30/36kV e della Cabine Utente, all'interno dell'area di impianto "F-Chori", dei cavidotti a 30kV e 36kV di collegamento interni ed esterni all'impianto e la posizione della nuova stazione elettrica 380/150/36kV della RTN, sono riportate negli elaborati grafici di progetto "Inquadramento su Stralcio Catastale", "Inquadramento su Ortofoto" e "Planimetria Generale Impianto".

I particolari costruttivi della Cabina di Parallelo, della Cabina di Trasformazione 30/36kV e della Cabina Utente sono riportati negli elaborati grafici di progetto "Particolari Costruttivi Cabine" e "Particolare cabina elettrica utente"

Per ulteriori dettagli circa i collegamenti elettrici della Cabina di Parallelo con le PV Station, con la Cabina di Trasformazione 30/36kV e tra quest'ultima Cabina e la Cabina Utente si veda l'elaborato grafico di progetto "Schema Elettrico Unifilare".

#### **4.5 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.

##### **4.5.1 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:

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

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>;
- $\rho$  = la resistività (rame 0,01725 ed alluminio 0,028  $\Omega$ mm<sup>2</sup>/m).

Relativamente al criterio termico per i singoli conduttori, si fa riferimento come corrente di impiego  $I_b$  alla corrente di massima che può percorrere il circuito maggiorata del 10%, che dovrà essere inferiore alla portata del conduttore scelto calcolata con la seguente espressione:

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

Nei calcoli si assumeranno i seguenti coefficienti correttivi:

- Fattore di correzione per temperatura del cavo interrato a 25°C pari a  $k_1 = 0,96$ ;
- Fattore di correzione per pose ravvicinate di 3 cavi a contatto pari a  $k_2 = 0,7$ ;
- Fattore di correzione per profondità di posa di 1 metro pari a  $k_3 = 0,98$ ;
- Fattore di correzione per valori di resistività termica del terreno di  $1,5 \frac{K \cdot m}{W}$  pari a  $k_4 = 1$ .

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 dei moduli fotovoltaici, 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).

Nelle tabelle seguenti sono riportati i calcoli di dimensionamento e verifica dei cavi BT lato corrente continua, relativi ai cavi di stringa, ai cavi di collegamento tra la stringa e una delle combiner boxes e ai cavi di collegamento tra una combiner box e un inverter centralizzato.

Le tabelle riportano, inoltre, informazioni relative al tipo di cavo impiegato, al numero di circuiti previsti, alle sezioni e lunghezze degli stessi.

Nel dimensionamento dei cavi, a favore della sicurezza, si è fatto riferimento come lunghezza dei cavi a quella del cavo di collegamento più lungo tra una stringa e una combiner box e tra una combiner box e un inverter.

DC Cables Length																
Max Length from strings to First Junction Box			40		m		Cables of PV modules									
Max length from First Junction Box to combiner Boxes			100		m		DC Primary Distribution System 1									
Max length from combiners Box to PV Station			300		m		DC Primary Distribution System 2									
Sizing of Cables - DC Grid																
Circuit Description	Max Length from strings to First Junction Box		Max length from First Junction Box to combiner Boxes		Max length from combiners Box to PV Station		u.m.									
	Cables of PV modules		DC Primary Distribution		DC Primary Distribution											
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	0,82		0,82		1		-									
Cable Installation Factor	0,79		0,79		0,79		-									
Max Length Cables	40		100		350		m									
Average Lengths 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	36,9246		36,9246		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									
Circuit Description																
From	To	Load					DC Distribution System									
		Length Cables (max) km	Pn kW	Vn kV	In A	cos(phi)rit	Cavo	Iz	R_20 [Ω/km]	X [Ω/km]	Iz real	R [Ω]	X [Ω]	ΔV		
Further Combiner Box	Further PV Station	0,35	187,6	1,371475	232,75	1	2	185	401	0,106	0,09	316	0,04	0,032	17,2701	1,3%
Intermediate Combiner Box	Intermediate PV Station	0,1	187,6	1,371475	232,75	1	2	185	401	0,106	0,09	316	0,01	0,009	4,9343	0,4%
String	combiner	0,1	18,76	1,371475	23,275	1	2	6	57	3,3	0	36,925	0,33	0	6,2	0,45%

Tabella 4.5.1 - Dimensionamento e verifica cavi DC

#### 4.5.2 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 4.5.2: Verifiche da rispettare per accertare la compatibilità inverter-generatore fotovoltaico

Le condizioni da rispettare sono dunque 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 le tipologie di inverter delle due differenti PV Station accoppiati alla tipologia di modulo e alla configurazione riportata nel paragrafo 4.2.

- 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 4.5.3: 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>991,54 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 4.5.4: Risultanze delle verifiche di compatibilità inverter tipo PVS-980-CS-4.3MW - generatore fotovoltaico

#### 4.5.3 Dimensionamento dei conduttori a 30kV

I cavi in media tensione sono previsti:

- i. Per il collegamento delle PV Station con la Cabina di Parallelo;
- ii. Per il collegamento della PV Station con la Cabina di Trasformazione 30/36kV.

I cavi di cui ai punti precedenti, saranno posati entro cavidotti interrati, in accordo alle prescrizioni della CEI 11-17. Saranno posati entro cavidotto interrato in accordo alle prescrizione della CEI 11-17, saranno in alluminio o rame con isolamento estruso in gomma etilenpropilenica (HEPR) con tensione di isolamento 18/30 kV (ad esempio tipo RG7H1R). Nei calcoli che seguono sono stati seguiti il criterio termico per il dimensionamento dei cavi ed il criterio della massima caduta di tensione per la verifica delle sezioni.

##### 4.5.3.1. Criterio Termico

In prima analisi, la sezione dei conduttori viene scelta in modo tale da rispettare la seguente condizione:

$$I_z \geq I_b$$

Ovvero, si andrà a scegliere un cavo di sezione tale per cui la portata effettiva dovrà essere maggiore della corrente di impiego presunta. La portata effettiva del cavo viene calcolata a partire dalla portata teorica in condizioni standart, secondo la seguente relazione:

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

Dove:

- $k_1$  è il coefficiente correttivo che tiene conto della riduzione della portata dei cavi a causa di temperature ambiente diverse da 20°C;
- $k_2$  è il coefficiente correttivo della portata del cavo per profondità di posa diverse da 0,8m;
- $k_3$  è il coefficiente correttivo che tiene conto della riduzione della portata dovuto alla presenza di più circuiti installati sullo stesso piano, distanziati o meno;
- $k_4$  è il coefficiente correttivo che tiene conto della riduzione della portata del conduttore in presenza di terreni con resistività diversa da  $1,5 \frac{K \cdot m}{W}$ .

Nei calcoli che seguono sono stati assunti i seguenti valori per i diversi coefficienti correttivi:

- $k_1 = 0,96$  – per temperatura di 25°C;
- $k_2 = 0,94$  – per profondità di posa pari a 1,5m;
- $k_3 = 0,85$  – ipotizzando 3 cavi per ciascun tubo distanziati di 25 cm;
- $k_4 = 1$  – terreno di resistività termica pari a  $1,5 \frac{K \cdot m}{W}$ .

In questo modo, applicando i coefficienti correttivi alla portata teorica del cavo si ottiene la portata effettiva. Così facendo si andrà a scegliere una sezione del cavo tale da soddisfare la condizione sopra riportata.

#### 4.5.3.2 Verifica della massima caduta di tensione

L'aspetto fondamentale per il dimensionamento delle linee elettriche è, oltre alla scelta della sezione più idonea in relazione al tipo di posa e all'entità del carico, contenere il valore delle cadute di tensione (c.d.t.) al valore massimo del 4%.

Occorre verificare che, in normali condizioni di esercizio, la massima caduta di tensione fra il punto di partenza della nuova linea MT e il punto di arrivo sia compatibile con le caratteristiche del cavo.

La caduta di tensione in condizioni di esercizio è pari a:

$$\Delta V = k_v \cdot I_b \cdot L \frac{r \cdot \cos \varphi + x \sin \varphi}{1000}$$

Dove:

- $k_v$  = coefficiente che vale  $\sqrt{3}$  per i sistemi trifase;
- $I_b$  è la corrente di impiego di ciascuna tratta;
- $L$  è la lunghezza della linea MT in metri;

- $r$  è la resistenza per unità di lunghezza del cavo in  $[\Omega/km]$ ;
- $x$  è la reattanza per unità di lunghezza del cavo in  $[\Omega/km]$ .

Calcolata la caduta di tensione, si calcolerà la caduta di tensione percentuale. Questa dovrà essere inferiore al 4%, altrimenti si aumenterà la sezione del cavo precedentemente considerata e si ripeterà il calcolo di verifica.

#### 4.5.3.3 Calcoli elettrici cavi 30 kV

Di seguito si riportano le tabelle con i calcoli di dimensionamento e verifica dei cavi, riportando per ciascun collegamento: la lunghezza, il tipo, la formazione, e le diverse caratteristiche elettriche.

30kV Cables Lenght																	
From	To	Cables Lenght	Um	Description													
PV Station 1	General Switchgear in Parallel Cabinet	300	m	MV 30kV Primary Distribution System 1													
PV Station 2	General Switchgear in Parallel Cabinet	510	m	MV 30kV Primary Distribution System 2													
PV Station 3	General Switchgear in Parallel Cabinet	650	m	MV 30kV Primary Distribution System 3													
PV Station 4	General Switchgear in Parallel Cabinet	120	m	MV 30kV Primary Distribution System 4													
General Switchgear in Parallel Cabinet	30/36kV Trasformer	30	m	MV 30kV Primary Distribution System 5													
Sizing of Cables - AC Grid																	
Circuit Description	From PV Station 1 to General Switchgear	From PV Station 2 to General Switchgear	From PV Station 3 to General Switchgear	From PV Station 4 to General Switchgear	From General Switchgear to 30/36kV Trasformer	u.m.											
	30 kV Distribution System 1	30kV Distribution System 2	30kV Distribution System 3	30kV Distribution System 4	30kV Distribution System 5												
Number of Circuits	1	1	1	1	1	n°											
Cable Type	Cables - RG7H1R																
Number of Cables	3	3	3	3	3	n°											
Max Cable Size	70	70	70	70	240	mmq											
Cable Power Factor	1	1	1	1	1	-											
Cable k Circuit	1	1	1	1	1	-											
Cable Installation Factor	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	-											
Lenght Cables	300	510	650	120	0,03	m											
Resistance	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	Ω/km											
Reactance	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	Ω/km											
Ampacity	255	255	255	255	510	A											
Real Ampacity	158,1	158,1	158,1	158,1	316,2	A											
Sizing I Load	82,75	82,75	40,41	82,75	288,68	A											
Max System Voltage	30000	30000	30000	30000	30000	V											
Max System Power	4300	4300	2100	4300	150000	kWp											
Circuit Description																	
From	To	Lenght Cables km	Load				AC Distribution System										
			Sn kVA	Vn kV	In A	cos(phi)n rit	Cable	Iz	20 [Ω/k]	X [Ω/km]	Iz rea	R [Ω]	X [Ω]	ΔV			
PV Station 1	General Switchgear	0,3	4300	30	82,75	0,995	3	70	255	0,268	0,15	158	0,08	0,045	12,10	0,04%	
PV Station 2	General Switchgear	0,51	4300	30	82,75	0,995	3	70	255	0,268	0,15	158	0,077	0,077	20,56	0,07%	
PV Station 3	General Switchgear	0,65	2100	30	40,41	0,995	3	70	255	0,268	0,15	158	0,174	0,098	12,80	0,04%	
PV Station 4	General Switchgear	0,12	4300	30	82,75	0,995	3	70	255	0,268	0,15	158	0,032	0,018	4,84	0,02%	
General Switchgear	30/36kV Trasformer	0,03	15000	30	288,68	0,995	3	240	510	0,075	0,12	316	0,0023	0,004	1,30	0,004%	
Circuit Description																	
From	To	Lenght Cables km	Load				Formazione	AC Distribution System									
			Sn kVA	Vn kV	In A	cos(phi)n rit		Check									
PV Station 1	General Switchgear	0,3	4300	30	82,75	0,995	3x1x70	82,75	158,1	VERO	0,04%	2%	VERO				
PV Station 2	General Switchgear	0,51	4300	30	82,75	0,995	3x1x70	82,75	158,1	VERO	0,07%	2%	VERO				
PV Station 3	General Switchgear	0,65	2100	30	40,41	0,995	3x1x70	40,41	158,1	VERO	0,04%	2%	VERO				
PV Station 4	General Switchgear	0,12	4300	30	82,75	0,955	3x1x70	82,75	158,1	VERO	0,02%	2%	VERO				
General Switchgear	30/36kV Trasformer	0,03	15000	30	288,68	0,955	3x1x240	288,68	316,2	VERO	0,004%	2%	VERO				

Tabella 4.5.5 – Dimensionamento e verifica cavi MT

#### 4.5.4 Dimensionamento dei conduttori a 36kV

I cavi a 36kV tensione sono previsti:

- iii. dalla Cabina di Trasformazione 30/36kV alla Cabina Utente;
- iv. dalla Cabina Utente allo stallo dedicato a 36kV della nuova Stazione Elettrica 380/150/36 kV della RTN.

I cavi saranno posati entro cavidotti interrati, in accordo alle prescrizioni della CEI 11-17. Saranno posati entro cavidotto interrato in accordo alle prescrizione della CEI 11-17, saranno in alluminio o rame con isolamento estruso in gomma etilenpropilenica (HEPR) con tensione di isolamento 30/36kV (ad esempio tipo RG7H1R). Nei calcoli che seguono sono stati seguiti il criterio termico per il dimensionamento dei cavi ed il criterio della massima caduta di tensione per la verifica delle sezioni.

##### 4.5.4.1 Criterio Termico

In prima analisi, la sezione dei conduttori viene scelta in modo tale da rispettare la seguente condizione:

$$I_z \geq I_b$$

Ovvero, si andrà a scegliere un cavo di sezione tale per cui la portata effettiva dovrà essere maggiore della corrente di impiego presunta.

La portata effettiva del cavo viene calcolata a partire dalla portata teorica in condizioni standart, secondo la seguente relazione:

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

Dove:

- $k_1$  è il coefficiente correttivo che tiene conto della riduzione della portata dei cavi a causa di temperature ambiente diverse da 20°C;
- $k_2$  è il coefficiente correttivo della portata del cavo per profondità di posa diverse da 0,8m;
- $k_3$  è il coefficiente correttivo che tiene conto della riduzione della portata dovuto alla presenza di più circuiti installati sullo stesso piano, distanziati o meno;
- $k_4$  è il coefficiente correttivo che tiene conto della riduzione della portata del conduttore in presenza di terreni con resistività diversa da  $1,5 \frac{K \cdot m}{W}$ .

Nei calcoli che seguono sono stati assunti i seguenti valori per i diversi coefficienti correttivi:

- $k_1 = 0,96$  – per temperatura di 25°C;
- $k_2 = 0,94$  – per profondità di posa pari a 1,5m;
- $k_3 = 1$  – un solo circuito sullo stesso piano;
- $k_4 = 1$  – terreno di resistività termica pari a  $1,5 \frac{K \cdot m}{W}$ .

In questo modo, applicando i coefficienti correttivi alla portata teorica del cavo si ottiene la portata effettiva. Così facendo si andrà a scegliere una sezione del cavo tale da soddisfare la condizione sopra riportata.

#### 4.5.4.2 Verifica della massima caduta di tensione

L'aspetto fondamentale per il dimensionamento delle linee elettriche è, oltre alla scelta della sezione più idonea in relazione al tipo di posa e all'entità del carico, contenere il valore delle cadute di tensione (c.d.t.) al valore massimo del 4%.

Occorre verificare che, in normali condizioni di esercizio, la massima caduta di tensione fra il punto di partenza della nuova linea MT e il punto di arrivo sia compatibile con le caratteristiche del cavo.

La caduta di tensione in condizioni di esercizio è pari a:

$$\Delta V = k_v \cdot I_b \cdot L \frac{r \cdot \cos \varphi + x \sin \varphi}{1000}$$

Dove:

- $k_v$  = coefficiente che vale  $\sqrt{3}$  per i sistemi trifase;
- $I_b$  è la corrente di impiego di ciascuna tratta;
- $L$  è la lunghezza della linea MT in metri;
- $r$  è la resistenza per unità di lunghezza del cavo in  $[\Omega/km]$
- $x$  è la reattanza per unità di lunghezza del cavo in  $[\Omega/km]$

Calcolata la caduta di tensione, si calcolerà la caduta di tensione percentuale. Questa dovrà essere inferiore al 4%, altrimenti si aumenterà la sezione del cavo precedentemente considerata e si ripeterà il calcolo di verifica.

#### 4.5.4.3 Calcoli elettrici cavi 36 kV

Di seguito si riportano le tabelle con i calcoli di dimensionamento e verifica dei cavi, riportando per ciascun collegamento: la lunghezza, il tipo, la formazione, e le diverse caratteristiche elettriche.

36kV Cables Length				
From	To	Cables Length	Um	Description
30/36kV Trasformer	General Switchgear in UT Cabinet	50	m	36kV Primary Distribution System 1
General Switchgear in UT Cabinet	HV TSO Station "Belpasso"	11260	m	36kV Primary Distribution System 2

Sizing of Cables - AC Grid				
Circuit Description	From 30/36kV Trasformer to General Switchgear in UT Cabinet	From General Switchgear in UT Cabinet To TSO HV Station	u.m.	
	36kV Distribution System 1	36kV Distribution System 2		
Number of Circuits	1	1		n°
Cable Type	Cables - RG7H1R	Cables - RG7H1R		
Number of Cables	3	3		n°
Max Cable Size	340	240		mmq
Cable Power Factor	1	1		-
Cable k Circuit	1	1		-
Cable Installation Factor	0,62	0,62		-
Lenght Cables	0,05	12260		m
Resistance	0,0754	0,0754		Ω/km
Reactance	0,12	0,12		Ω/km
Ampacity	510	510		A
Real Ampacity	316,2	316,2		A
Sizing I Load	240,56	240,56		A
Max System Voltage	36000	36000		V
Max System Power	15000	15000		kWp

Circuit Description		Load					AC Distribution System											
From	To	Lenght Cables km	Sn kVA	Vn kV	In A	cos(phi)n rit	Cable	Iz	R_20 [Ω/km]	X [Ω/km]	Iz real	R [Ω]	X [Ω]	ΔV				
30/36kV Trasformer	General Switchgear in UT Cabinet	0,05	15000	36	240,56	0,995	3	240	510	0,075	0,12	316	0,004	0,006	1,80	0,01%		
General Switchgear in UT Cabinet	TSO HV Station	11,26	15000	36	240,56	0,995	3	240	510	0,0754	0,12	316,2	0,8490	1,351	407,80	1,13%		

Circuit Description		Load					AC Distribution System									
From	To	Lenght Cables km	Sn kVA	Vn kV	In A	cos(phi)n rit	Formazione	Check				ΔV <sub>tratta</sub> %	ΔV <sub>max</sub> %			
							$I_{Bmax} < I_{Breal}$									
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			
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			

Tabella 4.5.6. – Dimensionamento e verifica cavi 36kV

## 4.6 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.

### 4.6.1 Conduttori di terra

I conduttori di terra dovranno essere realizzati con conduttori in rame isolato avente sezioni minime, come di 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).

#### 4.6.2 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);
- quadri MT 70 mm<sup>2</sup>
- altri eventuali quadri in BT 70 mm<sup>2</sup>.

#### 4.6.3 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 kA;
- 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

Tabella 3 - Tensioni di contatto e passo superiori limite (CEI 11.1)

- $I_f = 100$  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:

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

Tale valore di resistenza (più basso di quello realmente necessario con le reali correnti di guasto a terra in gioco) è sicuramente raggiunto ed assicurato dalla geometria e dalla tipologia di dispersori utilizzati per la rete di terra in oggetto e illustrata nell'elaborato di progetto "Impianto di terra".

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 fotovoltaico 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 di ciascun sottocampo fotovoltaico e dei cavidotti relativi alle linee MT e dal dispersore di ciascuna PV Station e di ciascuna cabina; 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  $\Omega$ 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: 0,09  $\Omega$ ;

- 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 dell'impianto 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 0,08  $\Omega$ .

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, ciascuna cabina 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).

#### 4.6.4 Dimensionamento

L'impianto di terra è stato dimensionato sulla base dei seguenti input (si considera il trasformatore di potenza più alta):

- 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:

- $S = I_k \times \text{radq}(t) / K = 121,3 \text{ mm}^2$  (con  $K= 228$ , 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  $70 \text{ mm}^2$ ) del quadro è data da:

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

#### 4.7 Sistema di protezione dalle sovratensioni

Al fine di proteggere l'impianto e le apparecchiature elettriche ed elettroniche ad esso collegate contro le sovratensioni di origine atmosferica (fulminazione indiretta) [pur essendo l'impianto autoprotetto] 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  $2,5 \text{ kV} / 1,5 \text{ kV}$  ed una protezione fine (diretta) per gli apparati che tollerano tensioni massime inferiori a  $1,5 \text{ kV}$ . 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  $100 \text{ kA}$  con fronte d'onda  $10/350 \mu\text{s}$ );
- protezione dei circuiti di potenza quadri di secondo livello mediante limitatori che avranno il compito di limitare le sovratensioni a  $2,5 \text{ kV} / 1,5 \text{ kV}$  (corrente nominale  $20 \text{ kA}$  con forma d'onda  $8/20 \mu\text{s}$ ).
- SPD in corrispondenza degli SB;
- SPD per la specifica protezione di: apparati linee dati, apparati sensibili, linee dati, linee di segnale.

## 5 Valutazione preliminare impatto elettromagnetico

### 5.1 Premessa

Si premette che il progetto dell'impianto F-Chori, 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 la planimetria riportata nell'elaborato di progetto "Planimetria Generale Impianto".

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 F-Chori e delle infrastrutture collegate, è associato ai campi magnetici emessi dalle cabine, dagli elettrodotti interrati che collegano l'impianto fotovoltaico alla nuova stazione elettrica della RTN.

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 cautelativi 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.

## 5.2 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.

## 5.3 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:

- $DPA = \sqrt{I} * 0,40942 * x^{0,5241}$  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).
- $B = \sqrt{B_x^2 + B_y^2 + B_z^2}$
- $B = 0,1 * \sqrt{6} * \frac{S * I}{R^2} [\mu\text{T}]$
- $R' = 0,286 * \sqrt{S * I} [\text{m}]$
- $R_0 = \sqrt{0,082 * S * I - d^2} [\text{m}]$

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 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 alla 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 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  $<<5$  kV/m così come fissato dall'art. 3 del D.P.C.M. 08/07/03.