



NOVEMBRE 2022

## **GALILEO ENERGY 3 S.R.L.**

**IMPIANTO INTEGRATO AGRIVOLTAICO  
COLLEGATO ALLA RTN  
POTENZA NOMINALE 25 MW**

**SERRACAPRIOLA (FG)**

## **PROGETTO DEFINITIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

**Relazione calcolo preliminare impianti**

### **Progettista**

Ing. Laura Maria Conti n. ordine Ing. Pavia 1726

### **Codice elaborato**

*2748\_4871\_SA\_VIA\_R08\_Rev0\_Relazione calcolo preliminare  
impianti*

**Memorandum delle revisioni**

<b>Cod. Documento</b>	<b>Data</b>	<b>Tipo revisione</b>	<b>Redatto</b>	<b>Verificato</b>	<b>Approvato</b>
2748_4871_SA_VIA_R08_Rev0_Relazione calcolo preliminare impianti	11/2022	Prima emissione	MP	CP	L. Conti

**Gruppo di lavoro**

<b>Nome e cognome</b>	<b>Ruolo nel gruppo di lavoro</b>	<b>N° ordine</b>
Laura Maria Conti	Direzione Tecnica	Ordine Ing. Pavia 1726
Corrado Pluchino	Project Manager	Ord. Ing. Milano A27174
Riccardo Festante	Progettazione Elettrica, Rumore e Comunicazioni	Tecnico acustico/ambientale n. 71
Daniele Crespi	Coordinamento SIA	
Marco Corrù	Architetto	
Fabio Lassini	Ingegnere Idraulico	
Francesca Jasperro	Esperto Ambientale	
Mauro Aires	Ingegnere strutturista	Ordine Ing. Torino 9583J
Andrea Fronteddu	Ingegnere Elettrico	Ordine Ing. Cagliari. 8788
Matteo Lana	Ingegnere Ambientale	
Sergio Alifano	Architetto	
Paola Scaccabarozzi	Ingegnere Idraulico	
Sonia Morgese	Ingegnere Idraulico	
Matthew Piscedda	Perito Elettrotecnico	
Michele Pecorelli (Studio Geodue)	Geologo - Indagini Geotecniche Geodue	Ordine Geologi Puglia n. 327
Nazzario D'Errico	Agronomo	Ordine Agronomi di Foggia n. 382
Antonio Bruscella	Archeologo	
Marianna Denora	Architetto - Acustica	Ordine Architetti Bari, Sez. A n. 2521
Andrea Fanelli	Perito Elettrotecnico	

**INDICE**

<b>1. PREMESSA</b> .....	<b>5</b>
<b>1.1 INDENTICAZIONE DELL'INTERVENTO</b> .....	<b>5</b>
<b>1.2 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>7</b>
<b>1.3 LAYOUT D'IMPIANTO</b> .....	<b>9</b>
<b>1.4 CONFIGURAZIONE IMPIANTO</b> .....	<b>10</b>
<b>2 RIFERIMENTI NORMATIVI</b> .....	<b>13</b>
<b>2.1 NORME DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE</b> .....	<b>13</b>
<b>2.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA CONNESSIONE A 36 KV</b> .....	<b>14</b>
<b>3 CALCOLO PRELIMARE ELETTRICO</b> .....	<b>15</b>
<b>3.1 ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE</b> .....	<b>15</b>
<b>3.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO</b> .....	<b>15</b>
<b>3.3 ARMONICHE</b> .....	<b>16</b>
<b>3.4 DIMENSIONAMENTO CAVI</b> .....	<b>17</b>
<b>3.5 INTEGRALE DI JOULE</b> .....	<b>18</b>
<b>3.6 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO</b> .....	<b>19</b>
<b>3.7 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE</b> .....	<b>19</b>
<b>3.8 CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI</b> .....	<b>20</b>
<b>3.9 CADUTE DI TENSIONE</b> .....	<b>21</b>
<b>3.10 TRASFORMATORI</b> .....	<b>22</b>
3.10.1 Trasformatori a due avvolgimenti .....	22
3.10.2 Trasformatori a tre avvolgimenti .....	24
3.10.3 Fattori di correzione per generatori e trasformatori (EN 60909-0) .....	25
3.10.4 Fattori di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3) .....	25
3.10.5 Fattori di correzione per generatori sincroni (EN 60909-0 par. 6.6.1) .....	25
3.10.6 Fattore di correzione per gruppi di produzione con regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.1) .....	26
3.10.7 Fattore di correzione per gruppi di produzione senza regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.2) .....	26
<b>4 STUDIO DI CORTOCIRCUITO</b> .....	<b>28</b>
<b>4.1 STATO DEL NEUTRO DI IMPIANTO</b> .....	<b>28</b>
<b>4.2 CALCOLO DEI GUASTI</b> .....	<b>28</b>
4.2.1 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito .....	28
4.2.2 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito .....	31
4.2.3 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra .....	32
<b>4.3 SCELTA DELLE PROTEZIONI</b> .....	<b>32</b>
4.3.1 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture .....	33
4.3.2 Verifica di selettività .....	33
<b>4.4 FUNZIONAMENTO IN SOCCORSO</b> .....	<b>34</b>
<b>5 CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA</b> .....	<b>35</b>
<b>5.1 DEFINIZIONI</b> .....	<b>35</b>
<b>5.2 INFORMAZIONI PRELIMINARI</b> .....	<b>36</b>



---

<b>5.3</b>	<b>TIPOLOGIA DI DISPERSORI DI TERRA.....</b>	<b>37</b>
<b>5.4</b>	<b>CALCOLI DELL'ESTENSIONE DELL'IMPIANTO DI TERRA.....</b>	<b>41</b>
5.4.1	Analisi della rete di terra .....	41
5.4.2	Risoluzione Guasto 36 kV .....	43
5.4.3	Risoluzione guasto BT (AC current).....	44
5.4.4	Protezione contro i contatti diretti ed indiretti.....	44
5.4.5	Risoluzione guasto BT (DC current) .....	45
<b>6</b>	<b>SCARICHE ATMOSFERICHE .....</b>	<b>46</b>



## 1. PREMESSA

Lo scopo di questa relazione tecnica è presentare un calcolo preliminare degli impianti elettrici e dell'impianto di terra relativo all'impianto solare fotovoltaico in alcuni terreni a SUD EST del comune di Serracapriola (FG) di potenza pari a 25 MW su un'area catastale di circa 41.1 ettari complessivi di cui circa 35.7 ha recintati per la realizzazione dell'impianto.

Il progetto in esame è in linea con quanto previsto dal: "Pacchetto per l'energia pulita (Clean Energy Package)" presentato dalla Commissione europea nel novembre 2016 contenente gli obiettivi al 2030 in materia di emissioni di gas serra, fonti rinnovabili ed efficienza energetica e da quanto previsto dal Decreto 10 novembre 2017 di approvazione della Strategia energetica nazionale emanato dal Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

L'opera ha dei contenuti economico-sociali importanti e tutti i potenziali impatti sono stati mitigati. Il progetto produrrà energia elettrica "zero emission" da fonti rinnovabili, garantendo un modello eco-sostenibile che fornisca energia pulita.

La tecnologia impiantistica prevede l'installazione di moduli fotovoltaici bifacciali che saranno installati su strutture mobili (tracker) di tipo monoassiale mediante palo fisso nel terreno.

L'indice di consumo del suolo è stato contenuto nell'ordine del 32,5% calcolato sulla superficie utile di impianto. Le strutture saranno posizionate in maniera da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanti tra loro 8,50 metri così da permettere una distribuzione dei pannelli in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento. Saranno utilizzate due tipologie di strutture: da 28x2 moduli (Tipo 1) e da 14x2 moduli (Tipo 2).

Infine, l'impianto fotovoltaico sarà connesso in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV di Rotello, mediante una linea di connessione interrata in 36kV.

Tale documento si riferisce ai calcoli preliminari del solo impianto fotovoltaico ad esclusione delle opere di connessione per le quali si rimanda agli specifici elaborati.

Il calcolo elettrico sviluppato tiene conto della massima potenza AC erogabile dall'impianto pari a circa 21 MVA.

Tale valore coincide con la somma delle potenze AC erogabili da ogni singola Power Station (definite dalla taglia dell'inverter all'interno di ogni cabina di conversione).

Nell'area impianto saranno posizionate oltre alla cabina elettrica di smistamento a 36 kV e alle 5 cabine "Power Station" anche una 1 cabina control room e 1 warehouse.

### 1.1 INDENTICAZIONE DELL'INTERVENTO

Il progetto in esame è ubicato in Agro del Comune di Serracapriola, in provincia di Foggia. L'area di intervento, ubicata a circa 2 km a sud est del centro abitato di Serracapriola, è pari a circa 47,6 ettari complessivi di cui 35,7 ha recintati ed è compresa tra la Strada Vicinale Maddalena a Nord e la Strada Statale 16 ter (SS16ter) a sud.



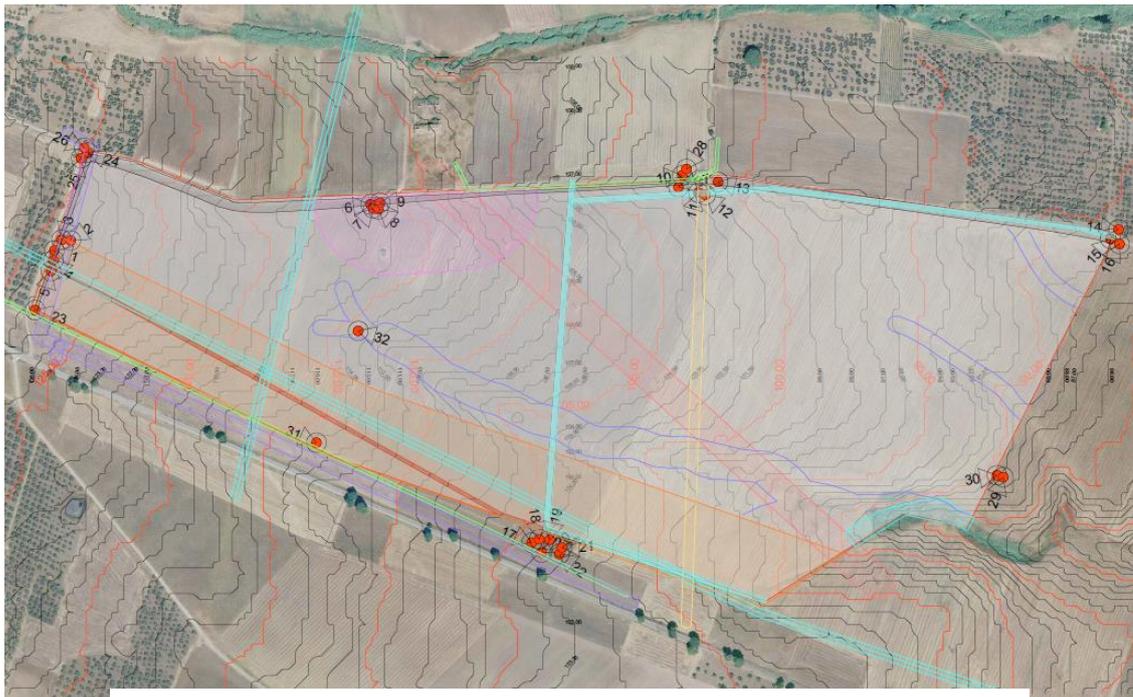
Figura 1.1: Localizzazione dell'area di intervento (ROSSO: impianto; VERDE: connessione)

Il sito è tipico del Paesaggio della Bassa Valle Del Fortore caratterizzato da terrazzamenti che degradano nel fondovalle, con un andamento da pianeggiante a debolmente ondulato, con quote che oscillano da alcune decine di metri fino a 200 metri sul livello del mare. La connessione dell'impianto sarà realizzata mediante un cavo interrato in AT a 36 kV dalle cabine di trasformazione, poste all'interno dell'impianto, fino alla Stazione Elettrica (SE) di Rotello (CB). Complessivamente la connessione avrà una lunghezza di circa 14,7 km.

Le aree scelte per l'installazione del Progetto Fotovoltaico sono interamente contenute all'interno di aree di proprietà privata Rif. "2748\_4871\_SA\_VIA\_T07\_Rev0\_Inquadramento Catastale Impianto".

L'area deputata all'installazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto risulta essere adatta allo scopo presentando una buona esposizione ed è facilmente raggiungibile ed accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.

Attraverso la valutazione delle ombre si è cercato di minimizzare e ove possibile eliminare l'effetto di ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto.



LEGENDA



Figura 1.2: Stato di fatto dell'area di progetto

## 1.2 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico con potenza nominale di picco pari a 25 MW è così costituito da:

- n.1 cabina elettrica di smistamento 36 kV. Nella stessa area all'interno della cabina sarà presente il quadro QSG con gli apparati di protezione e misura dell'impianto oltre che gli apparati SCADA e telecontrollo;
- n. 5 Power Station (PS). Le Power Station o cabine di campo avranno la duplice funzione di convertire l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata ed elevare la tensione a livello 36 kV; esse saranno collegate tra di loro in configurazione radiale e in posizione più possibile baricentrica rispetto ai sottocampi fotovoltaici in cui saranno convogliati i cavi provenienti dalle String Box che a loro volta raccoglieranno i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie;
- i moduli fotovoltaici saranno installati su apposite strutture metalliche di sostegno tipo tracker fondate su pali infissi nel terreno;



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

L'impianto dovrà essere in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad esempio: quadri di alimentazione, illuminazione).

Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi di emergenza potranno essere alimentati da un generatore temporaneo di emergenza, che si ipotizza possa essere rappresentato da un generatore diesel.

Di seguito si riporta la descrizione dei principali componenti d'impianto; per dati tecnici maggior dettaglio si rimanda alla Relazione tecnica descrittiva e agli elaborati dedicati.

L'impianto elettrico a 36 kV è stato previsto con distribuzione radiale. L'impianto di bassa tensione prevederà la realizzazione di una sezione in corrente alternata e una in corrente continua.

In allegato al documento è riportato l'elenco utenze a 36 kV con il relativo calcolo elettrico e studio di cortocircuito.

Lo schema unifilare di cui all'elaborato: "2748\_4871\_SA\_VIA\_T19\_Rev0\_Schema elettrico unifilare area di impianto" riporta un dettaglio dei principali componenti di impianto nonché la rappresentazione delle linee in 36 kV. Ulteriori dettagli sono rilevabili negli elaborati relativi all'impianto di terra e alla distribuzione di cui agli elaborati:

- "2748\_4871\_SA\_VIA\_T17\_Rev0\_Percorso cavi 36 kV"
- "2748\_4871\_SA\_VIA\_T18\_Rev0\_Rete di terra"

## 1.3 LAYOUT D'IMPIANTO

Il layout d'impianto è stato sviluppato secondo le seguenti linee guida:

- rispetto dei confini dei siti disponibili;
- posizione delle strutture di sostegno con geometria a matrice in modo da ridurre i tempi di esecuzione;
- disposizione dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno in 2 file verticali;
- interfila tra le schiere calcolate al fine di evitare fenomeni di ombreggiamento;
- numero di cabine pari al numero di sottocampi per normalizzare l'allestimento;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ai locali tecnici;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ostacoli esistenti;
- zona di rispetto dai canali di raccolta acque;
- eventuale area storage.



Figura 1.3: Layout di progetto



## 1.4 CONFIGURAZIONE IMPIANTO

L'impianto, è collegato alla rete elettrica nazionale con connessione trifase a 36 kV; ha una potenza pari a 25 MWp, suddivisa in 5 generatori, derivante da 37324 moduli. Tali moduli sono ricompresi all'interno di un'area di proprietà recintata avente una superficie di circa 35,7 ha recintati. Di seguito si riporta una tabella riepilogativa della configurazione di impianto:

*Tabella 1.1: Dati di progetto*

ITEM	DESCRIZIONE
Richiedente	GALILEO ENERGY 3 S.r.l.
Luogo di installazione:	Serracapriola (FG)
Denominazione impianto:	Santagata
Potenza di picco (MW <sub>p</sub> ):	25 MWp
Informazioni generali del sito:	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso. La morfologia è piuttosto regolare.
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI
Tipo strutture di sostegno:	Strutture metalliche in acciaio zincato tipo Tracker fissate a terra su pali
Inclinazione piano dei moduli:	+55° - 55°
Azimut di installazione:	0°
Caratterizzazione urbanistico vincolistica:	Il PRG del Comune di Serracapriola colloca l'area di intervento in zona E2 – zona agricola
Cabine PS:	n. 5 cabine distribuite in campo
Cabina elettrica di smistamento:	n. 1 cabina di smistamento interna al campo FV da cui esce linea AT a 36 kV
Rete di collegamento:	Alta tensione 36 kV

Come riportato nello schema unifilare, la distribuzione elettrica prevede la realizzazione di un ramo di alimentazione verso i primi 3 sottocampi e un secondo ramo di alimentazione verso i 2 sottocampi rimanenti.

Ogni ramo alimenta power station collegate reciprocamente tra loro in configurazione Entra-Esci.

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa delle power station e relativo ramo di connessione.

*Tabella 1.2: Configurazione cabine di conversione "Power Station"*

ID.	RAMO	POWER STATION	POTENZA AC (KVA)
1	1	POWER STATION 1	4200
2	1	POWER STATION 2	4200
3	1	POWER STATION 3	4200
4	2	POWER STATION 4	4200
5	2	POWER STATION 5	4200

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

I vari sottocampi fotovoltaici nel quale è elettricamente suddiviso l'intero impianto saranno connessi alla cabina definita "CABINA ELETTRICA DI SMISTAMENTO" a 36 kV sita all'interno dell'area di impianto tramite linee interrate costituite da cavi in alluminio tipo ARE4H5E 20.8/36 kV

In tali cabine avverrà il parallelo elettrico di queste singole produzioni ed il successivo convogliamento verso la linea di connessione utente a 36 kV. Il resto della distribuzione sarà in corrente continua e non sarà oggetto di analisi.

Di seguito si riporta l'elenco delle linee a 36 kV presenti in impianto e i relativi dati di impiego, quali correnti di esercizio, tensione e formazione:



Tabella 1.3: Tabella cavi 36 Kv di interconnessione delle "Power Station"

RAMO DI ALIMENTAZIONE	COLLEGAMENTO DA:	COLLEGAMENTO A:	POTENZA	FORMAZIONE	LUNGHEZZA LINEA	LIVELLO DI TENSIONE	CORRENTE DI IMPIEGO (I <sub>B</sub> )	PORTATA IZ DECLASSATA	CADUTA DI TENSIONE PARZIALE LATO IMPIANTO (I <sub>B</sub> )	TIPO DI POSA	ISOLAMENTO	DESIGNAZIONE CAVO	MATERIALE CONDUTTORE	TEMPERATURA DI PROGETTO	FATTORE DI DECLASSAMENTO IN PORTATA
			[kVA]		[m]		[A]	[A]	[%]					[°C]	
RAMO 1	CABINA ELETTRICA DI SMISTAMENTO 36kV	POWER STATION 1	12600	3x(1x240)	280	36 kV	202.07	260.4	0.042	Posa interrata	XPLE	ARE4H5E 20.8/36 kV	ALLUMINIO	30	0.70
RAMO 1	POWER STATION 1	POWER STATION 2	8400	3x(1x240)	675	36 kV	134.71	260.4	0.11	Posa interrata	XPLE	ARE4H5E 20.8/36 kV	ALLUMINIO	30	0.70
RAMO 1	POWER STATION.2	POWER STATION 3	4200	3x(1x240)	540	36 kV	67.36	260.4	0.137	Posa interrata	XPLE	ARE4H5E 20.8/36 kV	ALLUMINIO	30	0.70
RAMO 2	CABINA ELETTRICA DI SMISTAMENTO 36kV	POWER STATION 4	8400	3x(1x240)	1095	36 kV	134.71	260.4	0.11	Posa interrata	XPLE	ARE4H5E 20.8/36 kV	ALLUMINIO	30	0.70
RAMO 2	POWER STATION 4	POWER STATION 5	4200	3x(1x240)	260	36 kV	67.36	260.4	0.123	Posa interrata	XPLE	ARE4H5E 20.8/36 kV	ALLUMINIO	30	0.70



## 2 RIFERIMENTI NORMATIVI

### 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 IVa Ed. 2000-08: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.
- CEI EN 60909-0 IIIa Ed. (IEC 60909-0:2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60090-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.
- CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1 Ia Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.
- CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 60364-5-523: 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 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).
- CEI UNEL 35023 2012: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 1997: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI EN 61439 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).
- CEI 23-51 2016: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.



- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento dei cavi secondo norme francesi.
- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.
- British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations;
- ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;

### 2.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA CONNESSIONE A 36 KV

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.



### 3 CALCOLO PRELIMARE ELETTRICO

#### 3.1 ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE

L'impianto fotovoltaico sarà connesso in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV di Rotello, mediante una linea di connessione interrata a 36 kV. Relativamente alla connessione ed agli impianti interni all'area fotovoltaica sono stati previsti i seguenti parametri di dimensionamento:

- Tensione di esercizio: 36 kV;
- Corrente nominale: circa 337 A;
- Frequenza di esercizio: 50 Hz;
- Massima corrente di cortocircuito sulla sbarra: < 25 kA 1s;

A valle della sbarra saranno presenti tutti gli elementi di protezione, sezionamento e misura utili alla connessione a regola d'arte e in sicurezza dell'impianto fotovoltaico. Inoltre tutti gli elementi dovranno essere dimensionati per la massima corrente di cortocircuito sulla sbarra 36 kV (prevista inferiore a 25 kA data la distanza dalla stazione Terna di connessione).

#### 3.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO

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

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

nella quale:

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

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

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

$$\begin{aligned} I_1 &= I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos\varphi - j\sin\varphi) \\ I_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - \frac{2\pi}{3})} = I_b \cdot (\cos(\varphi - \frac{2\pi}{3}) - j\sin(\varphi - \frac{2\pi}{3})) \\ I_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - \frac{4\pi}{3})} = I_b \cdot (\cos(\varphi - \frac{4\pi}{3}) - j\sin(\varphi - \frac{4\pi}{3})) \end{aligned}$$

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

$$V_n = V_n + j0$$

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 ( $\sum P_d$  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 ( $\sum Q_d$  a valle).

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

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

### 3.3 ARMONICHE

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

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

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

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

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

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

La corrente IbTHD è la massima tra le fasi:

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

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

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

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

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



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

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

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

### 3.4 DIMENSIONAMENTO CAVI

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi 36 kV e BT è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

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

$$\begin{aligned} a) \quad & I_b \leq I_n \leq I_z \\ b) \quad & I_f \leq 1.45 \cdot I_z \end{aligned}$$

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.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{z \min} = \frac{I_n}{k}$$

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

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

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente  $k$ ) sia superiore alla  $I_z \min$ . Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 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.

### 3.5 INTEGRALE DI JOULE

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

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

La costante K viene data dalla norma CEI 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

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

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

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

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

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

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



- Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
- Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 76
- Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 89
- Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 94

### 3.6 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO

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

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 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. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

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

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

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

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

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

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

### 3.7 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE

Le norme CEI 64.8 par. 543.1 prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione mediante calcolo.

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



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

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 ( $\text{mm}^2$ );
- $I$  è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- $t$  è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- $k$  è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti.

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

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

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

- 2,5  $\text{mm}^2$  rame o 16  $\text{mm}^2$  alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4  $\text{mm}^2$  o 16  $\text{mm}^2$  alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

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

### 3.8 CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI

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

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

esprese 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.



### 3.9 CADUTE DI TENSIONE

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

$$c. d. t. (I_b) = \max \left( \left| \sum_{i=1}^k Z_{f_i} \cdot I_{f_i} - Z_{h_i} \cdot I_{h_i} \right| \right)_{f=R,S,T}$$

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:

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

con:

- $k_{cdt}=2$  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  $\Omega/km$ .

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 36 kV/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.



### 3.10 TRASFORMATORI

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

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

- Trasformatore abbassatore 36/0,6/0,6 kV a tre avvolgimenti o a doppio secondario (Dy11y11): utilizzato nelle Power Station di taglia pari a 4200 kVA;
- Trasformatore abbassatore 36/0,4 kV (Dyn11) con potenza nominale 200 kVA, all'interno della cabina di smistamento per l'alimentazione dei carichi ausiliari di impianto;
- Trasformatore BT/BT 0,6/0,4 kV (Yy) con potenza nominale 50 kVA per l'alimentazione dei carichi ausiliari all'interno delle Power Station.

Tutti i trasformatori sopracitati saranno raffreddati a secco con avvolgimenti inglobati in resina epossidica e saranno autoestinguenti, resistenti alle variazioni climatiche e resistenti all'inquinamento atmosferico e all'umidità.

Le taglie dei trasformatori interni alle Power Station, riportate nello schema unifilare (elaborato n. 2748\_4871\_SA\_VIA\_T19\_Rev0\_Schema elettrico unifilare area di impianto), sono scelte tenendo conto del dimensionamento degli inverter, e quindi del rapporto DC/AC scelto, della potenza nominale del modulo fotovoltaico e del contributo di potenza dato dal modulo bifacciale in funzione dell'albedo.

#### 3.10.1 Trasformatori a due avvolgimenti

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  $I_{ir}/I_{rt}$ ;
- 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:

$$Z_d = |Z_{cct}| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

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:

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

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

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



### 3.10.2 Trasformatori a tre avvolgimenti

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

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

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

$$Z_{AB} = \left( \frac{u_{RrHVMV}}{100} + j \frac{u_{XrHVMV}}{100} \right) \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rTHVMV}}$$

$$Z_{AC} = \left( \frac{u_{RrHVLV}}{100} + j \frac{u_{XrHVLV}}{100} \right) \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rTHVLV}}$$

$$Z_{BC} = \left( \frac{u_{RrMVLV}}{100} + j \frac{u_{XrMVLV}}{100} \right) \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rTMVLV}}$$

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

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

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

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

con,  $x_T = \frac{u_{Xr}}{100}$  ottenendo:

$$Z'_{AB}$$

$$Z'_{AC}$$

$$Z'_{BC}$$

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

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

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

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

Per il calcolo della componente omopolare, si utilizza il rapporto  $X(0)_T/X_T$  applicato alla componente reattiva delle tre impedenze dirette appena calcolate.

Le perdite a vuoto sono calcolate per il solo lato H del trasformatore, e trascurate per gli altri avvolgimenti.

La potenza dissipata a carico nel trasformatore a tre avvolgimenti è calcolata secondo:



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

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

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

e infine:

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

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

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

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

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

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

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

Dove:

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

è la reattanza relativa del trasformatore e  $C_{max}$  è preso dalla tabella 1 ed è relativo alla tensione lato bassa del trasformatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare

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

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

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

Con:



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

Dove:

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

è la reattanza satura relativa subtransitoria del generatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.

Nella formula compaiono a numeratore e denominatore la tensione nominale di sistema e la tensione nominale del generatore ( $U_{rG}$ ).

In Ampère  $U_{rG}$  non è gestita, quindi si considera  $V_{02}/U_{rG} = 1$ .

### 3.10.6 Fattore di correzione per gruppi di produzione con regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.1)

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

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

con

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

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

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

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

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

Con

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

Dove  $p_T$  è la variazione di tensione del trasformatore tramite la presa a spina scelta. Nel programma viene impostato il fattore  $(1-p_T)$ , con  $p_T = (|V_{sec}-V_{02}|)/V_{02}$ .



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



## 4 STUDIO DI CORTOCIRCUITO

### 4.1 STATO DEL NEUTRO DI IMPIANTO

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

- **Livello tensione:** Connessione a 36 kV in Stazione elettrica Terna RTN. (analizzato in specifico documento);
- **Livello tensione:** linea di connessione a 36 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra la cabina di raccolta e la cabina di smistamento; (analizzato in specifico documento);

Inoltre all'interno dell'area di impianto:

- **Livello tensione:** Distribuzione interna a 36 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra la cabina generale di smistamento d'impianto e le power stations di ciascun sottocampo;
- **Livello BT (AC):** Distribuzione fino a 1000 Vac interna ai sottocampi con distribuzione trifase + neutro TN-S.
- **Livello BT:** Distribuzione a 1500 Vdc interna ai sottocampi con entrambi i poli isolati da terra (sistema flottante).

Le informazioni considerate in merito alla corrente di guasto verso terra 36 kV e al relativo tempo di intervento sono:

- Massima corrente di guasto trifase lato 36 kV ( $I_k$ ): < 25 kA
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,3 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra ( $I_F$ ): ipotizzata < 500 A (contributo capacitivo della linea 36 kV)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: < 0,9 s
- Lunghezza complessive delle linee a 36 kV (connessione + interne al campo fotovoltaico): circa 17 km

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

### 4.2 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.

#### 4.2.1 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:

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

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

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

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

possiamo sommare queste ai parametri diretti 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:

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

La reattanza è invece:

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

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

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

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

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

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

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

Dove le resistenze  $R_{dcN}$  e  $R_{dcPE}$  vengono calcolate come la  $R_{dc}$ .



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

Per il conduttore di neutro si ha:

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

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

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

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

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

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

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

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

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

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

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

Fase terra:

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

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

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



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

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

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

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

$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N\ max}$$

$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE\ max}$$

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

dove:

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

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations 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.

#### 4.2.2 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

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

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

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

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

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### 4.2.3 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

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

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

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

e la corrente di picco:

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

### 4.3 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 dall'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 ( $I_{mag\ max}$ ).

#### 4.3.1 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

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

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

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

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

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

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

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

Le intersezioni sono due:

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

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

#### Note:

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

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

#### 4.3.2 Verifica di selettività

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

Corrente  $I_a$  di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64-8: pertanto viene sempre data la corrente ai 5 s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 par 413.1.3. Fornendo una fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite



inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati sono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;

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

Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;

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

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

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

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

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

Per la scelta delle protezioni in Sottostazione e in cabina generale di smistamento si rimanda allo schema unifilare di connessione.

#### 4.4 FUNZIONAMENTO IN SOCCORSO

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

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



## 5 CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA

Lo scopo di questa sezione è riportare un calcolo preliminare del sistema di terra relativo all'impianto fotovoltaico 25 MWp, connesso alla rete tramite una linea 36 kV verso la SE Terna. Sarà realizzato un nuovo impianto di terra che nel suo complesso dovrà risultare un unico elemento equipotenziale in tutti i suoi punti, perciò tutte le strutture e parti metalliche presenti nel sito dovranno essere connesse ad esso contemporaneamente.

### 5.1 DEFINIZIONI

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

## 5.2 INFORMAZIONI PRELIMINARI

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

- **Livello tensione:** Distribuzione interna a 36 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra la cabina di raccolta (non oggetto della presente progettazione) e la cabina generale di smistamento e tra quest'ultima e le cabine di trasformazione di ciascun sottocampo;
- **Livello BT (AC):** Distribuzione fino a 1000 Vac interna ai sottocampi con distribuzione trifase + neutro TN-S.
- **Livello BT:** Distribuzione a 1500 Vdc interna ai sottocampi con entrambi i poli isolati da terra (sistema flottante).

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

- Massima corrente di guasto trifase lato 36 kV (Ik): < 25 kA
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,1 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra (IG): < 122 A (contributo capacitivo della linea 36 kV)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: < 0,9 s

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

La resistività del terreno ipotizzata alla profondità di posa dell'impianto di terra ha un valore di circa 200  $\Omega$ m. Tale valore andrà verificato nella successiva fase progettuale attraverso un'indagine geotecnica in sito.

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

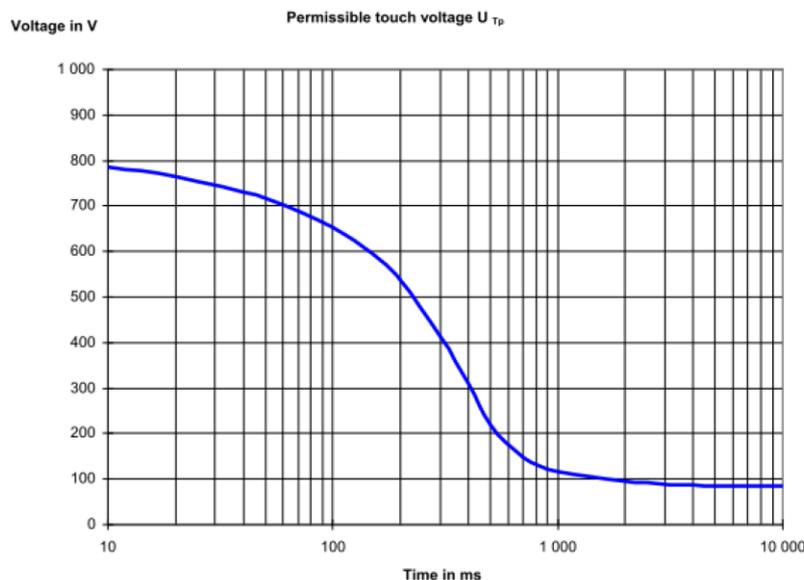


Figura 5.1: Massima tensione ammissibile (CEI EN 50522, Fig.4).

Tale limite, confrontato con la tensione totale di terra  $U_T$  (cioè con il GPR) impone una resistenza di terra minima di progetto  $R_T$  per la risoluzione dei guasti a 36 kV di:

$$R_T = \frac{U_T}{I_G} = \frac{120}{122} = \text{circa } 1 \Omega$$

Data la resistività del terreno assunta, pari a 200  $\Omega\text{m}$  e data l'estensione dell'area di impianto, la resistenza totale dell'impianto di terra da realizzare sarà sicuramente inferiore a tale limite (si rimanda al calcolo effettuato nei paragrafi successivi).

### 5.3 TIPOLOGIA DI DISPERSORI DI TERRA

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

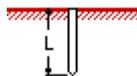
Impostata la resistività  $\rho$  del terreno, per ogni tipo di dispersore si devono inserire i parametri che lo definiscono.

Parametri:

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

Tipologie di dispersori:

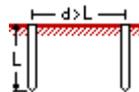
1) Picchetto verticale



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

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

2) Due picchetti verticali

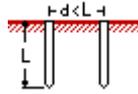


per avere  $a$ , il valore  $a'$  (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2:  $a=a'/2$ .

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

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

3) Due picchetti verticali vicini

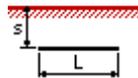


per avere a, il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2:  $a=a'/2$ .

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

Vincolo:  $d < L$ .

4) Dispensore lineare



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

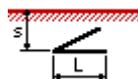
per avere L, il valore L' inserito in Ampère deve essere diviso per 2:  $L=L'/2$ ;

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

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

Vincolo:  $s' < L'$ .

5) Dispensore angolare



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

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

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

Vincolo:  $s' < L$

6) Stella a tre punte



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

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

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

Vincolo:  $s' < L$ .

7) Stella a quattro punte



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

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

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

Vincolo:  $s' < L$ .

8) Stella a sei punte



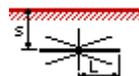
per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2:  $s=2*s'$ ;

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

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

Vincolo:  $s' < L$ .

9) Stella a otto punte



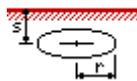
per avere s, il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2:  $s=2*s'$ ;

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

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

Vincolo:  $s' < L$ .

10) Dispensore ad anello

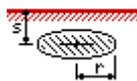


per avere  $s$ , il valore  $s'$  inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2:  $s=2 \cdot s'$ ;

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

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

11) Piastra rotonda orizzontale



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

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

Vincolo:  $r < 2 \cdot s'$ .

12) Piastra rotonda verticale

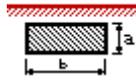


per avere  $s$ , il valore  $s'$  inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2:  $s=2 \cdot s'$ .

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

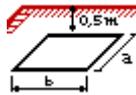
Vincolo:  $r < s'$ .

13) Piastra rettangolare verticale



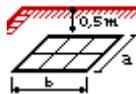
$$R_T = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{a \cdot b}}$$

14) Dispensore ad anello rettangolare



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

15) Maglia rettangolare



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

con

$\Sigma I = nb \cdot b + na \cdot a$  lunghezza totale dei conduttori costituenti la rete.

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

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

## 5.4 CALCOLI DELL'ESTENSIONE DELL'IMPIANTO DI TERRA

### 5.4.1 Analisi della rete di terra

Il nuovo impianto fotovoltaico si estenderà su una superficie recintata di circa 35.7 ha.

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

Quest'ultima è influenzata da diversi fattori quali:

- Tipo di terreno
- Stratificazione



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

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

L'estensione dell'impianto di terra dovrà essere realizzata attraverso una griglia di dispersori disposti orizzontalmente e chiusi ad anello; tale griglia dovrà ricoprire l'intera area di impianto.

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

$$S_{min} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{K_c^2}} = \sqrt{\frac{500^2 \cdot 10}{228^2}} \ll 50 \text{ mm}^2$$

dove:

- I è la massima corrente di guasto verso terra lato 36 kV espressa in Ampère;
- t è il tempo di intervento della protezione 36 kV in secondi
- $K_c$  è il coefficiente per conduttori nudi non in contatto con materiali danneggiabili (per range di temperatura 30-500°C);

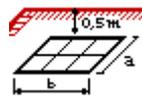
Sebbene  $S_{min}$  risulti molto piccola, in questa fase di progettazione preliminare, si è scelta una sezione minima 50 mm<sup>2</sup>.

Per la posa dei dispersori verrà sfruttato il passaggio cavi 36 kV e DC interno all'impianto; l'area di impianto così magliata, dovrà essere poi chiusa ad anello.

Verranno collegati alla rete di terra anche i pali dei tracker (nelle sezioni in cui è previsto l'utilizzo di strutture su palo). In riferimento alla recinzione tutti i tratti che ricadono all'interno della maglia di terra globale dovranno essere collegati a terra; i tratti esterni alla maglia globale andranno invece isolati da terra. In tali tratti deve essere garantita una distanza minima tra recinzione e struttura di sostegno dei moduli di almeno 5 metri.

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

Considerando l'estensione dell'impianto e la lunghezza dei suoi lati, si è stimato il seguente valore di resistenza di terra considerando un dispersore equivalente di tipo magliato rettangolare (di estensione pari alla sezione F, quella maggiormente estesa) secondo la seguente relazione:



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

e le seguenti caratteristiche:

- Tipo di dispersore:           maglia rettangolare
- Tipo di terreno, altre arenarie:   200  $\Omega \cdot m$  (valore assunto da verificare nelle successive fasi di progetto)
- Lato A:                               1500 m
- Lato B:                               420 m
- N. conduttori lato A:               6
- N. conduttori lato B:               4

<p><b>Dispersioni</b></p> <p>Nome: <input type="text" value="RETE DI TERRA SAT'AGATA"/></p> <p>Maglia rettangolare</p> <p>Maglia rettangolare: lato a, lato b, n. conduttori na, n. conduttori nb.</p> <p>Tipo di terreno [ohm m]</p> <p><input type="text" value="Altre arenarie: 50-300"/></p> <p>Resistività del terreno: <input type="text" value="200 ohm m"/></p>	<p><b>Parametri</b></p> <p>Lato <u>a</u>: <input type="text" value="1500,00 m"/></p> <p>Lato <u>b</u>: <input type="text" value="420,00 m"/></p> <p>Num. condutt. di lato <u>a</u>: <input type="text" value="6"/></p> <p>Num. condutt. di lato <u>b</u>: <input type="text" value="4"/></p> <p><b>Resistenza totale:           0,130 ohm</b></p>
---	---

Figura 5.2: Calcolo della resistenza di terra di impianto

Secondo quanto sopra si ipotizza un valore di resistenza di terra per l'impianto in oggetto pari a 0,130  $\Omega$ .

Tale calcolo, riferito alla fase definitiva di progetto, andrà verificato in fase di progettazione esecutiva. A valle di quest'ultima e della realizzazione dell'impianto andranno in ogni caso eseguiti i rilievi delle tensioni di contatto all'interno dell'area al fine di individuare le aree soggette a maggior rischio (presenza di gradienti di tensione elevati).

#### 5.4.2 Risoluzione Guasto 36 kV

La distribuzione 36 kV essendo a neutro isolato permette di avere correnti di guasto verso terra ridotte rispetto al livello di tensione AT (dell'ordine delle centinaia di ampere).

Assumendo che la resistenza di terra sia pari a  $R_t = 0,130 \Omega$  e che il guasto sia risolto dall'interruttore in un tempo superiore ai 10 s, al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 50 V (CEI EN 50522, Fig.4) il guasto verso terra lato 36 kV è risolto se la massima corrente di guasto verso terra è inferiore a:

$$I_g = 50 / 0,13 = \text{circa } 385 \text{ A}$$



Dove 120 V è la massima tensione ammissibile per un tempo pari a 0,9 s e 0,130 Ω è la resistenza di terra  $R_t$ .

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

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

$$I_{g_{cavo}} = V * 0,2 * L_{cavo}$$

- V = tensione nominale della rete (kV)
- $L_{cavo}$  = lunghezza totale delle linee in cavo (km) (connessione + interne al campo fotovoltaico): circa 17 km

Pertanto nel caso in esame il contributo capacitivo della corrente di guasto sarà pari a circa 122 A.

Tale valore è inferiore a 385 A stimati, pertanto il guasto verso terra lato 36 kV risulta risolto.

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

In relazione all'ipotesi di guasto, gli schermi dei cavi 36 kV dovranno essere messi a terra nel rispetto delle norme CEI.

### 5.4.3 Risoluzione guasto BT (AC current)

La distribuzione BT in corrente alternata prevede la porzione di impianto compresa tra il trasformatore 36 kV/BT e l'inverter all'interno delle Power Station e trasformatori BT/BT per l'alimentazione delle utenze ausiliarie di impianto. Entrambi i trasformatori presenti in cabina hanno il centro stella del livello BT messo a terra, perciò le condizioni sono analoghe al livello di tensione 36 kV con correnti di guasto verso terra elevate e non risolvibili dall'impianto di terra. Pertanto, al fine di garantire la protezione delle persone da tensioni potenzialmente pericolose occorre, prima della messa in esercizio dell'impianto, procedere con le misure di contatto, per l'identificazione delle zone d'impianto potenzialmente più a rischio.

### 5.4.4 Protezione contro i contatti diretti ed indiretti

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

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

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

La protezione dai contatti indiretti avrà come principio base l'interruzione automatica dell'alimentazione e, pertanto, il collegamento equipotenziale di tutte le masse metalliche che, per un difetto dell'isolamento primario possano assumere un potenziale pericoloso ( $U_T > 50$  V), unitamente all'estinzione del guasto tramite apertura del dispositivo di protezione a monte della zona in cui si è manifestato il guasto. A tal fine occorre che il valore della resistenza di terra e



l'intervento del dispositivo di protezione siano tra loro coordinati affinché l'estinzione del guasto avvenga entro i limiti previsti dalle norme vigenti in materia.

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

L'impedenza dell'anello di guasto moltiplicata per la massima corrente di guasto, dovrà essere sempre inferiore alla tensione massima ammissibile  $U_T$ .

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

#### 5.4.5 Risoluzione guasto BT (DC current)

Nella distribuzione DC (dal modulo fino all'inverter) è previsto un sistema con entrambi i poli flottanti (sistema isolato); il primo guasto verso terra è conseguentemente a corrente nulla. Nel caso in cui il primo guasto non fosse rilevato e si verificasse un secondo guasto verso terra, si creerebbero correnti di guasto verso terra dell'ordine di svariati kA, non risolvibili dall'impianto di terra in quanto sarebbe necessaria una resistenza di terra 36 kV molto bassa, difficilmente raggiungibile.

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

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

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

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

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



## **6 SCARICHE ATMOSFERICHE**

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

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

La valutazione del rischio è quindi influenzata dalla tipologia di impianto di riferimento e dalle apparecchiature presenti al suo interno.

L'impianto in questione è composto quasi interamente da strutture metalliche collegate direttamente all'impianto di terra, per questo motivo il rischio da fulminazione è minimo. La configurazione dell'impianto adottata prevede l'utilizzo a tutti i livelli di tensione di scaricatori per la protezione dell'impianto contro le sovratensioni. L'impianto pertanto è definito autoprotetto.

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+QGS.Quadro QGS-GENERALE CABINA</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

		<b>Distribuzione generica</b>	
Tipologia utenza:			
Potenza nominale:	<b>21000 kW</b>	Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Potenza dimensionamento:	<b>21000 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>336,8 A</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>21000 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Potenza totale:	<b>21824 kVA</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>	Potenza disponibile:	<b>823,8 kVA</b>

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	<b>25 kA</b>	Ik2min:	<b>19,7 kA</b>
Ikv max a valle:	<b>25 kA</b>	Ik1ftmax:	<b>0,151 kA</b>
Imagmax (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip1ft:	<b>0,373 kA</b>
Ik max:	<b>25 kA</b>	Ik1ftmin:	<b>0,137 kA</b>
Ip:	<b>61,7 kA</b>	Zk min:	<b>914,5 mohm</b>
Ik min:	<b>22,7 kA</b>	Zk max:	<b>914,5 mohm</b>
Ik2ftmax:	<b>21,7 kA</b>	Zk2 min:	<b>0 mohm</b>
Ip2ft:	<b>53,5 kA</b>	Zk2 max:	<b>0 mohm</b>
Ik2ftmin:	<b>19,7 kA</b>	Zk1ftmin:	<b>151213 mohm</b>
Ik2max:	<b>21,7 kA</b>	Zk1ftmax:	<b>151213 mohm</b>
Ip2:	<b>53,5 kA</b>		

## Protezione

Tipo protezione:	<b>I(50-51)</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Corrente nominale protez.:	<b>350 A</b>	Norma:	<b>n.d.</b>
Numero poli:	<b>3</b>		
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>		

## Identificazione

Sigla utenza: **+QGS.Quadro QGS-RAMO 1**  
 Denominazione 1:  
 Denominazione 2:  
 Informazioni aggiuntive/Note 1:  
 Informazioni aggiuntive/Note 2:

## Utenza

Tipologia utenza:	<b>Distribuzione generica</b>	Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Potenza nominale:	<b>12600 kW</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Potenza dimensionamento:	<b>12600 kW</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>12600 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>202,1 A</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Potenza disponibile:	<b>1430 kVA</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>		

## Cavi

Formazione:	<b>3x(1x240)</b>		
Tipo posa:	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)		
Disposizione posa:			
Designazione cavo:	ARE4H5E AL 20.8/36kV 240mm		
Isolante (fase+neutro+PE):	<b>XLPE</b>	Coefficiente di declassamento totale:	<b>0,7</b>
Tabella posa:	<b>CEI 11-17 (Utente 1)</b>	K <sup>2</sup> S <sup>2</sup> conduttore fase:	<b>4,875E+08 A<sup>2</sup>s</b>
Materiale conduttore:	<b>ALLUMINIO</b>	Caduta di tensione parziale a Ib:	<b>0,042 %</b>
Lunghezza linea:	<b>280 m</b>	Caduta di tensione totale a Ib:	<b>0,042 %</b>
Corrente ammissibile Iz:	<b>260,4 A (Archivio)</b>	Temperatura ambiente:	<b>30 °C</b>
Corrente ammissibile neutro:	<b>n.d.</b>	Temperatura cavo a Ib:	<b>66,1 °C</b>
Coefficiente di prossimità:	<b>1 (Numero circuiti: 2)</b>	Temperatura cavo a In:	<b>74,8 °C</b>
Coefficiente di temperatura:	<b>1</b>	Coordinamento Ib<=In<=Iz:	<b>202,1&lt;=225&lt;=260,4 A</b>

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	<b>25 kA</b>	Ik2min:	<b>18,9 kA</b>
Ikv max a valle:	<b>24,1 kA</b>	Ik1ftmax:	<b>0,151 kA</b>
Imagmax (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip1ft:	<b>0,373 kA</b>
Ik max:	<b>24,1 kA</b>	Ik1ftmin:	<b>0,137 kA</b>
Ip:	<b>61,7 kA</b>	Zk min:	<b>948,9 mohm</b>
Ik min:	<b>21,9 kA</b>	Zk max:	<b>950,3 mohm</b>
Ik2ftmax:	<b>20,9 kA</b>	Zk2 min:	<b>0 mohm</b>
Ip2ft:	<b>53,5 kA</b>	Zk2 max:	<b>0 mohm</b>
Ik2ftmin:	<b>19 kA</b>	Zk1ftmin:	<b>151196 mohm</b>
Ik2max:	<b>20,9 kA</b>	Zk1ftmax:	<b>151197 mohm</b>
Ip2:	<b>53,5 kA</b>		

## Protezione

Tipo protezione:	<b>I(50-51-51N)-67N</b>	Taratura differenziale:	<b>0 A</b>
Corrente nominale protez.:	<b>225 A</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Norma:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>		

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+QGS.Quadro QGS-RAMO 2</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

Tipologia utenza:	<b>Distribuzione generica</b>	Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Potenza nominale:	<b>8400 kW</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Potenza dimensionamento:	<b>8400 kW</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>8400 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>134,7 A</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Potenza disponibile:	<b>5630 kVA</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>		

## Cavi

Formazione:	<b>3x(1x240)</b>		
Tipo posa:	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)		
Disposizione posa:			
Designazione cavo:	ARE4H5E AL 20.8/36kV 240mm		
Isolante (fase+neutro+PE):	<b>XLPE</b>	Coefficiente di declassamento totale:	<b>0,7</b>
Tabella posa:	<b>CEI 11-17 (Utente 1)</b>	K <sup>2</sup> S <sup>2</sup> conduttore fase:	<b>4,875E+08 A<sup>2</sup>s</b>
Materiale conduttore:	<b>ALLUMINIO</b>	Caduta di tensione parziale a Ib:	<b>0,11 %</b>
Lunghezza linea:	<b>1095 m</b>	Caduta di tensione totale a Ib:	<b>0,11 %</b>
Corrente ammissibile Iz:	<b>260,4 A (Archivio)</b>	Temperatura ambiente:	<b>30 °C</b>
Corrente ammissibile neutro:	<b>n.d.</b>	Temperatura cavo a Ib:	<b>46,1 °C</b>
Coefficiente di prossimità:	<b>1 (Numero circuiti: 2)</b>	Temperatura cavo a In:	<b>74,8 °C</b>
Coefficiente di temperatura:	<b>1</b>	Coordinamento Ib<=In<=Iz:	<b>134,7&lt;=225&lt;=260,4 A</b>

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

I <sub>km</sub> max a monte:	<b>25 kA</b>	I <sub>k2min</sub> :	<b>16,9 kA</b>
I <sub>kv</sub> max a valle:	<b>21,7 kA</b>	I <sub>k1ftmax</sub> :	<b>0,151 kA</b>
I <sub>magmax</sub> (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	I <sub>p1ft</sub> :	<b>0,373 kA</b>
I <sub>k</sub> max:	<b>21,7 kA</b>	I <sub>k1ftmin</sub> :	<b>0,138 kA</b>
I <sub>p</sub> :	<b>61,7 kA</b>	Z <sub>k</sub> min:	<b>1054 mohm</b>
I <sub>k</sub> min:	<b>19,5 kA</b>	Z <sub>k</sub> max:	<b>1063 mohm</b>
I <sub>k2ftmax</sub> :	<b>18,8 kA</b>	Z <sub>k2</sub> min:	<b>0 mohm</b>
I <sub>p2ft</sub> :	<b>53,5 kA</b>	Z <sub>k2</sub> max:	<b>0 mohm</b>
I <sub>k2ftmin</sub> :	<b>16,9 kA</b>	Z <sub>k1ftmin</sub> :	<b>151148 mohm</b>
I <sub>k2max</sub> :	<b>18,8 kA</b>	Z <sub>k1ftmax</sub> :	<b>151152 mohm</b>
I <sub>p2</sub> :	<b>53,5 kA</b>		

## Protezione

Tipo protezione:	<b>I(50-51-51N)-67N</b>	Taratura differenziale:	<b>0 A</b>
Corrente nominale protez.:	<b>225 A</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Norma:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>		

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 1.POWER STATION 1-ARRIVO</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

		Distribuzione generica	
Tipologia utenza:			
Potenza nominale:	<b>12600 kW</b>	Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Potenza dimensionamento:	<b>12600 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>202,1 A</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>12600 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>	Potenza disponibile:	<b>1430 kVA</b>

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	<b>24,1 kA</b>	Ik2min:	<b>18,9 kA</b>
Ikv max a valle:	<b>24,1 kA</b>	Ik1ftmax:	<b>0,151 kA</b>
Imagmax (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip1ft:	<b>0,358 kA</b>
Ik max:	<b>24,1 kA</b>	Ik1ftmin:	<b>0,137 kA</b>
Ip:	<b>57,1 kA</b>	Zk min:	<b>948,9 mohm</b>
Ik min:	<b>21,9 kA</b>	Zk max:	<b>950,3 mohm</b>
Ik2ftmax:	<b>20,9 kA</b>	Zk2 min:	<b>0 mohm</b>
Ip2ft:	<b>49,5 kA</b>	Zk2 max:	<b>0 mohm</b>
Ik2ftmin:	<b>19 kA</b>	Zk1ftmin:	<b>151196 mohm</b>
Ik2max:	<b>20,9 kA</b>	Zk1ftmax:	<b>151197 mohm</b>
Ip2:	<b>49,4 kA</b>		

## Protezione

Corrente nominale protez.:	<b>780 A</b>	Corrente sovraccarico Ins:	<b>225 A</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>	Norma:	<b>n.d.</b>

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 1.POWER STATION 1-PARTENZA</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

Distribuzione generica			
Tipologia utenza:	<b>8400 kW</b>	Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Potenza nominale:	<b>1</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Coefficiente:	<b>8400 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Potenza dimensionamento:	<b>134,7 A</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>8400 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>1</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>36000 V</b>	Potenza disponibile:	<b>5630 kVA</b>
Tensione nominale:			

## Cavi

Formazione:	<b>3x(1x240)</b>		
Tipo posa:	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)		
Disposizione posa:			
Designazione cavo:	ARE4H5E AL 20.8/36kV 240mm		
Isolante (fase+neutro+PE):	<b>XLPE</b>	Coefficiente di declassamento totale:	<b>0,7</b>
Tabella posa:	<b>CEI 11-17 (Utente 1)</b>	K <sup>2</sup> S <sup>2</sup> conduttore fase:	<b>4,875E+08 A<sup>2</sup>s</b>
Materiale conduttore:	<b>ALLUMINIO</b>	Caduta di tensione parziale a Ib:	<b>0,068 %</b>
Lunghezza linea:	<b>675 m</b>	Caduta di tensione totale a Ib:	<b>0,11 %</b>
Corrente ammissibile Iz:	<b>260,4 A (Archivio)</b>	Temperatura ambiente:	<b>30 °C</b>
Corrente ammissibile neutro:	<b>n.d.</b>	Temperatura cavo a Ib:	<b>46,1 °C</b>
Coefficiente di prossimità:	<b>1 (Numero circuiti: 2)</b>	Temperatura cavo a In:	<b>74,8 °C</b>
Coefficiente di temperatura:	<b>1</b>	Coordinamento Ib<=In<=Iz:	<b>134,7&lt;=225&lt;=260,4 A</b>

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

I <sub>km</sub> max a monte:	<b>24,1 kA</b>	I <sub>k2min</sub> :	<b>17,3 kA</b>
I <sub>kv</sub> max a valle:	<b>22,1 kA</b>	I <sub>k1ftmax</sub> :	<b>0,151 kA</b>
I <sub>magmax</sub> (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	I <sub>p1ft</sub> :	<b>0,358 kA</b>
I <sub>k</sub> max:	<b>22,1 kA</b>	I <sub>k1ftmin</sub> :	<b>0,138 kA</b>
I <sub>p</sub> :	<b>57,1 kA</b>	Z <sub>k</sub> min:	<b>1036 mohm</b>
I <sub>k</sub> min:	<b>19,9 kA</b>	Z <sub>k</sub> max:	<b>1043 mohm</b>
I <sub>k2ftmax</sub> :	<b>19,1 kA</b>	Z <sub>k2</sub> min:	<b>0 mohm</b>
I <sub>p2ft</sub> :	<b>49,5 kA</b>	Z <sub>k2</sub> max:	<b>0 mohm</b>
I <sub>k2ftmin</sub> :	<b>17,3 kA</b>	Z <sub>k1ftmin</sub> :	<b>151156 mohm</b>
I <sub>k2max</sub> :	<b>19,1 kA</b>	Z <sub>k1ftmax</sub> :	<b>151160 mohm</b>
I <sub>p2</sub> :	<b>49,4 kA</b>		

## Protezione

Corrente nominale protez.:	<b>225 A</b>	Corrente sovraccarico Ins:	<b>225 A</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>	Norma:	<b>n.d.</b>

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 1.POWER STATION 1-TRASFORMATORE</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

Tipologia utenza:	<b>Terminale generica</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Potenza nominale:	<b>4200 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>4200 kVA</b>
Potenza dimensionamento:	<b>4200 kW</b>	Potenza totale:	<b>4677 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>67,4 A</b>	Potenza disponibile:	<b>476,5 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Numero carichi utenza:	<b>1</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>		
Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>		

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

I <sub>km</sub> max a monte:	<b>24,1 kA</b>	I <sub>k2min</sub> :	<b>18,9 kA</b>
I <sub>kv</sub> max a valle:	<b>24,1 kA</b>	I <sub>k1ftmax</sub> :	<b>0,151 kA</b>
I <sub>magmax</sub> (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	I <sub>p1ft</sub> :	<b>0,358 kA</b>
I <sub>k</sub> max:	<b>24,1 kA</b>	I <sub>k1ftmin</sub> :	<b>0,137 kA</b>
I <sub>p</sub> :	<b>57,1 kA</b>	Z <sub>k</sub> min:	<b>948,9 mohm</b>
I <sub>k</sub> min:	<b>21,9 kA</b>	Z <sub>k</sub> max:	<b>950,3 mohm</b>
I <sub>k2ftmax</sub> :	<b>20,9 kA</b>	Z <sub>k2</sub> min:	<b>0 mohm</b>
I <sub>p2ft</sub> :	<b>49,5 kA</b>	Z <sub>k2</sub> max:	<b>0 mohm</b>
I <sub>k2ftmin</sub> :	<b>19 kA</b>	Z <sub>k1ftmin</sub> :	<b>151196 mohm</b>
I <sub>k2max</sub> :	<b>20,9 kA</b>	Z <sub>k1ftmax</sub> :	<b>151197 mohm</b>
I <sub>p2</sub> :	<b>49,4 kA</b>		

## Protezione

Tipo protezione:	<b>I(50-51)</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Corrente nominale protez.:	<b>75 A</b>	Norma:	<b>n.d.</b>
Numero poli:	<b>3</b>		
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>		

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 1.POWER STATION 2-ARRIVO</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

		Distribuzione generica	
Tipologia utenza:			
Potenza nominale:	<b>8400 kW</b>	Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Potenza dimensionamento:	<b>8400 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>134,7 A</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>8400 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>	Potenza disponibile:	<b>5630 kVA</b>

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	<b>22,1 kA</b>	Ik2min:	<b>17,3 kA</b>
Ikv max a valle:	<b>22,1 kA</b>	Ik1ftmax:	<b>0,151 kA</b>
Imagmax (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip1ft:	<b>0,331 kA</b>
Ik max:	<b>22,1 kA</b>	Ik1ftmin:	<b>0,138 kA</b>
Ip:	<b>48,3 kA</b>	Zk min:	<b>1036 mohm</b>
Ik min:	<b>19,9 kA</b>	Zk max:	<b>1043 mohm</b>
Ik2ftmax:	<b>19,1 kA</b>	Zk2 min:	<b>0 mohm</b>
Ip2ft:	<b>41,8 kA</b>	Zk2 max:	<b>0 mohm</b>
Ik2ftmin:	<b>17,3 kA</b>	Zk1ftmin:	<b>151156 mohm</b>
Ik2max:	<b>19,1 kA</b>	Zk1ftmax:	<b>151160 mohm</b>
Ip2:	<b>41,8 kA</b>		

## Protezione

Corrente nominale protez.:	<b>780 A</b>	Corrente sovraccarico Ins:	<b>225 A</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>	Norma:	<b>n.d.</b>

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 1.POWER STATION 2-PARTENZA</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

Tipologia utenza:	<b>Distribuzione generica</b>		
Potenza nominale:	<b>4200 kW</b>	Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Potenza dimensionamento:	<b>4200 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>67,4 A</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>4200 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>	Potenza disponibile:	<b>9830 kVA</b>

## Cavi

Formazione:	<b>3x(1x240)</b>		
Tipo posa:	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)		
Disposizione posa:			
Designazione cavo:	ARE4H5E AL 20.8/36kV 240mm		
Isolante (fase+neutro+PE):	<b>XLPE</b>	Coefficiente di declassamento totale:	<b>0,7</b>
Tabella posa:	<b>CEI 11-17 (Utente 1)</b>	K <sup>2</sup> S <sup>2</sup> conduttore fase:	<b>4,875E+08 A<sup>2</sup>s</b>
Materiale conduttore:	<b>ALLUMINIO</b>	Caduta di tensione parziale a Ib:	<b>0,027 %</b>
Lunghezza linea:	<b>540 m</b>	Caduta di tensione totale a Ib:	<b>0,137 %</b>
Corrente ammissibile Iz:	<b>260,4 A (Archivio)</b>	Temperatura ambiente:	<b>30 °C</b>
Corrente ammissibile neutro:	<b>n.d.</b>	Temperatura cavo a Ib:	<b>34 °C</b>
Coefficiente di prossimità:	<b>1 (Numero circuiti: 2)</b>	Temperatura cavo a In:	<b>74,8 °C</b>
Coefficiente di temperatura:	<b>1</b>	Coordinamento Ib<=In<=Iz:	<b>67,4&lt;=225&lt;=260,4 A</b>

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	<b>22,1 kA</b>	Ik2min:	<b>16 kA</b>
Ikv max a valle:	<b>20,6 kA</b>	Ik1ftmax:	<b>0,151 kA</b>
Imagmax (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip1ft:	<b>0,331 kA</b>
Ik max:	<b>20,6 kA</b>	Ik1ftmin:	<b>0,138 kA</b>
Ip:	<b>48,3 kA</b>	Zk min:	<b>1108 mohm</b>
Ik min:	<b>18,5 kA</b>	Zk max:	<b>1123 mohm</b>
Ik2ftmax:	<b>17,9 kA</b>	Zk2 min:	<b>0 mohm</b>
Ip2ft:	<b>41,8 kA</b>	Zk2 max:	<b>0 mohm</b>
Ik2ftmin:	<b>16 kA</b>	Zk1ftmin:	<b>151124 mohm</b>
Ik2max:	<b>17,9 kA</b>	Zk1ftmax:	<b>151129 mohm</b>
Ip2:	<b>41,8 kA</b>		

## Protezione

Corrente nominale protez.:	<b>225 A</b>	Corrente sovraccarico Ins:	<b>225 A</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>	Norma:	<b>n.d.</b>

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 1.POWER STATION 2-TRASFORMATORE</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

Tipologia utenza:	<b>Terminale generica</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Potenza nominale:	<b>4200 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>4200 kVA</b>
Potenza dimensionamento:	<b>4200 kW</b>	Potenza totale:	<b>4677 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>67,4 A</b>	Potenza disponibile:	<b>476,5 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Numero carichi utenza:	<b>1</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>		
Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>		

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

I <sub>km</sub> max a monte:	<b>22,1 kA</b>	I <sub>k2min</sub> :	<b>17,3 kA</b>
I <sub>kv</sub> max a valle:	<b>22,1 kA</b>	I <sub>k1ftmax</sub> :	<b>0,151 kA</b>
I <sub>magmax</sub> (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	I <sub>p1ft</sub> :	<b>0,331 kA</b>
I <sub>k</sub> max:	<b>22,1 kA</b>	I <sub>k1ftmin</sub> :	<b>0,138 kA</b>
I <sub>p</sub> :	<b>48,3 kA</b>	Z <sub>k</sub> min:	<b>1036 mohm</b>
I <sub>k</sub> min:	<b>19,9 kA</b>	Z <sub>k</sub> max:	<b>1043 mohm</b>
I <sub>k2ftmax</sub> :	<b>19,1 kA</b>	Z <sub>k2</sub> min:	<b>0 mohm</b>
I <sub>p2ft</sub> :	<b>41,8 kA</b>	Z <sub>k2</sub> max:	<b>0 mohm</b>
I <sub>k2ftmin</sub> :	<b>17,3 kA</b>	Z <sub>k1ftmin</sub> :	<b>151156 mohm</b>
I <sub>k2max</sub> :	<b>19,1 kA</b>	Z <sub>k1ftmax</sub> :	<b>151160 mohm</b>
I <sub>p2</sub> :	<b>41,8 kA</b>		

## Protezione

Tipo protezione:	<b>I(50-51)</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Corrente nominale protez.:	<b>75 A</b>	Norma:	<b>n.d.</b>
Numero poli:	<b>3</b>		
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>		

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 1.POWER STATION 3-ARRIVO</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

		Distribuzione generica	
Tipologia utenza:			
Potenza nominale:	<b>4200 kW</b>	Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Potenza dimensionamento:	<b>4200 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>67,4 A</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>4200 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>	Potenza disponibile:	<b>9830 kVA</b>

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	<b>20,6 kA</b>	Ik2min:	<b>16 kA</b>
Ikv max a valle:	<b>20,6 kA</b>	Ik1ftmax:	<b>0,151 kA</b>
Imagmax (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip1ft:	<b>0,315 kA</b>
Ik max:	<b>20,6 kA</b>	Ik1ftmin:	<b>0,138 kA</b>
Ip:	<b>42,9 kA</b>	Zk min:	<b>1108 mohm</b>
Ik min:	<b>18,5 kA</b>	Zk max:	<b>1123 mohm</b>
Ik2ftmax:	<b>17,9 kA</b>	Zk2 min:	<b>0 mohm</b>
Ip2ft:	<b>37,2 kA</b>	Zk2 max:	<b>0 mohm</b>
Ik2ftmin:	<b>16 kA</b>	Zk1ftmin:	<b>151124 mohm</b>
Ik2max:	<b>17,9 kA</b>	Zk1ftmax:	<b>151129 mohm</b>
Ip2:	<b>37,2 kA</b>		

## Protezione

Corrente nominale protez.:	<b>780 A</b>	Corrente sovraccarico Ins:	<b>225 A</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>	Norma:	<b>n.d.</b>

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 1.POWER STATION 3-PARTENZA</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

		Distribuzione generica	
Tipologia utenza:		Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Potenza nominale:	<b>0 kW</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Potenza dimensionamento:	<b>0 kW</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>0 kVA</b>
Potenza reattiva:	<b>0 kVAR</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>0 A</b>	Potenza disponibile:	<b>14030 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>0,9</b>		
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>		

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	<b>20,6 kA</b>	Ik2min:	<b>16 kA</b>
Ikv max a valle:	<b>20,6 kA</b>	Ik1ftmax:	<b>0,151 kA</b>
Imagmax (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip1ft:	<b>0,315 kA</b>
Ik max:	<b>20,6 kA</b>	Ik1ftmin:	<b>0,138 kA</b>
Ip:	<b>42,9 kA</b>	Zk min:	<b>1108 mohm</b>
Ik min:	<b>18,5 kA</b>	Zk max:	<b>1123 mohm</b>
Ik2ftmax:	<b>17,9 kA</b>	Zk2 min:	<b>0 mohm</b>
Ip2ft:	<b>37,2 kA</b>	Zk2 max:	<b>0 mohm</b>
Ik2ftmin:	<b>16 kA</b>	Zk1ftmin:	<b>151124 mohm</b>
Ik2max:	<b>17,9 kA</b>	Zk1ftmax:	<b>151129 mohm</b>
Ip2:	<b>37,2 kA</b>		

## Protezione

Corrente nominale protez.:	<b>275 A</b>	Corrente sovraccarico Ins:	<b>225 A</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>	Norma:	<b>n.d.</b>

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 1.POWER STATION 3-TRASFORMATORE</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

Tipologia utenza:	<b>Terminale generica</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Potenza nominale:	<b>4200 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>4200 kVA</b>
Potenza dimensionamento:	<b>4200 kW</b>	Potenza totale:	<b>4677 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>67,4 A</b>	Potenza disponibile:	<b>476,5 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Numero carichi utenza:	<b>1</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>		
Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>		

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ik <sub>m</sub> max a monte:	<b>20,6 kA</b>	Ik <sub>2min</sub> :	<b>16 kA</b>
Ik <sub>v</sub> max a valle:	<b>20,6 kA</b>	Ik <sub>1ftmax</sub> :	<b>0,151 kA</b>
Imag <sub>max</sub> (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip <sub>1ft</sub> :	<b>0,315 kA</b>
Ik <sub>max</sub> :	<b>20,6 kA</b>	Ik <sub>1ftmin</sub> :	<b>0,138 kA</b>
Ip:	<b>42,9 kA</b>	Zk <sub>min</sub> :	<b>1108 mohm</b>
Ik <sub>min</sub> :	<b>18,5 kA</b>	Zk <sub>max</sub> :	<b>1123 mohm</b>
Ik <sub>2ftmax</sub> :	<b>17,9 kA</b>	Zk <sub>2 min</sub> :	<b>0 mohm</b>
Ip <sub>2ft</sub> :	<b>37,2 kA</b>	Zk <sub>2 max</sub> :	<b>0 mohm</b>
Ik <sub>2ftmin</sub> :	<b>16 kA</b>	Zk <sub>1ftmin</sub> :	<b>151124 mohm</b>
Ik <sub>2max</sub> :	<b>17,9 kA</b>	Zk <sub>1ftmax</sub> :	<b>151129 mohm</b>
Ip <sub>2</sub> :	<b>37,2 kA</b>		

## Protezione

Tipo protezione:	<b>I(50-51)</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Corrente nominale protez.:	<b>75 A</b>	Norma:	<b>n.d.</b>
Numero poli:	<b>3</b>		
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>		

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 2.POWER STATION 4-ARRIVO</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

		Distribuzione generica	
Tipologia utenza:			
Potenza nominale:	<b>8400 kW</b>	Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Potenza dimensionamento:	<b>8400 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>134,7 A</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>8400 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>	Potenza disponibile:	<b>5630 kVA</b>

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	<b>21,7 kA</b>	Ik2min:	<b>16,9 kA</b>
Ikv max a valle:	<b>21,7 kA</b>	Ik1ftmax:	<b>0,151 kA</b>
Imagmax (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip1ft:	<b>0,326 kA</b>
Ik max:	<b>21,7 kA</b>	Ik1ftmin:	<b>0,138 kA</b>
Ip:	<b>46,8 kA</b>	Zk min:	<b>1054 mohm</b>
Ik min:	<b>19,5 kA</b>	Zk max:	<b>1063 mohm</b>
Ik2ftmax:	<b>18,8 kA</b>	Zk2 min:	<b>0 mohm</b>
Ip2ft:	<b>40,5 kA</b>	Zk2 max:	<b>0 mohm</b>
Ik2ftmin:	<b>16,9 kA</b>	Zk1ftmin:	<b>151148 mohm</b>
Ik2max:	<b>18,8 kA</b>	Zk1ftmax:	<b>151152 mohm</b>
Ip2:	<b>40,5 kA</b>		

## Protezione

Corrente nominale protez.:	<b>780 A</b>	Corrente sovraccarico Ins:	<b>225 A</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>	Norma:	<b>n.d.</b>

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 2.POWER STATION 4-PARTENZA</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

Distribuzione generica			
Tipologia utenza:	<b>4200 kW</b>	Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Potenza nominale:	<b>1</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Coefficiente:	<b>4200 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Potenza dimensionamento:	<b>67,4 A</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>4200 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>1</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>36000 V</b>	Potenza disponibile:	<b>9830 kVA</b>
Tensione nominale:			

## Cavi

Formazione:	<b>3x(1x240)</b>		
Tipo posa:	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)		
Disposizione posa:			
Designazione cavo:	ARE4H5E AL 20.8/36kV 240mm		
Isolante (fase+neutro+PE):	<b>XLPE</b>	Coefficiente di declassamento totale:	<b>0,7</b>
Tabella posa:	<b>CEI 11-17 (Utente 1)</b>	K <sup>2</sup> S <sup>2</sup> conduttore fase:	<b>4,875E+08 A<sup>2</sup>s</b>
Materiale conduttore:	<b>ALLUMINIO</b>	Caduta di tensione parziale a Ib:	<b>0,013 %</b>
Lunghezza linea:	<b>260 m</b>	Caduta di tensione totale a Ib:	<b>0,123 %</b>
Corrente ammissibile Iz:	<b>260,4 A (Archivio)</b>	Temperatura ambiente:	<b>30 °C</b>
Corrente ammissibile neutro:	<b>n.d.</b>	Temperatura cavo a Ib:	<b>34 °C</b>
Coefficiente di prossimità:	<b>1 (Numero circuiti: 2)</b>	Temperatura cavo a In:	<b>74,8 °C</b>
Coefficiente di temperatura:	<b>1</b>	Coordinamento Ib<=In<=Iz:	<b>67,4&lt;=225&lt;=260,4 A</b>

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	<b>21,7 kA</b>	Ik2min:	<b>16,3 kA</b>
Ikv max a valle:	<b>21 kA</b>	Ik1ftmax:	<b>0,151 kA</b>
Imagmax (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip1ft:	<b>0,326 kA</b>
Ik max:	<b>21 kA</b>	Ik1ftmin:	<b>0,138 kA</b>
Ip:	<b>46,8 kA</b>	Zk min:	<b>1089 mohm</b>
Ik min:	<b>18,9 kA</b>	Zk max:	<b>1102 mohm</b>
Ik2ftmax:	<b>18,2 kA</b>	Zk2 min:	<b>0 mohm</b>
Ip2ft:	<b>40,5 kA</b>	Zk2 max:	<b>0 mohm</b>
Ik2ftmin:	<b>16,4 kA</b>	Zk1ftmin:	<b>151132 mohm</b>
Ik2max:	<b>18,2 kA</b>	Zk1ftmax:	<b>151137 mohm</b>
Ip2:	<b>40,5 kA</b>		

## Protezione

Corrente nominale protez.:	<b>225 A</b>	Corrente sovraccarico Ins:	<b>225 A</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>	Norma:	<b>n.d.</b>

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 2.POWER STATION 4-TRASFORMATORE</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

Tipologia utenza:	<b>Terminale generica</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Potenza nominale:	<b>4200 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>4200 kVA</b>
Potenza dimensionamento:	<b>4200 kW</b>	Potenza totale:	<b>4677 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>67,4 A</b>	Potenza disponibile:	<b>476,5 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Numero carichi utenza:	<b>1</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>		
Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>		

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

I <sub>km</sub> max a monte:	<b>21,7 kA</b>	I <sub>k2min</sub> :	<b>16,9 kA</b>
I <sub>kv</sub> max a valle:	<b>21,7 kA</b>	I <sub>k1ftmax</sub> :	<b>0,151 kA</b>
I <sub>magmax</sub> (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	I <sub>p1ft</sub> :	<b>0,326 kA</b>
I <sub>k</sub> max:	<b>21,7 kA</b>	I <sub>k1ftmin</sub> :	<b>0,138 kA</b>
I <sub>p</sub> :	<b>46,8 kA</b>	Z <sub>k</sub> min:	<b>1054 mohm</b>
I <sub>k</sub> min:	<b>19,5 kA</b>	Z <sub>k</sub> max:	<b>1063 mohm</b>
I <sub>k2ftmax</sub> :	<b>18,8 kA</b>	Z <sub>k2</sub> min:	<b>0 mohm</b>
I <sub>p2ft</sub> :	<b>40,5 kA</b>	Z <sub>k2</sub> max:	<b>0 mohm</b>
I <sub>k2ftmin</sub> :	<b>16,9 kA</b>	Z <sub>k1ftmin</sub> :	<b>151148 mohm</b>
I <sub>k2max</sub> :	<b>18,8 kA</b>	Z <sub>k1ftmax</sub> :	<b>151152 mohm</b>
I <sub>p2</sub> :	<b>40,5 kA</b>		

## Protezione

Tipo protezione:	<b>I(50-51)</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Corrente nominale protez.:	<b>75 A</b>	Norma:	<b>n.d.</b>
Numero poli:	<b>3</b>		
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>		

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 2.POWER STATION 5-ARRIVO</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

Distribuzione generica			
Tipologia utenza:		Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Potenza nominale:	<b>4200 kW</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Potenza dimensionamento:	<b>4200 kW</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>4200 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>67,4 A</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Potenza disponibile:	<b>9830 kVA</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>		

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	<b>21 kA</b>	Ik2min:	<b>16,3 kA</b>
Ikv max a valle:	<b>21 kA</b>	Ik1ftmax:	<b>0,151 kA</b>
Imagmax (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip1ft:	<b>0,318 kA</b>
Ik max:	<b>21 kA</b>	Ik1ftmin:	<b>0,138 kA</b>
Ip:	<b>44,2 kA</b>	Zk min:	<b>1089 mohm</b>
Ik min:	<b>18,9 kA</b>	Zk max:	<b>1102 mohm</b>
Ik2ftmax:	<b>18,2 kA</b>	Zk2 min:	<b>0 mohm</b>
Ip2ft:	<b>38,3 kA</b>	Zk2 max:	<b>0 mohm</b>
Ik2ftmin:	<b>16,4 kA</b>	Zk1ftmin:	<b>151132 mohm</b>
Ik2max:	<b>18,2 kA</b>	Zk1ftmax:	<b>151137 mohm</b>
Ip2:	<b>38,3 kA</b>		

## Protezione

Corrente nominale protez.:	<b>780 A</b>	Corrente sovraccarico Ins:	<b>225 A</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>	Norma:	<b>n.d.</b>

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 2.POWER STATION 5-PARTENZA</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

		Distribuzione generica	
Tipologia utenza:		Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>
Potenza nominale:	<b>0 kW</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Potenza dimensionamento:	<b>0 kW</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>0 kVA</b>
Potenza reattiva:	<b>0 KVAR</b>	Potenza totale:	<b>14030 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>0 A</b>	Potenza disponibile:	<b>14030 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>0,9</b>		
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>		

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	<b>21 kA</b>	Ik2min:	<b>16,3 kA</b>
Ikv max a valle:	<b>21 kA</b>	Ik1ftmax:	<b>0,151 kA</b>
Imagmax (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	Ip1ft:	<b>0,318 kA</b>
Ik max:	<b>21 kA</b>	Ik1ftmin:	<b>0,138 kA</b>
Ip:	<b>44,2 kA</b>	Zk min:	<b>1089 mohm</b>
Ik min:	<b>18,9 kA</b>	Zk max:	<b>1102 mohm</b>
Ik2ftmax:	<b>18,2 kA</b>	Zk2 min:	<b>0 mohm</b>
Ip2ft:	<b>38,3 kA</b>	Zk2 max:	<b>0 mohm</b>
Ik2ftmin:	<b>16,4 kA</b>	Zk1ftmin:	<b>151132 mohm</b>
Ik2max:	<b>18,2 kA</b>	Zk1ftmax:	<b>151137 mohm</b>
Ip2:	<b>38,3 kA</b>		

## Protezione

Corrente nominale protez.:	<b>275 A</b>	Corrente sovraccarico Ins:	<b>225 A</b>
Numero poli:	<b>3</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>	Norma:	<b>n.d.</b>

## Identificazione

Sigla utenza:	<b>+RAMO 2.POWER STATION 5-TRASFORMATORE</b>
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

## Utenza

Tipologia utenza:	<b>Terminale generica</b>	Collegamento fasi:	<b>3F</b>
Potenza nominale:	<b>4200 kW</b>	Frequenza ingresso:	<b>50 Hz</b>
Coefficiente:	<b>1</b>	Pot. trasferita a monte:	<b>4200 kVA</b>
Potenza dimensionamento:	<b>4200 kW</b>	Potenza totale:	<b>4677 kVA</b>
Corrente di impiego Ib:	<b>67,4 A</b>	Potenza disponibile:	<b>476,5 kVA</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>	Numero carichi utenza:	<b>1</b>
Tensione nominale:	<b>36000 V</b>		
Sistema distribuzione:	<b>Alta</b>		

## Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

I <sub>km</sub> max a monte:	<b>21 kA</b>	I <sub>k2min</sub> :	<b>16,3 kA</b>
I <sub>kv</sub> max a valle:	<b>21 kA</b>	I <sub>k1ftmax</sub> :	<b>0,151 kA</b>
I <sub>magmax</sub> (magnetica massima):	<b>137,5 A</b>	I <sub>p1ft</sub> :	<b>0,318 kA</b>
I <sub>k</sub> max:	<b>21 kA</b>	I <sub>k1ftmin</sub> :	<b>0,138 kA</b>
I <sub>p</sub> :	<b>44,2 kA</b>	Z <sub>k</sub> min:	<b>1089 mohm</b>
I <sub>k</sub> min:	<b>18,9 kA</b>	Z <sub>k</sub> max:	<b>1102 mohm</b>
I <sub>k2ftmax</sub> :	<b>18,2 kA</b>	Z <sub>k2</sub> min:	<b>0 mohm</b>
I <sub>p2ft</sub> :	<b>38,3 kA</b>	Z <sub>k2</sub> max:	<b>0 mohm</b>
I <sub>k2ftmin</sub> :	<b>16,4 kA</b>	Z <sub>k1ftmin</sub> :	<b>151132 mohm</b>
I <sub>k2max</sub> :	<b>18,2 kA</b>	Z <sub>k1ftmax</sub> :	<b>151137 mohm</b>
I <sub>p2</sub> :	<b>38,3 kA</b>		

## Protezione

Tipo protezione:	<b>I(50-51)</b>	Potere di interruzione PdI:	<b>n.d.</b>
Corrente nominale protez.:	<b>75 A</b>	Norma:	<b>n.d.</b>
Numero poli:	<b>3</b>		
Classe d'impiego:	<b>n.d.</b>		

Tipo di fornitura:

**Alta tensione**

---

Tensione di fornitura:	<b>36 kV</b>
Corrente di cortocircuito trifase massima:	<b>25 kA</b>
Corrente di cortocircuito monofase a terra massima:	<b>0,15 kA</b>

---



---

**Parametri elettrici**

Potenza totale assorbita:	<b>21000 kW</b>
Fattore di potenza:	<b>1</b>
Corrente totale di impiego:	<b>336,8 A</b>
Potenza carichi collegati [kW]:	<b>21000 kW</b>

---

**Parametri di guasto lato fornitura**

Rd a 20°C:	<b>91 mohm</b>
Xd:	<b>910 mohm</b>
R0 a 20°C:	<b>45317 mohm</b>
X0:	<b>-453172 mohm</b>

---

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K <sup>2</sup> S <sup>2</sup> F [A <sup>2</sup> s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						

### QGS Quadro QGS

RAMO 1	3x(1x240)	ALLUMINIO	280	260,4	66,1	30	0,042	
	ARE4H5E AL 20.8/36kV 240mm	XLPE	2	0,7	74,8	4,875*10 <sup>8</sup>	0,047	
	CEI 11-17 (Utente 1)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						
RAMO 2	3x(1x240)	ALLUMINIO	1095	260,4	46,1	30	0,11	
	ARE4H5E AL 20.8/36kV 240mm	XLPE	2	0,7	74,8	4,875*10 <sup>8</sup>	0,184	
	CEI 11-17 (Utente 1)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

### RAMO 1 POWER STATION 1

PARTENZA	3x(1x240)	ALLUMINIO	675	260,4	46,1	30	0,11	
	ARE4H5E AL 20.8/36kV 240mm	XLPE	2	0,7	74,8	4,875*10 <sup>8</sup>	0,16	
	CEI 11-17 (Utente 1)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

### RAMO 1 POWER STATION 2

PARTENZA	3x(1x240)	ALLUMINIO	540	260,4	34	30	0,137	
	ARE4H5E AL 20.8/36kV 240mm	XLPE	2	0,7	74,8	4,875*10 <sup>8</sup>	0,251	
	CEI 11-17 (Utente 1)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

### RAMO 2 POWER STATION 4

PARTENZA	3x(1x240)	ALLUMINIO	260	260,4	34	30	0,123	
	ARE4H5E AL 20.8/36kV 240mm	XLPE	2	0,7	74,8	4,875*10 <sup>8</sup>	0,227	
	CEI 11-17 (Utente 1)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

Utenza	Ikm max [kA]	/_Ikm max	Ikm max by	DeltaIkm max [kA]	Ikv max [kA]	Ik1ftmax [kA]	Ip1ft [kA]	Ik1ftmin [kA]	Ik2ftmax [kA]	Ip2ft [kA]	Ik2ftmin [kA]
	Imagmax [A]	/_Imagmax	Ik max [kA]	Ip [kA]	Ik min [kA]	Ik1fnmax [kA]	Ip1fn [kA]	Ik1fnmin [kA]	Ik2max [kA]	Ip2 [kA]	Ik2min [kA]

### QGS Quadro QGS

GENERALE CABINA	25	0,1	n.c.	0	25	0,151	0,373	0,137	21,7	53,5	19,7
	137,5	0,1	25	61,7	22,7				21,7	53,5	19,7
RAMO 1	25	0,1	n.c.	0	24,1	0,151	0,373	0,137	20,9	53,5	19
	137,5	0,101	24,1	61,7	21,9				20,9	53,5	18,9
RAMO 2	25	0,1	n.c.	0	21,7	0,151	0,373	0,138	18,8	53,5	16,9
	137,5	0,101	21,7	61,7	19,5				18,8	53,5	16,9

### RAMO 1 POWER STATION 1

ARRIVO	24,1	0,133	n.c.	0	24,1	0,151	0,358	0,137	20,9	49,5	19
	137,5	0,101	24,1	57,1	21,9				20,9	49,4	18,9
PARTENZA	24,1	0,133	n.c.	0	22,1	0,151	0,358	0,138	19,1	49,5	17,3
	137,5	0,101	22,1	57,1	19,9				19,1	49,4	17,3
TRASFORMATORE	24,1	0,133	n.c.	0	24,1	0,151	0,358	0,137	20,9	49,5	19
	137,5	0,101	24,1	57,1	21,9				20,9	49,4	18,9

### RAMO 1 POWER STATION 2

ARRIVO	22,1	0,203	n.c.	0	22,1	0,151	0,331	0,138	19,1	41,8	17,3
	137,5	0,101	22,1	48,3	19,9				19,1	41,8	17,3
PARTENZA	22,1	0,203	n.c.	0	20,6	0,151	0,331	0,138	17,9	41,8	16
	137,5	0,102	20,6	48,3	18,5				17,9	41,8	16
TRASFORMATORE	22,1	0,203	n.c.	0	22,1	0,151	0,331	0,138	19,1	41,8	17,3
	137,5	0,101	22,1	48,3	19,9				19,1	41,8	17,3

Utenza	Ikm max [kA]	/_Ikm max	Ikm max by	DeltaIkm max [kA]	Ikv max [kA]	Ik1ftmax [kA]	Ip1ft [kA]	Ik1ftmin [kA]	Ik2ftmax [kA]	Ip2ft [kA]	Ik2ftmin [kA]
	Imagmax [A]	/_Imagmax	Ik max [kA]	Ip [kA]	Ik min [kA]	Ik1fnmax [kA]	Ip1fn [kA]	Ik1fnmin [kA]	Ik2max [kA]	Ip2 [kA]	Ik2min [kA]

### RAMO 1 POWER STATION 3

ARRIVO	20,6	0,251	n.c.	0	20,6	0,151	0,315	0,138	17,9	37,2	16
	137,5	0,102	20,6	42,9	18,5				17,9	37,2	16
PARTENZA	20,6	0,251	n.c.	0	20,6	0,151	0,315	0,138	17,9	37,2	16
	137,5	0,102	20,6	42,9	18,5				17,9	37,2	16
TRASFORMATORE	20,6	0,251	n.c.	0	20,6	0,151	0,315	0,138	17,9	37,2	16
	137,5	0,102	20,6	42,9	18,5				17,9	37,2	16

### RAMO 2 POWER STATION 4

ARRIVO	21,7	0,216	n.c.	0	21,7	0,151	0,326	0,138	18,8	40,5	16,9
	137,5	0,101	21,7	46,8	19,5				18,8	40,5	16,9
PARTENZA	21,7	0,216	n.c.	0	21	0,151	0,326	0,138	18,2	40,5	16,4
	137,5	0,102	21	46,8	18,9				18,2	40,5	16,3
TRASFORMATORE	21,7	0,216	n.c.	0	21,7	0,151	0,326	0,138	18,8	40,5	16,9
	137,5	0,101	21,7	46,8	19,5				18,8	40,5	16,9

### RAMO 2 POWER STATION 5

ARRIVO	21	0,239	n.c.	0	21	0,151	0,318	0,138	18,2	38,3	16,4
	137,5	0,102	21	44,2	18,9				18,2	38,3	16,3
PARTENZA	21	0,239	n.c.	0	21	0,151	0,318	0,138	18,2	38,3	16,4
	137,5	0,102	21	44,2	18,9				18,2	38,3	16,3
TRASFORMATORE	21	0,239	n.c.	0	21	0,151	0,318	0,138	18,2	38,3	16,4
	137,5	0,102	21	44,2	18,9				18,2	38,3	16,3