



OTTOBRE 2021

TS ENERGY 3 S.r.L.

IMPIANTO INTEGRATO AGRIVOLTAICO
COLLEGATO ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 20 MW

COMUNE DI SAN SEVERO (FG)

Montagna

PROGETTO DEFINITIVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Relazione calcolo preliminare impianti

Progettista

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

Codice elaborato

2748_4499_SSCAP_PD_R08_Rev0_Relazione-calcolo-preliminare-
impianti

**Memorandum delle revisioni**

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
2748_4499_SSCAP_PD_R08_Rev0_Relazione-calcolo-preliminare-impianti	10/2021	Prima emissione	AFr	CP	L. Conti

Gruppo di lavoro

Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro	N° ordine
Laura Maria Conti	Direzione Tecnica	Ordine degli Ingegneri della Provincia di Pavia al n. 1726
Corrado Pluchino	Project Manager	Ordine degli Ingegneri della Provincia di Milano n. A27174
Riccardo Festante	Progettazione Elettrica, Rumore e Comunicazioni	Tecnico competente in acustica ambientale n. 71
Daniele Crespi	Coordinamento SIA	
Francesca Jaspardo	Esperto Ambientale	
Elena Comi	Esperto Ambientale	Ordine Nazionale dei Biologi n. 60746
Marco Corrà	Architetto	
Lia Buvoli	Biologa	
Massimo Busnelli	Geologo	
Mauro Aires	Ingegnere strutturista	Ordine degli Ingegneri della Provincia di Torino n. 9583J
Sergio Alifano	Architetto	
Andrea Fronteddu	Ingegnere Elettrico	Ordine degli Ingegneri di Cagliari n. 8788
Matteo Lana	Ingegnere Ambientale	
Vincenzo Gionti	Ingegnere Ambientale	

Impianto Agrivoltaico Collegato alla RTN 20 MW

Relazione calcolo preliminare impianti



Lorenzo Griso	Geologo	
Nazzario d'Errico	Agronomo	Ordine professionale Degli Agronomi di Foggia n. 382
Marianna Denora	Studio Previsionale Impatto Acustico	Ordine degli Architetti della Provincia di Bari, Sez. A n. 2521
Giovanni Cis	Progetto di Connessione	Ordine degli Ingegneri della Provincia di Milano n. 28287
Antonio Acito	Rilievo Topografico	
Antonio Bruscella	Archeologo	Elenco dei professionisti abilitati alla redazione del documento di valutazione archeologica n. 4124
Michele Pecorelli (Studio Geodue)	Geologo – Indagini Geotecniche Geodue	Ordine dei Geologi della Regione Puglia n. 327

Montana S.p.A.

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, 20143 Milano

Tel. +39 02 54 11 81 73 | Fax +39 02 54 12 98 90

Milano (Sede Certificata ISO) | Brescia | Palermo | Cagliari | Roma

C. F. e P. IVA 10414270156

Cap. Soc. 600.000,00 €

www.montanambiente.com



**INDICE**

1. PREMESSA	6
1.1 INDENTICAZIONE DELL'INTERVENTO.....	6
1.2 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	8
1.3 LAYOUT D'IMPIANTO.....	9
1.4 CONFIGURAZIONE IMPIANTO.....	10
2 RIFERIMENTI NORMATIVI.....	13
2.1 NORME DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE	13
2.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE.....	14
3 CALCOLO PRELIMARE ELETTRICO MT-BT	15
3.1 ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE	15
3.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO	15
3.3 ARMONICHE	16
3.4 DIMENSIONAMENTO CAVI	17
3.5 INTEGRALE DI JOULE.....	18
3.6 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO	19
3.7 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE	20
3.8 CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI.....	20
3.9 CADUTE DI TENSIONE	21
3.10 TRASFORMATORI.....	22
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
4 STUDIO DI CORTOCIRCUITO	28
4.1 STATO DEL NEUTRO DI IMPIANTO.....	28
4.2 CALCOLO DEI GUASTI	28
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
4.2.4 Guasti monofasi a terra linee MT	32
4.3 SCELTA DELLE PROTEZIONI	34
4.3.1 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture	35
4.3.2 Verifica di selettività	35



4.4	FUNZIONAMENTO IN SOCCORSO	36
4.5	MASSIMA LUNGHEZZA PROTETTA IN MT	36
5	CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA	38
5.1	DEFINIZIONI	38
5.2	INFORMAZIONI PRELIMINARI	38
5.3	TIPOLOGIA DI DISPERSORI DI TERRA.....	40
5.4	CALCOLI DELL'ESTENSIONE DELL'IMPIANTO DI TERRA	44
5.4.1	Analisi della rete di terra	44
5.4.2	Risoluzione Guasto MT	46
5.4.3	Risoluzione guasto BT (AC current).....	47
5.4.4	Protezione contro i contatti diretti ed indiretti.....	47
5.4.5	Risoluzione guasto BT (DC current)	48
6	SCARICHE ATMOSFERICHE	49



1. PREMESSA

Lo scopo di questa relazione tecnica è presentare un calcolo preliminare degli impianti elettrici e dell'impianto di terra relativo all'impianto fotovoltaico di produzione di energia da fonte solare, di potenza di picco complessiva pari a 20 MWp, da realizzare in alcuni terreni a Sud del Comune di Troia (FG) su un'area catastale di circa 28,56 ettari complessivi di cui 25,89 ettari recintati per la realizzazione dell'impianto.

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

L'indice di consumo del suolo è stato contenuto nell'ordine del 36% 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 10.50 metri per consentire la coltivazione e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento. Sarà utilizzata una tipologia di struttura da 26 moduli (Tipo 1).

L'opera ha dei contenuti economico-sociali importanti e tutti i potenziali impatti sono stati mitigati. Il progetto sarà eseguito in regime "agrivoltaico" che produce energia elettrica "zero emission" da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l'attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che fornisca energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

L'impianto fotovoltaico sarà connesso in antenna a 150 kV alla sottostazione di trasformazione della RTN 380 kV denominata "San Severo", mediante una linea di connessione interrata in MT fino alla cabina di elevazione MT/AT, e mediante una linea di connessione interrata in AT fino alla sottostazione SE.

L'impianto sarà costituito da 5 sottocampi distribuiti in un'unica sezione all'interno della quale sarà presente la cabina generale di smistamento MT il cui allestimento sarà completo di tutti gli apparati di controllo e regolazione richiesti dal gestore della rete di trasmissione nazionale (sezione remota ridondante rispetto alla cabina MT posizionata internamente alla SSE utente di raccolta AT/MT), dei quadri MT con 2 rami di alimentazione in partenza dalla cabina stessa verso i sottocampi di impianto, e i quadri BT per l'alimentazione delle utenze ausiliarie di impianto.

Ad ogni sottocampo sarà associata una cabina di trasformazione MT/BT (Power Station), con una potenza nominale compresa tra 3125 kVA e 3400 kVA. La distribuzione MT interna all'impianto sarà 30 kV.

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 16,175 MVA.

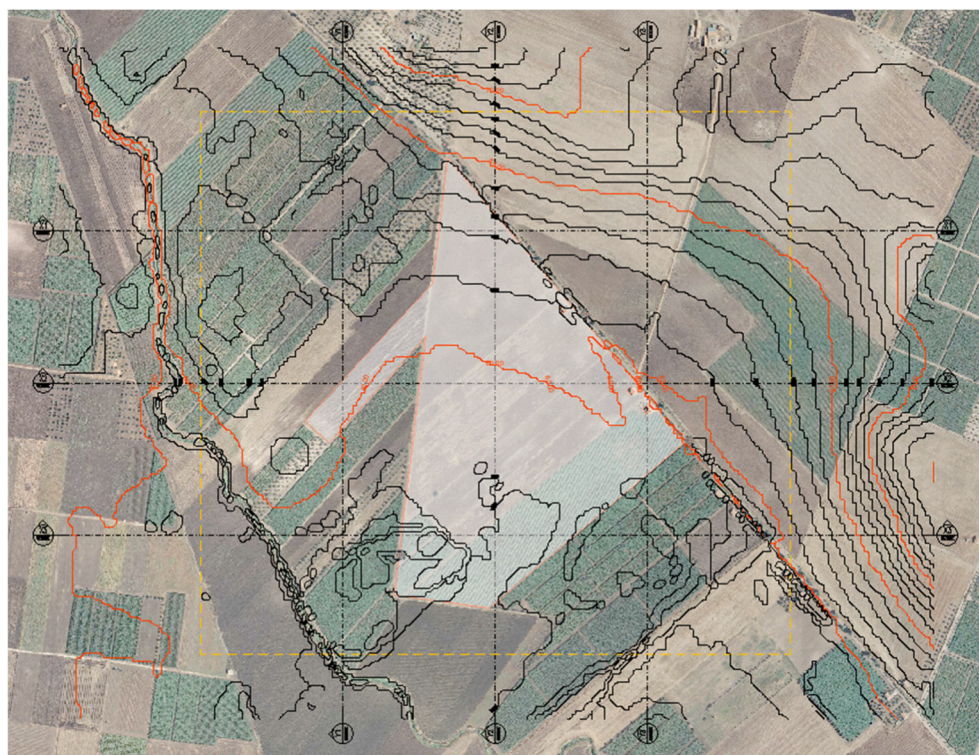
Tale valore coincide con la somma delle potenze AC erogabili da ogni singola Power Station (definite dalla taglia dell'inverter all'interno di ogni cabina di conversione).

Nell'area impianto saranno posizionate oltre alla suddetta cabina generale di smistamento MT e alle 5 cabine "Power Station" anche una 1 cabine control room e 1 warehouse.

1.1 INDENTICAZIONE DELL'INTERVENTO

Il progetto in esame è ubicato nel territorio comunale di S. Severo, Provincia di Foggia, a circa 8 km a sud rispetto a S. Severo e a circa 13 km a nord-est rispetto al centro abitato di Lucera. L'area confina con la SP13, 1500 m a Nord dell'incrocio di quest'ultima con la SP20.

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



SITO
CATASTALE

AREA RILIEVO TOPOGRAFICO



RILIEVO FOTOGRAFICO
PUNTO DI PRESA



DTM REGIONE PUGLIA
CURVE DI LIVELLO – EQUIDISTANZA 1 m



DTM REGIONE PUGLIA
CURVE DI LIVELLO – EQUIDISTANZA 5 m



LINEA ELETTRICA AEREA
STRUTTURE DI SOSTEGNO



STRUTTURE
CHIUSINO SOTTOSERVIZI

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 20,1 MW è così costituito da:

- n.1 cabina di Utenza. Il collegamento alla RTN necessita della realizzazione di una stazione MT/AT di utenza che serve ad elevare la tensione di impianto di 30 kV al livello di 150 kV, per il successivo collegamento alla stazione di rete 150 kV di "San Severo";
- n.1 cabina principale MT di connessione. Nella stessa area all'interno della cabina sarà presente il quadro QMT1 contenente i dispositivi generali DG di interfaccia DDI e 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 da bassa a media tensione; 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 di media tensione 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 MT con il relativo calcolo elettrico e studio di cortocircuito.

Lo schema unifilare di cui all'elaborato: "2748_4499_SSCAP_PD_T20_Rev0_Schema elettrico unifilare impianto FV" riporta un dettaglio dei principali componenti di impianto nonché la rappresentazione delle linee in MT. Ulteriori dettagli sono rilevabili negli elaborati relativi all'impianto di terra e alla distribuzione in media tensione di cui agli elaborati:

- "2748_4499_SSCAP_PD_T18_Rev0_Percorso cavi MT"
- "2748_4499_SSCAP_PD_T19_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;
- area storage.



Figura 1.3: Layout di progetto

1.4 CONFIGURAZIONE IMPIANTO

L'impianto, è collegato alla rete elettrica nazionale con connessione trifase in alta tensione; ha una potenza pari a 20,1 MWp, suddivisa in 5 generatori, derivante da 36.712 moduli. Tali moduli sono ricompresi all'interno di un'area di proprietà recintata avente una superficie di circa 26 ha recintati. Di seguito si riporta una tabella riepilogativa della configurazione di impianto:

Tabella 1.1: Dati di progetto

ITEM	DESCRIZIONE
Richiedente	TS ENERGY 3 S.r.L.
Luogo di installazione:	San Severo (FG)
Denominazione impianto:	Capobianco
Potenza di picco (MW _p):	20 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 PUG del Comune di S. Severo colloca l'area di intervento in zona E – agricola
Cabine PS:	n. 5 cabine distribuite in campo
Cabina elettrica di smistamento:	n. 1 cabina interna al campo FV da cui esce linea MT
Stazione Utenza:	n.1 cabina di trasformazione MT/AT nelle immediate vicinanze della SSE di consegna
Rete di collegamento:	Alta tensione 150 kV
Coordinate (punto di allaccio cavidotto MT):	41.617138° N 15.402270° E Altitudine media 60 m s.l.m.

Come riportato nello schema unifilare, la distribuzione elettrica prevede la realizzazione di 2 rami di alimentazione verso i 5 sottocampi.

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

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

Tabella 1.2: Configurazione cabine di conversione "Power Station"

ID.	SEZIONE	RAMO	POWER STATION	POTENZA AC (KVA)
1	A	1	POWER STATION A.1.1	3400
2	A	1	POWER STATION A.1.2	3400
3	A	2	POWER STATION A.2.1	3125
4	A	2	POWER STATION A.2.2	3125
5	A	2	POWER STATION A.2.3	3125

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 GENERALE DI SMISTAMENTO MT sita all'interno dell'area di impianto tramite linee interrato costituite da cavi in MT 18/30 kV in alluminio tipo ARG7H1RNR 18/30 kV

In tali cabine avverrà il parallelo elettrico di queste singole produzioni ed il successivo convogliamento verso la linea di connessione utente a 30 kV. Il resto della distribuzione sarà in corrente continua e non sarà oggetto di analisi.

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



Tabella 1.3: Tabella cavi MT di interconnessione delle "Power Station"

SEZIONE DI PARTENZA	RAMO DI ALIMENTAZIONE	COLLEGAMENTO DA:	COLLEGAMENTO A:	POTENZA	FORMAZIONE	LUNGHEZZA LINEA	LIVELLO DI TENSIONE (DISTRIBUZIONE NEUTRO)	CORRENTE DI IMPIEGO IB	PORTATA IZ DECLASSATA	CADUTA DI TENSIONE PARZIALE LATO IMPIANTO (IB)	TIPO DI POSA	ISOLAMENTO	DESIGNAZIONE CAVO	MATERIALE CONDUTTORE	TEMPERATURA DI PROGETTO	FATTORE DI DECLASSAMENTO IN PORTATA
				[kVA]		[m]		[A]	[A]	[%]					[°C]	
CABINA GENERALE MT	RAMO 1	QMT - CABINA SMISTAMENTO MT	POWER STATION A.1.1	6800	3x(1x300)	440	MT 30 kV - Neutro isolato	130,87	276,96	0,040	Single-core cables buried in the ground	EPR	ARG7H1RNR 18/30 kV	ALLUMINIO	30	0,67
CABINA GENERALE MT	RAMO 2	QMT - CABINA SMISTAMENTO MT	POWER STATION A.2.1	9375	3x(1x300)	640	MT 30 kV - Neutro isolato	180,42	276,96	0,081	Single-core cables buried in the ground	EPR	ARG7H1RNR 18/30 kV	ALLUMINIO	30	0,67
AREA FV	RAMO 1	POWER STATION A.1.1	POWER STATION A.1.2	3400	3x(1x300)	340	MT 30 kV - Neutro isolato	65,43	276,96	0,056	Single-core cables buried in the ground	EPR	ARG7H1RNR 18/30 kV	ALLUMINIO	30	0,67
AREA FV	RAMO 2	POWER STATION A.2.1	POWER STATION A.2.2	6250	3x(1x300)	330	MT 30 kV - Neutro isolato	120,28	276,96	0,109	Single-core cables buried in the ground	EPR	ARG7H1RNR 18/30 kV	ALLUMINIO	30	0,67
AREA FV	RAMO 2	POWER STATION A.2.2	POWER STATION A.2.3	3125	3x(1x300)	330	MT 30 kV - Neutro isolato	60,14	276,96	0,123	Single-core cables buried in the ground	EPR	ARG7H1RNR 18/30 kV	ALLUMINIO	30	0,67



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 MEDIA TENSIONE

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.



3 CALCOLO PRELIMARE ELETTRICO MT-BT

3.1 ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE

L'impianto fotovoltaico sarà connesso in antenna a 150 kV alla Stazione Elettrica (SE) di trasformazione a 380 kV della RTN denominata "San Severo", mediante una linea di connessione interrata in MT fino alla cabina di elevazione MT/AT, e mediante una linea di connessione interrata in AT fino alla sottostazione SE. Relativamente alla connessione ed agli impianti interni all'area fotovoltaica sono stati previsti i seguenti parametri di dimensionamento:

- Tensione di esercizio MT: 30 kV;
- Corrente nominale MT: circa 311 A (QMT);
- Frequenza di esercizio: 50 Hz;
- Massima corrente di cortocircuito sulla sbarra: < 20 kA 3s;

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 (prevista inferiore a 20 kA).

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 distorcenti di una apparecchiatura elettrica.

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

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

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

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

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

La corrente IbTHD è la massima tra le fasi:

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

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 MT e BT è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

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

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

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.

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

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

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

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

Il programma gestisce ulteriori tabelle, specifiche per alcuni paesi.

L'elenco completo è disponibile nei Riferimenti normativi.



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

La portata minima del cavo viene calcolata come:

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

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

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

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla $I_{z\min}$. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 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 sopracitati 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^2 ;
- 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^2 se il conduttore è in rame e a 25 mm^2 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^2 se conduttore in rame e 25 mm^2 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 (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 mm^2 rame o 16 mm^2 alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm^2 o 16 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:



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

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

espresse in °C.

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

Il coefficiente α_{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 Ω/km .

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

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

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui,



viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

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

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

3.10 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 MT/BT 30/0,6/0,6 kV a tre avvolgimenti o a doppio secondario (Dy11y11): utilizzato nelle Power Station di taglia compresa tra 3125 kVA e 3400 kVA;
- Trasformatore MT/BT 30/0,4 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_4499_SSCAP_PD_T20_Rev0_Schema elettrico unifilare impianto FV), 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_{lr}/I_{rt} ;
- rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- tipo di collegamento;
- tensione nominale del primario V_1 (in kV);
- tensione nominale del secondario V_{02} (in V).

Dai dati di targa si possono ricavare le caratteristiche elettriche dei trasformatori, ovvero:

Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

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



Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

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

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

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

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

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

dove il rapporto Z_{vot}/Z_{cct} vale usualmente 10-20.

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

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

nella quale:

$$R_d = R_{cct}$$

$$X_d = X_{cct}$$

I parametri alla sequenza omopolare dipendono invece dal tipo di collegamento del trasformatore in quanto, in base ad esso, abbiamo un diverso circuito equivalente.

Pertanto, se il trasformatore è collegato triangolo/stella (Dy), si ha:

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

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

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

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

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



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

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

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 $S_{rTHVMV}; S_{rTHVLV}; S_{rTMVLV}$ kVA):
- Tensioni di cortocircuito (in $u_{krHVMV}; u_{krHVLV}; u_{krMVLV}$ %):
- Componenti resistive di $u_{RrHVMV}; u_{RrHVLV}; u_{RrMVLV}$ cortocircuito (in %):

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:

$$Z'_{AB} = K_{TAB} Z_{AB}$$

$$Z'_{AC} = K_{TAC} Z_{AC}$$

$$Z'_{BC} = K_{TBC} Z_{BC}$$

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

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

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

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



Per il calcolo della componente omopolare, si utilizza il rapporto $X(0)_T/X_T$ 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:

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

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:

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

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 AT:** Connessione a 150 kV in Stazione elettrica Terna 380 kV denominata "San Severo" della RTN. Il centro stella del trasformatore lato AT è franco-terra; linea AT di connessione fino a stallo di condivisione (Stazione di raccolta 150/30 kV) (analizzato in specifico documento);
- **Livello MT:** linea MT di connessione a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra la stazione elettrica di raccolta AT/MT e la cabina generale di smistamento MT; (analizzato in specifico documento);

Inoltre all'interno dell'area di impianto:

- **Livello MT:** Distribuzione interna a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra la cabina generale di smistamento MT di impianto e le cabine di trasformazione di ciascun sottocampo;
- **Livello BT (AC):** Distribuzione fino a 1000 Vac interna ai sottocampi con distribuzione trifase + neutro TN-S.
- **Livello BT:** Distribuzione a 1500 Vdc interna ai sottocampi con entrambi i poli isolati da terra (sistema flottante).

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

- Massima corrente di guasto trifase (Ik): < 20 kA
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,2 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra (IF): < 50 A (contributo capacitivo della MT)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: > 10 s
- Lunghezza complessive delle linee MT (connessione + interne al campo fotovoltaico): circa 6,84 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 ΔT è 50 o 70 °C e $\alpha = 0.004$ a 20 °C.

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

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

possiamo sommare queste ai parametri diretti 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:

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



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

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

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

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

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

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:

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

4.2.4 Guasti monofasi a terra linee MT

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

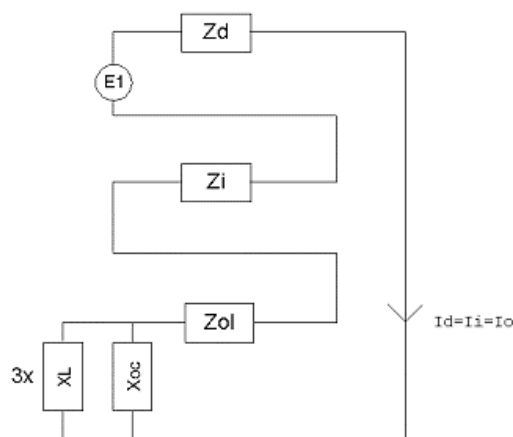
Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

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

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

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

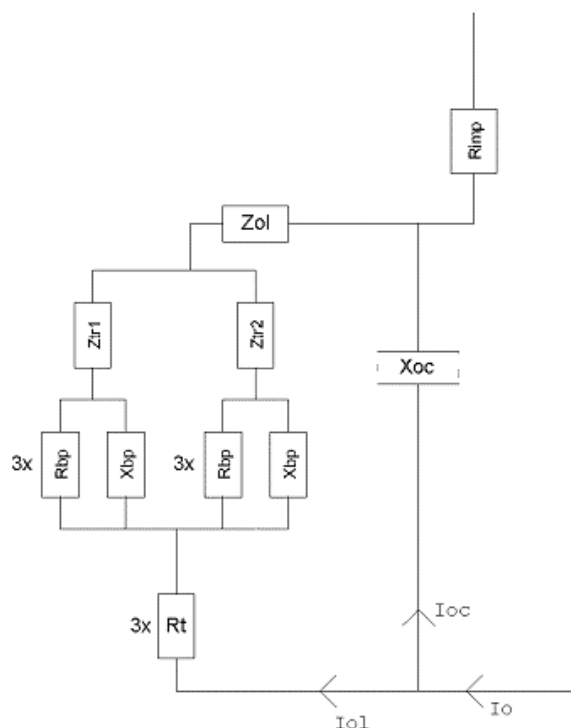
Il modello di calcolo delle correnti omopolari, seguendo la teoria delle sequenze dirette, inverse e omopolari, per un guasto fase-terra è il seguente:



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

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

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



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



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

$$I_g = \frac{3 \cdot E}{X_{oc}}$$
$$I_g = (0.003 \cdot L_1 + 0.2 \cdot L_2) \cdot V_{kv}$$

dove I_g è la corrente di guasto a terra calcolata considerando la sola reattanza capacitiva nella prima formula, mentre nella seconda è riportato il suo valore se si è a conoscenza delle lunghezze (in km) di rete aerea L_1 ed in cavo L_2 della rete in media. V_{kv} è il valore di tensione nominale concatenata espressa in kV.

Uguagliando le due formule, ed esplicitando per X_{oc} si ottiene:

$$X_{oc} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^9}{(0.003 \cdot l_1 + 0.2 \cdot l_2)} \cdot \frac{f_0}{f}$$

con l_1 e l_2 espresse in metri, X_{oc} espressa in mohm, $f_0 = 50$ Hz e f la frequenza di lavoro.

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

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

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

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

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

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

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:

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

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

Note:

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

4.5 MASSIMA LUNGHEZZA PROTETTA IN MT

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

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

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

Pertanto:

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

Dove:

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



- I_{mag} : taratura della magnetica.

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

- 0.9 per sezioni di 120 mm²;
- 0.85 per sezioni di 150 mm²;
- 0.8 per sezioni di 185 mm²;
- 0.75 per sezioni di 240 mm²;

Per ulteriori dettagli vedi norma CEI 64-8 par.533.3 sezione commenti.



5 CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA

Lo scopo di questa sezione è riportare un calcolo preliminare del sistema di terra relativo all'impianto fotovoltaico 20,1 MWp, connesso alla rete tramite una linea MT 30 kV verso la SSE AT/MT 150/30 kV di raccolta condivisa tra diverse utenze. 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 MT:** Distribuzione interna a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra la stazione elettrica di raccolta condivisa e la cabina generale di smistamento MT 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 MT e al relativo tempo di intervento sono:

- Massima corrente di guasto trifase (I_k): < 20 kA
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,2 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra (I_G): < 50 A (contributo capacitivo della MT)
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: > 10 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 Ω m. Tale valore andrà verificato nella successiva fase progettuale attraverso un'indagine geotecnica in situ.

Considerando i dati citati, il tempo di intervento impone un limite al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 50 V per un tempo di tenuta del guasto > 10 s (CEI EN 50522, Fig.4).

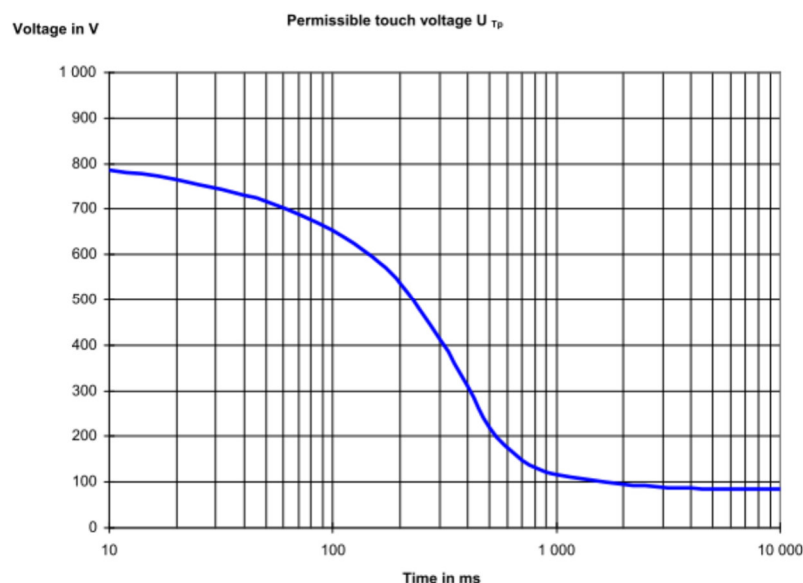


Figura 5.1: Massima tensione ammissibile (CEI EN 50522, Fig.4).

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 MT di:

$$R_T = U_T / I_G = 50 / 50 = 1 \, \Omega$$



Data la resistività del terreno assunta, pari a 200 Ωm 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.

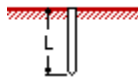
Impostata la resistività ρ del terreno, per ogni tipo di dispersore si devono inserire i parametri che lo definiscono.

Parametri:

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

Tipologie di dispersori:

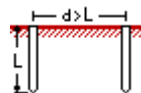
1) Picchetto verticale



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

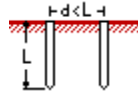


per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

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

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

3) Due picchetti verticali vicini

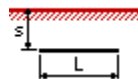


per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.

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

Vincolo: $d < L$.

4) Dispensore lineare



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

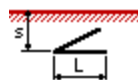
per avere L , il valore L' inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $L=L'/2$;

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

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

Vincolo: $s' < L'$.

5) Dispensore angolare



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

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

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

Vincolo: $s' < L$

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



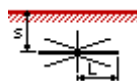
per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s=2*s'$;

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: $s=2*s'$;

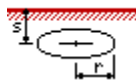
per avere a , il valore a' (diametro) inserito in Ampère deve essere diviso per 2: $a=a'/2$.



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

Vincolo: $s' < L$.

10) Dispensore ad anello

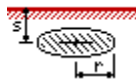


per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s = 2 \cdot s'$;

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

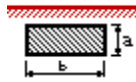


per avere s , il valore s' inserito in Ampère deve essere moltiplicato per 2: $s = 2 \cdot s'$.

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

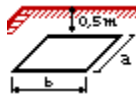
Vincolo: $r < s'$.

13) Piastra rettangolare verticale



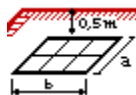
$$R_T = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{a \cdot b}}$$

14) Dispersore ad anello rettangolare



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

15) Maglia rettangolare



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

con

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

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

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

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 26 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:

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

dove:

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

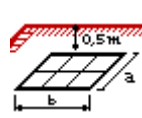
Sebbene S_{min} risulti molto piccola, in questa fase di progettazione preliminare, si è scelta una sezione minima 50 mm².

Per la posa dei dispersori verrà sfruttato il passaggio cavi MT 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 Ω·m (valore assunto da verificare)
- Lato A: 800 m
- Lato B: 400 m
- N. conduttori lato A: 3
- N. conduttori lato B: 1



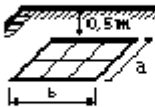
Nome:	RETE DI TERRA CAPOBIANCO
	
Dispersore:	Maglia rettangolare
Tipo terreno:	Altre arenarie: 50-300
Resistività del terreno:	200 ohm m
Lato a:	800,00 m
Lato b:	400,00 m
Num. condutt. di lato a:	7
Num. condutt. di lato b:	8
Resistenza totale:	0,179 ohm

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 0,179 Ω.

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

5.4.2 Risoluzione Guasto MT

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

Assumendo che la resistenza di terra sia pari a $R_t = 0,179 \Omega$ 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 MT è risolto se la massima corrente di guasto verso terra è inferiore a:

$$I_g = 50 / 0,179 = 279,32 \text{ A}$$

Dove 50 V è la massima tensione ammissibile per un tempo superiore a 10 s e 0,179 Ω è la resistenza di terra R_t .

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

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

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



- V = tensione nominale della rete (kV)
- L_{cavo} = lunghezza totale delle linee in cavo (km) (connessione + interne al campo fotovoltaico): circa 6,8 km

Pertanto nel caso in esame il contributo capacitivo della corrente di guasto sarà pari a circa 41 A.

Tale valore è inferiore a 279,32 A stimati pertanto il guasto verso terra lato MT risulta risolto.

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

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

5.4.3 Risoluzione guasto BT (AC current)

La distribuzione BT in corrente alternata prevede la porzione di impianto compresa tra il trasformatore MT/BT e l'inverter all'interno delle Power Station e trasformatori BT/BT per l'alimentazione delle utenze ausiliarie di impianto. Entrambi i trasformatori presenti in cabina hanno il centro stella del livello BT messo a terra, perciò le condizioni sono analoghe al livello di tensione AT con correnti di guasto verso terra elevate e non risolubili 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 MT molto bassa, difficilmente raggiungibile.

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

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

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

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

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



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 determinata 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:	+CABINA GENERALE MT.QMT-GENERALE CABINA
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	16175 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	16175 kW	Pot. trasferita a monte:	16175 kVA
Corrente di impiego Ib:	311,3 A	Potenza totale:	64952 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	48777 kVA
Tensione nominale:	30000 V		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,8 kA	Ip2:	20,5 kA
Ikv max a valle:	12,8 kA	Ik2min:	9,77 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	12,8 kA	Ip1ft:	0,186 kA
Ip:	23,7 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	11,3 kA	Zk min:	1484 mohm
Ik2ftmax:	11,1 kA	Zk max:	1535 mohm
Ip2ft:	20,6 kA	Zk1ftmin:	189033 mohm
Ik2ftmin:	9,79 kA	Zk1ftmax:	189045 mohm
Ik2max:	11,1 kA		

Protezione

Tipo protezione:	50-51	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Corrente nominale protez.:	1250 A	Norma:	n.d.
Numero poli:	3		
Classe d'impiego:	n.d.		

Identificazione

Sigla utenza:	+CABINA GENERALE MT.QMT-RAMO 2
Denominazione 1:	QMT
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	9375 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	9375 kW	Pot. trasferita a monte:	9375 kVA
Corrente di impiego Ib:	180,4 A	Potenza totale:	12990 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	3615 kVA
Tensione nominale:	30000 V		

Cavi

Formazione:	3x(1x300)		
Tipo posa:	Single-core cables buried direct in the ground (trefoil)		
Disposizione posa:	Three-phase circ. of single-core cab. laid direct. in the gr., space between cab. centers: 200 mm		
Designazione cavo	ARG7H1RNR 18/30 kV		
Isolante (fase+neutro+PE):	EPR	Coefficiente di declassamento totale:	0,674
Tabella posa:	IEC 60502-2 (6-30 kV)	K ² S ² conduttore fase:	7,618E+08 A²s
Materiale conduttore:	ALLUMINIO	Caduta di tensione parziale a Ib:	0,081 %
Lunghezza linea:	640 m	Caduta di tensione totale a Ib:	1,13 %
Corrente ammissibile Iz:	277 A	Temperatura ambiente:	30 °C
Corrente ammissibile neutro:	n.d.	Temperatura cavo a Ib:	55,5 °C
Coefficiente di prossimità:	0,83 (Numero circuiti: 2)	Temperatura cavo a In:	78,9 °C
Coefficiente di temperatura:	0,93	Coordinamento Ib<=In<=Iz:	180,4<=250<=277 A

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,8 kA	Ip2:	20,5 kA
Ikv max a valle:	12,2 kA	Ik2min:	9,25 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	12,2 kA	Ip1ft:	0,186 kA
Ip:	23,7 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,7 kA	Zk min:	1562 mohm
Ik2ftmax:	10,6 kA	Zk max:	1622 mohm
Ip2ft:	20,6 kA	Zk1ftmin:	189001 mohm
Ik2ftmin:	9,26 kA	Zk1ftmax:	189016 mohm
Ik2max:	10,6 kA		

Protezione

Tipo protezione:	50-51-67N	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Corrente nominale protez.:	250 A	Norma:	n.d.
Numero poli:	3		
Classe d'impiego:	n.d.		

Identificazione

Sigla utenza:	+CABINA GENERALE MT.QMT-RAMO 1
Denominazione 1:	QMT
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	6800 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	6800 kW	Pot. trasferita a monte:	6800 kVA
Corrente di impiego Ib:	130,9 A	Potenza totale:	12990 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	6190 kVA
Tensione nominale:	30000 V		

Cavi

Formazione:	3x(1x300)		
Tipo posa:	Single-core cables buried direct in the ground (trefoil)		
Disposizione posa:	Three-phase circ. of single-core cab. laid direct. in the gr., space between cab. centers: 200 mm		
Designazione cavo	ARG7H1RNR 18/30 kV		
Isolante (fase+neutro+PE):	EPR	Coefficiente di declassamento totale:	0,674
Tabella posa:	IEC 60502-2 (6-30 kV)	K ² S ² conduttore fase:	7,618E+08 A²s
Materiale conduttore:	ALLUMINIO	Caduta di tensione parziale a Ib:	0,04 %
Lunghezza linea:	440 m	Caduta di tensione totale a Ib:	1,09 %
Corrente ammissibile Iz:	277 A	Temperatura ambiente:	30 °C
Corrente ammissibile neutro:	n.d.	Temperatura cavo a Ib:	43,4 °C
Coefficiente di prossimità:	0,83 (Numero circuiti: 2)	Temperatura cavo a In:	78,9 °C
Coefficiente di temperatura:	0,93	Coordinamento Ib<=In<=Iz:	130,9<=250<=277 A

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,8 kA	Ip2:	20,5 kA
Ikv max a valle:	12,4 kA	Ik2min:	9,41 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	12,4 kA	Ip1ft:	0,186 kA
Ip:	23,7 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,9 kA	Zk min:	1538 mohm
Ik2ftmax:	10,7 kA	Zk max:	1595 mohm
Ip2ft:	20,6 kA	Zk1ftmin:	189011 mohm
Ik2ftmin:	9,42 kA	Zk1ftmax:	189025 mohm
Ik2max:	10,7 kA		

Protezione

Tipo protezione:	50-51-67N	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Corrente nominale protez.:	250 A	Norma:	n.d.
Numero poli:	3		
Classe d'impiego:	n.d.		

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.1.1-ARRIVO
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	6800 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	6800 kW	Pot. trasferita a monte:	6800 kVA
Corrente di impiego Ib:	130,9 A	Potenza totale:	12990 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	6190 kVA
Tensione nominale:	30000 V		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,4 kA	Ip2:	19,6 kA
Ikv max a valle:	12,4 kA	Ik2min:	9,41 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	12,4 kA	Ip1ft:	0,184 kA
Ip:	22,6 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,9 kA	Zk min:	1538 mohm
Ik2ftmax:	10,7 kA	Zk max:	1595 mohm
Ip2ft:	19,6 kA	Zk1ftmin:	189011 mohm
Ik2ftmin:	9,42 kA	Zk1ftmax:	189025 mohm
Ik2max:	10,7 kA		

Protezione

Corrente nominale protez.:	250 A	Corrente sovraccarico Ins:	250 A
Numero poli:	3	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.	Norma:	n.d.

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.1.1-PARTENZA
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	3400 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	3400 kW	Pot. trasferita a monte:	3400 kVA
Corrente di impiego Ib:	65,4 A	Potenza totale:	12990 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	9590 kVA
Tensione nominale:	30000 V		

Cavi

Formazione:	3x(1x300)		
Tipo posa:	Single-core cables buried direct in the ground (trefoil)		
Disposizione posa:	Three-phase circ. of single-core cab. laid direct. in the gr., space between cab. centers: 200 mm		
Designazione cavo	ARG7H1RNR 18/30 kV		
Isolante (fase+neutro+PE):	EPR	Coefficiente di declassamento totale:	0,674
Tabella posa:	IEC 60502-2 (6-30 kV)	K ² S ² conduttore fase:	7,618E+08 A²s
Materiale conduttore:	ALLUMINIO	Caduta di tensione parziale a Ib:	0,016 %
Lunghezza linea:	340 m	Caduta di tensione totale a Ib:	1,1 %
Corrente ammissibile Iz:	277 A	Temperatura ambiente:	30 °C
Corrente ammissibile neutro:	n.d.	Temperatura cavo a Ib:	33,3 °C
Coefficiente di prossimità:	0,83 (Numero circuiti: 2)	Temperatura cavo a In:	78,9 °C
Coefficiente di temperatura:	0,93	Coordinamento Ib<=In<=Iz:	65,4<=250<=277 A

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,4 kA	Ip2:	19,6 kA
Ikv max a valle:	12,1 kA	Ik2min:	9,14 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	12,1 kA	Ip1ft:	0,184 kA
Ip:	22,6 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,5 kA	Zk min:	1579 mohm
Ik2ftmax:	10,5 kA	Zk max:	1642 mohm
Ip2ft:	19,6 kA	Zk1ftmin:	188995 mohm
Ik2ftmin:	9,15 kA	Zk1ftmax:	189009 mohm
Ik2max:	10,5 kA		

Protezione

Corrente nominale protez.:	250 A	Corrente sovraccarico Ins:	250 A
Numero poli:	3	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.	Norma:	n.d.

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.1.1-TRASFORMATORE
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Terminale generica		
Potenza nominale:	3400 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	3400 kW	Pot. trasferita a monte:	3400 kVA
Corrente di impiego Ib:	65,4 A	Potenza totale:	6495 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	3095 kVA
Tensione nominale:	30000 V	Numero carichi utenza:	1
Sistema distribuzione:	Media		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,4 kA	Ip2:	19,6 kA
Ikv max a valle:	12,4 kA	Ik2min:	9,41 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	12,4 kA	Ip1ft:	0,184 kA
Ip:	22,6 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,9 kA	Zk min:	1538 mohm
Ik2ftmax:	10,7 kA	Zk max:	1595 mohm
Ip2ft:	19,6 kA	Zk1ftmin:	189011 mohm
Ik2ftmin:	9,42 kA	Zk1ftmax:	189025 mohm
Ik2max:	10,7 kA		

Protezione

Tipo protezione:	50-51		
Corrente nominale protez.:	125 A	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Numero poli:	3	Norma:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.		

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.2.1-ARRIVO
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	9375 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	9375 kW	Pot. trasferita a monte:	9375 kVA
Corrente di impiego Ib:	180,4 A	Potenza totale:	12990 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	3615 kVA
Tensione nominale:	30000 V		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,2 kA	Ip2:	19,2 kA
Ikv max a valle:	12,2 kA	Ik2min:	9,25 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	12,2 kA	Ip1ft:	0,183 kA
Ip:	22,2 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,7 kA	Zk min:	1562 mohm
Ik2ftmax:	10,6 kA	Zk max:	1622 mohm
Ip2ft:	19,2 kA	Zk1ftmin:	189001 mohm
Ik2ftmin:	9,26 kA	Zk1ftmax:	189016 mohm
Ik2max:	10,6 kA		

Protezione

Corrente nominale protez.:	250 A	Corrente sovraccarico Ins:	250 A
Numero poli:	3	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.	Norma:	n.d.

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.2.1-PARTENZA
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	6250 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	6250 kW	Pot. trasferita a monte:	6250 kVA
Corrente di impiego Ib:	120,3 A	Potenza totale:	12990 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	6740 kVA
Tensione nominale:	30000 V		

Cavi

Formazione:	3x(1x300)		
Tipo posa:	Single-core cables buried direct in the ground (trefoil)		
Disposizione posa:	Three-phase circ. of single-core cab. laid direct. in the gr., space between cab. centers: 200 mm		
Designazione cavo	ARG7H1RNR 18/30 kV		
Isolante (fase+neutro+PE):	EPR	Coefficiente di declassamento totale:	0,674
Tabella posa:	IEC 60502-2 (6-30 kV)	K ² S ² conduttore fase:	7,618E+08 A²s
Materiale conduttore:	ALLUMINIO	Caduta di tensione parziale a Ib:	0,028 %
Lunghezza linea:	330 m	Caduta di tensione totale a Ib:	1,15 %
Corrente ammissibile Iz:	277 A	Temperatura ambiente:	30 °C
Corrente ammissibile neutro:	n.d.	Temperatura cavo a Ib:	41,3 °C
Coefficiente di prossimità:	0,83 (Numero circuiti: 2)	Temperatura cavo a In:	78,9 °C
Coefficiente di temperatura:	0,93	Coordinamento Ib<=In<=Iz:	120,3<=250<=277 A

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,2 kA	Ip2:	19,2 kA
Ikv max a valle:	11,9 kA	Ik2min:	8,99 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	11,9 kA	Ip1ft:	0,183 kA
Ip:	22,2 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,4 kA	Zk min:	1602 mohm
Ik2ftmax:	10,3 kA	Zk max:	1668 mohm
Ip2ft:	19,2 kA	Zk1ftmin:	188985 mohm
Ik2ftmin:	9 kA	Zk1ftmax:	189001 mohm
Ik2max:	10,3 kA		

Protezione

Corrente nominale protez.:	250 A	Corrente sovraccarico Ins:	250 A
Numero poli:	3	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.	Norma:	n.d.

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.2.1-TRASFORMATORE
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Terminale generica		
Potenza nominale:	3125 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	3125 kW	Pot. trasferita a monte:	3125 kVA
Corrente di impiego Ib:	60,1 A	Potenza totale:	6495 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	3370 kVA
Tensione nominale:	30000 V	Numero carichi utenza:	1
Sistema distribuzione:	Media		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,2 kA	Ip2:	19,2 kA
Ikv max a valle:	12,2 kA	Ik2min:	9,25 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	12,2 kA	Ip1ft:	0,183 kA
Ip:	22,2 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,7 kA	Zk min:	1562 mohm
Ik2ftmax:	10,6 kA	Zk max:	1622 mohm
Ip2ft:	19,2 kA	Zk1ftmin:	189001 mohm
Ik2ftmin:	9,26 kA	Zk1ftmax:	189016 mohm
Ik2max:	10,6 kA		

Protezione

Tipo protezione:	50-51		
Corrente nominale protez.:	125 A	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Numero poli:	3	Norma:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.		

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.1.2-ARRIVO
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	3400 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	3400 kW	Pot. trasferita a monte:	3400 kVA
Corrente di impiego Ib:	65,4 A	Potenza totale:	12990 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	9590 kVA
Tensione nominale:	30000 V		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,1 kA	Ip2:	18,9 kA
Ikv max a valle:	12,1 kA	Ik2min:	9,14 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	12,1 kA	Ip1ft:	0,182 kA
Ip:	21,8 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,5 kA	Zk min:	1579 mohm
Ik2ftmax:	10,5 kA	Zk max:	1642 mohm
Ip2ft:	18,9 kA	Zk1ftmin:	188995 mohm
Ik2ftmin:	9,15 kA	Zk1ftmax:	189009 mohm
Ik2max:	10,5 kA		

Protezione

Corrente nominale protez.:	250 A	Corrente sovraccarico Ins:	250 A
Numero poli:	3	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.	Norma:	n.d.

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.1.2-PARTENZA
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	0 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	0 kW	Pot. trasferita a monte:	0 kVA
Potenza reattiva:	0 kVAR	Potenza totale:	12990 kVA
Corrente di impiego Ib:	0 A	Potenza disponibile:	12990 kVA
Fattore di potenza:	0,9		
Tensione nominale:	30000 V		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,1 kA	Ip2:	18,9 kA
Ikv max a valle:	12,1 kA	Ik2min:	9,14 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	12,1 kA	Ip1ft:	0,182 kA
Ip:	21,8 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,5 kA	Zk min:	1579 mohm
Ik2ftmax:	10,5 kA	Zk max:	1642 mohm
Ip2ft:	18,9 kA	Zk1ftmin:	188995 mohm
Ik2ftmin:	9,15 kA	Zk1ftmax:	189009 mohm
Ik2max:	10,5 kA		

Protezione

Corrente nominale protez.:	250 A	Corrente sovraccarico Ins:	250 A
Numero poli:	3	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.	Norma:	n.d.

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.1.2-TRASFORMATORE
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Terminale generica		
Potenza nominale:	3400 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	3400 kW	Pot. trasferita a monte:	3400 kVA
Corrente di impiego Ib:	65,4 A	Potenza totale:	6495 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	3095 kVA
Tensione nominale:	30000 V	Numero carichi utenza:	1
Sistema distribuzione:	Media		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	12,1 kA	Ip2:	18,9 kA
Ikv max a valle:	12,1 kA	Ik2min:	9,14 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	12,1 kA	Ip1ft:	0,182 kA
Ip:	21,8 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,5 kA	Zk min:	1579 mohm
Ik2ftmax:	10,5 kA	Zk max:	1642 mohm
Ip2ft:	18,9 kA	Zk1ftmin:	188995 mohm
Ik2ftmin:	9,15 kA	Zk1ftmax:	189009 mohm
Ik2max:	10,5 kA		

Protezione

Tipo protezione:	50-51		
Corrente nominale protez.:	125 A	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Numero poli:	3	Norma:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.		

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.2.2-ARRIVO
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	6250 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	6250 kW	Pot. trasferita a monte:	6250 kVA
Corrente di impiego Ib:	120,3 A	Potenza totale:	12990 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	6740 kVA
Tensione nominale:	30000 V		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	11,9 kA	Ip2:	18,6 kA
Ikv max a valle:	11,9 kA	Ik2min:	8,99 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	11,9 kA	Ip1ft:	0,182 kA
Ip:	21,4 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,4 kA	Zk min:	1602 mohm
Ik2ftmax:	10,3 kA	Zk max:	1668 mohm
Ip2ft:	18,6 kA	Zk1ftmin:	188985 mohm
Ik2ftmin:	9 kA	Zk1ftmax:	189001 mohm
Ik2max:	10,3 kA		

Protezione

Corrente nominale protez.:	250 A	Corrente sovraccarico Ins:	250 A
Numero poli:	3	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.	Norma:	n.d.

Identificazione

Sigla utenza: **+SEZIONE A.POWER STATION A.2.2-PARTENZA**
 Denominazione 1:
 Denominazione 2:
 Informazioni aggiuntive/Note 1:
 Informazioni aggiuntive/Note 2:

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	3125 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	3125 kW	Pot. trasferita a monte:	3125 kVA
Corrente di impiego Ib:	60,1 A	Potenza totale:	12990 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	9865 kVA
Tensione nominale:	30000 V		

Cavi

Formazione:	3x(1x300)		
Tipo posa:	Single-core cables buried direct in the ground (trefoil)		
Disposizione posa:	Three-phase circ. of single-core cab. laid direct. in the gr., space between cab. centers: 200 mm		
Designazione cavo	ARG7H1RNR 18/30 kV		
Isolante (fase+neutro+PE):	EPR	Coefficiente di declassamento totale:	0,674
Tabella posa:	IEC 60502-2 (6-30 kV)	K ² S ² conduttore fase:	7,618E+08 A²s
Materiale conduttore:	ALLUMINIO	Caduta di tensione parziale a Ib:	0,014 %
Lunghezza linea:	330 m	Caduta di tensione totale a Ib:	1,17 %
Corrente ammissibile Iz:	277 A	Temperatura ambiente:	30 °C
Corrente ammissibile neutro:	n.d.	Temperatura cavo a Ib:	32,8 °C
Coefficiente di prossimità:	0,83 (Numero circuiti: 2)	Temperatura cavo a In:	78,9 °C
Coefficiente di temperatura:	0,93	Coordinamento Ib<=In<=Iz:	60,1<=250<=277 A

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	11,9 kA	Ip2:	18,6 kA
Ikv max a valle:	11,6 kA	Ik2min:	8,75 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,7 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	11,6 kA	Ip1ft:	0,182 kA
Ip:	21,4 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,1 kA	Zk min:	1642 mohm
Ik2ftmax:	10,1 kA	Zk max:	1714 mohm
Ip2ft:	18,6 kA	Zk1ftmin:	188969 mohm
Ik2ftmin:	8,76 kA	Zk1ftmax:	188985 mohm
Ik2max:	10 kA		

Protezione

Corrente nominale protez.:	250 A	Corrente sovraccarico Ins:	250 A
Numero poli:	3	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.	Norma:	n.d.

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.2.2-TRASFORMATORE
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Terminale generica	Collegamento fasi:	3F
Potenza nominale:	3125 kW	Frequenza ingresso:	50 Hz
Coefficiente:	1	Pot. trasferita a monte:	3125 kVA
Potenza dimensionamento:	3125 kW	Potenza totale:	6495 kVA
Corrente di impiego Ib:	60,1 A	Potenza disponibile:	3370 kVA
Fattore di potenza:	1	Numero carichi utenza:	1
Tensione nominale:	30000 V		
Sistema distribuzione:	Media		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	11,9 kA	Ip2:	18,6 kA
Ikv max a valle:	11,9 kA	Ik2min:	8,99 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,6 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	11,9 kA	Ip1ft:	0,182 kA
Ip:	21,4 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,4 kA	Zk min:	1602 mohm
Ik2ftmax:	10,3 kA	Zk max:	1668 mohm
Ip2ft:	18,6 kA	Zk1ftmin:	188985 mohm
Ik2ftmin:	9 kA	Zk1ftmax:	189001 mohm
Ik2max:	10,3 kA		

Protezione

Tipo protezione:	50-51	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Corrente nominale protez.:	125 A	Norma:	n.d.
Numero poli:	3		
Classe d'impiego:	n.d.		

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.2.3-ARRIVO
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	3125 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	3125 kW	Pot. trasferita a monte:	3125 kVA
Corrente di impiego Ib:	60,1 A	Potenza totale:	12990 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	9865 kVA
Tensione nominale:	30000 V		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	11,6 kA	Ip2:	18 kA
Ikv max a valle:	11,6 kA	Ik2min:	8,75 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,7 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	11,6 kA	Ip1ft:	0,18 kA
Ip:	20,7 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,1 kA	Zk min:	1642 mohm
Ik2ftmax:	10,1 kA	Zk max:	1714 mohm
Ip2ft:	18 kA	Zk1ftmin:	188969 mohm
Ik2ftmin:	8,76 kA	Zk1ftmax:	188985 mohm
Ik2max:	10 kA		

Protezione

Corrente nominale protez.:	250 A	Corrente sovraccarico Ins:	250 A
Numero poli:	3	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.	Norma:	n.d.

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.2.3-PARTENZA
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Distribuzione generica	Sistema distribuzione:	Media
Potenza nominale:	0 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	0 kW	Pot. trasferita a monte:	0 kVA
Potenza reattiva:	0 kVAR	Potenza totale:	12990 kVA
Corrente di impiego Ib:	0 A	Potenza disponibile:	12990 kVA
Fattore di potenza:	0,9		
Tensione nominale:	30000 V		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	11,6 kA	Ip2:	18 kA
Ikv max a valle:	11,6 kA	Ik2min:	8,75 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,7 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	11,6 kA	Ip1ft:	0,18 kA
Ip:	20,7 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,1 kA	Zk min:	1642 mohm
Ik2ftmax:	10,1 kA	Zk max:	1714 mohm
Ip2ft:	18 kA	Zk1ftmin:	188969 mohm
Ik2ftmin:	8,76 kA	Zk1ftmax:	188985 mohm
Ik2max:	10 kA		

Protezione

Corrente nominale protez.:	250 A	Corrente sovraccarico Ins:	250 A
Numero poli:	3	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.	Norma:	n.d.

Identificazione

Sigla utenza:	+SEZIONE A.POWER STATION A.2.3-TRASFORMATORE
Denominazione 1:	
Denominazione 2:	
Informazioni aggiuntive/Note 1:	
Informazioni aggiuntive/Note 2:	

Utenza

Tipologia utenza:	Terminale generica		
Potenza nominale:	3125 kW	Collegamento fasi:	3F
Coefficiente:	1	Frequenza ingresso:	50 Hz
Potenza dimensionamento:	3125 kW	Pot. trasferita a monte:	3125 kVA
Corrente di impiego Ib:	60,1 A	Potenza totale:	6495 kVA
Fattore di potenza:	1	Potenza disponibile:	3370 kVA
Tensione nominale:	30000 V	Numero carichi utenza:	1
Sistema distribuzione:	Media		

Condizioni di guasto (CENELEC R064-003)

Ikm max a monte:	11,6 kA	Ip2:	18 kA
Ikv max a valle:	11,6 kA	Ik2min:	8,75 kA
Imagmax (magnetica massima):	91,7 A	Ik1ftmax:	0,101 kA
Ik max:	11,6 kA	Ip1ft:	0,18 kA
Ip:	20,7 kA	Ik1ftmin:	0,092 kA
Ik min:	10,1 kA	Zk min:	1642 mohm
Ik2ftmax:	10,1 kA	Zk max:	1714 mohm
Ip2ft:	18 kA	Zk1ftmin:	188969 mohm
Ik2ftmin:	8,76 kA	Zk1ftmax:	188985 mohm
Ik2max:	10 kA		

Protezione

Tipo protezione:	50-51		
Corrente nominale protez.:	125 A	Potere di interruzione PdI:	n.d.
Numero poli:	3	Norma:	n.d.
Classe d'impiego:	n.d.		

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K²S² F [A²s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						

CABINA GENERALE MT QMT

RAMO 2	3x(1x300)	ALLUMINIO	640	277	55,5	30	1,13	
	ARG7H1RNR 18/30 kV	EPR	2	0,674	78,9	7,618*10 ⁸	4,34	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)		Single-core cables buried direct in the ground (trefoil)					
RAMO 1	3x(1x300)	ALLUMINIO	440	277	43,4	30	1,09	
	ARG7H1RNR 18/30 kV	EPR	2	0,674	78,9	7,618*10 ⁸	4,31	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)		Single-core cables buried direct in the ground (trefoil)					

SEZIONE A POWER STATION A.1.1

PARTENZA	3x(1x300)	ALLUMINIO	340	277	33,3	30	1,1	
	ARG7H1RNR 18/30 kV	EPR	2	0,674	78,9	7,618*10 ⁸	4,37	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)		Single-core cables buried direct in the ground (trefoil)					

SEZIONE A POWER STATION A.2.1

PARTENZA	3x(1x300)	ALLUMINIO	330	277	41,3	30	1,15	
	ARG7H1RNR 18/30 kV	EPR	2	0,674	78,9	7,618*10 ⁸	4,4	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)		Single-core cables buried direct in the ground (trefoil)					

SEZIONE A POWER STATION A.2.2

PARTENZA	3x(1x300)	ALLUMINIO	330	277	32,8	30	1,17	
	ARG7H1RNR 18/30 kV	EPR	2	0,674	78,9	7,618*10 ⁸	4,46	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)		Single-core cables buried direct in the ground (trefoil)					

Legenda:

Utenza: Nome utenza
 Formazione: Formazione
 Materiale: Materiale conduttore
 Lc: Lunghezza linea
 Iz: Corrente ammissibile Iz
 T (Ib): Temperatura cavo a Ib
 Tamb: Temperatura ambiente
 CdtT (Ib): Caduta di tensione totale a Ib
 Posa cavo: Posa cavo

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K²S² F [A²s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						

Designazione: Designazione cavo
 Isolante: Tipo isolante
 Pross.: Circuiti in prossimità
 k decl.: Coefficiente di declassamento totale
 T (In): Temperatura cavo a In
 K²S² F: K²S² conduttore fase
 CdtT (In): Caduta di tensione totale a In
 Tab. posa: Tabella posa
 Tipo posa: Tipo posa

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]

CABINA GENERALE MT QMT

GENERALE CABINA	12,8	0,379	Trifase	0	12,8	0,101	0,186	0,092	11,1	20,6	9,79
	91,6	0,103	12,8	23,7	11,3				11,1	20,5	9,77
RAMO 2	12,8	0,379	Trifase	0	12,2	0,101	0,186	0,092	10,6	20,6	9,26
	91,6	0,104	12,2	23,7	10,7				10,6	20,5	9,25
RAMO 1	12,8	0,379	Trifase	0	12,4	0,101	0,186	0,092	10,7	20,6	9,42
	91,6	0,104	12,4	23,7	10,9				10,7	20,5	9,41

SEZIONE A POWER STATION A.1.1

ARRIVO	12,4	0,394	Trifase	0	12,4	0,101	0,184	0,092	10,7	19,6	9,42
	91,6	0,104	12,4	22,6	10,9				10,7	19,6	9,41
PARTENZA	12,4	0,394	Trifase	0	12,1	0,101	0,184	0,092	10,5	19,6	9,15
	91,6	0,104	12,1	22,6	10,5				10,5	19,6	9,14
TRASFORMATORE	12,4	0,394	Trifase	0	12,4	0,101	0,184	0,092	10,7	19,6	9,42
	91,6	0,104	12,4	22,6	10,9				10,7	19,6	9,41

SEZIONE A POWER STATION A.2.1

ARRIVO	12,2	0,4	Trifase	0	12,2	0,101	0,183	0,092	10,6	19,2	9,26
	91,6	0,104	12,2	22,2	10,7				10,6	19,2	9,25
PARTENZA	12,2	0,4	Trifase	0	11,9	0,101	0,183	0,092	10,3	19,2	9
	91,6	0,104	11,9	22,2	10,4				10,3	19,2	8,99
TRASFORMATORE	12,2	0,4	Trifase	0	12,2	0,101	0,183	0,092	10,6	19,2	9,26
	91,6	0,104	12,2	22,2	10,7				10,6	19,2	9,25

SEZIONE A POWER STATION A.1.2

ARRIVO	12,1	0,405	Trifase	0	12,1	0,101	0,182	0,092	10,5	18,9	9,15
	91,6	0,104	12,1	21,8	10,5				10,5	18,9	9,14
PARTENZA	12,1	0,405	Trifase	0	12,1	0,101	0,182	0,092	10,5	18,9	9,15
	91,6	0,104	12,1	21,8	10,5				10,5	18,9	9,14

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]
TRASFORMATORE	12,1	0,405	Trifase	0	12,1	0,101	0,182	0,092	10,5	18,9	9,15
	91,6	0,104	12,1	21,8	10,5				10,5	18,9	9,14

SEZIONE A POWER STATION A.2.2

ARRIVO	11,9	0,41	Trifase	0	11,9	0,101	0,182	0,092	10,3	18,6	9
	91,6	0,104	11,9	21,4	10,4				10,3	18,6	8,99
PARTENZA	11,9	0,41	Trifase	0	11,6	0,101	0,182	0,092	10,1	18,6	8,76
	91,7	0,104	11,6	21,4	10,1				10	18,6	8,75
TRASFORMATORE	11,9	0,41	Trifase	0	11,9	0,101	0,182	0,092	10,3	18,6	9
	91,6	0,104	11,9	21,4	10,4				10,3	18,6	8,99

SEZIONE A POWER STATION A.2.3

ARRIVO	11,6	0,42	Trifase	0	11,6	0,101	0,18	0,092	10,1	18	8,76
	91,7	0,104	11,6	20,7	10,1				10	18	8,75
PARTENZA	11,6	0,42	Trifase	0	11,6	0,101	0,18	0,092	10,1	18	8,76
	91,7	0,104	11,6	20,7	10,1				10	18	8,75
TRASFORMATORE	11,6	0,42	Trifase	0	11,6	0,101	0,18	0,092	10,1	18	8,76
	91,7	0,104	11,6	20,7	10,1				10	18	8,75

Legenda:

Utenza: Nome utenza
 Ikm max: Ikm max a monte
 /_Ikm max: /_Ikm max (fattore di potenza)
 Ikm max by: Ikm max by - Tipo guasto
 DeltaIkm max: DeltaIkm max (contributo gen/mot)
 IkV max: IkV max a valle
 Ik1ftmax: Ik1(ft) max (fase-terra)
 Ip1ft: Ip1(ft) (picco)
 Ik1ftmin: Ik1(ft) min (fase-terra)
 Ik2ftmax: Ik2(ft) max (bifase-terra)
 Ip2ft: Ip2(ft) (picco bifase-terra)
 Ik2ftmin: Ik2(ft) min (bifase-terra)
 Imagmax: Imagmax (magnetica massima)
 /_Imagmax: /_Imagmax (fattore di potenza)
 Ik max: Ik max (trifase)

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]

Ip: Ip (picco)

Ik min: Ik min (trifase)

Ik1fnmax: Ik1(fn) max (fase-neutro)

Ip1fn: Ip1(fn) (picco)

Ik1fnmin: Ik1(fn) min (fase-neutro)

Ik2max: Ik2 max (bifase)

Ip2: Ip2 (picco)

Ik2min: Ik2 min (bifase)