Regione: Sicilia
Provincia: Enna - Catania
Comuni: Aidone - Assoro - Enna - Raddusa - Ramacca
Località: C.da Milocca-Piccirillitto-Arginemete-M.Tonde-Destricella-S. Bartolo

PROGETTO "ASSORO 2" IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 181,17 MWp E 140 MW IN IMMISSIONE

PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo: RS06REL005A0
RELAZIONE ELETTRICA E CALCOLI PRELIMINARI

Tavola:

B.1

Progettazione:

ARCADIA srls
Via Houel 29, 90138 – Palermo

info@arcadiaprogetti.it
arcadiaprogetti@arubapec.it

Visti / Firme / Timbri:

Note: .....

13.12.2021	0	PRIMA EMISSIONE	Ing. Maurizio Moscoloni	Arcadia srls	IBVI 24 srl
Data	Rev.	Descrizione revisioni	Elaborato da:	Controllato da:	Approvato da:

REVISIONI

IBVI 24 s.r.l.

IBVI 24 srl Viale Amedeo Duca d'Aosta 76 39100 Bolzano (BZ) Ibvi24srl@pec.it

Formato UNI A4

INDICE

1 Premessa 3
2 Normativa di riferimento 3
3 Termini e definizioni 4
4 Descrizione generale dell'impianto 5
5 Dati dell'impianto 8
6 Dimensionamento del sistema 11
7 Caratteristiche tecniche dei componenti 12
7.1 Strutture di sostegno 12
7.1.1 Caratteristiche tecniche 13
7.2 Moduli fotovoltaici e principio di funzionamento 14
7.3 Inverter 17
7.4 Cabina di trasformazione 19
7.4.1 Trasformatore BT/MT 19
7.4.2 Quadri MT e BT 20
7.4.3 Ausiliari 21
7.4.4 Impianto di terra 21
7.5 Protezioni MT 22
8 Cavidotti di collegamento 22
9 Dimensionamento e verifiche 23
9.1 Prescrizioni generali per la porzione di impianto in media tensione 23
9.1.1 Protezione dalle sovratensioni 23
9.1.2 Protezione contro i contatti diretti 23
9.1.3 Protezione delle condutture dai sovraccarichi 23
9.1.4 Protezione contro i contatti diretti e indiretti 24
9.1.5 Calcolo delle correnti di impiego 25
9.1.6 Calcolo della temperatura dei cavi 26
9.1.7 Cadute di tensione 26
9.2 Fornitura della rete in Media e Alta tensione 27
9.3 Trasformatori 28
9.3.1 Fattori di correzione per trasformatori (EN 60909-0) 29
9.3.2 Fattore di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3) 29
9.4 Calcolo dei guasti 30

9.4.1 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito 30
9.4.2 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito..... 32
9.4.3 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra..... 33
9.4.4 Scelta delle protezioni..... 34
9.4.5 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture 34
9.5 Dati tecnici del cavo utilizzato..... 35
9.5.1 Temperatura del terreno 35
9.5.2 Resistività termica del terreno 35
10 Caratteristiche dei cavi utilizzati.....35
11 Stazione elettrica utente.....38
11.1 Caratteristiche delle apparecchiature di media tensione 38
11.1.1 Trasformatore MT/BT..... 38
11.1.2 Protezioni sezione 30 kV 38
11.1.3 Unità misura tensione sbarre (fase/massa): 30kV..... 39
11.2 Sezione in alta tensione a 150kV 40
Interruttori tripolari in SF6:..... 40
Sezionatori tripolari verticali di sbarra, orizzontali con lame di messa a terra sulle partenze di linea:..... 40
11.3 Servizi ausiliari in c.a. e c.c. 45
11.4 Trasformatore AT/MT 45
11.5 Sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo..... 46
11.6 Impianto di Terra 47
11.7 Impianto di Sicurezza 48
12 Impianto di illuminazione.....48
13 Elettrodotto di collegamento 49
14 Valutazione dei campi elettrici e magnetici 49
15 Inquinamento acustico 49
16 Allegati 49

1 Premessa

Il progetto di cui fa parte integrante la presente relazione è finalizzato alla realizzazione di un parco fotovoltaico la cui ubicazione ricade nei Comuni di Assoro, Aidone ed Enna nella provincia di Enna e di Raddusa e Ramacca in provincia di Catania, nelle località "Milocca, Picirillitto, Arginemele, Mandre Tonde, Destricella e San Bartolo".

L'impianto, nel suo complesso, sarà caratterizzato dai seguenti parametri:

- Potenza al fine dell'immissione in rete: 140 MW;
- Potenza nominale del generatore: 181.170,00 KWp;

L'impianto è composto da 5 campi (A, B, C, D ed E), di potenza rispettivamente pari a 45,46 MWp; 27,94 MWp; 11,07; 34,78 MWp e 61,99 MWp.

Ciascun campo sarà compostao da più generatori, come riportato di seguito e desumibile dalla tabella di riepilogo allegata alla presente relazione; i generatori saranno collegati in media tensione in configurazione entra-esce, con un massimo di 4 generatori per linea.

- Campo A: 15 generatori;
- Campo B: 10 generatori;
- Campo C: 4 generatori;
- Campo D: 11 generatori;
- Campo E: 21 generatori.

All'interno dei vari campi verranno installate delle cabine verso cui confluiranno le linee in CA provenienti dagli inverter. All'interno delle stesse verranno installati i trasformatori BT/MT con potenza nominale pari a 3,2 MVA e 1,6 MVA, in funzione delle caratteristiche del generatore, i trasformatori di servizio ed i quadri elettrici BT ed MT.

Le linee provenienti dalle cabine installate nei 5 campi confluiranno verso la cabina generale del parco fotovoltaico posizionata all'interno della SSEU sottostazione elettrica di trasformazione 150/30 kV.

La SSEU, posta in prossimità della SE "Chiaramonte Gulfi-Ciminna", verrà collegata a quest'ultima attraverso un elettrodotto arero a 150 kV, della lunghezza di circa Km 15, in antenna.

La modalità di connessione sarà conforme alle indicazioni fornite da TERNA nella STMG.

2 Normativa di riferimento

Nella redazione del progetto si è fatto riferimento alle seguenti norme:

- **CEI EN 61936-1**: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a, prescrizioni comuni;
- **CEI EN 50522**: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- **CEI 99-4**: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- **CEI 64-8**: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- **CEI 11-20**: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e 11 categoria;
- **CEI EN 60904-1**: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione;
- **CEI EN 60904-2:** Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per i dispositivi fotovoltaici di riferimento;

- **CEI EN 60904-3**: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento;
- **CEI EN 60555-1**: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: Definizioni;
- **CEI EN 60439:** Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT);
- **CEI EN 60445**: Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Identificazione dei morsetti degli apparecchi, delle estremità dei conduttori e dei conduttori;
- **CEI EN 60529**: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- **CEI EN 60099**: Scaricatori
- **CEI 20-19:** Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- **CEI 20-20:** Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750
- **CEI 81-10/1/2/3/4 :** Protezione contro i fulmini;
- **CEI 0-2:** Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- **UNI 10349:** Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- **CEI EN 61724:** Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- **IEC 60364-7-712:** Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- **D. Lgs. 81/2008** Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro
- **DM 37/2008** Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005.
- **CEI 0-16** Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica
- **CEI 82-25** Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica e collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione
- **IEC 61727:** Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface;
- **CEI EN 61215-1**: Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove
- **CEI EN 61215-2**: Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova
- **CEI EN 61000-3-2**: Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso <= 16 A per fase);
- **Allegato A alla deliberazione ARG/elt99/08 valido per le richieste di connessione presentate a partire dall'1 gennaio 2011 –Versione integrata e modificata dalle deliberazioni ARG/elt79/08, ARG/elt205/08, ARG/elt130/09, ARG/elt125/10, ARG/elt51/11, ARG/elt148/11, ARG/elt187/11, 226/2012/R/eel, 328/2012/R/eel, 578/2013/R/eel, 574/2014/R/eel, 400/2015/R/eel, 558/2015/R/eel, 424/2016/R /eel, 581/2017/R/eel, 564/2018/R/eel, 592/2018/R/eel** Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessioni di terzi degli impianti di produzione (testo integrato delle connessioni attive – **TICA).**
- **Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete - TERNA**

3 Termini e definizioni

- **Cella fotovoltaica**: dispositivo fotovoltaico fondamentale che provvede alla generazione di energia elettrica se esposto alla radiazione solare;

- **Modulo fotovoltaico**: insieme di celle fotovoltaiche interconnesse fra loro e assemblate in supporti idonei dalle case produttrici, protette dall'ambiente circostante attraverso opportuni involucri. Il modulo fotovoltaico, con le sue caratteristiche elettriche (tensione e corrente nominali), costituisce l'unità elementare per la progettazione elettrica dell'impianto fotovoltaico.
- **Stringa fotovoltaica** insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie per raggiungere la tensione di uscita desiderata;
- **Generatore FV** insieme di stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo per raggiungere la potenza desiderata;
- **Impianto fotovoltaico** impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in energia elettrica (effetto fotovoltaico); pertanto, esso rientra nella categoria degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (cioè la cui produzione di energia elettrica risulta aleatoria d in funzione del regime meteorologico istantaneo. L'impianto è essenzialmente costituito dal generatore fotovoltaico, dal gruppo di conversione e dal sistema di interfacciamento alla rete elettrica di distribuzione;
- **Inverter** dispositivo che provvede alla trasformazione dell'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico da corrente continua a corrente alternata;
- Interfaccia rete dispositivo che provvede all'interfacciamento dell'impianto fotovoltaico all'impianto elettrico dell'utilizzatore e, quindi, alla rete elettrica locale;
- **Potenza di picco Wp** potenza generata da un dispositivo fotovoltaico (modulo, stringa o generatore) misurata ai morsetti in corrente continua e rimostrata alle condizioni di prova standard (abbr. STC) che risultano le seguenti: Air Mass = 1.5, irraggiamento solare sul piano dei moduli pari a 1 kW/m², temperatura di lavoro della cella fotovoltaica pari a 25°C;
- **Gestore della rete** è il soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti utilizzatori (es. AEM, ENEL, TERNA);
- **Cliente utilizzatore** è la persona fisica o giuridica titolare di un contratto di fornitura di energia elettrica.

4 Descrizione generale dell'impianto

L'impianto nel suo complesso, procedendo dal punto di connessione verso il sito di produzione, sarà costituito dai seguenti componenti:

- Una nuova stazione elettrica RTN 380/150 kV da inserire in entra – esce sulla futura linea RTN a 380 kV "Chiaramonte Gulfi-Ciminna".
- Un collegamento elettrico del parco fotovoltaico alla rete di trasmissione di alta tensione (RTN) che avverrà tramite degli stalli dedicati presso la SE attraverso una linea in cavo AT aereo a tensione pari a 150 kV dello sviluppo di circa 15 Km.
- Una SSEU collegata al sistema di sbarre generale AT della SE , di una protezione generale, di un sistema di sbarre a 150 kV e di 2 stalli completi di organi di sezionamento e protezioni per la condivisione del punto di connessione TERNA, di cui uno disponibile.
  La linea in uscita dalla cabina di raccolta verrà collegata ad uno dei due stalli completo di trasformatore AT/MT 150/30 kV/kV e dei relativi dispositivi di protezione.
  Oltre alla "cabina raccolta", all'interno della SEU verranno collocati i manufatti contenenti:
  - il trasformatore di servizio completo di protezioni lato MT e lato BT;
  - i quadri elettrici in CA relativi ai servizi ausiliari;
  - il raddrizzatore con relative batterie per l'alimentazione dei servizi ausiliari a 110 Vcc;
  - un gruppo di continuità;
  - un gruppo elettrogeno.

Subito in uscita dal trasformatore, prima di effettuare il parallelo con il produttore, con il quale verrà condiviso lo stallo TERNA, verranno effettuate le misure fiscali in AT.
All'interno della SSEU saranno predisposti anche i locali per l'impianto di supervisione (SCADA), un ambiente da dedicare ad ufficio e dei locali di servizio.

- 6 linee interrate in MT di lunghezza compresa tra circa 2,5 km e circa 12 km, che metteranno in collegamento la SSEU con le cabine dei 5 campi (il campo E è suddiviso in 2 sezioni);
- Un parco fotovoltaico composto da 5 campi (A, B, C, D e E) con le seguenti componenti principali:

CAMPO A

- 15 cabine di trasformazione "CTA-x" collegate in entra-esce, dotate di:
  a) quadri di parallelo inverter in corrente alternata ai quali confluiranno le uscite CA degli inverter dislocati nei sottocampi;
  b) un numero di trasformatori in olio MT/BT (con doppio avvolgimento secondario) di potenza 3,6 come da tabella di riepilogo in allegato;
  c) quadri MT a protezione del/dei trasformatori e delle linee in entra-esce;
  d) un trasformatore BT/BT 0,8/0,4 kV per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
  e) servizi accessori.
- 180 inverter trifase, raggruppati in numero non superiore a 12, aventi la funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dai moduli da corrente continua a corrente alternata. A ciascun inverter, la cui potenza nominale è pari a 200 kW, verranno attestate le linee in CC provenienti dalle rispettive stringhe;
- 74.520 moduli fotovoltaici del tipo monofacciali di potenza pari a 610 Wp, installati su strutture metalliche di sostegno, per una potenza complessiva pari a 45.457,20 kWp. I moduli saranno raggruppati in stringhe da 23.

CAMPO B

- 10 cabine di trasformazione "CTB-x" collegate in entra-esce, dotate di:
  a) quadri di parallelo inverter in corrente alternata ai quali confluiranno le uscite CA degli inverter dislocati nei sottocampi;
  b) un numero di trasformatori in olio MT/BT (con doppio avvolgimento secondario) di potenza 3,2 – 1,6 MVA in funzione della potenza nominale lato CA dello stesso sottocampo come da tabella di riepilogo in allegato;
  c) quadri MT a protezione del/dei trasformatori e delle linee in entra-esce;
  d) un trasformatore BT/BT 0,8/0,4 kV per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
  e) servizi accessori.
- 106 inverter trifase aventi la funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dai moduli da corrente continua a corrente alternata. A ciascun inverter, la cui potenza nominale è pari a 200 kW, verranno attestate le linee in CC provenienti dalle rispettive stringhe;
- 45.792 moduli fotovoltaici del tipo monofacciali di potenza pari a 610 Wp, installati su strutture metalliche di sostegno, per una potenza complessiva pari a 27.933,12 kWp. I moduli saranno raggruppati in stringhe da 24.

CAMPO C

- 4 cabine di di trasformazione "CTC-x" collegate in entra-esce, dotate di:
  a) quadri di parallelo inverter in corrente alternata ai quali confluiranno le uscite CA degli inverter dislocati nei sottocampi;
  b) un numero di trasformatori in olio MT/BT (con doppio avvolgimento secondario) di potenza 3,2 – 1,6 MVA in funzione della potenza nominale lato CA dello stesso sottocampo come da tabella di riepilogo in allegato;

c) quadri MT a protezione del/dei trasformatori e delle linee in entra-esce;
d) un trasformatore BT/BT 0,8/0,4 kV per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
e) servizi accessori.

- 42 inverter trifase aventi la funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dai moduli da corrente continua a corrente alternata. A ciascun inverter, la cui potenza nominale è pari a 200 kW, verranno attestate le linee in CC provenienti dalle rispettive stringhe;
- 18.144 moduli fotovoltaici del tipo monofacciali di potenza pari a 610 Wp, installati su strutture metalliche di sostegno, per una potenza complessiva pari a 11.077,84 kWp. I moduli saranno raggrupati in stringhe da 24.

CAMPO D

- 11 cabine di di trasformazione "CTD-x" collegate in entra-esce, dotate di:
  a) quadri di parallelo inverter in corrente alternata ai quali confluiranno le uscite CA degli inverter dislocati nei sottocampi;
  b) trasformatori in olio MT/BT (con doppio avvolgimento secondario) di potenza 3,2 MVA come da tabella di riepilogo in allegato;
  c) quadri MT a protezione del/dei trasformatori e delle linee in entra-esce;
  d) un trasformatore BT/BT 0,8/0,4 kV per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
  e) servizi accessori.
- 132 inverter trifase aventi la funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dai moduli da corrente continua a corrente alternata. A ciascun inverter, la cui potenza nominale è pari a 200 kW, verranno attestate le linee in CC provenienti dalle rispettive stringhe;
- 57.024 moduli fotovoltaici del tipo monofacciali di potenza pari a 610 Wp, installati su strutture metalliche di sostegno, per una potenza complessiva pari a 34.784,64 kWp. I moduli saranno raggrupati in stringhe da 24.

CAMPO E

- 21 cabine di di trasformazione "CTE-x" collegate in entra-esce, dotate di:
  a) quadri di parallelo inverter in corrente alternata ai quali confluiranno le uscite CA degli inverter dislocati nei sottocampi;
  b) trasformatori in olio MT/BT (con doppio avvolgimento secondario) potenza 3,2 – 1,6 MVA in funzione della potenza nominale lato CA dello stesso sottocampo come da tabella di riepilogo in allegato;
  c) quadri MT a protezione del/dei trasformatori e delle linee in entra-esce;
  d) un trasformatore BT/BT 0,8/0,4 kV per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
  e) servizi accessori.
- 240 inverter trifase aventi la funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dai moduli da corrente continua a corrente alternata. A ciascun inverter, la cui potenza nominale è pari a 200 kW, verranno attestate le linee in CC provenienti dalle rispettive stringhe;
- 101.628 moduli fotovoltaici del tipo monofacciali di potenza pari a 610 Wp, installati su strutture metalliche di sostegno, per una potenza complessiva pari a 61.993,08 kW. I moduli saranno raggrupati in stringhe variabili da 23 a 24.

L'impianto sarà completato da:

- Tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione CC/CA della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di trasmissione nazionale;
- Opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videsorveglianza, antintrusione, telecontrollo.

L'impianto nel suo complesso sarà in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione servizi ausiliari, illuminazione, sala controllo ecc.).
Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi di emergenza potranno essere alimentati da un generatore temporaneo diesel di emergenza e da un sistema di accumulo ad esso connesso.

5 Dati dell'impianto

Sintetizzando quanto in parte già esposto, il generatore fotovoltaico avrà una potenza nominale complessiva pari a 181.170,00 kWp, intesa come somma delle potenze nominali di ciascun modulo misurate in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.
Il generatore sarà composto complessivamente da 297.108 moduli fotovoltaici di potenza nominale pari a 610 Wp, collegati in serie tra loro in numero compreso tra 23 e 24 cosi da formare gruppi di moduli denominati stringhe; le correnti provenienti da ciascuna stringa vengono raccolte complessivamente da 700 inverter modulari di potenza nominale AC pari a 200 kWp, distribuiti nei campi in posizione baricentrica rispetto alle stesse.
Nella seguenti tabelle si riporta la composizione dei 5 campi:

Campo	Linee	DA	A	Lunghezza [m]	Ltot [m]	Tipo	Formazione	Corrente [A]	Potenza [kW]
A	A1	CCA	CTA01	362,00	1 846,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10 166,72
		CTA01	CTA02	484,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7 625,04
		CTA02	CTA03	558,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	97,84	5 083,36
		CTA03	CTA04	442,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	48,92	2 541,68
	A2	CCA	CTA05	286,00	1 412,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10 166,72
		CTA05	CTA06	146,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7 625,04
		CTA06	CTA07	594,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5 083,36
		CTA07	CTA08	386,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2 541,68
	A3	CCA	CTA09	1 389,00	3 322,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10 166,72
		CTA09	CTA10	382,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7 625,04
		CTA10	CTA11	832,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5 083,36
		CTA11	CTA12	719,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2 541,68
	A4	CCA	CTA13	921,00	2 201,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7 625,04
		CTA13	CTA14	118,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	97,84	5 083,36
		CTA14	CTA15	1 162,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2 541,68
		CCA	Cabina di Campo		8 135,00	RG7H1M1 18/30 kV	3x(1x630)	733,78	38 125,20

Campo	Linee	DA	A	Lunghezza [m]	Ltot [m]	Tipo	Formazione	Corrente [A]	Potenza [kW]
B	B1	CCB	CTB01	8 886,00	9 839,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x120)	195,67	10 166,72
		CTB01	CTB02	197,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	146,76	7 625,04
		CTB02	CTB03	558,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5 083,36
		CTB03	CTB04	198,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2 541,68
	B2	CCB	CTB05	3 508,00	8 633,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	137,77	7 157,61
		CTB05	CTB06	1 421,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	88,85	4 615,93
		CTB06	CTB07	3 393,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	39,94	2 074,25
		CTB07	CTB08	311,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	19,97	1 037,12
	B3	CCB	CTB09	146,00	817,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	78,88	4 098,46
		CTB09	CTB10	671,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	29,97	1 556,78
	CCB Cabina di Campo				2 358,00	RG7H1R 26/45kV	3x(1x240)	412,33	21 422,79
C	C1	CCC	CTC01	182,00	3 084,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x95)	176,72	9 181,82
		CTC01	CTC02	284,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x95)	127,80	6 640,14
		CTC02	CTC03	428,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x95)	78,88	4 098,46
		CTC03	CTC04	2 190,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x95)	48,92	2 541,68
	CCC Cabina di Campo				2 585,00	RG7H1R 26/45kV	3x(1x185)	176,72	9 181,82
D	D1	CCD	CTD01	50,00	1 365,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10 166,72
		CTD01	CTD02	699,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	146,76	7 625,04
		CTD2	CTD03	486,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5 083,36
		CTD03	CTC04	130,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2 541,68
	D2	CCD	CTD05	1 381,00	2 890,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10 166,72
		CTD05	CTD06	172,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	146,76	7 625,04
		CTD06	CTD07	691,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5 083,36
		CTD07	CTD08	646,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2 541,68
	D3	CCD	CTD09	860,00	1 677,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7 625,04
		CTD09	CTD10	629,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5 083,36
		CTD10	CTD11	188,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2 541,68
	CCD Cabina di Campo				8 373,00	RG7H1R 26/45kV	3x(1x400)	538,10	27 958,48

Campo	Linee	DA	A	Lunghezza [m]	Ltot [m]	Tipo	Formazione	Corrente [A]	Potenza [kW]
E	E1	CCE01	CTE01	167,00	828,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10 166,72
		CTE01	CTE02	134,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	146,76	7 625,04
		CTE02	CET03	208,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5 083,36
		CET03	CTE04	319,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2 541,68
	E2	CCE01	CTE05	65,00	933,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	176,72	9 181,82
		CTE05	CET06	181,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	127,80	6 640,14
		CTE06	CTE07	478,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	78,88	4 098,46
		CTE07	CTE08	209,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2 541,68
	E3	CCE01	CTE09	263,00	1 319,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10 166,72
		CTE09	CTE10	526,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	146,76	7 625,04
		CTE10	CTE11	189,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5 083,36
		CTE11	CTE12	341,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2 541,68
	E4	CCE01	CTE13	800,00	1 637,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7 625,04
		CTE13	CTE14	176,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5 083,36
		CTE14	CTE15	661,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2 541,68
		CCE01	Cabina di Campo		11 223,00	RG7H1M1 18/30 kV	3x(1x630)	714,82	37 140,30
	E1B	CCE02	CTE16	25,00	605,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	126,55	6 575,19
		CTE16	CTE17	227,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	77,63	4 033,51
		CTE17	CTE18	353,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	28,72	1 491,83
	E2B	CCE02	CTE19	415,00	1 591,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	126,55	6 575,19
		CTE19	CTE20	874,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	77,63	4 033,51
		CTE20	CTE21	302,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	28,72	1 491,83
		CCE02	Cabina di Campo		12 056,00	RG7H1R 26/45kV	3x(1x400)	253,11	13 150,37

Campo	Numero Moduli	Numero di Stringhe	Numero di Inverter	P DC [kW]	P AC [kVA]
A	74 520	3 240	180	45 457,20	36 000,00
B	45 792	1 908	106	27 933,12	21 200,00
C	18 144	756	42	11 067,84	8 400,00
D	57 024	2 376	132	34 784,64	26 400,00
E	101 628	4 320	240	61 993,08	48 000,00
Totale	297 108	12 600	700	181 170,00	140 000,00

6 Dimensionamento del sistema

Il calcolo della producibilità è stato effettuato utilizzando il software di simulazione PVSYST versione 7.2.9; in allegato si riporta il report di calcolo.
Il calcolo della tensione di output del pannello, della corrente e della relativa potenza di uscita, si effettua in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.
Le caratteristiche tensione-corrente per ogni modulo vengono considerate, in uscita dallo stesso, secondo l'efficienza del pannello, in condizioni standard, pari al 25 %.
Ogni stringa sarà caratterizzata da una tensione, variabile in funzione delle condizioni di irraggiamento. La somma delle correnti di ciascuna stringa, collegate in parallelo in corrispondenza dell'inverter, determina il valore della potenza prodotta in quelle determinate condizioni.
Ai fini delle valutazioni di carattere energetico, alla potenza nominale dell'impianto vanno detratte le perdite di potenza presenti nell'impianto ed imputabili a vari fattori quali:

- Perdite per scostamento dalle condizioni STC
- Perdite dovute all'ombreggiamento dovuto alla natura orografica del paesaggio
- Perdite per riflessione
- Perdite per mismatch
- Perdite per caduta di tensione nei tratti in CC ed in CA
- Perdite dovute al rendimento dell'inverter
- Perdite ne trasformatori di tensione
- Perdite per sporcizia
- Perdite per calo di efficienza annuale
- Perdite per guasti impianto

Il dimensionamento della potenza di targa effettuato in STC normate da CEI EN 904/1-2-3 è necessario per poter uniformare la progettazione in relazione al fatto che l'effetto fotovoltaico, traduzione su materiali cristallini dell'effetto fotoelettrico, risente sostanzialmente delle variazioni di temperatura. In ultimo, il calcolo tiene in debita considerazione una stima del degrado del pannello dovuto alla sedimentazione di polveri che concorrono mutualmente al decremento delle prestazioni in ragione non sono di una limitazione della superficie assorbente, ma anche, soprattutto, ad un innalzamento della temperatura.
Parallelamente esistono fattori di incremento dell'efficienza del modulo, come ad esempio l'albedo, ovvero la capacità del terreno di riflettere la radiazione solare, calcolato anch'esso in funzione della stazione metereologica a cui si fa riferimento e le perdite di sistema.
Al fine di una corretta progettazione del sistema, sono stati rilevati i valori della radiazione solare riferiti al piano orizzontale nel territorio del Comune di Assoro (EN).
Il valore della radiazione solare sul piano dei moduli è stato calcolato con il metodo indicato nella norma UNI 8477/1 considerata l'inclinazione dei moduli a 20°
Di seguito si riporta la tabella, estrapolata dal report, con i valori medi dell'insolazione mensile e annuale in loco.

Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray GWh	EArray GWh	PRTemp ratio	EArray GWh	PRTemp ratio
Gennaio	62.4	33.74	8.43	83.5	74.8	11.40	11.40	0.712	11.40	0.712
Febbraio	80.8	36.32	8.62	103.7	96.1	14.88	14.88	0.716	14.88	0.716
Marzo	127.1	59.53	11.07	147.1	137.2	21.02	21.02	0.763	21.02	0.763
Aprile	162.0	76.88	13.53	172.7	161.0	24.35	24.35	0.760	24.35	0.760
Maggio	197.1	83.49	17.60	198.4	185.3	27.50	27.50	0.757	27.50	0.757
Giugno	199.4	81.43	21.94	195.0	182.2	26.71	26.71	0.758	26.71	0.758
Luglio	215.7	79.86	25.37	214.3	200.5	29.00	29.00	0.716	29.00	0.716
Agosto	191.1	73.88	25.63	201.6	188.6	27.36	27.36	0.762	27.36	0.762
Settembre	147.3	59.65	22.00	165.8	155.0	22.89	22.89	0.765	22.89	0.765
Ottobre	107.8	47.05	18.36	132.9	123.9	18.70	18.70	0.698	18.70	0.698
Novembre	69.8	33.97	13.58	94.4	85.0	12.80	12.80	0.719	12.80	0.719
Dicembre	57.9	26.81	9.96	82.0	71.3	10.65	10.65	0.682	10.65	0.682
Anno	1618.5	692.62	16.39	1791.4	1661.0	247.25	247.25	0.740	247.25	0.740

Legenda:

- GlobHor Radiazione orizzontale globale
- DiffHor Radiazione orizzontale diffusa
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Radiazione aereo incidente globale
- GlobEff Efficace radiazione globale (considerando IAM e le ombre)
- EArray Efficace energia in uscita sul campo
- E_Grid Energia iniettata nella rete
- PR Rapporto di prestazione

La tabella mostra che l'energia solare raccolta in media dal piano incidente dei moduli fotovoltaici è di 1618,5 kWh/m^2 anno.

7 Caratteristiche tecniche dei componenti

Di seguito verranno illustrate le caratteristiche principali dei componenti procedendo dalla produzione in CC verso la RTN.

Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le componenti dello stesso, dovranno essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- Alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VV.F.;
- Alle prescrizioni ed indicazioni delle Società Distributrice di energia elettrica;
- Alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e come prescritto dal DM 37/08. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal DPR 547/55 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro" ed il successivo D. Lgs. 81/08 con relativi aggiornamenti e circolari di riferimento.

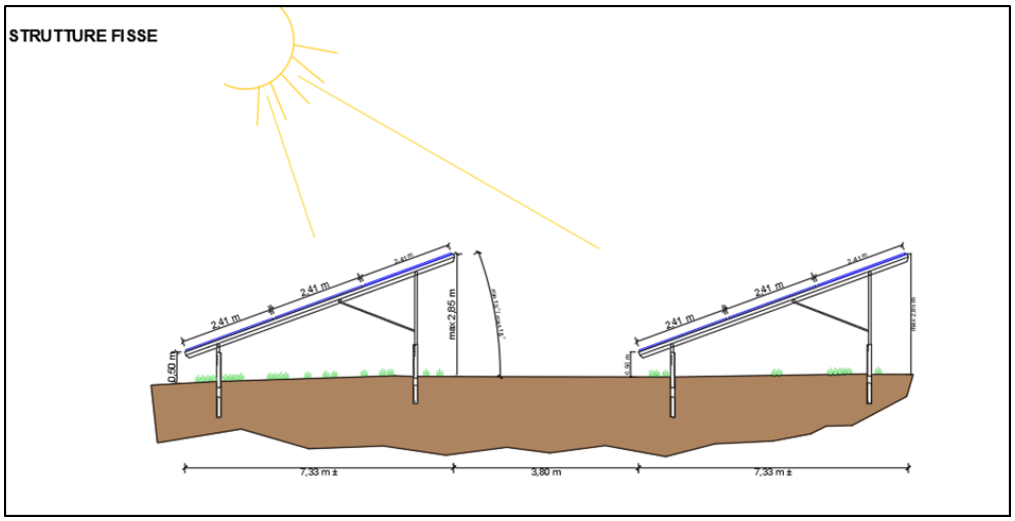
7.1 Strutture di sostegno

Le strutture di sostegno, saranno fisse, in acciaio zincato così da garantire una vita utile di gran lunga superiore ai 20 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di produzione. Le stesse saranno ancorate al terreno mediante pali infissi e/o trivellati.

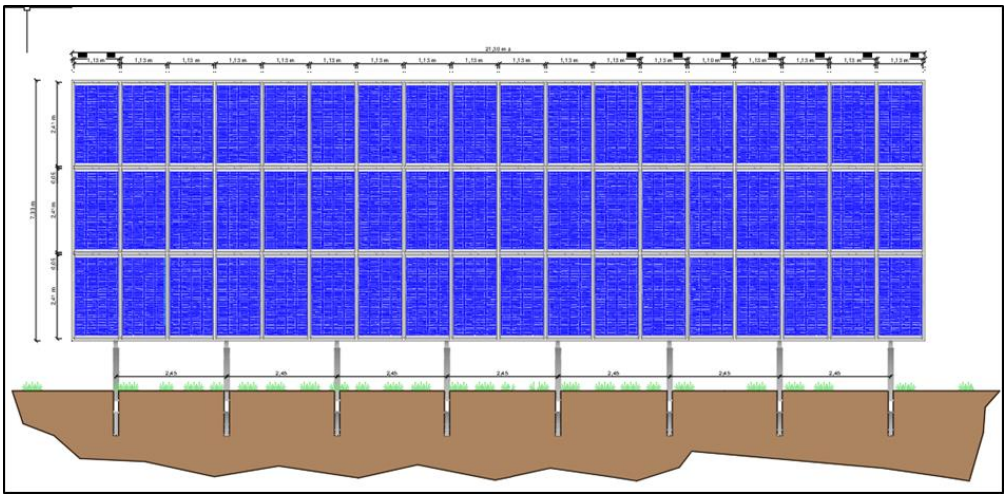
Coerentemente con la definizione delle stringhe, le strutture di supporto sono state progettate in modo tale da garantire l'installazione dei moduli appartenenti ad una stringa tutti sulla stessa struttura, al fine di facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione ordinaria.

7.1.1 Caratteristiche tecniche

Le strutture di sostegno del tipo fisso, saranno in acciaio zincato così da garantire una vita utile di gran lunga superiore ai 20 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di produzione. Le stesse saranno ancorate al terreno mediante pali infissi e/o trivellati.
Coerentemente con la definizione delle stringhe, le strutture di supporto sono state progettate in modo tale da garantire l'installazione dei moduli appartenenti ad una stringa tutti sulla stessa struttura, al fine di facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione ordinaria.
La struttura del tipo fissa alloggerà tre file distinte di pannelli delle dimensioni di 1,134 x 2,465 m ciascuno, i profili di supporto avranno dimensioni fuori tutto pari a 6,69 x 24,15 m. La spaziatura delle unità di supporto e la relativa altezza del punto inferiore dal terreno sono pari a 2,85 m e a 0,50 m, l'inclinazione rispetto al piano di campagna 10°~18°. Si riportano nel dettaglio i prospetti laterale e frontale.



Prospetto laterale frame's layout



Prospetto frontale frame's layout

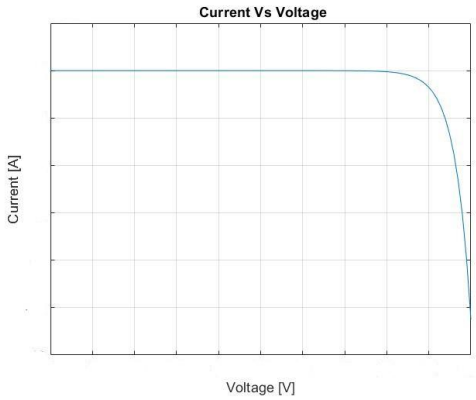
L'ancoraggio al terreno mediante pali infissi, o eventualmente alloggiati mediante trivellazione, vedrà una profondità congrua atta a garantirne la sicurezza e la stabilità. La profondità di infissione, in ogni caso sarà compresa tra i pilastri di sostegno sono immorsati nel terreno ad una profondità variabile tra i 3,0 m e i 5,0 m in funzione delle caratteristiche meccaniche e litostratigrafiche dei terreni di fondazione.

7.2 Moduli fotovoltaici e principio di funzionamento

In un impianto fotovoltaico la produzione di energia elettrica è affidata alla cella fotovoltaica, elemento base costituente l'impianto, la quale sfruttando appunto l'effetto fotovoltaico (fenomeno tipico dei materiali semiconduttori sottoposti alla sollecitazione fotoelettrica), produce energia elettrica trasformandola a partire dalla radiazione solare incidente. In sintesi, si ottiene energia elettrica grazie alla differenza di potenziale che si crea al passaggio di un elettrone da una banda di valenza a quella di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone.
Nei moduli fotovoltaici, quest'effetto è ottenuto mediante l'eccitazione degli elettroni di un materiale cristallino, in generale silicio, tramite assorbimento della radiazione solare. Si produce quindi una differenza di potenziale che viene sfruttata per produrre corrente. Questo effetto è descritto adeguatamente dall'equazione del diodo ideale di Shockley.

$$I = I_S - I_o(e^{\frac{qv_o}{\eta kT}} - 1)\frac{V_O}{R_P}$$

Si riporta di seguito la caratteristica tensione-corrente di una cella fotovoltaica.



Caratteristica tensione-corrente

Dall'esame della curva, si nota immediatamente come esista un valore di tensione che determina un cedimento della corrente e quindi della tensione, questo effetto, noto come tensione di breakdown è determinato da due effetti chiamati *effetto tunnel* e *moltiplicazione a valanga*, la trattazione di questi due argomenti tuttavia esula dallo scopo del presente elaborato. Questo effetto però è di estrema rilevanza nella pratica perché determina un grosso limite nell'ottimizzazione della massima potenza estraibile da una cella fotovoltaica. Al fine di gestire tale fenomeno sono stati progettati dei controllori che determinano un'azione tesa alla massima estrazione di potenza e condotta da parte degli inverter.
Dopo opportune valutazioni di carattere tecnico – economico, finalizzate a ottenere la miglior performance senza un eccessivo impiego di risorse economiche, è stato individuato il pannello fotovoltaico monocristallino monofacciale a 156 celle, della taglia di 610 Wp, prodotto da JinKo Solar, modello JKM610N-78HL4-BDV.
Il numero di moduli che compongono una stringa è variabile tra 23 e 24.
Il range di tensioni delle strighe risulta compatibile con quello di funzionamento degli inverter, infatti se consideriamo la dipendenza della tensione della cella dalla temperatura, ovvero:

$$V = V_{ref} + \gamma_V(T - T_{ref})$$

In cui:

- V: tensione di output [V]
- Vref: tensione di riferimento in STC;
- γV: coefficiente di temperatura per la tensione [mV/K];
- T: temperatura operativa;
- Tref: temperatura di riferimento in STC.

Come indicato nell'equazione precedente, la tensione di output della cella diminuisce all'aumentare della temperatura.

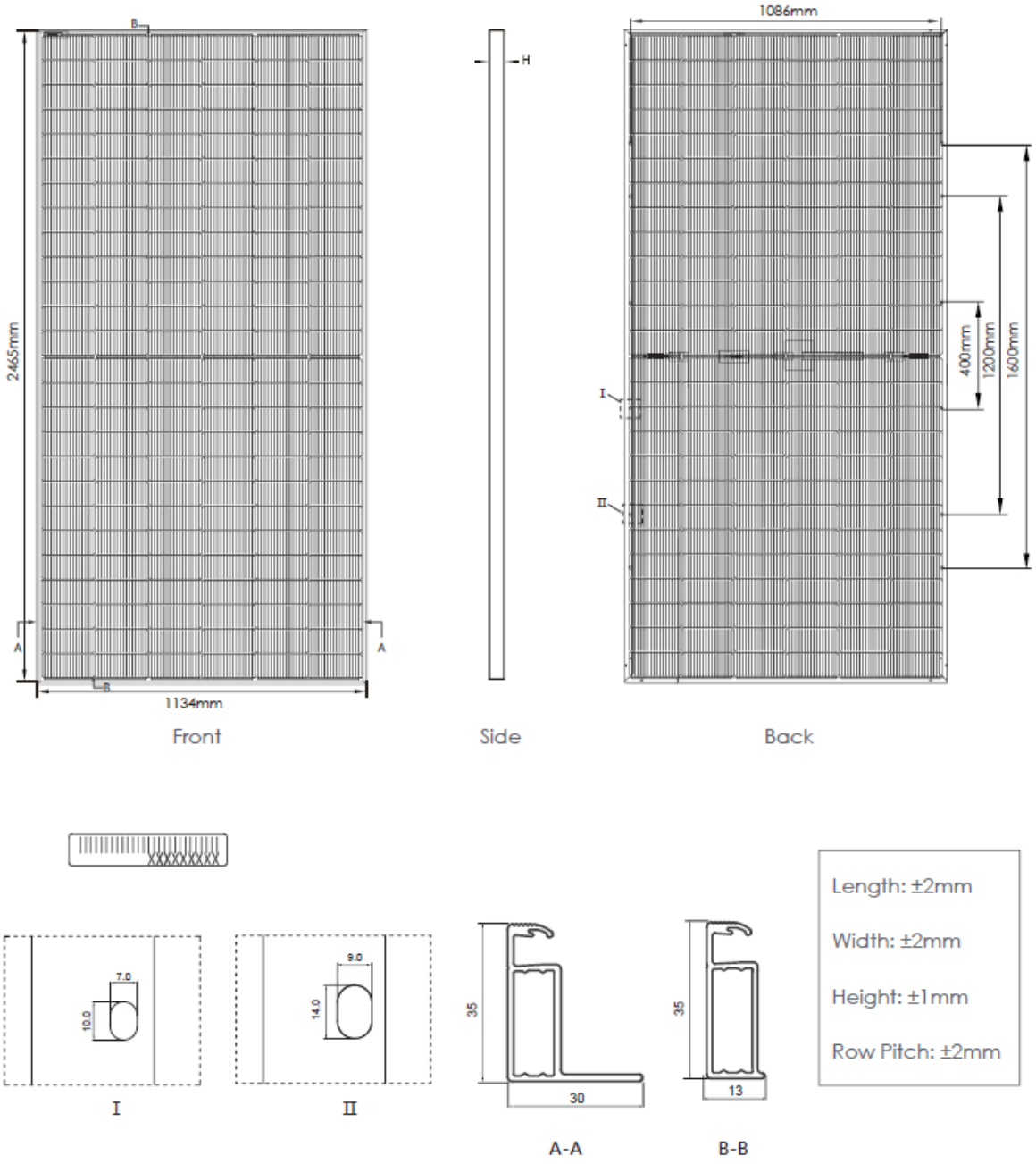
Di seguito sono riportati i data sheet ed i disegni di dettaglio del modulo fotovoltaico selezionato.

Module Type	**JinKo Solar - JKM565M-7RL4-V**	
	STC	**NOCT**
Maximum Power [Wp] (P_{max})	610	459
Maximum Power Voltage [V]	45.60	42.35
Maximum Power Current [A]	13.38	10.83
Open-Circuit Voltage [V] (V_{OC})	55.31	52.54
Short-Circuit Current [A] (I_{SC})	14.03	11.33
Module Efficiency STC [%]	21.82	
Operating Temperature [°C]	[-40; +85]	
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)	
Maximum Series Fuse Rating [A]	30 A	
Power Tolerance [%]	[0; 3]	
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.30 %/C	
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25 %/C	
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.046 %/C	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2	

Data Sheet Pannello – 1

Mechanical Characteristics	
Cell Type	Monocrystalline
No. of cells	156
Dimensions	2465x1134x35mm
Weight	34,60 kg
Front Glass	2,0 mm, Anti-Reflection Coating
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x 4.0 mm^2 Lunghezza 400 mm, or customized length

Data Sheet Pannello - 2



Dettaglio del Pannello Fotovoltaico (Vista frontale, posteriore e dimensioni)

I pannelli utilizzati saranno a basso indice di riflettanza al fine di minimizzare il fenomeno dell'abbagliamento. Nello specifico secondo quanto dichiarato dalla casa produttrice questo può quantificarsi nel 6 ~6,5%.

Pertanto, può affermarsi che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici nelle ore diurne a scapito dell'ambiente circostante è da ritenersi ininfluente nel computo degli impatti.

In un grande campo fotovoltaico, più moduli solari sono collegati in serie in una stringa per aumentare la tensione fino a livelli adeguati all'inverter. Più stringhe di moduli solari vengono

quindi combinate insieme in parallelo per moltiplicare le correnti di uscita delle stringhe a livelli più alti per l'ingresso nell'inverter.

7.3 Inverter

Come noto, l'inverter ha la funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA).
Avendo adotato una configurazione ad inverter distribuiti, il parco fotovoltaico sarà caratterizzato dalla presenza di 700 inverter opportunamente posizionati al fine di contenere la lunghezza dei collegamenti in CC (cavi di stringa).
L'inverter selezionato, denominato SUN2000-215KTL-H1 è prodotto da HUAWEI; ed ha le seguenti caratteristiche.

Immagine dell'inverter Sun 2000-215KTL-H1

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosϕ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

Data Sheet Inverter – 1

Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Data Sheet Inverter – 2

7.4 Cabina di trasformazione

Gli inverter verranno collegati ai quadri di parallelo CA collocati all'interno delle cabine di sottocampo. Tali cabine avranno la funzione di elevare la tensione da 800 V (BT) a 30 kV (MT).
I trasformatori collocati all'interno delle cabine avranno potenza nominale pari a 3,2 – 1,6 MVA come da tabella di riepilogo allegata.
Ciacuna cabina sarà allestita con i seguenti componenti:

- Quadri di parallelo CA

Ogni quadro sarà dotato dei dispositivi di manovra e protezione delle linee in CA provenienti dagli inverter; il quadro consentirà il sezionamento delle singole sezioni di impianto afferenti al trasformatore e le necessarie protezioni alle linee elettriche.
La linea in uscita dal quadro di parallelo, opportunamente protetta, verrà attestata all'avvolgimento secondario del trasformatore MT/BT.
Il quadro di parallelo alimenterà altresì un trasformatore di servizio BT/BT dedicato ai servizi ausiliari di cabina.

- Trasformatore di media tensione

Il trasformatore sarà dotato di un doppio avvolgimento a secondario. Appositamente ottimizzato per il funzionamento con inverter fotovoltaici, garantisce un collegamento affidabile ed efficiente alla rete di media tensione. Le caratteristiche costruttive dovranno renderlo resistente alle elevate temperature e alle condizioni meteorologiche avverse. Dovrà inoltre essere affidabile, ecologico ed efficiente

- Quadri MT per configurazione entra-esce

I quadri avranno la funzione di sezionare e proteggere il trasformatore e le linee in media tensione collegate in entra-esce.
I quadri, dotati di motorizzazione, saranno isolati con gas SF6, a prova di arco, esenti da manutenzione e adatto a qualsiasi clima.

Ogni cabina sarà dotata di impianto elettrico per l'alimentazione dei servizi ausiliari completo di quadro elettrico, di illuminazione, di prese elettriche di servizio, di sistema di estrazione aria, dell'impianto di messa a terra adeguatamente dimensionato e quanto altro necessario al perfetto funzionamento dell'impianto.
La sezione in CA per gli ausiliari sarà alimentata mediante un trasfomratore BT/BT di potenza adeguata.
Saranno inoltre presenti le protezioni di sicurezza, il sistema centralizzato di comunicazione con interfacce in rame e fibra ottica.

7.4.1 Trasformatore BT/MT

Tutti i trasformatori saranno del tipo ad olio, sigillati ermeticamente, installati su apposita vasca raccolta oli, idonei per l'installazione in esterno.
Come anticipato, tutti i trasformatori avrenno il secondario a doppio avvolgimento; di seguito si riportano le caratteristiche principali che dovranno avere i trasformatori:

Dato	Valore
Trasformatore STANDARD	Conforme a IEC 60076 e IEC 61378
Tipo di trasformatore	Chiuso ermeticamente
Raffreddamento	ONAN (olio naturale, aria naturale)
Tipo di olio	Olio minerale
Frequenza nominale	50 Hz
Gruppo vettoriale	Dd0d0
Altitudine del sito di installazione	Fino a 1000 m slm
Vita media	> 25 anni
Max. squilibrio di potenza	Fino al 100%
Tensione di corto circuito	6%
Livello di isolamento MT	50 kV
Tensione nominale di resistenza CA a sorgente separata a breve durata (rms) BT / MT	50 kV / 10 kV
Tensione nominale di tenuta all'impulso (valore di picco) MT	120 kV
LATO MEDIO DI TENSIONE	
Tensione nominale / Tensione operativa	36,0 kV / 30,0 kV
Regolazioni MT (commutatore sotto carico)	-5%, -2,5%, 0%, 2,5%, 5%
LATO A BASSA TENSIONE 1-2	
Temperature ambiente	-15 ° C fino a + 40 ° C
Temperatura a vuoto	-15 ° C fino a + 60 ° C
Resistività alla corrosione (secondo ISO12944)	C4-H
Colore	RAL 7035 o standard del fornitore
Termometro	1 x Pt100 nell'olio
Protezione	Scarico di gas, pressione eccessiva, temperatura e riempimento livello
Accessori inclusi	Schermo elettrostatico tra BT ed avvolgimenti MT
Posizioni delle boccole	sui lati corti opposti del trasformatore
Connessioni e scatola di connessione lato HV	Collegamento plug-in, acc. Per Standard IEC 60076
Connessioni e scatola di connessione Lati LV	Boccole in porcellana sec. secondo IEC60076, dimensioni della scatola e distanze delle boccole per essere idoneo a collegare fino a 8 cavi unipolari da 240 - 400mm² per fase
Valvola di sovrapressione	Valvola e tubazioni verso il basso nella vasca dell'olio
Valvola per il prelievo di campioni d'olio	Valvola bloccabile
Golfari di sollevamento del trasformatore e del vaso del trasformatore	Progettato solo per il trasformatore pieno
Targhetta	Secondo le norme IEC
Peso dell'olio (3,6 MVA)	1800 kg
Trasformatore a tutto peso	6280 kg

7.4.2 Quadri MT e BT

I quadri MT sono del tipo assemblato in fabbrica, privi di manutenzione con sistema a barra singola, a tre poli, blindati in metallo e isolati in gas. I quadri sono conformi alle disposizioni della norma IEC 62271-200.

La capsula è classificata secondo IEC come sistema a tenuta ermetica.

I singoli pannelli e blocchi di pannelli sono costituiti dai seguenti componenti funzionali:

- Telaio di base con fronte operativo uniforme ricoperto di lamiera d'acciaio
- Carpenteria per l'alloggio dei dispositivi di commutazione e del sistema di sbarre
- Vano cavi

L'involucro è in acciaio inossidabile resistente alla corrosione ed è riempito con esafluoruro di zolfo (SF6) in fabbrica. Questo gas è atossico, chimicamente inerte e presenta un'elevata rigidità dielettrica. Le pareti e le boccole per i collegamenti elettrici e i meccanismi operativi sono uniti mediante moderne procedure di saldatura, formando così un sistema di pressione sigillato.

I dispositivi di commutazione e le sbarre situate nella camera del quadro sono protetti da agenti esterni quali umidità, inquinamento, polvere, gas aggressivi e piccoli animali.
Per monitorare la densità del gas, è presente un indicatore pronto per l'uso sul fronte operativo.
Il sistema di sbarre è tripolare.
Non è richiesto alcun intervento sul gas per il montaggio o per eventuali successive estensioni del quadro.

7.4.3 Ausiliari

Le stazioni di conversione sono corredate di piranometri e stazioni meteo. I dati raccolti da tali dispositivi, unitamente ai parametri rilevati dagli string box, vengono convogliati al sistema di supervisione.

7.4.3.1 Stazione meteo

È prevista una stazione meteorologica, in posizione baricentrica, composta dai seguenti sensori:

- Barometro (pressione atmosferica)
- Termometro (temperatura ambiente)
- Igrometro (umidità)
- Pluviometro
- Anemometro (forza e direzione del vento)

La stazione meteorologica è montata direttamente nella cabina dell'unità di conversione (per offrire la migliore protezione contro le sovratensioni). I sensori non devono trovarsi a più di 100 metri dalla stazione.

7.4.3.2 Piranometro

Nel settore dell'energia solare, i piranometri vengono utilizzati per monitorare le prestazioni delle centrali fotovoltaiche (FV).
Confrontando la potenza effettiva prodotta dalla centrale fotovoltaica con la potenza prevista sulla base di un piranometro che legge l'efficienza della centrale fotovoltaica può essere determinata. Il calo di efficienza può indicare la necessità di manutenzione dell'impianto fotovoltaico. Con rispetto al " celle di riferimento "(L'altro metodo ora per calcolare le prestazioni dell'impianto fotovoltaico utilizzando come riferimento uno strumento che ha proprietà simili ai pannelli fotovoltaici, ma anche se correttamente calibrato, avrà gli stessi difetti di temperatura, spettro e degrado) l'uso di il piranometro offre i seguenti vantaggi:

- Il piranometro fornisce una lettura indipendente e accurata della radiazione solare disponibile totale
- I piranometri sono classificati e calibrati secondo gli standard ISO
- Il tempo di risposta del piranometro è più lungo di una cella fotovoltaica
- Il piranometro è indipendente dal tipo di cella fotovoltaica
- Un piranometro può avere un coefficiente di temperatura molto piccolo
- Le celle fotovoltaiche sono specificate in STC (condizioni di prova standard)
- Le celle di riferimento (e i pannelli fotovoltaici) soffrono maggiormente dell'inquinamento rispetto ai piranometri
- I calcoli del rapporto di prestazione o dell'indice di prestazione sono più accurati usando un piranometro Per il motivo sopra riportato, la stazione meteorologica fornita è dotata di un sensore piranometrico.

7.4.4 Impianto di terra

L'impianto di messa a terra sarà realizzato mediante la posa di dispersori di terra del tipo a croce in acciaio zincato, infissi verticalmente nel terreno. I dispersori saranno fra di loro interconnessi tramite

corda in rame nudo di sezione opportuna, posata ad intimo contatto con il terreno, e disposta ad anello attorno al perimetro dei basamenti in calcestruzzo.

7.5 Protezioni MT

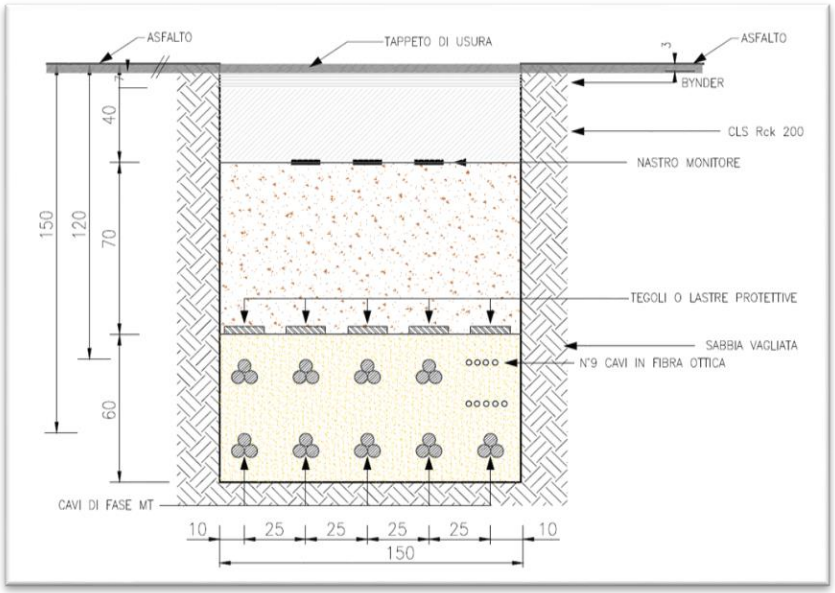
Le cabine saranno dotate delle seguenti apparecchiature elettromeccaniche:

- protezioni di linea
- protezioni trasformatori
- scaricatori
- scomparto di misure

Ogni cabina sarà dotata di impianto elettrico per l'alimentazione dei servizi ausiliari completo di quadro elettrico, di illuminazione, di prese elettriche di servizio, di sistema di estrazione aria, dell'impianto di messa a terra adeguatamente dimensionato e quanto altro necessario al perfetto funzionamento dell'impianto.
La sezione in CA sarà alimentata mediante un trasfomratore MT/BT in resina di potenza paria a 100 kVA.
Saranno inoltre presenti le protezioni di sicurezza, il sistema centralizzato di comunicazione con interfacce in rame e fibra ottica.

8 Cavidotti di collegamento

Le cabine saranno collegate attraverso delle linee MT in cavo interrato secondo quanto rappresentato negli elaborati grafici progettuali e nei calcoli di dimensionamento, i cui risultati sono sintetizzati nella tabella di riepilogo allegata.
I conduttori verranno posati direttamente interrati, ad una profondità minima rispetto al piano stradale di 120 cm dalla generatrice superiore del conduttore
Per annullare gli effetti dovuti alla mutua induzione, i cavi unipolari verranno posati in formazione a trifoglio, come rappresentato nei particolari costruttivi allegati. Al fine di garantire la condizione di posa, verranno applicate delle fasce di contenimento a distanza regolare.
Di seguito si porta un tipologico di sezione di scavo rinviando all'elaborato specifico per ulteriori dettagli.



9 Dimensionamento e verifiche

Nel seguente paragrafo verranno illustrati i criteri adottati per il dimensionamento di massima dei conduttori.

9.1 Prescrizioni generali per la porzione di impianto in media tensione

Il livello di isolamento è stato scelto in accordo con la tensione nominale pari a 36 kV, la tensione di tenuta a frequenza industriale per un minuto sarà pari a 50 kV.
Le apparecchiature di interruzione o di sezionamento (compresi i sezionatori di terra) devono essere dotate di indicatori della posizione dei contatti. L'indicatore della posizione non deve dar adito ad ambiguità dell'effettiva posizione dei contatti primari del componente.
Il dispositivo indicatore della posizione di aperto/chiuso deve essere facilmente visibile dall'operatore.
I sezionatori e i sezionatori di terra devono essere installati in modo tale da non essere messi in funzione da una tensione o pressione manuali esercitate inavvertitamente sui leverismi di comando.
È comunque previsto un sistema di interblocchi, meccanici ed elettrici (interfacciati con lo SCADA) atti a prevenire errori di manovra.

9.1.1 Protezione dalle sovratensioni

Verranno installate delle protezioni dalle sovratensioni, sia in media tensione che in alta tensione secondo quanto riportato sugli schemi elettrici allegati.

9.1.2 Protezione contro i contatti diretti

Gli impianti dovranno essere costruiti in modo da evitare il contatto non intenzionale con parti attive o il raggiungimento di zone pericolose prossime alle parti attive.
Si dovranno proteggere le parti attive, quelle con il solo isolamento funzionale, e le parti che possono portarsi a potenziale pericoloso.

9.1.3 Protezione delle condutture dai sovraccarichi

Le caratteristiche ed i valori di taratura degli interruttori saranno tali da garantire la protezione delle linee contro i sovraccarichi in modo da soddisfare le relazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1{,}45 \cdot I_z$$

La protezione dai cortocircuiti è garantita se l'energia specifica, lasciata passare dall'interruttore durante il suo intervento, non supera quella sopportabile dal cavo.
Deve quindi essere soddisfatta la relazione:

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

dove:

- I^2*t = Energia specifica lasciata passare dall'interruttore durante il cortocircuito;
- K^2*S^2 = Coefficiente dipendente dal tipo di conduttore e dal suo isolamento;
- S = Sezione del conduttore da proteggere, in mm^2;
- t = Tempo di intervento del dispositivo di protezione che si assume 5 secondi.

  Per una durata del cortocircuito pari a 5 secondi, si ha:

- K = 115 per cavi in Cu isolati in PVC

- K = 135 per cavi in Cu isolati in gomma butilica
- K = 146 per cavi in Cu isolati in gomma etilenpropilenica.

La relazione precedente deve essere soddisfatta qualunque sia il punto della conduttura interessato al cortocircuito.
In pratica è sufficiente la verifica immediatamente a valle degli organi di protezione, dove si ha la corrente di cortocircuito massima e nel punto terminale del circuito dove si ha la corrente di cortocircuito minima.
Questa seconda verifica è necessaria per verificare che la lunghezza del conduttore permetta, in caso di guasto, lo stabilirsi di una corrente di cortocircuito sufficiente a fare intervenire lo sganciatore elettromagnetico dell'interruttore.
La corrente di cortocircuito minima è calcolabile mediante la formula semplificata:

$$I_{cc} = \frac{0{,}8 \cdot V \cdot S}{2 \cdot r \cdot L}$$

Ponendo Icc eguale al valore di taratura Im dello sganciatore magnetico e ricavando L si ottiene la lunghezza massima di cavo protetta dall'interruttore scelto.

$$L_{\max} = \frac{0{,}8 \cdot V \cdot S}{2 \cdot r \cdot I_m}$$

dove:

- V è la tensione nominale in Volt;
- 0,8 è un fattore che tiene conto dell'abbassamento di V durante il cortocircuito;
- S è la sezione del conduttore in mm^2;
- r è la resistività del conduttore alla temperatura media del cortocircuito, assunta pari a 0,027 [$\Omega \cdot mm^2/m$] per il rame;
- 2 è un fattore che tiene conto che la corrente di cortocircuito interessa un conduttore di lunghezza 2 L;
- I_m è la corrente di cortocircuito minima che provoca l'apertura dell'interruttore.

Le norme prevedono una tolleranza del 20% sul valore reale di I_m.

9.1.4 Protezione contro i contatti diretti e indiretti

La protezione delle persone dai contatti elettrici diretti sarà garantita attraverso misure di protezione totali, ovvero mediante adeguato isolamento e/o involucri e barriere che ostacolino il contatto accidentale con le parti attive.
L'isolamento dell'impianto elettrico, lì dove non si adoperino cavi con guaina dovrà essere asportabile solo mediante attrezzo. Vernici, smalti, lacche e similari non sono considerati idonei dalla norma come mezzo per l'isolamento delle parti attive.
Inoltre, le barriere (quali ad es. i coperchi delle cassette di derivazione) dovranno essere asportabili solo mediante attrezzo.
L'isolamento delle apparecchiature costruite in fabbrica deve soddisfare le relative norme.
Se si rendesse necessario, per ragioni di esercizio, aprire un involucro o rimuovere una barriera, dovrà essere rispettata almeno una delle seguenti prescrizioni:

- Uso di chiave o attrezzo da parte di personale addestrato.

- Sezionamento delle parti attive con interblocco meccanico e/o elettrico.
- Interposizione di una barriera intermedia, che impedisca il contatto con le parti attive, con grado di protezione ≥ IP2x rimovibile con chiave o attrezzo. L'isolamento delle apparecchiature costruite in fabbrica deve soddisfare le relative norme.

La protezione contro i contatti indiretti sarà invece garantita attraverso l'interruzione automatica dell'alimentazione. Ciò avverrà attraverso il corretto coordinamento tra i dispositivi di protezione contro il cortocircuito e l'impedenza dell'anello di guasto.

9.1.5 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} = 1.73 sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza cosϕ è pari a 1.
Dal valore massimo (modulo) di *Ib* vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

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

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

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

La potenza di dimensionamento *Pd* è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

nella quale *coeff* è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.
Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle (P_d a valle).
La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

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

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

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

9.1.6 Calcolo della temperatura dei cavi

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

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

espresse in °C.
Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.
Il coefficiente α_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

9.1.7 Cadute di tensione

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

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

Dove:

f rappresenta le tre fasi R, S, T;
n rappresenta il conduttore di neutro;
i rappresenta le *k* utenze coinvolte nel calcolo;

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

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

con:

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

I parametri *Rcavo* e *Xcavo* sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km.
Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

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

.

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

9.2 Fornitura della rete in Media e Alta tensione

Nel caso della media e alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura V_{mt} (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima, Ikmax (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra massima, Ik1ftmax (in kA);

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima, Ikmin (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima, Ik1ftmin (in kA);

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

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

da cui si ricavano le componenti dirette:

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

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

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

e le componenti omopolari:

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

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

9.3 Trasformatori

Per i trasformatori, sono richiesti i seguenti dati di targa:

- 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 Ilr/Irt;
- 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:

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

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:

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

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

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

9.3.1 Fattori di correzione per 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.

9.3.2 Fattore di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3)

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

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

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

dove

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

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

9.4 Calcolo dei guasti

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).
Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (dissimmetrico);
- guasto bifase-neutro (dissimmetrico);
- guasto bifase-terra (dissimmetrico);
- guasto fase terra (dissimmetrico);
- guasto fase neutro (dissimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti all'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

9.4.1 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 *Cmax*;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mΩ risulta:

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

dove ΔT è 50 o 70 °C e α = 0.004 a 20 °C.

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

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

possiamo sommare queste ai parametri diretti dell'utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.
Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

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

La reattanza è invece:

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

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

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.
Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

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

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

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

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

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

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

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

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

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

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

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire *sbarra* a *cavo*.
Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.
Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in m□) di guasto trifase:

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

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

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

Fase terra:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

dove:

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

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto, *Ip* 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.

9.4.2 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 Cmin, che può essere 0.95 se Cmax = 1.05, oppure 0.90 se Cmax = 1.10 (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore Cmin 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_{k1min} e fase terra , espresse in kA:

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

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

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

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

9.4.3 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.

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

e la corrente di picco:

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

9.4.4 Scelta delle protezioni

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

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

9.4.5 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

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

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

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

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

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.
La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

a) Le intersezioni sono due:
   - *Iccmin/linters min* (quest'ultima riportata nella norma come *Ia*);
   - *Iccmax/linters max* (quest'ultima riportata nella norma come *Ib*).

b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
   - Iccmin/linters min.

c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
   - Icc max/linters max.

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

Note:

- La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti K^2S^2 e la *Iz* dello stesso.
- La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

9.5 Dati tecnici del cavo utilizzato

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo saranno confomri alla norma IEC 60502-2.
L'isolante dei cavi è costituito da mescola in HEPR e fra esso e il conduttore è interposto uno strato di mescola semiconduttrice. Sopra l'isolante è posto uno strato per la tenuta all'acqua, consistente in un nastro semiconduttore. Il cavo presenta uno schermo metallico realizzato con nastro di rame avvolto a cilindro longitudinale. Sopra lo schermo metallico sono presenti due differenti strati di protezione in guaina protettiva in polietilene. La tensione nominale dei cavi è pari a 30kV
Considerate le diverse portate del cavo nelle differenti modalità di posa, ai fini del calcolo si terrà conto delle condizioni peggiorative, ossia quelle relative al tratto con posa interrata, intendendosi con esse verificate anche le altre condizioni di posa aventi parametri di calcolo migliorativi rispetto al caso in esame.

9.5.1 Temperatura del terreno

Al fine di un corretto dimensionamento, occorre tenere conto della temperatura del terreno effettiva, diversa da quella STC di riferimento (20°) attraverso l'utilizzo di idoei fattori correttivi.
È stata stimata una temperatura massima del terreno pari a 25°C alla profondità di posa dei cavi, per cui il fattore correttivo utilizzato sarà K1 = 0,96.

9.5.2 Resistività termica del terreno

In generale, per tutte le linee elettriche, si considera la posa in terreno asciutto (condizione più gravosa) con una resistività termica del terreno pari a 1,5 K*m/W.
Pertanto, non si applica alcun fattore correttivo e si utilizzerà K4 = 1.

10 Caratteristiche dei cavi utilizzati

Le caratteristiche fisiche ed elettriche dei cavi a 30 kV sono riportate nelle tabelle seguenti.
La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune in relazione al numero di linee ed alle formazioni, come mostrato negli elaborati grafici facenti parte del progetto.

RG7H1M1 18/30 kV

Caratteristiche tecniche/*Technical characteristics*

Formazione / Size	Ø indicativo conduttore / *Approx. conduct. Ø*	Ø indicativo isolante / *Approx. insulation Ø*	Ø esterno max / *Max outer Ø*	Peso indicativo cavo / *Approx. cable weight*	Portata di corrente / *Current rating* A			
					in aria / *in air*		interrato* / *buried**	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio / *trefoil*	in piano / *flat*	a trifoglio / *trefoil*	in piano / *flat*
1 x 50	8,1	25,0	31,5	1386,0	256,0	290,0	231,0	240,0
1 x 70	9,7	25,0	31,5	1532,0	319,0	360,0	284,0	294,0
1 x 95	11,4	26,0	32,5	1791,0	389,0	441,0	339,0	351,0
1 x 120	12,9	27,0	33,5	2006,0	449,0	507,0	387,0	400,0
1 x 150	14,3	28,2	34,8	2367,0	506,0	576,0	432,0	448,0
1 x 185	16,0	29,3	35,9	2693,0	562,0	661,0	489,0	507,0
1 x 240	18,3	31,0	37,9	3316,0	689,0	775,0	567,0	583,0
1 x 300	21,0	34,0	41,5	3978,0	790,0	884,0	640,0	654,0
1 x 400	23,2	37,0	44,3	4885,0	913,0	1020,0	725,0	740,0
1 x 500	26,4	40,6	48,1	6050,0	1056,0	1174,0	820,0	835,0
1 x 630	30,4	44,6	51,3	7522,0	1210,0	1334,0	923,0	932,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
* *Ground thermal resistivity 100°C cm/W*

Caratteristiche elettriche/*Electrical characteristics*

Formazione / Size	Resistenza elettrica a 20°C / *Max. electrical resistance at 20°C*	Resistenza apparente a 105°C e 50Hz / *Conductor apparent resistance at 105°C and 50Hz*		Reattanza di fase / *Phase reactance*		Capacità a 50Hz / *Capacity at 50Hz*
		a trifoglio / *trefoil*	in piano / *flat*	a trifoglio / *trefoil*	in piano / *flat*	
n° x mm²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	µF/km
1 x 50	0,387	0,517	0,516	0,14	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,358	0,358	0,13	0,19	0,17
1 x 95	0,193	0,258	0,258	0,12	0,18	0,19
1 x 120	0,153	0,205	0,205	0,12	0,18	0,22
1 x 150	0,124	0,166	0,166	0,11	0,17	0,24
1 x 185	0,0991	0,133	0,133	0,11	0,17	0,27
1 x 240	0,0754	0,102	0,102	0,10	0,16	0,30
1 x 300	0,0601	0,082	0,082	0,10	0,16	0,34
1 x 400	0,0470	0,065	0,065	0,099	0,16	0,38
1 x 500	0,0366	0,053	0,052	0,095	0,15	0,42
1 x 630	0,0283	0,043	0,041	0,096	0,15	0,47

Energia - Applicazioni terrestri e/o eoliche
Power - Ground and/or wind farm applications

RG7H1R EPRO-SETTE™

Unipolare da 1,8/3 kV a 26/45 kV / *Single core from 1,8/3 kV to 26/45 kV*

Unipolare da 1,8/3 kV a 45 kV / *Single core from 1,8/3 kV to 45 kV*

sezione nominale	diametro indicativo conduttore	spessore isolante	diametro esterno massimo	peso indicativo del cavo	raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	*approximate conductor diameter*	*insulation thickness*	*maximum outer diameter*	*approximate weight*	*minimum bending radius*
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)
Dati costruttivi / *Construction charact.* - 18/30 kV					
35	7,0	8,0	34,6	1290	450
50	8,2	8,0	34,8	1390	450
70	9,9	8,0	36,6	1660	480
95	11,6	8,0	38,3	1940	500
120	13,1	8,0	39,8	2230	520
150	14,4	8,0	41,2	2520	540
185	16,1	8,0	43,4	2960	570
240	18,5	8,0	45,8	3560	600
300	21,1	8,0	48,5	4240	640
400	23,9	8,0	51,3	5120	680
500	27,1	8,0	55,3	6300	730
630	30,7	8,0	59,8	7790	790
Dati costruttivi / *Construction charact.* - 26/45 kV					
70	9,9	10,0	42,2	2010	550
95	11,6	10,0	44,3	2360	580
120	13,1	10,0	45,9	2660	600
150	14,4	9,0	45,1	2810	590
185	16,1	9,0	46,9	3220	620
240	18,5	9,0	49,3	3840	650
300	21,1	9,0	52,6	4590	690
400	23,9	9,0	55,1	5440	730
500	27,1	9,0	59,1	6640	780
630	30,7	9,0	63,3	8150	840

sezione nominale	posa in aria		posa interrata			
	in piano	a trifoglio	in piano p=1 °C m/W	a trifoglio p=1 °C m/W	in piano p=2 °C m/W	a trifoglio p=2 °C m/W
conductor cross-section	*open air installation*		*underground installation*			
	flat	*trefoil*	*flat*	*trefoil*	*flat*	*trefoil*
			p=1 °C m/W		*p=2 °C m/W*	
(mm²)	(A)	(A)	(A)	(A)	(A)	(A)
Caratt. elettriche / *Electrical charact.* - 18/30 kV						
35	211	191	187	181	146	142
50	253	229	222	214	172	166
70	316	285	272	263	210	203
95	386	347	325	314	250	242
120	445	400	370	358	283	275
150	505	452	413	400	315	306
185	580	520	467	453	355	345
240	680	614	539	525	408	398
300	775	704	606	593	457	448
400	895	815	684	671	514	506
500	1030	943	775	761	580	572
630	1170	1085	874	860	650	644
Caratt. elettriche / *Electrical charact.* - 26/45 kV						
70	318	285	264	256	205	199
95	385	346	315	305	243	237
120	443	398	358	348	275	269
150	502	449	400	389	305	299
185	576	516	451	441	344	338
240	675	609	520	511	395	390
300	769	698	585	575	442	438
400	881	807	661	654	498	495
500	1014	933	742	739	557	558
630	1178	1069	848	836	635	630

11 Stazione elettrica utente

Le linee provenienti dalle cabine di di trasformazione del parco fotovoltaico confluiranno nella cabina di consegna ubicata all'interno dell'area dedicata alla stazione elettrica utente (SEU).
Al fine di sezionare e proteggere opportunamente le linee in ingresso ed in uscita dalla cabina di consegna, verranno installate le seguenti apparecchiature elettromeccaniche:

- n. 6 unità MT arrivo/partenza con scaricatore;
- n. 7 unità MT interruttori di protezione;
- n. 6 unità MT celle misure.
- n. 1 unità MT interruttore di protezione;
- n. 6 unità MT risalita.

Nell'elenco sopra riportato è incluso l'interruttore in MT per la protezione del trasformatore MT/BT dedicato ai servizi ausiliari.

11.1 Caratteristiche delle apparecchiature di media tensione

L'isolamento dell'apparecchiatura sarà corrispondente al valore normale delle tensioni nominali, pari o superiore a quella della tensione primaria effettiva.
Il valore di corrente di corto circuito da considerare per il progetto e le prove, deve essere ricavato dalla potenza apparente di corto circuito della rete nel punto di installazione (dato da richiedere al Gestore della RTN).
In mancanza di dati attendibili al riguardo si possono assumere i seguenti valori:

TENSIONE MASSIMA DI RETE [kV]	POTENZA APPARENTE DI CORTO CIRCUITO [MVA]
30	1000
in accordo con le norme CEI 14-4	

Non sono consentiti organi di manovra che non interrompano contemporaneamente le tre fasi.

11.1.1 Trasformatore MT/BT

Il trasformatore dovrà essere conforme alle relative norme CEI 14-4 e CEI 14-8.
Col commutatore di M.T. sulla presa principale, i valori delle perdite dovute al carico, delle perdite a vuoto, delle correnti a vuoto, devono essere quelli indicati nel seguente prospetto:

Potenza nominale (kVA)	Perdite dovute al carico (W)	Perdite a vuoto (W)	Corrente a vuoto (% In)
100	1.400	250	1,5

I livelli di potenza sonora non potranno superare i 56 dB(A) e comunque dovranno essere commisurati alle esigenze del luogo di installazione.

11.1.2 Protezioni sezione 30 kV

Le protezioni MT dovranno avere le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Tensione nominale	kV	36

Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale 50Hz/1min valore efficace	kV	70
Tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico 1,2/50 μS valore di picco	kV	170
Tensione di esercizio	kV	30
Frequenza nominale	Hz	50 / 60
N° fasi	-	3
Corrente nominale delle sbarre principali	A	630
Corrente nominale max delle derivazioni	A	630
Corrente nominale ammissibile di breve durata	kA	12,5
Corrente nominale di picco	kA	31,5
Potere di interruzione degli interruttori alla tensione nominale	kA	12,5
Durata nominale del corto circuito	s	1

Dovranno inoltre posserere i seguenti requisiti:

- Verniciatura standard colore RAL 9003 goffrato (solo fronte)
- Derivatore capacitivo e lampade presenza di tensione Us da 10 a 20 KV
- Comando man a passaggio di punto morto tipo CIT
- Contatti aux su interruttore (1NA+1NC+1CO)
- Contatti aux supplementari (1NA su IMS/SEZ + 1NA+1NC su SEZ DI TERRA)
- Blocco chiave su SEZ TERRA chiave libera in posizione di aperto
- Blocco chiave su SEZ TERRA chiave libera in posizione di chiuso
- Blocco chiave chiave libera in posizione di aperto
- n. 2 Sensore rilevazione arco
- Res anticondensa 50W 220V 50Hz regolata da termostato e protetta da interruttore
- n.2 lampade di segnalazione (Rosso= chiuso; verde= aperto)
- Interruttore automatico protezione circuiti aux
- Toroide omopolare chiuso tipo CSH 160 diametro = 160 mm CEI 0-16
- N.1 kit di 3 sensori per rilevazione termica arrivo/partenza cavi

11.1.3 Unità misura tensione sbarre (fase/massa): 30kV

Le celle misura dovranno avere le seguenti caratteristiche e dotazioni:

- IAC AFLR 12,5kA 1s Sfogo gas dal basso
- Verniciatura standard colore RAL 9003 goffrato (solo fronte)
- Senza presenza di tensione
- n.3 TV f/m VRQ2/S3 Ue20kV Rapp 30000 : r3/100:r3/100:3 - 5VA cl05/5VA cl05/50VA cl05 - 3P
- Resistenza antiferrorisonanza cablata
- Comando manuale a manovra dipendente tipo CS1
- Contatti aux su SEZ per unità CM e CM2 (2NA+1NC)
- Contatto aux segnalazione fusibile intervenuto (1NA)
- Blocco chiave su SEZ TERRA chiave libera in posizione di aperto
- Blocco chiave su SEZ TERRA chiave libera in posizione di chiuso
- Blocco chiave su IMS/SEZ chiave libera in posizione di aperto
- n.3 Fusibile tipo FUSARC-CF Vn =30 KV In=6,3 A
- n.2 Sensori rilevazione arco
- Resistenza anticondensa 50W 220V 50Hz regolata da termostato e protetta da interruttore

11.2 Sezione in alta tensione a 150kV

La stazione elettrica utente 150/30 kV al servizio del parco fotovoltaico prevede l'installazione di quanto segue:

- n. 1 Stallo AT d'interfaccia (partenza e misura);
- n. 1 Stallo AT di trasformazione (dotato di trasformatori da 130/165 MVA);
- n.1 Stallo AT predisposto per la connessione di un eventuale altro produttore, dotato esclusivamente di sezionatore AT;
- n. 1 Terna di linea in cavo AT per il collegamento della SEU con la SE RTN.

Lo stallo trasformatore è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni TERNA.
La costruzione della SEU avverrà nella piena osservanza Norme CEI EN 50522 e CEI EN 61936-1.
Di seguito si riportano le principali caratteristiche della sottostazione elettrica di trasformazione 150/30kV:

- Tensione di esercizio del sistema: 150 kV
- Tensione massima del sistema: 170 kV
- Frequenza nominale: 50 Hz
- Tensione di tenuta a frequenza industriale: 325 kV
- Tensione di tenuta ad impulso atmosferico: 750 kV
- Corrente nominale di breve durata: 31,5 kA x 1 s
- Linea di fuga per gli isolatori: 25 mm/kV

Interruttori tripolari in SF6:

- corrente nominale: 2000 A;
- potere di interruzione nominale in cto cto: 31,5 kA.

Sezionatori tripolari verticali di sbarra, orizzontali con lame di messa a terra sulle partenze di linea:

- corrente nominale: 2000 A (con lame di terra);
- corrente nominale di breve durata: 31,5 kA.

Trasformatori di corrente:

- rapporto di trasformazione nominale: 400-1600/5 A/A
- corrente massima permanente: 1,2 I primaria nominale,
- corrente nominale termica di cto cto: 31,5 kA.

Trasformatori di tensione:

di tipo capacitivo, eccetto quelli dedicati alle misure contrattuali che potranno essere di tipo induttivo.
La tensione nominale prescritta per l'avvolgimento primario del trasformatore di tensione del Sistema,

è:

- pari alla tensione nominale della rete nel punto fisico di inserzione dello stesso TV diviso 3 nel caso di inserzione del trasformatore tra fase e terra
- pari alla tensione nominale della rete nel punto fisico di inserzione dello stesso

TV nel caso di inserzione del trasformatore tra fase e fase.

La tensione nominale prescritta per l'avvolgimento secondario del trasformatore di tensione dedicato alla misura del Sistema, è:

- 100/ rad 3 V nel caso di inserzione del trasformatore tra fase e terra;
- 100 V nel caso di inserzione del trasformatore tra fase e fase.

Sbarre:

- corrente nominale: 2000 A.

Trasformatore trifase in olio minerale

- Tensione massima 170 kV
- Frequenza 50 Hz
- Rapporto di trasformazione 150/30 kV
- Livello d'isolamento nominale all'impulso atmosferico 750 kV
- Livello d'isolamento a frequenza industriale 325 kV
- Tensione di corto circuito 13,5 %
- Collegamento avvolgimento Primario Stella
- Collegamento avvolgimento Secondario Triangolo
- Potenza in servizio continuo (ONAN/ONAF) 100/110 MVA
- Potenza in servizio continuo (ONAN/ONAF) 110/120 MVA

Interruttore a tensione nominale 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI		
Tipologia	Tipo 1	Tipo 2
Salinità di tenuta a 98 kV (Kg/m^3) valori minimi consigliati	da 14 a 56 (*)	
Poli (n°)	3	
Tensione massima (kV)	170	
Corrente nominale (A)	1250	2000
Frequenza nominale (Hz)	50	
Tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico verso massa (kV)	750	
Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale verso massa (kV)	325	
Corrente nominale di corto circuito (kA)	20	31.5
Potere di stabilimento nominale in corto circuito (kA)	50	80
Durata nominale di corto circuito (s)	1	
Sequenza nominale di operazioni	O-0,3"-CO-1'-CO	
Potere di interruzione nominale in discordanza di fase (kA)	5	8
Potere di interruzione nominale su linee a vuoto (A)	63	
Potere di interruzione nominale su cavi a vuoto (A)	160	
Potere di interruzione nominale su batteria di condensatori (A)	600	
Potere di interruzione nominale di correnti magnetizzanti (A)	15	
Durata massima di interruzione (ms)	60	
Durata massima di stabilimento/interruzione (ms)	80	
Durata massima di chiusura (ms)	150	
Massima non contemporaneità tra i poli in chiusura (ms)	5,0	
Massima non contemporaneità tra i poli in apertura (ms)	3,3	

(*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati.

Sezionatori orizzontali a tensione nominale 150 kV con lame di messa a terra

GRANDEZZE NOMINALI	
Poli (n°)	3
Tensione massima (kV)	145-170
Corrente nominale (A)	2000
Frequenza nominale (Hz)	50
Corrente nominale di breve durata:	
- valore efficace (kA)	20-31.5
- valore di cresta (kA)	50-80
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1
Tensione di prova ad impulso atmosferico:	
- verso massa (kV)	650
- sul sezionamento (kV)	750
Tensione di prova a frequenza di esercizio:	
- verso massa (kV)	275
- sul sezionamento (kV)	315
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:	
- orizzontale longitudinale (N)	800
- orizzontale trasversale (N)	270
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15
Prescrizioni aggiuntive per il sezionatore di terra	
- Classe di appartenenza	A o B, secondo CEI EN 61129
- Tensioni e correnti induttive nominali elettromagnetiche ed elettrostatiche (kV,A)	Secondo classe A o B, Tab.1 CEI EN 61129

Sezionatori verticali a tensione nominale 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Poli (n°)	3
Tensione massima (kV)	145-170
Corrente nominale (A)	2000
Frequenza nominale (Hz)	50
Corrente nominale di breve durata:	
- valore efficace (kA)	20-31.5
- valore di cresta (kA)	50-80
Corrente nominale commutazione di sbarra (A)	1600
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1
Tensione di prova ad impulso atmosferico:	
- verso massa (kV)	650
- sul sezionamento (kV)	750
Tensione di prova a frequenza di esercizio:	
- verso massa (kV)	275
- sul sezionamento (kV)	315
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:	
- orizzontale longitudinale (N)	1250
- orizzontale trasversale (N)	400
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15

Sezionatore di terra sbarre a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Poli (n°)	3
Tensione massima (kV)	145-170
Frequenza nominale (Hz)	50
Corrente nominale di breve durata:	
- valore efficace (kA)	20-31.5
- valore di cresta (kA)	50-80
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1
Tensione di prova ad impulso atmosferico:	
- verso massa (kV)	650
Tensione di prova a frequenza di esercizio:	
- verso massa (kV)	275
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:	
- orizzontale trasversale (N)	600
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15

Trasformatore di corrente a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI		
Tensione massima	(kV)	170
Frequenza	(Hz)	50
Rapporto di trasformazione(**)	(A/A)	400/5 800/5 1600/5
Numero di nuclei(**)	(n°)	3
Corrente massima permanente	(p.u.)	1,2
Corrente termica di corto circuito	(kA)	31,5
Impedenza secondaria II e III nucleo a 75°C	(Ω)	≤0,4
Reattanza secondaria alla frequenza industriale	(Ω)	Trascurabile
Prestazioni(**) e classi di precisione:		
- I nucleo	(VA)	30/0,2 50/0,5
- II e III nucleo	(VA)	30/5P30
Fattore sicurezza nucleo misure		≤10
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto	(kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico	(kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV	(kg/m^3)	da 14 a 56(*)
Sforzi meccanici nominali sui morsetti		
Secondo la Tab.8, Classe II della Norma CEI EN 60044-1.		

(*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati.
(**) I valori relativi ai rapporti di trasformazione, alle prestazioni ed al numero dei nuclei devono intendersi come raccomandati; altri valori potranno essere adottati in funzione delle esigenze dell'impianto.

Trasformatore di tensione capacitivo a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione massima di riferimento per l'isolamento (kV)	170
Rapporto di trasformazione	$\frac{150.000/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}}$
Frequenza nominale (Hz)	50
Capacità nominale (pF)	4000
Prestazioni nominali (VA/classe)	40/0,2-75/0,5-100/3P(**)
Fattore di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s	1,5
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico (kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m^3)	Da 14 a 56(*)
Scarti della capacità equivalente serie in AF dal valore nominale a frequenza di rete	-20% ÷ 50%
Resistenza equivalente in AF (Ω)	≤ 40
Capacità e conduttanza parassite del terminale di bassa tensione a frequenza compresa tra 40 e 500 kHz, compresa l'unità elettromagnetica di misura:	
- C_{pa} (pF)	≤(300+0,05 C_n)
- G_{pa} (μS)	≤50
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:	
- orizzontale, applicato a 600 mm sopra la flangia B (N)	2000
- verticale, applicato sopra alla flangia B (N)	5000

(*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati
(**) I valori relativi alle prestazioni e al numero dei nuclei devono essere intesi come raccomandati altri valori potranno essere adottati in funzione delle esigenze dell'impianto.

Trasformatore di tensione induttivo a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione massima di riferimento per l'isolamento (kV)	170
Tensione nominale primaria (V)	150.000/√3
Tensione nominale secondaria (V)	100/√3
Frequenza nominale (Hz)	50
Prestazione nominale (VA)(**)	50
Classe di precisione	0,2-0,5-3P
Fattore di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s	1,5
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico (kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m^3)	Da 14 a 56(*)
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:	
- orizzontale (N) - verticale (N)	Tab. 9 Norma CEI EN 60044-2

(*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati
(**) I valori relativi alle prestazioni e al numero dei nuclei devono essere intesi come raccomandati; altri valori potranno essere adottati in funzione delle esigenze dell'impianto.

Scaricatori per tensione nominale a 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione di servizio continuo (kV)	110
Frequenza (Hz)	50
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m^3)	Da 14 a 56(*)
Massima tensione temporanea per 1s (kV)	158
Tensione residua con impulsi atmosferici di corrente (alla corrente nominale 8/20 µs) (kV)	396
Tensione residua con impulsi di corrente a fronte ripido (10 kA - fronte 1 µs) (kV)	455
Tensione residua con impulsi di corrente di manovra (500 A, 30/60 µs) (kV)	318
Corrente nominale di scarica (kA)	10
Valore di cresta degli impulsi di forte corrente (kA)	100
Classe relativa alla prova di tenuta ad impulsi di lunga durata	2
Valore efficace della corrente elevata per la prova del dispositivo di sicurezza contro le esplosioni (kA)	31,5

(*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati

È prevista la posa in opera di un cavo in FO per la trasmissione dei dati relativi ai parametri delle protezioni ed al funzionamento dell'impianto.

11.3 Servizi ausiliari in c.a. e c.c.

Il sistema dei servizi ausiliari in c.a. è costituito da:

- Quadro MT;
- Trasformatore MT/BT;
- Quadro BT centralizzato di distribuzione.

I servizi ausiliari in c.c. a 110 V sono alimentati da due raddrizzatori carica-batteria in tampone con una batteria prevista per un'autonomia di 4 ore. Ciascuno dei due raddrizzatori è in grado di alimentare i carichi di tutto l'impianto e contemporaneamente di fornire la corrente di carica della batteria; in caso di anomalia su un raddrizzatore i carichi vengono commutati automaticamente sull'altro.
Il sistema dei servizi ausiliari in c.c. è costituito da: batteria, raddrizzatori, quadro di distribuzione centralizzato e quadri di distribuzione nei chioschi (comuni per c.a. e c.c.).
All'esterno verrà anche installato un gruppo elettrogeno di potenza pari a 100 kVA che, in caso di guasto del trasformatore di servizio MT/BT, consentirà di evitare l'interruzione della produzione.
La SEU verrà inoltre dotata dei seguenti impianti:

- Condizionamento telecontrollato;
- Antincendio;
- Antintrusione;
- Illuminazione e prese interne;
- Illuminazione esterna.

11.4 Trasformatore AT/MT

Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria 150 KV e secondaria 30 kV, è costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a

cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei sono realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore.
Gli avvolgimenti vengono tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico E Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore è corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione.
Lo smaltimento dell'energia termica prodotta nel trasformatore per effetto delle perdite nel circuito magnetico e negli avvolgimenti elettrici sarà del tipo ONAN/ONAF (circolazione naturale dell'olio e dell'aria/ circolazione naturale dell'olio e forzata dell'aria).
Le casse d'olio sono in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori. Isolatori passanti in porcellana. Riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante siliconico ininfiammabile. Il trasformatore è dotato di valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, valvola di scarico delle sovrapressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili.

11.5 Sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo

La SEU verrà controllata attraverso:

- Sistema di protezioni AT/MT con protocollo IEC61850;
- Sistema SCADA+RTU+UPDM (inglobato in sistema unico di stazione).

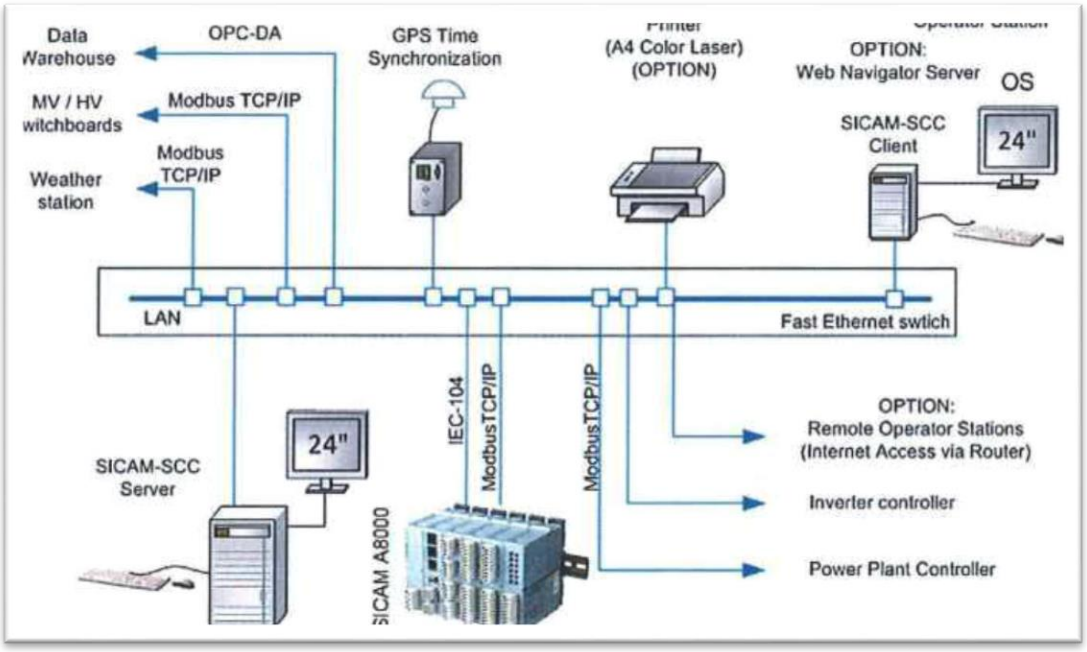
I sistemi di controllo, di protezione e di misura centralizzati sono installati nel locale dedicato ed interconnessi tra loro e con le apparecchiature installate tramite cavi a fibre ottiche e hanno la funzione di connettere l'impianto con i sistemi remoti di telecontrollo, di provvedere al controllo e all'automazione a livello di impianto di tutta la stazione, alla restituzione dell'oscilloperturbografia e alla registrazione cronologica degli eventi.
Dalla sala quadri centralizzata è possibile il controllo della stazione qualora venga a mancare il sistema di teletrasmissione o quando questo è messo fuori servizio per manutenzione. In sala quadri la situazione dell'impianto (posizione degli organi di manovra), le misure e le segnalazioni sono rese disponibili su un display video dal quale è possibile effettuare le manovre di esercizio.
Il sistema di monitoraggio previsto comprende una serie di funzioni e caratteristiche per garantire un funzionamento affidabile e fornire informazioni precise agli operatori, anche in maniera automatizzata; in particolare in conformità ai requisiti TERNA, il monitoraggio dell'impianto implementa e risponde all'allegato A.68 " Impianti di produzione fotovoltaica - requisiti minimi per la connessione e l'assistenza in parallelo con la rete AT.
Le caratteristiche principali supportate dal PPC proposto sono:

- Stato dell'impianto
- Registrazione
- segnalazione
- Gestione di eventi e allarmi
- Gestione della manutenzione

Pertanto, il sistema si dovrà occupare di post processare tutti i segnali caratteristici provenienti dall'impianto, quali:

- Parametri di controllo (Tensione/corrente) delle stringhe e delle string box;
- Caratteristica tensione corrente negli inverter e nei trasformatori;
- Stato dei quadri BT e MT;
- Potenze elettriche e fisiche coinvolte;

Per la comunicazione tra i dispositivi di campo vengono utilizzati il database centrale e il protocollo di comunicazione Ethernet e TCP / IP, secondo il layout che si descrive con la figura seguente:



Layout di comunicazione

La soluzione PPC prevista per il parco fotovoltaico comprende i seguenti elementi:

- 41 RS 900 (una per ogni stazione di trasformazione)
- 1 RSG2101
- 1 SICAM A8050 (concentratore di dati)
- 1 Controller centrale elettrica 3AK
- 1 Server SICAM-SCC (con monitor)

Chiaramente il sistema di monitoraggio sarà collegato alla rete medianti cavi in rame e a fibra ottica a norma CEI EN 60794-03 e ITU3T G.652.

Al sistema SCADA faranno capo anche i punti di misura di una serie di parametri ambientali e climatici tali da poter monitorare le condizioni al contorno (Bc's).
Pertanto il monitoring and data acquisition system sarà composto da due sezioni: una che ha in carico il monitoraggio dei parametri da cui dipendono le performance dell'impianto e un'altra più prettamente climatica. Quest'ultima parte, in capo sostanzialmente a un sistema di stazioni di rilevamento meteo, sarà di supporto al sistema più prettamente tecnico che dovrà monitorare l'irraggiamento, la temperatura dei moduli fotovoltaici mediante un sistema di rilevazione dei dati di irraggiamento e un sistema di piranometri.
Naturalmente la parte software di processing dei dati acquisiti è affidata al sistema SCADA che vedrà quindi necessariamente un sistema di collegamento principalmente mediante interfaccia Ethernet e facendo affidamento su protocolli compatibili.

11.6 Impianto di Terra

L'impianto di messa a terra sarà realizzato mediante la posa di dispersori di terra, del tipo a croce, infissi verticalmente nel terreno, in acciaio zincato di spessore sufficiente ad assicurare la necessaria robustezza meccanica nei confronti delle sollecitazioni conseguenti l'infissione nel terreno. I dispersori

saranno fra di loro interconnessi tramite corda in rame nudo di sezione opportuna, posata ad intimo contatto con il terreno, e disposta ad anello attorno al perimetro dei basamenti in calcestruzzo.
La sicurezza elettrica all'interno della SEU sarà garantita dell'equpotenzializzazione dell'intera area realizzata attraverso una maglia in rame nudo interratta.

11.7 Impianto di Sicurezza

È previsto un impianto di Sicurezza e Antiintrusione deputato a garantire l'integrità dell'impianto da eventuali atti criminosi. Va da sé che la prima misura atta a preservare l'impianto da eventuali accessi non autorizzati è la rilevazione dei tentativi di accesso dall'esterno mediante l'installazione di un sistema di sicurezza perimetrale e un sistema di videosorveglianza che abbia contezza della situazione lungo il perimetro dell'impianto.
Naturalmente le immagini acquisite, a norma di legge, verranno registrate mediante un sistema di video-recording a circuito chiuso.
Si prevede:

- Una postazione di Videosorveglianza, Videonalisi e Videorecording, dotata di NVR e monitor;
- Accesso da remoto mediante port forwanding da router internet, in questo modo sarà possibile accedere all'intero sistema in qualunque momento.
- La definizione delle zone e dei protocolli di sistema verrà effettuata in fase di progettazione esecutiva.
- Per quanto riguarda il sistema di antiintrusione perimetrale questo sarà dotato di una centrale dotata di modulo telefonico GSM/GPRS accessibile anche da applicazioni smartphone o da remoto.
- Sensori di contatto installati nei punti di accesso;
- Sensori volumetrici tali da monitorare la viabilità di accesso;
- Sirene di allarme;
- Inseritori a chiave RFID con tastierino numerico.

Data l'importanza rivestita dalla SEU si prevede un sistema di sorveglianza dedicato.

12 Impianto di illuminazione

Il Parco Fotovoltaico sarà fornito da un sistema di illuminazione esterna di tre tipi:
Illuminazione perimetrale per i quattro campi
L'Illuminazione esterna per le cabine di campo e di impianto
Tali sistemi sono stati progettati al fine di garantire il minimo possibile di energia e inquinamento luminoso utilizzando le moderne tecnologie a LED e prevedendo un sistema di sensori, già presente per l'impianto di sicurezza, che sarà tarato per attivarsi esclusivamente con la presenza di entità significative (per massa e volume). Ciò consentirà all'impianto di non attivarsi per la maggior parte del tempo e non essendo attivato dalla la presenza della fauna locale di piccola taglia (es. volpi, conigli, istrici ecc.).
Illuminazione perimetrale SSEU
Sarà realizzato un impianto di illuminazione per la videosorveglianza composto da armature IP65 in doppio isolamento (classe 2) con lampade a LED da 79W posti nelle immediate vicinanze delle telecamere e quindi sulla sommità del palo.
Illuminazione esterna cabine di campo e di impianto
L'impianto di illuminazione esterna delle cabine sarà così configurato:

- Tipo lampade: 24 led 1144 Litio - POWERLED;

- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, con alettature di raffreddamento;
- Numero lampade: 4;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

13 Elettrodotto di collegamento

Il progetto dell'elettrodotto aereo per Il collegamento tra SEU e SE, di lunghezza pari a circa 15 Km, è oggetto di prgettazione separata.
Si rimanda pertato agli elaborati specifici.

14 Valutazione dei campi elettrici e magnetici

Le informazioni circa lo studio dei campi elettromagnetici e le risultanze dei relativi calcoli sono riportate nella relazione specialistica allegata al progetto.

15 Inquinamento acustico

Nelle SEU le apparecchiature che possono emettere rumore in modo continuativo sono i trasformatore AT/MT, per i quali si può considerare un livello di pressione sonora Lp(A) a vuoto alla tensione nominale non superiore a 72 dB(A) a 0.3 metri in funzionamento ONAN e 78 dB(A) a 2 metri in funzionamento ONAF: esso però non viene percepito all'esterno del perimetro di recinzione.
Anche gli interruttori, durante le manovre, possono provocare un rumore trasmissibile all'esterno ma tale circostanza si potrà verificare per una brevissima durata e con frequenze basse.
In ogni caso il rumore sarà contenuto nei limiti previsti dal DPCM 01/03/1991 con ss. mm. ed ii. e la legge quadro sull'inquinamento acustico del 26 ottobre 1995 n. 447.

16 Allegati

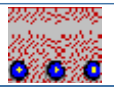
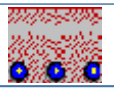
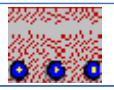
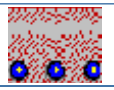
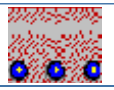
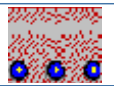
A seguire si allegano i report del calcolo di dimensionamento:

1. Cavetteria;
2. Dati salienti utenza;
3. Verifiche

Cavetteria

Data: 30/12/2021

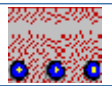
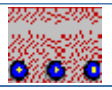
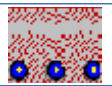
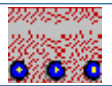
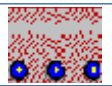
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
CAMPO A CCA								
CCA.CTA01	3x(1x70)	RAME	362	242	65,8	20	-1,27	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	69,7	$1,002*10^8$	-1,81	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CCA.CTA05	3x(1x70)	RAME	286	242	65,8	20	-1,24	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	69,7	$1,002*10^8$	-1,78	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CCA.CTA09	3x(1x70)	RAME	1389	242	65,8	20	-1,67	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	69,7	$1,002*10^8$	-2,24	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CCA.CTA13	3x(1x70)	RAME	921	242	45,7	20	-1,4	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	50,6	$1,002*10^8$	-1,96	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCA-01 CTA01								
CTA01.CTA02	3x(1x70)	RAME	484	242	45,7	20	-1,41	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	50,6	$1,002*10^8$	-1,97	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCA-05 CTA05								
CTA05.CTA06	3x(1x70)	RAME	146	242	45,7	20	-1,29	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	50,6	$1,002*10^8$	-1,83	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

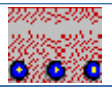
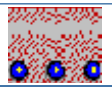
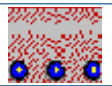
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
SCA-09 CTA09								
CTA09.CTA10	3x(1x70)	RAME	382	242	45,7	20	-1,78	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	58,7	$1,002*10^8$	-2,38	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCA-13 CTA13								
CTA13.CTA14	3x(1x70)	RAME	118	242	31,4	20	-1,42	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	37,8	$1,002*10^8$	-1,99	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCA-06 CTA06								
CTA06.CTA07	3x(1x50)	RAME	594	198	37,1	20	-1,45	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-2,03	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCA-10 CTA10								
CTA10.CTA11	3x(1x50)	RAME	832	198	37,1	20	-2,01	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-2,67	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCA-14 CTA14								
CTA14.CTA15	3x(1x50)	RAME	1162	198	24,3	20	-1,58	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-2,2	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

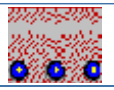
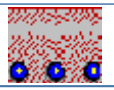
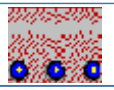
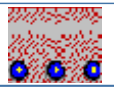
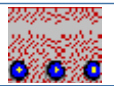
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
SCA-03 CTA03								
CTA03.CTA04	3x(1x70)	RAME	442	242	22,9	20	-1,57	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	24,6	$1,002*10^8$	-2,16	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCA-07 CTA07								
CTA07.CTA08	3x(1x50)	RAME	386	198	24,3	20	-1,5	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-2,1	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCA-11 CTA11								
CTA11.CTA12	3x(1x50)	RAME	719	198	24,3	20	-2,11	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-2,79	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

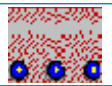
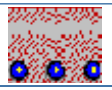
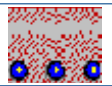
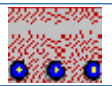
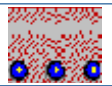
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
CAMPO B CCB								
CCB.CTB01	3x(1x120)	RAME	8886	329	44,8	20	-2,7	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	45,9	$2,945*10^8$	-2,85	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CCB.CTB05	3x(1x70)	RAME	3508	242	42,7	20	-1,58	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	43,4	$1,002*10^8$	-1,68	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CCB.CTB09	3x(1x50)	RAME	146	198	31,1	20	-0,642	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	45,7	$5,112*10^7$	-0,732	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCB-01 CTB01								
CTB01.CTB02	3x(1x50)	RAME	197	198	58,5	20	-2,78	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	79,1	$5,112*10^7$	-2,95	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCB-05 CTB05								
CTB05.CTB06	3x(1x50)	RAME	1421	198	34,1	20	-1,94	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	55	$5,112*10^7$	-2,24	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

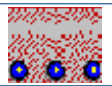
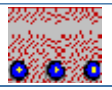
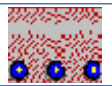
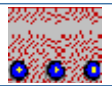
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
SCB-09 CTB09								
CTB09.CTB10	3x(1x50)	RAME	671	198	21,6	20	-0,699	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,4	$5,112*10^7$	-0,846	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCB-02 CTB02								
CTB02.CTB03	3x(1x50)	RAME	558	198	37,1	20	-2,94	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-3,14	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCB-06 CTB06								
CTB06.CTB07	3x(1x50)	RAME	3393	198	22,8	20	-2,32	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	47,4	$5,112*10^7$	-3,44	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCB-03 CTB03								
CTB03.CTB04	3x(1x50)	RAME	198	198	24,3	20	-2,96	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-3,18	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCB-07 CTB07								
CTB07.CTB08	3x(1x50)	RAME	311	198	20,7	20	-2,33	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-3,49	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

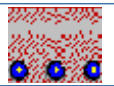
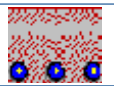
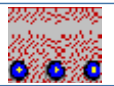
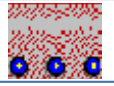
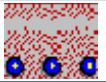
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
CAMPO C CCC								
CCC.CTC01	3x(1x95)	RAME	182	289	46,2	20	-1,2	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	53,5	$1,846*10^8$	-1,38	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCC-1 CTC01								
CTC01.CTC02	3x(1x95)	RAME	284	289	33,7	20	-1,25	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	36,4	$1,846*10^8$	-1,44	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCC-2 CTC02								
CTC02.CTC03	3x(1x95)	RAME	428	289	25,2	20	-1,3	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	32,5	$1,846*10^8$	-1,52	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCC-3 CTC03								
CTC03.CTC04	3x(1x95)	RAME	2190	289	22	20	-1,46	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	23,2	$1,846*10^8$	-1,73	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

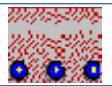
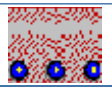
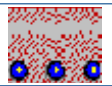
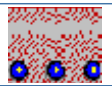
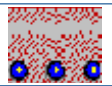
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
CAMPO D CCD								
CCD.CTD01	3x(1x70)	RAME	50	242	65,8	20	-1,72	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	67,8	$1,002*10^8$	-1,81	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CCD.CTD05	3x(1x70)	RAME	1381	242	65,8	20	-2,24	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	67,8	$1,002*10^8$	-2,35	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CCD.CTD09	3x(1x70)	RAME	860	242	45,7	20	-1,95	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	59,6	$1,002*10^8$	-2,11	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCD-1 CTD01								
CTD01.CTD02	3x(1x50)	RAME	699	198	58,5	20	-2,01	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	79,1	$5,112*10^7$	-2,17	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCD-5 CTD05								
CTD05.CTD06	3x(1x50)	RAME	172	198	58,5	20	-2,31	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	79,1	$5,112*10^7$	-2,44	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

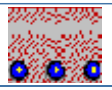
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
SCD-9 CTD09								
CTD09.CTD10	3x(1x50)	RAME	629	198	37,1	20	-2,12	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-2,33	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCD-2 CTD02								
CTD02.CTD03	3x(1x50)	RAME	486	198	37,1	20	-2,14	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-2,34	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCD-6 CTD06								
CTD06.CTD07	3x(1x50)	RAME	691	198	37,1	20	-2,5	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-2,68	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCD-10 CTD10								
SCD-10.CTD11	3x(1x50)	RAME	188	198	24,3	20	-2,15	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-2,36	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCD-3 CTD03								
CTD03.CTD04	3x(1x50)	RAME	130	198	24,3	20	-2,16	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-2,36	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

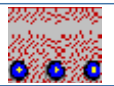
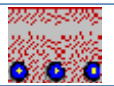
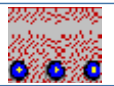
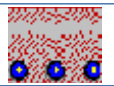
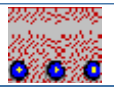
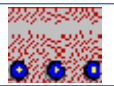
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
SCD-7 CTD07								
CTD07.CTD08	3x(1x50)	RAME	646	198	24,3	20	-2,59	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-2,79	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

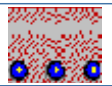
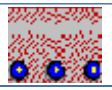
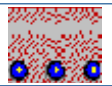
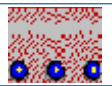
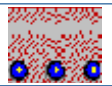
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
CAMPO E CCE								
CCE.CTE01	3x(1x70)	RAME	167	242	65,8	20	-1,51	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	77,9	$1,002*10^8$	-2,7	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CCE.CTE05	3x(1x70)	RAME	65	242	57,3	20	-1,47	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	77,9	$1,002*10^8$	-2,66	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CCE.CTE09	3x(1x70)	RAME	263	242	65,8	20	-1,55	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	77,9	$1,002*10^8$	-2,74	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CCE.CTE13	3x(1x70)	RAME	800	242	45,7	20	-1,68	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	58,7	$1,002*10^8$	-2,92	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-01 CTE01								
CTE01.CTE02	3x(1x50)	RAME	134	198	58,5	20	-1,57	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	77,9	$5,112*10^7$	-2,77	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-05 CTE05								
CTE05.CTE06	3x(1x50)	RAME	181	198	49,2	20	-1,54	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	65,7	$5,112*10^7$	-2,74	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

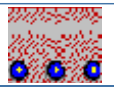
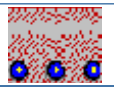
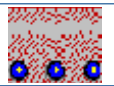
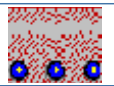
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
SCE-09 CTE09								
CTE09.CTE10	3x(1x50)	RAME	526	198	58,5	20	-1,77	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	77,9	$5,112*10^7$	-3,01	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-13 CTE13								
CTE13.CTE14	3x(1x50)	RAME	176	198	37,1	20	-1,73	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-2,98	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-02 CTE02								
CTE02.SCE-03	3x(1x50)	RAME	208	198	37,1	20	-1,63	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-2,84	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-06 CTE06								
CTE06.CTE07	3x(1x50)	RAME	478	198	31,1	20	-1,64	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-2,9	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-10 CTE10								
CTE10.CTE11	3x(1x50)	RAME	189	198	37,1	20	-1,82	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-3,08	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

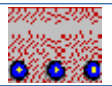
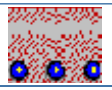
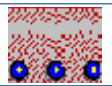
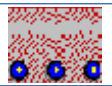
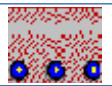
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
SCE-14 CTE14								
CTE14.CTE15	3x(1x50)	RAME	661	198	24,3	20	-1,82	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-3,1	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-03 CTE03								
CTE03.CTE04	3x(1x50)	RAME	319	198	24,3	20	-1,67	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-2,9	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-07 CTE07								
CTE07.CTE08	3x(1x50)	RAME	209	198	24,3	20	-1,67	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-2,94	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-11 CTE11								
CTE11.CTE12	3x(1x50)	RAME	341	198	24,3	20	-1,86	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-3,14	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

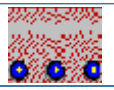
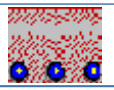
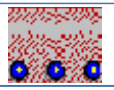
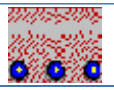
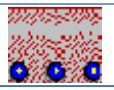
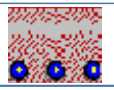
Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
CAMPO E CCE								
CCE.CTE16	3x(1x70)	RAME	25	242	39,1	20	-1,16	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	43,4	$1,002*10^8$	-1,34	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-16 CTE16								
CTE16.CTE17	3x(1x50)	RAME	227	198	30,8	20	-1,21	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-1,42	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-19 CTE19								
CTE19.CTE20	3x(1x50)	RAME	874	198	30,8	20	-1,45	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	46,6	$5,112*10^7$	-1,76	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-17 CTE17								
CTE17.CTE18	3x(1x50)	RAME	353	198	21,5	20	-1,24	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-1,49	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
SCE-20 CTE20								
CTE20.CTE21	3x(1x50)	RAME	302	198	21,5	20	-1,47	
	RG7H1R 26/45 kV	HEPR	1	1	26,9	$5,112*10^7$	-1,81	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Cavetteria

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K^2S^2 F [A^2s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						
CABINA DI CAMPO CdC								
CdC.CCA	3x(1x630)	RAME	8135	956,7	70	20	-1,13	
	RG7H1M1 18/30 kV	HEPR	1	1	91,9	$8,116*10^9$	-1,66	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CdC.CCB	3x(1x240)	RAME	2358	484	70,8	20	-0,61	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	80,5	$1,178*10^9$	-0,682	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CdC.CCC	3x(1x185)	RAME	8135	417	32,6	20	-1,15	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	36,1	$6,999*10^8$	-1,33	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CdC.CCD	3x(1x400)	RAME	8373	618	73,1	20	-1,7	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	77,5	$3,272*10^9$	-1,79	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CdC.CCE01	3x(1x630)	RAME	11223	956,7	67,5	20	-1,45	
	RG7H1M1 18/30 kV	HEPR	1	1	91,9	$8,116*10^9$	-2,63	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						
CdC.CCE02	3x(1x400)	RAME	12056	618	31,7	20	-1,15	
	RG7H1R 26/45 kV	EPR	1	1	38,8	$3,272*10^9$	-1,34	
	IEC 60502-2 (6-30 kV)	Single-core cables buried direct in the ground						

Dati salienti utenza

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kW]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	Ikm max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib<=In<=Iz
CAMPO B CCB												
CCB.CTB01	Media	3F	10167	1	10167	1	19,9	3x(1x120)	8886	30000	-2,7	195,7<=200<=329 A
CCB.CTB05	Media	3F	7158	1	7158	1	19,9	3x(1x70)	3508	30000	-1,58	137,8<=140<=242 A
CCB.CTB09	Media	3F	4098	1	4098	1	20	3x(1x50)	146	30000	-0,642	78,9<=120<=198 A
SCB-01 CTB01												
CTB01.CTB02	Media	3F	7625	1	7625	1	7,92	3x(1x50)	197	30000	-2,78	146,8<=182<=198 A
SCB-05 CTB05												
CTB05.CTB06	Media	3F	4616	1	4616	1	10,8	3x(1x50)	1421	30000	-1,94	88,9<=140<=198 A
SCB-09 CTB09												
CTB09.CTB10	Media	3F	1557	1	1557	1	19,3	3x(1x50)	671	30000	-0,699	30<=60<=198 A
SCB-02 CTB02												
CTB02.CTB03	Media	3F	5083	1	5083	1	7,77	3x(1x50)	558	30000	-2,94	97,8<=122<=198 A
SCB-06 CTB06												
CTB06.CTB07	Media	3F	2074	1	2074	1	8,46	3x(1x50)	3393	30000	-2,32	39,9<=124<=198 A
SCB-03 CTB03												
CTB03.CTB04	Media	3F	2542	1	2542	1	7,27	3x(1x50)	198	30000	-2,96	48,9<=62<=198 A
SCB-07 CTB07												
CTB07.CTB08	Media	3F	1037	1	1037	1	5,49	3x(1x50)	311	30000	-2,33	20<=62<=198 A

Dati salienti utenza

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kW]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	Ikm max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib<=In<=Iz
CAMPO C CCC												
CCC.CTC01	Media	3F	9182	1	9182	1	11,1	3x(1x95)	182	30000	-1,2	176,7<=200<=289 A
SCC-1 CTC01												
CTC01.CTC02	Media	3F	6640	1	6640	1	10,9	3x(1x95)	284	30000	-1,25	127,8<=140<=289 A
SCC-2 CTC02												
CTC02.CTC03	Media	3F	4098	1	4098	1	10,6	3x(1x95)	428	30000	-1,3	78,9<=122<=289 A
SCC-3 CTC03												
CTC03.CTC04	Media	3F	2542	1	2542	1	10,2	3x(1x95)	2190	30000	-1,46	48,9<=62<=289 A

Dati salienti utenza

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kW]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	Ikm max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib<=In<=Iz
CAMPO D CCD												
CCD.CCD	Media	3F	27958	1	27958	1	12,9		0	30000	-1,7	538,1<=540 A (Ib<=In)
CCD.CTD01	Media	3F	10167	1	10167	1	13,2	3x(1x70)	50	30000	-1,72	195,7<=200<=242 A
CCD.CTD05	Media	3F	10167	1	10167	1	13,2	3x(1x70)	1381	30000	-2,24	195,7<=200<=242 A
CCD.CTD09	Media	3F	7625	1	7625	1	13,3	3x(1x70)	860	30000	-1,95	146,8<=182<=242 A
SCD-1 CTD01												
CTD01.CTD02	Media	3F	7625	1	7625	1	13,2	3x(1x50)	699	30000	-2,01	146,8<=182<=198 A
SCD-5 CTD05												
CTD05.CTD06	Media	3F	7625	1	7625	1	11	3x(1x50)	172	30000	-2,31	146,8<=182<=198 A
SCD-9 CTD09												
CTD09.CTD10	Media	3F	5083	1	5083	1	11,8	3x(1x50)	629	30000	-2,12	97,8<=122<=198 A
SCD-2 CTD02												
CTD02.CTD03	Media	3F	5083	1	5083	1	11,7	3x(1x50)	486	30000	-2,14	97,8<=122<=198 A
SCD-6 CTD06												
CTD06.CTD07	Media	3F	5083	1	5083	1	10,8	3x(1x50)	691	30000	-2,5	97,8<=122<=198 A
SCD-10 CTD10												
SCD-10.CTD11	Media	3F	2542	1	2542	1	10,7	3x(1x50)	188	30000	-2,15	48,9<=62<=198 A
SCD-3 CTD03												
CTD03.CTD04	Media	3F	2542	1	2542	1	10,8	3x(1x50)	130	30000	-2,16	48,9<=62<=198 A
SCD-7 CTD07												
CTD07.CTD08	Media	3F	2542	1	2542	1	9,66	3x(1x50)	646	30000	-2,59	48,9<=62<=198 A

Dati salienti utenza

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kW]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	Ikm max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib<=In<=Iz
CAMPO E CCE												
CCE.CTE01	Media	3F	10167	1	10167	1	7,75	3x(1x70)	167	30000	-1,51	195,7<=220<=242 A
CCE.CTE05	Media	3F	9182	1	9182	1	7,75	3x(1x70)	65	30000	-1,47	176,7<=220<=242 A
CCE.CTE09	Media	3F	10167	1	10167	1	7,75	3x(1x70)	263	30000	-1,55	195,7<=220<=242 A
CCE.CTE13	Media	3F	7625	1	7625	1	7,79	3x(1x70)	800	30000	-1,68	146,8<=180<=242 A
SCE-01 CTE01												
CTE01.CTE02	Media	3F	7625	1	7625	1	7,7	3x(1x50)	134	30000	-1,57	146,8<=180<=198 A
SCE-05 CTE05												
CTE05.CTE06	Media	3F	6640	1	6640	1	7,75	3x(1x50)	181	30000	-1,54	127,8<=160<=198 A
SCE-09 CTE09												
CTE09.CTE10	Media	3F	7625	1	7625	1	7,65	3x(1x50)	526	30000	-1,77	146,8<=180<=198 A
SCE-13 CTE13												
CTE13.CTE14	Media	3F	5083	1	5083	1	7,4	3x(1x50)	176	30000	-1,73	97,8<=122<=198 A
SCE-02 CTE02												
CTE02.SCE-03	Media	3F	5083	1	5083	1	7,65	3x(1x50)	208	30000	-1,63	97,8<=122<=198 A
SCE-06 CTE06												
CTE06.CTE07	Media	3F	4098	1	4098	1	7,67	3x(1x50)	478	30000	-1,64	78,9<=122<=198 A
SCE-10 CTE10												
CTE10.CTE11	Media	3F	5083	1	5083	1	7,35	3x(1x50)	189	30000	-1,82	97,8<=122<=198 A
SCE-14 CTE14												
CTE14.CTE15	Media	3F	2542	1	2542	1	7,33	3x(1x50)	661	30000	-1,82	48,9<=62<=198 A

Dati salienti utenza

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kW]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	Ikm max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib<=In<=Iz
SCE-03 CTE03												
CTE03.CTE04	Media	3F	2542	1	2542	1	7,56	3x(1x50)	319	30000	-1,67	48,9<=62<=198 A
SCE-07 CTE07												
CTE07.CTE08	Media	3F	2542	1	2542	1	7,4	3x(1x50)	209	30000	-1,67	48,9<=62<=198 A
SCE-11 CTE11												
CTE11.CTE12	Media	3F	2542	1	2542	1	7,27	3x(1x50)	341	30000	-1,86	48,9<=62<=198 A

Dati salienti utenza

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kW]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	Ikm max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib<=In<=Iz
CAMPO E CCE												
CCE.CTE16	Media	3F	6575	1	6575	1	10,7	3x(1x70)	25	30000	-1,16	126,6<=140<=242 A
SCE-16 CTE16												
CTE16.CTE17	Media	3F	4034	1	4034	1	10,7	3x(1x50)	227	30000	-1,21	77,6<=122<=198 A
SCE-19 CTE19												
CTE19.CTE20	Media	3F	4034	1	4034	1	10,2	3x(1x50)	874	30000	-1,45	77,6<=122<=198 A
SCE-17 CTE17												
CTE17.CTE18	Media	3F	1492	1	1492	1	10,4	3x(1x50)	353	30000	-1,24	28,7<=62<=198 A
SCE-20 CTE20												
CTE20.CTE21	Media	3F	1492	1	1492	1	9,08	3x(1x50)	302	30000	-1,47	28,7<=62<=198 A

Dati salienti utenza

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kW]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	Ikm max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib<=In<=Iz
CABINA ARRIVO MT/AT CABINA MT/AT ARRIVO												
CABINA MT/AT ARRIVO.	Alta	3F	146975	1	146975	1	22,6		0	150000	0	565,8<=640 A (Ib<=In)
CABINA MT/AT ARRIVO.	Alta	3F	146975	1	146975	1	22,6		0	150000	0	565,8<=640 A (Ib<=In)
TRASFORMATORE TRAFO_A												
TRAFO_A.AT/MT1	Alta	3F	146975	1	146975	1	43,1		0	150000	0,258	565,8<=640 A (Ib<=In)
CABINA DI CAMPO CdC												
ARRIVO_MT.TRAFO	Media	3F	146979	1	146979	1	24,8		0	30000	0	2829<=3200 A (Ib<=In)
ARRIVO_MT.GENERALE M	Media	3F	146979	1	146979	1	24,8		0	30000	0	2829<=3200 A (Ib<=In)
CdC.CCA	Media	3F	38125	1	38125	1	25,8	3x(1x630)	8135	30000	-1,13	733,8<=880<=956,7 A
CdC.CCB	Media	3F	21423	1	21423	1	26	3x(1x240)	2358	30000	-0,61	412,3<=450<=484 A
CdC.CCC	Media	3F	9182	1	9182	1	26,2	3x(1x185)	8135	30000	-1,15	176,7<=200<=417 A
CdC.CCD	Media	3F	27958	1	27958	1	26	3x(1x400)	8373	30000	-1,7	538,1<=560<=618 A
CdC.CCE01	Media	3F	37140	1	37140	1	25,8	3x(1x630)	11223	30000	-1,45	714,8<=880<=956,7 A
CdC.CCE02	Media	3F	13150	1	13150	1	26,1	3x(1x400)	12056	30000	-1,15	253,1<=320<=618 A

Dati salienti utenza

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kW]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	Ikm max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib<=In<=Iz
CAMPO A CCA												
CCA.CTA01	Media	3F	10167	1	10167	1	9,55	3x(1x70)	362	30000	-1,27	195,7<=204<=242 A
CCA.CTA05	Media	3F	10167	1	10167	1	9,55	3x(1x70)	286	30000	-1,24	195,7<=204<=242 A
CCA.CTA09	Media	3F	10167	1	10167	1	9,55	3x(1x70)	1389	30000	-1,67	195,7<=204<=242 A
CCA.CTA13	Media	3F	7625	1	7625	1	9,59	3x(1x70)	921	30000	-1,4	146,8<=160<=242 A
SCA-01 CTA01												
CTA01.CTA02	Media	3F	7625	1	7625	1	9,31	3x(1x70)	484	30000	-1,41	146,8<=160<=242 A
SCA-05 CTA05												
CTA05.CTA06	Media	3F	7625	1	7625	1	9,37	3x(1x70)	146	30000	-1,29	146,8<=160<=242 A
SCA-09 CTA09												
CTA09.CTA10	Media	3F	7625	1	7625	1	8,55	3x(1x70)	382	30000	-1,78	146,8<=180<=242 A
SCA-13 CTA13												
CTA13.CTA14	Media	3F	5083	1	5083	1	8,91	3x(1x70)	118	30000	-1,42	97,8<=122<=242 A
SCA-06 CTA06												
CTA06.CTA07	Media	3F	5083	1	5083	1	9,29	3x(1x50)	594	30000	-1,45	97,8<=122<=198 A
SCA-10 CTA10												
CTA10.CTA11	Media	3F	5083	1	5083	1	8,31	3x(1x50)	832	30000	-2,01	97,8<=122<=198 A
SCA-14 CTA14												
CTA14.CTA13	Media	3F	5083	1	5083	1	8,82		0	30000	-1,42	97,8<=122 A (Ib<=In)
CTA14.CTA15	Media	3F	2542	1	2542	1	8,87	3x(1x50)	1162	30000	-1,58	48,9<=62<=198 A
CTA14.TRAFO	Media	3F	2542	1	2542	1	8,87		0	30000	-1,42	48,9<=60 A (Ib<=In)

Dati salienti utenza

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kW]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	Ikm max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib<=In<=Iz
SCA-03 CTA03												
CTA03.CTA04	Media	3F	2542	1	2542	1	8,59	3x(1x70)	442	30000	-1,57	48,9<=62<=242 A
SCA-07 CTA07												
CTA07.CTA08	Media	3F	2542	1	2542	1	8,76	3x(1x50)	386	30000	-1,5	48,9<=62<=198 A
SCA-11 CTA11												
CTA11.CTA12	Media	3F	2542	1	2542	1	7,62	3x(1x50)	719	30000	-2,11	48,9<=62<=198 A

Verifiche

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Ib<=In<=Iz	Verif. PdI	Ver. I²t	Imag<Imagmax	Contatti indiretti	CdtT (Ib)
CAMPO A CCA						
CCA.CTA01	195,7<=204<=242 A	40 >= 9,55 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,27<=4 %
CCA.CTA05	195,7<=204<=242 A	40 >= 9,55 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,24<=4 %
CCA.CTA09	195,7<=204<=242 A	40 >= 9,55 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,67<=4 %
CCA.CTA13	146,8<=160<=242 A	40 >= 9,59 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,4<=4 %
SCA-01 CTA01						
CTA01.CTA02	146,8<=160<=242 A	25 >= 9,31 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,41<=4 %
SCA-05 CTA05						
CTA05.CTA06	146,8<=160<=242 A	25 >= 9,37 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,29<=4 %
SCA-09 CTA09						
CTA09.CTA10	146,8<=180<=242 A	25 >= 8,55 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,78<=4 %
SCA-13 CTA13						
CTA13.CTA14	97,8<=122<=242 A	25 >= 8,91 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,42<=4 %
SCA-06 CTA06						
CTA06.CTA07	97,8<=122<=198 A	40 >= 9,29 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,45<=4 %
SCA-10 CTA10						
CTA10.CTA11	97,8<=122<=198 A	40 >= 8,31 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,01<=4 %
SCA-14 CTA14						
CTA14.CTA13	97,8<=122 A (Ib<=In)	31,5 >= 8,82 kA		Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,42<=4 %
CTA14.CTA15	48,9<=62<=198 A	40 >= 8,87 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,58<=4 %
CTA14.TRAFO	48,9<=60 A (Ib<=In)	40 >= 8,87 kA		Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,42<=4 %

Verifiche

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Ib<=In<=Iz	Verif. PdI	Ver. I²t	Imag<Imagmax	Contatti indiretti	CdtT (Ib)
SCA-03 CTA03						
CTA03.CTA04	48,9<=62<=242 A	25 >= 8,59 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,57<=4 %
SCA-07 CTA07						
CTA07.CTA08	48,9<=62<=198 A	25 >= 8,76 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,5<=4 %
SCA-11 CTA11						
CTA11.CTA12	48,9<=62<=198 A	25 >= 7,62 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,11<=4 %

Verifiche

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Ib<=In<=Iz	Verif. PdI	Ver. I²t	Imag<Imagmax	Contatti indiretti	CdtT (Ib)
CAMPO B CCB						
CCB.CTB01	195,7<=200<=329 A	25 >= 19,9 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,7<=4 %
CCB.CTB05	137,8<=140<=242 A	25 >= 19,9 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,58<=4 %
CCB.CTB09	78,9<=120<=198 A	25 >= 20 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-0,642<=4 %
SCB-01 CTB01						
CTB01.CTB02	146,8<=182<=198 A	25 >= 7,92 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,78<=4 %
SCB-05 CTB05						
CTB05.CTB06	88,9<=140<=198 A	25 >= 10,8 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,94<=4 %
SCB-09 CTB09						
CTB09.CTB10	30<=60<=198 A	25 >= 19,3 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-0,699<=4 %
SCB-02 CTB02						
CTB02.CTB03	97,8<=122<=198 A	25 >= 7,77 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,94<=4 %
SCB-06 CTB06						
CTB06.CTB07	39,9<=124<=198 A	25 >= 8,46 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,32<=4 %
SCB-03 CTB03						
CTB03.CTB04	48,9<=62<=198 A	25 >= 7,27 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,96<=4 %
SCB-07 CTB07						
CTB07.CTB08	20<=62<=198 A	25 >= 5,49 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,33<=4 %

Verifiche

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Ib<=In<=Iz	Verif. PdI	Ver. I²t	Imag<Imagmax	Contatti indiretti	CdtT (Ib)
CAMPO C CCC						
CCC.CTC01	176,7<=200<=289 A	40 >= 11,1 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,2<=4 %
SCC-1 CTC01						
CTC01.CTC02	127,8<=140<=289 A	25 >= 10,9 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,25<=4 %
SCC-2 CTC02						
CTC02.CTC03	78,9<=122<=289 A	25 >= 10,6 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,3<=4 %
SCC-3 CTC03						
CTC03.CTC04	48,9<=62<=289 A	25 >= 10,2 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,46<=4 %

Verifiche

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Ib<=In<=Iz	Verif. PdI	Ver. I²t	Imag<Imagmax	Contatti indiretti	CdtT (Ib)
CAMPO D CCD						
CCD.CCD	538,1<=540 A (Ib<=In)	31,5 >= 12,9 kA		Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,7<=4 %
CCD.CTD01	195,7<=200<=242 A	25 >= 13,2 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,72<=4 %
CCD.CTD05	195,7<=200<=242 A	25 >= 13,2 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,24<=4 %
CCD.CTD09	146,8<=182<=242 A	25 >= 13,3 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,95<=4 %
SCD-1 CTD01						
CTD01.CTD02	146,8<=182<=198 A	25 >= 13,2 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,01<=4 %
SCD-5 CTD05						
CTD05.CTD06	146,8<=182<=198 A	25 >= 11 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,31<=4 %
SCD-9 CTD09						
CTD09.CTD10	97,8<=122<=198 A	25 >= 11,8 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,12<=4 %
SCD-2 CTD02						
CTD02.CTD03	97,8<=122<=198 A	25 >= 11,7 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,14<=4 %
SCD-6 CTD06						
CTD06.CTD07	97,8<=122<=198 A	25 >= 10,8 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,5<=4 %
SCD-10 CTD10						
SCD-10.CTD11	48,9<=62<=198 A	25 >= 10,7 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,15<=4 %
SCD-3 CTD03						
CTD03.CTD04	48,9<=62<=198 A	25 >= 10,8 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,16<=4 %
SCD-7 CTD07						
CTD07.CTD08	48,9<=62<=198 A	25 >= 9,66 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-2,59<=4 %

Verifiche

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Ib<=In<=Iz	Verif. PdI	Ver. I²t	Imag<Imagmax	Contatti indiretti	CdtT (Ib)
CAMPO E CCE						
CCE.CTE01	195,7<=220<=242 A	31,5 >= 7,75 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,51<=4 %
CCE.CTE05	176,7<=220<=242 A	31,5 >= 7,75 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,47<=4 %
CCE.CTE09	195,7<=220<=242 A	31,5 >= 7,75 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,55<=4 %
CCE.CTE13	146,8<=180<=242 A	31,5 >= 7,79 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,68<=4 %
SCE-01 CTE01						
CTE01.CTE02	146,8<=180<=198 A	25 >= 7,7 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,57<=4 %
SCE-05 CTE05						
CTE05.CTE06	127,8<=160<=198 A	25 >= 7,75 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,54<=4 %
SCE-09 CTE09						
CTE09.CTE10	146,8<=180<=198 A	25 >= 7,65 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,77<=4 %
SCE-13 CTE13						
CTE13.CTE14	97,8<=122<=198 A	25 >= 7,4 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,73<=4 %
SCE-02 CTE02						
CTE02.SCE-03	97,8<=122<=198 A	25 >= 7,65 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,63<=4 %
SCE-06 CTE06						
CTE06.CTE07	78,9<=122<=198 A	25 >= 7,67 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,64<=4 %
SCE-10 CTE10						
CTE10.CTE11	97,8<=122<=198 A	25 >= 7,35 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,82<=4 %
SCE-14 CTE14						
CTE14.CTE15	48,9<=62<=198 A	25 >= 7,33 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,82<=4 %

Verifiche

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Ib<=In<=Iz	Verif. PdI	Ver. I²t	Imag<Imagmax	Contatti indiretti	CdtT (Ib)
SCE-03 CTE03						
CTE03.CTE04	48,9<=62<=198 A	25 >= 7,56 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,67<=4 %
SCE-07 CTE07						
CTE07.CTE08	48,9<=62<=198 A	25 >= 7,4 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,67<=4 %
SCE-11 CTE11						
CTE11.CTE12	48,9<=62<=198 A	25 >= 7,27 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,86<=4 %

Verifiche

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Ib<=In<=Iz	Verif. PdI	Ver. I²t	Imag<Imagmax	Contatti indiretti	CdtT (Ib)
CAMPO E CCE						
CCE.CTE16	126,6<=140<=242 A	25 >= 10,7 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,16<=4 %
SCE-16 CTE16						
CTE16.CTE17	77,6<=122<=198 A	25 >= 10,7 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,21<=4 %
SCE-19 CTE19						
CTE19.CTE20	77,6<=122<=198 A	25 >= 10,2 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,45<=4 %
SCE-17 CTE17						
CTE17.CTE18	28,7<=62<=198 A	25 >= 10,4 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,24<=4 %
SCE-20 CTE20						
CTE20.CTE21	28,7<=62<=198 A	25 >= 9,08 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,47<=4 %

Verifiche

Data: 30/12/2021

Responsabile:

Utenza	Ib<=In<=Iz	Verif. PdI	Ver. I²t	Imag<Imagmax	Contatti indiretti	CdtT (Ib)
CABINA ARRIVO MT/AT CABINA MT/AT ARRIVO						
CABINA MT/AT ARRIVO.	565,8<=640 A (Ib<=In)				Verificato	0<=4 %
CABINA MT/AT ARRIVO.	565,8<=640 A (Ib<=In)	50 >= 22,6 kA		2880 < 7873 A	Verificato	0<=4 %
TRASFORMATORE TRAFO_A						
TRAFO_A.AT/MT1	565,8<=640 A (Ib<=In)				Verificato	0,258<=4 %
CABINA DI CAMPO CdC						
ARRIVO_MT.TRAFO	2829<=3200 A (Ib<=In)				Verificato	0<=4 %
ARRIVO_MT.GENERALE M	2829<=3200 A (Ib<=In)	40 >= 24,8 kA		Prot. contatti indiretti	Verificato	0<=4 %
CdC.CCA	733,8<=880<=956,7 A	31,5 >= 25,8 kA		Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,13<=4 %
CdC.CCB	412,3<=450<=484 A	31,5 >= 26 kA		Prot. contatti indiretti	Verificato	-0,61<=4 %
CdC.CCC	176,7<=200<=417 A	31,5 >= 26,2 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,15<=4 %
CdC.CCD	538,1<=560<=618 A	31,5 >= 26 kA		Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,7<=4 %
CdC.CCE01	714,8<=880<=956,7 A	31,5 >= 25,8 kA		Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,45<=4 %
CdC.CCE02	253,1<=320<=618 A	31,5 >= 26,1 kA	Verificato	Prot. contatti indiretti	Verificato	-1,15<=4 %