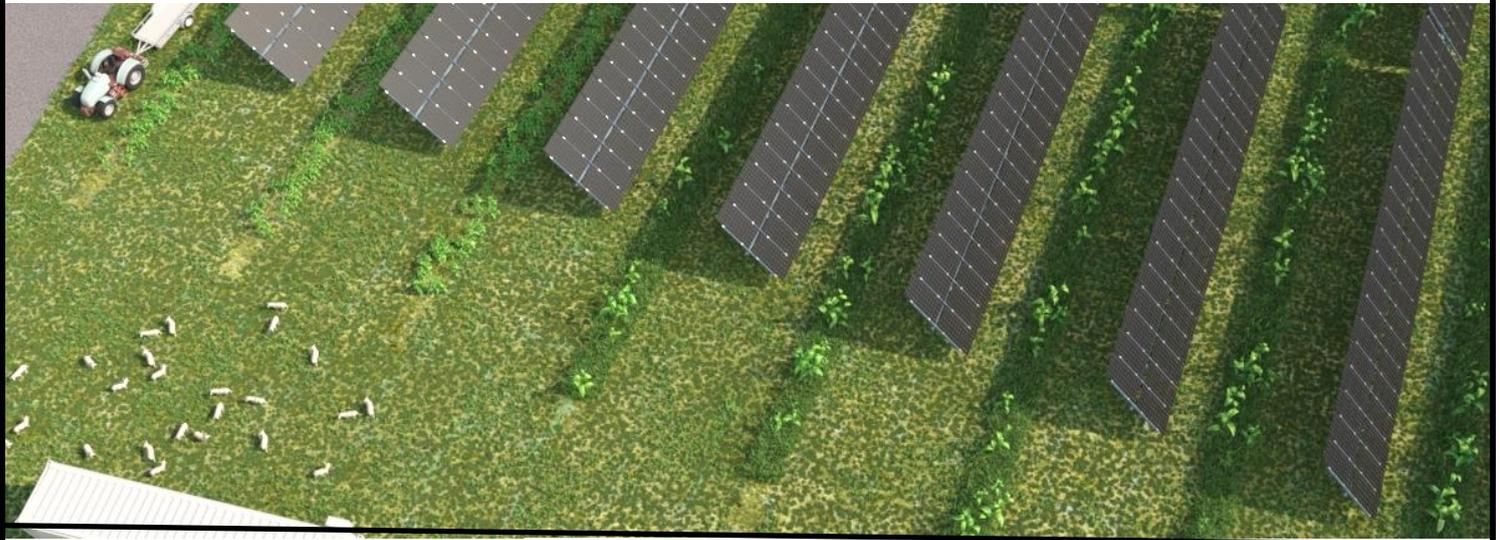


Committente



**X-Elio LUCERA S.r.l.**

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA  
Tel. +39 06.8412640 - Fax +39 06.8551726 PI 17129671008



AS S.r.l.: Viale Jonio 95 - 00141 Roma - [info@architetturasostenibile.com](mailto:info@architetturasostenibile.com)

## PROGETTO AGROVOLTAICO "LUCERA"

*Progetto per la realizzazione di un impianto Agrovoltaiico di potenza pari a 37,25 MWp e relative opere di connessione alla RTN*

Località

**REGIONE PUGLIA – COMUNE DI LUCERA (FG) E SAN SEVERO (FG)**

Titolo

**RELAZIONE ELETTRICA OPERE MT E AT**

Data di produzione 04/2024

Revisione del .....

Codice elaborato

AS\_LUC\_08

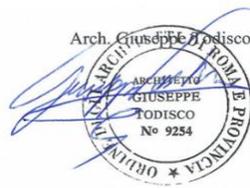
X-ELIO ITALIA S.r.l si riserva tutti i diritti su questo documento che non può essere riprodotto neppure parzialmente senza la sua autorizzazione scritta.

Revisione del .....

Timbro e firma Autore



Timbro e firma Responsabile AS



Timbro e firma Xelio

## INDICE

### Sommario

## Sommario

1 Inquadramento del progetto	6
2. Impianto FV e Linea di connessione MT	7
2.1 Rete di media tensione	7
2.2 Cabine MT/BT	8
2.3 Parametri elettrici di impianto	10
2.4 Caduta massima di tensione e portata massima di corrente	10
2.5 Quadri di media tensione	11
2.6 Taratura della Protezione Generale	12
2.7 Dimensionamento dell'impianto BT	12
2.8 Prescrizioni ulteriori	12
2.9 Impianto di terra	13
2.10 Gruppi di continuità	13
2.11 Illuminazione esterna	13
2.12 Impianti di forza motrice	13
2.13 Impianto antintrusione	13
2.14 Impianto televisivo a circuito chiuso	13
2.15 Sistema di controllo, monitoraggio e supervisione	14
3.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	15
3.2 Campo Ovest	16
3.3 Campo Est DX	19
3.4 Campo Est SX	22
3.5 SISTEMI DI ACCUMULO E BATTERIE	25
4 Stazione di Consegna e Trasformazione "Xelio Lucera" (SSU-XELIO Lucera)	26
4.1 Premessa	26
4.2 Stazione Elettrica Xelio Lucera	26
4.3 Criteri di coordinamento dell'isolamento	28
4.4 Livelli di corto circuito e correnti di guasto a terra	28
4.5 Correnti termiche nominali	29
4.6 Interruttori	29
4.7 Sezionatori	29
4.8 Macchinario	29
4.9 Isolatori passanti	30

4.10 Trasformatori di corrente (TA)	30
4.11 Trasformatori di tensione (TV)	30
4.12 Scaricatori	30
4.13 Batterie di condensatori di rifasamento	30
4.14 Bobine di sbarramento e dispositivi di accoppiamento	30
4.15 Sostegni per apparecchiature di stazione e sostegni portale	30
4.16 Isolatori portanti e di manovra	31
4.17 Morsetteria AT di stazione	31
4.18 Sistema di sbarre e conduttori di collegamento	31
4.19 Cavi AT	32
4.20 Impianto di terra	32
4.21. Linee elettriche	33
4.21.1 Altezza dei conduttori sul terreno e su acque non navigabili	33
4.21.2 Attraversamento	34
4.21.3 Distanze di rispetto	34
4.21.4 Distanze di rispetto dai fabbricati	35
4.21.5 Angolo di incrocio tra linee elettriche ed opere attraversate	35
4.22 Standard tecnici per la esecuzione della Stazione elettrica	35
4.23 Classificazione sismica	35
4.24 Rumore	35
4.25 Effetto corona e compatibilità elettromagnetica	36
4.26 Campi elettrici e magnetici, radiofrequenze	36
4.27 Misure relative alla scelta delle apparecchiature	36
4.28 Altre misure possibili per ridurre gli effetti delle interferenze	37
4.29 Opere Civili ed Edifici	37
4.29.1 Dimensionamento delle opere	37
4.29.2 Caratteristiche antisismiche	37
4.29.3 Edifici Servizi Ausiliari e Sala Quadri	38
4.29.4 Chioschi	38
4.30 Servizi ausiliari	38
4.30.1 Prescrizioni generali di sicurezza	38
4.30.2 Servizi generali	39
4.30.3 Servizi ausiliari (SA)	39
4.30.4 Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. in c.a.	39
4.30.5 Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. in c.c.	39
4.30.6 Criteri generali per il dimensionamento del sistema di alimentazione in c.c.	40
4.30.7 Disposizioni di sicurezza	40

4.30.8 Disposizioni di sicurezza per i locali gruppo elettrogeno	40
4.31 Collegamenti MT/BT	40
4.32 Controllo locale e remoto	41
4.32.1 Sala controllo locale	41
4.32.2 Teleconduzione e automatismo di impianto	41
4.32.3 Telecontrollo	42
4.32.4 Protezioni	42
4.32.5 Apparecchiatura di monitoraggio	42
4.33 Disposizione elettromeccanica	42
4.33.1 Tipologia stalli	44
4.34 STANDARD TECNICI DELLE LINEE ELETTRICHE	44
4.34.1 Generalità	44
4.34.2 Elettrodotti aerei a 132-150 kV	46
4.34.3 Aree impegnate	46
4.35 Componenti linee aeree	46
3.35.1 Sostegni	46
4.35.2 Fondazioni	47
4.35.3 Conduttori	47
4.35.4 Funi di guardia	47
4.35.5 Morsetteria ed isolatori	47
4.35.6 Segnalazioni ostacoli al volo	48
4.36 Componenti di linee in cavo a 150 kV	48
4.36.1 Caratteristiche generali dei cavi XLPE di impiego prevalente	48
4.36.2 Cavi 150 kV	48
4.37 Compensazione reattiva	50
4.38 Principali riferimenti normativi in materia di campi elettromagnetici e limiti di riferimento generati da linee elettriche in corrente alternata	50
4.38.1 Limiti di riferimento	51
4.38.2 Obiettivo di qualità, Fascia di rispetto e Dpa	52
4.39 TABELLE APPARECCHIATURE AT, MACCHINARIO E BATTERIE DI CONDENSATORI	52
4.39.1 Interruttori a tensione nominale 150 kV	53
4.39.2 Linee di fuga isolatori degli interruttori	54
4.39.3 Sezionatori orizzontali a tensione nominale 145-170 kV con lame di terra	54
4.39.4 Sezionatori verticali a tensione nominale 145-170 kV	56
4.39.5 Sezionatori terra sbarre a tensione nominale 145-170 kV	57
4.39.6 Sezionatori orizzontali a tensione nominale 145-170 kV senza lame di terra	58
4.39.7 Trasformatori di corrente a tensione di esercizio 150 kV	59
4.39.8 TRASFORMATORI DI TENSIONE CAPACITIVI	59

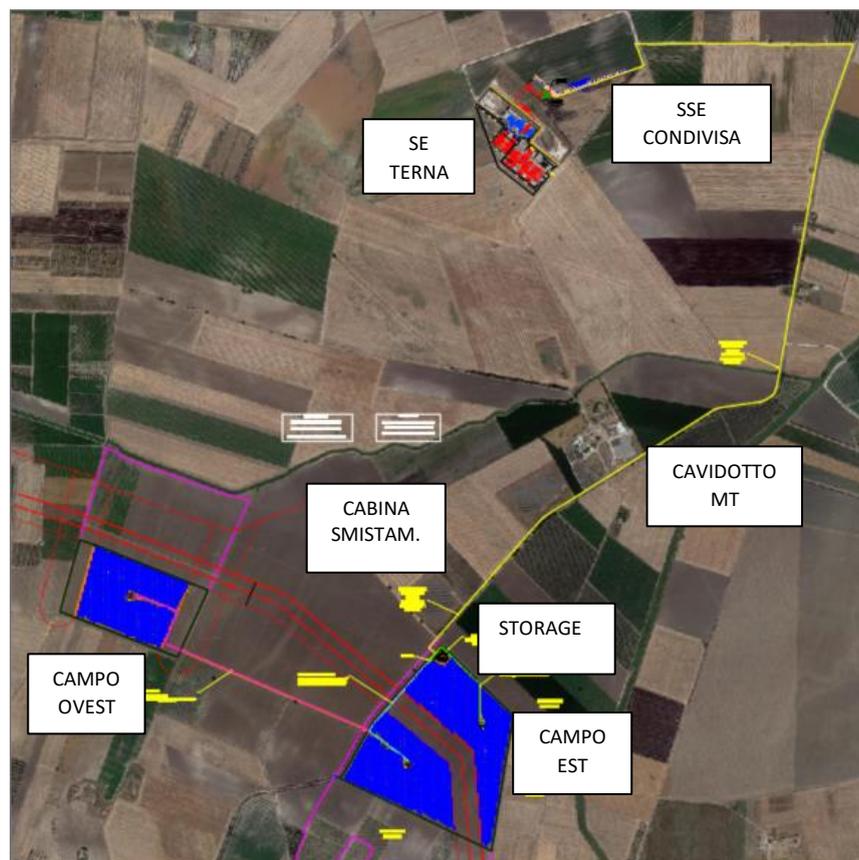
4.39.9 TRASFORMATORI DI TENSIONE INDUTTIVI	60
4.39.10 SCARICATORI	61
4.39.11 BATTERIE DI CONDENSATORI PER RIFASAMENTO	61
5 Stazione Utenti Condivisa (SSU-CONDIVISA)	63
6 Ampliamento della SE Terna denominata “SAN SEVERO”	64
6.1 Premessa	64
7 Criteri di connessione alla rete	64
7.1 Prescrizioni generali	64
7.2 Limiti di funzionamento	65
7.3 Distorsione armonica	66
7.4 Criteri di protezione e taratura della centrale fotovoltaica	66
7.5 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni	68
7.5.1 Protezioni di rete nella sezione AT	68
7.5.2 Protezioni degli inverter	70
7.5.3 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni	70
7.5.4 Protezioni del trasformatore AT/MT	70
7.5.5 Protezioni installate nella sezione MT	71
7.6 Calcoli delle potenze e delle correnti di corto circuito	71
7.7. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO	72
7.7.1. Controllo della produzione	72
7.7.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete	73
7.7.3 Regolazione della potenza reattiva	73
7.7.4 Sistemi di teledistacco e riduzione rapida della produzione	74
7.8 Monitoraggio e scambio dati con il sistema di controllo di TERNA	74
7.8.1 Teleinformazioni	74
7.8.2 Sistemi di registrazione oscillografica	75
7.9 Dati e modelli	75
7.10 Prove	75
7.11 Elenco apparecchiature	76
7.12 Impianto di terra	76
7.12.1 Criteri di sicurezza	76
7.12.2 Prescrizioni funzionali	79
7.12.3 Impianti di terra di alta e bassa tensione	80
7.12.4 Progetto dell’impianto di terra	81
7.12.5 Esecuzione degli impianti di terra	85
7.12.6 Impianto di terra della centrale fotovoltaica Lucera	86
Appendice - Elenco delle leggi e norme di riferimento	87

## 1 Inquadramento del progetto

Il progetto in esame ha per oggetto la realizzazione di una centrale di produzione elettrica da fonte solare denominata “Centrale fotovoltaica Lucera”, con tracker ad inseguimento monoassiale, ad asse inclinato con rotazione assiale ed azimut fisso, che alloggeranno 54.932 moduli fotovoltaici da 685 W, con potenza complessiva di 37.258,52 kWp, collegati a 10 inverter con  $P_{nom} = 3,824$  MW ciascuno, con potenza nominale dell’impianto  $P_n = 3,824 * 10 = 38,24$  MW e delle relative opere di connessione.

Dal punto di vista elettrico le opere possono essere suddivise come da elenco a seguire:

- Impianto fotovoltaico e Linea di connessione MT (30kV) di lunghezza pari a 4,8 km che collega i lotti di impianto alla Sottostazione di trasformazione MT/AT denominata SSU-XELIO Lucera;
- Sottostazione di trasformazione MT/AT (30kV/150kV) dell’impianto in oggetto denominata SSU-XELIO Lucera;
- Stazione Utenti Condivisa (SSU CONDIVISA). E’ la stazione in AT che permette di condividere lo stallo di connessione di TERNA oltre che al presente impianto ad altri tre impianti di produzione. Tale soluzione condivisa è stata richiesta da Terna al fine di ottimizzare le sue opere di rete. Oltre alle sbarre e agli organi di manovra è previsto anche un elettrodotto interrato AT della lunghezza di 0,197 km.



## 2. Impianto FV e Linea di connessione MT

### 2.1 Rete di media tensione

La rete di media tensione collegherà i due campi fotovoltaici alla sottostazione elettrica Utente, con un percorso in parte attraverso strade pubbliche, in parte all'interno dei due campi fotovoltaici.

In totale la interconnessione MT collegherà tra loro 13 cabine:

1. N. 1 cabina di Sottostazione utente,
2. N. 1 cabina di smistamento,
3. N. 2 cabine di trasformazione poste in entra esci nel campo Ovest, ciascuna con trafo da 3,7 MVA 30/0,8 kV;
4. N. 2 cabine di trasformazione poste in entra esci nel campo EST, ciascuna con trafo da 3,7 MVA 30/0,8 kV;
5. N. 2 cabine di trasformazione poste in entra esci nel campo EST, ciascuna con trafo da 3,7 MVA 30/0,8 kV;
6. N. 5 cabine di trasformazione poste in entra esci nel campo EST, in prossimità della cabina di smistamento, ciascuna con trafo da 3,7 MVA 30/0,8 kV, collegate ad anello aperto;

La tensione della rete MT sarà di 30 kV, con la seguente configurazione:

1. N. 3 linee interrate di circa 4700 m, poste interamente su strade pubbliche, con cavo del tipo ARP1H5(AR)E 18/30 kV 3x(1x630) mmq, che collegano la Cabina di smistamento posta nella SSE Utente (CSSX) alla "Cabina di Smistamento" (CSM), posta nel Campo fotovoltaico Est;
2. cinque linee interrate interne ai due campi fotovoltaici, di varie sezioni, che collegano rispettivamente la cabina di smistamento del campo sud alle cabine sopra descritte.

Le 3 linee descritte al punto 1. saranno in grado di portare ciascuna circa il 79 % della potenza totale (26 MVA) in normali condizioni di esercizio (507 A).

I cavi in MT dovranno essere collegati in cavidotti interrati posti, di norma, a – 1 m dal piano di calpestio, e comunque con modalità di posa di tipo O come da art. 4.3.6 e 4.3.11 della norma CEI 11-17 ed. 2006-07, disponendo lo scavo con sufficiente distanza tra i singoli cavidotti.

La caduta di tensione totale dell'intera rete MT non dovrà essere superiore al 2% max.

La tabella 1 riassume i collegamenti in media tensione dell'impianto.

ZONA	RAMO	Denominazione e linea MT	PARTENZA	ARRIVO	Lunghezza a cavo (km)
Campo OVEST		C1CW-C2CW	C2CW	C1CW	0,020
	Elettrodotto 1,7 km	C1CW-CSM	C1CW	CSM	1,700
Campo EST SX		C3CE-C4CE	C4CE	C3CE	0,020
	Elettrodotto 0,67 km	C3CE-CSM	C3CE	CSM	0,670
Campo EST DX		C1CE-C2CE	C2CE	C1CE	0,020
	Elettrodotto 0,4 km	C1CE-CSM	C1CE	CSM	0,400
Storage		C5ESS-C4ESS	C5ESS	C4ESS	0,030
		C4ESS-CSM	C4ESS	CSM	0,120
		C3ESS-C2ESS	C3ESS	C2ESS	0,030
		C2ESS-C1ESS	C2ESS	C1ESS	0,030
		C1ESS-CSM	C1ESS	CSM	0,030
SSE	Elettrodotto A 4,7 km	CSM-CSSX A	CSM	CSSX	4,700
	Elettrodotto B 4,7 km	CSM-CSSX B	CSM	CSSX	4,700
	Elettrodotto C 4,7 km	CSM-CSSX C	CSM	CSSX	4,700
Sottostazione Xelio	TRAFO AT/MT-CSSX	MT_LO_A	CSSX	Trafo AT/MT	0,050
		MT_LO_B	CSSX	Trafo AT/MT	0,050
		MT_LO_C	CSSX	Trafo AT/MT	0,050
		MT_LO_D	CSSX	Trafo AT/MT	0,050

**Tabella 1: cabine elettriche e linee in media tensione della centrale FV Lucera**

## 2.2 Cabine MT/BT

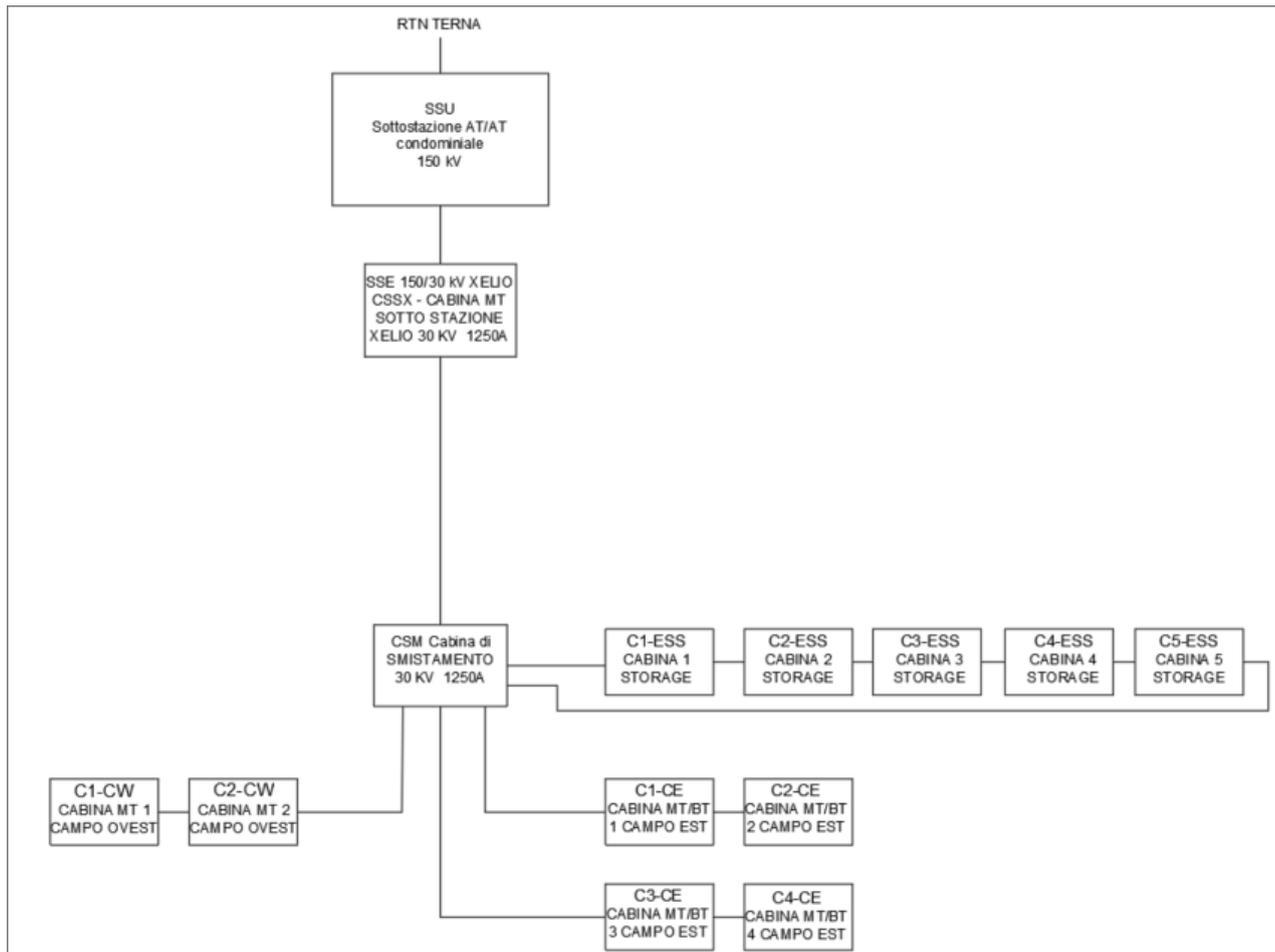
Le tredici cabine di smistamento e trasformazione dovranno essere realizzate utilizzando un sistema del costruttore Ingeteam, che propone, appositamente per il mercato fotovoltaico, un complesso di apparecchiature in esecuzione da esterno, denominato SHE8 - Double Dual Inverter, comprendenti:

1. N. 1 quadro di media tensione con due sezionatori in entra esci e protezione trafo, provvista di protezioni 50, 51, 51N;
2. Cavi di collegamento tra quadro MT e trafo attraverso cunicolo predisposto;
3. N. 1 trasformatore in olio in esecuzione esterna con potenza  $S=3,7$  MVA o  $7,65$  MVA,  $30/0,69$  kV, con doppio avvolgimento lato BT, per le cabine fotovoltaiche;
4. N. 1 trasformatore in olio in esecuzione esterna con potenza  $S=3,7$  MVA,  $30/0,8$  kV, con unico avvolgimento lato BT, per le cabine di storage;
5. Sistema di blindosbarra per collegamento degli inverter;
6. N. 1 o 2 inverter fotovoltaici in esecuzione esterna, ciascuno con potenza di  $3824$  kVA a  $50^{\circ}\text{C}$ , per le cabine fotovoltaiche;
7. N. 1 inverter di storage in esecuzione esterna, ciascuno con potenza di  $3741$  kVA a  $50^{\circ}\text{C}$ , con potenza complessiva del sistema di  $18.705$  kVA (@  $50^{\circ}\text{C}$ ), per le cabine di storage;
8. N. 1 Trasformatore  $630/400$  V da  $40$  kVA a servizio delle utenze ausiliarie in campo, quali motori dei tracker, illuminazione delle strade di accesso, servizi per la supervisione dell'impianto, videosorveglianza, pompe pozzo, ecc.

In prossimità di ciascuna cabina di smistamento/trasformazione è prevista la installazione di un locale prefabbricato di dimensioni  $2,5 \times 5 \times 2,5$  m, per l'alloggiamento del quadro BT servizi ausiliari, delle apparecchiature informatiche e di supervisione, di eventuale videoregistratore, centrale antintrusione, ecc.. Il locale sarà provvisto di punto luce in esecuzione stagna e gruppo prese elettriche di servizio monofase per eventuali pc, ecc.

Tutte le opere relative alla costruzione delle cabine elettriche dovranno essere realizzate in conformità alla norma CEI 0-16 ed. 2022-03: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica", alla norma CEI EN 61936-1 - Class. CEI 99-2 Anno 2014: "Impianti elettrici con tensione superiore a  $1$  kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni", alla norma CEI EN 50522 - Class. CEI 99-3 Anno 2011: "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a  $1$  kV in c.a.", alla Guida CEI 99-4, 2014-09: "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale", alla Guida CEI 99-5, 2015-07: "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a  $1$  kV in c.a.", alla norma CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo", alla norma CEI 11-20: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria", alla norma CEI 82-25 (2010): "Guida alla generazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione".

Nell'impianto, in prossimità della cabina di smistamento CSS, saranno installati n. 20 shelter condizionati contenenti ciascuno batterie di accumulatori con capacità di  $3$  MWh e potenza di carica/scarica di  $0,75$  MW, con potenza complessiva del sistema di  $15$  MW e capacità di  $60$  MWh.



## 2.3 Parametri elettrici di impianto

- Fornitura da Ente Distributore con sistema di III categoria a 150 kV, con neutro francamente a terra;
- Media tensione disponibile in uscita dal trasformatore da 45 MVA della Sottostazione utente: 30 kV;
- Tensione secondaria disponibile in uscita dai trasformatori da 3824 kVA presenti nelle cabine in campo: 690 V concatenata
- Tensione secondaria disponibile in uscita dai trasformatori da 3700 o 7650 kVA presenti nelle cabine in campo: 690 V concatenata
- Tensione secondaria disponibile in uscita dai trasformatori da 100 kVA: 630/400 V
- Sistema di distribuzione trafo lato 630 V: IT
- Sistema di distribuzione trafo lato 800 V: IT
- Sistema di distribuzione trafo 40 kVA lato 400 V: TN-S
- Corrente di corto circuito presunta al punto di consegna: dato che sarà fornito dal Distributore;
- Frequenza 50Hz;
- corrente di guasto monofase a terra: dato che sarà fornito dal Distributore.

## 2.4 Caduta massima di tensione e portata massima di corrente

La caduta massima di tensione per ogni circuito in DC non dovrà superare il 2% della tensione a vuoto.

La caduta massima di tensione per ogni circuito in MT a 30 kV non dovrà superare il 2% della tensione a vuoto.

La densità di corrente nei vari conduttori non dovrà mai essere superiore a quella consentita dalle tabelle CEI-UNEL 35024/1 relative tenendo conto di un coefficiente di contemporaneità per le potenze installate.

## 2.5 Quadri di media tensione

I quadri di media tensione, con grado di isolamento a 36 kV, dovranno essere realizzati come indicato nello schema della rete elettrica MT e comunque con apparecchiature conformi alle prescrizioni CEI 0-16 edizione 2022.

Il dispositivo Generale nella Sottostazione Utente sarà completo di:

- sganciatore di massima corrente a tempo definito ( $I_{>>}$ , soglia 51, con ritardo intenzionale);
- sganciatore di corto circuito ( $I_{>>>}$ , soglia 50, istantanea);
- relè di massima corrente omopolare ad intervento istantaneo e regolabile ( $I_{O>} / I_{O>>}$  o 50N/51N);
- relè omopolare direzionale ( $I_{O}$  o 67N);
- centralina a microprocessore;
- n. tre trasformatori di corrente conformi a CEI 0-16;
- n. 1 trasformatore toroidale omopolare conforme a CEI 0-16;
- n. 1 UPS di servizio con  $S=5000$  VA per la alimentazione dei circuiti di comando a 230 V dell'interruttore generale in alta tensione e dei relativi circuiti ausiliari;
- n. 1 Protezione di Interfaccia conforme a CEI 0-16.

Gli interruttori automatici MT isolati in SF6 saranno completi di:

- sganciatore di massima corrente a tempo dipendente ( $I_{>}$  o sovraccarico) se richiesto dal Distributore;
- sganciatore di massima corrente a tempo definito ( $I_{>>}$ , soglia 51, con ritardo intenzionale);
- sganciatore di corto circuito ( $I_{>>>}$ , soglia 50, istantanea);
- relè di massima corrente omopolare ad intervento istantaneo e regolabile ( $I_{O>} / I_{O>>}$  o 50N/51N);
- relè omopolare direzionale ( $I_{O}$  o 67N) e centralina SEPAM 40, limitatamente agli interruttori di protezione delle linee che alimentano le cabine successive;
- centralina a microprocessore, limitatamente agli interruttori di protezione dei trasformatori di cabina;
- n. tre trasformatori di corrente integrati 300/1 A;
- n. 1 trasformatore toroidale omopolare conforme a CEI 0-16;

In ogni cabina di trasformazione sono inoltre previsti:

- n. 1 UPS di servizio con  $S=2000$  VA per la alimentazione dei circuiti di comando a 230 V.

Il potere di interruzione previsto di tutti gli interruttori automatici MT è di 16kA e comunque adeguato alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione.

La corrente nominale delle sbarre, in ogni quadro, sarà, di norma, di 630A.

Le strutture portanti, i pannelli di chiusura e portelle dovranno essere in lamiera d'acciaio da 20/10mm con grado di protezione minimo IP 30 a portelle chiuse.

Tutti gli scomparti dovranno essere dotati di cartelli monitori e di blocchi a chiave sulle manovre e su ciascuno di essi dovranno essere affissi tramite viti, le targhette riportanti lo schema elettrico e le istruzioni operative.

Dovrà essere realizzato inoltre l'interblocco di accesso al box trasformatore con i dispositivi di interruzione e sezionamento MT.

Maggiori dettagli sono riportati negli schemi della rete MT allegati.

## **2.6 Taratura della Protezione Generale**

La Protezione Generale dovrà essere provvista delle protezioni ANSI 50, 50N, 50BF, 51, 51N, 67N, 25, 47, 94 e dovrà essere impostata ai valori comunicati da TERNA.

## **2.7 Dimensionamento dell'impianto BT**

Ogni impianto BT connesso ad inverter dell'impianto fotovoltaico è esercito con sistema a tre conduttori, con neutro isolato o messo a terra tramite impedenza. In ogni cabina l'impianto di terra è unico per le masse estranee, per le masse di M.T., di B.T e neutro dei trasformatori; l'impianto di terra della Sottostazione TERNA sarà indipendente ma interconnesso mediante collegamento di corda in rame GV di S=95 mmq tra il collettore di terra principale della Sottostazione TERNA ed il collettore di terra della Sottostazione Utente.

La distribuzione dell'energia di B.T. ai circuiti di servizio è a cinque conduttori (3F+N+T) e lo schema d'esercizio è di tipo TN-S.

La normativa tecnica di riferimento è la Norma CEI 64-8/4 fasc. 4131 anno 2021 Art. 413.1.3.

## **2.8 Prescrizioni ulteriori**

Esternamente, sulla porta di accesso di ogni cabina, dovrà essere disposto in modo visibile un segnale di pericolo di forma triangolare.

All'interno di ciascuna cabina dovrà essere permanentemente esposto uno schema dell'impianto, con chiare indicazioni relative alle connessioni ed alle apparecchiature essenziali.

A completamento degli accessori di cabina dovranno essere previsti una pedana isolante e un estintore a polvere.

Dovranno essere installati SPD nei punti sensibili dell'impianto BT, per limitare eventuali danni economici prodotti da sovratensioni dovute a fulmine.

## 2.9 Impianto di terra

Vedi capitolo 7.12

## 2.10 Gruppi di continuità

In ogni cabina dovrà essere installato un gruppo di continuità o UPS (uninterruptible power system) a servizio della alimentazione ausiliaria 230 V degli interruttori MT, con potenza di 2000 VA.

Tutti gli UPS dovranno essere di tipo statico con raddrizzatore ed inverter, con batterie di accumulatori al piombo, ermetiche; le batterie dovranno essere dimensionate per garantire un'autonomia di quindici minuti a pieno carico (gruppo per i servizi di sicurezza).

Gli UPS dovranno essere del tipo con neutro passante, con by-pass manuale per la messa fuori servizio e circuito di comando per l'arresto di emergenza.

Dovranno essere rispondenti alle norme CEI EN 62040-1-1 (CEI 22-26), CEI EN 62040-1-2 (CEI 22-27), CEI EN 62040-3 (CEI 22-24) ed essere protetti contro il "ritorno di energia", come previsto dalle norme CEI EN 62040-1-1 (Allegato L), CEI EN 62040-1-2 (Allegato L), CEI EN 62040-3 (Allegato F).

## 2.11 Illuminazione esterna

Non prevista

## 2.12 Impianti di forza motrice

In ogni cabina dovranno essere previste prese di servizio di tipo industriale, con sezionatore interbloccato, sia monofase che trifase, da 16 A. Nel quadro di servizio di cabina dovranno inoltre essere disponibili alcuni interruttori di riserva per eventuali necessità di utilizzatori elettrici a servizio del campo fotovoltaico.

Inoltre, ad ogni inverter faranno capo quadri di campo ciascuno dei quali collegherà, in parallelo, mediamente 15-20 stringhe da 30 moduli ciascuna. Ogni quadro di campo sarà munito di scheda di controllo dei parametri elettrici dei moduli e delle stringhe. Tale scheda dovrà essere alimentata a tensione di 230 V AC.

Pertanto, in ogni Quadro Utenze di Servizio, dovranno essere previste linee di alimentazione che alimentano le schede di controllo collegate ad un inverter.

## 2.13 Impianto antintrusione

Dalle informazioni ricevute dal Committente l'intera area sarà sempre sorvegliata. Pertanto non è previsto, per ora, alcun impianto antifurto.

Dovranno comunque essere predisposti cavidotti collegati a pozzetti dedicati, da utilizzare esclusivamente per il passaggio di cavi interrati appartenenti ai sistemi elettrici di categoria 0 (U<50 V AC, U<120 V DC)

## 2.14 Impianto televisivo a circuito chiuso

E' previsto un sistema di videosorveglianza che prevede la presenza di telecamere su tutta l'area perimetrale dei due siti (sottostazione e Campi FV Nord e Sud), con telecamere ad infrarosso day-night provviste di ottica in grado di coprire, ciascuna, una visuale di circa 100 m, collegate mediante fibra ottica a NVR locali che saranno a loro volta messi in rete tramite rete GSM o filare per la visualizzazione in sala di controllo di tutte le aree sorvegliate.

Dovranno comunque essere predisposti:

- Interruttore automatico bipolare 2x10 A dedicato in ciascuna cabina;
- cavidotti collegati a pozzetti dedicati, da utilizzare esclusivamente per il passaggio di cavi interrati appartenenti ai sistemi elettrici di categoria 0 (U<50 V AC, U<120 V DC)

## 2.15 Sistema di controllo, monitoraggio e supervisione

Il sistema di controllo, monitoraggio e supervisione permette, per mezzo di plc posti nei quadri di campo, sensori periferici, cavo di collegamento in fibra ottica, un computer con software dedicato, una connessione ADSL, di interrogare in ogni istante l'impianto al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati con la possibilità di visionare le indicazioni tecniche (Tensione, corrente, potenza etc..) di ciascuna stringa di moduli del campo fotovoltaico.

Dovrà essere utilizzato un sistema informatico distribuito per il monitoraggio elettronico di sistemi fisici denominato SCADA (dall'inglese "Supervisory Control And Data Acquisition").

Tipicamente, un sistema SCADA è composto da:

- uno o più **sensori**, che effettuano **misurazioni** di grandezze fisiche;
- uno o più **microcontrollori**, che possono essere **PLC** o **microcomputer**, che, continuamente o a intervalli di tempo, effettuano misurazioni tramite i sensori a cui sono collegati, e memorizzano in una memoria locale i valori misurati;
- un sistema di telecomunicazione tra i microcontrollori e il supervisore. Può essere una **rete di computer**, oppure un insieme di linee seriali; può essere via cavo o via **radio**. I casi più tipici sono costituiti da cavi seriali digitali per brevi distanze, doppini di tipo telefonico su cui sono collegati dei modem a bassa velocità per medie distanze, ponti radio o telefoni cellulari per grandi distanze;
- un computer supervisore, che periodicamente raccoglie i dati dai microcontrollori, li elabora per estrarne informazioni utili, memorizza su disco i dati o le informazioni riassuntive, eventualmente fa scattare un allarme, permette di selezionare e di visualizzare su schermo i dati correnti e passati, eventualmente in formato grafico, ed eventualmente invia informazioni selezionate al sistema informativo aziendale.

## 3 Impianto Di Generazione Fotovoltaica

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

### 3.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico è costituito da n° 3 generatori fotovoltaici composti da n° 53040 moduli fotovoltaici e da n° 10 inverter con tipo di realizzazione [Non assegnato].

La potenza di picco è di 36.332,4 kWp per una produzione di 60.988.800,8 kWh annui distribuiti su una superficie di 164.954,4 m<sup>2</sup>.

Modalità di connessione alla rete Trifase in Media tensione con tensione di fornitura 30.000 V.

#### EMISSIONI

L'impianto riduce le emissioni inquinanti in atmosfera secondo la seguente tabella annuale:

Equivalenti di produzione termoelettrica	
Anidride solforosa (SO <sub>2</sub> ):	42.742,63 kg
Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> ):	53.807,98 kg
Polveri:	1.909,32 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	31.807,46 t

Equivalenti di produzione geotermica	
Idrogeno solforato (H <sub>2</sub> S) (fluido geotermico):	1.868,94 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	360,03 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	11.404,91 TEP

#### ESPOSIZIONI

L'impianto fotovoltaico è composto da 10 generatori distribuiti su 1 esposizione come di seguito definita:

Descrizione	Tipo realizzazione	Tipo installazione	Orient.	Inclin.	Omr.
Esposizione est / ovest	Vendita diretta	Inseguitore ad un asse (azimutale)	0°	48°	0 %

### 3.2 Campo Ovest

Il generatore è composto da n° 16680 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	
Tipo di realizzazione:	[Non assegnato]
Numero di moduli:	16680
Numero inverter:	3
Potenza nominale:	11425,8 kW
Potenza di picco:	11425,8 kWp
Performance ratio:	84,9 %

DATI COSTRUTTIVI DEI MODULI	
Costruttore:	RISEN ENERGY
Serie / Sigla:	Newton RSM132-8-680N-700N
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	685 Wp
Rendimento:	22,1 %
Tensione nominale:	39,3 V
Tensione a vuoto:	46,8 V
Corrente nominale:	17,4 A
Corrente di corto circuito:	18,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1303 mm x 2384 mm

Peso:	34 kg
-------	-------

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

## GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 3 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	3825 FSK C Series 13825 FSK C
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	24

Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	3824 kW
Potenza massima:	3615 kW
Potenza massima per inseguitore:	3615 kW
Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	979 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	690 Vac
Corrente nominale:	3965 A
Corrente massima:	3965 A
Corrente massima per inseguitore:	3965 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1
Moduli in serie:	30
Stringhe in parallelo:	186
Esposizioni:	Esposizione 1
Tensione di MPP (STC):	1.180,2 V
Numero di moduli:	5580

Inverter 2	MPPT 1
Moduli in serie:	30
Stringhe in parallelo:	185
Esposizioni:	Esposizione 1
Tensione di MPP (STC):	1.180,2 V
Numero di moduli:	5550

<b>Inverter 3</b>	<b>MPPT 1</b>
Moduli in serie:	30
Stringhe in parallelo:	185
Esposizioni:	Esposizione 1
Tensione di MPP (STC):	1.180,2 V
Numero di moduli:	5550

### 3.3 Campo Est DX

Il generatore è composto da n° 15600 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	
Tipo di realizzazione:	[Non assegnato]
Numero di moduli:	15600
Numero inverter:	3
Potenza nominale:	10686 kW
Potenza di picco:	10686 kWp
Performance ratio:	84,9 %

DATI COSTRUTTIVI DEI MODULI	
Costruttore:	RISEN ENERGY
Serie / Sigla:	Newton RSM132-8-680N-700N
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	685 Wp
Rendimento:	22,1 %
Tensione nominale:	39,3 V
Tensione a vuoto:	46,8 V
Corrente nominale:	17,4 A
Corrente di corto circuito:	18,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1303 mm x 2384 mm
Peso:	34 kg

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi

scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

## GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ❑ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- ❑ Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- ❑ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- ❑ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- ❑ Conformità marchio CE.
- ❑ Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- ❑ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- ❑ Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- ❑ Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 3 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	3825 FSK C Series 13825 FSK C
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	24
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	3824 kW
Potenza massima:	3615 kW
Potenza massima per inseguitore:	3615 kW

Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	979 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	690 Vac
Corrente nominale:	3965 A
Corrente massima:	3965 A
Corrente massima per inseguitore:	3965 A
Rendimento:	0,99

<b>Inverter 1</b>	<b>MPPT 1</b>
Moduli in serie:	30
Stringhe in parallelo:	174
Esposizioni:	Esposizione 1
Tensione di MPP (STC):	1.180,2 V
Numero di moduli:	5220

<b>Inverter 2</b>	<b>MPPT 1</b>
Moduli in serie:	30
Stringhe in parallelo:	173
Esposizioni:	Esposizione 1
Tensione di MPP (STC):	1.180,2 V
Numero di moduli:	5190

<b>Inverter 3</b>	<b>MPPT 1</b>
Moduli in serie:	30
Stringhe in parallelo:	173
Esposizioni:	Esposizione 1

Tensione di MPP (STC):	1.180,2 V
Numero di moduli:	5190

### 3.4 Campo Est SX

Il generatore è composto da n° 20760 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	
Tipo di realizzazione:	[Non assegnato]
Numero di moduli:	20760
Numero inverter:	4
Potenza nominale:	14220,6 kW
Potenza di picco:	14220,6 kWp
Performance ratio:	84,9 %

DATI COSTRUTTIVI DEI MODULI	
Costruttore:	RISEN ENERGY
Serie / Sigla:	Newton RSM132-8-680N-700N
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	685 Wp
Rendimento:	22,1 %
Tensione nominale:	39,3 V
Tensione a vuoto:	46,8 V
Corrente nominale:	17,4 A
Corrente di corto circuito:	18,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1303 mm x 2384 mm
Peso:	34 kg

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi

scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

## GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ❑ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- ❑ Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- ❑ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- ❑ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- ❑ Conformità marchio CE.
- ❑ Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- ❑ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- ❑ Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- ❑ Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 4 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	3825 FSK C Series 13825 FSK C
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	24
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	3824 kW
Potenza massima:	3615 kW
Potenza massima per inseguitore:	3615 kW

Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	979 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	690 Vac
Corrente nominale:	3965 A
Corrente massima:	3965 A
Corrente massima per inseguitore:	3965 A
Rendimento:	0,99

<b>Inverter 1</b>	<b>MPPT 1</b>
Moduli in serie:	30
Stringhe in parallelo:	173
Esposizioni:	Esposizione 1
Tensione di MPP (STC):	1.180,2 V
Numero di moduli:	5190

<b>Inverter 2</b>	<b>MPPT 1</b>
Moduli in serie:	30
Stringhe in parallelo:	173
Esposizioni:	Esposizione 1
Tensione di MPP (STC):	1.180,2 V
Numero di moduli:	5190

<b>Inverter 3</b>	<b>MPPT 1</b>
Moduli in serie:	30
Stringhe in parallelo:	173
Esposizioni:	Esposizione 1

Tensione di MPP (STC):	1.180,2 V
Numero di moduli:	5190

<b>Inverter 4</b>	<b>MPPT 1</b>
Moduli in serie:	30
Stringhe in parallelo:	173
Esposizioni:	Esposizione 1
Tensione di MPP (STC):	1.180,2 V
Numero di moduli:	5190

### 3.5 SISTEMI DI ACCUMULO E BATTERIE

L'impianto sarà dotato di un sistema di accumulo e batterie monodirezionale.

Il sistema di accumulo avrà una potenza nominale di 15 MW, un accumulo di energia di 60 MWh e sarà basato su batterie agli ioni di litio.

#### Caratteristiche

Potenza	15.0 MW
Energia	60.00 MWh
Tipo de batteria	Li-ion
Tensione	30 kV
Tipo di installazione	Outdoor

#### Descrizione

Il progetto riguarda la fornitura di apparecchiature per un BESS (Battery Energy Storage System) collegato alla rete, con potenza nominale complessiva di 15 MW / 60 MWh (valore nel punto di connessione), suddivisa in 20 container da 3MWh, implementando batterie SAFT (o simili).

Il sistema BESS sarà collegato alla parte MT della sottostazione.

Il sistema di batterie è composto principalmente dai seguenti componenti:

- 36 x INGECON® DUAL Inversores Storage: Gli inverters integrati nello skid sono modello: INGECON® SUN Storage Dual PowerMax Skidless 2x1170KVA TL B480. (La configurazione finale potrà variare sia in fornitore che in capacità).
- 5 x trasformatori in olio 3.7MVA 800/30.000 V
- 1 x Energy Management System (EMS) Plant Controller, che sarà installato nel container #1.
- 1 x HMI Scada, che sarà installato nel container #1.

#### Power Stations

La centrale include l'integrazione degli inverter, trasformatori e sistema di comunicazione con la EMS (Energy Management System) che include il PPC (Power Plant Controller). Tutta

l'attrezzatura sarà per installazione outdoor. Gli inverter e i trasformatori avranno accesso diretto dall'esterno. I trasformatori saranno isolati con olio.



**Fig. 9: Gruppo 1 trafo + 2 inverters per connessione dello Storage**

#### **Trasformatori MT**

La centrale include l'integrazione degli inverter, trasformatori e sistema di comunicazione con la EMS (Energy Management System) che include il PPC (Power Plant Controller). Tutta l'attrezzatura sarà per installazione outdoor. Gli inverter e i trasformatori avranno accesso diretto dall'esterno. I trasformatori saranno isolati in olio.

#### **Contenitori di Batterie**

Verranno installati 20 container batteria (ESS: Energy Storage System). Ognuno di essi avrà dimensioni previste di 6,1x2,4x2,9 m ed ospiterà 3 MWh di batterie. In ogni container saranno presenti un sistema di ventilazione ed un quadro di protezione e sezionamento delle batterie, con tensione in uscita di 800 V.

## **4 Stazione di Consegna e Trasformazione “Xelio Lucera” (SSU-XELIO Lucera)**

### **4.1 Premessa**

Nella esecuzione dei lavori di realizzazione della Stazione Elettrica Xelio Lucera dovranno essere rispettate le prescrizioni contenute nelle norme tecniche del CEI e di TERNA.

### **4.2 Stazione Elettrica Xelio Lucera**

Come premesso, per la esecuzione della SSU Xelio Lucera sarà necessario realizzare una Sottostazione elettrica di condominio (SSU-CONDIVISA), che ospiterà anche altri produttori, collegando tale SSU di condominio ad uno stallo esistente e disponibile, a tensione di 150 kV, della SE “LUCERA” di TERNA, nel comune di San Severo (FG).

Ciascuno dei produttori di energia elettrica deriverà la propria Stazione di Trasformazione dalla SSE di condominio, formata da un sistema di sbarre comuni in AT, da un sistema di Protezione Generale e da un sistema di misure comune in AT. La Sottostazione Elettrica “Xelio Lucera” occuperà una superficie complessiva di  $27 \times 32 = 864$  mq.

La figura 4 riporta una visione d’insieme della SSU di Condominio e della SSU Xelio Lucera, comprensiva della partenza della linea in alta tensione in cavo di connessione tra la SE TERNA e la SSU di condominio.



Fig.4: SSU-XELIO; SSU-CONDIVISA (“condominio”)



Valore efficace della corrente di corto circuito trifase	Tensione nominale 380 kV	Tensione nominale 220 kV	Tensione nominale 132-150 kV
<b>I<sub>cc</sub> (kA)</b>	63-50	50-40	40-31,5

**Tabella 3: valori efficaci della I<sub>cc</sub> trifase**

In considerazione delle definizioni della Norma CEI EN 61936-1 e in funzione del tempo di eliminazione di un ipotetico guasto a terra pari a 0,5 s, si riportano di seguito i valori previsti per le suddette correnti di guasto a terra:

Valore efficace della corrente di guasto a terra	Tensione nominale 380 kV	Tensione nominale 220 kV	Tensione nominale 132-150 kV
<b>I<sub>g</sub> (kA)</b>	63-50	50-40	40-31,5

**Tabella 4: Valori efficaci della I<sub>g</sub> fase/terra**

Nel progetto in esame, il riferimento della I<sub>cc</sub> e della I<sub>g</sub> sarà di 31,5 kA.

## 4.5 Correnti termiche nominali

La sottostazione “Xelio Lucera” sarà dimensionata per i valori di correnti termiche nominali della tabella seguente, relativi alla colonna delle tensioni 132-150 kV:

	<b>380 kV</b>	<b>220 kV</b>	<b>132-150 kV</b>
<b>Stallo linea</b>	3150 A	2000 A	1250 A
<b>Sbarre</b>	4000 A	3150 A	2000 A
<b>Stallo di parallelo sbarre</b>	3150 A	2000 A	2000 A
<b>Stallo Trasformatore</b>	2000 A	1450 A	2000 A

**Tabella 5: correnti termiche nominali**

N.B. - STALLO: Insieme di impianti di potenza e di impianti accessori asserviti ad una linea elettrica o ad un trasformatore che collegano la linea o il trasformatore con il sistema di sbarre di una stazione elettrica.

E' facoltà di TERNA poter richiedere, ai fini del transito dell'energia elettrica, valori superiori di correnti termiche nominali.

## 4.6 Interruttori

Gli interruttori dovranno essere conformi alle tabelle di cui al paragrafo 9.1 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

## 4.7 Sezionatori

I sezionatori dovranno essere conformi alle tabelle di cui al paragrafo 9.2 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

## 4.8 Macchinario

Il macchinario dovrà essere conforme alle tabelle di cui al paragrafo 9.7 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA. Macchinari contenenti un quantitativo di olio isolante superiore a 1 m<sup>3</sup> dovranno essere soggetti a prevenzioni incendi secondo il DPR 1 agosto 2011 nelle modalità prescritte dal DM 15 luglio 2014.

#### **4.9 Isolatori passanti**

Gli isolatori passanti dovranno essere conformi alle tabelle di cui ai paragrafi 9.7.12 e 9.7.13 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

#### **4.10 Trasformatori di corrente (TA)**

I trasformatori di corrente dovranno essere conformi alle tabelle di cui al paragrafo 9.3 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA. L'eventuale utilizzo di TA combinati con trasformatori di tensione (TV) deve essere preventivamente concordato con TERNA.

#### **4.11 Trasformatori di tensione (TV)**

I trasformatori di tensione dovranno essere conformi alle tabelle di cui al paragrafo 9.4 (trasformatori di tensione capacitivi) e 9.5 (trasformatori di tensione induttivi) dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA. L'eventuale utilizzo di TV combinati con TA deve essere preventivamente concordato con TERNA.

#### **4.12 Scaricatori**

Gli scaricatori dovranno essere conformi alle tabelle di cui al paragrafo 9.6 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

#### **4.13 Batterie di condensatori di rifasamento**

I condensatori di rifasamento dovranno essere conformi alla tabella di cui al paragrafo 9.8 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

#### **4.14 Bobine di sbarramento e dispositivi di accoppiamento**

Il dispositivo di accoppiamento e gli organi di sbarramento, laddove necessari, dovranno consentire l'iniezione nella linea elettrica di segnali ad alta frequenza provenienti dall'apparato ad onde convogliate, senza che ciò possa indurre rischi per il personale e per gli stessi apparati, nonché con le minime perdite possibili.

Gli apparati ad onde convogliate per la realizzazione delle comunicazioni ad alta frequenza, installati nell'edificio comando e controllo, dovranno essere due, uno di riserva all'altro.

L'organo di sbarramento da installare dovrà essere fornito completo di dispositivi di protezione e di dispositivi di accordo.

E' opportuno dotare il suddetto organo (se di tipo aperto) di barriere di protezione antivolatile. L'organo di sbarramento potrà essere installato sospeso (in amarro su traliccio) o su sostegno portante (trasformatore di tensione o isolatore dedicato). L'organo di sbarramento dovrà essere rispondente alla Norma CEI 57-2.

Le bobine dovranno essere dimensionate in maniera tale da sopportare senza danni il passaggio della corrente permanente, della corrente transitoria e della corrente di corto circuito prevista nel nodo.

Le caratteristiche tecniche e funzionali dei dispositivi di accoppiamento dovranno essere rispondenti alla Norma CEI 57-3.

Il condensatore che si utilizzerà per l'accoppiamento (che può far parte del trasformatore capacitivo dello stallo linea) dovrà essere adeguatamente dimensionato in funzione della tensione di esercizio della linea elettrica.

Il contenitore del dispositivo di accoppiamento dovrà essere di tipo metallico reso resistente alla corrosione ed avere un grado di protezione non inferiore a IP 54 secondo la Norma CEI EN 60529.

#### **4.15 Sostegni per apparecchiature di stazione e sostegni portale**

I sostegni saranno del tipo tubolare per le apparecchiature e del tipo tralicciato per il sostegno portale (o traliccio di arrivo linea).

I sostegni delle apparecchiature di stazione devono essere verificati a corto circuito in accordo alle norme CEI EN 60865-1, CEI EN 61938-1 e CEI 11-4, ed al carico sismico in base alle NTC del 14/01/2008. Va tenuto conto anche dell'Eurocodice 3 per le formulazioni di dettaglio riguardanti strutture di acciaio.

Le condizioni ambientali considerate per il dimensionamento sono quelle riportate nel paragrafo 6.1 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

L'altezza dei sostegni dovrà essere determinata in base a quanto indicato al paragrafo 7.18 "Disposizione elettromeccanica" dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

#### 4.16 Isolatori portanti e di manovra

Gli isolatori utilizzati per le sbarre, per i sezionatori (isolatori portanti e di manovra) e per i colonnini portanti rompi tratta dovranno essere realizzati in porcellana in modo conforme alle Norme CEI 36-12 e IEC TS 60815-2. Gli isolatori dovranno essere provati in accordo alla norma CEI EN 60168.

Tutti gli isolatori, nel loro dimensionamento, dovranno comunque rispettare quanto indicato nell'Allegato A1 al Codice di Rete "Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV".

L'altezza degli isolatori da terra dovrà essere determinata in base a quanto prescritto al paragrafo 7.18 "Disposizione elettromeccanica di stazione" dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

Per gli isolamenti superficiali degli isolatori portanti, delle apparecchiature e degli isolatori passanti dei trasformatori si raccomanda un valore di salinità di tenuta pari a:

- 14 g/l e 40 g/l rispettivamente per installazioni in atmosfera normale e inquinata (per i livelli di tensione 380 kV e 220 kV);
- 14 g/l e 56 g/l rispettivamente per installazioni in atmosfera normale e inquinata (per i livelli di tensione 150 kV e 132 kV).

Valori di salinità diversi dovranno essere concordati con Terna.

#### 4.17 Morsetteria AT di stazione

Deve essere prevista una morsetteria AT di stazione, che comprende tutti i pezzi adottati per le connessioni delle sbarre, tra le apparecchiature e tra apparecchiature e sbarre.

La morsetteria dovrà essere provvista anche dei giunti di dilatazione termica per consentire la dilatazione delle sbarre.

#### 4.18 Sistema di sbarre e conduttori di collegamento

Il sistema di sbarre dovrà essere realizzato con profilo tubolare in lega di alluminio, con dimensioni come da tabella sottostante, relativa alla tensione di 150 kV.

I collegamenti al di sotto delle sbarre dovranno essere realizzati in profilo tubolare, mentre i collegamenti tra le apparecchiature dovranno essere realizzati in corda.

Le giunzioni lungo il sistema di sbarre dovranno consentire le normali espansioni e contrazioni dei tubi, previste con il variare della temperatura; i morsetti destinati allo scopo non dovranno trasmettere, durante le oscillazioni dei tubi, alcun momento sugli isolatori portanti del sistema di sbarre.

Nella tabella a seguire sono elencati i diametri normalmente usati per le sbarre ed i collegamenti delle stazioni elettriche:

SBARRE		
TENSIONE	DIAMETRO INTERNO	DIAMETRO ESTERNO
132-150 kV	86 mm	100 mm
220 kV	140 mm	150 mm
380 kV	207 mm	220 mm
COLLEGAMENTI SOTTO LE SBARRE		
132-150 kV	86 mm	100 mm
220 kV	86 mm	100 mm
380 kV	80mm	100 mm
COLLEGAMENTI DI STALLO TRA LE APPARECCHIATURE		
132-150 kV	1 corda di alluminio di diametro $\varnothing$ 36 mm per lo stallo linea, lo stallo batterie di condensatori e trasformatore AT/MT, 2 corde di alluminio da $\varnothing$ 36 mm per lo stallo parallelo, lo stallo congiuntore sbarre e lo stallo trasformatore AAT/AT	
220 kV	1 corda di alluminio di diametro $\varnothing$ 36 mm per lo stallo trasformatore, lo stallo reattore e lo stallo batterie di condensatori, 2 corde di alluminio $\varnothing$ 36 mm per lo stallo linea e 3 corde di alluminio $\varnothing$ 36 mm per lo stallo parallelo.	
380 kV	2 corde di alluminio di diametro $\varnothing$ 41,1 mm per lo stallo linea, lo stallo trasformatore e lo stallo parallelo sbarre, 1 corda di alluminio di diametro $\varnothing$ 41,1 mm per stallo reattore di rifasamento.	

**Tabella 6: sistemi di sbarre AT**

#### 4.19 Cavi AT

Si fa riferimento al par 8.3 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA ed al par. 6.2.9 della Norma CEI EN 61936-1.

#### 4.20 Impianto di terra

L'impianto di terra deve essere rispondente alle prescrizioni del Cap. 10 della Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2), alla Norma CEI EN 50522 (CEI 99-2 ed. 2011-07: "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.") ed alle prescrizioni della Guida CEI 99-5. Ed. 2015-07: "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.".

La maglia di terra della SSE Lucera dovrà essere realizzata con conduttori di rame nudi di adeguata sezione, interrati ad una profondità di almeno 0,70 metri.

La maglia deve essere realizzata con lato di 10 m, conduttori di rame nudo di 70 mm<sup>2</sup> e deve essere collegata alle apparecchiature mediante almeno due conduttori da 150 mm<sup>2</sup>. Intorno agli edifici di stazione è prevista la posa di un anello perimetrale costituito da conduttore da 150 mm<sup>2</sup>. Al di sotto degli edifici ed all'interno del suddetto anello perimetrale sarà realizzata una maglia più fitta (3 x 3 m) con conduttore da 70 mm<sup>2</sup>.

Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale (portali, TA, TV, scaricatori) le dimensioni della maglia di terra devono essere opportunamente diminuite (lato 1 m).

Precauzioni particolari devono essere prese in presenza di tubazioni metalliche, cavi MT o AT schermati ed ogni altra struttura metallica interrata in vicinanza o interferente con l'area di stazione. Inoltre si dovrà ricomprendere nella maglia di terra il cancello di ingresso e gli edifici di consegna MT posti al confine dell'impianto, vicino al cancello e si dovrà fare in modo che le tensioni di passo e contatto siano al di sotto di quanto prescritto dalle norme sia all'interno che all'esterno della recinzione di stazione.

Qualora, per la realizzazione della stazione elettrica siano previste opere di riempimento per il raggiungimento della quota di imposta, la maglia di terra dovrà essere comunque posata su un letto di terreno vegetale.

Nel caso in esame, essendo la SSE "Xelio Lucera" nelle immediate vicinanze della Stazione di Utenza, i rispettivi impianti di terra devono essere tra loro collegati galvanicamente mediante collegamenti ispezionabili e sezionabili (in pozzetti).

Se dovessero esserci aree con tensione di passo e contatto superiori a quanto previsto dalla norma, si potranno effettuare modifiche al progetto, quali:

- infittimento locale della maglia di terra;
- utilizzo di dispersori orizzontali e/o verticali per il controllo del potenziale;
- realizzazione di superfici ad elevata resistenza (stesura di ghiaia o asfalto);
- segregazione delle aree critiche.

Infine, nel progetto dell'impianto di terra si dovrà considerare l'estensione della maglia di terra anche nelle aree destinate alle eventuali future espansioni d'impianto.

#### 4.21. Linee elettriche

Le condizioni ambientali di riferimento per la progettazione delle linee elettriche sono definite nella norma CEI 11-4 (1998) - par. 1.2.08 che individua due zone di sovraccarico:

- Zona A: comprendente le località ad altitudine non superiore agli 800 m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale ed insulare;
- Zona B comprendente tutte le località dell'Italia settentrionale e le località ad altitudine superiore a 800 m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale ed insulare.

Le ipotesi di calcolo per le linee nelle suddette zone sono definite al par. 2.2.04 della suddetta norma e sono:

Linee in zona (1.2.08)	Temperatura °C	Vento orizzontale agente in direzione normale alla linea km/h	Manicotto di ghiaccio (densità 0,92) dello spessore di mm
A	-5	130	-
B	-20	65	12

**Tabella 7: dimensionamento linee elettriche aeree**

La stessa norma riporta tutti i valori di riferimento per la verifica di stabilità dei sostegni (par. 2.4.04) nelle due zone ambientali.

Per il progetto in esame andranno presi come riferimento i valori stabiliti dalla norma per la fascia A.

##### 4.21.1 Altezza dei conduttori sul terreno e su acque non navigabili

Al fine di evitare i rischi di scarica e i possibili effetti causati dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici, i conduttori delle linee, nelle condizioni riportate nelle ipotesi di carico MFA o MFB della tabella sotto, non devono avere una distanza verticale, in ogni punto, dal terreno o dagli specchi lagunari o lacuali non navigabili minore di:

a)

- **(5,5 + 0,006 U) m e, in ogni caso, non inferiore a 6 m per linee con tensione U < 300 kV;**
- la maggiore tra (5,5 + 0,006 U) m e 0,0195 U m, per tensioni 300 kV < U < 800 kV;
- (15,6 + 0,01 (U - 800)) m, per tensioni U > 800 kV.

Le distanze di rispetto specificate in a) si riferiscono a conduttori integri in tutte le campate e devono essere misurate prescindendo sia dall'eventuale manto di neve, sia dalla vegetazione e dalle ineguaglianze del terreno dovute alla lavorazione.

Non è richiesta la verifica delle distanze di rispetto nel caso di conduttori rotti o disuniformemente caricati.

È ammesso derogare dalle prescrizioni suddette quando si tratti di linee sovrappassanti i terreni recintati con accesso riservato al personale addetto all'esercizio elettrico.

Ipotesi di carico	Zona	Temp. [°C]	Velocità del vento [km/h]	Carichi verticali
EDS	A,B	15	-	Cond. Peso proprio
MSA	A,B	- 5	130	Cond. Peso proprio
MSB	B	- 20	65	Cond. Peso proprio + peso ghiaccio
MFA	A	55	-	Cond. Peso proprio
MFB	B	40	-	Cond. Peso proprio
MPA	A	- 5	-	Cond. Peso proprio
MPB	B	- 20	-	Cond. Peso proprio
CVS1	A,B	0	26	Cond. Peso proprio
CVS2	A,B	15	130	Cond. Peso proprio

**Tabella 8: Tabella 4.3.10.3 / IT.1 di CEI EN 50341-3 (CEI 11-4/1-3 ed. 2005-07): Ipotesi di carico sui conduttori**

#### 4.21.2 Attraversamento

Secondo la Norma CEI EN 50341-3, si ha attraversamento di una data opera allorché la proiezione verticale di almeno uno dei conduttori della linea elettrica, nelle condizioni indicate nell'ipotesi di carico MFA o MFB di 4.3.10.3 / IT.1, e con piano della catenaria supposto inclinato di 30° sulla verticale, interseca l'opera stessa.

#### 4.21.3 Distanze di rispetto

I conduttori e le funi di guardia delle linee aeree, nelle condizioni riportate nelle ipotesi di carico MFA or MFB di 4.3.10.3/IT.1, sia con catenaria verticale, sia con catenaria inclinata di 30° sulla verticale, non devono avere in alcun punto una distanza, minore di:

- (7 + 0,015 U) m dal piano di autostrade, strade statali e provinciali (e loro tratti interni agli abitati), dal piano delle rotaie di ferrovie, tranvie, funicolari terrestri e dal livello di morbida normale di fiumi navigabili di seconda classe (regio Decreto 8 giugno 1911, n. 823 e regio Decreto 11 luglio 1913 n. 959).  
Per le zone lacuali o lagunari con passaggio di natanti, l'altezza dei conduttori è prescritta dall'autorità competente;
- (5,50 + 0,015 U) m dal piano delle rotaie di funicolari terrestri in servizio privato per trasporto esclusivo di merci;
- (1,50 + 0,015 U) m, col minimo di 4 m, dall'organo più vicino (o dalla sua possibile più vicina posizione), quando l'organo è mobile, di funivie, sciovie e seggiovie in servizio pubblico o privato, palorci, fili a sbalzo o telefoni; la prescrizione non si applica alle linee di alimentazione ed alle linee di telecomunicazione al servizio delle funivie, per le quali valgono le prescrizioni dei seguenti commi d), ed e);
- (1,50 + 0,015 U) m dai conduttori di altre linee elettriche o di telecomunicazione (essendo U la tensione nominale della linea a tensione maggiore). Tale minimo è ridotto a (1 + 0,015 U) m per le funi di guardia o quando ambedue i conduttori considerati sono fissati ai sostegni mediante isolatori rigidi o isolatori sospesi disposti in amarro. Negli attraversamenti di linee elettriche con qualsiasi altra, si deve tener conto separatamente, ma non simultaneamente, tanto dell'inclinazione della campata inferiore quanto di quella della campata superiore;
- (3 + 0,015 U) m dai sostegni di altre linee elettriche e di telecomunicazione (U = tensione nominale della linea il cui conduttore si avvicina ai sostegni di altre linee). Tale minimo può essere ridotto a (1 + 0,015 U) m per i cavi aerei e, quando ci sia l'accordo fra i proprietari delle due linee, anche per i conduttori nudi.

e bis) di ferrovie, tranvie, filovie, funicolari terrestri. La prescrizione non si applica:

- alla distanza tra conduttori di linee di trazione elettrica e conduttori di linee elettriche poste in sede ferroviaria;
- alle linee elettriche in cavo aereo.

Queste prescrizioni si applicano alle distanze dalle antenne radiotelevisive riceventi delle utenze private.

- f)  $3 + 0,010 U$  m da tutte le posizioni praticabili delle altre opere o del terreno circostante, esclusi i fabbricati.
- g)  $(0,50 + 0,010 U)$  m da tutte le posizioni impraticabili delle altre opere o del terreno circostante, esclusi i fabbricati, e dai rami degli alberi.

È da considerare praticabile una posizione nella quale una persona normale può stare agevolmente in piedi, anche se per raggiungerla bisogna superare posizioni impraticabili.

Le distanze di cui sopra devono essere verificate con conduttori integri in tutte le campate e devono essere misurate prescindendo sia dell'eventuale manto di neve, sia dalla bassa vegetazione, sia dalle irregolarità del terreno dovute alla lavorazione.

Non è richiesta la verifica delle distanze di rispetto con conduttori rotti o disuniformemente caricati.

È ammesso derogare dalle prescrizioni del presente articolo quando si tratti di linee sovrappassanti terreni recintati con accesso riservato al personale addetto all'esercizio elettrico.

#### 3.21.4 Distanze di rispetto dai fabbricati

Tenuto conto sia del rischio di scarica sia dei possibili effetti provocati dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici, i conduttori delle linee, nelle condizioni indicate nell'ipotesi di carico MFA o MFB di 4.3.10.3/IT.1, non devono avere alcun punto a distanza dai fabbricati minore di:

- $(3 + 0,010 U)$  m, con catenaria verticale;
- $(1,5 + 0,006 U)$  m (col minimo di 2 m) con catenaria supposta inclinata di  $30^\circ$  sulla verticale.

Inoltre, nelle condizioni sopra menzionate, i conduttori delle linee con  $U < 300$  kV e con catenaria verticale non devono avere un'altezza su terrazzi e tetti piani minore di 4 m, e per i conduttori con tensioni  $U > 300$  kV la medesima altezza non può essere inferiore all'altezza specificata.

#### 4.21.5 Angolo di incrocio tra linee elettriche ed opere attraversate

Quando una linea elettrica attraversa una ferrovia o una tranvia in sede propria, esclusi i binari morti ed i raccordi a stabilimento, o una funicolare terrestre in servizio pubblico o una funivia, sciovia o seggiovia in servizio pubblico o una strada statale o una autostrada, l'angolo di incrocio tra la linea e l'asse dei binari o della funivia o della strada non deve essere minore di  $15^\circ$

In casi eccezionali quando, per le particolari condizioni locali, l'angolo di incrocio non può essere mantenuto nei limiti sopra indicati, può essere consentita dall'ente proprietario o concessionario dell'opera attraversata una deroga alla disposizione di cui sopra.

Negli attraversamenti di opere diverse da quelle sopra elencate l'angolo di incrocio non è soggetto ad alcuna limitazione.

## 4.22 Standard tecnici per la esecuzione della Stazione elettrica

La stazione elettrica in esame dovrà essere realizzata in conformità alle prescrizioni della Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2 ed. 2014-09).

## 4.23 Classificazione sismica

Le prove sismiche, le modalità di prova, la scelta delle assegnate severità delle apparecchiature, dei componenti di impianto e del macchinario di stazione devono essere rispondenti alla Norma CEI EN 60068-3-3 ed.1998-05 (CEI 50-6/15): "Prove climatiche e meccaniche fondamentali. Parte 3: Guida- Metodi di prova sismica per apparecchiature".

#### 4.24 Rumore

In merito alla emissione di rumore, vanno rispettati i limiti più severi tra quelli riportati al DPCM del 1 marzo 1991, al DPCM del 14.11.1997 e secondo le indicazioni della legge quadro sull'inquinamento acustico (legge n.447 del 26/10/1995).

#### 4.25 Effetto corona e compatibilità elettromagnetica

Si applicano il par. 4.2.6. ed il par. 9.6 della Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2), nonché gli ulteriori suggerimenti illustrati all'art. 13.6 della Guida CEI 99-5.

#### 4.26 Campi elettrici e magnetici, radiofrequenze

Per le linee in ingresso alle stazioni elettriche devono essere rispettati i limiti di campo magnetico ed elettrico indicati dal DPCM del 8/07/03 e successive modifiche ed integrazioni.

Per la protezione contro le interferenze a bassa frequenza è necessario:

- Ridurre la penetrazione di campi elettromagnetici all'interno delle apparecchiature;
- Realizzare la equipotenzialità tra ogni apparecchio e l'impianto di terra.

Per ridurre gli effetti dell'interferenza elettromagnetica a bassa frequenza dovranno inoltre essere presi i seguenti accorgimenti:

a) Misure relative alla posa dei cavi:

- separazione dei cavi di comando dai cavi di potenza mediante distanze o percorsi diversi;
- preferire cavi di potenza con formazione a trifoglio rispetto a quelli disposti in piano;
- per quanto possibile, cavidotti non paralleli alle sbarre o a cavi di potenza;
- cavi di comando posati lontano da induttanze e da trasformatori monofasi.

b) Misure inerenti la disposizione dei circuiti:

- evitare la formazione di anelli;
- per i circuiti ausiliari in corrente continua, preferire la configurazione radiale rispetto a quella ad anello;
- evitare la protezione di due diversi circuiti in corrente continua mediante lo stesso interruttore;
- evitare il collegamento in parallelo di due bobine situate in armadi separati;
- mettere tutti i fili dello stesso circuito nello stesso cavo. Quando si debbano utilizzare cavi diversi, seguire lo stesso percorso.

c) Per i segnali di basso livello, si raccomandano cavi a coppie intrecciate, se diversi dai cavi in fibra ottica.

#### 4.27 Misure relative alla scelta delle apparecchiature

L'impianto deve essere diviso in zone diverse, ognuna delle quali corrispondente ad una specifica classe ambientale (vedere capitolo 4.4 di CEI 99-2).

Nel caso in esame la temperatura ambiente non deve superare 40 °C e il suo valore medio, misurato per un periodo di 24 h, non deve superare 35 °C.

Per apparecchiature installate all'interno la temperatura ambientale minima è -5 °C (Classe "-5° all'interno").

Per apparecchiature installate all'esterno la temperatura ambientale minima è -10 ° (Classe "-10 all'esterno").

In ogni zona, l'apparecchiatura deve essere scelta in conformità con la classe ambientale di zona associata.

Nei circuiti interni, dove è necessario, si devono adottare le seguenti misure:

- a) separazione metallica dei circuiti di segnali I/O ;
- b) installazione di filtri sui circuiti di alimentazione ausiliari;
- c) installazione di dispositivi limitatori di tensione come:
- d) condensatori o circuiti RC;
- e) scaricatori di tensione di bassa tensione;

- f) diodi Zener o varistori;
- g) diodi Transzorb.

I suddetti dispositivi devono essere installati all'interno delle apparecchiature di protezione e di comando.

Misure aggiuntive riguardanti le apparecchiature isolate in gas.

- h) Collegamento dei ferri di armatura del cemento armato in vari punti all'impianto di terra, specie nel pavimento (vedere art. 10 CEI 99-2).
- i) Adeguata messa a terra per gli effetti della frequenza e dei transitori ai GIS/passanti in aria e GIS-involucro (GIS: apparecchiature con involucro metallico isolate in aria). Ciò si ottiene per mezzo di collegamenti multipli tra l'involucro e la parete dell'edificio (ai ferri o al rivestimento metallico) e collegamenti multipli tra la parete e l'impianto di terra;
- j) Adeguato progetto e prova dei componenti elettrici secondari ai fini della loro resistenza alle sollecitazioni elettriche transitorie.

#### 4.28 Altre misure possibili per ridurre gli effetti delle interferenze

Bisognerà inoltre prevedere, ove possibile:

- installazione di cavi di comando in canalizzazioni metalliche. La continuità e la messa a terra delle canalizzazioni dovrà essere assicurata per tutta la loro lunghezza;
- installazione dei cavi lungo superfici metalliche, dove è possibile;
- uso di cavi in fibra ottica e apparecchiature corrispondenti.

#### 4.29 Opere Civili ed Edifici

La progettazione e realizzazione delle opere civili degli impianti appartenenti alla RTN, ed in particolare alla stazione elettrica in esame, dovranno essere eseguite conformemente a quanto prescritto dalla legislazione di riferimento, quali le Norme tecniche per la costruzione (NTC 2008 e ss.mm.ii.) e nel pieno rispetto della Normativa in materia di sicurezza sul lavoro (D.lgs. 81/08 e ss.mm.ii.) vigenti al momento della costruzione dell'impianto.

Dovranno essere realizzate le seguenti opere civili:

- Fondazioni di apparecchiature AT, fondazioni macchinario, fondazioni edifici e chioschi ed eventuali relative sottofondazioni;
- Cunicoli e vie cavo;
- Edificio Comandi, Edificio S.A., Edificio Integrato, Edificio Consegna MT e TLC e Magazzino;
- Chioschi per apparecchiature;
- Recinzione di stazione;
- Piazzali di stazione;
- Vasche olio e acqua;
- Rete idrica e fognaria;
- Opere varie di sistemazione area ed opere di contenimento;
- altre opere di completamento.

##### 4.29.1 Dimensionamento delle opere

Il dimensionamento di tutte le opere dovrà essere effettuato con i metodi prescritti dalle Norme Tecniche delle per le Costruzioni e in accordo alla norme e leggi vigenti all'Atto della realizzazione. Il progetto dovrà essere adeguato in funzione della sismicità del sito definita ai sensi del D.M. del 14/01/08. Le strutture e le fondazioni dovranno essere calcolate in ottemperanza alle "Norme tecniche per le costruzioni D.M. del 14/01/08".

##### 4.29.2 Caratteristiche antisismiche

La verifica sismica andrà eseguita in accordo con quanto descritto nelle NTC 2008.

La verifica andrà condotta calcolando lo Spettro di risposta elastico in accelerazione della componente verticale e di quella orizzontale (Spettro di progetto elastico SLE).

Parametri di calcolo:

- Stato limite: SLO;
- Fattore di struttura per la componente verticale: 1.5;
- Vita nominale della struttura:  $\geq 100$  anni;
- Classe d'uso: IV;
- Categoria del suolo: D;
- Fattore per smorzamenti viscosi: 5%;
- Caratteristiche della superficie topografica: T1;
- TR: 2475.

I parametri di seguito riportati dovranno essere scelti in modo da consentire l'installazione sull'intero territorio nazionale:

- Accelerazione orizzontale massima  $A_g$ ;
- Valore massimo del fattore di amplificazione dello spettro in accelerazione orizzontale  $F_0$ ;
- Periodo di inizio del tratto a velocità costante dello spettro in accelerazione orizzontale  $T_c^*$ .

#### 4.29.3 Edifici Servizi Ausiliari e Sala Quadri

Gli edifici Servizi Ausiliari (cfr. SA) e Sala Quadri (cfr. SQ), le cui strutture di norma sono del tipo prefabbricato, dovranno avere dimensioni sufficienti, rispettivamente per l'alloggiamento di tutte le apparecchiature necessarie all'alimentazione ausiliaria delle apparecchiature e quanto altro necessario a garantire il corretto e sicuro funzionamento dell'impianto e al comando e controllo della SE, compresi gli eventuali stalli futuri.

La realizzazione di entrambi gli edifici (SA e SQ) è prevista qualora nella stazione elettrica siano previsti un numero di stalli dedicati alla trasformazione superiore a due, diversamente, per le SE di Smistamento o per le SE di trasformazione con al massimo due trasformatori, potranno essere riuniti in un unico edificio integrato comprendente indicativamente:

- sala quadri per il comando e controllo dell'impianto;
- sala controllo con parete vetrata verso la sala quadri;
- locale teletrasmissioni (batteria TLC e apparati TLC);
- due locali quadri MT;
- due locali quadri BT in c.a. e c.c. e batterie di tipo ermetico (locali Servizi Ausiliari);
- Servizi igienici;
- Ufficio;
- deposito

Il posizionamento in pianta degli edifici deve essere fatto tenendo conto dell'esigenza che l'edificio SQ (o se del caso integrato) deve essere sempre posizionato nei pressi dell'ingresso alla SE, mentre nel caso di presenza dell'edificio SA questo dovrà essere ubicato in posizione baricentrica alla SE.

Per tutti gli ambienti dove saranno installati i quadri elettrici, tranne per i locali MT, dovrà essere previsto il pavimento modulare sopraelevato.

Nei locali nei quali sono previsti quadri o componenti elettrici devono essere previste opportune segregazioni tra un locale e l'altro tramite muri e porte resistenti al fuoco

#### 4.29.4 Chioschi

I chioschi sono degli elementi prefabbricati a struttura portante metallica, per l'alloggiamento delle apparecchiature dei sistemi di protezione, comando e controllo (SPCC) delle SE.

Di seguito vengono richiamate le dimensioni vincolanti ai fini del dimensionamento del chiosco; in particolare si precisa che le dimensioni esterne dovranno consentire:

- L'installazione dei telai e pannelli nella massima configurazione del sistema SPCC;
- Il rispetto delle distanze, dalle parti attive AT della stazione, previste dal PU;
- Il trasporto su strada con modalità ordinarie (trasporto non "eccezionale").

Dimensioni interne:

- Larghezza minima netta pari a 2200 mm,

- Lunghezza minima netta pari a 4600 mm;
- Altezza minima netta pari a 2450 mm.

#### 4.30 Servizi ausiliari

In generale, per i circuiti di alimentazione in c.c. e c.a., per i raddrizzatori e le batterie valgono i requisiti specificati al par. 9.2 della Norma CEI EN 61936-1.

##### 4.30.1 Prescrizioni generali di sicurezza

Il sistema di messa a terra generale degli impianti ausiliari BT deve essere TN-S con neutro franco a terra.

Ogni cavo di alimentazione dei diversi impianti tecnologici, dei servizi generali etc. e/o di alimentazione di parte di essi deve essere protetto con un interruttore magnetotermico ed un interruttore differenziale (rispettivamente conformi alle Norme CEI EN 60898-1 e 61009-1).

##### 4.30.2 Servizi generali

Impianto luce e forza motrice (f.m.) di stazione

L'impianto di illuminazione sarà realizzato conformemente a quanto indicato nel par. 7.1.5 della Norma CEI EN 61936-1 e dovrà garantire:

- livelli di illuminazione medi tali da consentire operazioni di esercizio, pronto - intervento e messa in sicurezza anche di notte;
- l'illuminazione dell'ingresso e delle aree esterne agli edifici (piazzale);
- illuminazione interna degli edifici di stazione;
- l'illuminazione di sicurezza delle strade interne e periferiche della stazione, nonché per i locali degli edifici dove è prevista la presenza di personale.

Ai fini della sicurezza, oltre all'illuminazione privilegiata, deve essere prevista un'illuminazione di emergenza per gli edifici comandi e servizi ausiliari e per le strade principali.

L'illuminazione di emergenza dovrà entrare in funzione automaticamente al mancare dell'alimentazione normale.

##### 4.30.3 Servizi ausiliari (SA)

Al fine di garantire la continuità dell'alimentazione dei servizi ausiliari anche in condizioni di funzionamento anomalo della stazione (black out), il sistema dovrà sempre assicurare almeno il funzionamento dei dispositivi di protezione, degli automatismi e la manovra degli organi di sezionamento e di interruzione.

L'alimentazione in corrente continua dovrà essere realizzata mediante gruppi raddrizzatori-carica batteria.

In caso di mancanza della sorgente alternata, la capacità della batteria/e dovrà essere tale da assicurare il corretto funzionamento dei circuiti alimentati almeno per il tempo necessario affinché il personale possa intervenire.

Si riporta di seguito un elenco generale delle principali utenze privilegiate di una stazione elettrica; queste dovranno essere alimentate, in caso di black-out totale, tramite il gruppo elettrogeno (commutato automaticamente, con disinserzione delle utenze non essenziali per il funzionamento dell'impianto).

Corrente alternata (c.a.)

- raddrizzatori;
- illuminazione e f.m. privilegiata (sia in campo che nell'edificio SA/SQ);
- motori di manovra dei sezionatori (se alimentati in c.a.);
- motori per il comando degli interruttori;
- motori degli aerotermini degli autotrasformatori (se presenti);
- raddrizzatori delle teletrasmissioni.

Corrente continua (c.c.)

- protezioni elettriche;
- comando e controllo delle apparecchiature e macchinario principale, misure;

- motori di manovra dei sezionatori;
- pannelli vari (in sala retroquadro, sala controllo, chioschi ecc.);

#### 4.30.4 Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. in c.a.

Lo schema di alimentazione dei S.A. in c.a. sarà composto da:

- n. 1 linea MT di alimentazione;
- n. 1 trasformatore MT/BT con S=100 kVA;
- n. 1 quadro MT di distribuzione dimensionato come da schemi unifilari allegati;
- n. 1 gruppo elettrogeno (cfr. G.E.) con S=60 kVA e con un'autonomia non inferiore a 10 ore, munito di serbatoio di servizio e di stoccaggio; il GE dovrà essere del tipo per esterno provvisto di adeguata cofanatura;
- n. 1 quadro BT (costituito da due semiquadri) di distribuzione opportunamente dimensionato ed equipaggiato con dispositivo di scambio automatico delle fonti d'alimentazione. Di norma è prevista l'alimentazione ad "anello" per i motori degli interruttori e per i motori dei sezionatori (se previsti in c.a.), mentre le restanti utenze vengono alimentate in modo tradizionale ("radiale").

#### 4.30.5 Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. in c.c.

L'alimentazione dei S.A. in c.c. sarà 110 V con il campo di variazione compreso tra +10%,-15%.

Lo schema di alimentazione dei S.A. in c.c. sarà composto da:

- 2 complessi raddrizzatore/batteria in tampone, dimensionati in modo tale da poter svolgere ognuno funzione di riserva in caso di avaria di un complesso (previo commutazione automatica). Ogni raddrizzatore dovrà avere la capacità di erogare complessivamente la corrente permanente richiesta dall'impianto e la corrente della batteria in fase di ricarica (sia di conservazione che rapida). La batteria dovrà assicurare la manovrabilità dell'impianto, in assenza d'alimentazione in c.a., per un'autonomia di 4 ore e dovrà essere in grado di erogare eventuali picchi di corrente richiesti dal carico c.c. durante il normale funzionamento dei raddrizzatori. Le batterie dovranno essere del tipo ermetico.
- n. 1 quadro BT (suddiviso in due semiquadri) di distribuzione opportunamente dimensionato ed equipaggiato con dispositivo di scambio automatico delle fonti di alimentazione. Si precisa che le protezioni elettriche "principali" e le protezioni elettriche "di riserva" devono essere alimentate da circuiti di alimentazione distinti; deve essere prevista per tutte le utenze in c.c. l'alimentazione di tipo radiale con la possibilità (a livello di singolo chiosco) di un interruttore di "soccorso alimentazioni" lucchettabile.

#### 4.30.6 Criteri generali per il dimensionamento del sistema di alimentazione in c.c.

Ai fini del dimensionamento del sistema c.c. si dovrà ipotizzare il verificarsi contemporaneo delle seguenti condizioni:

- a) guasto su una batteria, resta quindi una sola batteria in servizio che alimenta l'intero impianto;
- b) mancanza dell'alimentazione in c.a. per 4 ore;
- c) apertura contemporanea di tutti gli interruttori di una sezione, considerando la peggiore delle seguenti ipotesi:
  1. Sezione 150 kV, si considera tutta la sezione riferita ad una sbarra e l'intervento della mancata apertura dell'interruttore (MAI): in questo caso la protezione MAI aprirà tutti gli interruttori della sezione (escluso l'interruttore di parallelo); nel caso di doppia sezione 150 kV con congiuntore va considerata solo la sezione più consistente;
  2. Sezione 380 kV e 220 kV, si considera tutta la sezione riferita ad una sbarra e l'intervento della protezione differenziale di sbarra (PDS). In questo caso la protezione di sbarra aprirà tutti gli interruttori della sezione (escluso l'interruttore di parallelo) e gli interruttori relativi all'altro avvolgimento degli autotrasformatori.

Durante la fase di scarica, le batterie dovranno essere in grado di fornire la corrente permanente richiesta dal sistema in c.c. per la durata di 4 ore, nonché di fornire, per la durata convenzionale di trenta secondi e dopo le assunte quattro ore, la corrente transitoria richiesta dal sistema in c.c., relativa alla peggiore delle ipotesi di cui sopra. Durante il funzionamento delle batterie è opportuno che la tensione misurata ai morsetti non scenda mai al di sotto di 99 V.

#### 4.30.7 Disposizioni di sicurezza

La stazione elettrica deve essere dotata dell'impianto di rilevazione incendio, realizzato secondo la normative e le leggi vigenti, nelle aree di presidio o comunque a maggior rischio d'incendio, quali:

- edificio/i SA/SQ;
- cunicoli cavi;
- locale gruppo elettrogeno;
- chioschi e locali con particolare macchinario elettrico.

#### 4.30.8 Disposizioni di sicurezza per i locali gruppo elettrogeno

Gli impianti elettrici e di ventilazione devono avere grado di protezione non inferiore a IP65 secondo le prescrizioni della Norma CEI EN 60529.

Si ricorda che il locale del gruppo dovrà essere sottoposto ai controlli ed alla certificazione prevista dai Vigili del Fuoco ( $S > 25$  kVA), ai sensi delle leggi vigenti.

#### 4.31 Collegamenti MT/BT

Le caratteristiche tecniche, i materiali ed i metodi di prova relativi a tutti i cavi BT per circuiti di potenza e controllo, cavi unipolari per cablaggi interni dei quadri, cavi MT e per impianti luce e f.m. dovranno essere rispondenti alle Norme CEI, alle tabelle CEI UNEL di riferimento in materia ed al Regolamento Europeo CPR sui cavi. Tutti i cavi dovranno essere del tipo non propaganti l'incendio secondo quanto indicato dalla Norma CEI 20-22; i cavi per i collegamenti interni agli edifici dovranno essere rispondenti anche alle Norme CEI 20-37. I cavi di comando e controllo dovranno essere di tipo schermato, con lo schermo opportunamente collegato a terra. I cavi di comando e controllo ed i cavi di potenza, durante i loro percorsi, dovranno essere sempre tra loro segregati. Ulteriori suggerimenti inerenti la posa, la possibilità di installare impianti antincendio nelle gallerie dei cavi ecc. sono illustrati al par. 8.7.3 della Norma CEI EN 61936-1.

#### 4.32 Controllo locale e remoto

L'impianto dovrà essere dotato di una sala quadri locale e di un adeguato automatismo, tali da poter governare l'impianto stesso sia "in locale" che "in remoto".

La conduzione locale dovrà essere sia manuale che automatizzata e inoltre, dovrà prevedere la manovrabilità degli organi sul campo.

Per sistema di protezione comando e controllo si intende il complesso degli apparati e circuiti predisposti ai fini di:

- comando degli organi di protezione,
- registrazione eventi locale e remota,
- misura,
- rilevazione di segnali di stato,
- segnali di anomalia,
- registrazione di perturbazione,
- segnali di sintesi degli allarmi,
- segnalazione sui quadri locali di comando,
- interfacciamento con gli apparati di teleoperazioni.

Al par. 9 della Norma CEI EN 61936-1 sono indicati alcuni requisiti generali del sistema di protezione, comando e controllo.

Il sistema di protezione comando e controllo dovrà utilizzare apparati di protezione certificati Terna.

#### 4.32.1 Sala controllo locale

La sala di controllo locale dovrà consentire di operare in autonomia per la messa in sicurezza dell'impianto, di attuare manovre opportune in situazioni di emergenza nonché di completare le azioni delle protezioni.

A tale proposito la prevista interfaccia MMI (Man Machine Interface) della sala controllo dovrà consentire una visione schematica generale dell'impianto, nonché consentirne la manovrabilità; dovrà inoltre presentare in maniera riassuntiva le informazioni relative alle principali anomalie d'impianto e grandezze elettriche quali tensioni, frequenza di sbarra, correnti dei singoli stalli, ecc. I requisiti richiesti per l'interfaccia MMI dovranno essere gli stessi elencati successivamente per la Teleconduzione.

Per quanto concerne la protezione dei circuiti di comando contro l'interferenza elettromagnetica si applica il par. 9.6 della Norma CEI EN 61936-1.

#### 4.32.2 Teleconduzione e automatismo di impianto

L'automatismo di impianto e le interfacce con la postazione dell'operatore remoto dovranno essere tali da garantire un'elevata efficienza della Teleconduzione.

Pertanto sono richieste:

- semplicità nei sistemi di automazione;
- omogeneità del tipo di informazione/comandi da inviare in remoto con quelli inviati dagli altri impianti telecondotti;
- capacità di avvertire in maniera precisa ed inequivocabile l'operatore in remoto della presenza di anomalie al fine di ottimizzare le attività di pronto intervento e di manutenzione;
- facilità di comprensione delle segnalazioni tramite segnali di sintesi che facciano particolare riferimento alle azioni che l'operatore deve conseguentemente intraprendere;
- numero delle misure ridotto a quelle indispensabili;
- ridondanza delle misure e segnalazioni (ove necessaria);
- affidabilità delle misure;
- possibilità di utilizzare contemporaneamente due tipi di conduzione (ad esempio uno stallo in conduzione manuale in locale e tutti gli altri in conduzione centralizzata automatizzata);
- condizionamento delle manovre da parte di interblocchi che impediscano l'attuazione di comandi non compatibili con lo stato degli organi di manovra e di sezionamento;
- per i soli sezionatori di linea-terra deve essere previsto il "Dispositivo di Blocco Sezionatori" (DBS), al fine di lucchettare da remoto il "sezionatore di terra";
- utilizzazione di dispositivi di parallelo automatici (escludibili a richiesta dell'operatore) per la chiusura volontaria degli interruttori AT.

#### 4.32.3 Telecontrollo

Il tipo di comandi attualmente usato per gli impianti TERNA adeguati all'esigenza della Teleconduzione è "sintetico" (cioè comandi di sequenze) ed applicato sia al controllo remoto che quello della sala controllo locale di impianto.

Le segnalazioni di stato e le misure riportate presso i centri di conduzione Terna assicurano l'osservabilità in remoto della stazione elettrica.

#### 4.32.4 Protezioni

La parte del sistema di controllo riguardante le protezioni dovrà essere conforme all'allegato A4 al Codice di Rete "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV".

#### 4.32.5 Apparecchiatura di monitoraggio

Il documento di riferimento è l'allegato A7 al Codice di Rete "Specifica funzionale per sistemi di monitoraggio per le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV".

### 4.33 Disposizione elettromeccanica

Vengono di seguito elencati alcuni criteri generali circa la disposizione elettromeccanica dell'impianto, in aggiunta a quanto previsto dalla Norma CEI EN 61936-1.

Nelle stazioni elettriche, come nel caso in esame, deve essere evitata per quanto possibile la presenza di edifici, componenti e macchinario al di sotto dei conduttori aerei AT. Applicazioni non standard devono essere validate da TERNA.

Ove i vincoli di terreno lo consentano, dovranno essere evitati i sovrappassi sulle sbarre dei conduttori attivi AT. Pertanto, gli interruttori e le altre apparecchiature AT (sezionatori, trasformatori di misura, ecc.) dovranno sempre essere disposti dallo stesso lato del rispettivo arrivo linea e/o di installazione degli autotrasformatori (soluzione ad interruttori sfalsati).

Per la connessione di impianto di utenza, la soluzione impiantistica in esame prevede lo stallo utente da un lato delle sbarre e gli stalli linea RTN dall'altro lato delle sbarre.

Allo stesso modo, per stazioni di trasformazione, lo stallo autotrasformatore è posizionato normalmente da un lato delle sbarre, mentre gli altri stalli linea sono posizionati dall'altro lato delle sbarre.

La soluzione da adottare per il parallelo sbarre dovrà essere quella ad "U" (senza sovrappasso delle sbarre); tale soluzione consente inoltre la disposizione generica dei conduttori solamente su due livelli.

Negli impianti facenti parte della RTN, non è ammessa la soluzione impiantistica a stalli contrapposti.

La tipologia dei sezionatori di sbarra da utilizzare è, a meno di vincoli particolari, quella verticale per i seguenti motivi:

- sicurezza durante le operazioni di manutenzione;
- chiara visibilità dello stato dell'impianto (visibilità dei sezionatori aperti e/o chiusi);
- risparmio di spazi in senso longitudinale.

Negli impianti con doppio sistema di sbarre la distanza tra una terna e l'altra di sbarre (ved. successiva tabella) è determinata dalla possibilità di operare manutenzione alle apparecchiature afferenti ad un sistema di sbarre, con l'altro in tensione.

Per i conduttori di stallo al di sotto del sistema di sbarre, è da ritenersi sempre preferibile la soluzione con profilo tubolare, anziché in corda.

L'impianto deve essere dotato di strade interne e perimetrali, larghe quattro metri (sette metri per la strada di fronte agli ATR) e con raggio di curvatura di almeno cinque metri, opportunamente delimitate al fine di evitare il transito e/o la sosta di mezzi di trasporto nelle immediate vicinanze delle parti in tensione. Le strade devono a loro volta essere opportunamente distanziate dalle parti in tensione, al fine di rispettare le distanze che limitano la zona pericolosa (DL), la zona prossima (DV), l'altezza minima delle parti attive sopra le aree accessibili (H) e la distanza minima di protezione per i veicoli (T), di cui alla Norma CEI EN 61936-1.

La viabilità interna deve comunque essere realizzata al fine di consentire tutte le normali operazioni di esercizio e manutenzione dell'impianto.

E' richiesta la presenza di almeno una strada che passi lungo lo spazio previsto tra gli interruttori ed i trasformatori di corrente dei diversi stalli, in modo da rendere più semplice l'accesso alle apparecchiature AT per la manutenzione.

Per l'ingresso in stazione dovranno essere previsti un cancello carrabile di 7 metri di tipo scorrevole ed un cancello pedonale.

Non è consentita la soluzione impiantistica su diversi livelli e/o terrazzamenti; l'impianto dovrà inoltre essere orientato in modo da ottimizzare l'ingresso delle linee afferenti la stazione.

Ogni sistema di sbarre deve essere dotato di due terne di sezionatori di terra sbarre, disposte sulle estremità terminali delle sbarre stesse.

Per quanto possibile, a meno di vincoli particolari, l'edificio comando/controllo deve essere collocato in prossimità dell'ingresso principale in modo da evitare che in caso di emergenza il personale autorizzato sia costretto a passare in vicinanza della zona apparecchiature e macchinario. Tale accorgimento è previsto anche per l'edificio integrato SA/SQ. E' opportuno posizionare l'edificio servizi ausiliari a non meno di 10 metri da qualsiasi parte in tensione.

In merito al posizionamento dell'edificio servizi ausiliari e comando/controllo, dei trasformatori MT/BT, la soluzione impiantistica prescelta deve essere tale da minimizzare i percorsi delle vie cavi tra di essi.

Dovrà essere sempre preventivamente consultata TERNA in merito agli spazi da riservare per l'ampliabilità futura della stazione elettrica.

L'impianto dovrà essere opportunamente recintato. Per le dimensioni della recinzione, il tipo (parete piena o rete metallica), nonché per le distanze d'isolamento di confine si rimanda a quanto indicato agli art. 7.2.3 e 7.2.6. della Norma CEI EN 61936-1.

Dovranno essere previste strade di accesso opportunamente dedicate di collegamento alla viabilità ordinaria. Si ricorda che, nel caso in esame in cui l'impianto dell'Utente è previsto a ridosso della stazione elettrica, deve essere prevista una separazione fisica (recinzione) tra la proprietà RTN e la proprietà dell'Utente; nel caso in cui venga concesso il collegamento dell'Utente tramite l'utilizzo di uno stallo di tipo ridotto senza interruttore, il sezionatore di sbarra dello stallo di Utente appartiene comunque alla RTN, mentre gli ultimi colonnini di sostegno verso l'esterno dell'impianto rappresentano il limite di proprietà funzionale tra RTN e l'Utente stesso. Il tratto di recinzione al di sotto delle parti attive del suddetto stallo uscente, di proprietà dell'Utente, deve essere opportunamente realizzato in materiale isolante (provvedimento M 2.1 Allegato E Norma CEI EN 50522).

Vale inoltre quanto segue:

- al fine di ridurre il rischio d'estensione dei danni causati da incendio od esplosione, la disposizione dei trasformatori di potenza richiede la realizzazione di muri tagliafiamma sui lati corti dei trasformatori e comunque si devono rispettare i valori di riferimento delle distanze indicati nella Tabella 3 della Norma CEI EN 61936-1 e le ulteriori prescrizioni aggiuntive indicate nel par. 8.7 della Norma CEI EN 61936-1;
- la disposizione dei chioschi dovrà essere nelle immediate vicinanze dei trasformatori di corrente e degli interruttori.

Di seguito sono riportate le distanze minime di progetto consigliate, anche al fine di ridurre al minimo le indisponibilità per manutenzione. Ove sussistano problematiche relative allo spazio, si può prendere in esame, previo accordo con Terna, la possibilità di ridurre alcune distanze, pur nel rispetto delle distanze di sicurezza e di quelle strettamente necessarie previste per le operazioni di manutenzione (CEI EN 50110).

PRINCIPALI DISTANZE DI PROGETTO	Sez.380 kV (m)	Sez.220 kV (m)	Sez.132-150 kV (m)
Distanza tra le fasi per le sbarre e le apparecchiature	5,50	3,20	2,20
Distanza tra le fasi nei conduttori in sorpasso alle sbarre (se del caso)	5,50	3,50	3,00
Distanza tra le fasi per l'amarro linee	6,25	3,50	3,00
Larghezza degli stalli	22,00	14,00	11,00
Larghezza complessiva dello stallo parallelo (del tipo ad U senza sorpasso sbarre)	44,00	28,00	22,00
Distanza tra le fasi adiacenti di due sistemi di sbarre	11,00	7,60	6,00
Altezza dei conduttori di stallo (asse morsetti sezionatori di sbarra)	6,50	5,30	4,50
Quota asse sbarre	11,80	9,30	7,50
Quota amarro linee (ad interruttori "sfalsati")	14,00 (21,00)	16,00 (12,00)	15,00
Sbalzo sbarre per i TV di sbarra (3)	5,50	4,00	3,30
Sbalzo senza TV di sbarra	4,00	3,00	2,00
Distanza tra l'asse del TV di sbarra ed l'asse strada (larghezza strada 4 metri)	6,70	5,00	4,00
<b>DISTANZE LONGITUDINALI TRA LE PRINCIPALI APPARECCHIATURE AT DI STALLO</b>			
Distanza tra le sbarre e l'interruttore	10,00	7,00	6,50
Distanza tra l'interruttore ed il TA (1)	10,00	8,00	7,50
Distanza tra il TA ed il sezionatore di linea (1)	5,10	5,00	3,50

Distanze tra il sezionatore di linea ed il TV (1)	5,90 (9,90)	5,00	3,00
Distanza tra il TV ed il traliccio/portale di amarro (2)(5) (caso di stallo senza scaricatore di arrivo linea)	-	-	4,50
Distanza tra TV e scaricatore di arrivo linea(4)(6)	2,50	2,50	1,50
<p>(1): le distanze sono da intendersi tra le mezzerie della apparecchiature.                  (2): il TV ed il traliccio possono anche essere allineati.                  (3): distanza da intendersi tra l'asse dell'ultimo sostegno e l'asse del TV di sbarra.                  (4) Si veda il paragrafo 7.18.1                  (5) Nel caso di stallo linea 380 kV con portale H21 senza scaricatori di arrivo linea, la BOC è posta su sostegno dedicato a 5,90 m dal sezionatore orizzontale ed a 4,00 m dal TV                  (6) Nel caso di stallo linea 380 kV con portale H21 con scaricatori di arrivo linea, la BOC è posta su sostegno dedicato a 5,40 m dal sezionatore orizzontale ed a 3,50 m dal TV</p>			

**Tabella 9: distanze in aria**

### 4.33.1 Tipologia stalli

In figura 7 è riportato lo schema elettrico unifilare di una generica stazione elettrica costituita da una sezione a 380 kV e da due sezioni a 150 kV, del tipo a doppia sbarra con isolamento in aria. Nello schema sono evidenziate le apparecchiature AT da adottare nelle seguenti tipologie di stallo:

- stallo tipo "linea";
- stallo tipo "ATR";
- stallo reattore di rifasamento;
- stallo tipo "parallelo sbarre";
- stallo tipo "congiuntore sbarre";
- stallo tipo "condensatore di rifasamento".

Si evidenzia la presenza dei sezionatori di terra sbarre da entrambi i lati delle sbarre stesse.

Nello schema unifilare seguente, sono presenti gli scaricatori in arrivo linea, ridondanti rispetto agli scaricatori macchina già installati. L'utilizzo di tali apparecchiature in arrivo linea consente di proteggere le apparecchiature ed il macchinario da fulminazioni in prossimità della stazione elettrica dirette sulle fasi di linea AT entranti nella stazione stessa.

Di seguito, a scopo esemplificativo e non esaustivo, si riporta uno schema unifilare di una stazione elettrica di trasformazione.

## 4.34 STANDARD TECNICI DELLE LINEE ELETTRICHE

### 4.34.1 Generalità

Ai sensi della Norma CEI 11-4 (1998-09) - "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne" - si definiscono linee elettriche aeree esterne le "...linee installate all'aperto, al di sopra del suolo e costituite dai conduttori nudi con i relativi isolatori, dai sostegni ed accessori". Esse sono costituite da una o due terne (si parla rispettivamente di semplice e doppia terna) sempre su palificazione unica.

Le linee elettriche aeree di proprietà Terna, relative ai livelli di tensione di 380, 220, 132-150 kV, vengono progettate e realizzate in conformità alla Legge n. 339 del 28/06/1986 ed alle norme contenute nei Decreti n.449 del 21/03/1988 e n.1260 del 16/01/1991 con particolare riguardo agli elettrodotti di classe terza, così come definiti dall'art. 1.2.07 del Decreto del 21/03/1988 suddetto che ha recepito la norma CEI 11-4 (quinta edizione, 1998-09).

Per quanto concerne il rispetto delle norme sui campi elettrici e magnetici, le linee sono progettate nel pieno rispetto delle norme vigenti e in particolare del dettato congiunto del D.Lgs 36/2001 e del D.P.C.M. 08/07/2003, nonché successivo Decreto del 29 Maggio 2008, con riferimento ai valori di portata in corrente in servizio normale indicati nella tab. 1 della norma CEI 11-60.

Per quanto riguarda, invece, le interferenze con le linee di telecomunicazione si fa riferimento alla norma CEI 103-6, mentre per le interferenze con tubazioni metalliche alla CEI 304-1.

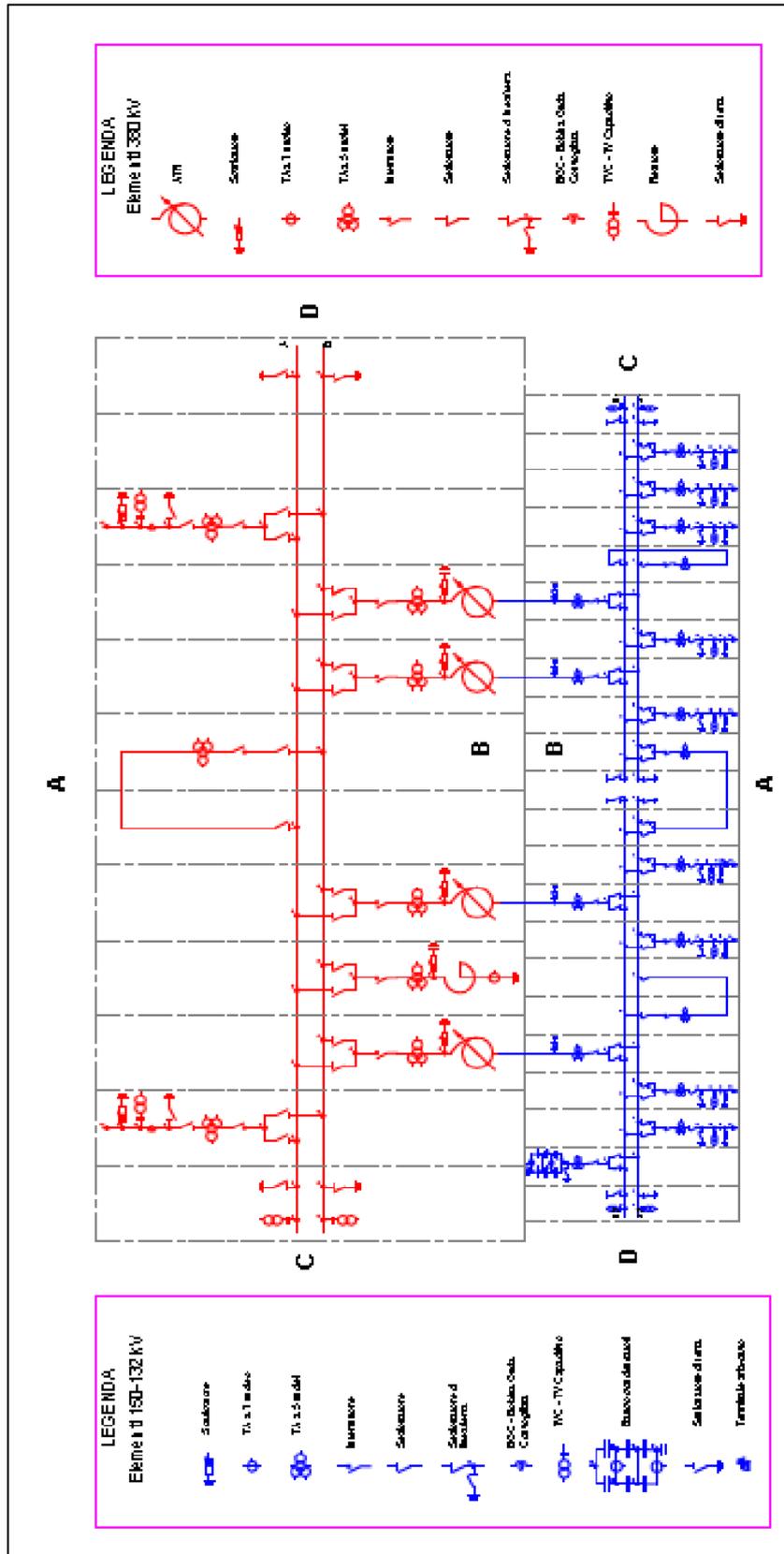


Figura 7: esempio di Stazione elettrica di smistamento e trasformazione

### 4.34.2 Elettrodotti aerei a 132-150 kV

Nelle linee a 132-150 kV, la palificazione è usualmente realizzata con sostegni tradizionali tubolari e/o a traliccio, ovvero di altre tipologie anche innovative ed ambientalmente sostenibili.

Ogni fase è costituita da n.1 conduttore di energia costituito da una corda di alluminio-acciaio con un diametro di 31,50 mm.

Le principali caratteristiche elettriche sono le seguenti:

- Tensione nominale 132-150 kV c.a.
- Frequenza nominale 50 Hz
- Intensità di corrente nominale 500 A (per fase)
- Potenza nominale 120-130 MVA (per terna)

Ai fini della distribuzione dei sostegni, si considera che il franco minimo in massima freccia deve essere rispondente a quanto previsto dal D.M. 21/03/1988 e ss.mm.ii e in ogni caso compatibile con quanto richiesto ai fini della vigente normativa sui campi elettrici e magnetici. Le distanze di rispetto orizzontali minime per i sostegni sono quelle di cui allo stesso D.M. 21/03/1988 e ss.mm.ii.

In dipendenza della tipologia di palo in progetto, si può utilizzare sia fune di guardia d'acciaio (o acciaio rivestito di alluminio) che fune di guardia con fibre ottiche. Qualora venga scelto l'impiego di fune di guardia con fibre ottiche, questa generalmente è del tipo con 48 fibre secondo il prospetto di seguito riportato:

Tipologia	Fune di guardia (Ø - mm)	OPGW nominale (Ø - mm) con 48 f.o.	Conduttore (Ø - mm) - EDS
132-150 kV Tiro Pieno semplice e doppia terna	11,5	17,9	31,5 (EDS 21% zona A EDS 18% zona B)

**Tabella 10: funi di guardia**

### 4.34.3 Aree impegnate

Nel corso della progettazione, il vincolo preordinato all'esproprio viene di norma apposto sulle "aree potenzialmente impegnate" (previste dalla L. 239/04).

L'estensione dell'area potenzialmente impegnata sarà usualmente di circa:

- 50 m dall'asse linea per parte per elettrodotti aerei a 380 kV;
- 40 m dall'asse linea per parte per elettrodotti aerei a 220 kV;
- 30 m dall'asse linea per parte per elettrodotti aerei a 132-150 kV.

In fase esecutiva/realizzativa, con riferimento al Testo Unico 327/01, si individuano invece le aree impegnate, necessarie per la sicurezza dell'esercizio e manutenzione dell'elettrodotto, che sono usualmente pari a circa:

- 25 m dall'asse linea per parte per elettrodotti aerei a 380 kV in semplice e doppia terna;
- 20 m dall'asse linea per parte per elettrodotti aerei a 220 kV in semplice e doppia terna;
- 16 m dall'asse linea per parte per elettrodotti aerei a 132-150 kV in semplice e doppia terna.

## 4.35 Componenti linee aeree

### 3.35.1 Sostegni

Dovranno essere utilizzati sostegni per l'alloggiamento delle linee aeree di ingresso ed uscita dalla Stazione TERNA conformi agli standard di TERNA stessa.

Il sostegno è l'elemento deputato a sostenere i conduttori, esso è costituito da più elementi strutturali, di cui uno deputato al collegamento con le fondazioni. La struttura del sostegno ospita le mensole, cui sono ancorati gli

armamenti, cioè l'insieme di elementi di morsetteria che consente di ancorare meccanicamente i conduttori al sostegno pur mantenendoli elettricamente isolati da esso, che possono essere di sospensione o di amarro. In cima vi sono i cimini, atti a sorreggere le funi di guardia.

In ordine alle loro prestazioni meccaniche esistono diversi gruppi di sostegni di diverse altezze utili (usualmente da 9 metri a 42 metri con passo di 3 metri).

I sostegni utilizzati da Terna, tubolari e/o a traliccio ovvero di altre tipologie innovative ed ambientalmente sostenibili, vengono progettati in conformità alle norme tecniche vigenti (D.M. 21/03/1988 e CEI 11-4). Detti progetti sono validati da prove di carico eseguite presso stazioni sperimentali su prototipi in scala reale. Dette prove sono eseguite in conformità alla norma IEC 60652-2002.

#### 4.35.2 Fondazioni

La fondazione è la struttura interrata atta a trasferire i carichi strutturali (compressione, trazione e taglio) dal sostegno al sottosuolo.

Le fondazioni standard Terna di tipo unificato sono utilizzabili su terreni normali, di buona o media consistenza, mentre su terreni con scarse caratteristiche geomeccaniche, su terreni instabili o su terreni allagabili le fondazioni vengono, di volta in volta, progettate ad hoc.

Nel caso dei sostegni di tipo tubolare la fondazione è costituita da un blocco unico in cemento armato, eventualmente con utilizzo di pali trivellati.

Nel caso, invece, di sostegni a traliccio, ciascun piedino di fondazione è composto da un blocco di calcestruzzo armato, un colonnino a sezione circolare, inclinato secondo la pendenza del montante del sostegno, un "moncone" annegato nel calcestruzzo al momento del getto, collegato al montante del "piede" del sostegno.

Per il calcolo di dimensionamento delle fondazioni si osservano le prescrizioni della normativa specifica per elettrodotti, costituita dal D.M. 21/3/1988.

L'articolo 2.5.08 dello stesso D.M. 21/3/1988, precisa che le fondazioni verificate sulla base degli articoli sopramenzionati, sono idonee ad essere impiegate anche nelle zone sismiche per qualunque grado di sismicità.

#### 4.35.3 Conduttori

I conduttori sono gli elementi preposti al trasporto dell'energia. Nelle linee elettriche in alta e altissima tensione vengono adoperati conduttori nudi, opportunamente distanziati tra loro.

Per elettrodotti a 132-150 e 220 kV usualmente si utilizza per ciascuna fase elettrica n.1 conduttore, mentre per elettrodotti a 380 KV si usa preferenzialmente per ciascuna fase elettrica un fascio di n.3 conduttori (trinato) collegati fra loro da distanziatori o in alternativa un fascio di n.2 conduttori (binato).

In questo caso ciascun conduttore di energia è costituito da una corda di alluminio-acciaio della sezione complessiva di 585,3 mm<sup>2</sup> composta da n. 19 fili di acciaio del diametro 2,10 mm e da n. 54 fili di alluminio del diametro di 3,50 mm, con un diametro complessivo di 31,50 mm (nel caso del binato il diametro complessivo è di 40,5 mm).

Per zone ad alto inquinamento salino può essere impiegato in alternativa il conduttore con l'anima a "zincatura maggiorata" ed ingrassato fino al secondo mantello di alluminio.

I conduttori e le funi di guardia in acciaio sono rispondenti alle norme CEI 7-2.

#### 4.35.4 Funi di guardia

L'elettrodotto è equipaggiato con una fune di guardia destinata, oltre che a proteggere l'elettrodotto stesso dalle scariche atmosferiche, a migliorare la messa a terra dei sostegni. La fune di guardia è in acciaio o in acciaio rivestito di alluminio. In alternativa è possibile l'impiego di una fune di guardia con fibre ottiche.

Le funi di guardia in acciaio rivestito di alluminio sono rispondenti alle norme CEI 7- 11.

In aggiunta a quanto previsto dalle norme, in fase di collaudo, Terna richiede, ai fini della sicurezza, prove integrative di carattere elettrico e meccanico.

#### 4.35.5 Morsetteria ed isolatori

Gli elementi di morsetteria hanno lo scopo di collegare i conduttori nudi e le funi di guardia alle strutture di sostegno. La morsetteria delle linee elettriche aeree deve rispondere alle CEI EN 61284.

Gli elementi di morsetteria per linee devono essere scelti in modo da poter sopportare gli sforzi massimi trasmessi dai conduttori al sostegno.

A seconda dell'impiego previsto sono individuati diversi carichi di rottura per gli elementi di morsetteria che compongono gli armamenti in sospensione.

Le morse di amarro sono invece dimensionate in base al carico di rottura del conduttore.

Per equipaggiamento si intende il complesso degli elementi di morsetteria che collegano le morse di sospensione o di amarro agli isolatori e questi ultimi al sostegno.

La scelta degli equipaggiamenti deve essere effettuata, per ogni singolo sostegno, fra quelli disponibili nello standard progettuale Terna, in funzione delle azioni (trasversale, verticale e longitudinale) determinate dal tiro dei conduttori e dalle caratteristiche di impiego del sostegno esaminato (campata media, dislivello a monte e a valle, ed angolo di deviazione).

L'isolamento degli elettrodotti deve essere realizzato con isolatori a cappa e perno in vetro temprato, nei due tipi "normale" e "antisale", connessi tra loro a formare catene di almeno n.18 elementi per elettrodotti a 380 kV, n.14 elementi per elettrodotti a 220 kV e n. 9 elementi per elettrodotti a 132-150 kV.

Il criterio di scelta degli isolatori deve essere basato sulle condizioni in termini di inquinamento salino e caratteristiche di tenuta. La tabella sotto riportata mette in relazione la tenuta degli isolatori con i livelli di inquinamento.

LIVELLO DI INQUINAMENTO	DEFINIZIONE	MINIMA SALINITA' DI TENUTA (kg/m2)
I – Nullo o leggero (1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone prive di industrie e con scarsa densità di abitazioni dotate di impianto di riscaldamento</li> <li>• Zone con scarsa densità di industrie e abitazioni, ma frequentemente soggette a piogge e/o venti.</li> <li>• Zone agricole (2)</li> <li>• Zone montagnose</li> </ul> <p>Occorre che tali zone distino almeno 10-20 km dal mare e non siano direttamente esposte a venti marini (3)</p>	10
II – Medio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone con industrie non particolarmente inquinanti e con media densità di abitazioni dotate di impianto di riscaldamento</li> <li>• Zone ad alta densità di industrie e/o abitazioni, ma frequentemente soggette a piogge e/o venti.</li> <li>• Zone esposte ai venti marini, ma non troppo vicine alla costa (distanti almeno alcuni chilometri) (3)</li> </ul>	40
III - Pesante	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone ad alta densità industriale e periferie di grandi agglomerati urbani ad alta densità di impianti di riscaldamento produttori sostanze inquinanti</li> <li>• Zone prossime al mare e comunque esposte a venti marini di entità relativamente forte</li> </ul>	160
IV – Eccezionale	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone di estensione relativamente modesta, soggette a polveri o fumi industriali che causano depositi particolarmente conduttivi</li> <li>• Zone di estensione relativamente modesta molto vicine a coste marine e battute da venti inquinanti molto forti</li> <li>• Zone desertiche, caratterizzate da assenza di pioggia per lunghi periodi, esposte a tempeste di sabbia e sali, e soggette a intensi fenomeni di condensazione</li> </ul>	(*)

**Tabella 11: livello di inquinamento salino**

#### 4.35.6 Segnalazioni ostacoli al volo

Le linee elettriche aeree devono rispettare quanto previsto dalla circolare dello Stato Maggiore della Difesa n° 146/2000, dal regolamento costruzione aeroporti ENAC e dalla circolare ENAC n°37030 del 22/03/2012 nonché le procedure ENAC vigenti per l'invio delle istanze e la verifica di potenziali ostacoli al volo e comunque devono essere realizzate nel rispetto delle direttive impartite dagli enti aeronautici competenti.

### 4.36 Componenti di linee in cavo a 150 kV

#### 4.36.1 Caratteristiche generali dei cavi XLPE di impiego prevalente

I cavi devono essere conformi alle norme IEC 60840 e IEC 62067.

Le portate nominali sono calcolate con il metodo riportato nelle Norme IEC 60287.

Si riportano le caratteristiche minime dei cavi XLPE per le diverse tensioni di riferimento. Valori differenti dai requisiti minimi specificati dovranno essere preventivamente concordati con Terna.

#### 4.36.2 Cavi 150 kV

CARATTERISTICHE FUNZIONALI DEI CAVI CON CONDUTTORE IN RAME			
Portata di riferimento [A]	Sezione conduttore [mm <sup>2</sup> ]	Corrente termica di corto circuito sullo schermo [kA]	Materiale guaina esterna
500	400	31.5	PE
800	630	31.5	PE
1000	1000	31.5	PE
1200	1200	31.5	PE
500	400	31.5	PVC
800	630	31.5	PVC
1000	1000	31.5	PVC
1200	1200	31.5	PVC
CARATTERISTICHE FUNZIONALI DEI CAVI CON CONDUTTORE IN ALLUMINIO			
Portata di riferimento [A]	Sezione conduttore [mm <sup>2</sup> ]	Corrente termica di corto circuito sullo schermo [kA]	Materiale guaina esterna
500	400	31.5	PE
800	1000	31.5	PE
1000	1600	31.5	PE
500	400	31.5	PVC
800	1000	31.5	PVC
1000	1600	31.5	PVC

**Tabella 12: cavi AT isolati**

U<sub>0</sub>/U = 87/150 kV per sistemi con tensione massima U<sub>m</sub> = 170 kV.

Anima

Conduttore a corda rigida rotonda, compatta e tamponata di rame ricotto non stagnato o alluminio

Le sezioni normalizzate dovranno essere conformi alle prescrizioni IEC 60228.

Isolante e strati semiconduttivi

Isolante costituito da uno strato di polietilene reticolato estruso insieme ai due strati semiconduttivi (tripla estrusione).

#### Schermo

Lo schermo metallico, in piombo o alluminio, o a fili di rame ricotto o a fili di alluminio non stagnati opportunamente tamponati, o in una loro combinazione deve:

- contribuire ad assicurare la protezione meccanica del cavo
- assicurare la tenuta ermetica radiale
- consentire il passaggio delle correnti di corto circuito

#### Guaina esterna

Il rivestimento protettivo esterno deve essere costituito da una guaina di PE nera e grafitata, ovvero, quando per installazioni in aria si ritiene opportuno evitare il propagarsi della fiamma, guaina in PVC nera non propagante la fiamma o PE opportunamente addizionato.

#### Accessori

I manicotti per terminazioni ed i giunti devono essere di tipo prestampato realizzati in un unico pezzo.

Per i terminali in porcellana e composito, non è ammesso che il collegamento del conduttore-cavo al codolo sia realizzato con saldatura di tipo alluminotermica.

Non è inoltre ammesso l'utilizzo di codolo di tipo bimetallico. Il codolo del terminale dovrà essere in rame per collegamenti con cavo in rame. Per cavi in alluminio il codolo dovrà essere in lega di alluminio.

Gli accessori dei cavi non devono limitare la capacità di trasporto dei cavi in servizio normale e in sovraccarico di emergenza.

### 4.37 Compensazione reattiva

Nel dimensionamento della linea, si dovrà tenere in considerazione la compensazione della potenza reattiva del collegamento, in relazione alla sezione nominale del cavo ed anche ai vincoli sulle apparecchiature connesse alla linea, quali ad esempio la corrente di interruzione nominale di cavi a vuoto dell'interruttore di linea. Sono inoltre da tenere in considerazione eventuali vincoli di Rete sullo scambio di potenza reattiva.

I valori di corrente di interruzione nominale di linee a vuoto e la corrente di interruzione nominale di cavi a vuoto sono riportati nella tabella 5 della norma EN 62271-100.

In merito alla procedura per il dimensionamento della compensazione reattiva, si può fare riferimento alla TB Cigre 556 "Power System Technical Performance Issues Related to the Application of Long HVAC Cables".

Il fattore di guasto  $k_1$  può essere stimato dalla fig. B.2 della CEI EN 60071-2.

Si ricorda comunque che, per impianti fotovoltaici connessi alla RTN, si deve fare riferimento all'allegato A68 "Impianti di produzione fotovoltaica. Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT":

"[...]L'Utente dovrà inoltre aver cura di verificare, già in fase di progettazione, che non vi siano scambi di potenza reattiva con la rete ad impianto fermo. Qualora non si verificasse ciò, la Centrale dovrà essere dotata di idonei apparati di compensazione necessari a garantire uno scambio di potenza reattiva nel punto di consegna con fattore di potenza pari a 1."

### 4.38 Principali riferimenti normativi in materia di campi elettromagnetici e limiti di riferimento generati da linee elettriche in corrente alternata

Le linee elettriche aeree devono essere progettate nel pieno rispetto della normativa vigente in tema di campi elettrici e magnetici. Di seguito si riportano i principali riferimenti normativi.

Tra i principali riferimenti normativi in materia di protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati da linee elettriche aeree in corrente alternata è utile ricordare le Linee Guida dell'ICNIRP, in particolare:

- Linee Guida per la limitazione dell'esposizione a campi elettrici e magnetici variabili nel tempo (1Hz – 100 KHz) (2010), che hanno sostituito le precedenti Linee Guida del 1982 introducendo nuovi limiti basati sul campo elettrico indotto e non più sulla corrente elettrica indotta.

Con riferimento all'esposizione della popolazione, è utile menzionare a livello europeo la " Raccomandazione del Consiglio dell'Unione Europea del 12 Luglio 1999" relativa alla limitazione dell'esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici fino a 300 GHz (n. 1999/519/CE) che ha recepito le Linee Guida dell'ICNIRP fino a quel momento emesse, oggi sostituite dalle più recenti, (Linee Guida per la limitazione dell'esposizione a campi elettrici e magnetici variabili nel tempo del 1998) chiedendo agli Stati membri che le disposizioni nazionali relative alla protezione dall'esposizione ai campi elettromagnetici si uniformassero alle stesse.

Come precisa la stessa Raccomandazione, i limiti derivati sulla base degli effetti a breve termine provati, adottano fattori di sicurezza pari a 50 che implicitamente tutelano anche da possibili effetti a lungo termine, ad oggi non provati. A livello nazionale il quadro normativo è rappresentato da

- Legge quadro 22 febbraio 2001 n. 36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici" [si applica a frequenze comprese tra 0 Hz e 300 GHz];
- DPCM 8 luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50Hz) generati dagli elettrodotti";
- Decreto 29 maggio 2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti" [si applica alle linee esercite alla frequenza di rete (50Hz)].

I principali riferimenti tecnici per il calcolo dei valori di campo elettrico e magnetico sono rappresentati dalle norme tecniche CEI, in particolare:

- Norma CEI 106-11 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo" Prima edizione, 2006;
- norma CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e da stazioni elettriche" Seconda edizione, 2008.

Nonché relativamente alla corrente da utilizzare per il calcolo:

- Norma CEI 11-60 "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne con tensione maggiore di 100 kV" Seconda edizione, 2002;

#### 4.38.1 Limiti di riferimento

I livelli di riferimento raccomandati dall'ICNIRP4 per la popolazione, oggetto di recente revisione, sono, per le linee elettriche esercite alla frequenza di rete (50 Hz):

- campo elettrico: 5 kV/m (valori efficaci)
- campo magnetico: 200  $\mu$ T (valori efficaci)

A livello europeo la Raccomandazione del Consiglio dell'Unione Europea del 12 Luglio 1999 ha invece recepito i valori indicati dalle precedenti Linee Guida dell'ICNIRP (Linee Guida per la limitazione dell'esposizione a campi elettrici e magnetici variabili nel tempo del 1998); tali valori sono quindi per le linee elettriche esercite alla frequenza di rete (50 Hz):

- campo elettrico: 5 kV/m (valori efficaci)
- campo magnetico: 100  $\mu$ T (valori efficaci)

In ambito nazionale, ai fini della protezione della popolazione, la legge n. 36 del 22 febbraio 2001 e il successivo D.P.C.M. 8 luglio 2003 hanno introdotto, relativamente alla frequenza di rete di 50 Hz, i seguenti limiti:

Limite di esposizione:

- 5 kV/m per il campo elettrico
- 100  $\mu$ T per l'induzione magnetica (da intendersi come valori efficaci) (RMS values)

Valore di attenzione:

- 10  $\mu$ T per l'induzione magnetica, (da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio)

Obiettivo di qualità:

- 3  $\mu$ T per il valore dell'induzione magnetica (da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio)

Mentre i limiti di esposizione si applicano in ogni condizione di esposizione, i valori di attenzione si applicano nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere nel caso di linee esistenti nei confronti di edificato esistente.

Nella progettazione di nuovi elettrodotti, in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione dei nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz si applicano invece gli obiettivi di qualità.

Di seguito un prospetto dei limiti attualmente vigenti:

f (Hz)	ICNIRP (2010)	Racc.Cons.Europeo 12/07/99	D.Lgs 36/01 + DPCM 8/07/2003	f (Hz)	ICNIRP (2010)	Racc.Cons.Europeo 12/07/99
	E (kV/m)	B ( $\mu$ T)	E (kV/m)	B ( $\mu$ T)	E (kV/m)	B ( $\mu$ T)
50	5	200	5	100	5	100 (1) 10 (2) 3 (3)

Tabella 13: (1) limite di esposizione - (2) valore di attenzione - (3) obiettivo di qualità dell'induzione magnetica

#### 4.38.2 Obiettivo di qualità, Fascia di rispetto e Dpa

Come già chiarito, l'obiettivo di qualità si applica nel caso di progettazione di nuovi elettrodotti in prossimità di insediamenti esistenti, o nel caso di progettazione di nuovi insediamenti in prossimità di elettrodotti esistenti.

Con riferimento agli elettrodotti eserciti alla frequenza di rete, 50 Hz, e con specifico riferimento all'obiettivo di qualità, sono introdotti i concetti di Fascia di rispetto e di Distanza di prima approssimazione (Dpa).

Come definita dalla norma CEI 106-11, Fascia di rispetto " E' lo spazio circostante i conduttori di una linea elettrica aerea, o in cavo interrato, che comprende tutti i punti, al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzati da un'induzione magnetica di intensità maggiore o uguale ad un valore prefissato, in particolare all'obiettivo di qualità." Come meglio specifica il DPCM 8 luglio 2003 [art.6], "per la determinazione delle fasce di rispetto si dovrà fare riferimento all'obiettivo di qualità ... ed alla portata in corrente in servizio normale dell'elettrodotto, come definita dalla norma CEI 11-60"

Come previsto dallo stesso art.6 del DPCM 8 luglio 2003, la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto è stata definita dall'APAT, sentite le ARPA, ed approvata dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio con Decreto 29 Maggio 2008 – "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".

Come specificato al par.3.2, tale metodologia, ...ai sensi dell'art. 6 comma 2 del DPCM 08.07.03, ha lo scopo di fornire la procedura da adottarsi per la determinazione delle fasce di rispetto pertinenti alle linee elettriche aeree e interrate, esistenti e in progetto.

I riferimenti contenuti nell'art. 6 del DPCM 8 luglio 2003 implicano che le fasce di rispetto debbano attribuirsi ove sia applicabile l'obiettivo di qualità: "Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per

l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione dei nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni già presenti nel territorio.” (art. 4 del DM 8 luglio 2003)

Il concetto di Distanza di prima approssimazione (Dpa) è stato per la prima volta introdotto dal Decreto 29 Maggio 2008 che ne riporta anche la definizione: “per le linee è la distanza, in pianta sul livello del suolo, dalla proiezione del centro linea che garantisce che ogni punto la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del centro linea più di Dpa si trovi all'esterno delle fasce di rispetto...”

Tale concetto è stato introdotto al fine di semplificare la gestione territoriale e procedere in prima approssimazione al calcolo delle fasce di rispetto senza dover ricorrere a complessi modelli di calcolo bidimensionale o tridimensionale, il Decreto prevede infatti anche dei metodi semplificati da poter applicare nel caso di parallelismo o incrocio di linee elettriche aeree.

Per maggiori dettagli sulla protezione dai campi elettromagnetici degli impianti in oggetto si rimanda alla relazione tecnica specifica.

#### 4.39 TABELLE APPARECCHIATURE AT, MACCHINARIO E BATTERIE DI CONDENSATORI

Si precisa che, ove non specificato, il livello di qualificazione sismica delle apparecchiature e del macchinario è AF5.

Di seguito si riportano alcune tabelle contenenti le caratteristiche tecniche delle varie apparecchiature AT richieste dagli Allegati TERNA Al Codice di Rete.

##### 4.39.1 Interruttori a tensione nominale 150 kV

Tipo TERNA	Corrente di interruzione (kA)	
Y3/4-C	31,5	
Y3/4-P	31,5	
Y3/6-C	40	
Y3/6-P	40	
GRANDEZZE NOMINALI		
TIPO	Y3/4	Y3/6
Tensione nominale (kV)	170	
Livello di isolamento nominale		
- tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico (kV):	750	
- tensione nominale di tenuta a frequenza industriale (kV):	325	

Frequenza nominale (Hz)	50	
Corrente nominale (A)	2000	
Durata nominale di corto circuito (s)	1	
Tensioni nominali di alimentazione dei circuiti ausiliari:		
- corrente continua (V)	110	
- corrente alternata monofase/trifase a quattro fili (V)	230/400	
Potenza massima assorbita da ogni singolo circuito indipendente (CH, AP1, AP2, AP3, motore/i, climatizzazione):		
- corrente continua (W)	1500	
- corrente alternata monofase/trifase (VA)	850/2500	
Corrente di stabilimento nominale di corto circuito (kA)	80	100
Sequenza di manovra nominale	O-0,3 s-CO-1 min-CO	
Corrente di interruzione nominale di linee a vuoto (A)	63	
Corrente di interruzione nominale di cavi a vuoto (A)	160	
Corrente di interruzione nominale di batteria singola di condensatori (A)	400	
Corrente di interruzione nominale in discordanza di fase (kA)	8	10
Durata massima di interruzione (ms)	60	
Durata massima di stabilimento/interruzione (ms) (con bobina a lancio)	80	
Durata massima di stabilimento/interruzione (ms) (con bobina a mancanza)	120	
Durata massima di chiusura (ms)	150	
- orizzontale longitudinale (N)	1250	
- orizzontale trasversale (N)	750	
- verticale (N)	1000	
Livello di qualificazione sismica	AF5	

**Tabella 14: caratteristiche elettriche interruttori AT 150 kV**

### 4.39.2 Linee di fuga isolatori degli interruttori

Le linee di fuga minime ed i valori di salinità di tenuta degli isolatori, sono quelli riportati nella tabella seguente:

	Livello di tensione	145 kV	170 kV	245 kV	420 kV
Linea di fuga minima (mm/kV)	Ceramici	Classe di inquinamento “d” (secondo IEC/TS 60815-2)			
	Polimerici	Classe di inquinamento “d” (secondo IEC/TS 60815-3)			
Salinità di tenuta (kg/m <sup>3</sup> )	Ceramici	56 (secondo IEC/TS 60815-2)		40 (secondo IEC/TS 60815-2)	
	Polimerici				

**Tabella 15: linee di fuga isolatori degli interruttori AT**

### 4. 39.3 Sezionatori orizzontali a tensione nominale 145-170 kV con lame di terra

Codifica Terna	Y21/2	Y21/4	Y21/6	Y21/8
Classe di corrente indotta del sezionatore di terra	A		B	
Salinità di tenuta a 98 kV (kg/m <sup>3</sup> )	56			
Tensione nominale (kV)	170			
Corrente nominale (A)	2000			
Frequenza nominale (Hz)	50			
Corrente nominale di breve durata:				
valore efficace (kA)	31,5	40	31,5	40
- valore di cresta (kA)	80	100	80	100
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1			
Accoppiamento elettromagnetico (sezionatore di terra)				
- corrente induttiva nominale(A)	50		125	
- tensione induttiva nominale (kV)	1k		10	
Accoppiamento elettrostatico (sezionatore di terra)				

- corrente induttiva nominale (A)	0,4	5
- tensione induttiva nominale (kV)	3	6
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)	250	
- verticale (N)	1000	
Tensione nominale di alimentazione:		
- motore (Vcc)	110	
- circuiti di comando ed ausiliari (Vcc)	110	
- resistenza di riscaldamento (Vca)	230	
Assorbimento massimo complessivo dei motori di comando di ciascun sezionatore (kW)	2	
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15	

**Tabella 16: Caratteristiche sezionatori orizzontali AT 170 kV**

**4. 39.4 Sezionatori verticali a tensione nominale 145-170 kV**

Codifica Terna	Y22/2	Y22/4
Salinità di tenuta a 98 kV (kg/m3)	56	
Tensione nominale (kV)	170	
Corrente nominale (A)	2000	
Frequenza nominale (Hz)	50	
Corrente nominale di breve durata:		
- valore efficace (kA)	31,5	40
- valore di cresta (kA)	80	100
Corrente nominale commutazione di sbarra (A)	1600	
Tensione nominale commutazione di sbarra (V)	100	
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	
- verticale (N)	1000	

Tensione nominale di alimentazione:	
- motore (Vcc)	110
- circuiti di comando ed ausiliari (Vcc)	110
- resistenza di riscaldamento (Vca)	230
Assorbimento massimo complessivo dei motori di comando (kW)	2
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15
Zona di contatto X/Y/Z (mm)	150/150/150

**Tabella 17: Caratteristiche sezionatori verticali AT 170 kV**

#### 4. 39.5 Sezionatori terra sbarre a tensione nominale 145-170 kV

Codifica Terna	Y23/1	Y23/2
Tensione nominale (kV)	170	
Frequenza nominale (Hz)	50	
Corrente nominale di breve durata:		
- valore efficace (kA)	31,5	40
- valore di cresta (kA)	80	100
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	
Sforzo meccanico orizzontale trasversale nom. sui morsetti (N)	600	
Tensione nominale di alimentazione:		
- motore (Vcc)	110	

- circuiti di comando ed ausiliari (Vcc)	110
- resistenza di riscaldamento (Vca)	230
Assorbimento massimo complessivo dei motori di comando (kW)	2
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15

**Tabella 18: Caratteristiche sezionatori di terra AT 170 kV**

**4. 39.6 Sezionatori orizzontali a tensione nominale 145-170 kV senza lame di terra**

Codifica Terna	Y24/2	Y24/4
Salinità di tenuta a 98 kV (kg/m <sup>3</sup> )	56	
Tensione nominale (kV)	170	
Corrente nominale (A)	2000	
Frequenza nominale (Hz)	50	
Corrente nominale commutazione di sbarra (A)	1600	
Tensione nominale commutazione di sbarra (V)	100	
Corrente nominale di breve durata:		
- valore efficace (kA)	31,5	40
- valore di cresta (kA)	80	100
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)	250	
- verticale (N)	1000	

Tensione nominale di alimentazione:	
- motore (Vcc)	110
- circuiti di comando ed ausiliari (Vcc)	110
- resistenza di riscaldamento (Vca)	230
Assorbimento massimo complessivo dei motori di comando (kW)	2
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15

**Tabella 19: Caratteristiche sezionatori orizzontali AT 170 kV senza lame di terra**

#### 4. 39.7 Trasformatori di corrente a tensione di esercizio 150 kV

Terna Type	T37 - T38	
<b>GRANDEZZE NOMINALI</b>		
Corrente termica di breve durata (I <sub>th</sub> )	(kA)	40
Tensione nominale (U <sub>m</sub> )	(kV)	170
Frequenza nominale	(Hz)	50
Rapporto di trasformazione nominale:	(A/A)	400/5 800/5
T38	(A/A)	1600/5
T37		200/5 400/5
Numero di nuclei	(n)	3
Corrente termica nominale permanente	(A)	1,2 I <sub>p</sub>
Corrente termica nominale di emergenza 1 h	(A)	1,5 I <sub>p</sub>
Corrente dinamica nominale (I <sub>dyn</sub> )	(p.u.)	2,5 I <sub>th</sub>
Resistenza secondaria II e III nucleo a 75°C	(Ω)	≤ 0,4

Prestazioni e classi di precisione:	(VA/Cl.)	30/0,2 50/0,5
I nucleo	(VA/Cl.)	30/5P30
II e III nucleo		
Fattore di sicurezza (I nucleo)	-	≤ 10
Tensione di tenuta a impulso atmosferico	(kV)	850
Tensione di tenuta a frequenza industriale	(kV)	360
Tensione di tenuta a impulso di manovra	(kV)	-

**Tabella 20: Caratteristiche TA 150 kV**

#### 4. 39.8 TRASFORMATORI DI TENSIONE CAPACITIVI

GRANDEZZE NOMINALI				
Codice TERNA	Y41/1	Y43/1	Y46/1	Y44/1
Tensione primaria nominale [kV]	380 /√3	220 /√3	150 /√3	132 /√3
Tensione secondaria nominale [V]	100 /√3			
Frequenza nominale [Hz]	50			
Prestazione nominale e classe di precisione [VA/Cl.]	50/0,2 – 75/0,5 – 100/3P			
Capacità nominale [pF]	4000±10000			
Tensione massima per l'apparecchiatura [kV]	420	245	170	145
Tensione di tenuta a frequenza industriale [kV]	630	460	325	275
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico [kV]	1425	1050	750	650
Tensione di tenuta ad impulso di manovra [kV]	1050	-	-	-
Carico di tenuta meccanica sui terminali AT [N]	3000	2500	2000	2000
Carico di tenuta meccanica sulla flangia [N]	-	-	4000	4000

**Tabella 21: caratteristiche TV capacitivi**

#### 4.39.9 TRASFORMATORI DI TENSIONE INDUTTIVI

##### 4.39.9.1 Trasformatori di tensione induttivi con un avvolgimento secondario

GRANDEZZE NOMINALI				
Codice TERNA	Y41/2	Y43/2	Y46/2	Y44/2
Tensione primaria nominale [kV]	380 / $\sqrt{3}$	220 / $\sqrt{3}$	150 / $\sqrt{3}$	132 / $\sqrt{3}$
Tensione secondaria nominale [V]	100 / $\sqrt{3}$			
Numero avvolgimenti secondari [n]	1			
Frequenza nominale [Hz]	50			
Prestazione nominale e classe di precisione [VA/Cl.]	50/0,2			
Tensione massima per l'apparecchiatura [kV]	420	245	170	145
Tensione di tenuta a frequenza industriale [kV]	630	460	325	275
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico [kV]	1425	1050	750	650
Tensione di tenuta ad impulso di manovra [kV]	1050	-	-	-
Carico di tenuta meccanica sui terminali AT [N]	3000	2500	2000	2000

**Tabella 22: caratteristiche TV induttivi**

#### 4.39.9.2 Trasformatori di tensione induttivi con due avvolgimenti secondari

GRANDEZZE NOMINALI				
Codice TERNA	Y41/3	Y43/3	Y46/3	Y44/3
Tensione primaria nominale [kV]	380 / $\sqrt{3}$	220 / $\sqrt{3}$	150 / $\sqrt{3}$	132 / $\sqrt{3}$
Tensione secondaria nominale [V]	100 / $\sqrt{3}$			
Numero avvolgimenti secondari [n]	2			
Frequenza nominale [Hz]	50			
Prestazione nominale e classe di precisione secondario di misura [VA/Cl.]	50/0,2			
Prestazione nominale e classe di precisione secondario di misura e protezione [VA/Cl.]	75/0,5 – 100/3P			
Tensione massima per l'apparecchiatura [kV]	420	245	170	145
Tensione di tenuta a frequenza industriale [kV]	630	460	325	275

Tensione di tenuta ad impulso atmosferico [kV]	1425	1050	750	650
Tensione di tenuta ad impulso di manovra [kV]	1050	-	-	-
Carico di tenuta meccanica sui terminali AT [N]	3000	2500	2000	2000

**Tabella 23: TV induttivi a due avvolgimenti**

## 4.39.10 SCARICATORI

Valori nominali

Tipo Terna	Y56	Y57	Y58	Y59
Tensione della rete 50Hz (max tensione)	380 kV (420 kV)	220 kV (245 kV)	132 kV (145 kV)	150 kV (170 kV)
Tensione servizio continuo Uc	265 kV	156 kV	94 kV	108 kV
Max tensione temporanea 1 s	366 kV	219 kV	132 kV	156 kV
Max tensione residua con impulsi atmosferici (20 kA - 8/20 μ s)	830 kV	520 kV	-	-
Max tensione residua con impulsi atmosferici (10 kA - 8/20 μ s)	-	-	336 kV	396 kV
Max tensione residua con impulsi fronte ripido (20 kA - 1 μ s)	955 kV	600 kV	-	-
Max tensione residua con impulsi fronte ripido (10 kA - 1 μ s)	-	-	386 kV	455 kV
Max tensione residua con impulsi manovra (30/60 μ s)	2000 A: 720 kV	2000 A: 440 kV	1000 A: 270 kV	1000 A: 318 kV
Classe di scarica della linea (IEC)	4	4	3	3
Corrente nominale scarica	20 kA	20 kA	10 kA	10 kA
Valore di cresta impulsi forte corrente	100 kA	100 kA	100 kA	100 kA
Corrente nominale di corto circuito	63 kA	50 kA	40 kA	40 kA

**Tabella 24: scaricatori di sovratensioni AT**

## 4.39.11 BATTERIE DI CONDENSATORI PER RIFASAMENTO

Caratteristiche Tecniche

BATTERIA	
Tipo	Per esterno
Montaggio	- A livello del terreno (con barriere) - Rialzata (con sostegni)
Connessione	A stella, con neutro francamente a terra
Frequenza nominale (Hz)	50

Potenza nominale (MVar)	54	80	
Tolleranza sulla potenza nominale %	-0 ÷ +5		
Tensione nominale (kV)	132	150	220
Tensione massima per il componente (kV)	145	170	245
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico (kV)	650	750	1050
Tensione di breve durata a frequenza nominale (kV)	275	325	460
Codice TERNA	A40	A30	A20

**Tabella 25: Batterie di condensatori**

UNITA' CAPACITIVA	
Tipo	Per esterno, ad uno o due terminali
Dielettrico	A scelta del costruttore
Contenitore	- Metallico - Polimerico
Classe di temperatura	-25/A

**Tabella 26: unità capacitiva**

SEZIONATORE DI TERRA			
Tipo	Per esterno, a comando manuale		
Tensione nominale (kV)	145	170	245
Corrente nominale di breve durata:			
Valore efficace (kA)	40		
Valore di cresta (kA)	100		
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1		
Tensione nominale di alimentazione			
Circuito di comando e ausiliari (V c.c.)	110		
Circuito di di anticondensa e riscaldamento (V c.a.)	230		

**Tabella 27: sezionatore di terra**

## 5 Stazione Utenti Condivisa (SSU-CONDIVISA)

Al fine di ottimizzare le opere di connessione alla rete, Terna SPA ha richiesto alla X-ELIO LUCERA srl nella STMG rilascita con Codice Pratica 202002698, di condividere lo stallo di connessione sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV denominata “San Severo” con i seguenti produttori:

**Energie Rinnovabili S.r.l.**, con sede legale in Torremaggiore (FG), Corso Matteotti 227 iscrizione nel Registro delle Imprese di Foggia e codice fiscale 03554280713 rappresentata da Ivano Angeloro;

**Progenery Solar Plant 3 S.r.l.**, con sede in Via F. Turati, 32 71016 San Severo (FG) distinta dal C.F.e P.IVA 04300750710 e di iscrizione nel Registro delle Imprese di Foggia, N.REA FG-316790, rappresentata dall'ing. Saverio Lioce;

**Progenery Solar Plant 4 S.r.l.**, con sede in Via F. Turati, 32 71016 San Severo (FG) distinta dal C.F.e P.IVA 04300760719 e di iscrizione nel Registro delle Imprese di Foggia, N.REA FG-316788, rappresentata dall'ing. Michele Ferrero.

La società X-ELIO ITALIA Lucera srl ha quindi concordato con i suddetti produttori una soluzione tecnica che permette di collegare i quattro impianti di produzione in parallelo allo stallo che Terna ha loro dedicato sul futuro ampliamento della SE Lucera attraverso una Stazione Utenti Condivisa (opere comuni ai quattro produttori). A valle dell'accordo tecnico è seguito un accordo scritto che regola i reciproci rapporti in relazione alla condivisione della progettazione e della realizzazione della Stazione Utenti Condivisa. Per i dettagli della Stazione Utenti si rimanda alla lettura degli elaborati relativi al PTO (Piano Tecnico delle Opere) della SSU CONDIVISA.

## 6 Ampliamento della SE Terna denominata "SAN SEVERO"

### 6.1 Premessa

La STMG fornita da Terna Spa in data 09/04/2021 assegna all'impianto di oggetto il Codice Pratica 202002698 e prevede che la centrale di produzione venga collegata in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "San Severo".

Trattandosi di una nuova opera della RTN, Terna Spa ha aperto un tavolo tecnico con tutti i produttori la cui soluzione di connessione prevede come punto di allaccio alla RTN proprio il futuro ampliamento della SE "San Severo". Durante il tavolo tecnico Terna ha fornito le indicazioni tecniche necessarie alla redazione del progetto dell'ampliamento della Rete. Come previsto dal TICA (Testo Integrato delle Connessioni Attive di cui alla Delibera ARERA 99/08), la progettazione e l'autorizzazione delle nuove opere della RTN necessarie al fine di connettere nuovi impianti di produzione è a carico dei richiedenti, previo benestare del progetto da parte di Terna Spa stessa.

Gli elaborati approvati da Terna relativi all'ampliamento della SE San Severo sono allegati alla documentazione consegnata alla quale si rimanda per approfondimenti

## 7 Criteri di connessione alla rete

### 7.1 Prescrizioni generali

La Centrale dovrà essere dotata di un interruttore generale, che realizzi la separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore e quelle di competenza dell'Utente.

Gli avvolgimenti AT del trasformatore MT/AT saranno ad isolamento uniforme e collegati a stella, con terminale di neutro accessibile e predisposto per la connessione a terra, e gli avvolgimenti MT saranno collegati a triangolo.

L'avvolgimento AT del trasformatore elevatore MT/AT dovrà essere dotato di un variatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa almeno tra  $\pm 12\%$  della tensione nominale.

Il trasformatore elevatore dovrà essere opportunamente dimensionato per consentire il transito della potenza attiva e reattiva massima, limitando le perdite reattive e comunque con una potenza apparente complessiva almeno pari al 120% della  $P_n$  dell'impianto.

I trasformatori BT/MT saranno opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima.

I campi fotovoltaici previsti saranno molto estesi, pertanto in corrispondenza della potenza attiva  $P=0$  ed in assenza di regolazione della tensione, l'impianto dovrà essere realizzato in modo che siano minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la rete al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, ad impianto fermo, in caso di potenze reattive scambiate superiori a 0,5 MVar, dovranno essere previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva capacitiva prodotta dalla rete MT di parco in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva prodotta dalla rete MT a  $V_n$ . Tali sistemi di bilanciamento saranno rappresentati da reattanze shunt.

Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Fotovoltaica tali sistemi di compensazione dovranno poter essere esclusi in maniera automatica in modo da bilanciare, almeno in parte, il maggior assorbimento di potenza reattiva dei trasformatori degli inverter e del trasformatore elevatore MT/AT di impianto e garantire il rispetto delle capability richieste al Punto di Consegna.

In funzione delle necessità della rete locale Terna la centrale fotovoltaica dovrà essere provvista di sistemi di bilanciamento delle perdite induttive dei trasformatori a carichi elevati eventualmente non coperte dalle capability degli inverter, prevedendo un loro frazionamento al fine di garantire una buona compensazione a fronte di fuori servizio di parte del campo fotovoltaico.

Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Fotovoltaica tali sistemi di compensazione dovranno poter essere connessi in maniera automatica al fine di garantire il rispetto delle capability richieste al Punto di Consegna.

L'Utente dovrà essere in grado di effettuare le manovre sull'impianto di sua competenza ed eseguire in tempo reale gli ordini impartiti dal Gestore ai fini della sicurezza del sistema elettrico, mediante un sistema di teleconduzione ovvero tramite il presidio degli impianti attivo 24 ore al giorno; in particolare l'Utente disporrà di personale autorizzato sempre rintracciabile, effettuerà tutte le azioni necessarie affinché il proprio impianto sia integrato nei processi di controllo (in tempo reale e in tempo differito) e di conduzione della RTN, renderà disponibili al Gestore le telemisure ed i telesegnali di impianto necessari per l'osservabilità ed il controllo remoto della rete, garantirà l'efficienza degli organi di manovra e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle protezioni, il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti.

E' prevista la installazione di un gruppo elettrogeno da 100 kVA, per sopperire ad eventuali aperture dei collegamenti della rete verso la Centrale Fotovoltaica in caso di necessità.

## 7.2 Limiti di funzionamento

La Centrale Fotovoltaica ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare la Centrale, in ogni condizione di carico, deve essere in grado di rimanere in parallelo alla rete AT, per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

$$85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$$

con  $V_n$  la tensione nominale del punto di connessione.

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, la Centrale dovrà rimanere connessa alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47.5 \text{ Hz} \leq f \leq 51.5 \text{ Hz.}$$

Gli inverter dovranno avere caratteristiche di insensibilità alle variazioni di tensione Fault Ride Through (FRT) identiche in tutte le configurazioni di connessione alla rete (in entra-esce, in antenna, in derivazione rigida) per evitare di condizionare il commissioning delle macchine allo schema di connessione della Centrale.

È richiesto che gli inverter siano in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni osservando i profili di sotto-tensione e sovra-tensione riprodotti nella figura sottostante.

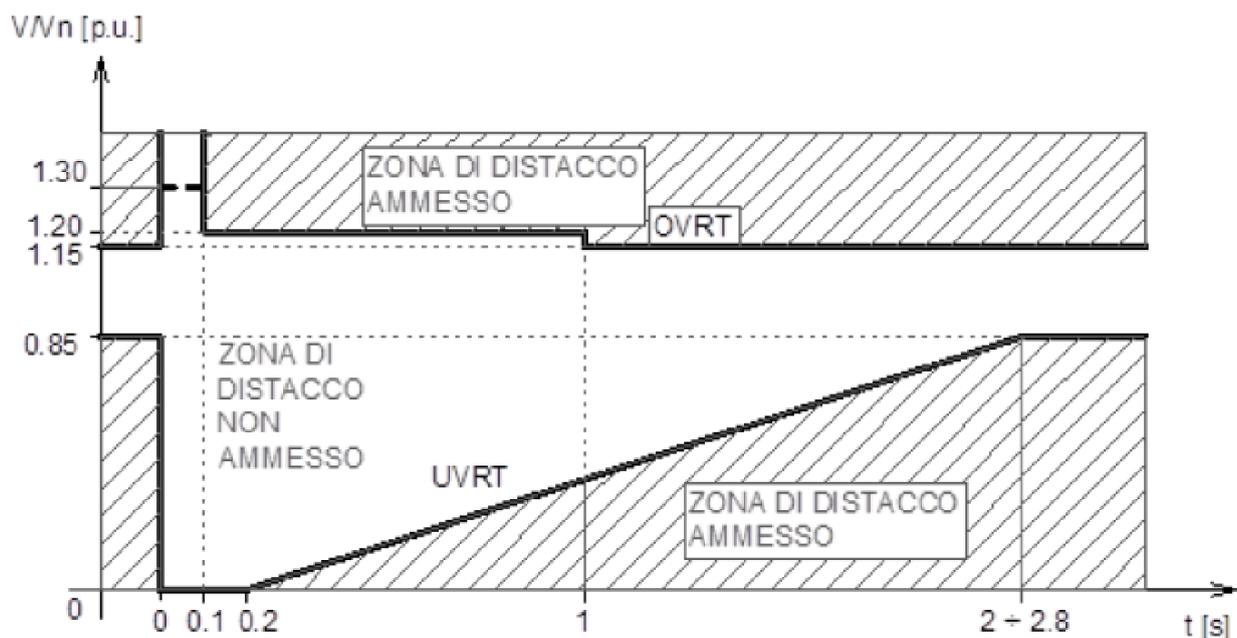


Fig.8: Caratteristica FRT al Punto di Connessione per Centrali Fotovoltaiche

Le tensioni considerate sono quelle concatenate al punto di connessione. La logica di distacco è del tipo 1 su 3; essa deve attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso.

Tali profili tengono conto sia della necessità di attraversare i buchi di tensione provocati da guasti in rete (caratteristica Under Voltage Ride Through), sia della necessità di resistere agli aumenti transitori di tensione nelle fasi post-guasto (caratteristica Over Voltage Ride Through).

Si richiede di poter sostenere il totale annullamento della tensione per 200ms.

Nel primo tratto di 100ms il limite superiore è definito dal costruttore, ma comunque non deve risultare inferiore a 130 % della tensione nominale Vn.

Il tempo finale del tratto inclinato della caratteristica di UVRT dipende dal livello di tensione nominale del Punto di Connessione: 2s per le reti a 132/150 kV e 2,8 s per le reti a 220 kV.

All'interno dell'area di distacco non ammesso, quando il valore della tensione al punto di connessione è inferiore a 0,85 Vn o superiore a 1,15 Vn non vengono imposte prescrizioni rigide sull'erogazione di potenza attiva e reattiva. In ogni caso è richiesto che la limitazione della potenza attiva erogata sia correlata alla profondità del buco/picco di tensione e con limitato coinvolgimento delle fasi non interessate all'abbassamento/innalzamento di tensione. Dovranno comunque essere specificate le tecniche di gestione della potenza attiva erogata durante gli abbassamenti di tensione e le regolazioni relative dovranno essere concordate con il Gestore di Rete. Il comportamento previsto degli inverter in tale modalità di funzionamento dovrà comunque essere descritto nei modelli forniti di cui al paragrafo 10. Al rientro all'interno di tale intervallo, dovrà essere ripristinata in un tempo non superiore a 500 ms la produzione attiva precedente al transitorio e la regolazione di potenza reattiva impostata.

### 7.3 Distorsione armonica

Le emissioni di armoniche della Centrale Fotovoltaica devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale (THDV) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel Punto di Connessione non superi i seguenti valori, in accordo alla norma [IEEE 519] :

- THDV ≤ 2,5% per le reti a tensione nominale inferiore a 220 kV;
- THDV ≤ 1,5% per le reti con tensione nominale superiore od uguale a 220 kV.

#### Distorsione della corrente

Le emissioni di armoniche della Centrale Fotovoltaica devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale della corrente (THDI), calcolato fino alla 50-esima armonica e considerando come base la corrente nominale della Centrale Fotovoltaica nel Punto di Connessione non superi i valori indicati nella tabella di seguito riportata, in accordo alla norma [IEEE 519], dove In è la massima corrente immessa della Centrale Fotovoltaica e Icc è la corrente di cortocircuito nel Punto di Connessione.

$I_{cc}/I_n$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THDI
<25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
<25<50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
≥50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tabella 28: da allegato A.68 di TERNA

### 7.4 Criteri di protezione e taratura della centrale fotovoltaica

La Centrale deve essere in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione.

Gli inverter di una Centrale Fotovoltaica devono poter sostenere il regime transitorio provocato da guasti successivi in rete tali che l'energia non immessa a causa dei guasti stessi negli ultimi 30 minuti sia inferiore a Pn·2s.

Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro profondità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni di Centrale non devono comandare anticipatamente la separazione della Centrale dalla rete stessa o la fermata degli inverter.

Per l'eliminazione dei guasti interni alla Centrale, che potrebbero coinvolgere altri impianti della rete, si deve prevedere la rapida apertura degli interruttori generali.

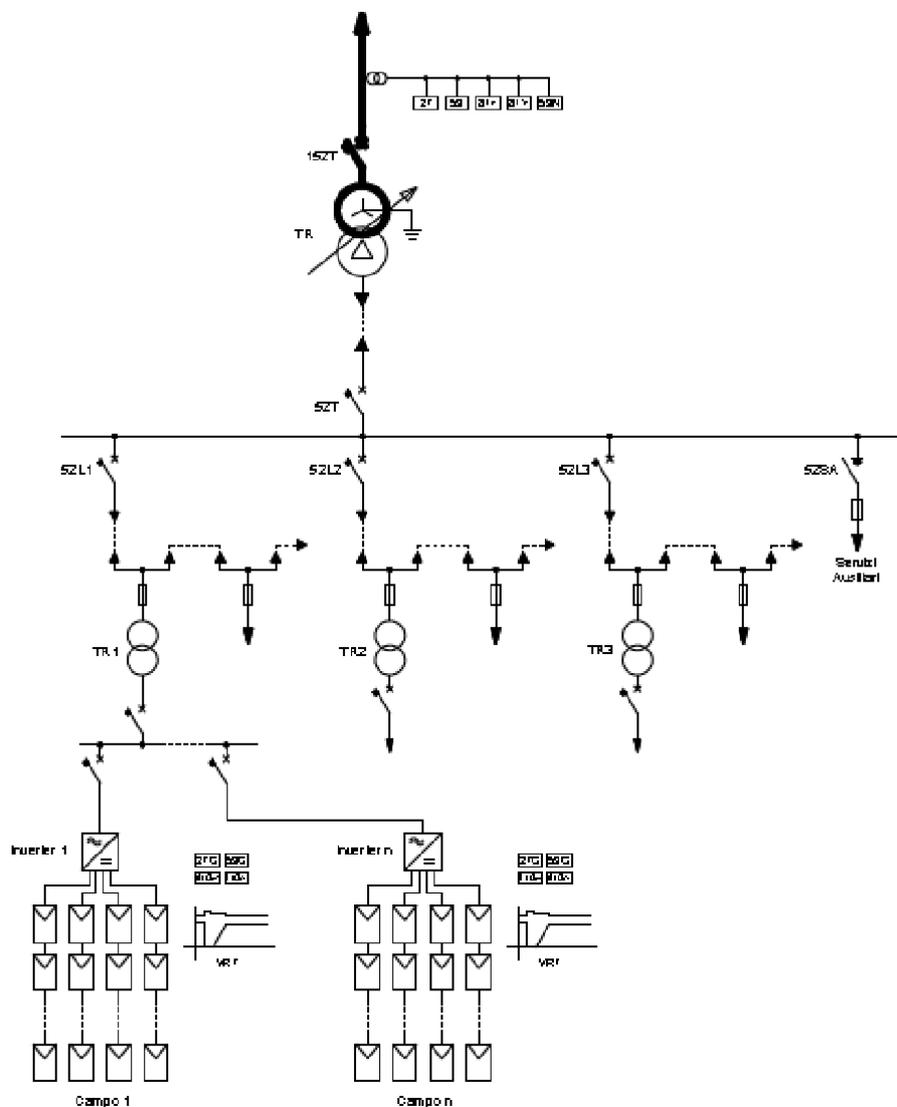
Inoltre, la Centrale deve essere dotata di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete, in accordo con quanto descritto nel documento [A.11] di TERNA. Anche l'intervento delle protezioni per guasti esterni deve prevedere l'apertura degli interruttori generali e contemporaneamente degli interruttori di ogni inverter.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni sono definite dal Gestore e devono essere impostate sugli apparati a cura del Titolare dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

Nel seguito sono forniti i requisiti di protezione degli impianti ed i valori di taratura degli apparati che normalmente sono prescritti per le Centrali Fotovoltaiche.

Alle Centrali Fotovoltaiche è richiesto di sostenere richiuse rapide e lente in rete senza controllo di sincronismo e quindi anche in condizione di rete asincrona.

Nella Fig. seguente è rappresentata una connessione tipica con sezione AT in aria con le principali protezioni previste. Possono essere richiesti dal Gestore adeguamenti del sistema protettivo in funzione delle esigenze della rete a cui l'impianto è connesso.



**Fig. 9 Allegato A.68 TERNA – Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di connessione AT di una Centrale Fotovoltaica**

## 7.5 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni

Le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete con i campi di regolazione ed i valori di taratura tipici da installare nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica ed a bordo degli inverter devono essere:

- Protezione di minima tensione rete (27);
- Protezione di massima tensione rete (59);
- Protezione di minima frequenza rete (81<);
- Protezione di massima frequenza rete (81>);
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N).

Per le prime quattro protezioni è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta, presente solo sul lato AT, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'interruttore generale. Le Centrali Fotovoltaiche devono essere predisposte per ricevere dalla stazione affacciata comandi di apertura degli interruttori AT.

### 7.5.1 Protezioni di rete nella sezione AT

Le tarature di riferimento delle protezioni di rete sensibili ai guasti esterni da impostare sul montante d'interfaccia con la rete AT sono descritte di seguito, avendo differenziato due tipiche configurazioni di connessione alla rete in accordo a quanto previsto nell'Allegato [A.2] al Codice di Rete:

CASO "A": Centrale connessa ad Impianto di Consegna in entra esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

CASO "B": Centrale su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT

Eventuali modifiche ai valori di taratura proposti nel seguito devono essere concordate con Terna.

Si ricorda che la centrale in oggetto ricade nel CASO "A".

Per la taratura dei relè installati nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica sono indicati i seguenti valori:

Centrale Fotovoltaica – Protezioni contro i guasti esterni - Sezione AT						
PROTEZIONE						COMANDO
	Range di regolazione	Ritardo	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27)	0,3 ÷ 1,0 V <sub>nR</sub> <sup>(1)</sup>	0,0÷10,0 s	Unica	80 % V <sub>nR</sub> <sup>(1)</sup>	A) 2,0 ÷ 2,8 s <sup>(2)</sup>	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT
					B) 0,6 s	
Massima tensione (59)	1,0 ÷ 1,5 V <sub>nR</sub> <sup>(1)</sup>	0,0÷10,0 s	Unica	115 % V <sub>nR</sub> <sup>(1)</sup>	1,0 s	
Massima Tensione omopolare (59N)	0,05 ÷ 1,5 V <sub>RES_MAX</sub> <sup>(3)</sup>	0,0÷10,0 s	1 <sup>a</sup> soglia	10 ÷ 20% V <sub>RES_MAX</sub> <sup>(3)</sup>	A) 2,0 ÷ 2,8 s <sup>(2)</sup>	
			2 <sup>a</sup> soglia <sup>(4)</sup>	70% V <sub>RES_MAX</sub>	B) 1,2 s	
Minima frequenza (81<) <sup>(5)</sup>	45 ÷ 50 Hz	0,0÷10,0 s	1 <sup>a</sup> soglia	47,5 Hz	4,0 s	
			2 <sup>a</sup> soglia	46,5 Hz	0,1 s	
Massima frequenza (81>) <sup>(6)</sup>	50 ÷ 53 Hz	0,0÷10,0 s	1 <sup>a</sup> soglia	51,5 Hz	1,0 s	
			2 <sup>a</sup> soglia	52,5 Hz	0,1 s	

Note:

(1) V<sub>nR</sub> è la tensione nominale della rete;

(2) Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,6 s nelle reti a 220 kV;

(3) V<sub>RES</sub> = 3V<sub>0</sub> è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra. I valori di taratura più bassi della 1a soglia sono associati ai casi di Centrali con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT. In tale caso infatti la tensione residua massima (V<sub>RES\_MAX</sub>) può arrivare fino a 3 volte la tensione nominale di fase. Viceversa i valori più elevati sono associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT in cui la tensione residua massima (V<sub>RES\_MAX</sub>) su guasto monofase a terra assume, con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, valori variabili intorno alla tensione di fase.

(4) Soglia applicata ai soli impianti di produzione con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT

(5) Tensione operativa 0,2 V<sub>nG</sub>

(6) Tensione operativa 0,8 V<sub>nG</sub>

**Tabella 29: Taratura Sistema Protezione Interfaccia SSE**

### 7.5.2 Protezioni degli inverter

Le tarature degli inverter riportate sono indipendenti dallo schema di connessione.

Centrale Fotovoltaica connessa alla rete AT – Protezioni inverter						
PROTEZIONE	CAMPI DI REGOLAZIONE		TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Range di regolazione	Ritardo	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27G)	0,3 ÷ 1,0 V <sub>I</sub> <sup>(1)</sup>	0,0÷10,0 s	1 <sup>a</sup> soglia	85 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	2,0 ÷ 2,8 s <sup>(2)</sup>	Arresto inverter
		0,0÷10,0 s	2 <sup>a</sup> soglia (opzionale)	30 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	0,85 s	
		0,0÷200,0 s	3 <sup>a</sup> soglia (opzionale)	90 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	60 s	
Massima tensione (59G)	1,0 ÷ 1,5 V <sub>I</sub> <sup>(1)</sup>	0,0÷10,0 s	1 <sup>a</sup> soglia	115 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	1,0 s	
		0,0÷10,0 s	2 <sup>a</sup> soglia (opzionale)	120 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	0,1 s	
		0,0÷200,0 s	3 <sup>a</sup> soglia (opzionale)	110 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	60 s	
Minima frequenza (81G<) <sup>(4)</sup>	45 ÷ 50 Hz	0,0÷10,0 s	1 <sup>a</sup> soglia	47,5 HZ	4,0 s	
			2 <sup>a</sup> soglia	46,5 Hz	0,1 s <sup>(6)</sup>	
Massima frequenza (81G>) <sup>(5)</sup>	50 ÷ 53 Hz	0,0÷10,0 s	1 <sup>a</sup> soglia	51,5 Hz	1,0 s	
			2 <sup>a</sup> soglia	52,5 Hz	0,1 s <sup>(6)</sup>	

Note:

(1) V<sub>nl</sub> è la tensione nominale dell'inverter;

(2) Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,6 s nelle reti a 220 kV;

(3) E' ammessa una diversa coppia di valori tensione e tempo purché coincidente con un punto del tratto inclinato della caratteristica di LVRT, riportata ai morsetti dell'inverter

(4) Tensione operativa raccomandata: 0,2 V<sub>nl</sub>

(5) Tensione operativa raccomandata: 0,8 V<sub>nl</sub>

(6) Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.

**Tabella 30: Taratura Sistema Protezione Interfaccia inverter**

### 7.5.3 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni

L'impianto dovrà essere realizzato in modo che le protezioni contro i guasti interni isolino tempestivamente, e selettivamente, la sola parte della Centrale Fotovoltaica che è stata coinvolta dal disservizio senza coinvolgere la rete esterna o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

#### 7.5.4 Protezioni del trasformatore AT/MT

Le protezioni minime che devono essere previste per il trasformatore elevatore MT/AT contro i guasti interni all'impianto sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51);
- Differenziale di trasformatore (87T);
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51).

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore devono essere allocate in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT ed MT del trasformatore elevatore (azione di scatto con blocco in apertura di tali interruttori).

Per la protezione di massima corrente di fase MT l'azione indicata è quella di apertura del solo interruttore lato MT.

Alle protezioni elettriche suddette si aggiungono la protezione Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), ecc... i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore della macchina e/o dall'esercente.

#### 7.5.5 Protezioni installate nella sezione MT

Dovranno essere adottate idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

### 7.6 Calcoli delle potenze e delle correnti di corto circuito

La potenza di cortocircuito è certamente il parametro più importante nella progettazione di un grande impianto elettrico.

Nel punto di alimentazione dell'impianto vanno definiti due valori di potenza di cortocircuito:

- la potenza di cortocircuito massima, che viene raggiunta quando le fonti di energia sono tutte presenti nella loro piena efficienza;
- la potenza di cortocircuito minima, che si ottiene dalla precedente ipotizzando la mancanza di una o più fonti di energia a causa di motivi diversi (guasti, manutenzione, ridotta disponibilità di energia primaria, ecc.).

Per un dimensionamento esecutivo dei parametri in gioco dovranno essere rese disponibili, da TERNA, le potenze di cortocircuito massima e minima nel punto di connessione della centrale fotovoltaica in esame.

In attesa di tali valori, si assumono in questa sede valori di ingresso plausibili, che siano opportunamente vicini ai massimi valori di guasto ipotizzati da TERNA per le linee alta tensione a 150 kV.

Tali valori si considerano del tutto indicativi, in attesa di ricevere i dati di ingresso di cui sopra.

Le potenze di cortocircuito massime devono essere calcolate ai vari livelli di tensione, considerando anche i contributi interni degli impianti (generatori fotovoltaici).

In base ai valori ottenuti e ai tempi di intervento delle protezioni si dimensionano i cavi e le apparecchiature principali (quadri, interruttori, sbarre, ecc.).

Le potenze di cortocircuito minime devono essere calcolate ai vari livelli di tensione, senza tenere conto dei contributi interni dell'impianto.

Dalla potenza di cortocircuito minima dipende la distorsione della forma d'onda della tensione dovuta alla presenza di generatori non lineari (inverter).

Da un punto di vista dimensionale, la potenza di cortocircuito massima dovrebbe essere piccola, mentre la potenza di cortocircuito minima dovrebbe essere grande. Vanno pertanto scelte tensioni di cortocircuito dei trasformatori in modo da disporre di potenze di cortocircuito minime non troppo basse per evitare elevate cadute di tensione e, al tempo stesso, potenze di cortocircuito massime non troppo elevate per evitare quadri e apparecchiature di costo eccessivo o non reperibili sul mercato.

Per calcolare la potenza di cortocircuito in un punto dell'impianto si ipotizza che la resistenza sia trascurabile rispetto alla reattanza, perché solitamente il rapporto reattanza / resistenza di una rete di distribuzione (fino alle sbarre) è superiore a sette. In pratica, l'impedenza coincide con la reattanza.

Pertanto, la potenza di cortocircuito di un sistema elettrico costituito da n elementi in serie (generatori, linee, trasformatori), le cui potenze di cortocircuito siano  $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$ .

La potenza (apparente) di cortocircuito trifase è:

$$P_{cc} = \sqrt{3} U I_{cc}$$

dove:

- U è la tensione nominale concatenata;
- $I_{cc}$  è la corrente di cortocircuito trifase

Considerando  $Z \cong X$  si ha:

$$I_{cc} = \frac{E}{X}$$

dove  $E = U/\sqrt{3}$  è la tensione di fase e quindi:

$$I_{cc} = \frac{U}{X\sqrt{3}}$$

Si ottiene così:

$$P_{cc} = \sqrt{3}U \frac{U}{X\sqrt{3}} = \frac{U^2}{X}$$

La potenza di cortocircuito di un sistema a tensione U composto da n elementi in serie aventi reattanze  $X_1, X_2, \dots, X_n$  è:

$$P_{cc} = \frac{U^2}{X_1 + X_2 + \dots + X_n}$$

D'altra parte, la reattanza  $X_i$  del generico elemento del sistema elettrico con potenza di cortocircuito  $P_i$  vale:

$$X_i = \frac{U^2}{P_i}$$

E dunque:

$$P_{cc} = \frac{U^2}{\frac{U^2}{P_1} + \frac{U^2}{P_2} + \dots + \frac{U^2}{P_n}} = \frac{U^2}{\frac{1}{P_1} + \frac{1}{P_2} + \dots + \frac{1}{P_n}}$$

La potenza di cortocircuito di un trasformatore vale:

$$P_{cc} = \frac{P}{u_{cc}} 100$$

dove:

- P è la potenza nominale del trasformatore;
- $u_{cc}$  è la tensione di cortocircuito percentuale.

Nel trasformatore la  $u_{cc}$  dipende dall'impedenza di cortocircuito, ma questa è così poco diversa dalla reattanza che non vale la pena distinguere l'una dall'altra. La potenza di cortocircuito di una linea vale ( $Z \cong X$ ):

$$P_{cc} = \frac{U^2}{X}$$

## 7.7. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le principali funzionalità richieste agli impianti fotovoltaici sono i seguenti:

- Controllo della produzione

- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza reattiva
- Regolazione della potenza attiva
- Sistemi di teledistacco della produzione

#### 7.7.1. Controllo della produzione

Le caratteristiche costruttive della Centrale e dei sistemi di gestione della potenza, devono essere tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. Al solo fine di garantire la sicurezza della rete il Gestore può, nei casi sotto indicati, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete. A tale scopo è necessario che la riduzione, attuata dall'Utente e sotto la sua responsabilità, avvenga senza ritardi ed in tempi brevi, ovvero entro un massimo di 15 minuti dall'invio della comunicazione.

La limitazione deve essere attuata dall'Utente da remoto e comunque entro 15 minuti. Deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal Gestore.

Deve essere possibile ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza installata.

#### 7.7.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete delle Centrali Fotovoltaiche queste si devono sincronizzare con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente.

Per garantire l'inserimento graduale della potenza immessa in rete deve essere rispettato un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della  $P_n$  del campo fotovoltaico.

Per evitare fenomeni oscillatori sui flussi di potenza nelle fasi iniziali della connessione, è ammesso che la rampa di presa di carico inizi quando la potenza erogata dall'inverter raggiunge il valore di 5%  $P_{n,d}$

Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio della Centrale (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza.

In ogni caso l'entrata in servizio della Centrale Fotovoltaica con immissione di potenza è condizionata ad una frequenza di rete non superiore a 50.2 Hz. A ciò deve conformarsi il sistema di controllo della centrale, o degli inverter.

#### 7.7.3 Regolazione della potenza reattiva

La Centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo deve essere realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT della Centrale. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e dovrà essere applicato dall'Utente (logica locale), anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta da Terna); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento o della potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante telecomando o tele-segnale di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore (logica remota).

##### 7.7.3.1. Curve di Capability al Punto di Connessione

Al punto di connessione, la capability equivalente dell'impianto risente della produzione di reattivo eventualmente non compensata della rete in cavo MT e, soprattutto per alti valori di potenza attiva prodotta, delle perdite di potenza reattiva nei trasformatori degli inverter BT/MT e nei trasformatori elevatori MT/AT. Le curve limite in sovra e sotto-eccitazione della capability hanno pertanto un andamento curvo dipendente dal dimensionamento di detti trasformatori e sono quindi differenti da impianto a impianto.

L'impianto nel suo complesso dovrà fornire una regolazione di tipo continuo nell'area minima con campitura rossa scura descritta di seguito.

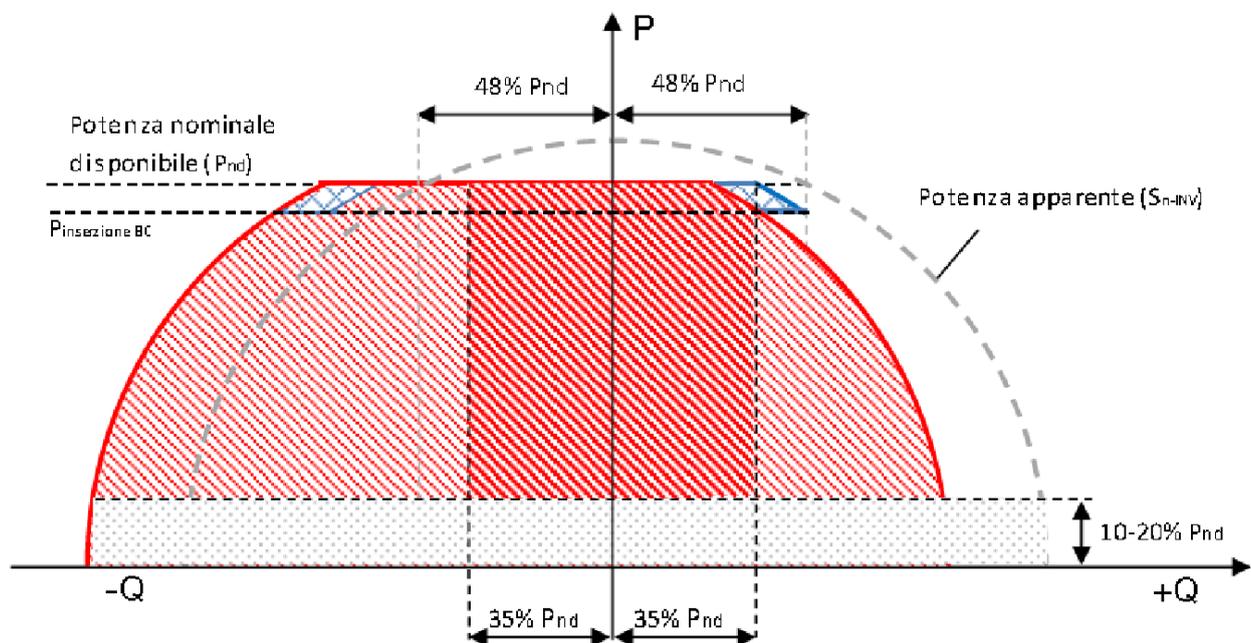
Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata superiore ad una soglia del 10÷20% della  $P_{nd}$ , si richiede che:

- il limite di capability in sotto-eccitazione deve essere almeno pari al 35%  $P_{nd}$  per ogni valore di potenza attiva;
- il limite di capability in sovra-eccitazione può variare secondo una curva dal valore di 35%  $P_{nd}$  fino ad un valore minimo di 30%  $P_{nd}$  in corrispondenza di un valore di potenza attiva pari alla  $P_{nd}$ .

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata inferiore alla precedente soglia del 10÷20% della  $P_{nd}$ , si prefigurano due diverse modalità di funzionamento.

- In caso sia possibile l'erogazione di potenza reattiva anche a potenza nulla, si richiede che il valore massimo erogabile/assorbibile sia ancora pari al 35%  $P_{nd}$ .
- In caso non sia possibile tale modalità di funzionamento, si richiede una diminuzione progressiva del valore di potenza reattiva  $Q$  erogabile fino ad annullare il contributo per valori di potenza attiva  $P$  nulla. Questo funzionamento è richiesto per evitare brusche variazioni a gradini della potenza reattiva a seguito dello stop dell'impianto per discesa dell'irraggiamento al di sotto del valore di arresto. In questo caso non si danno prescrizioni vincolanti sulla forma esatta dei limiti di capability.

In caso di presenza di banchi di condensatori (se richiesti da Terna) questi devono essere inseriti al di sopra di una soglia di potenza attiva ( $P_{insezione BC}$ ) e al di sotto di una certa tensione ( $V_{insezione BC}$ ) concordate fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio in modo da compensare parzialmente le perdite induttive residue come indicato dall' area campita in azzurro nella figura sottostante. Si richiede che tramite tale compensazione sia garantito per valori di potenza attiva  $P_{nd}$  un valore di potenza reattiva capacitiva prodotta del 35%  $P_{nd}$ , con una precisione minima del  $\pm 2\%$   $P_{nd}$  a  $V_n$ .



**Fig. 10 – Curva capability P/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla tensione nominale  $V_n$**

### 7.7.4 Sistemi di teledistacco e riduzione rapida della produzione

I sistemi di teledistacco consentono la riduzione parziale, compreso l'annullamento completo della produzione per mezzo di un telesegnale inviato da un centro remoto del Gestore.

L'impianto in oggetto si dovrà dotare di Unità Periferica del sistema di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atta ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sull'impianto che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico.

L'installazione dell'apparato UPDM è a cura dell'Utente. L'UPDM deve essere in grado di interfacciarsi con i sistemi di controllo del Gestore e pertanto deve appartenere alla classe degli apparati descritta nell'Allegato Terna [A.52]. Dovrà essere a cura dell'Utente anche la predisposizione dei necessari canali di comunicazione con i sistemi di controllo del Gestore secondo i criteri prescritti nell'allegato Terna [A.69].

Affinché possa modificare la potenza immessa in rete, come richiesto, la Centrale Fotovoltaica deve essere dotata di un sistema in grado di attuare il distacco parziale degli inverter/riduzione rapida in misura compresa tra lo 0 ed il 100% della potenza nominale, a seguito del ricevimento di un tele segnale inviato da Terna. Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.

## 7.8 Monitoraggio e scambio dati con il sistema di controllo di TERNA

L'impianto dell'Utente deve essere integrato nei processi di controllo sia in tempo reale sia in tempo differito per consentire:

- nel primo caso, attraverso la visibilità di telemisure e telesegnali, l'attuazione da parte del Gestore di tutte le azioni necessarie alla salvaguardia del sistema elettrico;
- nel secondo caso, attraverso i sistemi di monitoraggio, le analisi dei guasti compresa la verifica del corretto funzionamento delle protezioni e del comportamento atteso della Centrale durante le perturbazioni di rete.

### 7.8.1 Teleinformazioni

L'invio delle teleinformazioni che devono pervenire al sistema di controllo del Gestore è necessario per integrare l'impianto nei processi di controllo.

In aggiunta anche i valori di potenza attiva e reattiva massime disponibili al punto di connessione dovranno essere inviate a Terna in tempo reale con opportune telemisure con frequenza minima di 4s.

E' inoltre richiesta all'Utente la disponibilità delle seguenti ulteriori informazioni:

- Irraggiamento [W/m<sup>2</sup>]
- Temperatura moduli [°C]
- Temperatura ambiente [°C]

### 7.8.2 Sistemi di registrazione oscillografica

E' prevista l'attuazione della funzione di monitoraggio con l'installazione di sistemi dedicati di registrazione oscillografica, con registrazione delle tensioni e delle correnti al Punto di Connessione alla rete e l'acquisizione dei segnali relativi alle protezioni per guasti interni ed esterni all'impianto dell'Utente.

Dovranno essere svolte prove preliminari di invio di file di oscillografia preliminarmente all'ingresso in esercizio dell'impianto con modalità definite dal Gestore.

## 7.9 Dati e modelli

Il Committente dovrà comunicare al Gestore con almeno 3 mesi di anticipo rispetto alla messa in servizio:

- a) i dati di targa e i data-sheet di tutti gli inverter, dei trasformatori AT/MT e MT/BT, dei cavi MT, dei sistemi di compensazione reattiva
- b) i modelli (comprensivi di versione firmware) e seriali delle protezioni installate sull'AT, nonché i relativi file di setting
- c) i modelli dinamici di simulazione con un livello di dettaglio adeguato a simulare il comportamento dell'impianto in:
  - Regime stazionario
  - Elettromeccanico (RMS) considerando anche il comportamento in caso squilibrato (modalità unbalanced)
  - Elettromagnetico (EMT)
  - Regime armonico, onde valutare l'immissione in rete delle armoniche a diverse frequenze

Relativamente al punto c) dovranno essere forniti al Gestore:

- un modello dettagliato contenente i singoli inverter, la rete interna (rete di raccolta MT) ed il trasformatore MT/AT;
- un modello aggregato equivalente composto da:
  - un solo inverter connesso in MT, di taglia pari alla P<sub>n</sub> del campo fotovoltaico,
  - un ramo MT equivalente a tutta la rete interna in MT della Centrale,
  - un trasformatore elevatore MT/AT.

Il modello aggregato equivalente deve fornire risposte congruenti con quelle risultanti dal modello dettagliato a fronte di gradini di carico, gradini di tensione, transitori di frequenza e cortocircuiti simmetrici e dissimmetrici. I risultati del confronto potranno essere forniti in formato libero.

Nei modelli dovranno essere descritti:

- il modello dinamico dell'inverter;
- i limiti di capability degli inverter;
- i modelli dinamici dei regolatori di P/f e di Q/V degli inverter e del Plant Controller;
- i modelli (caratteristiche e parametrizzazioni) del sistema di protezione.
- il modello matematico delle emissioni armoniche in corrente

I modelli potranno essere forniti in free format ovvero: fogli excel (o file testo), diagrammi a blocchi (senza black box) con esplicitati parametri utilizzati, funzioni di trasferimento ed equazioni.

## 7.10 Prove

Dovranno essere documentate le seguenti prove:

- Regolazioni di tensione con gradini sulle tensioni di riferimento
- Regolazioni P/f
- Variazioni del set-point di potenza con gradini di carico
- Curva di capability dell'impianto
- Misura della distorsione armonica in corrente, per ogni singola armonica e totale

## 7.11 Elenco apparecchiature

La sottostazione Utente sarà realizzata immediatamente a ridosso della sottostazione TERNA, e sarà provvista delle seguenti apparecchiature:

1. terminali cavo AT 150 kV;
2. Scaricatori a ZnO UM=170 kV, Ur=144 kV, Uc=108 kV
3. Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV motorizzato In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s
4. Interruttore isolato in SF6 170 kV In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s
5. TA isolati in SF6 170 kV 400-200-100/1 A
6. TV induttivi isolato in SF6 e3/0,1:e3 kV
7. Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV motorizzato In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s
8. Interruttore isolato in SF6 170 kV In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s (DG), provvisto di SPG (Sistema di Protezione Generale) conforme alle prescrizioni previste dalla CEI 0-16 ediz. 2019-04 e dalla CEI 99-2 ed. 2014-09
9. TA SF6 170 kV 400-200-100/1° TV induttivo isolato in SF6 e3/0,1:e3 kV
10. TV induttivi isolati in SF6 e3/0,1:e3 kV
11. Scaricatori a ZnO UM=170 kV, Ur=144 kV, Uc=108 kV
12. Trasformatore 150 ± 10x1,5% 30 kV 63 MVA ONAN Gruppo vettoriale YNd11, comprensivo di basamento e vasca di raccolta olio;
13. Manufatto prefabbricato in cemento contenente locale quadri MT, locale trasformatore, locale misure, Sala controllo e locale Quadri BT, Magazzino, Locale Gruppo Elettrogeno, WC

## 7.12 Impianto di terra

### 7.12.1 Criteri di sicurezza

Il pericolo per gli esseri umani è che una corrente che fluisca attraverso la regione cardiaca sia sufficiente a provocare fibrillazione ventricolare. Il limite di corrente, per alimentazioni a frequenza industriale, è derivato dalla curva apposita della IEC/TS 60479-1:2005. Questo limite di corrente nel corpo umano si traduce in limiti di tensione per il confronto con le tensioni di passo e di contatto calcolate prendendo in considerazione i seguenti fattori:

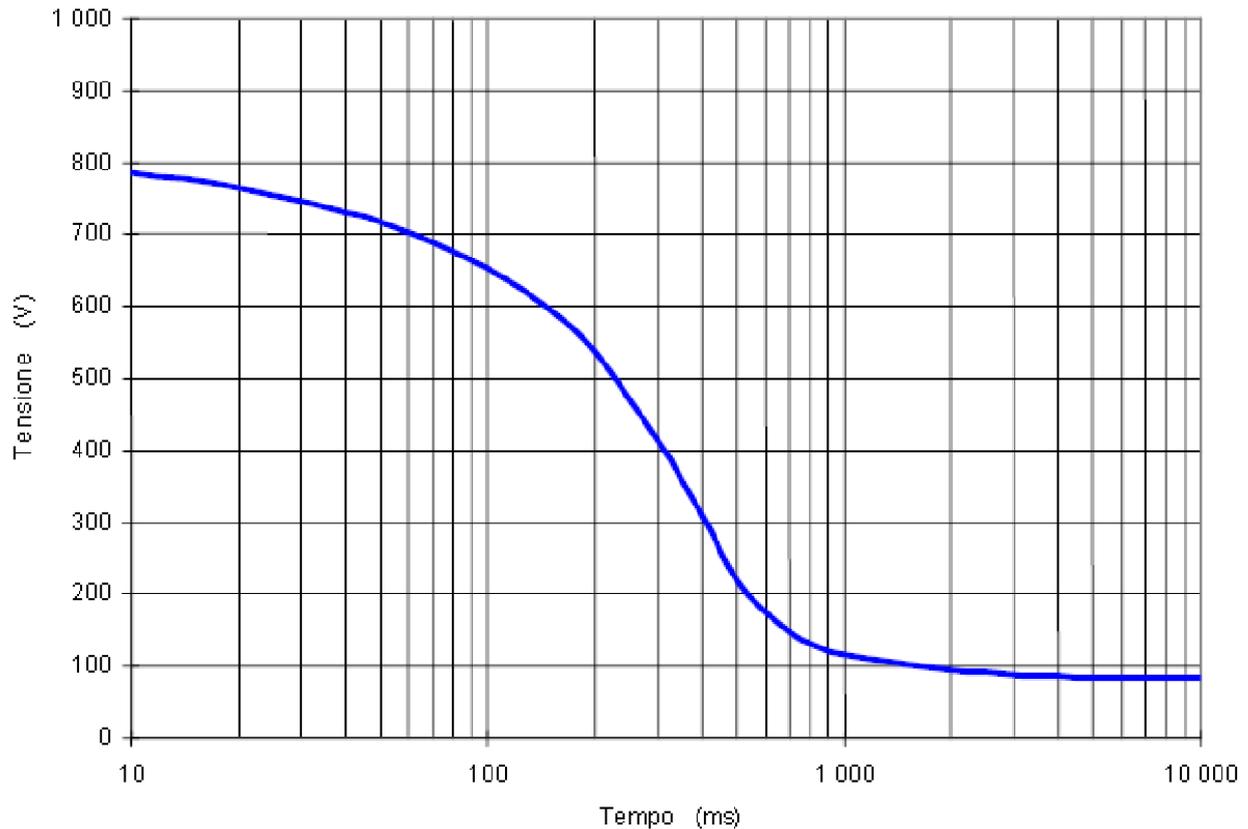
- parte della corrente circolante nella regione cardiaca;
- impedenza del corpo umano lungo il percorso della corrente;
- resistenza tra i punti di contatto del corpo e, ad es., tra strutture metalliche e mano guantata, tra piedi e terra lontana comprese calzature o ghiaia;

- durata del guasto.

Si deve anche riconoscere che la presenza di guasto, la grandezza della corrente di guasto, la durata del guasto e la presenza di esseri umani sono fatti di natura probabilistica.

I parametri di progetto della messa a terra (prescrizioni pertinenti fondamentali, es. corrente di guasto, durata del guasto) devono essere concordati tra utilizzatore e fornitore.

Per il progetto di un impianto, la curva della figura sottostante (fig. 12 CEI 99-2) viene calcolata secondo il metodo definito nell'Allegato B della CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) ed. 2014-09 (vedi pagina successiva).



**Fig. 11 - fig.12 di CEI 99-2:Tensione di contatto ammissibile UTp**

La curva in figura fornisce la tensione di contatto ammissibile.

## Allegato B (informativo)

### Metodo di calcolo delle tensioni di contatto ammissibili

**Formula:**

$$U_{-p} = I_B(t_f) \cdot \frac{1}{HF} \cdot Z_T(U_T) \cdot BF$$

**Fattori:**

Tensione di contatto	$U_T$	
Tensione di contatto ammissibile	$U_{T0}$	
Durata del guasto	$t_f$	
Limite di corrente nel corpo	$I_B(t_f)$	c2 in Figura 20 e Tabella 11 della <a href="#">IEC/TS 60479-1:2005</a> , dove la probabilità di fibrillazione ventricolare è minore del 5 %. $I_B$ dipende dalla durata del guasto.
Fattore di corrente nel cuore	$HF$	Tabella 12 della IEC/TS 60479-1:2005, es. 1,0 tra mano sinistra e piedi, 0,8 tra mano destra e piedi, 0,4 tra mano e mano
Impedenza del corpo	$Z_T(U_T)$	Tabella 1 e Figura 3 della IEC/TS 60479-1:2005 $Z_T$ non superata dal 50 % della popolazione $Z_T$ dipende dalla tensione di contatto. Quindi il primo calcolo deve cominciare con un valore assunto.
Fattore del corpo	$BF$	Figura 3 della IEC/TS 60479-1:2005, es. 0,75 tra mano ed entambi i piedi, 0,5 tra entrambe le mani e i piedi

NOTA 1 Le diverse condizioni di tensione di contatto, es. tra mano sinistra e piede, tra mano e mano, porta a diverse tensioni di contatto ammissibili. La Figura 4 della presente Norma è basata su una media ponderata presa da quattro diverse configurazioni di tensioni di contatto. Tensione di contatto tra mano sinistra e piedi (peso 1,0), tra mano destra e piedi (peso 1,0), tra entrambe le mani e piedi (peso 1,0) e tra mano e mano (peso 0,7).

NOTA 2 In alcuni paesi si applicano valori diversi dei parametri (come indicato nella Prefazione).

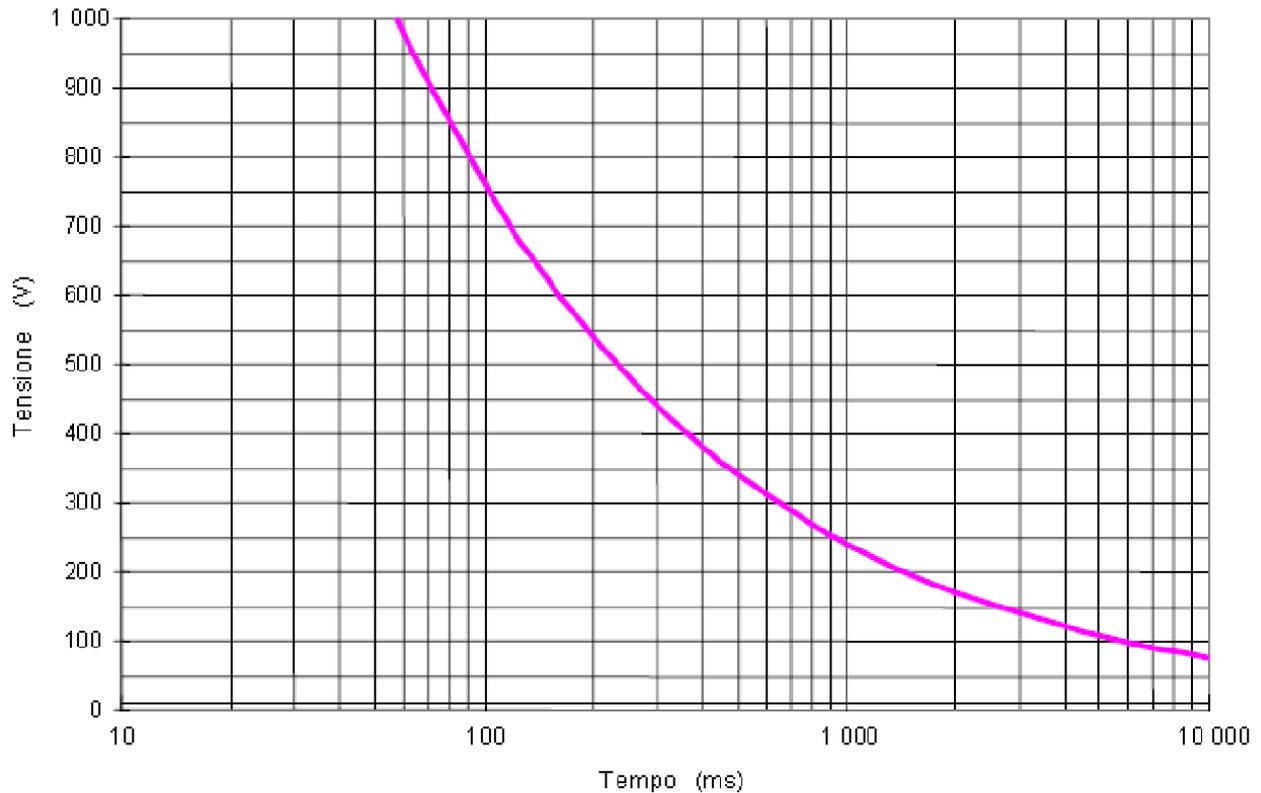
Per considerazioni specifiche delle resistenze aggiuntive, si fornisce la formula per determinare la tensione di contatto a vuoto:

$$U_{vTp} = I_B(t_f) \cdot \frac{1}{HF} \cdot (Z_T(U_T) \cdot BF + R_H + R_F)$$

**Fattori aggiuntivi:**

Tensione di contatto a vuoto	$U_{vTp}$
Resistenza aggiuntiva per la mano	$R_H$
Resistenza aggiuntiva per il piede	$R_F$

L'Allegato C della CEI EN 61936-1 (CEI99-2) ed. 2014-09 mostra la curva della IEEE 80 che può essere utilizzata in alternativa a quella della Figura 12 di CEI 99-2.



**Figura 12: fig. C.1 di Allegato C CEI 99-2 – Tensione di contatto ammissibile UTp secondo la IEEE 80**

NOTA 1 La curva della tensione di contatto è basata su una specifica resistività del suolo di 100  $\Omega\text{m}$  e uno strato superficiale di 0,1 m con resistività specifica di 1 000  $\Omega\text{m}$ .

NOTA 2 La figura C.1 presuppone una persona con peso di 50 kg e superficie ghiaiosa.

Quale regola generale, le prescrizioni per le tensioni di contatto soddisfano quelle di passo perché i limiti tollerabili per le tensioni di passo sono molto più elevati di quelli di contatto a causa del diverso percorso della corrente nel corpo.

### 7.12.2 Prescrizioni funzionali

L'impianto di terra, i suoi componenti e i conduttori equipotenziali devono essere in grado di distribuire e di condurre la corrente di guasto senza superare i limiti termici e meccanici di progetto basati sul tempo di intervento delle protezioni di ricalzo.

L'impianto di terra deve avere resistenza meccanica e alla corrosione per mantenere la sua integrità per il tempo di vita atteso dell'impianto elettrico.

L'efficienza dell'impianto di terra deve evitare danni alle apparecchiature dovuti:

- a un eccessivo aumento del potenziale,
- a differenze di potenziale nell'impianto,
- a correnti eccessive circolanti nei percorsi ausiliari che non sono conduttori destinati a condurre parte della corrente di guasto.

L'impianto di terra, in combinazione con appropriati provvedimenti, deve mantenere le tensioni di passo, di contatto e trasferite entro i limiti di tensione basati sul normale tempo di intervento dei relè di protezione e degli interruttori. L'efficienza dell'impianto di terra deve contribuire ad assicurare la compatibilità elettromagnetica (EMC) tra gli apparati elettrici ed elettronici dell'impianto di alta tensione in accordo con l'IEC/TR 61000-5-2.

### 7.12.3 Impianti di terra di alta e bassa tensione

Nella Centrale fotovoltaica Xelio Lucera gli impianti di terra di alta e bassa tensione dovranno essere collegati tra loro attraverso gli schermi dei cavi di media tensione delle linee interrate, pertanto parte della EPR (tensione totale di terra) prodotta dall'impianto in AT può venir applicato all'impianto di BT.

Attualmente possono essere adottate due configurazioni diverse:

- a) l'interconnessione tra tutti gli impianti di terra in AT e in BT;
- b) la separazione dell'impianto di terra in AT da quello di BT.

In entrambi i casi, le pertinenti prescrizioni per le tensioni di passo, di contatto e trasferite, devono essere rispettate all'interno di una cabina e nell'impianto in BT alimentato dalla cabina stessa.

#### 7.12.3.1 Alimentazione BT solo all'interno di cabine AT

Se l'impianto in BT è completamente confinato nell'area interessata dall'impianto di terra di AT, i due impianti devono essere interconnessi anche se non si è in presenza di un impianto di terra globale.

Nella sottostazione Xelio Lucera i due impianti dovranno essere interconnessi.

#### 7.12.3.2 Alimentazione BT uscente o entrante in una cabina AT

Si devono utilizzare le prescrizioni minime della Tabella 5 di CEI 99-2 per individuare le situazioni dove è fattibile l'interconnessione dei sistemi di messa a terra con alimentazione a bassa tensione esterna all'impianto ad alta tensione.

Se gli impianti di terra di alta e bassa tensione sono separati, si deve scegliere il metodo della separazione dei dispersori in modo da non arrecare pericolo alle persone o alle apparecchiature dell'impianto di bassa tensione. Ciò significa che le tensioni di passo, di contatto, trasferite e le sollecitazioni di tensione sull'impianto in BT, causate da guasti sull'alta tensione, rientrino nei limiti appropriati.

Tipo di sistema in BT (a, b)		Prescrizioni EPR		
		Tensione di contatto	Sollecitazione di tensione (c)	
			Durata del guasto $t_f \leq 5 \text{ s}$	Durata del guasto $t_f \geq 5 \text{ s}$
TT		Non applicabile	$EPR \leq 1\,200 \text{ V}$	$EPR \leq 250 \text{ V}$
TN		$EPR \leq F \cdot U_{Tp} \text{ (d, e)}$	$EPR \leq 1\,200 \text{ V}$	$EPR \leq 250 \text{ V}$
IT	Conduttore di terra di protezione distribuito	Come per sistema TN	$EPR \leq 1\,200 \text{ V}$	$EPR \leq 250 \text{ V}$
	Conduttore di terra di protezione distribuito	Non applicabile	$EPR \leq 1\,200 \text{ V}$	$EPR \leq 250 \text{ V}$

(a) Per la definizione dei tipi di sistemi BT vedere la IEC 60364-1.

(b) Per le apparecchiature di telecomunicazione, dovrebbero essere utilizzate le raccomandazioni ITU.

(c) I limiti possono essere aumentati se sono installate apparecchiature BT o la EPR può essere sostituita da differenze di potenziale locali basate su misure o calcoli.

(d) Se il PEN o il conduttore di neutro dell'impianto BT è connesso soltanto all'impianto di terra AT, il valore di F dovrebbe essere 1.

(e)  $U_{Tp}$  è tratta dalla Figura 12

NOTA Il valore tipico di F è 2. Possono essere applicati valori più elevati di F se esistono connessioni a terra aggiuntive del conduttore PEN. Per certe conformazioni del suolo, F può arrivare fino a 5. Sono necessarie precauzioni quando questa regola viene applicata a un suolo con alta resistività contrapposto alla sommità dello strato che ha maggiore resistività. La tensione di contatto, in questo caso, può superare del 50 % la EPR.

**Tab. 31 – Prescrizioni minime per l'interconnessione di impianti di terra in bassa e alta tensione, basati sui limiti della EPR (\*)**

(\*): Per specifiche più dettagliate, vedere anche Guida CEI 99-5 “Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV”.

## 7.12.4 Progetto dell'impianto di terra

### 7.12.4.1 Generalità

Il progetto dell'impianto di terra, in fase esecutiva, dovrà essere eseguito come segue:

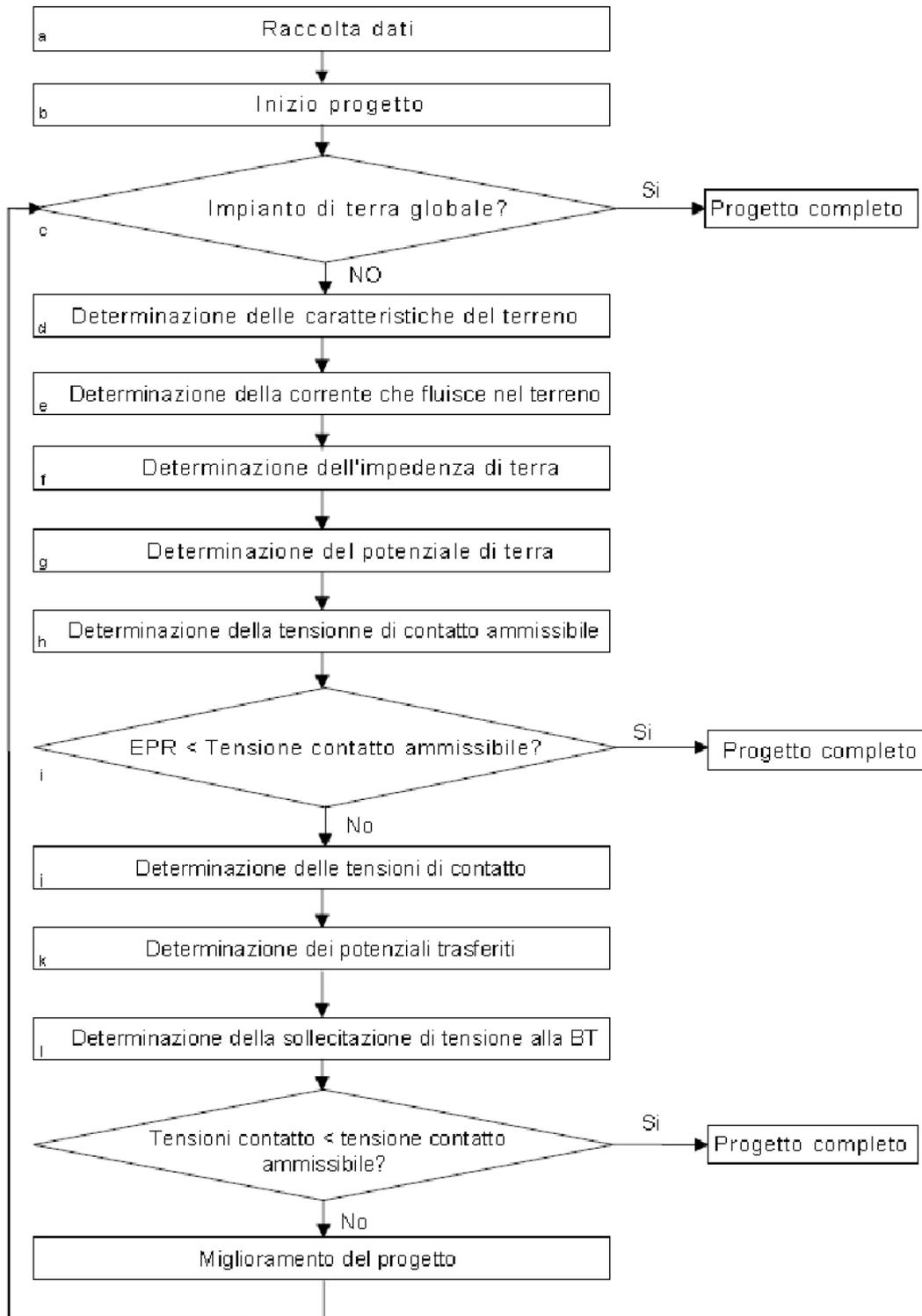
- a) reperire il valore di corrente di guasto verso terra fornito da TERNA, comprensivo della durata del guasto e configurazione;
- b) progetto iniziale dell'impianto di terra basato sulle prescrizioni funzionali;
- c) determinare le caratteristiche del terreno, es. la resistività specifica degli strati del suolo;
- d) determinare la corrente che fluisce nella messa a terra dell'impianto di terra, basandosi sulla corrente di guasto a terra;
- f) determinare le principali impedenze verso terra basate sulla configurazione, caratteristiche del suolo e impianti di terra in parallelo;
- g) determinare il valore della tensione totale di terra;
- h) determinare la tensione di contatto ammissibile;
- i) se il valore della tensione totale di terra sarà inferiore alla tensione di contatto ammissibile e sono soddisfatte le prescrizioni della Tabella 5 sopra riportata, il progetto sarà completo;
- j) diversamente, bisognerà determinare se le tensioni di contatto nell'area dell'impianto e nelle vicinanze dell'impianto di terra sono inferiori ai limiti tollerabili;
- k) determinare se i potenziali trasferiti presentano un rischio interno o esterno all'impianto, se sì, procedere all'attenuazione nel luogo esposto;
- l) determinare se le apparecchiature BT sono esposte a eccessive sollecitazioni di tensione; se sì, procedere con le misure di attenuazione che possono comprendere la separazione dell'impianto di terra AT da quello BT
- m) determinare se la corrente che circola nel neutro del trasformatore può portare a eccessive differenze di potenziale tra diverse parti dell'impianto di terra; se sì, procedere con misure di attenuazione.

Le masse estranee devono essere messe a terra.

Nell'Allegato D di CEI 99-2, sotto riportato, viene fornito un flow chart per questa procedura di progetto.

Si ricorda che sia nella sottostazione utente che nei due sottocampi fotovoltaici i dispersori di fatto (ferri del cemento armato delle fondazioni, platee, ecc.) devono essere parte integrante dell'impianto di terra.

**Flow chart per progetto di un impianto di terra**



**Fig. 13: Flow chart per progetto di un impianto di terra**

**7.12.4.2 Guasti dell'impianto elettrico**

Deve essere valutato lo scenario peggiore di guasto per ogni aspetto rilevante delle prescrizioni funzionali, in quanto queste possono essere diverse. Per ogni livello di tensione presente nell'impianto, devono essere esaminati i seguenti tipi di guasto:

- a) trifase a terra;

- b) due fasi a terra;
  - c) monofase a terra;
  - d) se applicabile: tra fase e fase via terra (guasto a terra attraverso la campagna).
- I guasti interni o esterni al sito dell'impianto devono essere esaminati per determinare i peggiori punti di guasto.

#### 7.12.4.3 Sovratensioni atmosferiche e transitori

Le sovratensioni atmosferiche e di manovra sono sorgenti di tensioni e correnti ad alta e bassa frequenza. Tipicamente si manifestano sovratensioni quando si manovra su lunghe sezioni di cavo, azionando sezionatori GIS o si commuta la carica e scarica di condensatori. Per una significativa riduzione, è necessaria una sufficiente densità di dispersori nei punti di iniezione per le correnti ad alta frequenza, insieme a un impianto di terra sufficientemente esteso per le correnti a bassa frequenza. L'impianto di terra AT deve far parte del sistema di protezione dalle scariche atmosferiche e sono necessari conduttori di terra aggiuntivi nei punti di iniezione. Come già detto, gli impianti di terra della sottostazione utente, del sottocampo nord e del sottocampo sud, devono essere interconnessi. Dal momento che durante le perturbazioni, quali le fulminazioni, si verificano grandi differenze di potenziale tra gli impianti di terra di ciascuna area, nonostante la loro interconnessione, si devono adottare provvedimenti per prevenire danni alle apparecchiature sensibili connesse tra edifici o aree diversi. Si sottolinea che, per scambiare segnali deboli tra i suddetti siti, si dovranno utilizzare mezzi non metallici quali cavi a fibre ottiche.

#### 7.12.4.4 Misure

Al termine dei lavori, prima della messa in esercizio della centrale fotovoltaica, dovranno essere eseguite misure sia nella sottostazione utente che presso ciascuno dei due sottocampi fotovoltaici. Le misure dovranno comprendere l'impedenza dell'impianto di terra, le tensioni di contatto nei luoghi pertinenti e i potenziali trasferiti.

#### 7.12.4.5 Manutenibilità

##### 7.12.4.5.1 Ispezioni

La costruzione dell'impianto di terra dovrà essere eseguita in modo da poterne verificare le condizioni periodicamente mediante ispezione.

##### 7.12.4.5.2 Misure

Il progetto e l'esecuzione di un impianto di terra devono permettere misure da eseguire periodicamente o a seguito di importanti modifiche riguardanti i requisiti fondamentali o anche prove di continuità.

## Allegato A (CEI 99-2)

Valori dei livelli di isolamento e delle minime distanze in aria basate su pratiche correnti in alcuni paesi

Tabella A.1 – Valori dei livelli di isolamento e delle minime distanze in aria basati su pratiche correnti in alcuni paesi per tensioni massime per impianti  $1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$ ,  $U_m$  non normalizzate dalla IEC

Gamma di tensioni	Tensione massima per l'impianto	Tensione di tenuta a frequenza industriale di breve durata	Tensione di tenuta a impulse atmosferico <sup>(a)</sup>	Distanze minime tra fase e terra e tra fase e fase	
	$U_m$ efficace	$U_d$ efficace	$U_p$ 1,2/50 $\mu$ s valore di picco	IV	
	kV	kV	kV	Impianti all'interno mm	Impianti all'esterno mm
I	2,75	15	30 45 60	60 70 90	120 120 120
	4,75	19	60	90	120
	5,5	19	45 60 75	70 90 120	120 120 120
	8,25	27	60 75 95	90 120 160	120 150 160
	8,25	26 35	75 95	120 160	150 160
	15	35 50	95 110	160 180	160 180
	15,5	35	75 85 110	120 150 180	150 160 180
	17,5	38	110 125	180 220	
	24	50	150	280	
	25	50	95 125 150	190 210	290
	25,8	50 70	125 150	220 280	
	27	50	95 125 150	160 220 280	

(a) La tenuta a impulso atmosferico è applicabile tra fase e fase e tra fase e terra.

**Tabella A.2 – Valori dei livelli di isolamento e delle minime distanze in aria basati su pratiche correnti in alcuni paesi per tensioni massime per impianti  $1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$   $U_m$  non normalizzate dalla IEC**

Gamma di tensioni	Tensione massima per l'impianto	Tensione di tenuta a frequenza industriale di breve durata	Tensione di tenuta a impulso atmosferico <sup>(a)</sup>	Distanze minime tra fase e terra e tra fase e fase	
	$U_m$ efficace	$U_d$ efficace	$U_p$ 1,2/50 $\mu$ s valore di picco	N	
	kV	kV	kV	Impianti all'interno mm	Impianti all'esterno mm
I	30	70	160	290	
	36	70	200	380	
	38	70	125 150 200	220	360
				280	
				360	
	38	70 95	150 200	280	360
				360	
	38,5	75	155 180 195	270	400
				320	
				350	
	40,5	80	190	350	
	41,5	80	170 200	320	360
				360	
	48,3	105	150 200 250	280	360
360					
480					
48,3	120	250	480		
72,5	160	350	690		
82,5	150	380	750		
100	150 185	380 450	750	900	
			900		
204	275 325	650 750	1 300	1 500	
			1 500		

(a) La tenuta a impulso atmosferico è applicabile tra fase e fase e tra fase e terra.

### 7.12.5 Esecuzione degli impianti di terra

Le planimetrie allegate al progetto in esame riportano informazioni di dettaglio sulle caratteristiche dimensionali dell'impianto di terra, sia nella sottostazione utente, che nei due campi fotovoltaici.

Nella sottostazione elettrica l'impianto di terra dovrà essere realizzato con corda in rame nudo di S=70 mmq alloggiato ad una quota di -0,7 m dal piano di calpestio, con configurazione a maglia con di norma lato l=10 m.

Nei due sottocampi nord e sud ciascuna cabina di trasformazione dovrà essere provvista di impianto di terra realizzato ad anello intorno alla platea che ospiterà la struttura della cabina MT/BT, collegando ad esso sia i ferri delle fondazioni della platea e della struttura della cabina che le fondazioni di tutti i tracker di supporto dei moduli fotovoltaici.

Tutti gli schermi dei cavi MT dovranno essere collegati agli impianti di terra locali.

### 7.12.6 Impianto di terra della centrale fotovoltaica Lucera

#### Prescrizioni generali

La centrale di produzione elettrica “Lucera” sarà composta da due aree tra loro distanti: la Sottostazione Utente ed i due campi fotovoltaici Ovest ed Est, tra loro adiacenti.

Ciascuna di queste due aree dovrà essere munita di proprio impianto di messa a terra. I due impianti di terra saranno tra loro interconnessi mediante la maglia esterna di terra dei cavi MT della rete interna.

La sottostazione Utente dovrà essere munita di impianto di terra realizzato con corda di rame di  $S=70$  mmq, interrato ad  $h=-50$  cm, posto in forma magliata sull'intera area della sottostazione, con lato della maglia di 10 m.

Tutte le cabine elettriche del campo fotovoltaico dovranno avere un impianto di terra formato da corda di rame di  $S=50$  mmq interrata ad  $h=-50$  cm posta ad anello intorno alla rispettiva cabina. A tale anello dovranno essere collegati tutti i tracker del relativo campo fotovoltaico, con unica corda in rame di  $S=35$  mmq che interseca tutti i tracker e li colleghi al sistema disperdente (un punto per tracker). Dovrà essere collegata all'anello di terra posto all'esterno della cabina (distanza 1 m su tutto il perimetro) anche la rete magliata della platea che ospiterà i basamenti su cui poggeranno gli skid della Ingeteam.

L'impianto di terra dovrà soddisfare le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione
- essere in grado di sopportare le più elevate correnti di guasto
- evitare danni a componenti elettrici o a beni
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra).

Per la protezione delle persone da contatti indiretti sull'impianto di B.T. dovranno essere installati, a protezione di tutte le utenze finali, interruttori differenziali con, di norma,  $I_{dn}=0,3$  A (Sistema TN-S).

Per la determinazione del valore della resistenza di terra per guasti a terra sul lato M.T. dovranno essere rispettate le prescrizioni della Norma CEI 99-2 ed. 2011-07 e della CEI 0-16 edizione 2022.

#### Prescrizioni aggiuntive sull'impianto di terra

Per ciascuno dei due siti in cui è suddivisa la Centrale Fotovoltaica Xelio Lucera l'impianto di terra dovrà essere costituito da:

- dispersore: realizzato con corda in rame di  $S=50$  mmq;
- conduttore di terra: corda in rame isolato giallo verde che collega il collettore di terra principale, posizionato in ciascuna cabina, al dispersore;
- collettori di terra: punti di collegamento fra dispersore, rete dei conduttori di protezione e conduttori equipotenziali, costituiti da sbarre in rame; ogni quadro elettrico ne è provvisto; sono apribili, per permettere le verifiche, ma solo mediante attrezzo;

- conduttori di protezione PE: conduttori isolati, con guaina di colore giallo-verde, posati lungo gli stessi percorsi dei conduttori di energia, aventi la funzione di collegare tutte le masse dell'impianto elettrico; essi sono sempre distinti dai conduttori di neutro; tutti i cavi multipolari utilizzati nell'impianto sono provvisti, ove possibile, di conduttore di protezione integrato;
- conduttori equipotenziali: conduttori isolati, con guaina di colore giallo-verde per il collegamento all'impianto di terra di tutte le masse estranee. Essi si distinguono in conduttori principali, utilizzati per collegare ai collettori di terra le masse estranee, e conduttori supplementari, utilizzati per collegare masse estranee fra loro e ai conduttori di protezione per la realizzazione dell'equipotenzialità locale.

Il centro stella di ciascun trasformatore dovrà essere collegato a terra attraverso il collettore principale di cabina. e più precisamente:

- nei trasformatori da 7,65, 3,82 e 3,7 MVA, i centro stella lato BT dovranno essere collegati a terra mediante impedenza (Sistema IT);
- nei trasformatori da 100 kVA 630/400 V, il centro stella dovrà essere collegato a terra direttamente, mediante conduttore in rame (Sistema TN-S).

Il trasformatore da 50 MVA 150/30 kV dovrà essere collegato, lato alta tensione, con neutro francamente a terra, lato MT con neutro collegato a terra mediante bobina di petersen.

#### **Messa a terra dell'impianto fotovoltaico**

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di protezioni contro le sovratensioni.

Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

## **Appendice - Elenco delle leggi e norme di riferimento**

Nella esecuzione degli impianti elettrici dell'impianto di generazione fotovoltaica Xelio Lucera dovranno essere tenute come riferimento le disposizioni di legge e le norme tecniche del CEI.

Si richiamano di seguito le principali norme o leggi che regolamentano la realizzazione di apparecchiature e di impianti elettrici in ambienti con la stessa tipologia di destinazione d'uso:

- Legge 1.03.1968 n. 186: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione di impianti elettrici ed elettronici";
- Legge 8.10.1977 n. 791: "Attuazione della direttiva del consiglio delle Comunità Europee (n.73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione";
- DM 10.4.1984: "Eliminazione dei radiodisturbi";
- Direttiva 89/336/CEE, recepita con D.Lgs 476/92: "Direttiva del Consiglio d'Europa sulla compatibilità elettromagnetica";
- Decreto 10 marzo 1998 "Criteri generali di sicurezza antincendio e per la gestione dell'emergenza nei luoghi di lavoro"

- Decreto 4 maggio 1998 “Disposizioni relative alle modalità di presentazione ed al contenuto delle domande per l’avvio dei procedimenti di prevenzione incendi, nonché all’uniformità dei connessi servizi resi dai Comandi dei vigili del fuoco”;
- DPR 06/06/2001 n. 228/01: “Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia (Testo A)”;
- DPR 22/10/2001 n. 462: “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”;
- **D.M. 37-2008: "Regolamento recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici";**
- Decreto legislativo 9 aprile 2008 n. 81: “Attuazione dell’art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- **DPR 1° agosto 2011: “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendio”;**
- **Nota DCPREV prot n. 1324 del 7/2/2012 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici";**
- **DECRETO 20 dicembre 2012: “Regola tecnica di prevenzione incendi per gli impianti di protezione attiva contro l'incendio installati nelle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi”;**
  - **norma CEI 0-16 ed. aprile 2019: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;**
  - **norma CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo";**
  - norma CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria”;
  - **norma CEI 11-27 ed. 2014-01: “Lavori su impianti elettrici”;**
  - **CEI 11-61 2000-11: “Guida all’inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche**
  - **CEI 11-62: “Stazioni del Cliente finale allacciate a reti di terza categoria”;**
  - **CEI 11-63 ed. 2001-03: “Cabine Primarie2;**
  - **Norma CEI 14-4/1 2015-03: “Trasformatori di potenza. Parte 1: Generalità”;**
  - **Norma CEI 14-4/10: ed. 2002-01 “Trasformatori di potenza. Parte 10: Determinazione dei livelli di rumore”;**
  - **Norma CEI 14-35 ed. 2008-02: “Valutazione dei campi elettromagnetici attorno ai trasformatori di potenza”;**
  - **Norma CEI 14-45 ed. 2012-02: “Trasformatori di potenza. Determinazione dei livelli di rumore. Guida di applicazione”;**
  - norma CEI EN 61439-1 2012-02 (Class.CEI:17-113): “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali”;
  - norma CEI EN 61439-2 2012-02 (Class.CEI:17-114): “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza”;
  - norma CEI EN 61439-3 2012-11 (Class. CEI 17-116): “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)”;
  - norma CEI 20-40 (1998): Guida per l’uso di cavi a bassa tensione;
  - norma CEI 20-67 (2001): Guida per l’uso di cavi 0,6/1 kV;
  - **norma CEI 64-8, ed 06-2012: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua";**
  - **norma CEI EN 62305-1 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte1): Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali;**
  - **norma CEI EN 62305-2 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 2): Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio;**

- **norma CEI EN 62305-3 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 3): Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;**
- **norma CEI EN 62305-4 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 4): Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;**
- **Norma CEI EN 61936-1 - Class. CEI 99-2 Anno 2014: "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni";**
- **Norma It. CEI EN 50522 - Class. CEI 99-3 Anno 2011: "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.";**
- **Guida CEI 99-4, 2014-09: "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale";**
- **Guida CEI 99-5, 2015-07: "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.";**
  - **Tabella CEI UNEL 35024/1(1997): cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;**
  - **Norma UNI EN 12464-1 ed. 2011 "Illuminazione dei Luoghi di Lavoro"**
  - **norma UNI EN 1838: "Applicazione dell'illuminotecnica. Illuminazione di emergenza";**
  - **le prescrizioni e indicazioni della TELECOM;**
  - **eventuali prescrizioni o specifiche del committente.**
  - **Norma EN 12453: Porte e cancelli industriali, commerciali e da autorimessa – Sicurezza in uso di porte motorizzate – Requisiti;**
  - **Norma EN 12445: Porte e cancelli industriali, commerciali e da autorimessa – Sicurezza in uso di porte motorizzate – Metodi di prova;**
  - **Norma EN 13241-1: Porte e cancelli industriali, commerciali e da garage – Norma di prodotto – Prodotti senza caratteristiche di resistenza al fuoco o controllo del fumo;**
- **eventuali prescrizioni o specifiche del committente.**